

Schéma directeur du réseau de chaleur

Phase 3 – Scénarios de développement du service de la chaleur

juin 2023



SAS, au capital de 53 500 €uros

RCS Rouen 488 524 919

n° TVA intracommunautaire : FR23488524919

Adresse électronique : plumail@ceden.fr



Sommaire

1	Contexte & Résultats	1
1.1	Contexte	1
1.2	Principaux résultats	1
2	Etude technique et environnementale	2
2.1	Détermination des scénarios d'extensions	2
2.2	Scénario 1 : Tendanciel	2
2.3	Scénario 2 : Extension Hôpital & Hauts Quartiers	6
2.4	Scénario 3 : Extension vers le boulevard Delessert	10
2.5	Scénario 3bis : Création d'un deuxième réseau - Delessert	16
3	Etude économique et financière	23
3.1	Montage financier de l'opération	23
3.2	Charges d'achat des énergies et d'exploitation	25
3.3	Compte d'exploitation prévisionnel et tarif prévisionnel de la chaleur	27
3.4	Comparaison des coûts de la chaleur	28
4	Aspects juridiques et contractuels	30
4.1	Quelle est l'autorité organisatrice du service public ?	30
4.2	Faut-il créer un nouveau véhicule juridique support ?	30
4.3	Évolution contractuelle	31
5	Synthèse des scénarios	32
6	Annexes	33
6.1	Annexe 1 : Liste des bâtiments raccordés	33
6.2	Annexe 2 : CEP détaillés des scénarios	33

Dossier	Nom	Société	Date
Elaboré par	Guillaume DRIEU LA ROCHELLE	CEDEN	01/07/2023

1 Contexte & Résultats

1.1 Contexte

La Ville de Saumur, autorité organisatrice du service public de la chaleur et du froid et gérant notamment le réseau de chaleur urbain du Chemin Vert, a confié à CEDEN la réalisation du **schéma directeur de son réseau de chaleur**. Ce schéma directeur a pour vocation d'établir un état des lieux du réseau actuel, des besoins de chaleur du territoire et des sources de chaleur renouvelable ou de récupération disponibles puis de bâtir plusieurs scénarios de développement possible du service public de la chaleur et du froid.

Ce document vient synthétiser les analyses des scénarios de développement du service de la chaleur.

1.2 Principaux résultats

Les évolutions futures du réseau de Saumur, étudiées au sein de ce document, découlent 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 et des bâtiments du tertiaire ;
- 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 la construction d'une nouvelle chaufferie biomasse pour répondre à une augmentation du besoin ;
- A propos du **développement du réseau**, plusieurs besoins énergétiques ont été identifiés et il est envisagé une extension du service public de la chaleur :
 - Une extension vers le Centre-Hospitalier et le secteur des Hauts Quartiers, dont les besoins en chaleur s'élèvent à 15 GWhu/an. Cette extension présente un grand nombre d'indicateurs favorables (proximité du réseau, accord de principe des principaux abonnés pressentis, etc.) et représente donc une hypothèse structurante de développement ;
 - Une possibilité d'extension ou de création de réseau sur l'ouest du centre-ville (autour du boulevard Delessert) pour un besoin de chaleur de 6 GWh/an. Cette zone a toutefois comme caractéristiques principales d'avoir une majorité d'acteurs privés ainsi qu'une gestion des voiries plus délicate en termes de fréquentation.

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

• Scénario 1 - Tendancier :

Le scénario tendancier 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 – Extension Hôpital & Hauts Quartiers :

Ce scénario envisage une densification du réseau de chaleur à l'intérieur du périmètre de la DSP existante, ainsi qu'un développement vers le centre hospitalier ainsi que les Hauts Quartiers. Cette extension doublerait la longueur du réseau (4,2 km de tranchées supplémentaires), tout en améliorant la densité thermique pour parvenir à 3,6 MWh/an/ml.

L'appareil de production est modifié par la construction d'une nouvelle chaufferie biomasse.

• Scénario 3 – Extension vers le boulevard Delessert :

Ce scénario prévoit de desservir des Abonnés principaux situés à proximité du boulevard Delessert (Ecole de Cavalerie, Institution Saint Louis, Collège, etc.). Deux variantes ont été étudiées :

- Réseau raccordé au réseau du Chemin Vert ;
- Réseau îloté, avec sa propre chaufferie EnR&R.

2 Etude technique et environnementale

2.1 Détermination des scénarios d'extensions

En incluant l'ensemble des abonnés pressentis identifiés dans la phase 1 du schéma directeur sur le secteur entre la Loire et le Thouet, les besoins de chaleur additionnels sont estimés entre **+16 et +37 GWh/an de livraisons de chaleur**, suivant que l'on considère les cibles les plus probables ou celles plus incertaines. Ce potentiel ne correspond toutefois pas forcément à un réseau pertinent, puisque connecter la totalité de ces cibles se traduirait par une très faible densité thermique, et donc un réseau peu rentable et moins performant..

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. La densité thermique est le rapport entre la quantité de chaleur livrée (MWh/an) et le linéaire de réseau nécessaire pour ces livraisons (ml). Elle représente globalement l'équilibre entre les charges (coûts d'investissement liés en grande partie au réseau) et les recettes (ventes de chaleur).

En se basant sur cet équilibre entre ambition de desserte et compétitivité tarifaire, les scénarios retenus sont les suivants :

Tableau 1 : Caractéristiques des scénarios retenus

Tracé	Sous-stations raccordées	Besoins 2023 (MWh/an)	Besoins 2050 (MWh/an)	Linéaire de réseau (kml)	Densité 2023 (MWh/ml)
Scénario 1 – Tendanciel	34	10 000	7 000	4,2	2,4
Scénario 2 – Extension vers le CH & Hauts Quartiers	51	23 500	19 000	8,4	2,8
Scénario 3 – Extension vers le boulevard Delessert	60	30 000	24 000	11,0	2,7
Scénario 3b – Création de réseau - boulevard Delessert	51 + 9	23 500 + 6 000	19 000 + 5 000	8,4 + 1,7	2,8 /3,5

2.2 Scénario 1 : Tendanciel

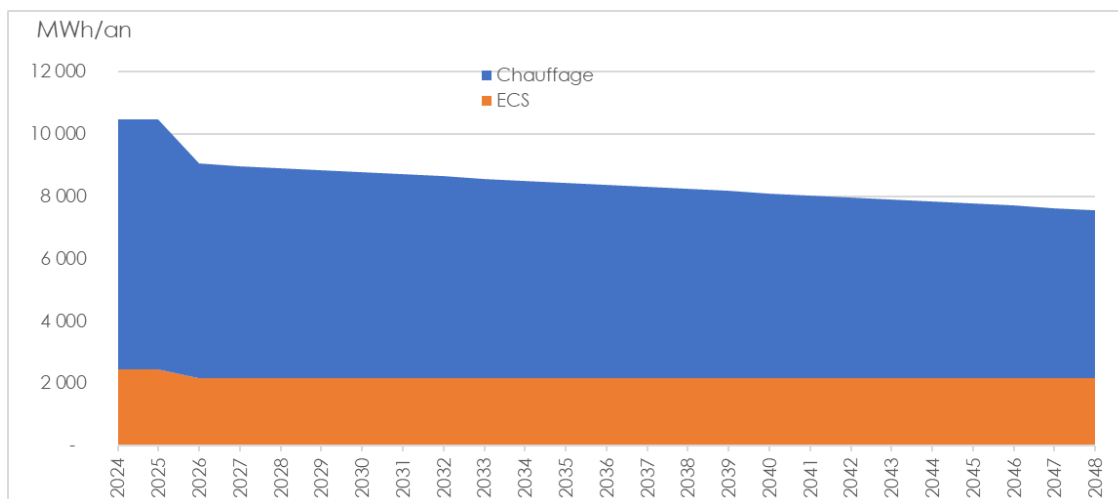
2.2.1 Evolution des besoins

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

- L'**opération NPNRU sur le quartier du chemin Vert**. 121 logements seront déconstruits d'ici 2025 au profit d'une construction de 20 logements et 176 logements seront réhabilités ;
- Des objectifs de **réhabilitation thermique** sur le long terme pour le reste du bâti existant :
 - pour les logements sociaux : -35% sur 20 ans,
 - pour les logements privés : -15% sur 20 ans,
 - pour les bâtiments tertiaires : -20% sur 20 ans.

Les besoins **chutent en conséquence de 3 GWhu/an en 25 ans** avec un passage **de 10 GWhu/an en 2023 à 7 GWhu/an à l'horizon 2050**. La moyenne des besoins est alors de **8,5 GWhu/an sur les 25 années**.

Figure 1 : Evolution des besoins du scénario tendanciel



2.2.2 Production de la chaleur

Ainsi que conclus dans le diagnostic du réseau de chaleur, les équipements en chaufferie présentent un état d'usure (tubes de fumées) ou de sous-équipement (supervision) et gagneraient à faire l'objet de travaux d'amélioration. Notons par ailleurs que l'âge de la chaufferie est de 15 années ce qui signifie qu'elle est déjà dans sa deuxième moitié de vie – les chaudières biomasse de cette puissance ayant une durée de vie de 25 à 30 années. Cela signifie donc qu'à l'horizon 2050 elle devra être renouvelée. Le programme de travaux prévu dans ce scénario est donc le suivant :

- **Horizon 2025** : amélioration des capacités de supervision (mise en place d'une GTC, régulation par loi d'eau en fonction de la température extérieure) et ajout d'un économiseur.
- **Horizon 2030** : renouvellement des équipements de la chaufferie biomasse.

2.2.3 Caractéristiques du réseau de chaleur

Il est également préconisé de moderniser le réseau de chaleur, à plusieurs égards :

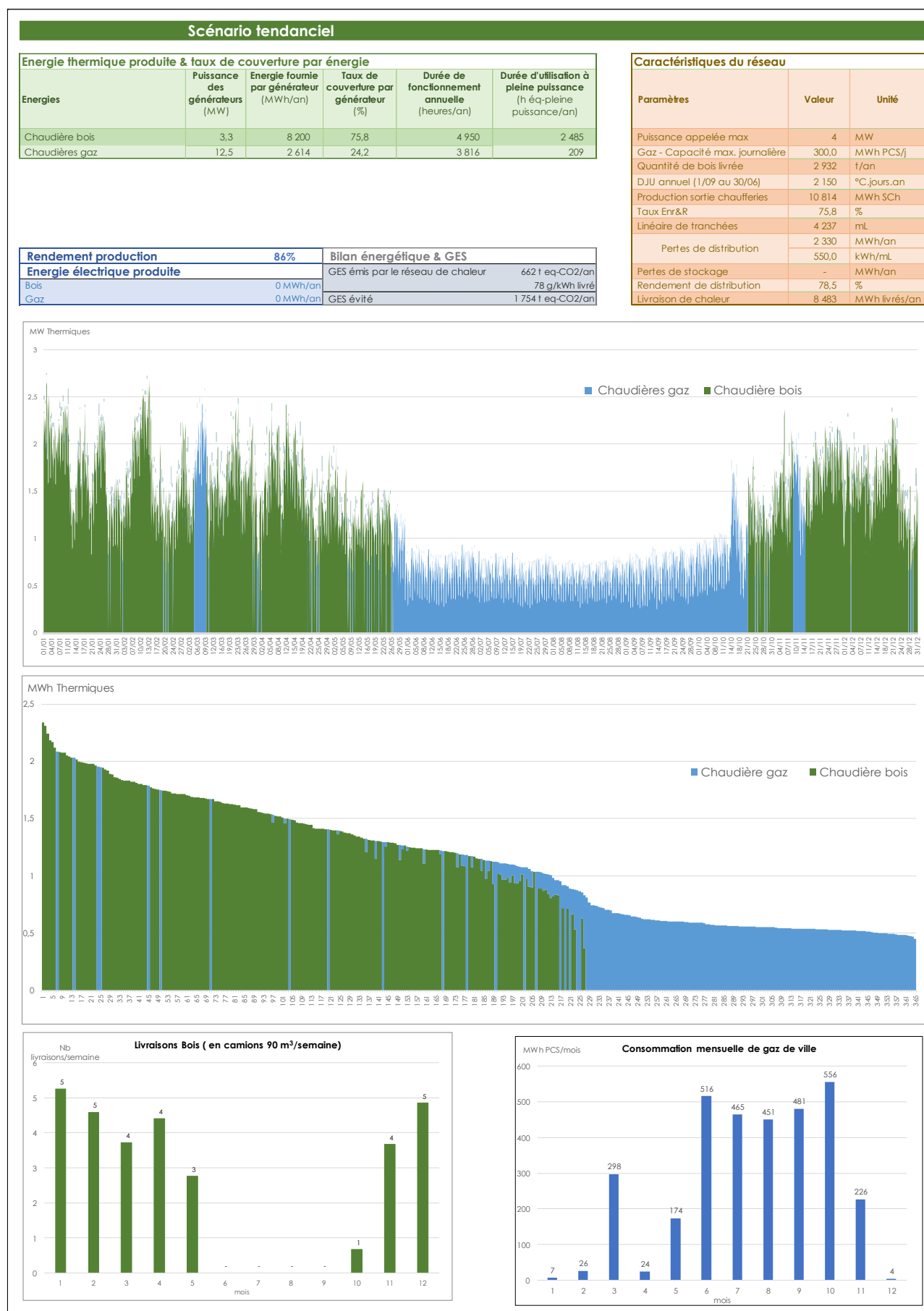
- Postes de livraisons : modernisation des postes de livraisons avec ajout d'une vanne 2 voies motorisée et d'un automate de régulation.
- Canalisations de distribution : reprise des canalisations ayant plus de 30 années d'ancienneté, soit 870 ml de tranchée en DN 250 et 200 majoritairement.

2.2.4 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 2 : Synthèse technique - scénario tendanciel

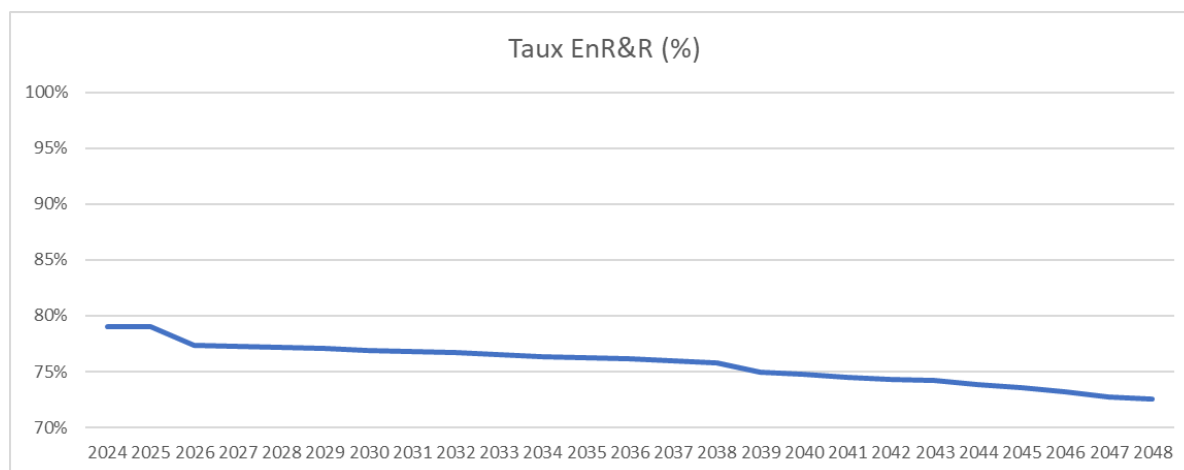


2.2.5 Bouquet énergétique

Dans ce scénario, le bouquet énergétique n'est globalement pas modifié, les moyens de production restant inchangés ainsi que le parc d'abonnés.

Le taux EnR&R pour le scénario tendanciel est alors de près de 76% en moyenne sur les 25 prochaines années.

Figure 3 : Evolution du taux EnR&R



La précédente courbe montre une **baisse continue de ce taux**, ce qui peut sembler contre-intuitif en première approche puisque les besoins de chaleur diminuent alors que la puissance EnR&R reste constante. Il s'agit ici **d'un effet lié au minimum technique de la chaudière biomasse** : en dessous d'une certaine puissance – aux alentours de 25% de sa puissance nominale – cette dernière ne peut garantir une combustion satisfaisante et notamment la qualité des émissions rejetées dans l'atmosphère. Elle doit donc être mise à l'arrêt, au profit des chaudières gaz. C'est notamment la raison pour laquelle la chaudière ne fonctionne actuellement pas en été. Au fur et à mesure de la réduction des besoins, la durée de fonctionnement de cette chaudière va donc se réduire, diminuant ainsi le taux EnR&R du réseau.

2.2.6 Emission de gaz à effet de serre

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

- 0,205 t eq-CO₂/MWh PCS de gaz,
- 0 t eq-CO₂/MWh PCI de bois.

Tableau 2 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Sc1 - Tendanciel
Consommation de gaz MWh PCS/an	3 227
GES teq.CO ₂ /an	662
g/kWh livré	54

Un contenu carbone proche de 50 g/kWh livré est considéré comme bon et diminue chaque année en fonction de la baisse de consommations des abonnés du réseau. Les émissions de GES évitées sont de 1 754 teq.CO₂/an.

2.3 Scénario 2 : Extension Hôpital & Hauts Quartiers

2.3.1 Abonnés retenus et évolution des besoins

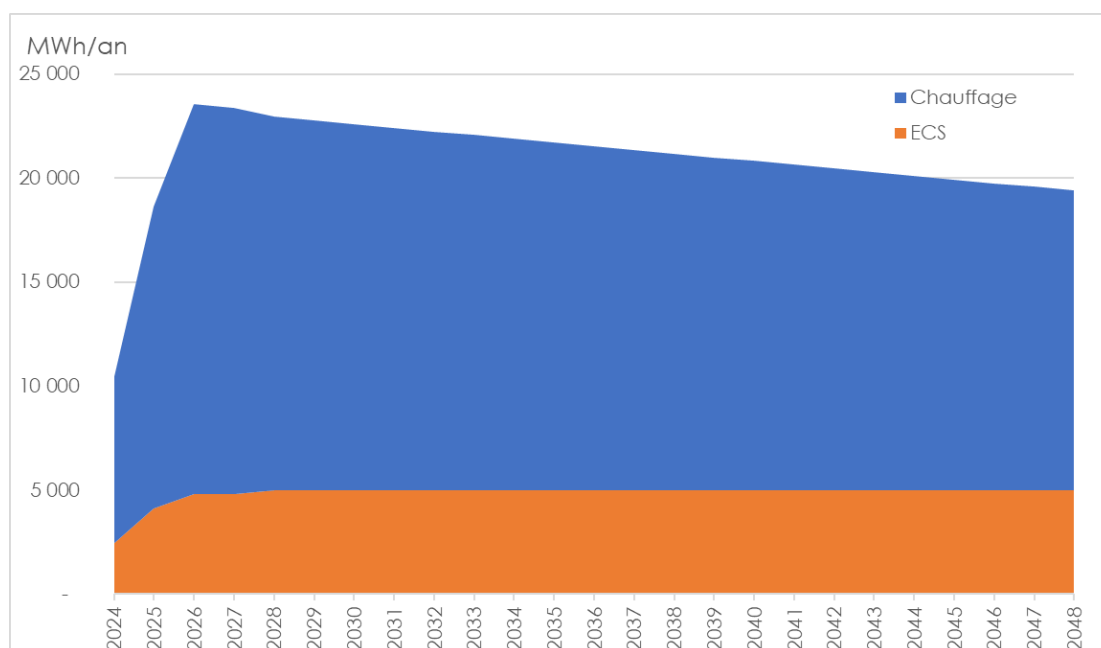
Le scénario 2 – Extension Hôpital & Hauts Quartiers est plus ambitieux. Il se propose en effet de raccorder des abonnés en dehors du périmètre du réseau actuel : notamment le Centre Hospitalier, les résidences des hauts quartiers ainsi que le lycée Sadi Carnot. La liste des bâtiments retenus par scénario est en annexe 1.

Les raccordements de ces différents quartiers sont étalés dans le temps sur les années 2025 à 2026. L'évolution des besoins de chaleur traduit alors deux évolutions opposées :

- La réduction des besoins due aux rénovations et la baisse de la rigueur climatique, de manière analogue au scénario tendanciel.
- L'augmentation des besoins avec les nouveaux raccordements.

L'évolution résultante de ces deux tendances est présentée ci-dessous.

Figure 4 : Evolution des besoins du scénario 2 – Extension Hôpital & Hauts Quartiers



Les différentes extensions augmentent les livraisons de chaleur jusqu'à **23,5 GWh/an** et effacent donc complètement la diminution liée aux réhabilitations et destructions de l'ANRU 2 sur le quartier du Chemin Vert. En tenant compte de **l'évolution des besoins du réseau** (hypothèses d'évolutions similaires au scénario tendanciel), la moyenne des livraisons de chaleur est de **21 GWh/an**, pour une valeur à terme de l'ordre de 19 GWh/an.

Note : Il est vraisemblable que sur une durée aussi longue, des extensions ultérieures puissent avoir lieu afin de contrer la baisse des livraisons de chaleur. L'hypothèse du schéma directeur est plutôt conservatrice sur ce point.

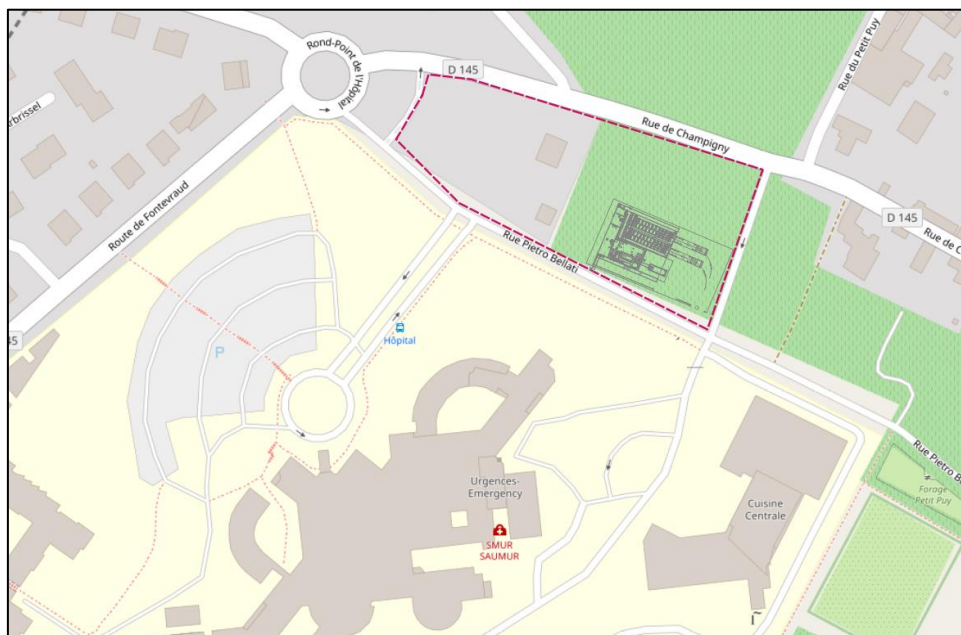
2.3.2 Production de la chaleur

Etant donné l'augmentation du besoin en chaleur importante, on se propose de construire une nouvelle chaufferie avec une nouvelle chaudière biomasse. La puissance retenue pour cette chaudière est de **2 MW** permettant d'obtenir un taux EnR&R élevé. Cette chaufferie pourrait être **mise en service en 2026**, lors du raccordement des différents prospects concernés par l'extension.

Le site actuel de la chaufferie du Chemin Vert ne permet pas l'installation d'une telle puissance : elle demanderait en effet, outre la chaudière biomasse en elle-même, un silo de stockage additionnel, un système de traitement des fumées et des cendres additionnels, soit des équipements extrêmement volumineux. **Il est donc préconisé de construire l'équipement sur un nouveau terrain.** Dans le cadre du schéma directeur, l'hypothèse retenue est celle de la cession (ou mise à disposition) par Centre

Hospitalier d'une parcelle attenante, comme présentée sur le graphe suivant. Il s'agit à ce stade d'une hypothèse de travail partagée avec le Centre Hospitalier, mais sans confirmation formelle.

Figure 5 : Hypothèse d'implantation de la chaufferie supplémentaire



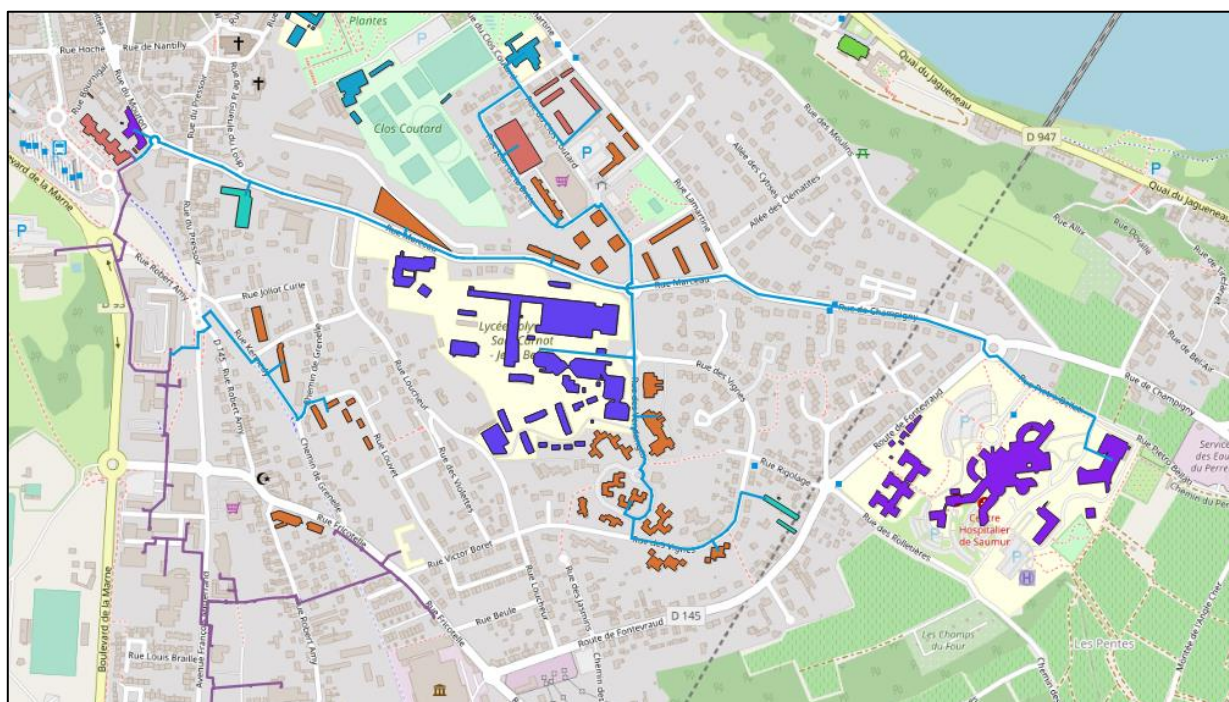
La parcelle disponible présente une surface importante (**8 800 m²**). A titre indicatif, une chaufferie biomasse minimaliste de 2 MW a été représentée, dépourvue de moyens de secours ou de distribution. La surface exacte nécessaire pourra être précisée dans les phases d'études avant-projet.

L'augmentation du besoin en chaleur impose l'installation d'une autre chaudière gaz afin de réaliser le secours et l'appoint des chaudières biomasse et de garantir la disponibilité du réseau de chaleur à 100%. La puissance de cette chaudière est de **4 MW**.

2.3.3 Caractéristiques du réseau de chaleur

L'extension du réseau nécessite l'ajout de **4,1 km de tranchées supplémentaires**. Un projet de tracé est présenté sur la carte suivante.

Figure 6 : Projet de tracé Scénario 2 - Extension Hôpital & Hauts Quartiers



Ce tracé d'extension présente une interconnexion avec le réseau du Chemin Vert à son extrémité nord, actuellement en diamètre nominal DN 100. Ce diamètre permet d'assurer un échange de puissance de 2 MW entre les deux réseaux. Cette valeur est suffisante pour assurer que l'interconnexion permettra de valoriser tout excédent de chaleur EnR&R d'un site de production sur l'intégralité du réseau, mais est trop faible pour assurer le secours du réseau – c'est-à-dire la pointe d'appel hivernal – depuis une seule chaufferie. Il sera donc nécessaire de conserver des chaudières gaz de secours sur chaque chaufferie.

Par ailleurs, ce diamètre est également suffisant pour assurer le fonctionnement estival du réseau depuis une chaufferie, ce qui permettra une meilleure utilisation de la chaudière biomasse ainsi qu'une facilité d'exploitation.

Les diamètres de canalisations à construire sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 3 : Diamètre des canalisations à construire et linéaire associé

DN	Scénario 2 - Extension Hôpital & Hauts Quartiers
15	
25	
32	
40	
50	
65	
80	
100	
125	
150	
200	
250	
300	
Total	

2.3.3.1 Indicateurs de performance

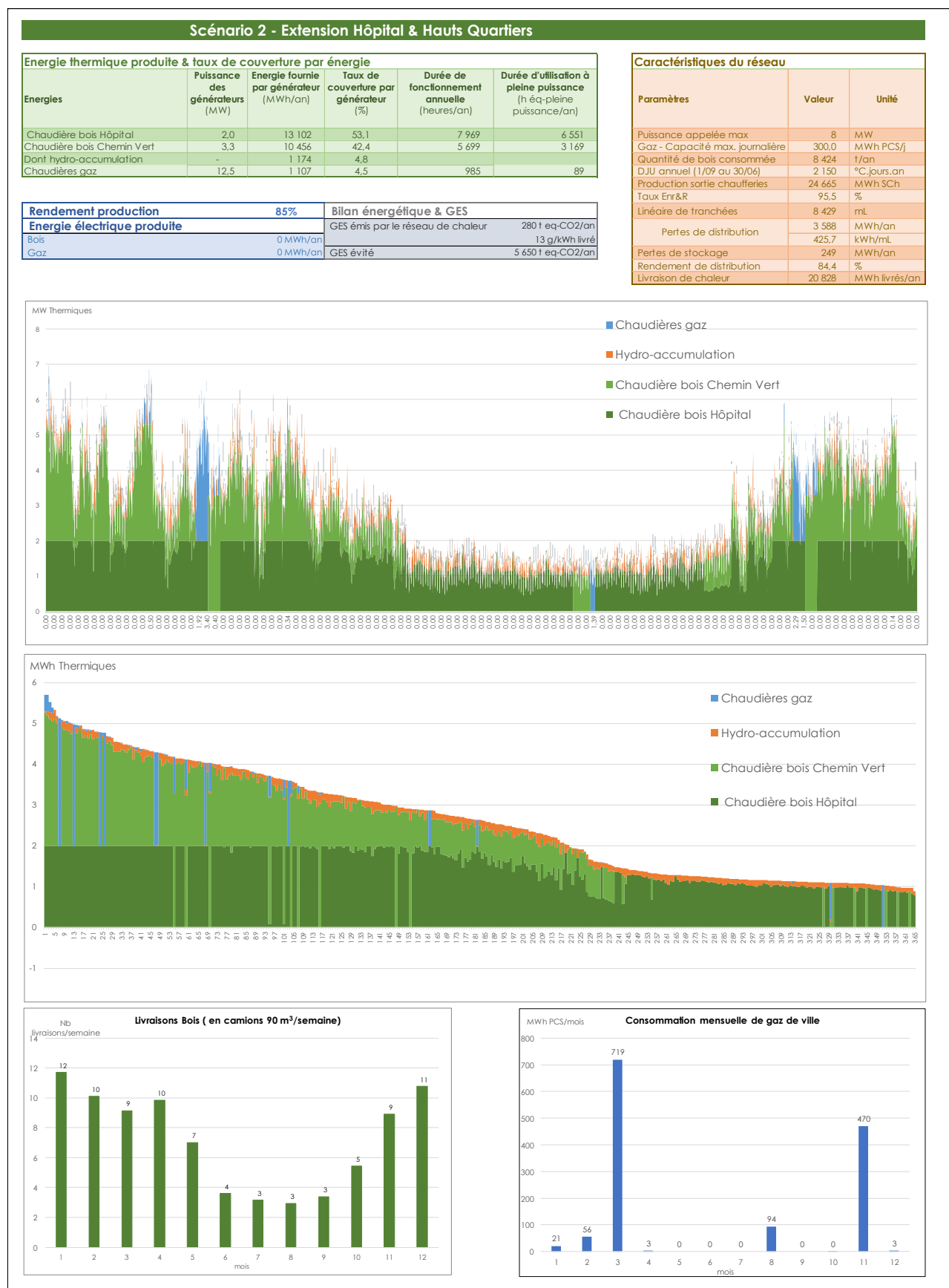
Le linéaire total de réseau à construire est de 4,1 km, ce qui porte le linéaire total à 8,2 km. Il en résulte une **densité thermique** moyenne de **2,6 MWh/ml**.

Ce scénario est donc doublement gagnant puisqu'il permet d'augmenter significativement les livraisons de chaleur par rapport au scénario tendanciel (x2,5) tout en **améliorant la densité thermique de 25%**.

2.3.4 Synthèse technique

La synthèse technique présentée ci-dessous correspond au Scénario 2 - Extension Hôpital & Hauts Quartiers.

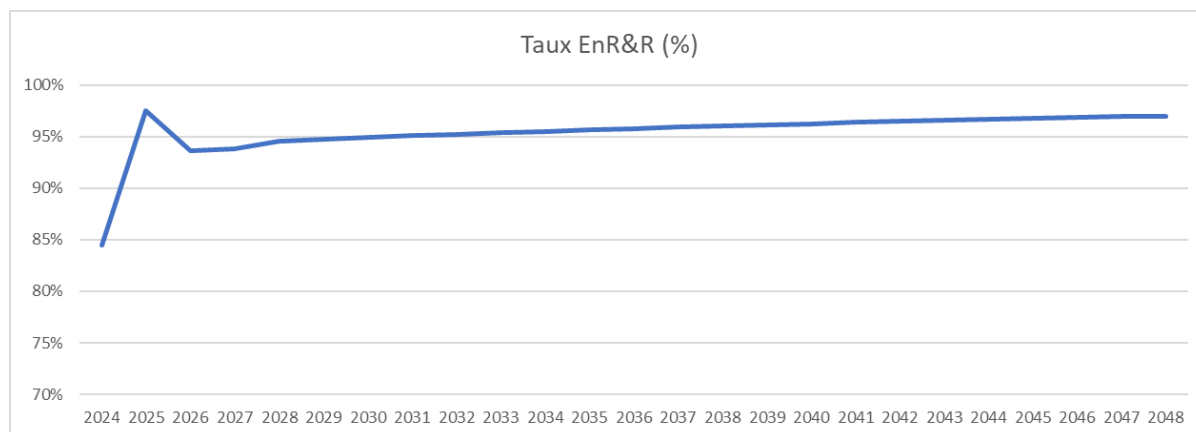
Figure 7 : Synthèse technique - Scénario 2 - Extension Hôpital & Hauts Quartiers



2.3.5 Bouquet énergétique

Un des principaux effets de ce scénario est de permettre le fonctionnement estival d'une chaudière bois : le seuil du minimum technique étant désormais atteint grâce aux livraisons supplémentaires. Il en résulte l'atteinte d'un taux EnR&R beaucoup plus ambitieux – de l'ordre de 95% en moyenne sur les 25 années – et une tendance à la hausse si les livraisons devaient diminuer.

Figure 8 : Evolution du taux EnR&R - Scénario 2 - Extension Hôpital & Hauts Quartiers



Les premières années de fonctionnement voient plusieurs effets en interaction : la réduction des besoins avec la rénovation de l'ANRU 2, le déploiement du réseau et la mise en route d'une nouvelle chaufferie biomasse. Ce taux se stabilise ensuite à une valeur de 95%.

2.3.6 Emission de gaz à effet de serre

Les hypothèses prises sont similaires aux précédents scénarios. Le contenu carbone est le suivant :

Tableau 4 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Scénario 2 - Extension Hôpital & Hauts Quartiers
Consommation de gaz MWh PCI/an	1 367
GES teq.CO ₂ /an	280
g/kWh livré	14

Le contenu carbone est très faible, inférieur à 15 g/kWh livré.

Les émissions de GES évitées sont supérieures à celle du scénario tendanciel avec 5 600 teq.CO₂/an

2.4 Scénario 3 : Extension vers le boulevard Delessert

2.4.1 Description du projet

Comme étudié dans la phase d'analyse du potentiel de développement du service de la chaleur sur la ville de Saumur, il s'avère qu'une part importante des besoins de chaleur se situe dans la zone centrale (entre la Loire et le Thouet) mais plus au nord, vers le centre-ville. Cette zone est potentiellement délicate pour le passage d'un réseau de chaleur, avec notamment deux contraintes principales : la présence de cavités souterraines, et la difficulté de procéder à des travaux de voirie lourds dans l'hyper centre-ville.

Toutefois, si un passage sur l'intégralité de cette zone semble peu pertinent, plusieurs prospects importants ont été identifiés en limite ouest, plus précisément le long du boulevard Delessert. Sans prétendre résoudre l'ensemble des problèmes posés par le développement du service de la chaleur vers le nord du centre-ville (notamment le passage des grands axes), cette zone pourrait s'avérer propice à une extension supplémentaire du réseau de chaleur.

Les principaux abonnés pressentis sur cette zone seraient les suivants :

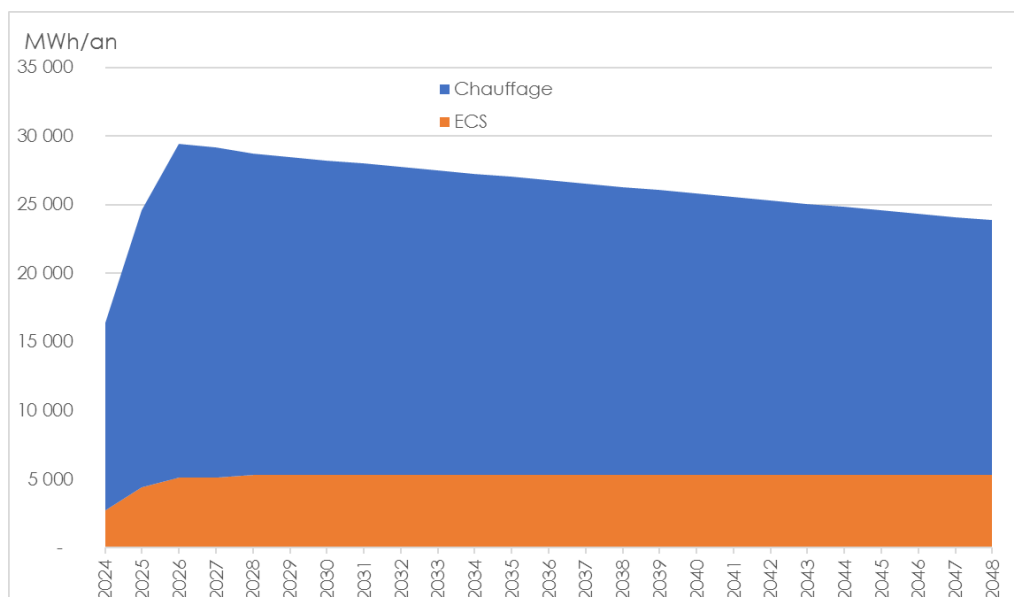
- Ecoles militaires de cavalerie ;

- Institution St-Louis ;
- Résidence rue Georges Girard ;
- Collège Delessert.

Les besoins totaux concernés par l'extension sont de **6 GWh/an en 2023**.

Note : Une variante îlotée de ce scénario, c'est-à-dire avec un réseau distinct du réseau actuel est étudiée dans la suite de cette section. Du fait de la nécessité de trouver une emprise foncière importante proche du boulevard afin d'alimenter ce réseau, elle n'est toutefois pas préconisée.

Figure 9 : Evolution des besoins du scénario 3 – Extension vers le boulevard Delessert

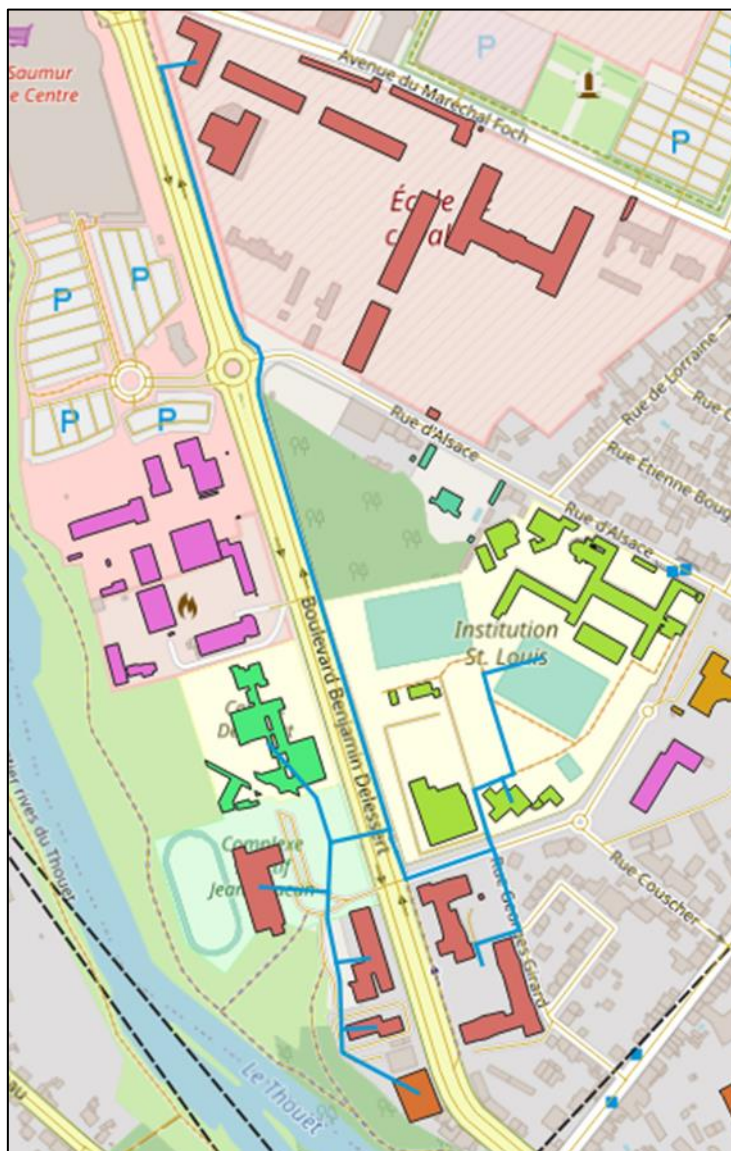


Cette évolution reste similaire à celle du scénario 2, avec un besoin total augmenté de 6 GWh/an. Le réseau ainsi étendu permet de desservir **26 GWhu/an en moyenne, passant de 30 GWhu/an lors de la fin des raccordements à 24 GWhu/an en 2050**, en tenant compte de **l'évolution des besoins du réseau** (hypothèses d'évolutions similaires au scénario 2). On note que les besoins d'ECS sont quasiment identiques à ceux du scénario 2, en effet les abonnés pressentis de la zone du boulevard Delessert ne concernent que peu de logements, et sont donc principalement concernés par le chauffage.

2.4.2 Caractéristiques du réseau de chaleur

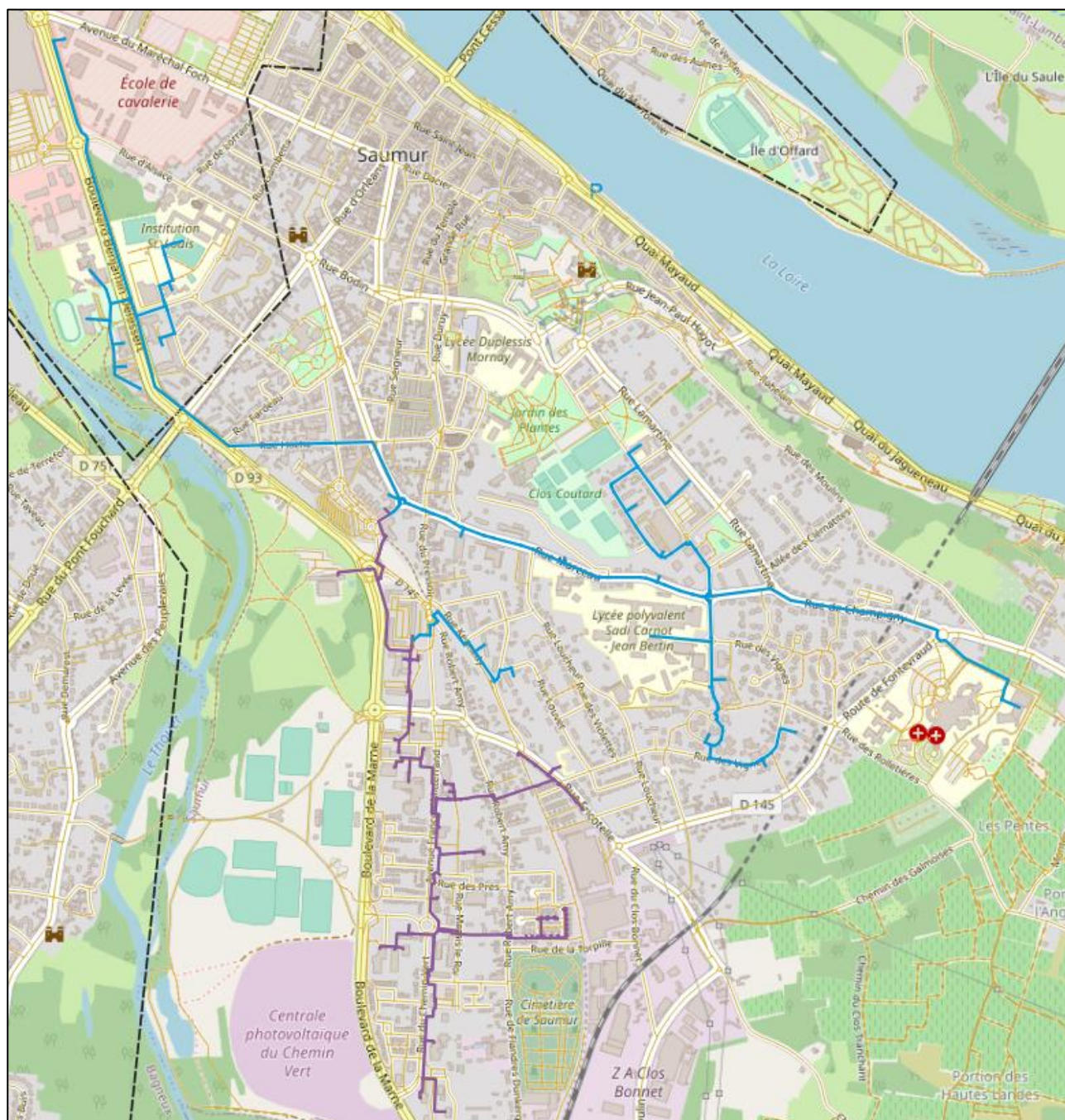
Le réseau à construire serait le suivant.

Figure 10 : Tracé prévisionnel du réseau du scénario 3 – zone du boulevard Delessert



Le linéaire de réseau à construire sur la zone du boulevard Delessert est de **1,7 km**.
Le tracé du réseau total serait le suivant.

Figure 11 : Tracé prévisionnel du réseau du scénario 3 – tracé complet



Le linéaire du réseau d'interconnexion avec le réseau du scénario 2 est de 900 ml, ce qui amène à un linéaire total de 11 km.

Les diamètres de canalisations à construire sont résumés dans le tableau suivant :

Tableau 5 : Diamètre des canalisations à construire et linéaire associé

DN	Scénario 3
15	
20	
25	
32	
40	
50	

DN	Scénario 3
15	
20	
65	
80	
100	
125	
150	
200	
Total	

2.4.2.1 Indicateurs de performance

Le linéaire total de réseau à construire est de 6,9 km. Il en résulte une densité thermique moyenne **de 2,3 MWh/ml.**

Il faut noter que la densité thermique présentée est une valeur moyenne sur 25 années. Elle se base en particulier sur des hypothèses de baisse de consommation des abonnés induite par des travaux de rénovation thermique mais celle-ci ne prend pas en compte de nouveaux raccordements qui pourraient être opérés pendant la durée de fonctionnement du réseau de chaleur en fonction notamment des constructions dans le périmètre du réseau.

2.4.3 Production de la chaleur

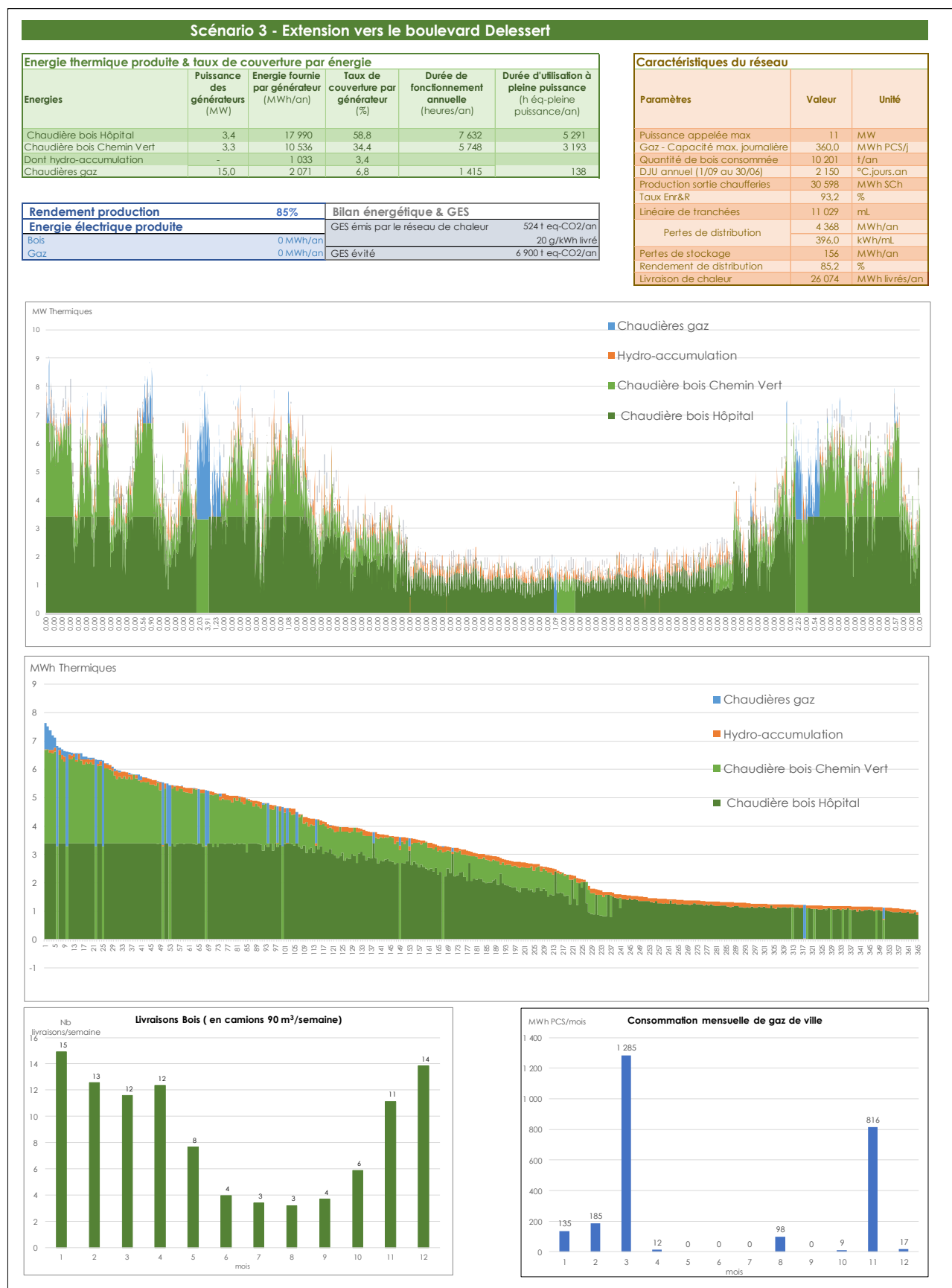
De même que pour le scénario 2, une chaufferie additionnelle doit être construite pour répondre à l'augmentation des besoins de chaleur. Il s'agit du même site que celui du scénario 2, soit la parcelle attenante au site du centre hospitalier.

La puissance de la nouvelle chaudière biomasse est estimée à **3,4 MW.**

2.4.4 Synthèse technique

La synthèse technique présentée ci-dessous correspond au scénario 3 - Extension vers le boulevard Delessert.

Figure 12 : Synthèse technique - scénario 3 - Extension vers le boulevard Delessert

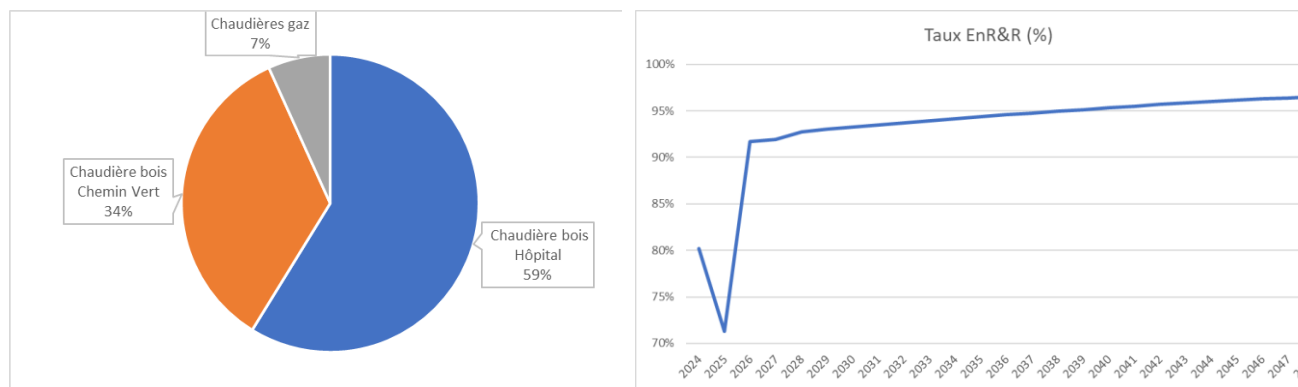


2.4.5 Mixité énergétique

La complémentarité entre les deux chaufferie biomasse permet de viser un **taux EnR&R élevé de l'ordre de 93%**. La chaudière gaz permet d'assurer l'appoint et le secours.

Les graphes suivants indiquent la répartition du taux de couverture par générateur ainsi que l'évolution du taux EnR&R dans le temps.

Figure 13 : Taux de couverture moyen des générateurs (en %) et l'évolution du taux EnR&R



Du fait de la **baisse des consommations des abonnés du réseau**, le **taux EnR&R augmente atteignant jusqu'à 95% à partir de 2040**.

2.4.6 Emission de gaz à effet de serre

Les hypothèses prises sont similaires aux précédents scénarios. Le contenu carbone est le suivant :

Tableau 6 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Scénario Création
Consommation de gaz MWh PCI/an	2 300
GES teq.CO ₂ /an	520
g/kWh livré	20

Le contenu carbone est très faible, de l'ordre de 20 g/KWh livré. Cela est dû au taux EnR&R élevé qui permet de réduire l'utilisation de la chaudière gaz.

Les émissions de GES évitées sont alors de 6 900 teq.CO₂/an.

2.5 Scénario 3bis : Création d'un deuxième réseau - Delessert

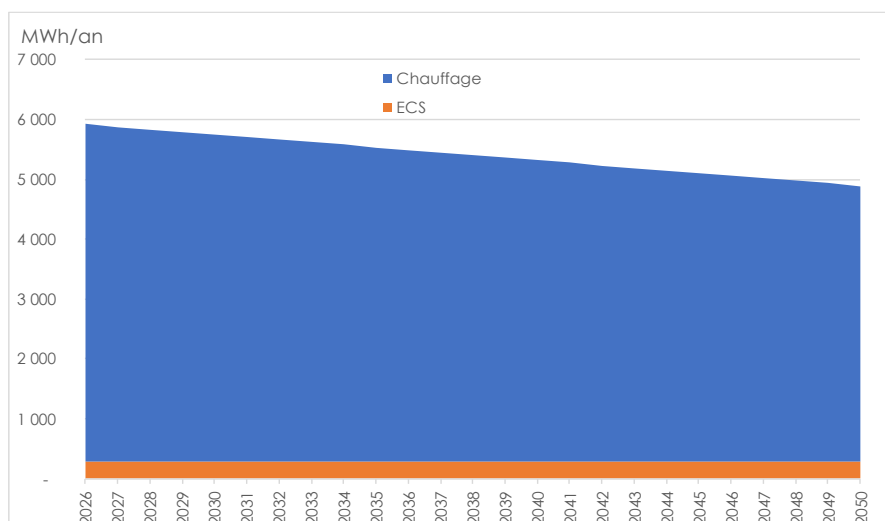
2.5.1 Description du projet

Une variante du scénario 3 correspond à une séparation en deux réseaux distincts : le réseau principal au sud et un nouveau réseau sur le boulevard Delessert. Cette variante possède les avantages et inconvénients suivants :

- **Avantage** : l'absence de canalisation d'interconnexion se traduit par un programme de travaux plus réduit (près d'un km de tranchées en moins) et donc des investissements réduits. Par ailleurs, les livraisons de chaleur totales restant les mêmes, la densité thermique globale du service de la chaleur est plus élevée.
- **Inconvénients** : la séparation des deux réseaux implique la création d'une chaufferie sur la zone du boulevard Delessert. Du fait de la nécessité d'une aire de retournement des camions livrant la biomasse, l'emprise foncière peut être assez élevée, de l'ordre de 2 500 à 3 000 m² suivant la forme de la parcelle.

Dans cette variante, les besoins de chaleur sont donc restreints aux abonnés de la zone Delessert, et correspondent à l'évolution suivante.

Figure 14 : Evolution des besoins du scénario 3bis – Création de réseau - Delessert



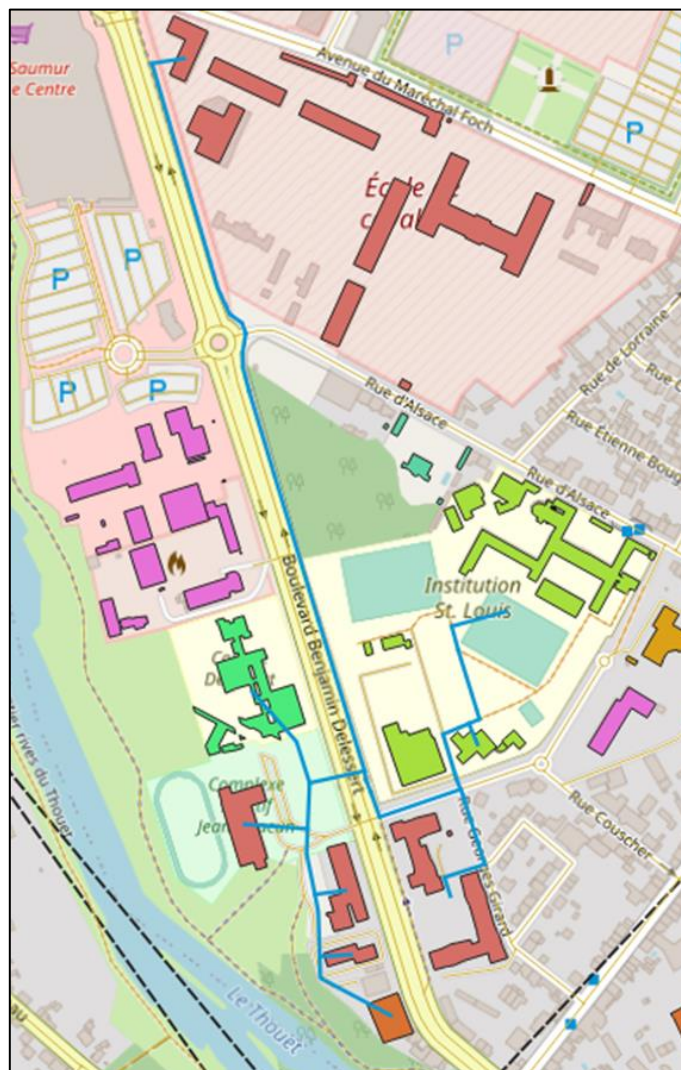
Ce nouveau réseau permet de desservir **5,5 GWhu/an en moyenne, passant de 6 GWhu/an en 2026 à 5 GWhu/an en 2050**, en tenant compte de **l'évolution des besoins des abonnés**. On note deux effets importants :

- La **diminution des besoins est faible et très progressive** : cela vient du fait que la majorité des bâtiments relèvent du secteur tertiaire et appartiennent à des acteurs privés, ce qui conduit à des perspectives de rénovations moins ambitieuses que sur l'habitat social par exemple.
- Par ailleurs, les **besoins ECS sont très faibles** en proportion, ce qui est également dû à une part très restreinte de l'habitat dans la abonnés pressentis.

2.5.2 Caractéristiques du réseau de chaleur

Le réseau à construire serait le suivant :

Figure 15 : Tracé prévisionnel du réseau du scénario 3bis – Création de réseau - Delessert



Le linéaire de réseau à construire sur la zone du boulevard Delessert est de **1,7 km**.

Les diamètres de canalisations à construire sont résumées dans le tableau suivant :

Tableau 7 : Diamètre des canalisations à construire et linéaire associé

DN	Scénario 3bis
15	
20	
25	
32	
40	
50	
65	
80	
100	
125	
150	
200	
Total	

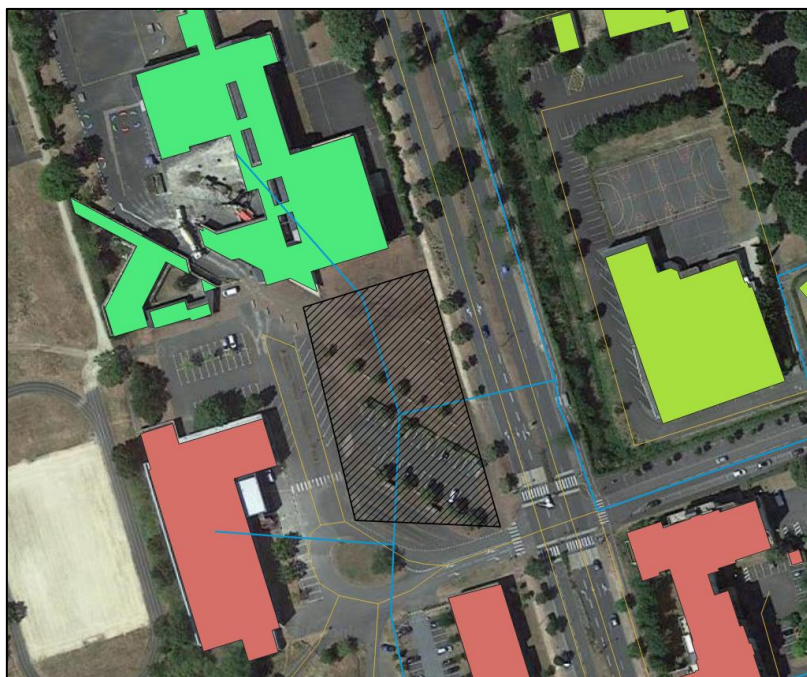
2.5.2.1 Indicateurs de performance

Le linéaire total de réseau à construire est de 1,7 km. Il en résulte une densité thermique moyenne **de 3,2 MWh/ml.**

2.5.3 Production de la chaleur

Le réseau étant déconnecté des moyens de production au sud, il est nécessaire de créer une chaufferie dédiée. Les emplacements fonciers étant rares sur la zone, une proposition est de la placer à l'entrée du collège Delessert, ainsi qu'indiqué sur la carte suivante.

Figure 16 : Emplacement proposé pour la chaufferie Delessert



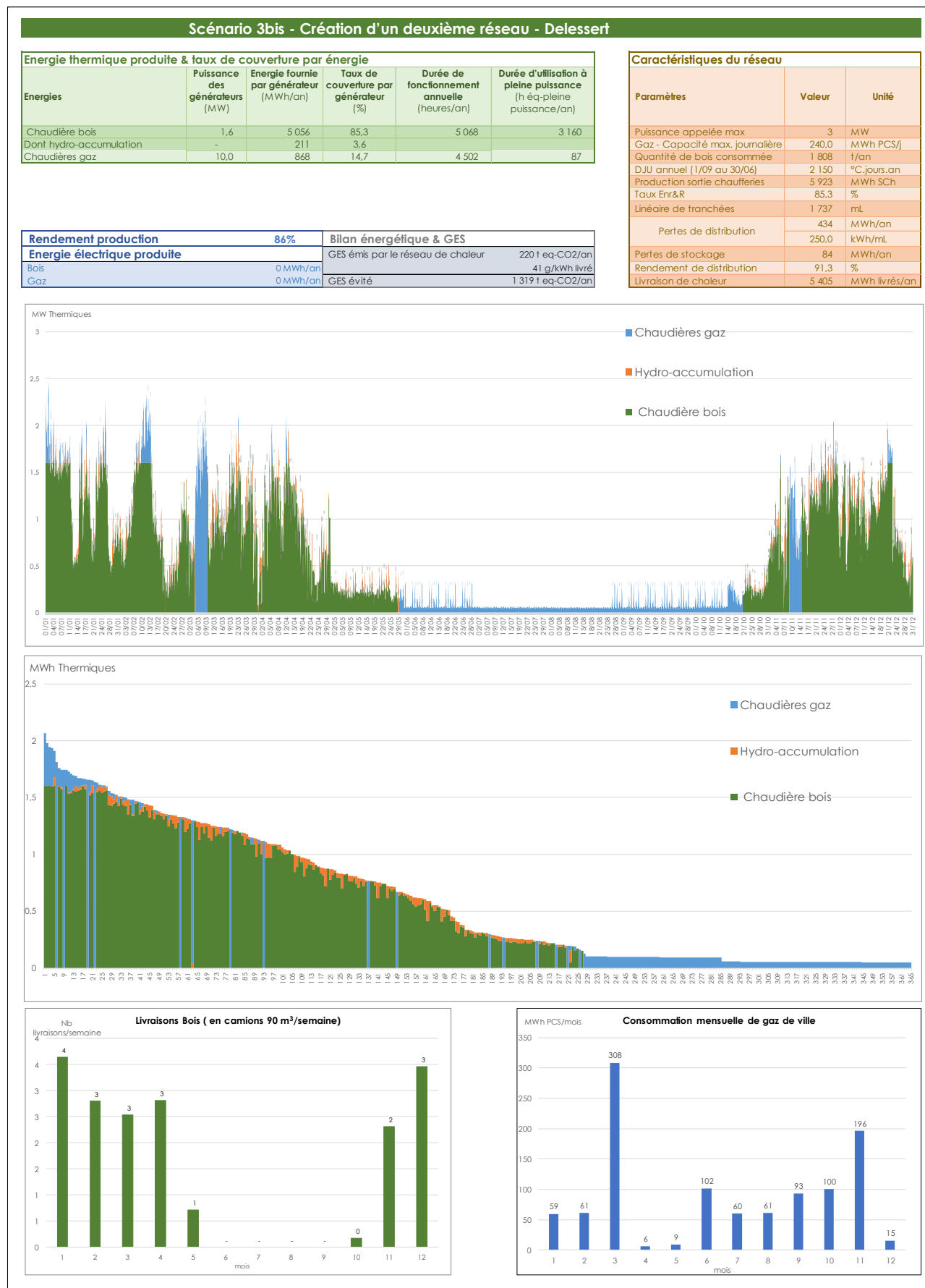
La zone hachurée fait une surface de 3 400 m², ce qui est plus que suffisant pour la taille du réseau. Cette implantation pose toutefois des problèmes évidents en termes d'articulation avec le fonctionnement du collège : il s'agit de l'entrée principale, avec donc un passage important d'étudiants, et la zone empiète également sur les parkings.

La puissance de la nouvelle chaudière biomasse est estimée à 1,6 MW.

2.5.4 Synthèse technique

La synthèse technique présentée ci-dessous correspond au scénario 3bis - Création d'un deuxième réseau - Delessert.

Figure 17 : Synthèse technique - scénario 3bis - Création d'un deuxième réseau - Delessert



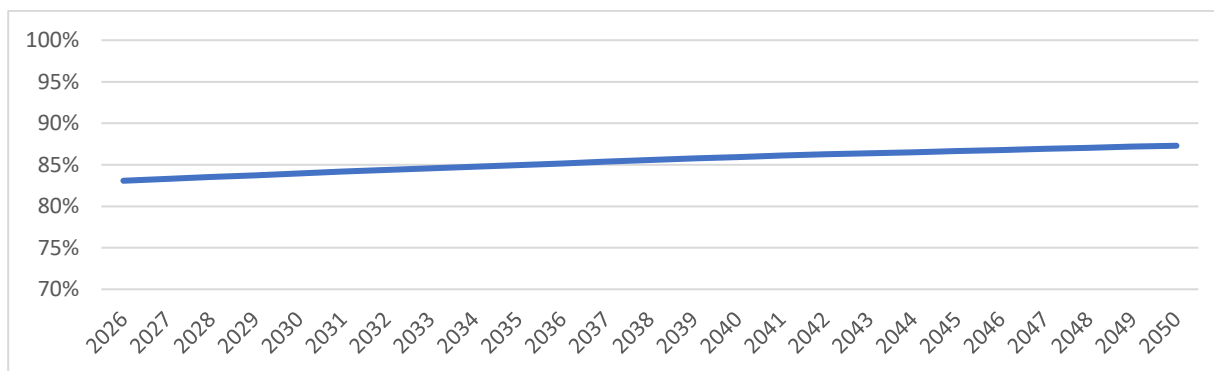
2.5.5 Mixité énergétique

Le **taux EnR&R global** du projet est de **85%**. La chaudière gaz permet d'assurer l'appoint et le secours. Il est à noter que, du fait des faibles besoins en ECS, ce réseau se retrouve dans la même configuration que le réseau du Chemin Vert actuel, c'est-à-dire que les besoins estivaux sont trop faibles pour permettre à la chaudière biomasse de fonctionner l'été. En conséquence, il n'est pas possible d'optimiser ce taux EnR&R en restant sur la même typologie de moyen de production EnR&R. Deux axes peuvent être évoqués :

- Installer un **champ de capteurs solaires thermiques**, qui prendrait la relève de la biomasse en période estivale. Cette solution présente l'intérêt d'associer une deuxième EnR&R très vertueuse à la biomasse. Elle rajoute toutefois une contrainte sur l'implantation de la chaufferie : en effet, la couverture des besoins estivaux pourrait nécessiter une surface d'au moins 500 m², ce qui est probablement supérieur à la toiture de la chaufferie à construire et nécessite donc un placement partiel au sol. Or, si l'on souhaite diminuer au maximum les nuisances engendrées vis-à-vis du collège Delessert, la chaufferie devrait être la plus compacte possible, ce qui est contradictoire avec la réservation d'une surface pour des panneaux solaires. Cet écueil pourrait toutefois être contourné en proposant aux abonnés disposant d'un foncier important (Ecoles de Cavalerie, Institution St-Louis) d'héberger la partie solaire de la production de chaleur.
- Installer une **chaudière biomasse de faible puissance dédiée au fonctionnement estival**. Bien que permettant d'atteindre des taux supérieurs à 95%, cette solution possède des désavantages importants. D'une part, la technologie de la petite et de la grande chaudière vont être très différentes : du fait de l'écart de puissance, il ne s'agira pas du même type de combustible, pas des mêmes traitements de fumées et des cendres. C'est donc tout l'ensemble dépotage-stockage-combustion-traitement des fumées qui doit être dupliqué, ce qui implique donc un besoin de surface au sol très important. Par ailleurs, le coût (ramené à la puissance) des petites chaudières et celui de leur combustible est significativement plus élevé, et il n'est donc pas certain que l'effet de gain sur le taux EnR&R se traduise par une baisse du tarif, qui pourrait au contraire augmenter.

Le graphe ci-dessous présente l'évolution du taux EnR&R.

Figure 18 : Evolution du taux EnR&R



Du fait de la **baisse des consommations des abonnés du réseau**, le **taux EnR&R augmente atteignant jusqu'à 87% en 2050**.

2.5.6 Emission de gaz à effet de serre

Les hypothèses prises sont similaires aux précédents scénarios. Le contenu carbone est le suivant :

Tableau 8 : Contenu carbone du réseau

Contenu carbone	Scénario Création
Consommation de gaz MWh PCI/an	964
GES teq.CO ₂ /an	220
g/kWh livré	41

Le contenu carbone est faible, de l'ordre de 41 g/KWh livré. Cela est dû au taux EnR&R élevé qui permet de réduire l'utilisation de la chaudière gaz.

Les émissions de GES évitées sont alors de 1 300 teq-CO₂/an.

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.

3.1 Montage financier de l'opération

3.1.1 Montant des investissements portés par le concessionnaire

Les investissements à consentir sont les suivants :

- Le coût des différents moyens de production en fonction du scénario considéré ;
- Les canalisations à installer (terrassement, pose et fourniture) afin de desservir les nouveaux abonnés ;
- Les sous-stations à créer ;
- - Le coût de l'étude et de la conception du réseau et de son moyen de production d'énergie ;
- L'ensemble des investissements est résumé dans le tableau suivant.

Tableau 9 : Montant des investissements (k€)

	Sc1 - Tendanciel	Sc2 – Extension Hôpital	Sc3 – Extension Delessert	Sc3bis – Création Delessert
Etudes – MOE – Assurances et divers	300	800	1 150	330
Moyen de production	1 600	5 550	7 300	3 050
Dont chaufferie Chemin Vert	1 600	1 600	1 600	3 050
Dont nouvelle chaufferie	0	3 950	5 700	0
Réseau de canalisations	1 035	3 685	6 115	1 500
Dont réseau Chemin Vert	1 035	1 035	1 035	0
Dont extension	0	2 650	5 080	1 500
Sous-stations	310	820	1 090	270
Dont réseau Chemin Vert	310	310	310	0
Dont extension	0	510	780	270
Total investissement	3 200	10 855	15 655	5 200

En excluant le scénario tendanciel, la part des investissements **varie de près de 10 M€ à 15 M€** en fonction du scénario choisi. La variante correspondant à la création d'un réseau sur la zone Delessert représente un investissement de 5 M€.

3.1.2 Soutiens financiers mobilisables

• ADEME/Région

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

- La Région (incluant 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 20 GWh/an, l'aide est forfaitaire ;
- pour les extensions **plus conséquentes**, elle est calculée par une **analyse économique**.

Les scénarios d'extension et de création s'inscrivent dans cette première catégorie. Il est donc possible de calculer l'aide prévisionnelle en se basant sur les méthodes de calcul 2023 du fonds chaleur.

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	Aide : €/ml de tranchée
Eau chaude	DN 450 et plus	1 190
	DN 300 à DN 400	770
	DN 150 à DN 250	610
	DN 80 à DN 125	450
	DN 65 et moins	390

- des MWh EnR&R en sortie chaudière pour le fonds chaleur production.

Tableau 11 : Calcul de l'aide forfaitaire du Fonds chaleur - Production

Tranche de production (MWh/an)	Aide : €/MWh sur 20 ans
< 600	21
600 – 3 000	10
3 000 – 6 000	5
6 000 - 20 000	4

• 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 12 : Calculs des montants des CEE

Section	Sc1 Tendanciel	Sc2 Extension Hôpital	Sc3 Extension Delessert	Sc3bis Création Delessert
CEE MWh cumacq	-	194 000	116 000	65 000
Niveau de valorisation €/MWh cumacq	6			
CEE k€	-	1 100	1 450	350

Le niveau de valorisation retenu pour les CEE est de **6 €/MWh cumac**.

- Synthèse

Tableau 13 : Montant des subventions (k€)

Aides (k€HT)		Sc1 Tendanciel	Sc2 Extension Hôpital	Sc3 Extension Delessert	Sc3bis Création Delessert
Distribution	ADEME/Région	0	1 360	2 660	750
	CEE	0	1 100	1 430	360
Production (ADEME/Région)		0	1 590	1 990	930
Total		0	4 020	6 080	2 040
		0%	37%	39%	39%

Notons que le taux d'aide ADEME / Région se situe aux alentours des 30%, ce qui n'est pas particulièrement élevé. Il est notamment imaginable de demander à l'ADEME un soutien pour la rénovation de la chaufferie biomasse du Chemin Vert, hypothèse qui n'a pas été prise en compte dans les calculs suivants.

3.1.3 Montant à financer

Le montant à financer est présenté ci-après :

Tableau 14 : Montant à financer (k€)

Scénarios	Sc1 Tendanciel	Sc2 Extension Hôpital	Sc3 Extension Delessert	Sc3bis Création Delessert
Investissements	3 240	10 860	15 660	5 180
Subventions	0	4 020	6 080	2 040
Montant à financer	3 240	6 840	9 850	3 130

Le montant à financer est entre **3 et 10 M€ suivant le scénario**. On note également que le coût des scénarios 2 et 3bis est plus élevé que celui du scénario 3 : il est moins coûteux de faire un réseau étendu que de dissocier les deux réseaux et de rajouter une chaufferie.

3.2 Charges d'achat des énergies et d'exploitation

3.2.1 Achats de combustibles

- Combustible bois et gestion des cendres

Un prix du combustible biomasse de 29 €/HT/MWh PCI a été retenu, prenant compte un mélange entre la plaquette bocagère, la plaquette forestière et les connexes de scierie, ainsi qu'un transport par camion de 90 m³.

Le fournisseur de combustibles bois s'occupe aussi de la gestion des cendres qui en moyenne vaut 1€/HT/MWh. Ce prix se décompose en deux termes :

- 70 c€/HT/MWh pour la gestion des cendres sous-foyer ;
- 30 c€/HT/MWh pour la gestion des cendres volantes en décharge.

Le coût du combustible revient ainsi à **30 €/HT/MWh PCI, gestion des cendres incluses**.

- Combustible gaz et quotas Carbone

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

- La part variable se base sur le prix actuel de marché de la molécule pour les achats à termes à 6 ans, soit **40 €HT/MWhPCS** ;
- La TICGN est de 8,37 €HT/MWhPCS ;
- La part fixe correspond à l'abonnement et comprend les coûts de transport et de distribution du gaz ainsi que la marge fournisseur, soit **17 €HT/MWh PCS**.

Il en résulte un coût moyen du gaz à 65 €HT/MWh PCS.

• **Electricité**

De la même manière que pour le prix du gaz, le prix de l'électricité est fixé à **150 €HT/MWh** dans tous les scénarios. Les consommations d'électricité sont estimées à l'aide de ces hypothèses :

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

3.2.2 Synthèse des charges d'achat de combustibles

Les charges d'achat de combustibles sont les suivantes :

Tableau 15 : Coût d'achat des énergies (k€HT/an)

		Sc1 - Tendanciel	Sc2 - Densification	Sc3 Extension				Sc4 Création
				Base		Variante quartier des aviateurs		
DSP concernée		Actuelle	Actuelle	Actuelle	Nouvelle	Actuelle	Nouvelle	Nouvelle Sud
2023 – 2025	Biomasse	1 082	1 340	1 340	-	1 340	-	-
	Gaz	2 376	2 801	2 801	-	2 801	-	-
	Électricité	101	128	128	-	128	-	-
	Total	3 559	4 269	4 269	-	4 269	-	-
2025 – 2029	Biomasse	1 155	1 685	1 685	1 046	1 685	1 040	-
	Gaz	1 719	785	785	582	785	580	-
	Électricité	104	421	421	108	421	108	-
	Total	2 978	2 891	2 891	1 736	2 891	1 728	-
2029 – 2050	Biomasse	1 224	1 293	2 509		2 608		378
	Gaz	262	357	281		363		77
	Électricité	122	381	567		583		89
	Total	1 608	2 031	3 357		3 552		544

- Les charges d'achat sont de l'ordre de 3 à 4 M€ et vont progressivement diminuer au fur et à mesure de la baisse de consommation décrite dans le paragraphe 2 Etude technique et environnementale.

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.

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

Tableau 16 : Charges de Maintenance et gestion courante du réseau en moyenne annuelle

		Sc1 - Tendanciel	Sc2 - Densification	Sc3 Extension				Sc4 Création
		-	-	Base		Variante quartier des aviateurs		-
DSP concernée		Actuelle	Actuelle	Actuelle	Nouvelle	Actuelle	Nouvelle	Nouvelle Sud
2023 – 2025	k€	909	1 104	1 104	-	1 104	-	-
	€/MWh livré	18,6	17,4	17,4	-	17,4	-	-
2025 – 2029	k€	1 051	1 132	1 132	757	1 132	756	-
	€/MWh livré	23,6	19,4	19,4	25,5	19,4	25,5	-
2029 – 2050	k€	821	1 077	1 747		1 861		221
	€/MWh livré	22,0	22,0	20,9		21,2		20,0

- Les charges de maintenance, d'entretien courant et de gestion de service varient en fonction du scénario considéré.

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'ENGIE 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

		Sc1 Tendanciel	Sc2 Densification	Sc3 Extension				Sc4 Création
		-	-	Base		Variante quartier des aviateurs		-
DSP concernée		Actuelle	Actuelle	Actuelle	Nouvelle	Actuelle	Nouvelle	Nouvelle Sud
2023 – 2025	k€	198	207	207	-	207	-	-
	€/MWh livré	4,0	3,3	3,3	-	3,3	-	-
2025 – 2029	k€	283	335	335	148	335	148	-
	€/MWh livré	6,3	5,7	5,7	5,0	5,7	5,0	-
2029 – 2050	k€	299	391	417		440		55
	€/MWh livré	8,0	8,0	5,0		5,0		5,0

- Les charges GER varie en fonction du scénario considéré.

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

3.3.1 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.

3.3.2 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 8 à 10% alors qu'un réseau géré en régie présentera des TRI de l'ordre de 3%.

Les R1 et R2 sont présentés avec un TRI de 3%.

Les coûts de la chaleur moyen sur l'ensemble des scénarios sont présentés dans le tableau suivant.

Tableau 18 : Coût prévisionnel de la chaleur

Poste	Unité	Sc1 Tendanciel	Sc2 Extension Hôpital	Sc3 Extension Delessert	Sc3bis Création Delessert
R1	€ HT/MWh	55,4	43,5	44,1	43,7
R2	€ HT/kW	96,6	78,4	73,8	86,1
R1 + R2	€ TTC/MWh	116,3	94,1	96,3	124,9

3.4 Comparaison des coûts de la chaleur

Si l'on se réfère aux précédents tableaux, on constate plusieurs effets :

- Bien qu'étant le scénario avec le moins d'investissement, le scénario tendanciel n'aboutit pas au coût de la chaleur le plus faible. Cela vient du site fait que l'assiette de facturation (les livraisons de chaleur) est faible et se restreint progressivement d'une part, et que le taux EnR&R de ce scénario est faible, du fait de l'arrêt de la chaudière biomasse en période estivale.
- Les scénarios d'extension sont proches en termes de tarif de la chaleur (de 93 à 96 € TTC/MWh). Le léger surcoût du scénario 3 provient du surcoût sur la création du réseau interconnexion, mais également un taux EnR&R légèrement plus faible du fait de la faible part d'ECS sur la zone Delessert.
- La variante du scénario 3 avec une création de réseau autonome sur la zone Delessert aboutit au coût de la chaleur le plus élevé. Il cumule en effet plusieurs désavantages : en premier lieu la faible consommation estivale et donc l'impossibilité d'atteindre un taux EnR&R élevé pour un coût raisonnable ainsi que l'absence d'équipements existants (à la différence du scénario tendanciel) et donc des investissements élevés par rapport aux livraisons de la chaleur.

Afin de permettre une comparaison plus pertinente du coût de la chaleur pour les différents scénarios, on se propose dans ce paragraphe d'avoir une vision plus générale en calculant un coût global de la chaleur s'appuyant sur la même base de consommateurs de chaleur. En d'autres termes, le coût global de la chaleur des différents scénarios résulte de deux contributions :

- Le tarif appliqué aux **abonnés du réseau de chaleur** de chaque scénario (cf. 3.3.2) ;
- Le coût de référence des consommateurs qui seraient raccordés dans le scénario le plus étendu, à savoir le scénario 3, mais qui ne le sont pas dans le scénario considéré.

Le calcul de la seconde contribution suppose une estimation du coût de référence de la chaleur suivant les modes de chauffage. L'analyse des consommations gaz de Saumur réalisée dans le rapport « étude du potentiel de développement » montre que la majorité de la production de chaleur est réalisée grâce au gaz. Pour le gaz, l'hypothèse de départ choisie est la même que celle mentionnée dans le paragraphe 3.2.1, à savoir 40 €/HT/MWh PCS pour l'achat de la molécule. A cela, s'ajoute la TICGN, estimés à 8,4 €/HT/MWh PCS ainsi que les taxes de transport et d'acheminement ainsi que la marge du fournisseur.

L'achat de gaz peut grandement varier d'un gestionnaire de patrimoine à un autre, on retiendra ici un coût unitaire de 75 €HT/MWh PCS. Il faut également prendre en compte les charges P2, P3, P4, imputables à la maintenance et le renouvellement des chaudières gaz, estimés à 15 €HT/MWh utiles. Au total, le coût de référence moyen est de **136 €TTC/MWh** pour les non-abonné au réseau de chaleur.

Les coûts de la chaleur et les coûts globaux, pour chaque scénario, sont résumés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 19 : Comparaison des coûts de la chaleur et des coûts globaux de chaque scénario

Scénarios		Sc1 - Tendanciel	Sc2 – Extension Hôpital	Sc3 – Extension Delessert
Coût RCU	€/TTC/MWh	116,3	94,1	96,3
Coût global de la chaleur	€/TTC/MWh	129,6	102,5	96,3

Le scénario tendanciel souffre le plus de cette comparaison, en effet les abonnés du RCU sont dans ce cas minoritaires par rapport aux bâtiments chauffés au gaz. A l'inverse le scénario 3, comprenant le nombre maximal d'abonnés, a un coût global de la chaleur égal à son tarif. **Cette comparaison permet de relativiser l'écart de tarif entre les scénarios 2 et 3** : bien qu'il soit vrai que pour les abonnés au service de la chaleur, le scénario représente un surcoût par rapport au scénario 2, il s'agit par contre d'une diminution du coût global si on raisonne à l'échelle de l'ensemble des abonnés potentiels.

4 Aspects juridiques et contractuels

4.1 Quelle est l'autorité organisatrice du service public ?

Sur le plan juridique, la Compétence relative à la distribution d'énergie calorifique (« chaleur ») incombe à la Commune depuis la Loi de transition énergétique pour la croissance verte (Art. L.2224-38 du CGCT) ; cette compétence a été confirmée à l'occasion de la loi pour la transition énergétique. Depuis sa création, la Ville de Saumur assure la gestion du service public de la chaleur en régie. Elle a donc que monter un service public industriel et commercial (SPIC) et un budget annexe équilibré en charges et en recettes.

Depuis l'origine, la Ville assume par conséquent la conception, la réalisation et le financement des ouvrages. Elle en confie l'exploitation à la société DALKIA, spécialisée dans la gestion des énergies, et en particuliers, des réseaux de chaleur urbains.

Les scénarios proposés restent sur le territoire de la ville de Saumur ; les investissements à consentir sont importants (10 à 15 millions d'euros). Face à ces enjeux financiers et à une nécessaire structuration de l'organisation du service, la ville dispose des 2 solutions :

- Exercer la compétence elle-même, comme c'est le cas actuellement.
- Transférer la compétence « chaleur » à un EPCI dont elle est membre (SIéML par exemple) peut aussi être envisagé. Cette seconde option, qui nécessite une délibération du conseil municipal, a été écartée.

La seconde option a en effet été écartée, car elle nécessiterait le transfert de la compétence à un syndicat d'énergie dont les projets en matière de création de réseaux de chaleur concernent principalement les petites communes du département. Le syndicat a en effet pour vocation de se substituer aux communes les moins structurées ; il se charge de créer des services publics de la chaleur distribuant quelques milliers de MWh/an.

4.2 Faut-il créer un nouveau véhicule juridique support ?

Les investissements à consentir sont conséquents pour moderniser et étendre les services de la chaleur. En outre, le projet a pour vocation d'étendre de façon substantielle le réseau en desservant le centre hospitalier, de nouveaux immeubles existants et en construction et de grands établissements d'enseignement. Les moyens humains mis à la disposition par la ville demeure actuellement relativement réduits.

De plus en plus, les collectivités mettent en place des véhicules spécifiques en charge de gérer le service de la chaleur. La nature juridique des véhicules créés dépend du niveau d'implication financière de la collectivité et de ses attentes :

- La **société d'économie mixte** répond plutôt à un besoin de contrôle renforcé du service confié à un opérateur énergétique, mais sans volonté de gérer le service, sans apporter de moyens humains spécifiques, et par conséquent, en laissant à son partenaire économique une grande latitude dans les décisions. Le véhicule prend la forme d'une SEM dans laquelle la collectivité détient la majorité absolue du capital ou d'une SEMOP (Caen la mer, Ville d'Amiens, Ville de Paris...) dans laquelle elle reste minoritaire.
- La **société publique locale** est couramment assimilée à une « quasi régie », ou au moins deux collectivités se partagent l'intégralité du capital social. Plusieurs expériences demeurent probantes à l'échelle nationale : Angers Loire Métropole avec ALTER Services, Lorient avec la SPL BER (Bois Énergie Renouvelable) et à Vannes avec SPL en création (Golfe EnR).

Les structures créées sont en général titulaire d'un contrat de concession avec la Commune. Si dans le cas de la SEM ou de la SEMOP, la conclusion du contrat s'inscrit dans une procédure de mise en concurrence, la SPL échappe à cette obligation.

Exclusivement dédiée aux services de ses actionnaires dont l'objet est rappelé dans ses statuts, la SPL peut en outre conclure d'autres types de contrat administratif (contrat d'exploitation de chauffage, MGP...). Bien qu'elle bénéficie d'apports financiers de ses actionnaires (apport en capital, apport en comptes courants), elle n'en reste pas moins une société de droit privé qui est rigoureusement organisée

comme tout opérateur énergétique poursuivant un objectif commercial. Cependant, les actionnaires lui demandent d'équilibrer le service sans rechercher une forte rentabilité : les perspectives de profit ont principalement pour but de rassurer les organismes bancaires et permettre à la société de procéder à l'endettement nécessaire à court, moyen ou long terme. Si l'hypothèse d'une amélioration de la rentabilité ne peut être écartée, le bénéfice tiré de l'exercice de ses missions a pour vocation d'être réinvesti dans la gestion du service et profit des abonnés (développement, amélioration de la performance, optimisation technique, abaissement tarifaire éventuel...).

Contrairement à une régie, la SPL a vocation à se structurer en recourant à des moyens techniques et humains spécifiques, notamment pour étudier les projets en amont, suivre les travaux de construction des ouvrages, qui sont récurrents pour des services publics de la chaleur amenés à régulièrement étendre leur périmètre géographique, et enfin, suivre les entreprises sous-traitantes (conditions d'exécution des prestations, relation avec les abonnés et/ou les usagers, contrôle de la qualité du service...).

Elles s'appuient également sur d'organismes existants, qui apportent des compétences génériques et transversales :

- GIE commun à plusieurs SPL sur Angers Loire Métropole,
- Personnel mis à disposition par les communes et la Communauté d'agglomération à Lorient.

Ces fonctions supports sont d'ordre technique (conduite d'opérations, montage financier...), juridique (conclusion de marché...) et administrative (compétences comptables, facturation...).

Les projections de coûts de la chaleur présentées dans la section précédente retiennent l'hypothèse d'une gestion en Régie, et notamment un coût de financement sans marges. Néanmoins, l'option d'une prise de participation dans ALTER Services pourrait permettre à la collectivité d'évoluer vers une organisation plus structurée du service de la chaleur avec des moyens techniques et humains dédiés, d'une part, et disposer de moyens financiers facilitant les extensions et la modernisation projetées, d'autre part.

4.3 Évolution contractuelle

Le déploiement du réseau reste conditionné au respect de règles de modification des contrats existants entre les abonnés et d'éventuels exploitants de chauffage, qui ont pu consentir antérieurement d'importants investissements. En première approche, les **installations potentiellement concernées sont celles du centre hospitalier**. L'hôpital doit en effet réduire tout risque de vulnérabilité liée à la rupture de son approvisionnement énergétique. A cet effet, la conservation de la chaufferie au gaz existante constitue le meilleur moyen de bénéficier de la redondance des équipements de production apportant une réponse satisfaisante.

Les incidences de la valorisation des biens existants doivent être évaluées sous différents angles :

- Tout d'abord, il importe de définir les conditions contractuelles dans laquelle le bien peut être mis à la disposition de la collectivité. Le cas échéant, un avenant devra être conclu le maître d'ouvrage de l'installation et/ou son financeur (il s'agit d'un exploitant de chauffage) ;
- Ensuite, il faut vérifier l'importance des travaux à réaliser (remise en état, mise en ordre, optimisation, adaptation hydraulique...) et en déduire la valeur du bien ;
- Enfin, il faut veiller la reprise du bien apporte un réel avantage pour le réseau de chaleur en projet. Une mission d'audit technico-économique et juridico-financière peut à cet effet être entreprise.

Une convention entre la ville et le Centre hospitalier pour la mise à disposition de la chaufferie gaz de l'établissement de santé sera enfin nécessaire pour garantir la fourniture de chaleur.

5 Synthèse des scénarios

La synthèse technique et économique des scénarios est présentée, ci-dessous.

Tableau 20 : Synthèse technique et économique des scénarios

Indicateur			Sc1 Tendanciel	Sc2 Extension Hôpital	Sc3 Extension Delessert	Sc3bis Création Delessert
Technique	Linéaire	km	4,2	8,4	11,0	1,7
	Nombre postes de livraison		34	51	60	9
	Chaleur livrée	MWh/an	8 500	21 000	26 000	5 500
	Puissance EnR&R	MW	3,3	5,3	6,7	1,6
	Taux ENR&R	%	76	95	93	85
	GES évité	t-eq-CO ₂ /an	1 800	5 600	6 900	1 300
Economique	Investissement total	k€HT	3 200	10 850	15 650	5 200
	Subventions	%	0%	37%	39%	39%
	Coût de la chaleur RCU	€TTC/MWh livré	116,3	94,1	96,3	124,9
	Coût global	€TTC/MWh livré	129,6	102,5	96,3	-

Les scénarios d'extension présentent un coût de revient de la chaleur moins élevé que le scénario tendanciel. Ils permettent également :

- d'étendre le service public de la chaleur, permettant d'offrir aux usagers un prix de la chaleur moins dépendant des variations du prix du gaz ;
- de valoriser davantage de chaleur renouvelable ;
- d'éviter, dans le cas du scénario le plus étendu, **plus de 300% supplémentaire** de tonnes équivalentes en CO₂ : soit 6 900 t-eq-CO₂/an au lieu de 1 800 t-eq-CO₂/an.

6 Annexes

6.1 Annexe 1 : Liste des bâtiments raccordés

6.2 Annexe 2 : CEP détaillés des scénarios