



Schéma directeur énergie de la ville de Montereau-Fault-Yonne

Description des scénarios

13 juillet 2021

Sommaire

1	Contexte.....	2
2	Etude technique et environnementale	3
2.1	Détermination des scénarios d'extensions.....	3
2.2	Scénario 1 : tendanciel.....	3
2.2.1	Evolution des besoins	3
2.2.2	Synthèse technique	5
2.2.3	Mixité énergétique	5
2.2.4	Emission de gaz à effet de serre	6
2.3	Scénarios 2 et 3 : Extensions du réseau	6
2.3.1	Abonnés retenus et évolution des besoins	6
2.3.2	Caractéristiques du réseau de chaleur	7
2.3.3	Synthèse technique	10
2.3.4	Moyen de production supplémentaire.....	10
2.3.5	Mixité énergétique	11
2.3.6	Emission de gaz à effet de serre	11
2.4	Scénario 4 : ZAC des Bords d'eau	11
2.4.1	Description du projet.....	11
2.4.2	Synthèse technique	12
2.4.3	Mixité énergétique	13
2.4.4	Emission de gaz à effet de serre	14
2.4.5	Variante : Raccordement au réseau existant	14
3	Etude économique et financière.....	15
3.1	Montage financier de l'opération	15
3.1.1	Montant des investissements portés par le concessionnaire	15
3.1.2	Soutiens financiers perçus par le concessionnaire	15
3.1.3	Montant à financer pour le concessionnaire.....	16
3.2	Charges d'achat des énergies et d'exploitation	17
3.2.1	Achat de la chaleur auprès de l'UVE.....	17
3.2.2	Autres achats de combustibles.....	17
3.2.3	Charges de maintenance, d'entretien courant et de gestion de service.....	18
3.2.4	Charges de gros entretien et renouvellement.....	18
3.3	Compte d'exploitation prévisionnel et tarif prévisionnel de la chaleur.....	19
3.3.1	CEP prévisionnel	19
3.3.2	La décomposition de la structure des tarifs de l'énergie	19
3.3.3	Coût prévisionnel de la chaleur	19
4	Synthèse des scénarios.....	21
5	Scénario 4 : ZAC des Bords d'eau	22
5.1.1	Montage financier	22
5.1.2	Charges d'achat des énergies et d'exploitation.....	23
5.1.3	Compte d'exploitation prévisionnel et tarif prévisionnel de la chaleur	23
5.1.4	Variante	24
6	Annexes	25
6.1	Annexe 1 : Liste des bâtiments raccordés	25
6.2	Annexe 2 : Monotone du scénario 3 avec tracé étendu.....	25
6.3	Annexe 3 : CEP détaillés des scénarios.....	25

1 Contexte

Les évolutions futures du réseau de Montereau, étudiées au sein de ce document, proviennent pour la plupart de conséquences logiques des points clefs des rapports précédents (diagnostic du réseau, étude du potentiel EnR&R et étude du potentiel de développement), à savoir :

- Au **niveau des abonnés existants** du réseau, une baisse du besoin est anticipée en raison des destructions envisagées dans le cadre du NPNRU et des objectifs de réduction des consommations des bailleurs sociaux ;
- Concernant les **moyens de production EnR&R**. L'étude sur les potentiels EnR&R a mis en valeur les ressources énergétiques du territoire et leur intérêt économique. Il ressort en priorité l'intérêt de récupérer davantage de chaleur de récupération auprès de l'UVE, exploitée par SOVALEM ;
- A propos du **développement du réseau**, il est envisagé une extension du service public de la chaleur, notamment en ville basse. Une première investigation a permis d'identifier un potentiel de développement de 23 GWhu/an (dont 16 GWhu/an en ville basse), ce qui représente 66% des livraisons actuelles.

Ce rapport présente les résultats économiques et techniques des **quatre scénarios étudiés** :

- *Scénario 1 - tendanciel :*

Le scénario tendanciel ne prévoit pas d'extension du réseau de chaleur mis à part les raccordements déjà envisagés à ce jour. Il tient compte des évolutions des besoins liés aux opérations de réhabilitation à venir.

- *Scénario 2 – tracé restreint :*

Ce scénario envisage une extension du réseau :

- En ville basse dont le tracé est optimisé de sorte à obtenir la **meilleure densité thermique** (2,5 MWh/ml) ;
- En ville haute, le réseau existant est **densifié** par la création de nouvelles branches de réseaux.

- *Scénario 3 – tracé étendu :*

Ce scénario envisage une extension du réseau :

- En ville basse dont le tracé permet de raccorder un **maximum de cibles** (+16 GWhu/an) avec une densité thermique plus faible (1,8 MWh/ml) ;
- En ville haute, le réseau existant est densifié par la création de nouvelles branches de réseaux.

- *Scénario 4 – ZAC des bords d'eau :*

Ce scénario étudie la possibilité de fournir de la chaleur verte à la future ZAC, via une comparaison entre une solution géothermique basse température et un raccordement au réseau de chaleur.

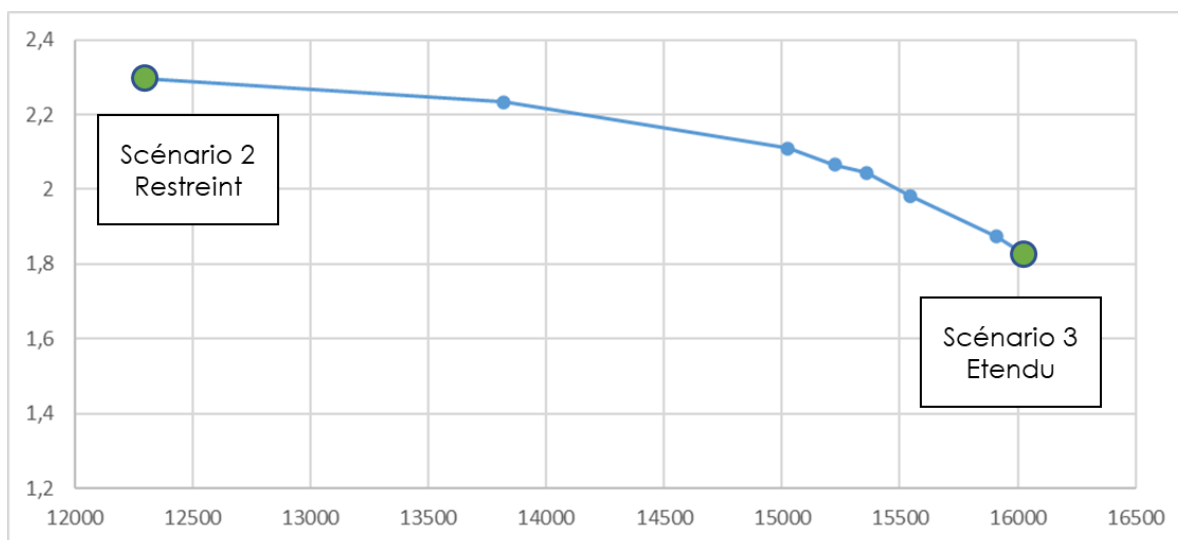
2 Etude technique et environnementale

2.1 Détermination des scénarios d'extensions

En incluant l'ensemble des abonnés pressentis identifiés en ville basse dans la phase 1 du schéma directeur, le réseau de chaleur résultant présente une densité de **1,8 MWh/ml** avec **16 GWh/an de livraisons de chaleur et 9 km de réseau**. Ce réseau peut être optimisé en retirant les abonnés les plus pénalisants -- qui présentent un faible besoin de chaleur et un éloignement aux autres abonnés -- ce qui a pour conséquence d'augmenter la densité globale.

CEDEN a mis au point une méthode automatique d'optimisation de réseau. Celle-ci accorde un poids d'importance, à chaque abonné, proportionnel à son besoin de chaleur. Plusieurs tracés sont alors proposés selon la densité souhaitée et les livraisons de chaleur associées. Ainsi, plus la densité est élevée, plus les livraisons de chaleur sont faibles et plus le réseau est restreint. Le graphe suivant présente le résultat de cette optimisation sur Montereau.

Figure 1 : Evolution de la densité thermique en fonction de la livraison de chaleur



Le **choix d'un scénario est un arbitrage entre l'ambition du service public** de la chaleur d'une part (via le nombre d'abonnés et donc les livraisons totales) **et la compétitivité économique** du tracé, directement liée à la densité thermique. En effet, plus celui-ci est élevé, moins la part d'investissement du réseau à construire, au regard des quantités de chaleur produites, sera élevée. Le coût de la chaleur sera ainsi plus compétitif.

Les deux scénarios retenus correspondent aux points extrêmes :

- Le premier correspondant à une livraison de chaleur de **12,3 GWh/an** sur un total de **5,6 km de réseau**, ce qui donne une densité thermique de **2,2 MWh/ml** ;
- Le second correspondant à une livraison de chaleur de **16,4 GWh/an** sur un total de **8,9 km de réseau**, ce qui donne une densité thermique de **1,8 MWh/ml**.

2.2 Scénario 1 : tendanciel

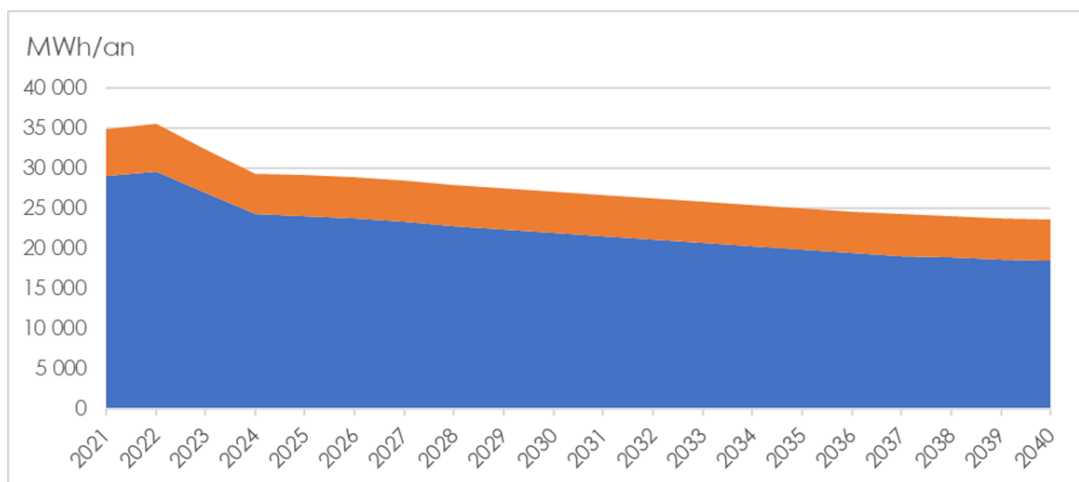
2.2.1 Evolution des besoins

L'évolution des besoins de ce scénario reprend les hypothèses suivantes :

- Le **raccordement supplémentaire** dès 2022 des 56 logements de la Tour expérimentale, patrimoine de Confluence Habitat ;
- De l'**opération NPNRU sur le quartier de Surville** en ville haute. 300 logements seront déconstruits d'ici 2025 au profit d'une construction de 90 logements collectifs ;
- Des objectifs de réhabilitation thermique sur le long terme pour le bâti existant :
 - o pour les logements sociaux et privés : -35% sur 20 ans,
 - o pour les bâtiments tertiaires : -15% sur 20 ans.

Les besoins **chutent en conséquence de 12 GWh/an en 20 ans avec un passage de 35 GWh/an en 2021 à 23 GWh/an à l'horizon 2042**. La livraison moyenne de chaleur sur la période 2022-2040 est inférieure de 33% par rapport à la situation de référence.

Figure 2 : Evolution des besoins du scénario tendanciel

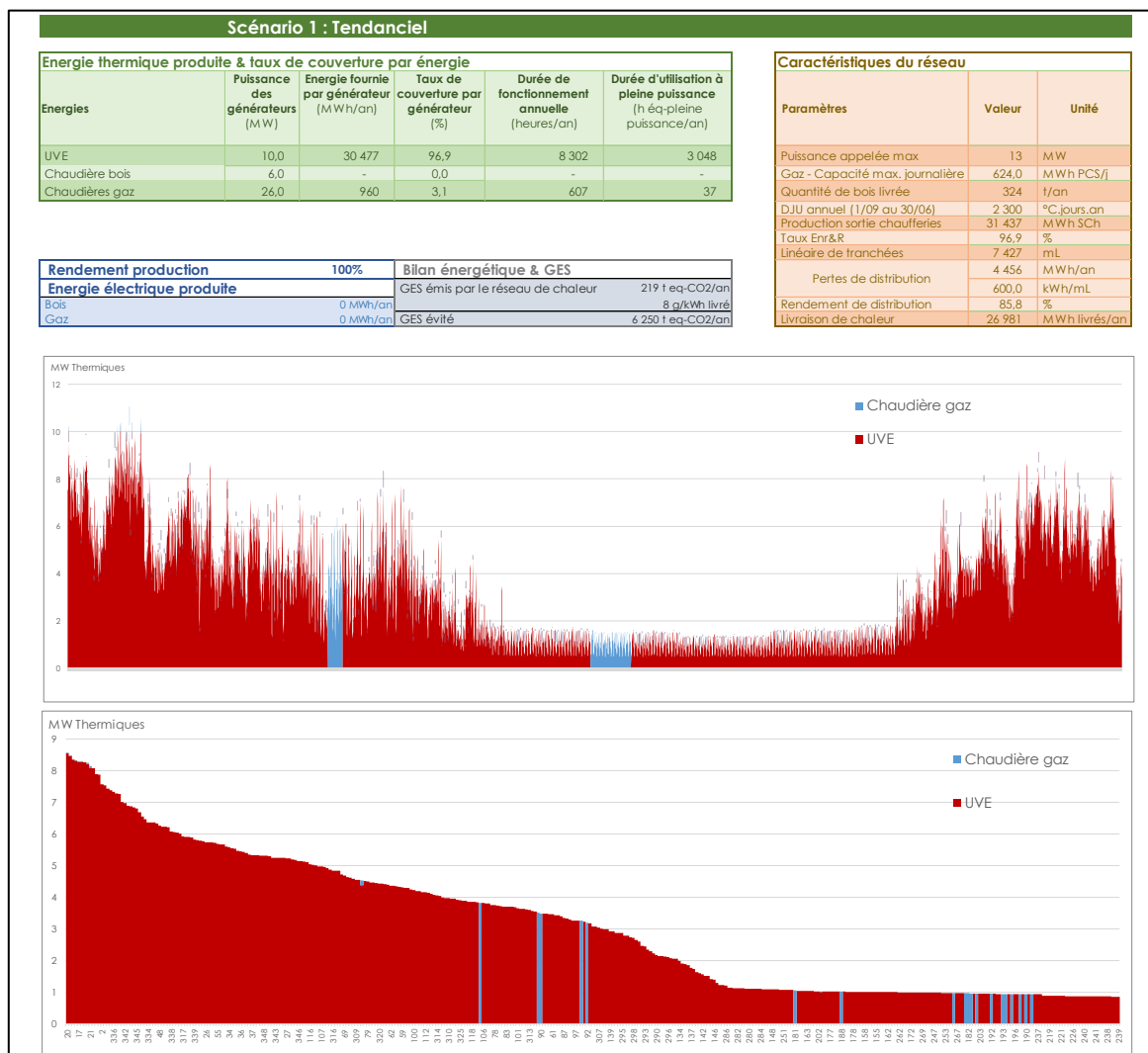


2.2.2 Synthèse technique

Une monotone de chauffage a pour but d'imager le fonctionnement de la production de chaleur (priorité entre les générateurs, arrêts techniques, fonctionnement et puissance). Un tableau récapitulatif permet à ce titre de synthétiser la puissance des générateurs, l'énergie fournie par générateur par an, le taux de couverture, la durée de fonctionnement et la durée de fonctionnement à pleine puissance.

Cette synthèse présente également le détail des quantités gaz livrées mensuellement, la production sortie chaudières, la livraison de chaleur ainsi que les rendements production et de distribution.

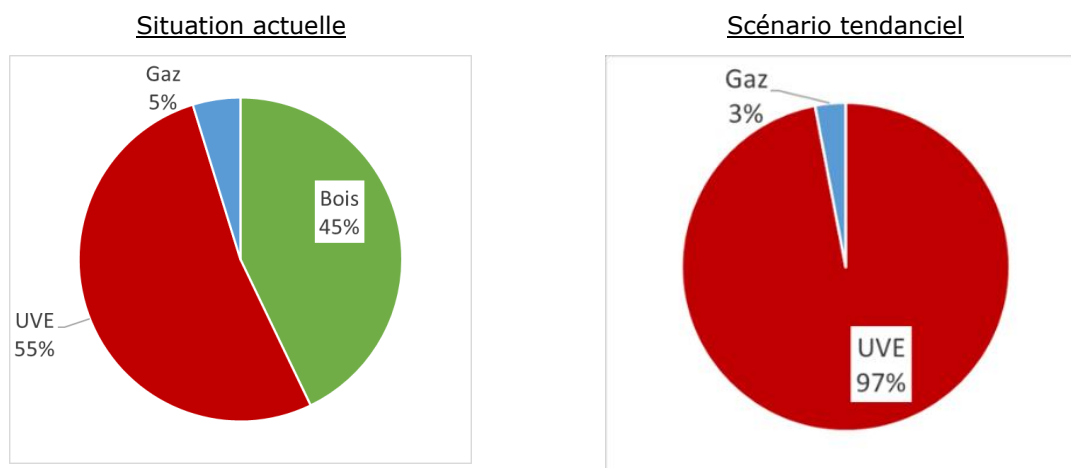
Figure 3 : Synthèse technique - scénario tendanciel



2.2.3 Mixité énergétique

Une comparaison entre le mix actuel et celui proposé dans le scénario tendanciel est détaillée ci-dessous. Dans le scénario tendanciel, l'UVE fonctionne en base. Le mix énergétique indique donc que **la puissance disponible auprès de l'UVE est suffisante pour permettre un arrêt de la chaudière biomasse**. Cet arrêt peut être mis en place avant la fin du contrat de concession en 2032. Les chaudières gaz permettent toujours d'assurer l'appoint et le secours. Cet arrêt est souhaitable d'un point de vue environnemental (démarche EnR'CHOIX de l'ADEME) et économique (coût de revient du combustible et coûts de maintenance moins élevés).

Tableau 1 : Taux de couverture moyen des générateurs (en %)



2.2.4 Emission de gaz à effet de serre

Le contenu carbone du réseau est calculé en fonction des types de combustibles. Les données ci-dessous sont issues des bases de données de l'ADEME :

- 0,205 teq CO₂/MWh PCI de gaz,
- 0 teq CO₂/MWh PCI de bois,
- 0 teq CO₂/MWh PCI de chaleur récupérée auprès de l'UVE.

Tableau 2 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Scénario tendanciel
Consommation de gaz MWh PCI/an	1 070
GES teq.CO ₂ /an	219
g/kWh livré	8

Un contenu carbone inférieur à 50 g/kWh livré est considéré comme excellent. Le taux EnR&R de 97% permet donc de très bonnes performances environnementales.

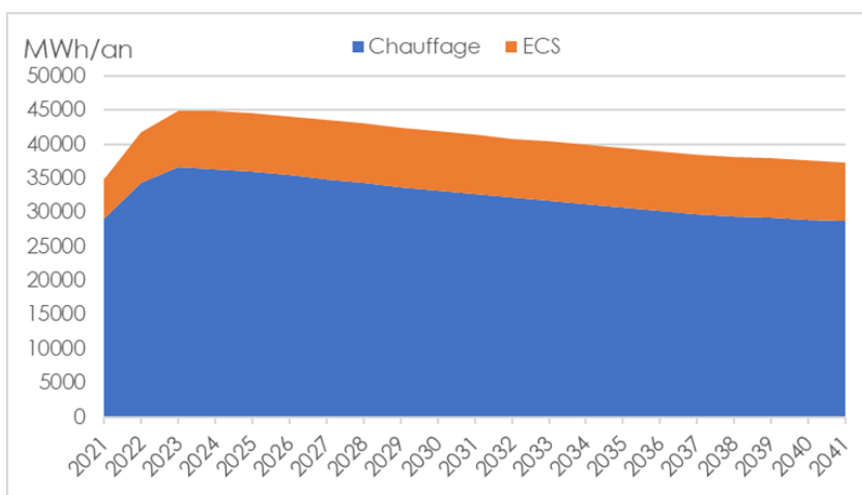
Les émissions de GES évitées sont de 6 250 teq.CO₂/an.

2.3 Scénarios 2 et 3 : Extensions du réseau

2.3.1 Abonnés retenus et évolution des besoins

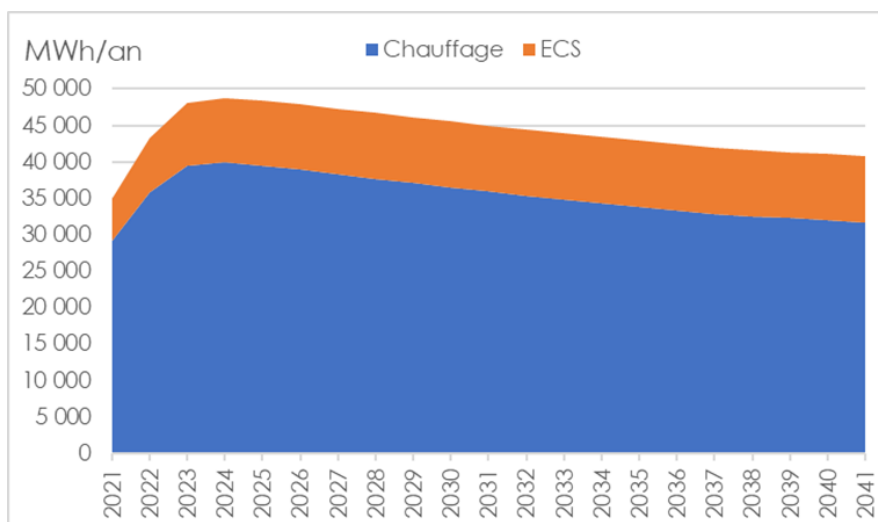
La liste des bâtiments retenus par scénario est en annexe 1. Pour le scénario 2, avec tracé restreint, les livraisons s'élèvent en moyenne sur 20 ans à **41 GWhu/an** en tenant compte de l'évolution des besoins du réseau. Les hypothèses d'évolutions du scénario tendanciel ont été reprises. Le raccordement des nouveaux abonnés s'échelonne de 2022 à 2024. Par rapport à la situation de référence, une **hausse des livraisons de 6%** est observée sur les 20 prochaines années.

Figure 4 : Evolution des besoins du scénario 2 - Restreint



Avec un développement plus ambitieux (scénario 3), les livraisons s'élèvent en moyenne sur 20 ans à **44 GWh/an**, toujours en tenant compte de l'évolution des besoins du réseau. En moyenne, une **hausse des livraisons de 16%** par rapport à la situation de référence est observée sur les 20 prochaines années.

Figure 5 : Evolution des besoins du scénario 3 - Etendu

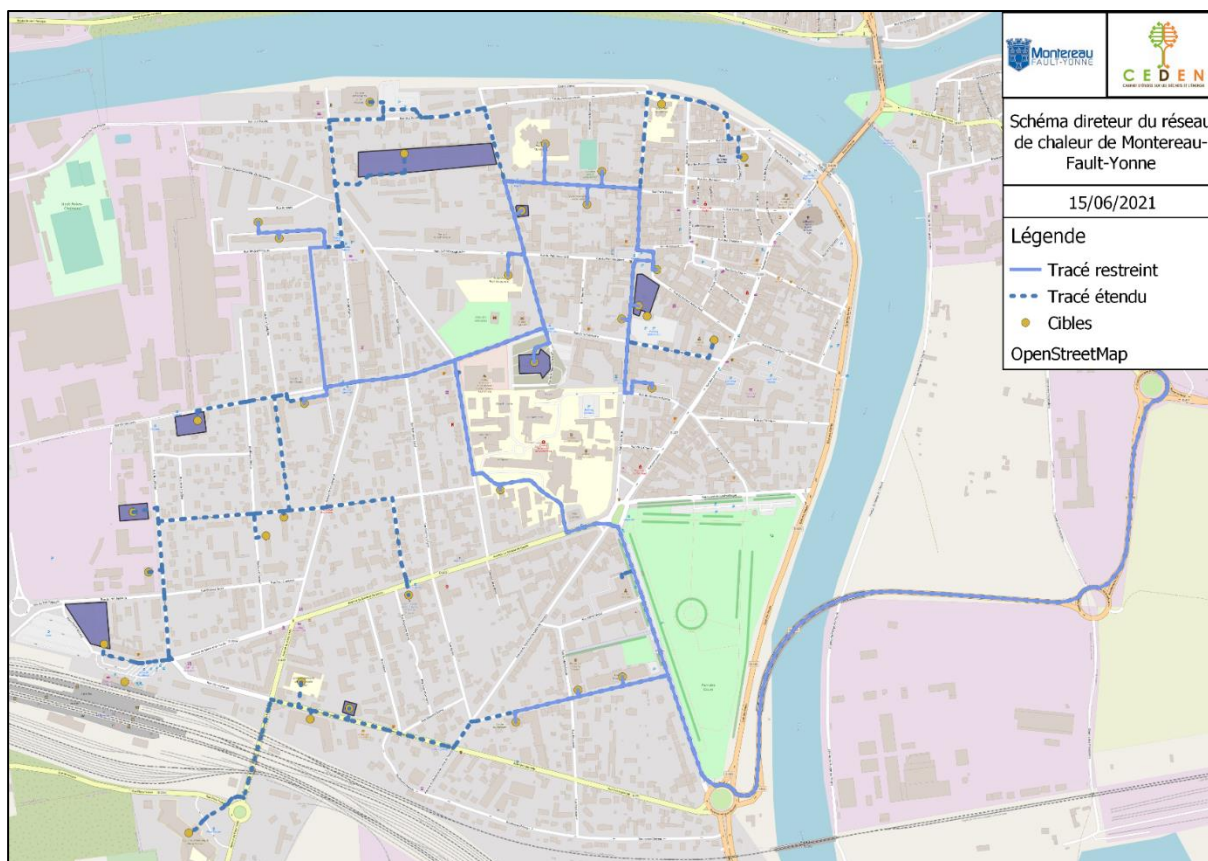


2.3.2 Caractéristiques du réseau de chaleur

2.3.2.1 En ville basse

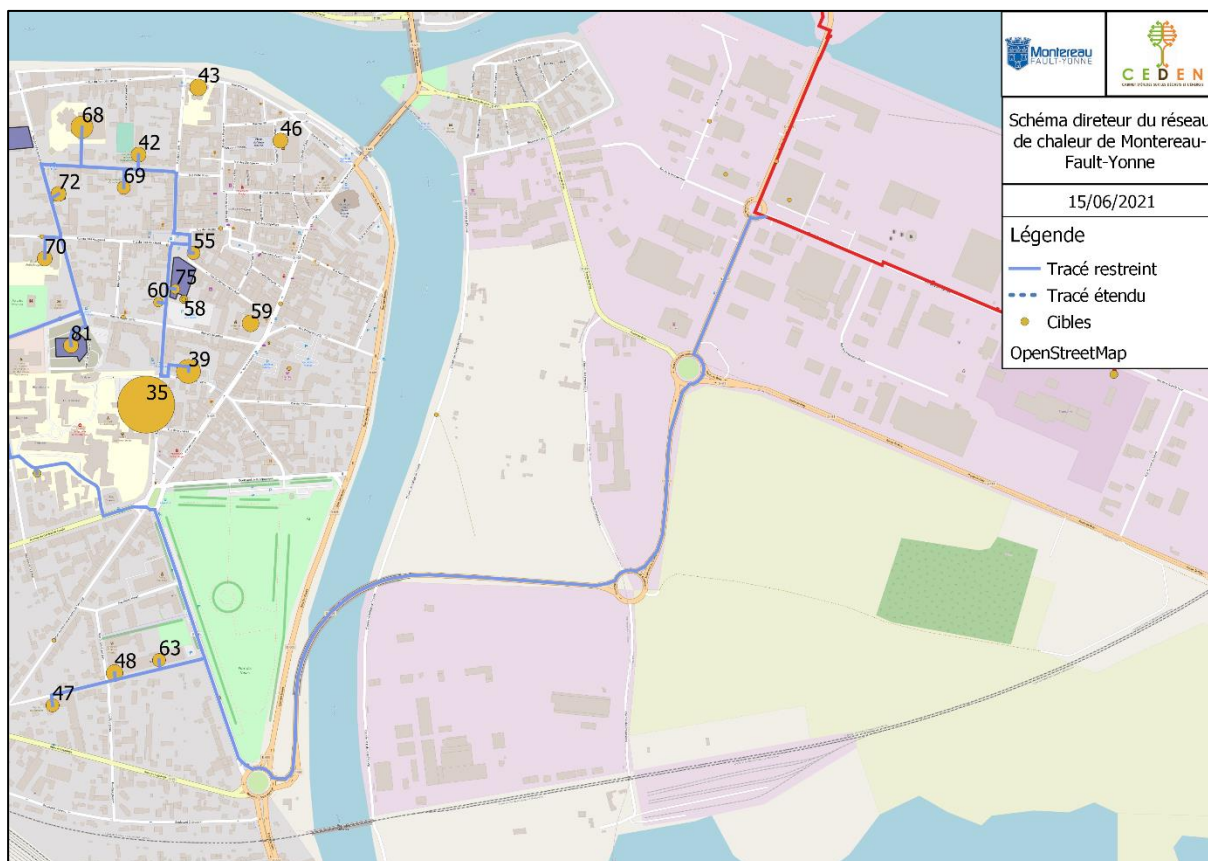
Le linéaire de réseau à construire est estimé à **5 km** pour le tracé **restreint** et à 8 km pour le **tracé étendu**. Les tracés sont représentés sur la carte ci-dessous.

Figure 6 : Tracé prévisionnel du réseau en ville basse



Il est à noter que le réseau en ville basse prévoit un raccordement sur la canalisation de distribution existante vers la ville haute. Ce raccordement s'effectue au niveau du rond-point Roger Pezout.

Figure 7 : Focus du tracé sur la branche de l'UVE



La canalisation existante est un DN 200, avec un delta T de 50°C, **la puissance disponible serait donc de 17,4 MW**. Actuellement le delta T depuis l'UVE avoisine les 40 °C, en optimisant les températures de départ/retour de l'UVE, un delta T de 50°C pourrait être envisagé.

Tableau 3 : Diamètre des canalisations à construire et linéaire associé

DN	Scénario 2	Scénario 3
25	13	164
32	70	625
40	195	787
50	234	657
65	480	1 126
80	339	751
100	831	1 234
125	289	74
150	237	426
200	2 240	2 456
Total	4 928	8 299

2.3.2.2 En ville haute

Le linéaire de réseau à construire est estimé à 2 km pour la densification en ville haute. Cette densification est identique dans les deux scénarios. Le tracé est représenté sur la carte ci-dessous.

Figure 1 : Tracé prévisionnel du réseau en ville haute

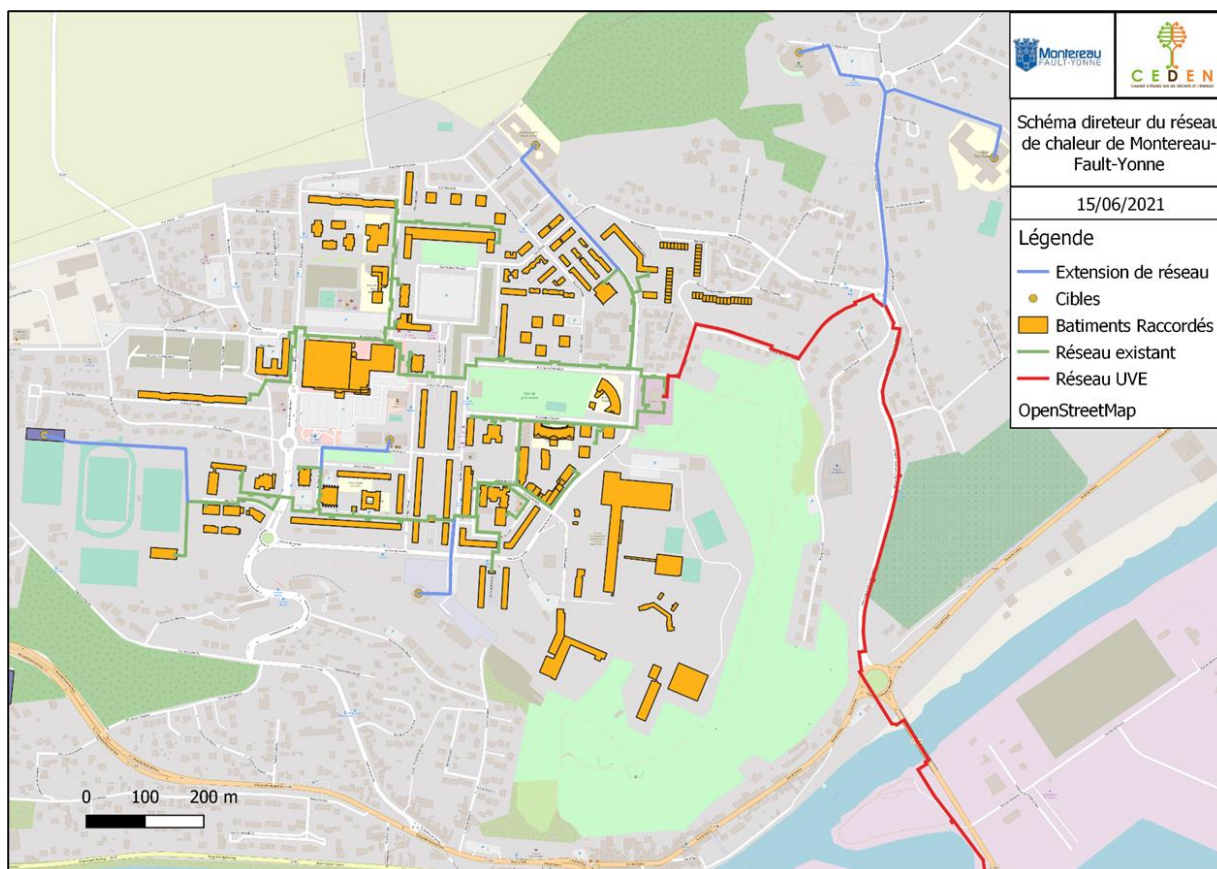


Tableau 4 : Diamètre des canalisations et linéaire associé

DN	Scénarios 2 et 3
32	179
50	496
65	738

DN	Scénarios 2 et 3
80	363
Total	1 776

2.3.2.3 Indicateurs de performance

Le linéaire total de réseau à construire est de 7 à 10 km, il s'ajoute au linéaire actuel de 7,4 km. Il en résulte deux indicateurs de performance :

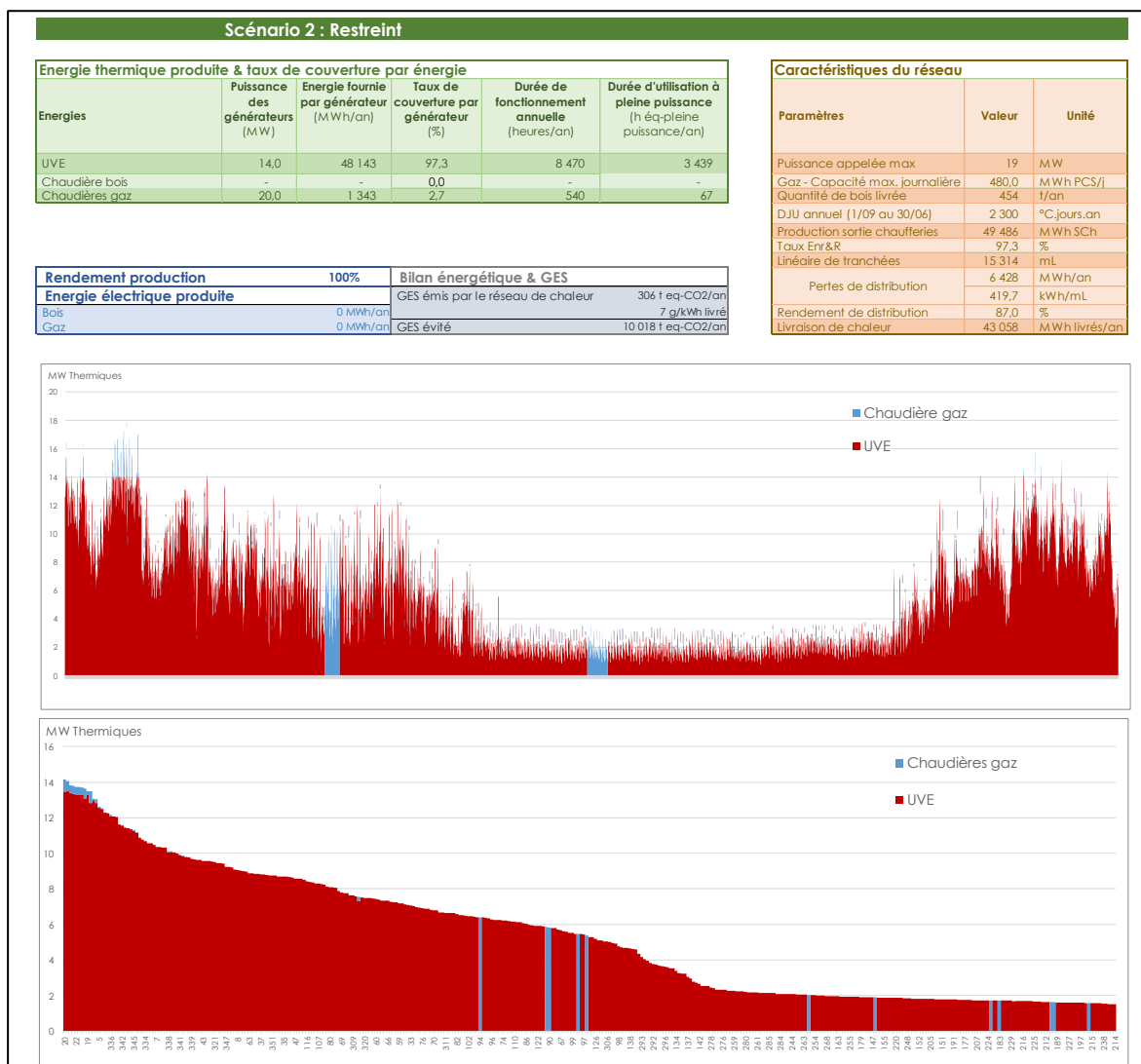
- La **densité thermique** s'élève entre 2,7 et 3,1 MWh/ml (elle est de 3,6 dans le scénario tendanciel et de 4,7 actuellement) ;
- Le **facteur d'abonnement** s'élève entre 1,9 et 2,3 kW/ml (il est de 3,7 dans le scénario tendanciel et de 4,4 actuellement).

Les scénarios d'extensions dégradent de 15 à 25% les indicateurs de performance du réseau de chaleur de Montereau par rapport au scénario tendanciel. Toutefois, le développement du réseau permet de valoriser davantage de chaleur de l'UVE, or **cette chaleur ne peut être valorisée qu'à travers un réseau de chaleur**.

2.3.3 Synthèse technique

La synthèse technique présentée correspond au scénario 2. La monotone du scénario 3 est présentée en annexe 2.

Figure 2 : Synthèse technique - scénario 2



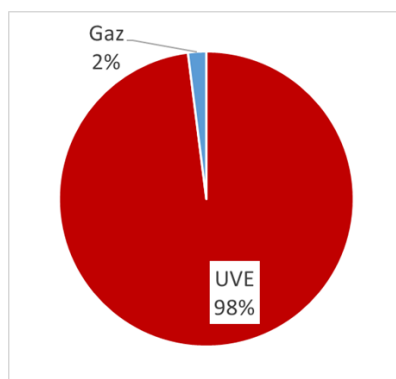
2.3.4 Moyen de production supplémentaire

Rappelons que les scénarios d'extensions prévoient la mise en place d'un échangeur supplémentaire de 5 MW au sein de l'UVE.

2.3.5 Mixité énergétique

Le mix énergétique pour les deux scénarios est identique. La chaleur de l'UVE est récupérée en base. De façon similaire au scénario tendanciel, la puissance disponible (avec ajouts de l'échangeur de 5 MW, soit 15 MW au total) auprès de l'UVE est suffisante pour permettre un arrêt de la chaudière biomasse. Cet arrêt peut être mis en place avant la fin du contrat de concession en 2032. Les chaudières gaz permettent toujours d'assurer l'appoint et le secours.

Tableau 5 : Taux de couverture des générateurs en moyenne sur 20 ans (en%) – Scénario 2 et 3



2.3.6 Emission de gaz à effet de serre

Le contenu carbone du réseau est calculé ci-dessous pour les scénarios d'extensions.

Tableau 1 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Scénario restreint	Scénario étendu
Consommation de gaz MWh PCI/an	1 320	1 759
GES teq.CO ₂ /an	306	431
g/kWh livré	7	9

Un contenu carbone inférieur à 50 g/kWh livré est considéré comme très bon. Le taux EnR&R de 98% permet donc de bonnes performances environnementales.

Les émissions de GES évitées sont de 10 000 à 10 700 teq.CO₂/an, **elles sont près de 50% plus élevées que pour le scénario tendanciel.**

2.4 Scénario 4 : ZAC des Bords d'eau

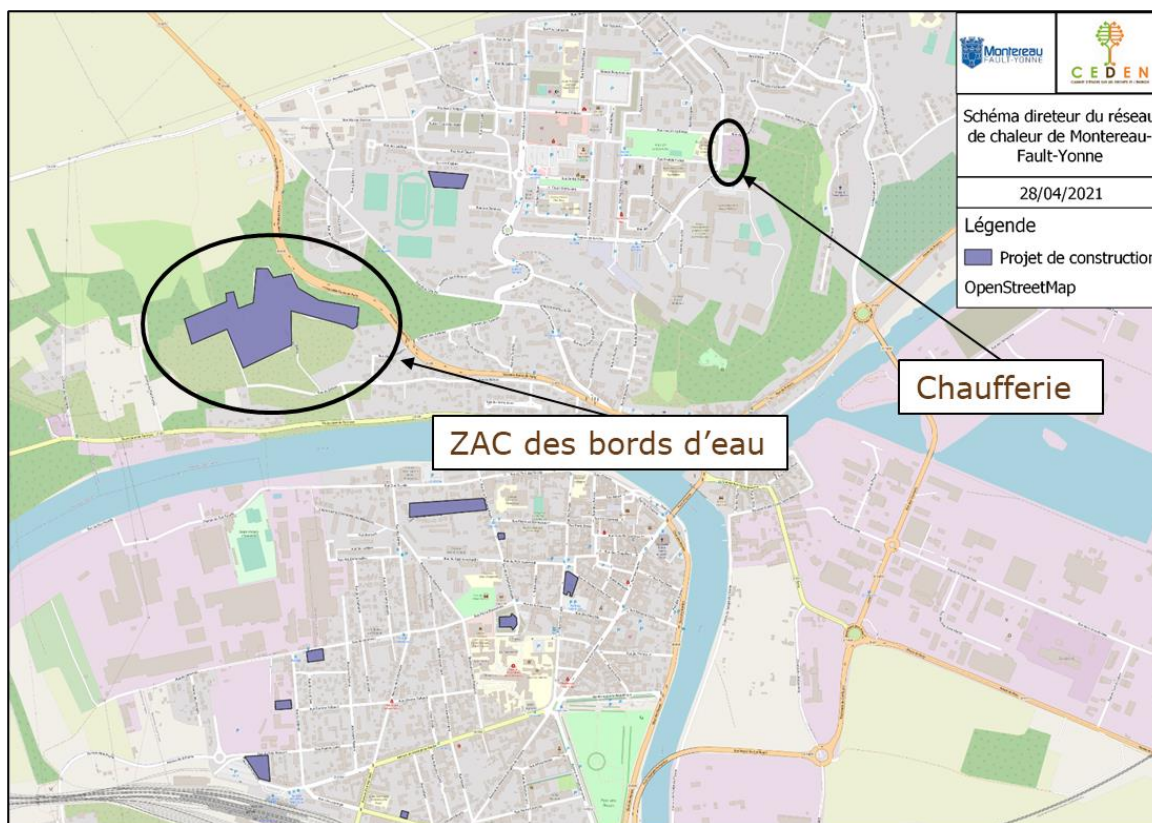
2.4.1 Description du projet

De **450 à 500 logements principalement individuels** dont une centaine en logements sociaux sont en projet de construction sur la ZAC des Bords d'eau. Il est aussi prévu la construction d'un groupe scolaire et la relocalisation du centre de sapeurs-pompiers, situé actuellement en zone inondable en ville basse. Le projet de construction est porté par **Grand Paris Aménagement**. La première phase du projet est prévue pour 2024, le DUP devrait être acté en fin d'année 2021.

Cette ZAC étant relativement éloignée de la chaufferie (2 km par la route) et de l'UVE (5 km par la route), il est proposé une **solution indépendante avec géothermie sur nappe superficielle** ; cette ressource étant la plus pertinente pour des logements neufs et à prioriser par la méthode EnR'CHOIX de l'ADEME. Une variante avec un raccordement au réseau de chaleur est également étudiée.

La carte ci-dessous permet de localiser la ZAC par rapport à la chaufferie.

Figure 3 : Localisation de la ZAC des bords d'eau

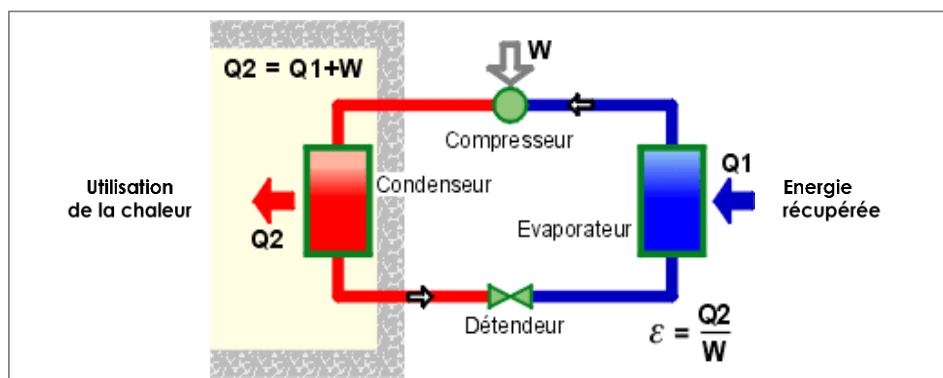


2.4.2 Synthèse technique

La monotone de chauffage présentée ci-dessous correspond au scénario 4 avec une **solution géothermique**. La source géothermique est la **nappe superficielle estimée à une température de 15°C**.

La géothermie de surface se base sur l'utilisation d'une ressource à une température faible (de 15 à 18 °C habituellement), qui nécessite donc l'utilisation d'une pompe à chaleur pour pouvoir transférer l'énergie à un réseau de chaleur, aux températures habituellement comprises entre 60 et 95°C. Le fonctionnement de principe d'une pompe à chaleur est le suivant.

Figure 4 : Fonctionnement d'une pompe à chaleur (PAC)



Les conditions de cette valorisation dépendent toutefois crucialement de la loi d'eau du réseau. Il est préconisé la mise en place d'émetteurs de chaleur conçus pour produire **des retours froids**. Le régime de température est alors qualifié **d'Ultra Basse Température** :

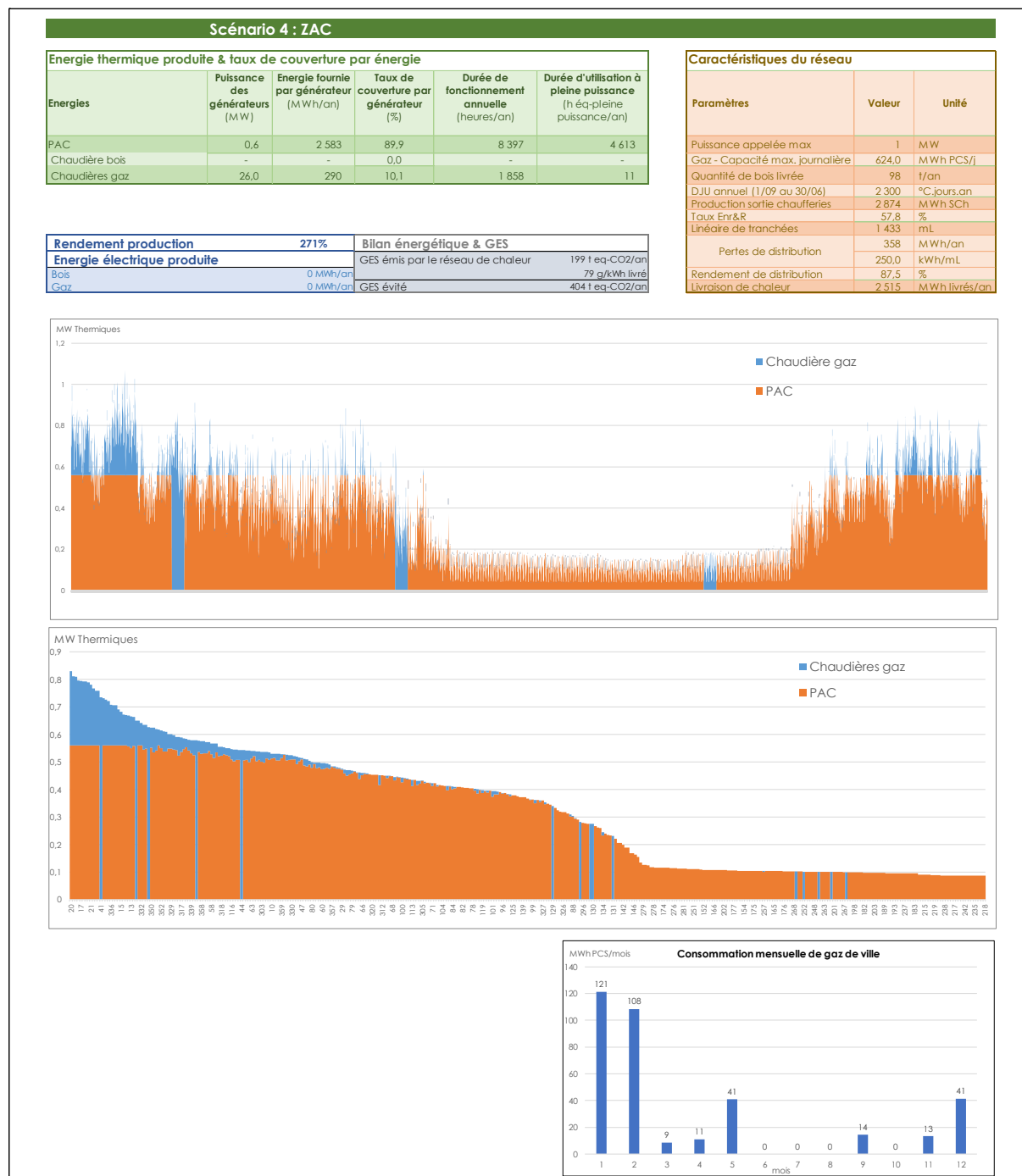
- les retours sont de l'ordre de 65°C/20°C pour de la production d'ECS instantanée,
- ils sont de l'ordre de 45°C/30°C pour un chauffage en plancher chauffant.

Cette situation permet de diminuer les coûts d'investissement de la pompe à chaleur tout en lui assurant un bien meilleur COP (de l'ordre de 5,5), ce qui permet de diminuer **le coût de revient** de la chaleur.

Pour ce scénario, il est proposé la **mise en place d'une PAC** de puissance chaude de 600 kW. L'hypothèse du **COP chaud est de 3,5**. Celui-ci peut être optimisé suivant les choix techniques (types d'émetteurs entre autres) mis en place. Il est à noter que la consommation électrique de la PAC n'est pas considérée comme une énergie renouvelable. Le taux de couverture par les PAC ne correspond donc pas au taux EnR&R.

Il est envisagé pour la ZAC la construction d'un réseau de distribution de 1 430 ml. La longueur du réseau a été calculée selon les ratios de retour d'expérience de CEDEN.

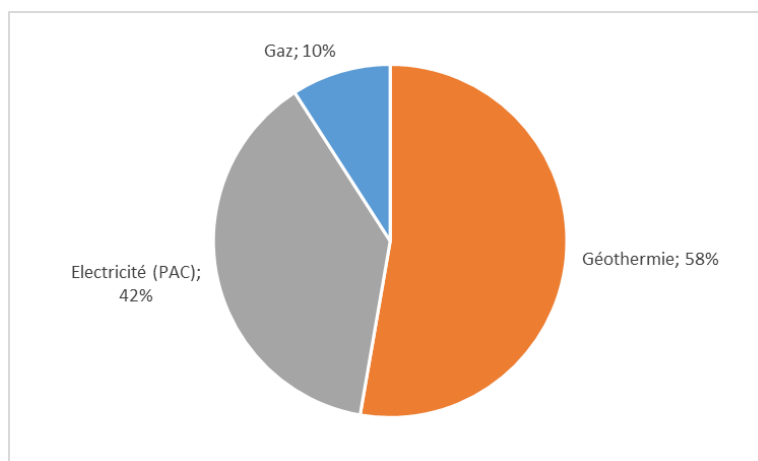
Figure 5 : Monotone du scénario 4



2.4.3 Mixité énergétique

Le forage géothermique et la PAC permettent de couvrir 90% des besoins. Toutefois, **le taux EnR&R n'est que de 58%** puisqu'il est nécessaire de soustraire la consommation d'électricité des PAC. Les chaudières gaz permettent toujours d'assurer l'appoint et le secours.

Tableau 6 : Taux de couverture des générateurs en moyenne sur 20 ans (en%)



2.4.4 Emission de gaz à effet de serre

Le contenu carbone du réseau est calculé en fonction des types de combustibles :

- 0,205 teq CO₂/MWh PCI de gaz,
- 0,18 teq CO₂/MWh d'électricité.

Tableau 7 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Scénario ZAC des Bords d'eau – solution géothermique
Consommation de gaz MWh PCI/an	298
Consommation d'électricité MWh/an	719
GES teq.CO ₂ /an	199
g/kWh livré	79

Un contenu carbone inférieur à 50 g/kWh livré est considéré comme très bon. Le contenu carbone de ce réseau serait considéré comme correct. Les **émissions de GES évitées sont de 400 teq.CO₂/an.**

2.4.5 Variante : Raccordement au réseau existant

Une variante consisterait en un raccordement au réseau de chaleur existant. Une canalisation d'un DN 100 de 2 km serait à créer depuis la ZAC jusqu'en chaufferie centrale. Ce linéaire serait à construire **en complément du réseau de distribution interne à la ZAC, estimé à 1 430 ml.**

Tableau 8 : Comparaison technique des solutions proposées sur la ZAC

Contenu carbone	Solution géothermique	Raccordement au réseau existant
Linéaire (ml)	1 430	3 430
Taux ENR&R (%)	58	98
GES évité (teq.CO ₂ /an)	400	640

Le taux ENR&R et le contenu carbone évité annuel serait plus élevé dans le cas d'une solution de raccordement existant. Ce résultat tient compte d'un taux ENR&R pour le réseau de chaleur de 98%. Toutefois, le linéaire de canalisations à construire serait 2,4 fois plus élevé.

3 Etude économique et financière

Ce chapitre détaille les résultats économiques et financiers des scénarios. Dans un premier temps, les investissements et soutiens financiers sont évalués. Dans un second temps, les hypothèses retenues des charges d'achat des énergies et d'exploitation sont expliquées. Le montage financier et les hypothèses de charges permettent alors d'aboutir à un coût de la chaleur.

L'étude économique du scénario 4 sur la ZAC des Bords d'eau n'étant pas comparable aux 3 autres scénarios, elle est traitée à la fin de ce chapitre.

3.1 Montage financier de l'opération

3.1.1 Montant des investissements portés par le concessionnaire

Les investissements à consentir concernent, pour la partie distribution :

- Les canalisations à installer (terrassement, pose et fourniture) afin de desservir les nouveaux abonnés ;
- Les sous-stations à créer ;
- La traversée de l'Yonne, envisagé à ce stage en encorbellement par le pont Pompidou ;
- La reprise de 2 km de réseau existant (datant de 1 962), qui aurait lieu en 2032, au terme du contrat de concession actuel.

L'ensemble des investissements est résumé dans le tableau suivant.

Tableau 9 : Montant des investissements (k€)

k€HT	Tendanciel	Restreint	Etendu
Réseau de canalisations	-	3 860	5 710
Traversées de l'Yonne (pont Pompidou)	-	400	400
Sous-stations	-	690	900
Reprise sur réseau existant (2 km) (En 2032)	1 180	1 180	1 180
Total distribution	1 180	6 130	8 190
Etudes – MOE – Assurances et divers	120	610	820
Total investissement	1 300	6 740	9 010

Le scénario tendanciel ne prévoit aucun investissement avant 2032. Seule une reprise de 2 km de réseau existant est envisagée.

La part des investissements **s'élève de 6,7 à 9,0 M€** pour les scénarios d'extensions.

3.1.2 Soutiens financiers perçus par le concessionnaire

- **ADEME/Région**

Le projet de réseau de chaleur pourrait bénéficier de subventions accordées dans le cadre du plan bois énergie par :

- Le Conseil régional de l'Ile-de-France (incluant également les aides européennes au titre du FEDER) ;
- L'ADEME (au titre du Fonds chaleur).

Il est d'usage que la Région et l'ADEME s'associe pour examiner les conditions de soutien à un projet. L'ADEME retient dans son instruction les critères du Fonds chaleur et calcule le montant de ses aides suivant deux approches :

- pour les **extensions inférieures à 12 GWh/an, l'aide est forfaitaire** ;
- pour les extensions **plus conséquentes**, elle est calculée au cas par cas suite à l'issue d'une **analyse économique**.

Les scénarios d'extension s'inscrivent dans cette deuxième catégorie. Il n'est donc pas possible de déterminer le montant exact de la subvention. Néanmoins, des valeurs indicatives et des plafonds sont fournies à titre indicatif par l'ADEME. L'instruction étant conduite en distinguant les investissements par nature : distribution, d'une part, et production, d'autre part.

L'ADEME propose une méthode de calcul du plafond de l'aide forfaitaire en fonction :

- des DN et du linéaire pour le fonds chaleur réseau de distribution.

Tableau 10 : Calcul de l'aide forfaitaire du Fonds chaleur - Distribution

Type de réseau	Diamètre Nominal du réseau	Plafond assiette : €/ml de tranchée
Eau chaude	DN 450 et plus	1 030
	DN 300 à DN 400	670
	DN 150 à DN 250	530
	DN80 à DN 125	390
	Dn 65 et moins	340

Pour rappel, le **taux maximum légal de subvention est fixé à 65%**.

- **CEE**

Les CEE éligibles au raccordement des bâtiments résidentiels et tertiaires à un réseau de chaleur sont depuis le 1^{er} janvier 2020 cumulables avec le fond chaleur pour les opérations d'extensions supérieurs à 12 000 MWh/an.

La fiche BAR-TH-137 décrit le détail d'obtention des kWh cumac du raccordement d'un bâtiment résidentiel à un réseau de chaleur. Celle concernant le raccordement d'un bâtiment tertiaire à un réseau de chaleur est la fiche BAT-TH-127.

Tableau 11 : Calculs des montants des CEE

Section	Restreint	Etendu
CEE (kWh cumac)	425 000	537 500
Niveau de valorisation	0,8 c€/kWh cumac	
CEE (k€)	340	430

Le niveau de valorisation est de **0,8 c€/kWh cumac en moyenne depuis janvier 2021**.

Cette valorisation peut être sollicitée auprès du concessionnaire ou obtenue par la Ville de Montereau si des actions dans le cadre des CEE sont conduits par la collectivité.

- **Synthèse**

Tableau 12 : Montant des subventions (k€)

Aides (k€HT)		Restreint	Etendu
Distribution	ADEME/Région	3 200	4 400
	CEE	340	430
Plafond subventions		3 530	4 900
		51%	52%
Hypothèse retenue		1 685	2 255
		25%	25%

Le plafond de subventions s'élève à 50%. **Le taux de subvention retenu** dans la suite de l'étude est de 25%. En effet, ce niveau de subvention est suffisant pour permettre de proposer un coût de la chaleur compétitif, il est donc peu probable que l'ADEME et la région acceptent de contribuer au niveau maximal.

3.1.3 Montant à financer pour le concessionnaire

Le montant à financer pour le concessionnaire est présenté ci-après.

Tableau 13 : Montant à financer (k€)

Scénarios	Tendanciel	Restreint	Etendu
Investissements	1 300	6 740	9 010
Subventions	-	1 685	2 255
Montant à financer	1 300	5 055	6 755

Scénarios	Tendanciel	Restreint	Etendu
€/MWh	3,9	10,8	13,4

Le montant à financer est de **1,3 à 13,4 M€ suivant le scénario**. La durée d'amortissement des équipements en chaufferie, du réseau et des études est de 24 ans. Le taux de rentabilité interne est de 8%.

3.2 Charges d'achat des énergies et d'exploitation

3.2.1 Achat de la chaleur auprès de l'UVE

- Investissements*

Les investissements à consentir dans les scénarios d'extension sont les suivants :

- Echangeur de chaleur de 5 MW : 800 k€
- Etudes et MOE : 80 k€

Total : 880 k€

Le total d'investissement à porter par l'exploitant du SYSTRADEM est de 0,9 M€.

- Soutiens financiers*

La récupération de chaleur fatale est subventionnée par l'ADEME à hauteur de l'investissement et selon la taille de l'entreprise. Dans ce cadre, l'industriel SOVALEM est considéré comme une grande entreprise ; elle peut donc bénéficier d'une **subvention pouvant atteindre 30% du montant de l'investissement** sur les équipements de récupération de chaleur fatale. Il est à noter la condition d'éligibilité suivante : la récupération totale (que ce soit en énergie thermique ou électrique) doit être au moins à 70% de l'énergie entrante.

Tableau 14 : Calcul de l'aide forfaitaire du fonds chaleur - récupération de chaleur fatale

Taille entreprise	Subvention
Grande entreprise	30%
Entreprise moyenne	40%
Petite entreprise	50%

Les soutiens financiers percevables par l'industriel seraient au total de 264 k€.

- Prix de vente de la chaleur*

Avec un amortissement sur 30 ans, un TRI à 8% et une quantité de chaleur sortie industrielle moyenne de 50 000 MWh/an, la charge d'amortissement serait de **1 €/MWh/an**.

Le prix de vente doit également tenir compte des charges d'exploitation estimées à **moins de 1 €/MWh**.

Le prix de vente moyen dans les conditions actuelles du contrat est de 18 €/MWh. L'essentiel de ce coût vient **compenser la perte de production d'électricité** (cf livrable du potentiel EnR&R). Ce coût pourrait diminuer à **16 €HT/MWh** en tenant compte d'une économie d'échelle (augmentation de 30% des livraisons de l'UVE) et de la charge d'amortissement, faible au regard des quantités d'énergies vendues.

3.2.2 Autres achats de combustibles

- Combustible gaz et quotas Carbone*

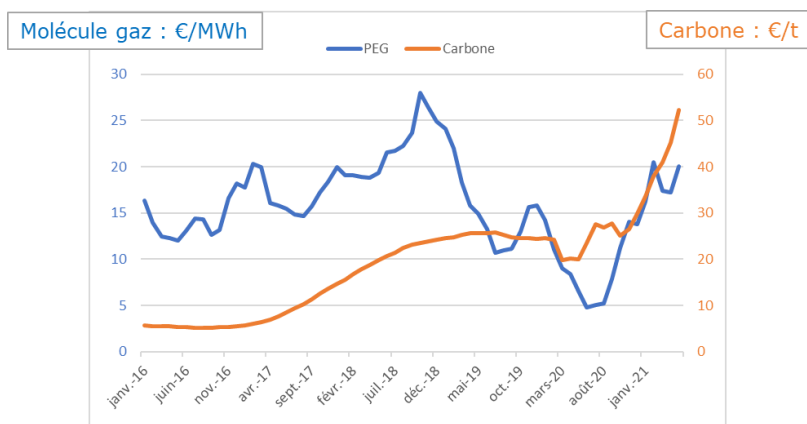
Le prix du gaz a été évalué pour tenir compte des évolutions des consommateurs de gaz naturel en tenant compte de la structure du tarif de gaz constitué d'une **part fixe** et d'une **part variable** :

- La part variable se base sur le prix moyen de la molécule depuis l'année 2009, soit 19,3 €HT/MWhPCS. La part variable dépend des bases tarifaires de consommation type T3 (5,81 €HT/MWh PCS) ;
- La TICGN est de 1,52 €HT/MWhPCS ;
- La part fixe comprenant les coûts de transport et de distribution du gaz.

Il en résulte un coût moyen du gaz à **60 €HT/MWh PCS**. **Il est à noter qu'en 2021, le coût du gaz a augmenté de 29% par rapport à 2020.**

Le coût des quotas Carbone a été retenu à **50 €/t**. L'évolution des quotas et du prix du gaz est représentée ci-dessous.

Figure 6 : Evolution du coût du gaz et de la taxe carbone depuis 2016



• Electricité

Le prix de l'électricité est fixé à **100 €HT/MWh** dans tous les scénarios. Les consommations d'électricité sont estimées à l'aide de ces hypothèses :

- 6 kWh/MWsch pour la chaufferie gaz (chaudières, périphériques),
- 13 kWh/MWsch pour les chaufferies bois (chaudières, périphériques),
- 10 kWh/MWhu pour le réseau (pompes réseau).

Tableau 15 : Charges d'électricité en moyenne annuelle (sur 24 ans)

Scénarios	Tendanciel	Restreint	Etendu
Charges R21 (k€)	27	41	45
€/MWh livré	1,0	1,0	1,0

3.2.3 Charges de maintenance, d'entretien courant et de gestion de service

La maintenance comprend :

- Le nettoyage complet des équipements deux fois par an ;
- Le remplacement de petits matériels tels que des sondes, filtres, vannes, compteurs... ;
- Les frais de gestion constante des services ;
- Les taxes et impôts ;
- La main d'œuvre.

Le contrat de concession prend fin en 2032. Les charges d'exploitation jusqu'en 2032 ont été conservées selon les conditions actuelles du contrat. Ces charges sont optimisées à partir de 2032 afin notamment de tenir compte de l'arrêt de la chaudière biomasse.

L'ensemble des charges est synthétisé dans le tableau ci-dessous.

Tableau 16 : Charges de gestion du réseau en moyenne annuelle

	Scénarios	Tendanciel	Restreint	Etendu
2022 - 2032	Charges de maintenance (k€)	871	1 291	1 396
	€/MWh livré	30	30	30
2032 - 2042	Charges de maintenance (k€)	243	385	420
	€/MWh livré	10	10	10

3.2.4 Charges de gros entretien et renouvellement

Les charges de gros entretien et renouvellement comprennent les frais consentis pour le maintien en état du service et des ouvrages associés : réseau de distribution, sous-stations et moyens de production. Elles peuvent correspondre à des **achats de pièces ou d'équipements** (renouvellement) et des **frais de personnel** d'Eriva, de Coriance ou de sous-traitants. Les charges

ont pour but soit d'accroître la durée de vie de matériels, soit de récupérer un équipement en fin de vie. Au plan comptable, l'immobilisation brute propre à l'équipement remplacé disparaît et une nouvelle immobilisation est introduite pour un montant équivalent à la valeur à neuf du nouvel équipement. Les recettes mobilisées au titre du gros entretien et renouvellement ont vocation à couvrir les charges.

Tableau 17 : Charges de gros entretien et renouvellement en moyenne annuelle

	Scénarios	Tendanciel	Restreint	Etendu
2022 - 2032	Charges de GER (k€)	203	301	326
	€/MWh livré	7,0	7,0	7,0
2032 - 2042	Charges de GER (k€)	97	154	168
	€/MWh livré	4,0	4,0	4,0

Au total, sur 24 ans, cette charge s'élève pour les scénarios d'extension entre 4,9 M€ et 5,2 M€, ce qui permet d'anticiper à terme le renouvellement et l'entretien des différents équipements de production et de distribution.

3.3 Compte d'exploitation prévisionnel et tarif prévisionnel de la chaleur

3.3.1 CEP prévisionnel

Les CEP détaillés des différents scénarios sont présentés en annexe 3.

3.3.2 La décomposition de la structure des tarifs de l'énergie

Comme pour le gaz naturel ou l'électricité, le tarif de la chaleur comporte deux termes :

- Le **premier terme** correspond à l'**énergie consommée** par chaque abonné. Ce terme dénommé « **R1** » est proportionnel à la **consommation de chaleur** ; il est facturé à l'Abonné sur la base d'un relevé mensuel du compteur de chaleur localisé dans chaque poste de livraison. Le coût unitaire du R1 est exprimé en **€ par MWh utile**.
- Le **second terme** correspond à l'**abonnement**. Ce terme dénommé « **R2** » englobe l'ensemble des charges fixes du service public (personnel, entretien courant et maintenance des équipements, gros entretien/renouvellement, amortissement résiduel des investissements après déduction des aides publiques). Le coût unitaire du R2 est exprimé en **€ par kW souscrit**.

3.3.3 Coût prévisionnel de la chaleur

Le tarif de l'énergie se calcule en ajoutant aux charges détaillées précédemment un bénéfice d'exploitation permettant de rémunérer la prise de risque de l'investisseur. Ce taux de rémunération est fixé par le **TRI (Taux de Rentabilité Interne)** de l'opération, exprimé en pourcentage. Plus le TRI recherché est élevé, plus le bénéfice est important pour le porteur du projet, mais plus le coût de la chaleur sera élevé pour l'abonné. Les cibles de TRI dépendent principalement du mode de gestion retenu : ainsi un réseau géré en Délégation de Service Public présentera usuellement des TRI de 10 à 12% alors qu'un réseau géré en régie présentera des TRI de 3 à 6%.

Les R1 et R2 sont présentés avec un TRI de 8%.

Tableau 18 : Coût moyen de la chaleur selon les scénarios

		Tendanciel	Restreint	Etendu
2022 - 2032	R1 (€HT/MWh)	21	21	23
	R2 (€HT/kW)	53	69	71
	Coût moyen €HT/MWh	70	75	78
	€TTC/MWh	74	80	82
2032 - 2042	R1 (€HT/MWh)	22	22	22
	R2 (€HT/kW)	20	29	33
	Coût moyen €HT/MWh	41	44	47
	€TTC/MWh	43	47	50

Le coût de revient de la chaleur varie entre 74 €/TTC/MWh et 82 €/TTC/MWh avant 2032. A noter que le coût de 2019 était de 81 €/TTC/MWh. Le coût de revient après 2032 serait entre 43 et 50 €/TTC/MWh.

A titre de comparaison, le coût moyen des réseaux EnR&R en France en 2019 est de **78,7 €/TTC/MWh. Le coût de revient serait donc compétitif, à terme.**

4 Synthèse des scénarios

La synthèse technique et économique des scénarios est présentée, ci-dessous, sur une moyenne de 20 ans.

Tableau 19 : Synthèse technique et économique des scénarios

	Indicateur	Unité	Tendanciel	Restreint	Etendu
Technique	Linéaire	km	7,4	15,3	18,1
	Nombre poste de livraison		33	56	73
	Chaleur livrée	MWh/an	29 000	41 000	44 400
	Puissance souscrite	kW/an	27 000	32 100	34 000
	Chaleur de récupération	MW	10	15	15
	Taux ENR&R	%	97	98	98
	GES évité	t-eq-CO2/an	6 200	10 100	10 800
Economique	Investissement total	k€HT	1 180	6 740	9 010
	Subventions	%	-	25%	25%
	Coût de la chaleur 2022-2032	€TTC/MWh livré	74	80	82
	Coût de la chaleur 2032-2042	€TTC/MWh livré	43	47	50

Les scénarios d'extension présentent un coût de revient de la chaleur plus élevé que le scénario tendanciel. Toutefois, ils permettent :

- **d'étendre le service public de la chaleur**, notamment en ville basse, permettant d'offrir aux usagers un **prix de la chaleur indépendant des variations du prix du gaz** ;
- de **valoriser davantage de chaleur provenant de l'UVE**, chaleur uniquement valorisable via un réseau ;
- d'éviter **près de 50% supplémentaire** de tonnes équivalentes en CO₂ : soit 10 000 t-eq-CO₂/an au lieu de 6 000 t-eq-CO₂/an.

5 Scénario 4 : ZAC des Bords d'eau

Une solution d'alimentation avec géothermie est proposée pour l'alimentation de la ZAC.

5.1.1 Montage financier

5.1.1.1 Investissements

Les investissements à consentir concernent, pour la partie production :

- Le génie civil de la chaufferie centrale, le forage géothermique et les PAC dans le cas d'une solution géothermique ;

Et pour la partie distribution :

- Les canalisations à installer (terrassement, pose et fourniture) afin de desservir les futurs logements de la ZAC ;
- Les sous-stations à créer.

L'ensemble des investissements est résumé dans le tableau suivant.

Tableau 20 : Montant des investissements (k€)

k€HT	ZAC
Génie civil chaufferie centrale	800
Forage géothermique et PAC	440
Chaudière gaz	15
Total production	1 255
Réseau de canalisations	850
Sous-stations	110
Total distribution	960
Études – MOE – Assurances et divers	160
Total investissement	2 375

Le total des investissements atteint 2,4 M€, ce qui est élevé au regard des quantités de chaleur livrées de 2 500 MWh/an.

5.1.1.2 Soutiens financiers

- *ADEME/Région*

Concernant le fond de chaleur distribution, il peut être sollicité pour la mise en place d'un réseau de distribution au sein de la ZAC.

Le fonds de chaleur géothermie de surface peut également être mobilisé. L'aide est plafonnée à 20€/MWh EnR&R sur 20 ans.

- *CEE*

Les CEE éligibles au raccordement des bâtiments résidentiels et tertiaires à un réseau de chaleur ne sont pas cumulables avec le fond chaleur pour les opérations d'extensions inférieurs à 12 000 MWh/an.

- *Synthèse*

Tableau 21 : Synthèse des soutiens financiers

Aides (k€HT)		Géothermie
Production	ADEME/Région	664
Distribution	ADEME/Région	530
Plafond subventions		1 194
		50%
Hypothèse retenue		950
		40%

5.1.1.3 Montant à financer

Le montant à financer est détaillé ci-dessous. Ce montant est calculé pour une durée d'amortissement de 24 ans et un TRI de 8 ans.

Tableau 22 : Montant à financer

Scénarios	Géothermie
Investissements	2 375
Subventions	950
Montant à financer	1 425
€/MWh	50

L'investissement étant particulièrement élevé au regard des livraisons de chaleur, le ratio atteint 50 €/MWh. A titre de comparaison, ce ratio n'atteignait que 13€/MWh au maximum pour les scénarios d'extension.

5.1.2 Charges d'achat des énergies et d'exploitation

- *Combustible gaz et quotas Carbone*

Il a été pris un coût du gaz identique aux autres scénarios à **60 €HT/MWh PCS**. **Le coût des quotas Carbone est également similaire à 50 €/t.**

- *Electricité*

Le prix de l'électricité est fixé à **90 €HT/MWh**.

- *Charges d'exploitation*

Les hypothèses retenues pour les différentes charges d'exploitation sont ci-dessous.

Tableau 23 : Charges d'électricité en moyenne annuelle (sur 24 ans)

ZAC	k€	€/MWh livré
Charges R21	2,3	1,0
Charges R22	29	12,0
Charges R23	17	7,0
Charges R24	71	30,5

Il est à noter la charge d'amortissement élevée comparée aux livraisons.

5.1.3 Compte d'exploitation prévisionnel et tarif prévisionnel de la chaleur

- *CEP*

Le CEP détaillé de la solution géothermique est en annexe 3.

- *Coût prévisionnel de la chaleur*

Les R1 et R2 sont présentés avec un TRI de 8%.

Tableau 24 : Coût moyen de la chaleur selon les scénarios

	Géothermie
R1 (€HT/MWh)	11
R2 (€HT/kW)	175
Coût moyen €HT/MWh	93
€TTC/MWh	98

Le coût de la chaleur obtenu est un **coût technique**. Une DSP commune avec le réseau de chaleur permettrait une péréquation des tarifs.

5.1.4 Variante

Une variante consisterait en un raccordement au réseau de chaleur existant. Une canalisation de 2 km serait à créer depuis la ZAC jusqu'en chaufferie centrale. L'investissement total, y compris le réseau et sous-stations au sein de la ZAC, atteindrait donc **2,2 M€, soit 7 % de moins que la solution avec géothermie.**

En termes de subventions l'obtention d'une aide ne peut être garanti dans le cas d'une solution de raccordement au réseau. En effet, la **densité du tronçon d'extension (d'une longueur de 2 000 m + 1 400 m au sein de la ZAC) serait de 0,8 MWh/ml** et l'éligibilité à l'aide pour la création d'un tronçon impose une densité minimale de 1 MWh/ml pour un réseau à plus de 70% d'EnR&R (1,5 MWh/ml dans les autres cas).

En résumé, la pertinence économique de cette solution, par rapport à une solution de géothermie, dépend, en partie, du taux de subventions mobilisable. La solution avec géothermie permet de diversifier les moyens de production de chaleur sur la ville de Montereau.

6 Annexes

- 6.1 Annexe 1 : Liste des bâtiments raccordés
- 6.2 Annexe 2 : Monotone du scénario 3 avec tracé étendu
- 6.3 Annexe 3 : CEP détaillés des scénarios