



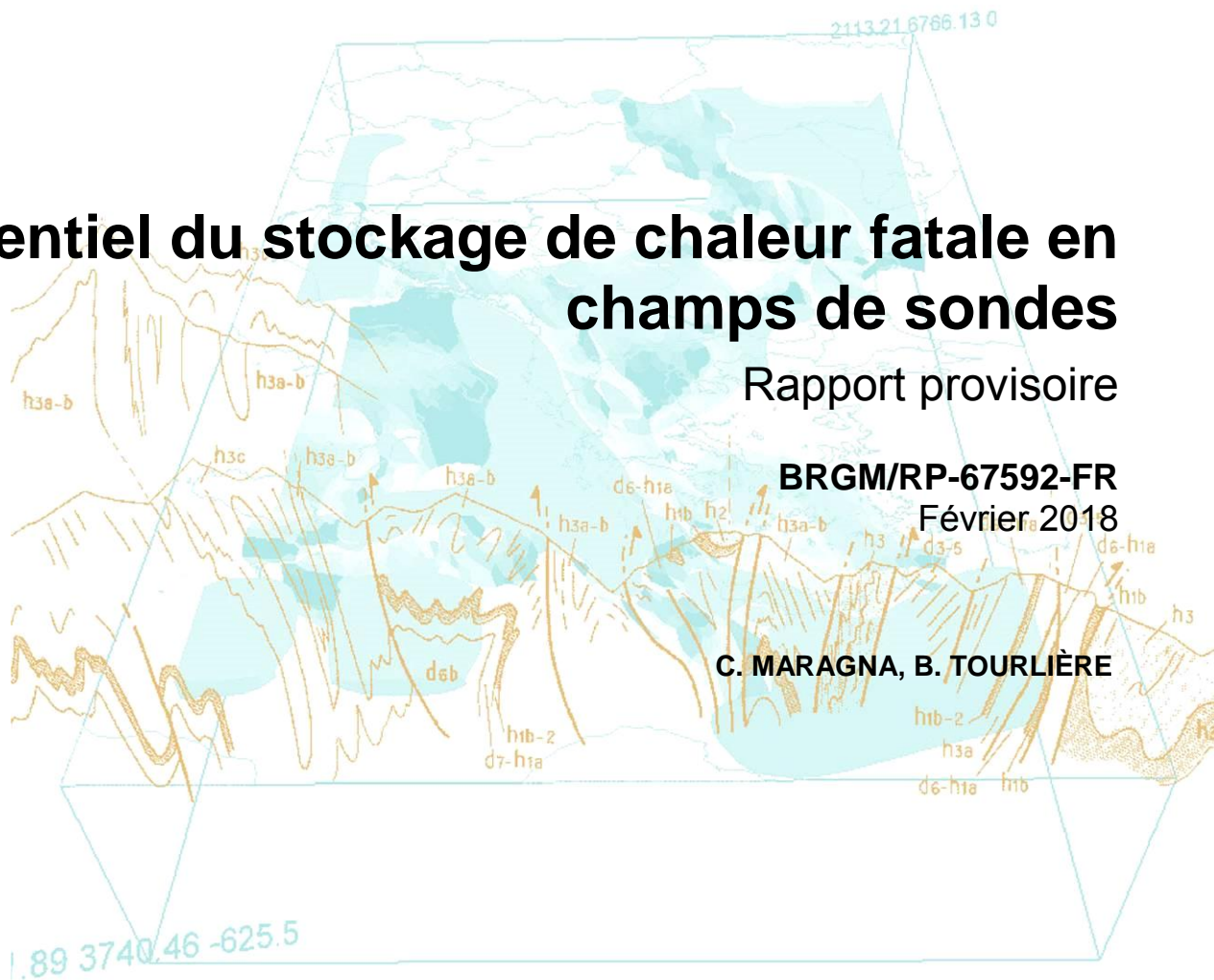
Potentiel du stockage de chaleur fatale en champs de sondes

Rapport provisoire

BRGM/RP-67592-FR

Février 2018

C. MARAGNA, B. TOURLIÈRE



Géosciences pour une Terre durable

brgm

Étude réalisée dans le cadre des projets de Recherche du BRGM sur autofinancement.

Ce document a été vérifié par : Mikael PHILIPPE, responsable scientifique du programme
« Centre technique Géothermie et Bâtiment ». date : 05/03/2018

Approbateur :

Nom : Philippe ROCHER Fonction : Directeur adjoint DGR Date : 12/03/2018

Signature :



Le système de management de la qualité et de l'environnement est certifié
par AFNOR selon les normes ISO 9001 et ISO 14001.
Contact : qualite@brgm.fr

Mots clés : Géothermie, Stockage de chaleur, Chaleur fatale

En bibliographie, ce rapport sera cité de la façon suivante :

Maragna C., Tourlière B. (2018) - Potentiel du stockage de chaleur fatale en champs de sondes.
Rapport BRGM/RP-67592-FR, 39 p., 26 fig., 4 tab., 1 ann.

Synthèse

La Loi de transition énergétique pour la croissance verte publiée en août 2015 vise à ce qu'en 2030 les énergies renouvelables représentent 38 % de la consommation finale de chaleur. En particulier, elle fixe l'objectif d'une multiplication par 5 de la quantité de chaleur et de froid renouvelable livrée par les réseaux de chaleur d'ici à 2030, soit 395 TWh EnR&R /an. La croissance de la quantité de chaleur renouvelable livrée passera par une augmentation de la part EnR&R (Énergies Renouvelables et de Récupération) des réseaux. Cette part est déjà passée de 27 % à 47 % entre 2007 et 2013 et l'objectif de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie est d'atteindre 50 % en 2018 puis entre 55 et 60 % à partir de 2023. On voit que le taux de raccordement des EnR&R aux réseaux commence à décélérer. Par ailleurs, l'industrie présente un important potentiel de chaleur fatale de 109,5 TWh, dont 52,9 TWh sont perdus à plus de 100 °C, une chaleur majoritairement produite en continu. La conjonction pousse à l'introduction de stockages pour soutenir l'augmentation du taux d'EnR&R, afin de compenser au mieux le décalage entre production et demande.

Ce rapport présente une étude de la viabilité technico-économique de l'intégration d'un stockage en champ de sondes géothermiques verticales ou *Borehole Thermal Energy Storage* (BTES) à un réseau de chaleur alimenté par une source de chaleur fatale et une chaudière gaz en appoint. L'étude repose sur une modélisation dynamique du système sur plusieurs années de fonctionnement. Les hypothèses de l'étude considèrent que la consommation annuelle du réseau est égale à la production fatale, mais que la source fatale ne couvre que 66 % de la consommation à cause du décalage entre production et consommation. Les températures de source fatale et de retour de réseau sont estimées respectivement à 80 °C et 30 °C, et la conductivité thermique du sol à 2,2 W.K⁻¹.m⁻¹. L'indicateur économique considéré est le coût de production de la chaleur calculé sur 20 ans. La viabilité économique de l'intégration du BTES augmente avec la taille du gisement de chaleur fatale. Si la chaleur est mise à disposition gratuitement, l'intégration du BTES est viable dès que la quantité de chaleur fatale disponible E_{fat} est supérieure à 5 000 MWh.an⁻¹. Le volume optimal est d'environ 8,5 m³.MWh⁻¹, et le BTES permet de porter la fraction de chaleur fatale sur le réseau de 66 % à environ 87 %. Pour un gisement de 10 000 MWh.an⁻¹, l'intégration du BTES permet de réduire le coût de production de la chaleur injectée sur le réseau tant que la chaleur fatale est achetée à moins de 14 €.MWh⁻¹, avec des hypothèses d'actualisation à 4,18 %/an et d'augmentation du coût du gaz de 0,9 %/an. Ce seuil se déplace vers 25 €.MWh⁻¹ si on considère une augmentation du coût du gaz de 2,9 %/an. Par ailleurs, l'intégration d'un BTES présente l'avantage d'une stabilité du coût de production en cas de variation importante du coût du gaz naturel.

Par ailleurs, une étude préliminaire locale suggère que, d'un point de vue géologique et hydrogéologique, les zones les plus favorables au développement des BTES, en Île-de-France se situent à cheval sur l'Essonne, le Val-de-Marne et la Seine-et-Marne, ainsi qu'à Nanterre, Suresnes et Puteaux.

Sommaire

1. Introduction.....	7
2. Contributions énergétique, environnementale et économique des BTES à la valorisation de la chaleur fatale.....	9
2.1. HYPOTHÈSES DE L'ÉTUDE.....	9
2.1.1. La source de chaleur fatale.....	9
2.1.2. Le réseau de chaleur.....	9
2.1.3. Le BTES.....	11
2.1.4. Le système de valorisation de la chaleur fatale.....	12
2.1.5. Les contenus carbone.....	12
2.1.6. Éléments de coûts.....	13
a) Investissement.....	13
b) Énergie.....	14
c) Entretien.....	14
e) Contribution climat-énergie (taxe carbone).....	15
f) Aides financières.....	15
2.2. MODÉLISATION DU SYSTÈME.....	15
2.2.1. BTES.....	16
2.2.2. Vanne 3 voies.....	17
2.2.3. Modélisation de l'échangeur primaire/secondaire.....	17
2.2.4. Gestion du système.....	18
2.3. LES CAS ÉTUDIÉS.....	18
2.4. INFLUENCE DE LA TAILLE DU GISEMENT.....	19
2.5. CONFIGURATION OPTIMALE POUR $E_{FAT} = 10\ 000\ \text{MWH.AN}^{-1}$ ($V = 85\ 000\ \text{M}^3$, $H = 30\ \text{M}$).....	20
2.6. INFLUENCE DE LA PROFONDEUR DU BTES ($E_{FAT} = 10\ 000\ \text{MWH.AN}^{-1}$, $V = 85\ 000\ \text{M}^3$).....	22
2.7. INFLUENCE DES TEMPÉRATURES DE STOCKAGE ET DE RETOUR DE RÉSEAU.....	24
2.8. INFLUENCE DES PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES SUR LA RENTABILITÉ.....	27
3. Sélection des zones favorables à l'implantation des BTES en Île-de-France.....	29
4. Conclusions.....	32
5. Bibliographie.....	33

Liste des figures et/ou tableaux

Figure 1 : Schéma de principe d'un BTES : charge (gauche) et décharge (droite) thermiques (source : underground-energy.com).	7
Figure 2 : Durée de fonctionnement du réseau de chaleur en fonction de β_{ECS} . Si la consommation d'ECS est nulle, le temps de fonctionnement équivalent à pleine puissance est de 2 300 h.	10
Figure 3 : Ratio de chaleur fatale fournie en direct β_1 en fonction du ratio d'ECS β_{ECS} et du ratio de chaleur fatale disponible β_{fat}	10
Figure 4 : Grandeurs géométriques d'un BTES en fonction de la profondeur des forages et du volume de stockage. La courbe en pointillés représente h_{optim}	11
Figure 5 : Système modélisé en phase de stockage (en haut) et déstockage (en bas) de chaleur.	12
Figure 6 : Structure du coût de la chaleur calculé sur 20 ans en l'absence de BTES. $E_{fat} = 10\ 000$ MWh.an ⁻¹	14
Figure 7 : Estimation de la taxe carbone sur le gaz naturel en euro hors TVA / MWh PCI.	15
Figure 8 : Contenu CO ₂ et coût de production des différentes configurations.	19
Figure 9 : Indicateur-clés en fonction du ratio V/E_{fat} . Espacement entre les sondes $a = 2,5$ m. (cf. Annexe 1 pour $a = 3,5$ m et $a = 4,5$ m).	20
Figure 10 : Bilans d'énergie. $E_{fat} = 10\ 000$ MWh.an ⁻¹ , $V = 85\ 000$ m ³	21
Figure 11 : Spectre fréquentiel de la puissance échangée avec le BTES. $E_{fat} = 10\ 000$ MWh.an ⁻¹ , $V = 85\ 000$ m ³	21
Figure 12 : Structure du coût de la chaleur calculé sur 20 ans. $E_{fat} = 10\ 000$ MWh.an ⁻¹ , $V = 85\ 000$ m ³	22
Figure 13 : Structure du contenu CO ₂ calculé sur 20 ans. $E_{fat} = 10\ 000$ MWh.an ⁻¹ , $V = 85\ 000$ m ³ ...	22
Figure 14 : Influence de la profondeur de forage h sur les indicateur-clés. $E_{fat} = 10\ 000$ MWh.an ⁻¹ , $V = 85\ 000$ m ³	23
Figure 15 : Variation des ratios de chaleur fatale déstockée β_2 et vendue β_4 en fonction de la variation du facteur de forme f . $E_{fat} = 10\ 000$ MWh.an ⁻¹ , $V = 85\ 000$ m ³	24
Figure 16 : Indicateur-clés en fonction de la température de la source fatale. Température de retour de réseau = 30 °C.	25
Figure 17 : Indicateur-clés en fonction de la température de retour de réseau. Température fatale = 80 °C.	26
Figure 18 : Variation des ratios de chaleur fatale déstockée β_2 et vendue β_4 en fonction de l'écart aux températures de référence. $E_{fat} = 10\ 000$ MWh.an ⁻¹ , $V = 85\ 000$ m ³	26
Figure 19 : Sensibilité du coût de production de la chaleur sur 20 ans en fonction du prix de la chaleur fatale.	27
Figure 20 : Sensibilité du coût de production de la chaleur sur 20 ans en fonction de l'évolution du coût du gaz (actualisation à 4,17 %/an)	28
Figure 21 : Surfaces couvertes par l'ensemble marnes vertes + marnes supragypseuses et des marnes du Sparnacien avec une profondeur ≤ 10 m et une épaisseur > 20 m	30
Figure 22 : Surfaces couvertes par l'ensemble marnes vertes + marnes supragypseuses et des marnes du Sparnacien avec une profondeur ≤ 10 m et une épaisseur > 30 m.	31
Figure 23 : Indicateur-clés en fonction du volume V et de l'espacement entre les sondes a . $E_{fat} = 1\ 000$ MWh.an ⁻¹	35
Figure 24 : Indicateur-clés en fonction du volume V et de l'espacement entre les sondes a . $E_{fat} = 2\ 500$ MWh.an ⁻¹	36

Figure 25 : Indicateur-clés en fonction du volume V et de l'espacement entre les sondes a. $E_{fat} = 5\ 000\ \text{MWh.an}^{-1}$ 37

Figure 26 : Indicateur-clés en fonction du volume V. $E_{fat} = 10\ 000\ \text{MWh.an}^{-1}$ 38

Liste des tableaux

Tableau 1 : Caractéristiques de 4 BTES haute température.8

Tableau 2 : Contenu carbone des matériaux du BTES..... 13

Tableau 3 : Évolution des paramètres macro-économiques..... 14

Tableau 4 : Superficie (km^2) des formations favorables au stockage (calculée sur l'Île-de-France). ... 30

Liste des annexes

Annexe 1 - Influence du volume de stockage 35

1. Introduction

L'ADEME a récemment estimé que l'industrie présente un potentiel de chaleur fatale de 109,5 TWh, dont 52,9 TWh sont perdus à plus de 100 °C (ADEME, 2017). À ce gisement s'ajoute 8,4 TWh de chaleur rejetée au niveau des UIOM (unités d'incinérations des ordures ménagères), STEP (stations d'épurations des eaux usées) et Data Centers. L'ADEME a par ailleurs identifié que 16,7 TWh de la chaleur fatale produite à plus de 60 °C se situe à proximité d'un réseau de chaleur existant, ce qui représente un peu plus de 1,66 million d'équivalents logements.

Il existerait en France plus de 600 réseaux de chaleur urbains (d'après le Syndicat National du Chauffage Urbain). Les réseaux de chaleur qui fournissent plus de 50 % d'EnR&R bénéficient d'une TVA réduite, ce qui conduit à des prix de vente moyens inférieurs au prix de vente des réseaux ne respectant pas ce critère¹. L'introduction de stockage intersaisonnier permettrait d'augmenter le nombre de réseaux bénéficiant de cette réduction fiscale.

Certains aspects réglementaires actuels semblent favorables aux réseaux de chaleur (RC), et indirectement au stockage de chaleur, par exemple le Code de l'urbanisme (article L300-1) qui encourage l'étude d'opportunité de la création ou du raccordement de RC avec ENR&R pour toute action ou opération d'aménagement. Le décret n° 2014-1363 du 14 novembre 2014 stipule quant à lui que les émetteurs de chaleur fatale situés à proximité d'un réseau de chaleur doivent réaliser une analyse coûts-avantages afin d'étudier les possibilités de valorisation de la chaleur fatale.

Le champ de sondes géothermiques verticales à haute température ($T > 60$ °C), ou *Borehole Thermal Energy Storage* (BTES), est un stockage souterrain intersaisonnier de l'énergie thermique sous forme de chaleur sensible (une charge et une décharge par an). Le medium du stockage est constitué des roches du sous-sol à des profondeurs allant d'une trentaine de mètres à 200 m. Les volumes de stockage typiques sont compris entre quelques dizaines de milliers et plusieurs centaines de milliers de m³. De l'ordre de 400 à 4 000 MWh/an peuvent être stockés dans des BTES, avec des rendements de l'ordre de 50 % à 70 %. Physiquement, l'échange d'énergie thermique et la capacité de stockage reposent sur la diffusion thermique dans les roches. La chaleur est échangée entre un fluide caloporteur (généralement de l'eau) circulant en boucle fermée et le sous-sol via un grand nombre d'échangeurs disposés dans des forages verticaux. Le BTES présente l'avantage d'être une solution modulaire.

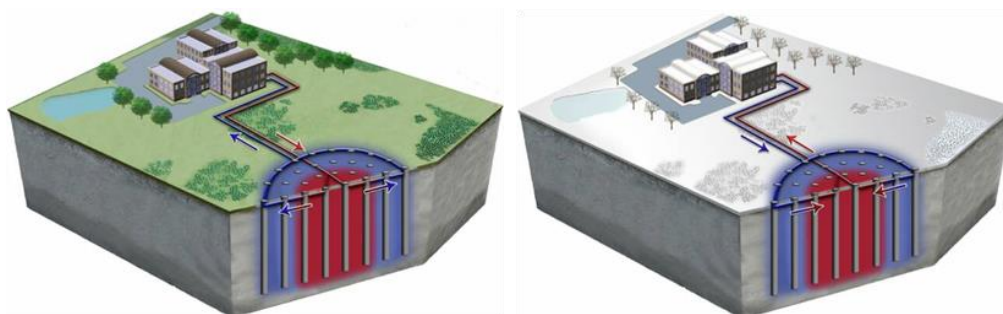


Figure 1 : Schéma de principe d'un BTES : charge (gauche) et décharge (droite) thermiques (source : underground-energy.com).

¹ AMORCE. Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur. RCE25, p 44. Les prix de vente en 2014 étaient particulièrement élevés du fait de la faible rigueur climatique. Les prix de vente entre 2007 et 2013, compris entre 49 et 62 €/HT/MWh pour les réseaux > 50 % EnR&R (réseaux les plus compétitifs), restent tout de même supérieurs au coût de production de chaleur par BTES, fixé dans notre exemple à 40 €/HT/MWh th déstocké.

Il existe dans le monde quelques exemples de BTES. Les caractéristiques de quatre d'entre eux sont donnés dans le Tableau 1. On observe une grande hétérogénéité des caractéristiques, avec par exemple des volumes de stockages compris entre 25 000 m³ et plus de 300 000 m³, et des densités d'énergie stockée variant de 1 à 4 (entre 7,6 et 31,2 kWh.m⁻³.an⁻¹).

Site	Source de chaleur	Volume de stockage (m ³)	Longueur de forage (m)	Énergie stockée (MWh/an)	Densité énergétique (kWh/m ³ /an)	Rendement énergétique du stockage
Solar Drake Landing (Canada) (Sibbitt, Mcclenahan, Djebbar, Thornton, & Wong, 2012)	Solaire	24 000	5 040	≈ 750	≈ 31,2	≈ 49 %
Crailsheim (Allemagne)	Solaire	37 500	4 400	≈ 380	≈ 10,1	≈ 54 %
Neckarsulm (Allemagne) (Nussbicker, Heidemann, & Mueller-Steinhagen, 2006)	Solaire	63 360	15 840	≈ 480	≈ 7,6	≈ 67 %
Emmaboda (Suède) ²	Fatale industrielle	322 500	21 600	≈ 3 800	≈ 11,8	≈ 70 %

Tableau 1 : Caractéristiques de 4 BTES haute température.

On dispose d'un retour d'expérience important sur ces sites, en particulier pour Solar Drake Landing (Canada). L'expérience acquise a permis de valider des outils de dimensionnement (en particulier le module DST de TRNSYS pour la modélisation de BTES), et d'optimiser le dimensionnement de BTES pour un site donné. En revanche, on manque d'une étude prospective permettant d'apprécier les performances énergétiques, économiques et environnementale des BTES pour la valorisation de chaleur fatale.

Le rapport présente une étude du potentiel de développement des BTES, suivant deux axes de travail :

- une estimation des performances énergétique, environnementale et économique des BTES intégrés à des sources de chaleur fatale et des réseaux de chaleur urbain ;
- une cartographie en Île-de-France des couches imperméables a priori favorables au stockage de chaleur en champ de sondes.

² Les températures de stockage et déstockage sont respectivement de l'ordre de 60 °C et 40 °C. (source : Andersson Olof, Rydell Leif. The HT-BTES plant at Xylem in Emmaboda, Sweden - Experiences from design, construction and initial operation)

2. Contributions énergétique, environnementale et économique des BTES à la valorisation de la chaleur fatale

Ce chapitre vise à estimer de quelle manière un BTES permet d'augmenter la quantité de chaleur fatale industrielle injectée sur un réseau de chaleur urbain, pour différents paramètres relatifs :

- Au aTES : volume, espacement et profondeur des forages ;
- à la source fatale : énergie et température disponibles ;
- au réseau : ratio entre l'énergie disponible et consommée par le réseau, la consommation du réseau, sa part d'eau chaude sanitaire (ECS) et la température de retour de réseau.

Les hypothèses de l'étude sont décrites en section 2.1. Un modèle énergétique intégrant le réseau de chaleur, la source fatale, une chaudière gaz et le BTES est développé et exploité dans le cadre d'une analyse paramétrique (section 2.2). Des gisements de chaleur fatale de 1 000 MWh.an⁻¹ à 10 000 MWh.an⁻¹ sont considérés (section 2.3).

2.1. HYPOTHÈSES DE L'ÉTUDE

2.1.1. La source de chaleur fatale

On considère que la chaleur fatale disponible est constante tout au long de l'année. En effet, d'après l'ADEME, 69 % de la chaleur fatale serait produite en 3 x 8 h sans arrêt le week-end (ADEME, 2017). Le gisement est caractérisé par une quantité d'énergie fatale E_{fat} (MWh.an⁻¹) et un niveau de température T_{fat} (°C). On suppose que la température fatale est supérieure à la température de départ du réseau de chaleur.

2.1.2. Le réseau de chaleur

Le réseau est caractérisé par la consommation du réseau de chaleur E_{res} (MWh.an⁻¹). Celle-ci se décompose en une demande constante pour l'eau chaude sanitaire (ECS), et une demande variable pour de chauffage. La courbe de demande de puissance est calculée grâce aux fichiers réglementaires de la réglementation thermique RT2012 en zone H1a qui couvre la région Ile-de-France, avec une température de non-chauffage $T_{nc} = 16$ °C (cf. Figure 2). On introduit la part d'ECS dans la demande de chauffage β_{ECS} , ainsi que le ratio entre les quantités de chaleur fatale produite et appelée par le réseau β_{fat} (cf. Figure 3) :

$$\beta_{ECS} = \frac{E_{ECS}}{E_{res}} \quad (1)$$

$$\beta_{fat} = \frac{E_{fat}}{E_{res}} \quad (2)$$

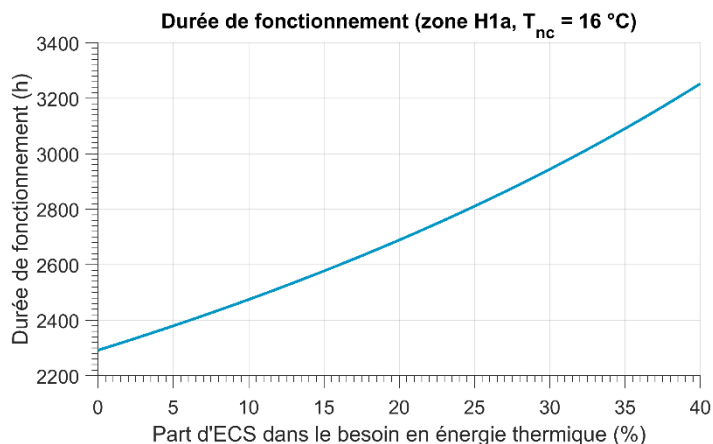


Figure 2 : Durée de fonctionnement du réseau de chaleur en fonction de β_{ECS} . Si la consommation d'ECS est nulle, le temps de fonctionnement équivalent à pleine puissance est de 2 300 h.

La part de consommation de chaleur couverte par la source fatale en direct est notée β_1 . On a bien sûr $\beta_1 + \beta_2 + \beta_3 = 1$: la chaleur est soit produite directement par la source fatale (β_1), soit elle est déstockée du BTES (β_2), soit elle est couverte par la chaudière gaz (β_3).

En considérant une part d'ECS $\beta_{ECS} = 15\%$ et une couverture en direct par la source fatale $\beta_1 = 66\%$, alors la chaleur fatale produite β_{fat} vaut 100 % de la consommation du réseau (cf. Figure 3). Ce sera l'hypothèse par défaut pour les paramètres β_{ECS} , β_1 et β_{fat} . On introduit aussi un paramètre β_4 qui représente la chaleur fatale achetée, soit pour alimenter le réseau en direct, soit pour la stocker, normalisée par la consommation annuelle du réseau :

$$\beta_4 = \frac{E_{fat,direct}}{E_{res}} + \frac{E_{stocké}}{E_{res}} = \frac{E_{fat,direct}}{E_{res}} + \frac{1}{\eta} \frac{E_{déstocké}}{E_{res}} = \beta_1 + \frac{\beta_2}{\eta} \quad (3)$$

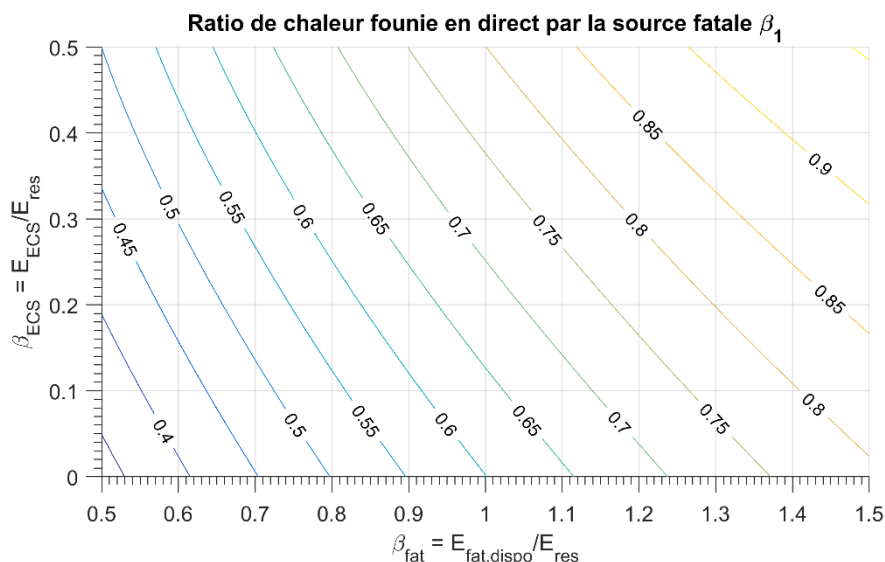


Figure 3 : Ratio de chaleur fatale fournie en direct β_1 en fonction du ratio d'ECS β_{ECS} et du ratio de chaleur fatale disponible β_{fat}

Les températures de la source fatale T_{fat} et de retour de réseau $T_{r,res}$ sont pris respectivement égales à 80 °C et 30 °C.

2.1.3. Le BTES

On considère que le BTES est un cylindre de volume V et profondeur h . Les N sondes sont disposées sur une grille hexagonale avec un espacement a , chaque sonde occupant une cellule de superficie $\frac{\sqrt{3}}{2} a^2$. Les forages, de diamètre 16 cm, sont équipés d'échangeur double-U en PEHD (tubes de diamètre externe 32 mm et d'épaisseur 2,9 mm). La résistance de forage est estimée à $R_f = 0.08 \text{ K.m.W}^{-1}$.

On introduit un facteur de forme f (m), défini comme le ratio entre le volume du BTES et la superficie des faces enterrées du cylindre (on suppose la surface parfaitement isolée) :

$$f = \frac{V}{\pi r^2 + 2\pi r h} = \frac{V}{\frac{V}{h} + 2\sqrt{\pi V h}} \quad (4)$$

Une valeur élevée de f correspond à de faibles déperditions, et un rendement de stockage élevé. La forme du stockage est optimale lorsque f est minimal, ce qui correspond à une profondeur du cylindre égale à son rayon :

$$h_{opt} = r_{opt} = \left(\frac{V}{\pi}\right)^{\frac{1}{3}} \quad (5)$$

La profondeur optimale augmente avec la profondeur. Elle atteint 54 m pour 500 000 m³ de stockage ($f \approx 18$). Cependant, augmenter la profondeur présente l'intérêt de diminuer considérablement la surface au sol du BTES, diminuant ainsi l'impact foncier du dispositif ainsi que le coût de l'isolation supérieure (cf. Figure 4). Aussi, toujours pour un volume de 500 000 m³, multiplier par deux la profondeur des forages permet de faire passer la surface au sol de $\approx 9\,200$ à $\approx 4\,700 \text{ m}^2$, tout en conservant un facteur de forme convenable ($f \approx 16,4$).

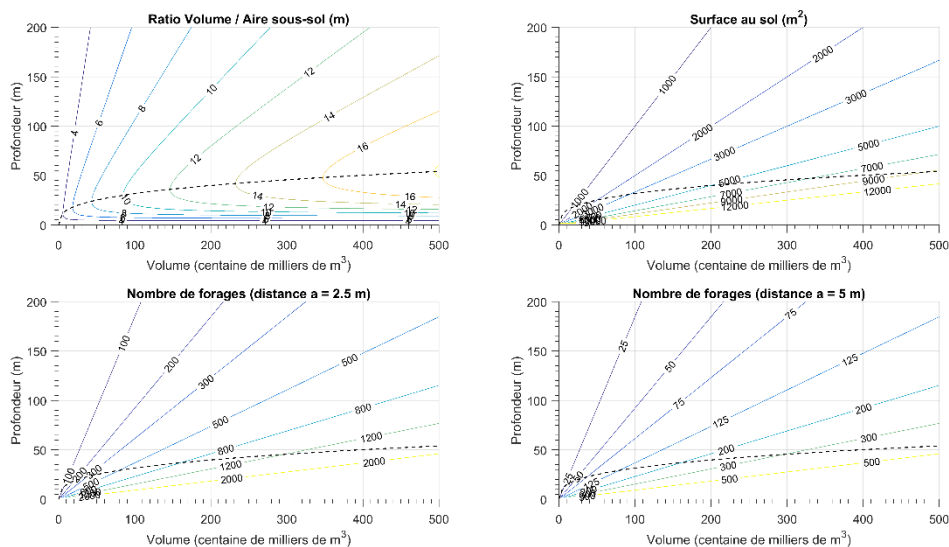


Figure 4 : Grandeurs géométriques d'un BTES en fonction de la profondeur des forages et du volume de stockage. La courbe en pointillés représente h_{optim}

Le sous-sol est par ailleurs caractérisé par sa conductivité thermique λ_m ($\text{W.K}^{-1}.\text{m}^{-1}$), sa température initiale T_0 et sa capacité calorifique. T_0 est fixé à 12,6 °C, la température moyenne en France de 1981 à 2010 selon Météo France, et la capacité calorifique à 2,2 $\text{MJ.K}^{-1}.\text{m}^3$, valeur caractéristique moyenne des sols (SIA, 2010).

2.1.4. Le système de valorisation de la chaleur fatale

Le système modélisé est représenté en Figure 5. Lorsque la production de chaleur fatale excède la demande du réseau de chaleur, la chaleur fatale est stockée dans le BTES via un échangeur intermédiaire (primaire : réseau de chaleur ; secondaire : champ de sondes). On a pris un pincement d'échangeur de 2 °C. Une vanne 3 voies permet d'ajuster le débit entrant au secondaire, de manière à ce que la puissance transférée au BTES n'excède pas la puissance fatale disponible. En déstockage, lorsque la puissance appelée par le réseau excède la puissance fatale disponible, du fluide de retour du réseau à la température $T_{r,res}$ est dirigé vers le primaire de l'échangeur, tant que la température de sortie du primaire est supérieure à $T_{r,res}$. Une chaudière au gaz fournit la puissance restante. On suppose que le rendement de cette chaudière est de 100 % sur pouvoir calorifique inférieur (PCI), ce qui correspond à une hypothèse plus réaliste, dans le cas d'une chaudière à condensation, d'un rendement inférieur à 100 % sur pouvoir calorifique supérieur (PCS). En stockage comme en déstockage, le fluide circule dans le BTES à un débit constant, ce qui permet de mesurer la température du stock souterrain de chaleur en continu.

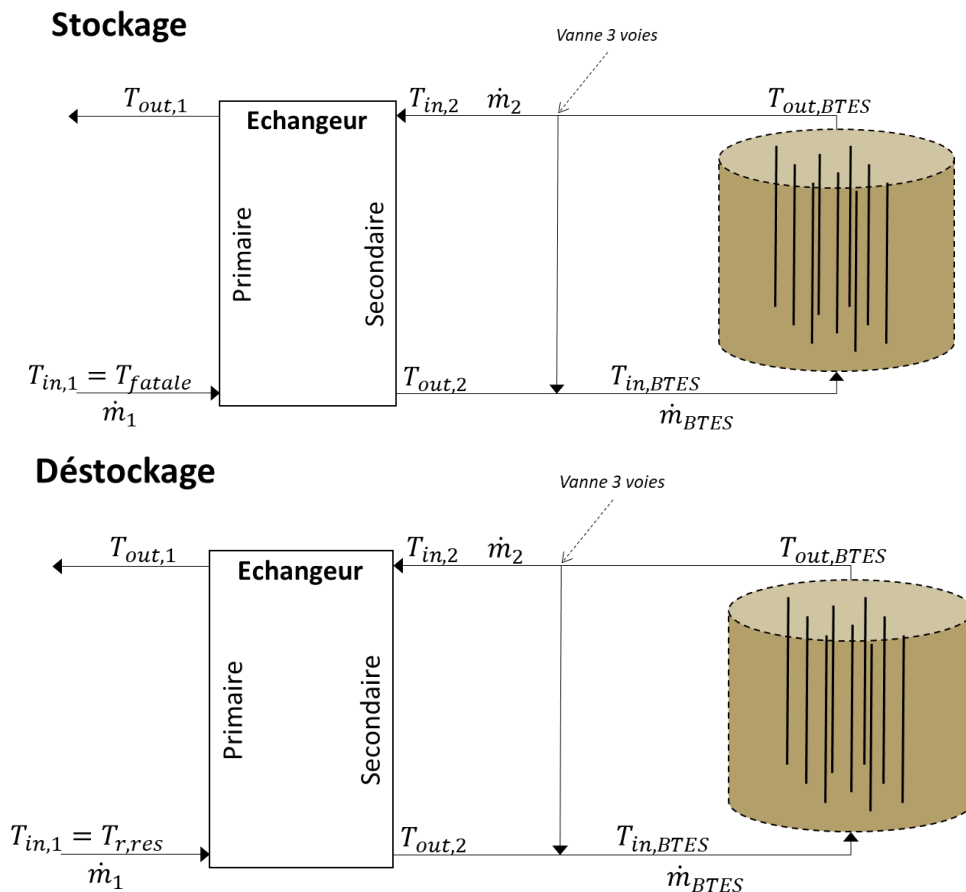


Figure 5 : Système modélisé en phase de stockage (en haut) et déstockage (en bas) de chaleur.

2.1.5. Les contenus carbone

On a estimé le contenu carbone du BTES en prenant en compte le contenu carbone des tubes en PEHD des sondes et du ciment des forages et de l'isolant sur la face supérieure du BTES. Il s'agit là d'une première étape, qui mériterait d'être complétée en prenant en compte les contenus CO₂ de l'échangeur primaire/secondaire, de l'amené-repli du matériel, etc. Néanmoins, cette étude permet d'avoir quelques ordres de grandeur.

Les contenus carbone sont extraits de la Base Carbone de l'ADEME (<http://bilans-ges.ademe.fr/>), et de l'IPCC 2013 GWP 100 a (cf. Tableau 2). On retient les valeurs de la Base Carbone de l'ADEME pour le gaz naturel (243 kgCO₂eq / MWhPCI. On suppose que le BTES est couvert de 20 cm d'isolant en polyuréthane, comme observé dans le BTES de Crailsheim.

	PEHD	Ciment	Isolant polyuréthane
Contenu CO ₂ (kgCO ₂ eq.kg ⁻¹)	2,09 ³	0,866 ²	5,19 ⁴
Masse volumique (kg.m ⁻³)	953	810 ⁵	30
Contenu CO ₂ (kgCO ₂ eq.m ⁻³)	1 992 ²	701,5 ²	155,7 ³

Tableau 2 : Contenu carbone des matériaux du BTES.

2.1.6. Éléments de coûts

L'indicateur économique considéré est le coût complet de production de la chaleur sur 20 ans, où valeur actualisée nette (VAN) :

$$VAN = I + \sum_{n=1}^{20} C_n \left(\frac{1 + \alpha}{1 + a} \right)^n \quad (6)$$

Avec :

- I : investissement initial (€)
- C_n : coût de fonctionnement à l'année n (€)
- a : actualisation (%/an)
- α_i : augmentation du cout de fonctionnement (%/an)

À titre indicatif, on donne aussi le coût du MWh produit, soit le ratio entre la VAN et l'énergie produite par le réseau.

a) Investissement

L'examen de l'investissement du BTES de Crailsheim (Schmidt & Miedaner, 2012) (stockage annuel de 480 MWh dans 37 500 m³ via 4 400 m de sondes géothermiques verticales (SGV) profondes de 55 m, déstocké avec un rendement de 54 %), soit 520 k€, montre que la mise en place des échangeurs souterrains et l'isolation de la surface représentent respectivement 50 % et 25 % de l'investissement (respectivement 265 k€ et 120 k€). Le coût des sondes est de 60 €.ml⁻¹, ce qui correspond à la valeur moyenne observée en France, valeur que l'on retiendra. La surface supérieure a une superficie de 680 m² (37 500 m³ / 55 m). Le coût de l'isolant incluant sa mise en place est de 175 €/m². On retiendra cette valeur, bien qu'elle ne soit obtenue que pour un seul BTES. Le coût de l'échangeur primaire/secondaire est de l'ordre de quelques milliers d'euros. On prend en compte une valeur arbitraire de 20 % du coût des forages et de l'isolation du BTES pour les études préalables à la réalisation du BTES, à la maîtrise d'ouvrage, etc. le coût de la chaudière gaz est estimé à 250 €/kW.

³ Base Carbone de l'ADEME (<http://bilans-ges.ademe.fr/>)

⁴ l'IPCC 2013 GWP 100 a

⁵ D'après documentation technique du ciment ThermoCem® : pour remplir 1 000 l de cavité, 810 kg de ThermoCem sont nécessaires (et 650 l d'eau).

b) Énergie

Le prix du gaz naturel est estimé en 2017 à 40,8 € HT / MWh PCI (valeur ADEME Fonds Chaleur pour une consommation > 250 MWh.an⁻¹). Sauf mention contraire, on suppose que la chaleur fatale est mise à disposition à titre gracieux. L'influence du prix de la chaleur fatale sur le coût complet de la chaleur produite fait l'objet d'une analyse de sensibilité. Dans cette première approche, la consommation électrique du circulateur côté BTES n'est pas prise en compte.

Le coût de production de la chaleur en l'absence de BTES s'établit à 19,3 €.MWh⁻¹ (cf. Figure 6).

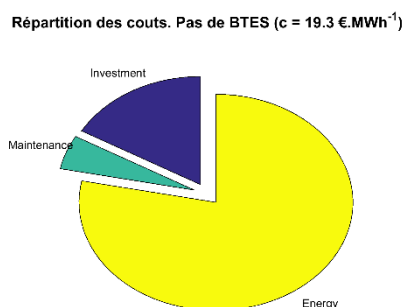


Figure 6 : Structure du coût de la chaleur calculé sur 20 ans en l'absence de BTES.
 $E_{fat} = 10\,000\text{ MWh.an}^{-1}$

c) Entretien

L'entretien de la chaudière est estimé à 2 %/an du coût de la chaudière.

d) Évolution des paramètres macro-économiques

L'évolution des paramètres macro-économiques, tiré du Fonds Chaleur de l'ADEME, est résumée en Tableau 3.

Paramètre	Évolution
Taux actualisation	4,17 %.an ⁻¹
Prix du gaz naturel	0,90 %.an ⁻¹
Inflation maintenance	1,37 %.an ⁻¹

Tableau 3 : Évolution des paramètres macro-économiques.

e) Contribution climat-énergie (taxe carbone)

La France a mis en place une fiscalité carbone en 2014 en intégrant dans les taxes intérieures sur les consommations des produits énergétiques une composante carbone. En 2017, pour le gaz naturel (GN), elle s'élève à 6,16 €HT / MWh PCI. Cette « taxe carbone » est elle-même soumise à la TVA (au taux de 20 % en 2017). L'évolution de la taxe carbone sur le GN a été estimée en lui appliquant les évolutions identiques à la taxe carbone (30,5 €HT/tCO₂ en 2017), c'est-à-dire :

- la trajectoire d'évolution de la taxe carbone donnée dans la loi de transition énergétique de 2015, de 30,5 €HT/tCO₂ en 2017 à 100 €HT/tCO₂ en 2030 ;
- l'évolution dans le projet de loi de finances 2018 à 44,6 €HT/tCO₂ en 2018 et 86,2 €HT/tCO₂ en 2022 ;
- en 2050, une taxe de 250 € / tCO₂, valeur moyenne considérée par le centre d'analyse stratégique, qui propose une fourchette de 150 € à 350 €.

Le montant de la taxe carbone serait de 11 € HT/MWh PCI pour le gaz naturel en 2020 (cf. Figure 7), ce qui semble cohérent avec les estimations de l'Association Française du Gaz (10 €/MWh en 2020). On peut cependant remarquer qu'avec les hypothèses prises, l'évolution du prix du GN est bien inférieure à l'actualisation. Avec ces hypothèses, si on raisonne en euros constants de 2017, le prix moyen du GN sur 2017-2037 s'établit à 44,3 € HT/MWh PCI.

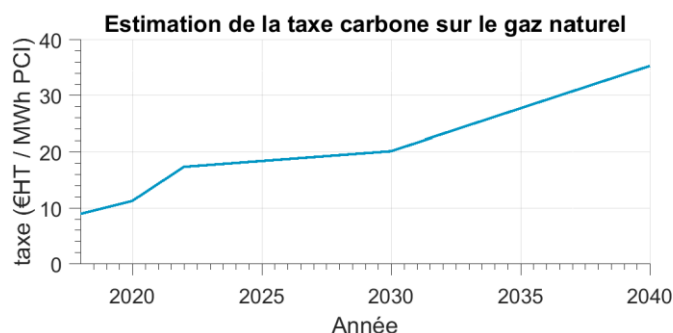


Figure 7 : Estimation de la taxe carbone sur le gaz naturel en euro hors TVA / MWh PCI.

f) Aides financières

Les calculs économiques sont menés en ne prenant en compte aucune aide financière.

2.2. MODÉLISATION DU SYSTÈME

Un modèle dynamique du système a été construit dans MATLAB®. Le pas de temps est de 1 h et la durée d'exploitation simulée est de 6 ans. À chaque pas de temps, le modèle détermine les températures $T_{in,1}$, $T_{out,1}$, $T_{in,2}$, $T_{out,2}$, $T_{in,BTES}$, $T_{out,BTES}$ et les débits \dot{m}_1 , \dot{m}_2 , \dot{m}_{BTES} afin de maximiser la puissance échangée entre le primaire et le secondaire, tout en vérifiant les bilans d'énergie et de masse sur l'échangeur, le BTES et la vanne 3 voies.

2.2.1. BTES

La température d'entrée du liquide et la puissance échangée est identique sur toutes les sondes. À ce stade, on ne considère pas d'exploitation différenciée par zones. L'évolution de la température dans le BTES est décrite par des techniques analytiques, qui offrent un temps d'exécution raisonnable (typiquement 1 minute pour 1 an de fonctionnement). La température moyenne du fluide T_{fl}^n au pas de temps n circulant dans les échangeurs souterrains est liée à la puissance échangée sur le BTES P_{BTES} par (Eskilson, 1987) :

$$\begin{aligned} T_{fl}^n &= \frac{T_{in,BTES}^n + T_{out,BTES}^n}{2} \\ &= T_0 + \frac{1}{\lambda_m NH} \left(P_{BTES}^1 G^n + \sum_{l=1}^{n-1} (P_{BTES}^{l+1} - P_{BTES}^l) G^{n-l} \right) \end{aligned} \quad (7)$$

Où G est la réponse indicielle du BTES, définie par :

$$G(t^*) = \lambda_m R_f + G_0(t^*) + \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^N G_{i \rightarrow j}(t^*) \quad (8)$$

Le premier terme de l'éq. (8) représente le transfert thermique à l'intérieur du forage, le second terme est la réponse d'un unique échangeur, tandis que le dernier terme représente l'interaction entre tous les échangeurs souterrains. t^* est un paramètre adimensionné de la forme :

$$t^* = \frac{\lambda_m}{(\rho C_p)_m} \frac{t}{a^2} \quad (9)$$

Les fonctions $G_0(t^*)$ et $G_{i \rightarrow j}(t^*)$ sont calculées grâce au modèle de la ligne source finie (FLS) avec condition adiabatique à la surface (la face supérieure du BTES est supposée parfaitement isolée), noté $G_{FLS}(t^*)$, respectivement pour $\beta = r/a$ et $\beta = d_{ij}/a$, la distance entre les forages i et j (Eskilson, 1987) :

$$\begin{aligned} G_{FLS}(t^*) &= \frac{1}{2\pi} \left[\left(-D_A + \int_{\beta}^{\sqrt{\beta^2+1}} \frac{\operatorname{erfc}(\omega z)}{\sqrt{z^2 - \beta^2}} dz \right) + \left(D_B + \int_{\sqrt{\beta^2+1}}^{\sqrt{\beta^2+4}} \frac{\operatorname{erfc}(\omega z)}{\sqrt{z^2 - \beta^2}} dz \right) \right] D_A \\ &= \sqrt{\beta^2 + 1} \operatorname{erfc}(\omega \sqrt{\beta^2 + 1}) - \beta \operatorname{erfc}(\omega \beta) \\ &\quad - \frac{(\exp(-\omega^2(\beta^2 + 1)) - \exp(-\omega^2\beta^2))}{\omega\sqrt{\pi}} \\ D_B &= \sqrt{\beta^2 + 1} \operatorname{erfc}(\omega \sqrt{\beta^2 + 1}) - \frac{1}{2} \left(\beta \operatorname{erfc}(\omega \beta) + \sqrt{\beta^2 + 4} \operatorname{erfc}(\omega \sqrt{\beta^2 + 4}) \right) \\ &\quad - \frac{(\exp(-\omega^2(\beta^2 + 1)) - \frac{1}{2}(\exp(-\omega^2\beta^2) + \exp(-\omega^2(\beta^2 + 4))))}{\omega\sqrt{\pi}} \end{aligned} \quad (10)$$

$$\omega = \frac{H}{2 \sqrt{\frac{\lambda_m}{(\rho C_p)_m} t}} = \frac{H^*}{2\sqrt{t^*}}$$

Un bilan de puissance sur le fluide donne :

$$P_{BTES}^n = \dot{m}_{BTES} C_p (T_{in,BTES}^n - T_{out,BTES}^n) \quad (11)$$

Le débit \dot{m}_{BTES} est constant, ce qui permet de mesurer continuellement la température du stock (ou tout du moins d'avoir une estimation à proximité immédiate du forage). En combinant les éq. (7) et (11), on obtient :

$$\left(\frac{\lambda_m H}{2} - \dot{m}_{BTES} C_p G^1\right) T_{in,BTES}^n + \left(\frac{\lambda_m H}{2} - \dot{m}_{BTES} C_p G^1\right) T_{out,BTES}^n - T_0 \lambda_m H - P_{BTES}'^n = 0 \quad (12)$$

Avec :

$$P_{BTES}'^n = \begin{cases} 0 & \text{si } n = 1 \\ P_{BTES}^1 (G^2 - G^1) & \text{si } n = 2 \\ P_{BTES}^1 G^n + \sum_{l=1}^{n-2} (P_{BTES}^{l+1} - P_{BTES}^l) G^{n-l} - P_{BTES}^{n-1} G^1 & \text{si } n > 2 \end{cases} \quad (13)$$

2.2.2. Vanne 3 voies

On introduit la variable y qui représente l'ouverture de la vanne 3 voies. Pour $y = 1$, la totalité du fluide en sortie du BTES est réinjectée vers le BTES ; pour $y = 0$ tout le fluide en sortie du BTES circule vers l'échangeur. Un bilan de masse et un bilan d'énergie sur la vanne 3 voies en sortie du BTES donnent :

$$\dot{m}_2 = (1 - y) \dot{m}_{BTES} \quad (14)$$

$$T_{in,BTES} = y T_{out,BTES} + (1 - y) T_{out,2} \quad (15)$$

Lorsque la demande excède la production fatale, si la température de sortie du BTES est inférieure à la température de retour de réseau, l'énergie du stock est à une température trop basse pour permettre son utilisation, on impose alors une recirculation totale du fluide ($y = 1$, $\dot{m}_2 = 0$).

2.2.3. Modélisation de l'échangeur primaire/secondaire

La puissance P transférée du primaire au secondaire est donnée par :

$$P = \dot{m}_1 C_p (T_{in,1} - T_{out,1}) = \dot{m}_2 C_p (T_{out,2} - T_{in,1}) \quad (16)$$

La température $T_{in,1}$ est égale à la température de la source fatale T_{fat} et à la température de retour de réseau $T_{r,res}$ en déstockage :

$$\begin{cases} T_{in,1} = T_{fat} & \text{si } P_{fat}^n > P_{res}^n \text{ (stockage)} \\ T_{in,1} = T_{r,res} & \text{si } P_{fat}^n < P_{res}^n \text{ (déstockage)} \end{cases} \quad (17)$$

La température d'entrée au secondaire de l'échangeur est donnée par :

$$T_{in,2} = T_{out,BTES} \quad (18)$$

Le débit au primaire \dot{m}_1 est fixé à \dot{m}_{BTES} . Ainsi, étant donné que $\dot{m}_2 \leq \dot{m}_{BTES}$, on a nécessairement $\dot{m}_2 \leq \dot{m}_1$. Dès lors, les températures d'entrées et de sorties sont reliées au pincement de l'échangeur δT (pris égal à 2 °C) :

$$\begin{cases} \delta T = T_{in,1}^n - T_{out,2}^n \text{ (stockage)} \\ \delta T = T_{out,2}^n - T_{in,1}^n \text{ (déstockage)} \end{cases} \quad (19)$$

2.2.4. Gestion du système

La puissance maximale échangeable entre le primaire et le secondaire est donnée (en valeur absolue) par :

$$|P| < |P_{fat}^n - P_{res}^n| \quad (20)$$

Un modèle dynamique du système a été construit dans MATLAB®. A chaque pas de temps, la puissance $|P|$ est maximisée à l'aide de la fonction *fmincon* (solveur *active-set*), tout en respectant les contraintes définies par les équations (12) et (14) à (19). On a vérifié la convergence du solveur à chaque pas de temps.

2.3. LES CAS ÉTUDIÉS

Quatre valeurs de gisement de chaleur fatale E_{fat} ont été considérés : 1 000 MWh.an⁻¹, 2 500 MWh.an⁻¹, 5 000 MWh.an⁻¹ et 10 000 MWh.an⁻¹. La quantité de chaleur disponible pour le stockage dans le BTES $E_{dispo,BTES}$ est la différence entre toute la chaleur fatale produite pendant l'année et la chaleur fatale fournie en direct au réseau :

$$E_{dispo,BTES} = E_{res}(\beta_{fat} - \beta_1) \quad (21)$$

Pour chaque scénario on calcule sur 20 ans 6 indicateur-clés :

- les parts de consommation couvertes respectivement par le déstockage du BTES β_2 (%) et la chaudière gaz β_3 (%),
- le rendement énergétique du stockage η_{BTES} (%),
- le ratio de la chaleur fatale achetée β_4 (%),
- la température médiane de déstockage $T_{out,BTES1/2}$,
- le contenu carbone du MWh sur le réseau de chaleur γ (kgCo2eq.MWh⁻¹),
- une estimation du coût de la chaleur produite c (€.MWh⁻¹).

L'influence des paramètres suivants a été investiguée :

- pour les quatre valeurs de gisement : volume du BTES et distance entre forages a (2,5 m, 3,5 m ou 4,5 m). Le BTES a pour profondeur sa profondeur optimale h_{opt} définie par l'équation (5). Les volumes investigués correspondent à des ratios V/E_{fat} compris entre 4 et 11,5 m³ / kWh fatal ;
- profondeur des forages pour le cas où $E_{fat} = 10\,000$ MWh.an⁻¹, $a = 2,5$ m et $V = 85\,000$ m³ ;
- températures de source fatale et de retour de réseau pour $E_{fat} = 1\,000$, 5 000 et 10 000 MWh.an⁻¹.

2.4. INFLUENCE DE LA TAILLE DU GISEMENT

Les volumes investigués sont compris :

- entre 4 000 m³ et 11 500 m³ pour $E_{fat} = 1\ 000\ \text{MWh.an}^{-1}$;
- entre 10 000 m³ et 28 750 m³ pour $E_{fat} = 2\ 500\ \text{MWh.an}^{-1}$;
- entre 20 000 m³ et 57 500 m³ pour $E_{fat} = 5\ 000\ \text{MWh.an}^{-1}$;
- entre 40 000 m³ et 115 000 m³ pour $E_{fat} = 10\ 000\ \text{MWh.an}^{-1}$.

Le coût de la chaleur produite diminue avec la taille du gisement (cf. Figure 8). Les performances environnementales et économiques des BTES avec une densité de forages élevée ($a = 2,5\ \text{m}$) sont systématiquement plus élevées. Le coût de production de la chaleur avec BTES inférieur au coût sans BTES dès que $E_{fat} > 5\ 000\ \text{MWh.an}^{-1}$.

Par exemple, pour $E_{fat} = 10\ 000\ \text{MWh.an}^{-1}$, un stockage de 100 000 m³ environ permet d'obtenir le meilleur compromis entre coût (18,4 €/MWh) et contenu carbone (27,0 kgCO₂eq/MWh). On peut remarquer qu'un BTES de 70 000 m³ est économiquement viable, et ce même sans aide (cf. Figure 9). Le coût de production sur 20 ans est alors de 17,8 €/MWh et le contenu carbone est réduit de 55 % environ.

Un résultat intéressant est que le volume fournissant le meilleur compromis entre coût et contenu carbone est directement proportionnel à la taille du gisement. Le ratio optimal V/E_{fat} s'établit à 8,5 m³/MWh.

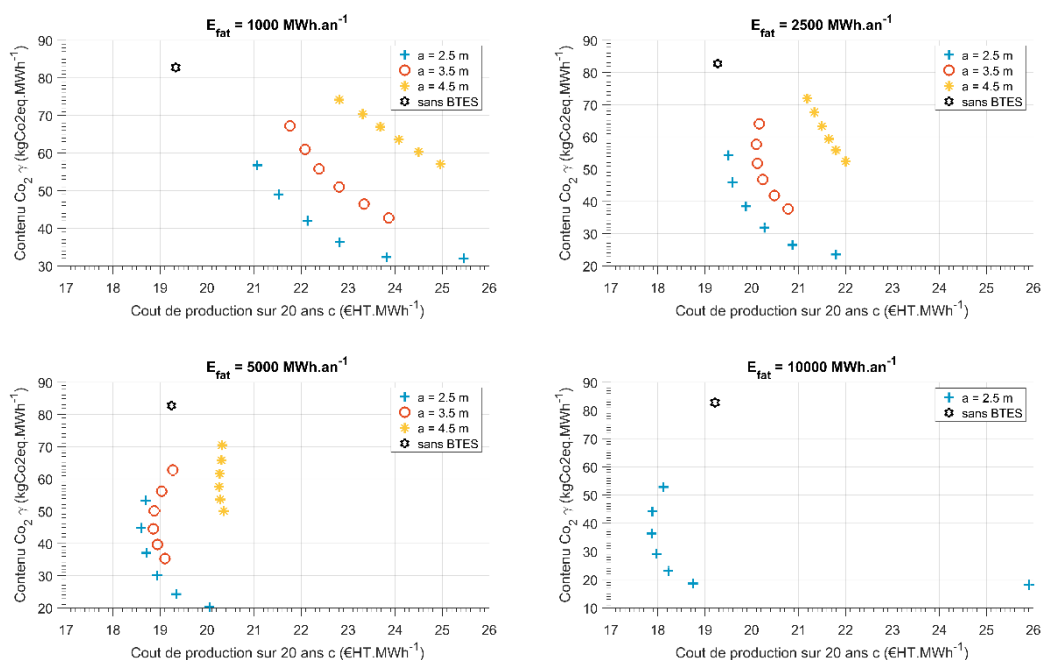


Figure 8 : Contenu CO₂ et coût de production des différentes configurations.

La fraction de chaleur fatale déstockée du BTES β_2 est maximale pour un gisement de $E_{fat} = 10\ 000\ \text{MWh.an}^{-1}$ et $V = 115\ 000\ \text{m}^3$ et vaut alors 22,7 %. La source fatale couvre alors $\beta_1 + \beta_2 = 65,9\ \% + 22,7\ \% = 88,7\ \%$ de la consommation du réseau de chaleur.

Le rendement énergétique du BTES est compris entre 60 % et 90 % et augmente avec la taille du gisement et le volume du BTES. Il faut cependant garder à l'esprit que cette énergie est dégradée lors de son déstockage : elle est en effet récupérée à une température bien plus faible que la température de stockage (80 °C - 2 °C de pincement de l'échangeur en entrée de BTES) (cf. température médiane sur Figure 9).

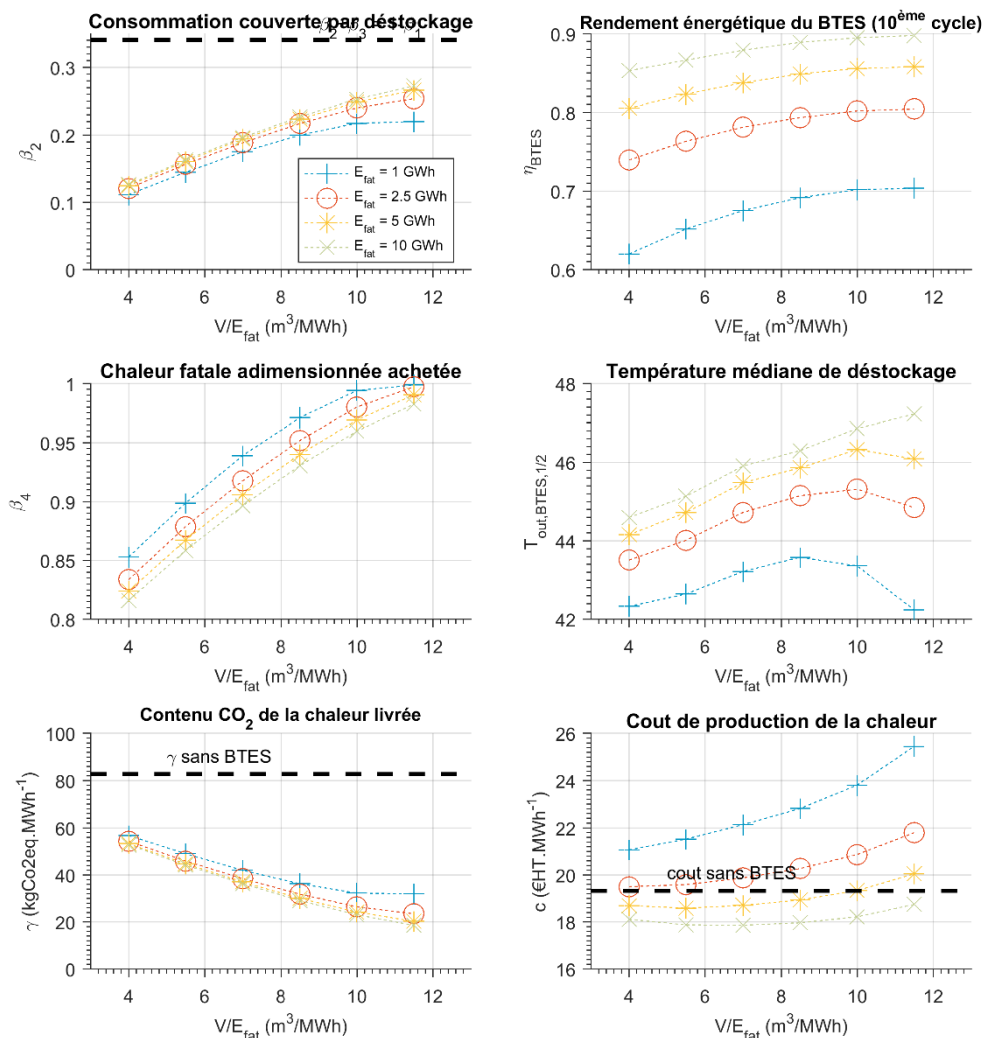


Figure 9 : Indicateur-clés en fonction du ratio V/E_{fat} . Espacement entre les sondes $a = 2,5$ m. (cf. Annexe 1 pour $a = 3,5$ m et $a = 4,5$ m).

2.5. CONFIGURATION OPTIMALE POUR $E_{FAT} = 10\ 000$ MWH.AN⁻¹ ($V = 85\ 000$ M³, $H = 30$ M)

On présente ci-dessous quelques éléments supplémentaires pour le cas défini par $E_{fat} = 10\ 000$ MWh.an⁻¹, $V = 85\ 000$ m³ et $h = 30$ m, la profondeur optimale.

La 1^{ère} année d'opération, le rendement du BTES n'est que de 24 %. Trois années sont nécessaires pour charger le BTES à 95 %, et atteindre le rendement de 88 % présenté en section précédente. Ce rendement particulièrement élevé ne doit pas masquer le fait que

l'énergie est déstockée à une température bien plus basse que la température de stockage (80 °C), la moitié de la chaleur déstockée l'étant entre 32,0 °C et 46,5 °C.

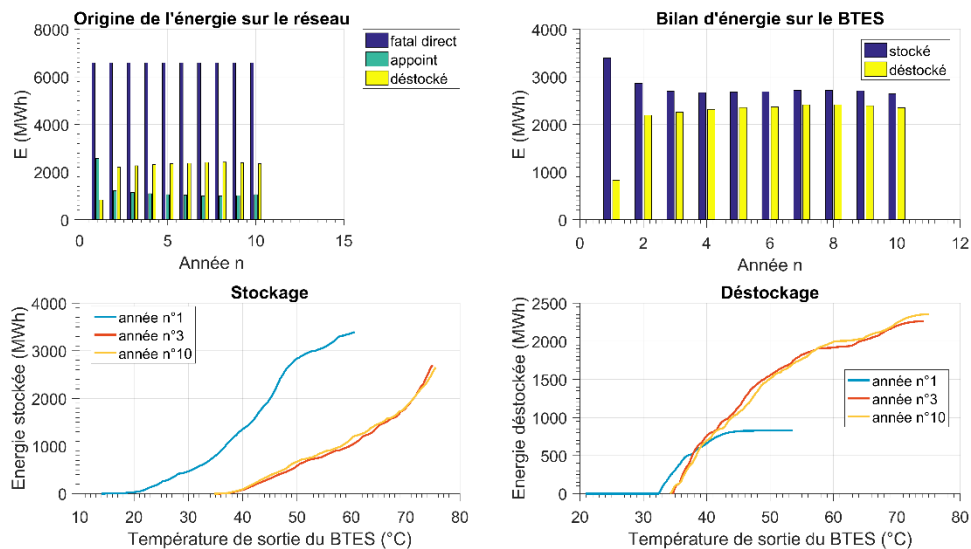


Figure 10 : Bilans d'énergie. $E_{fat} = 10\ 000\ MWh.an^{-1}$, $V = 85\ 000\ m^3$.

Le BTES est principalement exploité sur une base annuelle, comme le montre le spectre fréquentiel (transformée de Fourier, cf. Figure 11). On peut remarquer que se superpose à ce cycle annuel un cycle journalier dont l'amplitude est cependant environ 3,6 fois moins élevée.

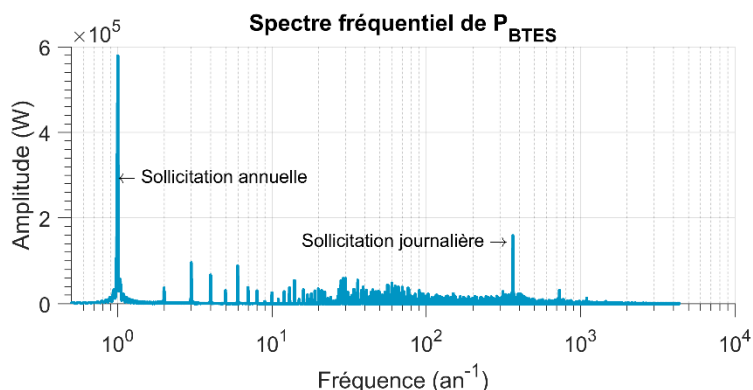


Figure 11 : Spectre fréquentiel de la puissance échangée avec le BTES.

$E_{fat} = 10\ 000\ MWh.an^{-1}$, $V = 85\ 000\ m^3$.

L'investissement initial est la principale contribution (66 %) au coût complet de production de la chaleur sur 20 ans pour un réseau avec BTES, à l'opposé du réseau sans BTES où la chaleur non fournie par la source fatale l'est intégralement par la chaudière gaz (cf. Figure 12 et Figure 6). On peut remarquer que dans la solution avec BTES, le coût de l'isolant supérieur (496 k€) représente environ la moitié du coût des forages (943 k€).

Potentiel du stockage de chaleur fatale en champ de sondes

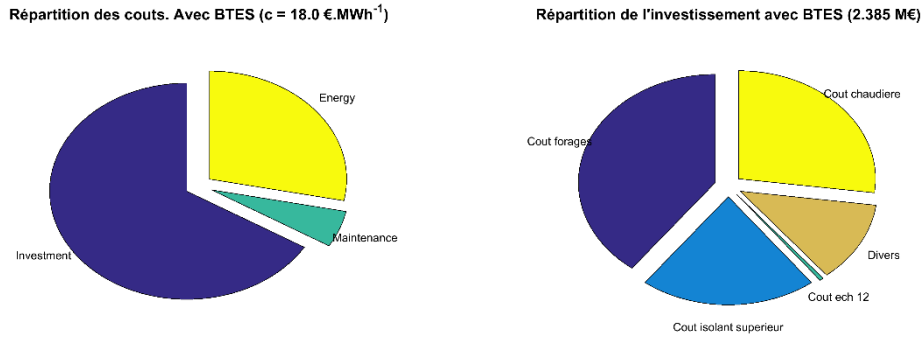


Figure 12 : Structure du coût de la chaleur calculé sur 20 ans.
 $E_{fat} = 10\ 000\ MWh.an^{-1}$, $V = 85\ 000\ m^3$.

Le contenu carbone (calculé sur 20 ans) des matériaux mis en place ne représente que 5 % du contenu carbone total (cf. Figure 13). Il faut cependant garder à l'esprit que seul le contenu carbone du ciment, du PEHD et de l'isolant sont pris en compte. Cette analyse préliminaire grossière mériterait d'être complétée par une analyse de cycle de vie.

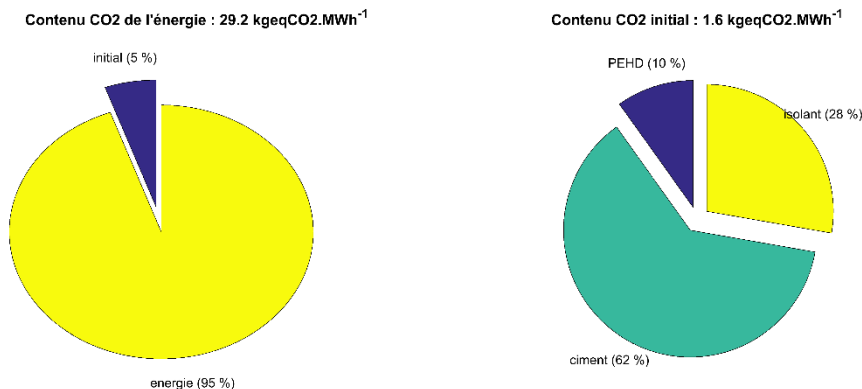


Figure 13 : Structure du contenu CO_2 calculé sur 20 ans.
 $E_{fat} = 10\ 000\ MWh.an^{-1}$, $V = 85\ 000\ m^3$.

2.6. INFLUENCE DE LA PROFONDEUR DU BTES ($E_{FAT} = 10\ 000\ MWh.AN^{-1}$, $V = 85\ 000\ M^3$)

On a vu que le coût de l'isolant en surface représente une part non-négligeable de l'investissement. On a étudié l'influence de la profondeur du forage afin de réduire l'investissement et le coût de production de la chaleur, de 30 m, la profondeur optimale, à 90 m. On a conservé une distance entre forages $a = 2,5\ m$, ce qui impose de maîtriser la trajectoire des forages.

Le rendement énergétique est légèrement dégradé par l'augmentation de la profondeur et l'éloignement par rapport au facteur de forme, de 89 % pour $h = 30\ m$ (la forme optimale) à

84 % pour $h = 90$ m. Il s'en suit une très faible dégradation du contenu carbone (environ $1 \text{ kgCO}_2\text{eq.MWh}^{-1}$). En revanche, augmenter la profondeur des forages permet de réduire le coût de $18,0 \text{ €}.\text{MWh}^{-1}$ à $16,3 \text{ €}.\text{MWh}^{-1}$. La diminution de coût s'explique par une diminution de la surface supérieure (de 2836 m^2 à 937 m^2) et donc de la quantité d'isolant à mettre en place (496 k€ à 166 k€).

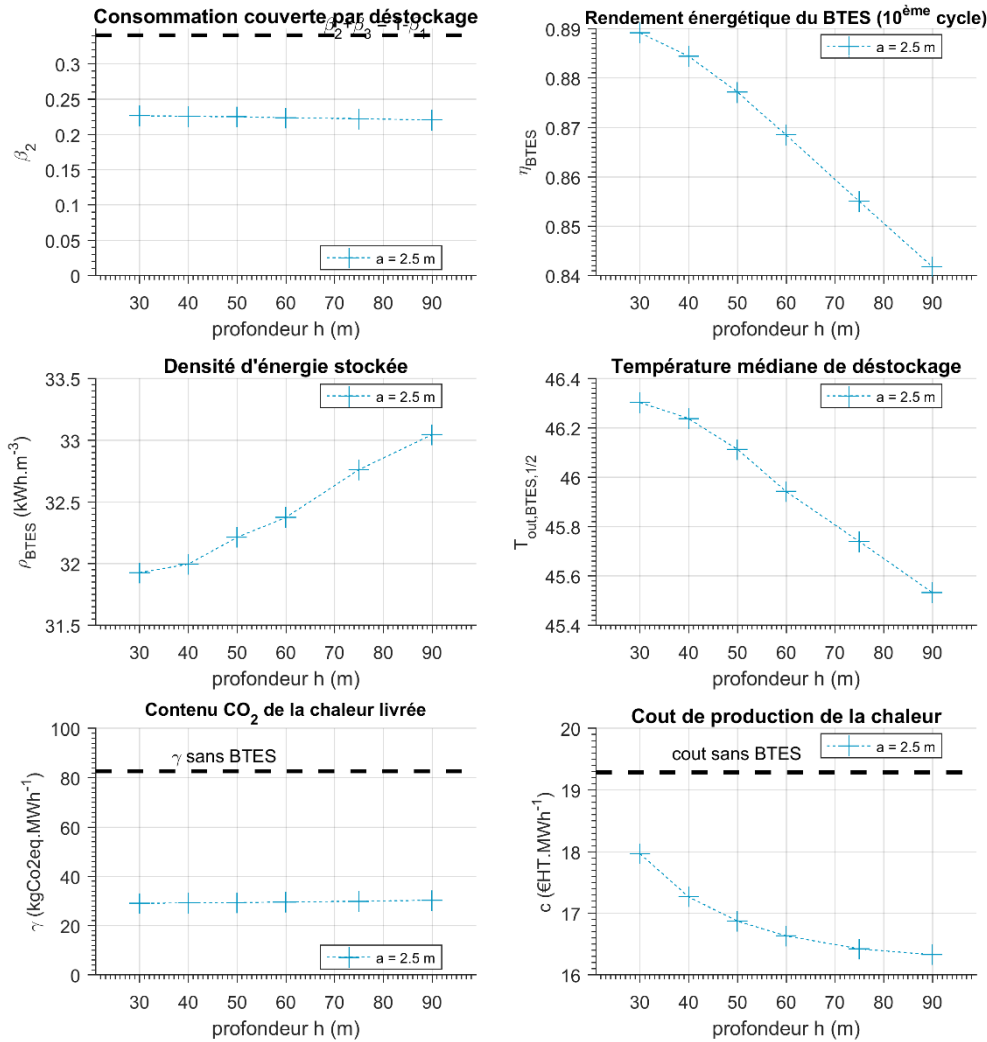


Figure 14 : Influence de la profondeur de forage h sur les indicateurs-clés.
 $E_{fat} = 10\,000 \text{ MWh}.\text{an}^{-1}$, $V = 85\,000 \text{ m}^3$.

Les variations de ratios de chaleur fatale déstockée et achetée sont corrélées au facteur de forme f (cf. Figure 15) :

$$\begin{cases} \frac{\Delta\beta_2}{\beta_{2,optim}} = 0,131 \frac{\Delta f}{f_{optim}} \\ \frac{\Delta\beta_4}{\beta_{4,optim}} = -0,046 \frac{\Delta f}{f_{optim}} \end{cases} \quad (22)$$

Où $\beta_{2,optim} = 0,2273$, $\beta_{4,optim} = 0,9306$ et $f_{optim} = 10,0$.

10,0 sont déterminés à la profondeur optimale défini par l'éq. (5) (ici $h = 30$ m).

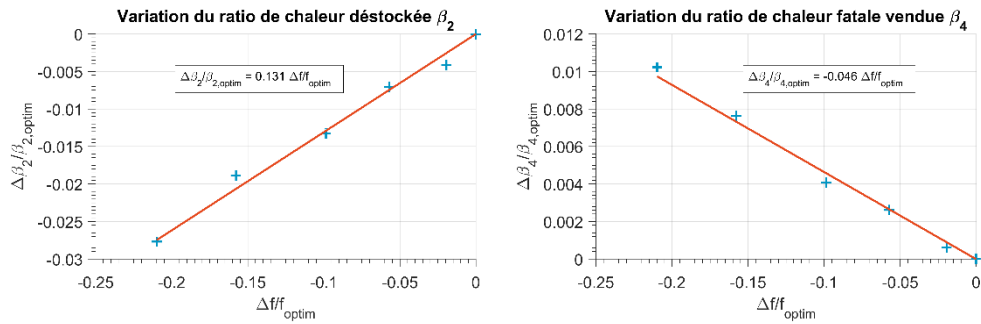


Figure 15 : Variation des ratios de chaleur fatale déstockée β_2 et vendue β_4 en fonction de la variation du facteur de forme f . $E_{fat} = 10\,000\text{ MWh.an}^{-1}$, $V = 85\,000\text{ m}^3$.

2.7. INFLUENCE DES TEMPÉRATURES DE STOCKAGE ET DE RETOUR DE RÉSEAU

On a étudié l'influence de l'augmentation de la température de retour de réseau (30 °C à 48 °C) et de la température de source fatale (65 °C à 80 °C) pour 3 couples de gisement de chaleur fatale E_{fat} / volume V : 10 000 MWh.an⁻¹ et 85 000 m³ ; 5 000 MWh.an⁻¹ et 43 000 m³ ; 10 000 MWh.an⁻¹ et V 85 000 m³. Ces deux paramètres ont une influence importante sur les indicateurs-clés (cf. Figure 16 et Figure 17). On peut remarquer que la dégradation du contenu carbone γ de la chaleur produite dépend peu de la taille du stock ; γ est dégradé d'environ 0,9 kgCo2eq.MWh⁻¹ par °C perdu à la source fatale et d'environ 1,1 kgCo2eq.MWh⁻¹ par °C supplémentaire au retour réseau.

On a aussi établi une relation simple concernant la variation des ratios de chaleur fatale déstockée et vendue en fonction de l'écart aux températures de référence de stockage ($T_{fat,ref} = 80$ °C) et retour réseau ($T_{r,res,ref} = 30$ °C) (cf. Figure 15) :

$$\begin{cases} \frac{\Delta\beta_2}{\beta_{2,optim}} = 0,0187\text{ °C}^{-1} (T_{fat} - T_{fat,ref}) - 0,0212\text{ °C}^{-1} (T_{r,res} - T_{r,res,ref}) \\ \frac{\Delta\beta_4}{\beta_{4,optim}} = 0,0050\text{ °C}^{-1} (T_{fat} - T_{fat,ref}) - 0,0045\text{ °C}^{-1} (T_{r,res} - T_{r,res,ref}) \end{cases} \quad (23)$$

Potentiel du stockage de chaleur fatale en champ de sondes

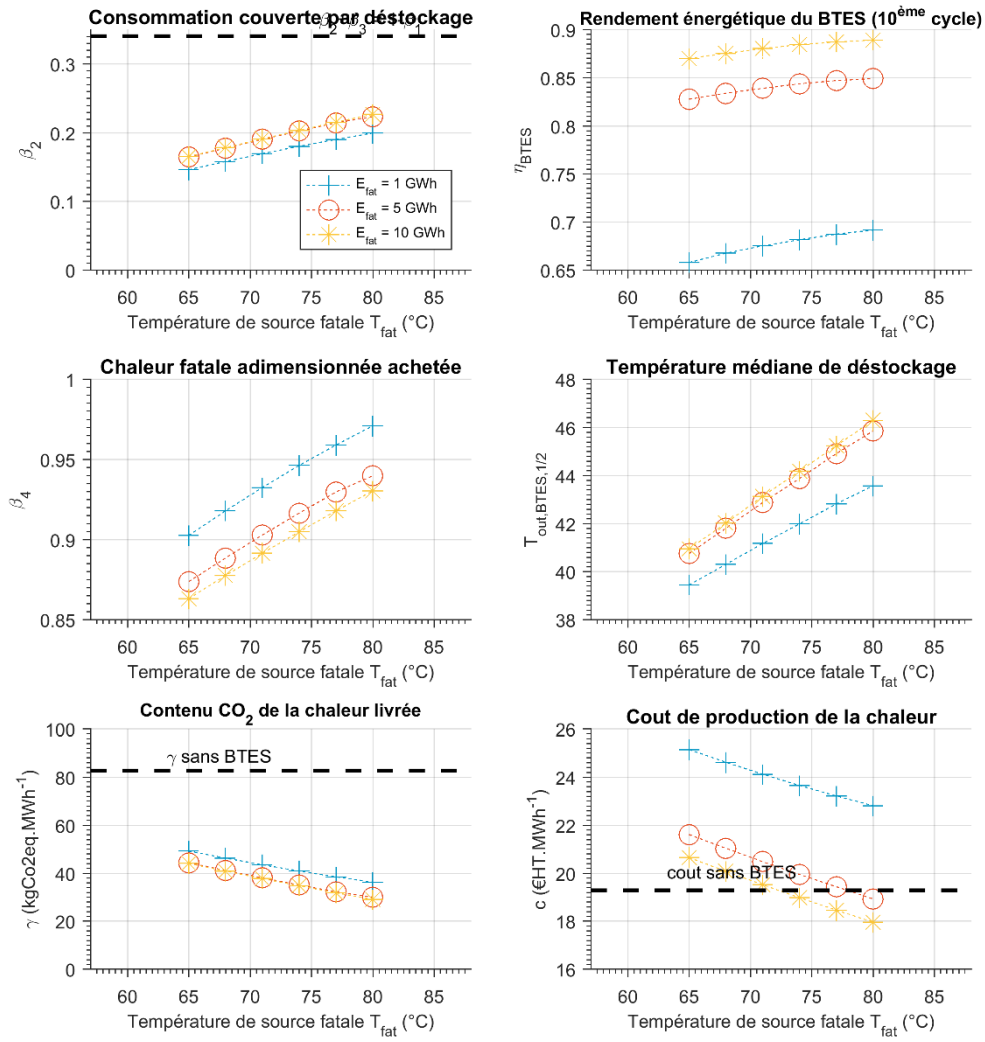


Figure 16 : Indicateur-clés en fonction de la température de la source fatale. Température de retour de réseau = 30 °C.

Potentiel du stockage de chaleur fatale en champ de sondes

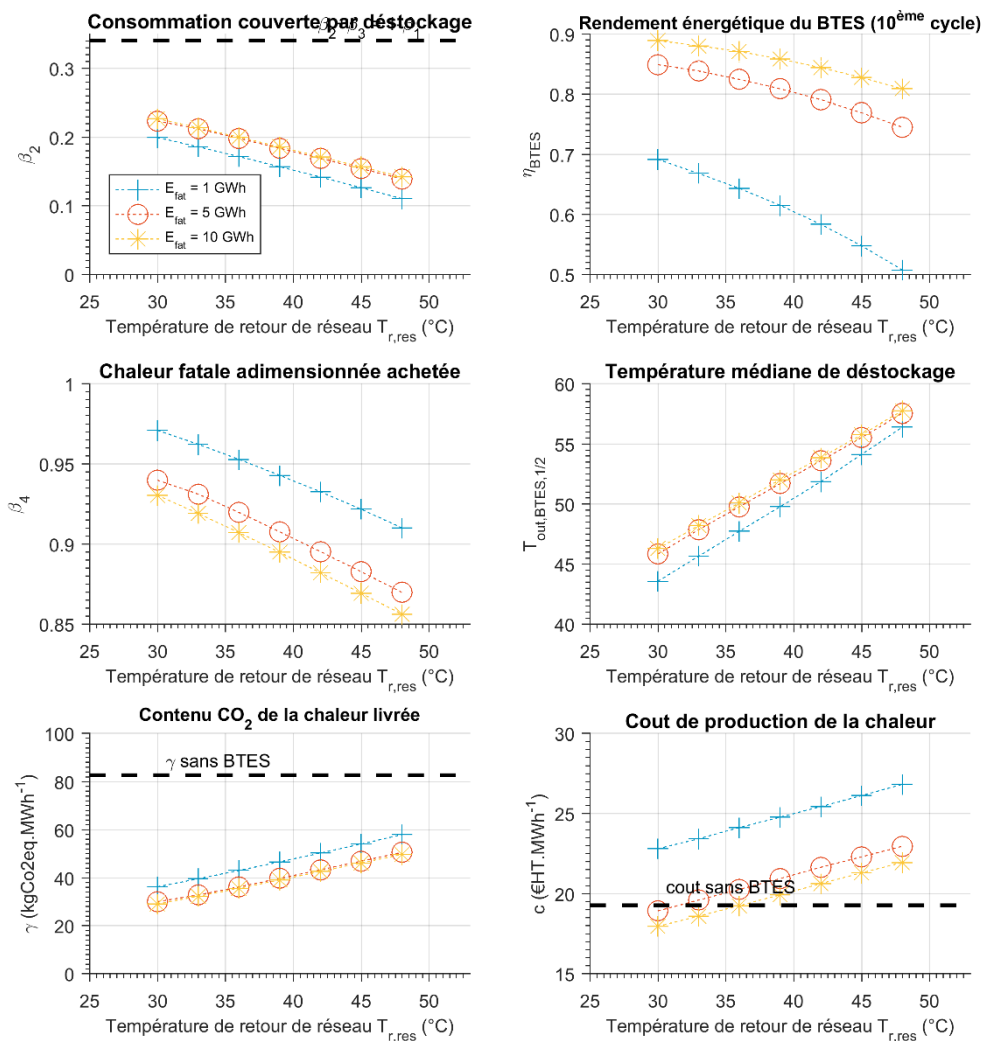


Figure 17 : Indicateur-clés en fonction de la température de retour de réseau. Température fatale = 80 °C.

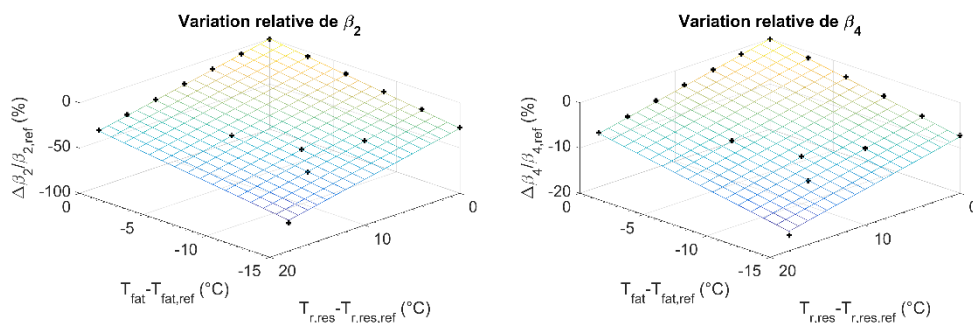


Figure 18 : Variation des ratios de chaleur fatale déstockée β_2 et vendue β_4 en fonction de l'écart aux températures de référence. $E_{fat} = 10\ 000\ MWh.an^{-1}$, $V = 85\ 000\ m^3$.

2.8. INFLUENCE DES PARAMÈTRES ÉCONOMIQUES SUR LA RENTABILITÉ

On se place dans le cas le plus favorable avec un gisement $E_{fat} = 10\,000\text{ MWh}^{-1}$ et un volume optimal $V = 85\,000\text{ m}^3$ (cf. § 0).

Jusqu'à présent, on a supposé que la chaleur fatale était mise gratuitement à disposition. On se place dans un cas plus réaliste où la chaleur est vendue par un industriel, et on cherche à déterminer le prix critique en-dessous duquel la solution avec BTES reste compétitive, entre 0 et 30 €.MWh⁻¹. Le prix de la chaleur fatale est supposé suivre l'inflation (+ 1,37 %/an).

Il en ressort qu'avec le scénario de référence (augmentation du coût du gaz de 0,9 % et actualisation de 4,18 %), la solution avec BTES est plus compétitive tant que le prix de la chaleur fatale est inférieur à 14 €.MWh⁻¹ (cf. Figure 19). Si on suppose une augmentation du coût du gaz de 4,9 %, ce seuil se déplace vers 25 €.MWh⁻¹. Une augmentation de l'actualisation pénalisant l'investissement, ce seuil se trouve abaissé.

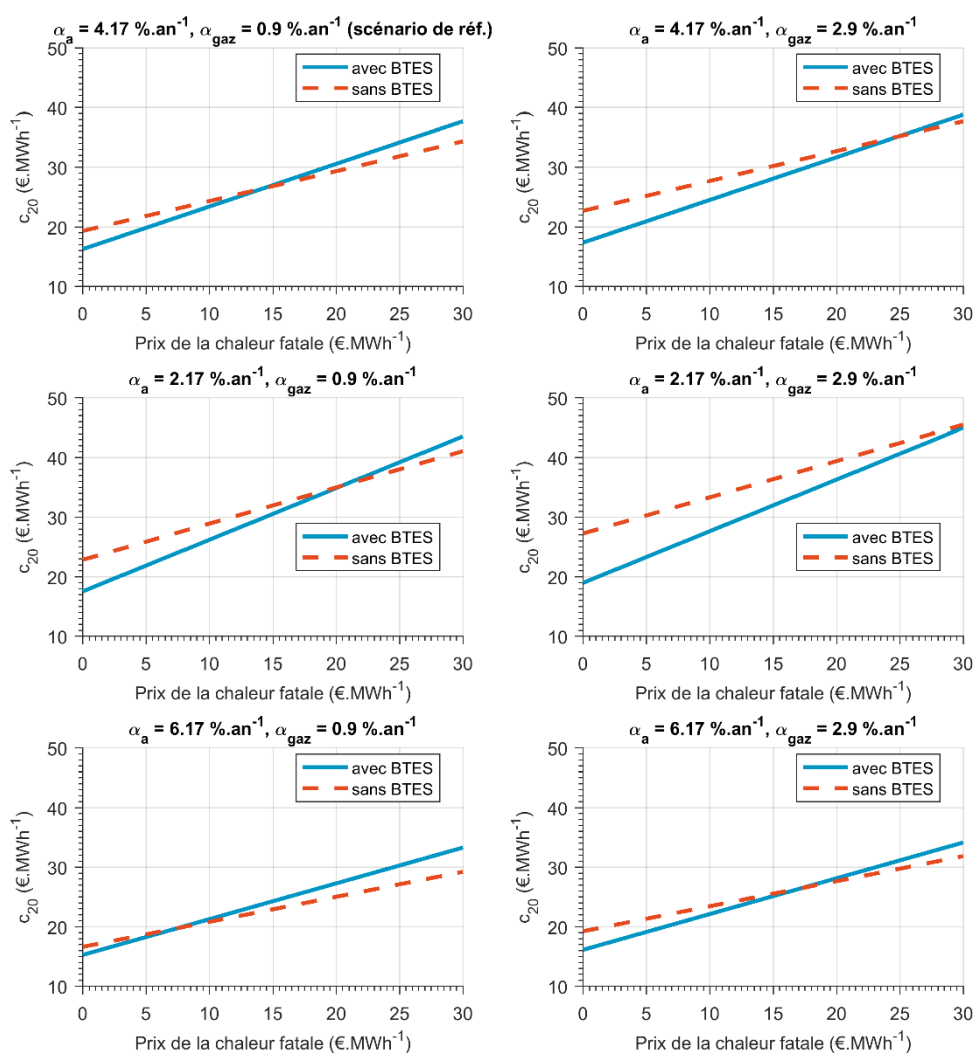


Figure 19 : Sensibilité du coût de production de la chaleur sur 20 ans en fonction du prix de la chaleur fatale.

La solution avec BTES présente l'avantage d'une stabilité du coût de production en cas de variation importante du coût du gaz naturel (cf. Figure 20).

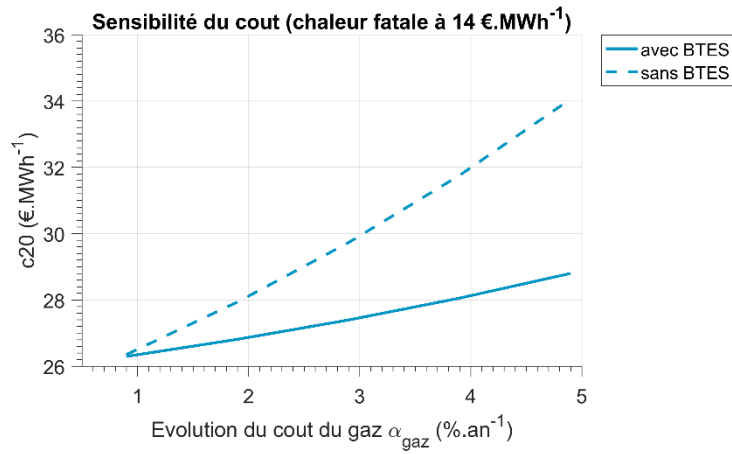


Figure 20 : Sensibilité du coût de production de la chaleur sur 20 ans en fonction de l'évolution du coût du gaz (actualisation à 4,17 %/an).

3. Sélection des zones favorables à l'implantation des BTES en Île-de-France

Le stockage de chaleur en BTES nécessite des milieux géologiques sans écoulements souterrains significatifs, qui pourraient dissiper une partie de la chaleur stockée.

L'objectif de l'étude présentée dans cette section est de sélectionner des zones remplissant les conditions nécessaires à l'implantation de champ de sondes pour stockage de chaleur en Île-de-France. Les formations géologiques à privilégier doivent remplir plusieurs conditions :

- être peu perméables (aquitard de hydrogéologues, en opposition à aquifère), c'est-à-dire être argileux ou marneux ;
- avoir une épaisseur suffisante pour être un réservoir pertinent ;
- être à faible ou très faible profondeur (toit de la formation à quelques mètres de profondeur tout au plus).

En Île-de-France, 3 objets géologiques du Tertiaire remplissent au moins 2 de ces conditions. Il s'agit, du haut vers le bas :

- l'ensemble des marnes vertes (Sannoisien - Oligocène inférieur) et marnes supragypseuses (Bartonien supérieur - Éocène supérieur) ;
- les marnes infragypseuses (Lutétien), mais leur faible épaisseur les élimine de l'étude ;
- les marnes du Sparnacien (Éocène inférieur).

Pour sélectionner les zones remplissant les conditions requises, on a utilisé un modèle géométrique 3D réalisé en 2009 par le BRGM sur le Tertiaire de l'Île-de-France à la maille de 250 m dont on a extrait les épaisseurs et l'altitude du toit des marnes sparnaciennes, des marnes supragypseuses et des marnes vertes.

À partir des grilles extraites du modèle, on a additionné les épaisseurs des marnes vertes et des marnes supragypseuses qui sont normalement en continuité verticale et aussi calculé la profondeur du toit des couches sélectionnées à partir de la grille topographique.

À partir de ce jeu de grilles, on a produit 2 sélections pour chacun des 2 ensembles marnes vertes + supragypseuses et marnes du Sparnacien :

- une combinant la présence simultanée d'une profondeur inférieure ou égale à 10 m avec une épaisseur supérieure à 20 m (cf. Figure 21) ;
- une combinant la présence simultanée d'une profondeur inférieure ou égale à 10 m avec une épaisseur supérieure à 30 m (cf. Figure 22).

Les formations à l'affleurement ne sont prises en compte que si leur épaisseur atteint l'épaisseur minimale (20 ou 30 m suivant le cas).

Les zones les plus favorables au stockage se situent à cheval sur l'Essone, le Val-de-Marne et la Seine-et-Marne (marnes vertes et supragypseuses). Le Sparnacien présente quelques opportunités de stockage à Nanterre, Suresnes et Puteaux (à proximité du quartier de la Défense) ainsi qu'au sud-est de Paris, dans le secteur d'Ivry-sur-Seine, Vitry-sur-Seine, Alfortville et Maison-Alfort. Il faut toutefois noter que l'épaisseur estimée n'excède que très rarement 30 m (cf. Tableau 4 et Figure 22), ce qui conduirait à des BTES de faible profondeur, pour lesquels les coûts d'isolation de la face supérieure sont loin d'être négligeables (cf. section 2).

	Marnes vertes et supragypseuses	Sparnacien
Profondeur \leq 10 m et épaisseur > 20 m	435	56
Profondeur \leq 10 m et épaisseur > 30 m	11	14,5

Tableau 4 : Superficie (km²) des formations favorables au stockage (calculée sur l'Île-de-France).

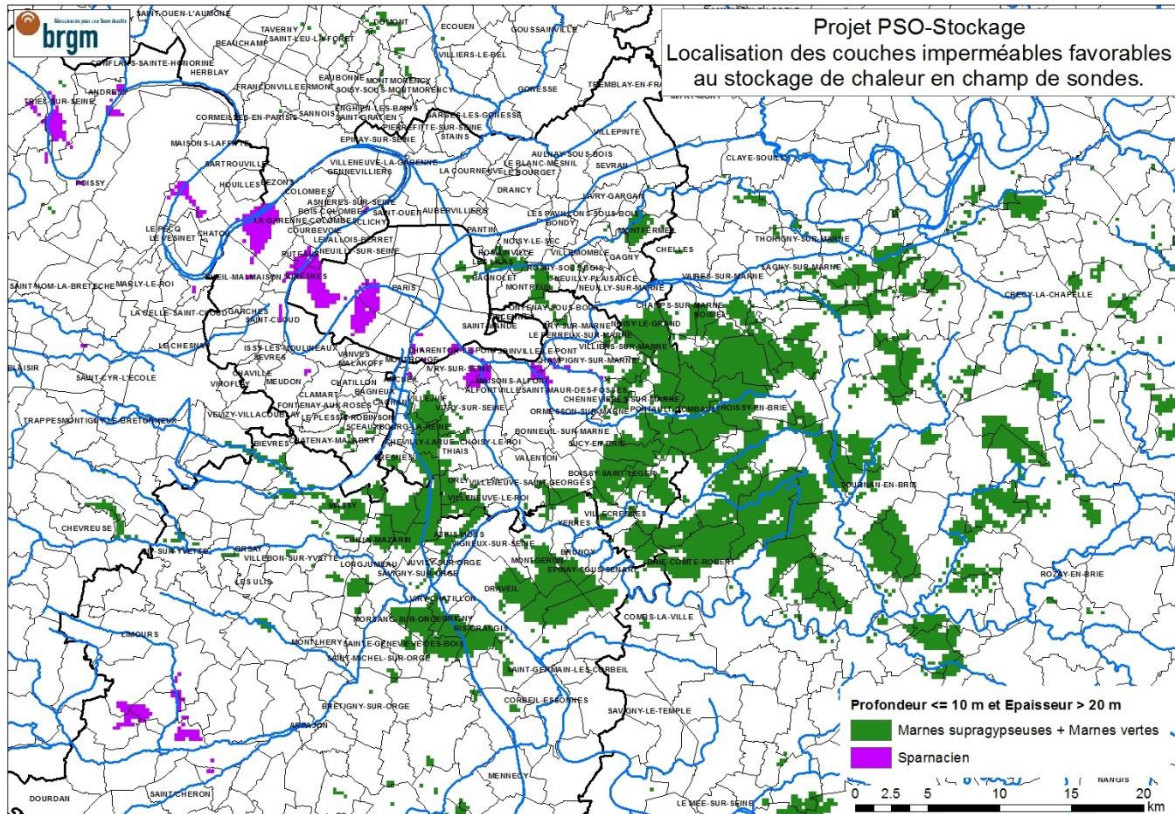


Figure 21 : Surfaces couvertes par l'ensemble marnes vertes + marnes supragypseuses et des marnes du Sparnacien avec une profondeur \leq 10 m et une épaisseur > 20 m .

Potentiel du stockage de chaleur fatale en champ de sondes

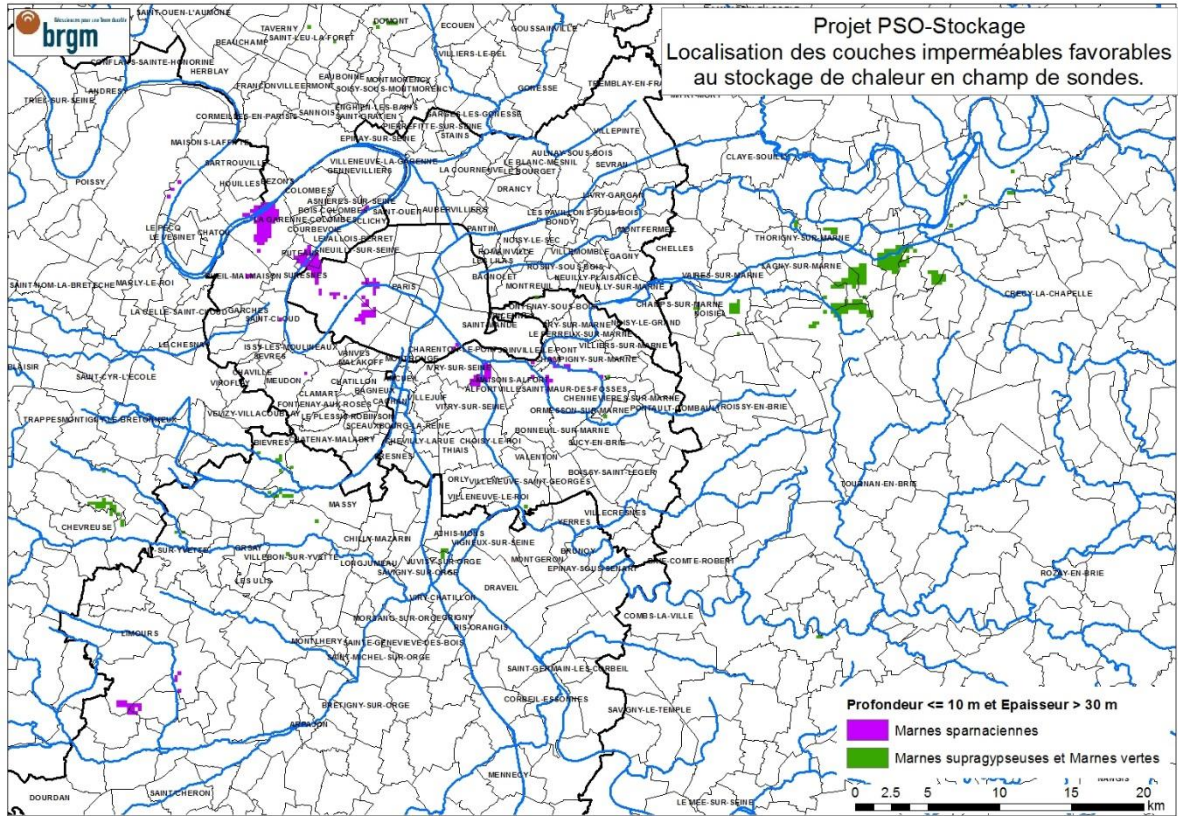


Figure 22 : Surfaces couvertes par l'ensemble marnes vertes + marnes supragypseuses et des marnes du Sparnacien avec une profondeur ≤ 10 m et une épaisseur > 30 m.

4. Conclusions

On a étudié la viabilité technique et économique de l'intégration d'un BTES à un réseau de chaleur alimenté par une source de chaleur fatale continue et une chaudière gaz. Les hypothèses de l'étude considèrent que la consommation annuelle du réseau est égale à la production fatale, mais que la source fatale ne couvre que 66 % de la consommation à cause du décalage entre production et consommation. Les températures de source fatale et de retour de réseau sont estimées respectivement à 80 °C et 30 °C, et la conductivité thermique du sol à 2,2 W.K⁻¹.m⁻¹. L'indicateur économique considéré est le coût de production de la chaleur calculé sur 20 ans.

La viabilité économique de l'intégration du BTES augmente avec la taille du gisement de chaleur fatale. Si la chaleur est mise à disposition gratuitement, l'intégration du BTES est viable dès que la quantité de chaleur fatale disponible E_{fat} est supérieure à 5 000 MWh.an⁻¹. Le volume optimal est d'environ 8,5 m³.MWh⁻¹, et le BTES permet de porter la fraction de chaleur fatale sur le réseau de 66 % à environ 87 %. Pour un gisement de 10 000 MWh.an⁻¹, l'intégration du BTES permet de réduire le coût de production de la chaleur injectée sur le réseau tant que la chaleur fatale est achetée à moins de 14 €.MWh⁻¹, avec des hypothèses d'actualisation à 4,18 %/an et d'augmentation du coût du gaz de 0,9 %/an. Ce seuil se déplace vers 25 €.MWh⁻¹ si on considère une augmentation du coût du gaz de 2,9 %/an. Par ailleurs, l'intégration d'un BTES présente l'avantage d'une stabilité du coût de production en cas de variation importante du coût du gaz naturel.

5. Bibliographie

ADEME. (2017). *La chaleur fatale*. Retrieved from <http://www.ademe.fr/chaleur-fatale>.

Eskilson P. (1987). *Thermal analysis of heat extraction boreholes*. University of Lund, Sweden.

Nussbicker J., Heidemann W., & Mueller-Steinhagen H. (2006). Monitoring results and operational experiences for a central solar district heating system with Borehole Thermal Energy Store in Neckarsulm (Germany). In *Ecstock - 10th International Conference on Thermal Energy Storage*. Richard Stockton College of New Jersey 31.05.-02.06.2006.

Schmidt T. & Miedaner O. (2012). *Solar district heating guidelines*. Retrieved from http://solar-district-heating.eu/Portals/0/Factsheets/SDH-WP3_FS-7-2_Storage_version3.pdf.

SIA (2010). *Norme Suisse. Sondes géothermiques. SIA 384/6*. Zurich: Société suisse des ingénieurs et des architectes.

Sibbitt B., Mcclenahan D., Djebbar R., Thornton J. & Wong B. (2012). The Performance of a High Solar Fraction Seasonal Storage District Heating System – Five Years of Operation, 0 (2011).

Annexe 1

Influence du volume de stockage

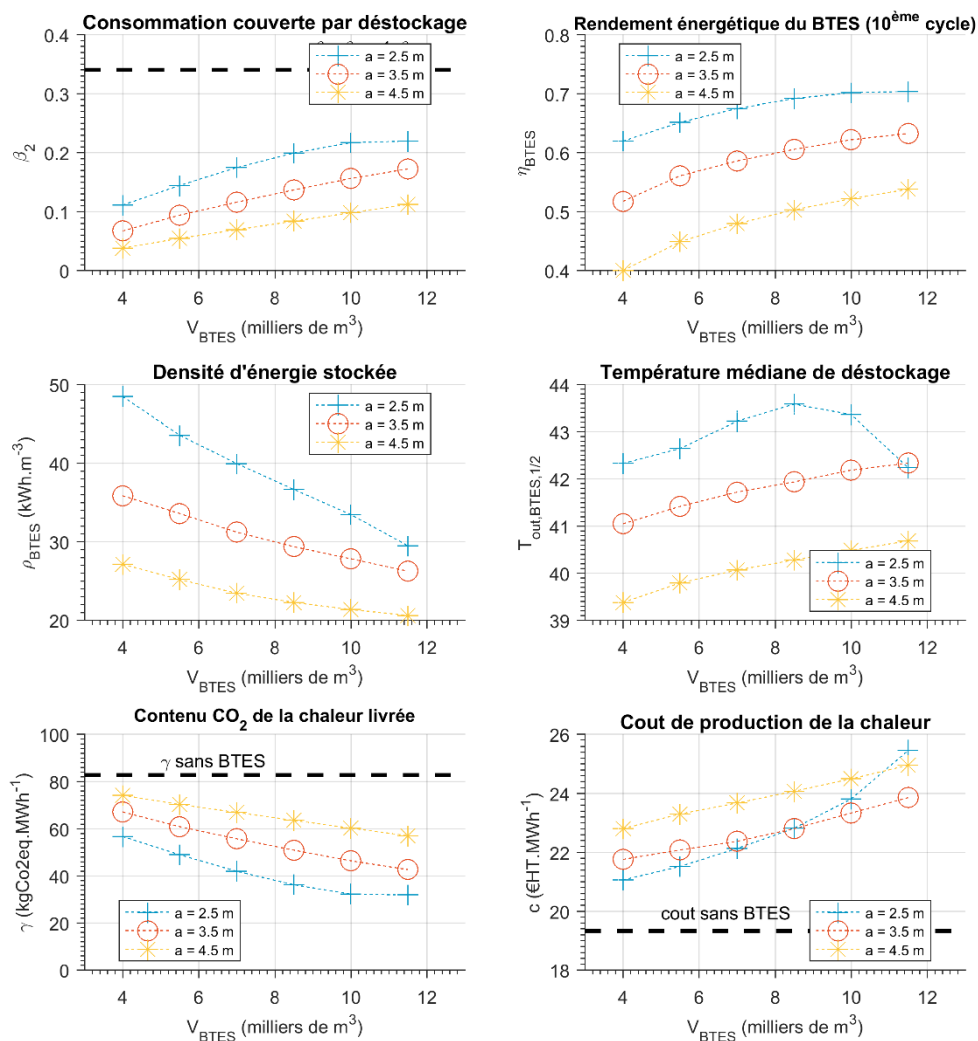


Figure 23 : Indicateur-clés en fonction du volume V et de l'espacement entre les sondes a .
 $E_{fat} = 1\ 000\ MWh.an^{-1}$.

Potentiel du stockage de chaleur fatale en champ de sondes

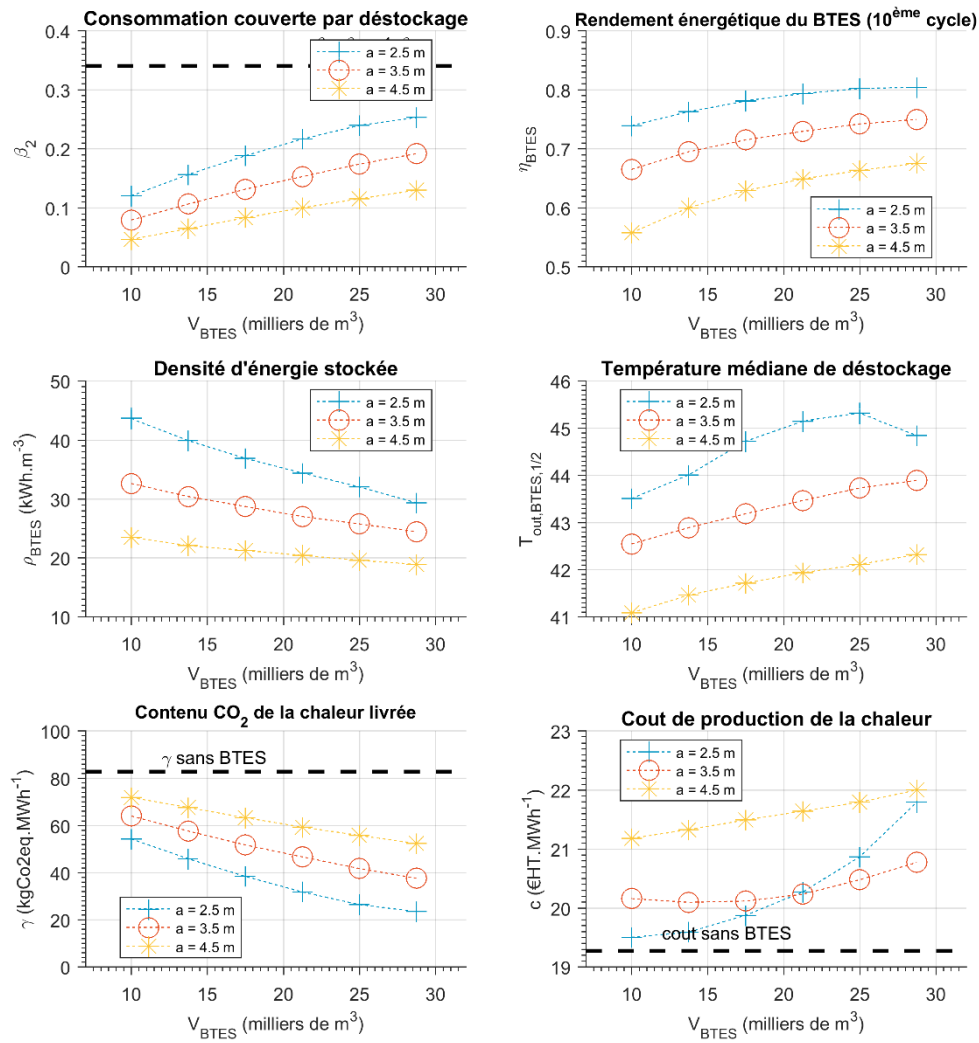


Figure 24 : Indicateur-clés en fonction du volume V et de l'espacement entre les sondes a .
 $E_{fat} = 2\,500\text{ MWh.an}^{-1}$.

Potentiel du stockage de chaleur fatale en champ de sondes

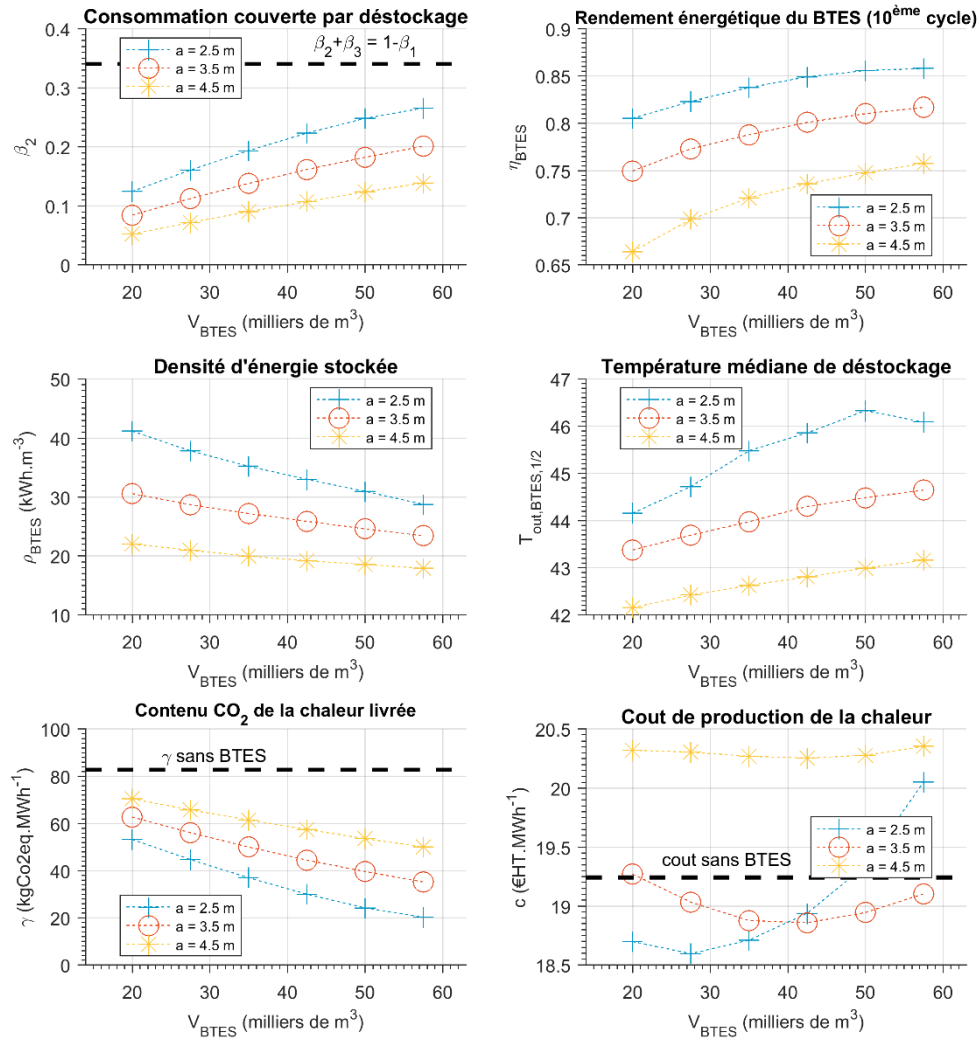


Figure 25 : Indicateur-clés en fonction du volume V et de l'espacement entre les sondes a .
 $E_{fat} = 5\,000\ MWh \cdot an^{-1}$.

Potentiel du stockage de chaleur fatale en champ de sondes

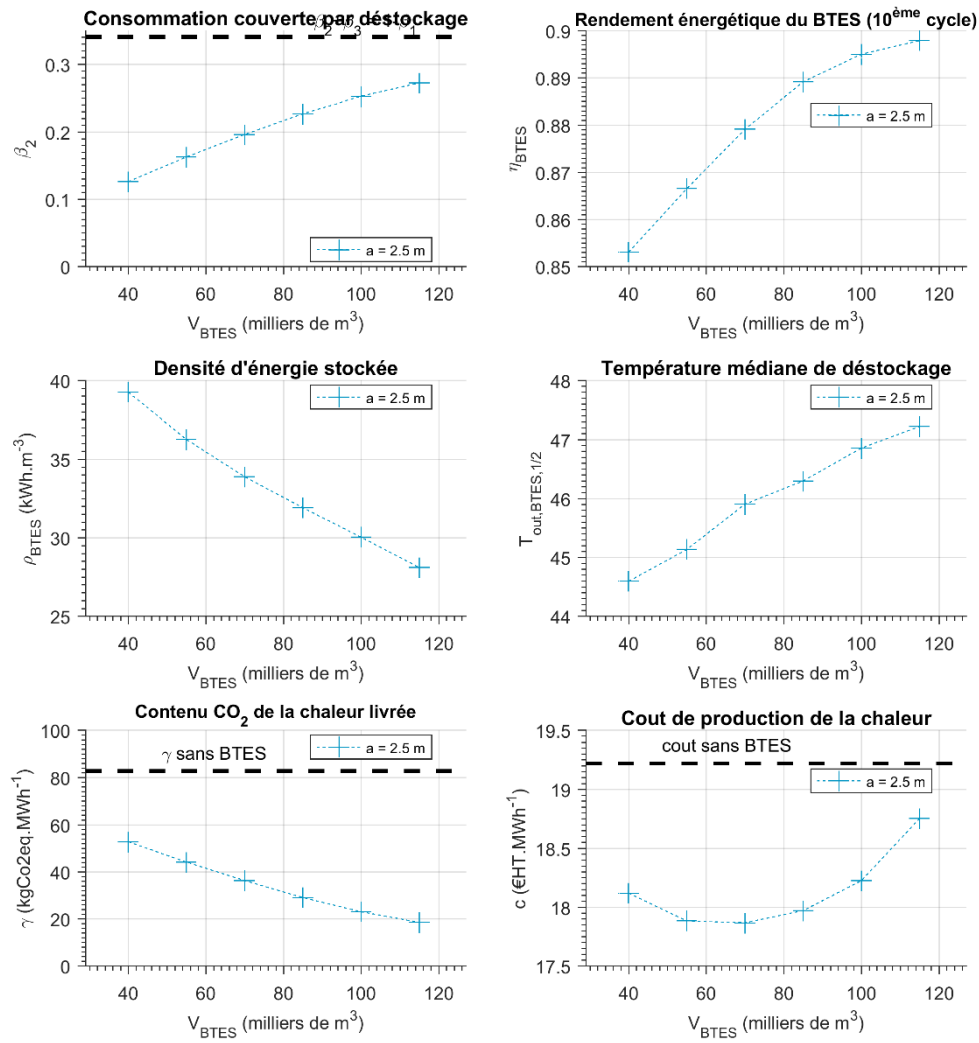


Figure 26 : Indicateur-clés en fonction du volume V . $E_{fat} = 10\ 000\ MWh \cdot an^{-1}$.



Géosciences pour une Terre durable

brgm

Centre scientifique et technique

Direction des Géoressources - Division Géothermie

3, avenue Claude Guillemin

BP 36009 - 45060 Orléans cedex 2 - France - Tél. : 02 38 64 34 34