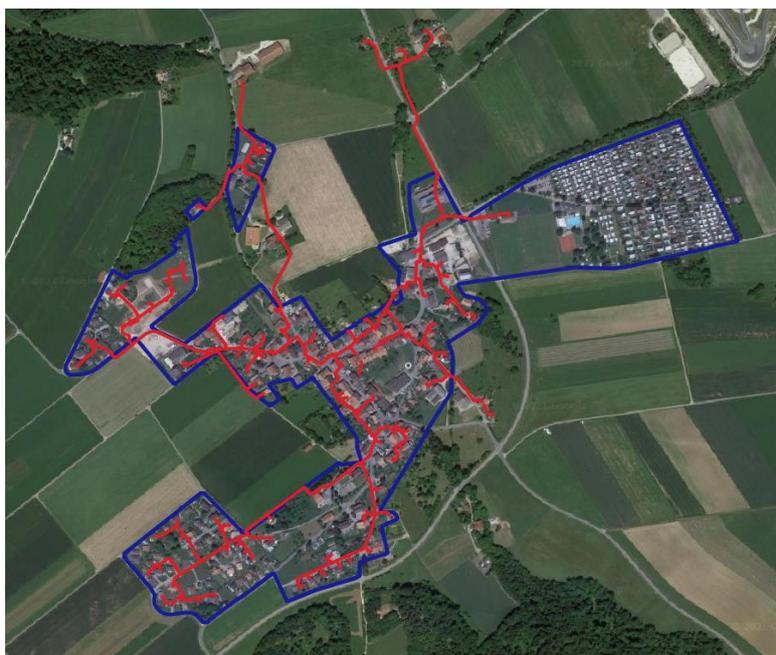


# PLAN DIRECTEUR DU CHAUFFAGE À DISTANCE DE LIGNIÈRES

## Rapport d'étude



Rapport établi pour :

à l'att. de Stéphane Bianchini

Commune de Lignières

Place du Régent 1

CH 2523 Lignières

+41 32 886 50 30

[Stephane.Bianchini@ne.ch](mailto:Stephane.Bianchini@ne.ch)

8 février 2022

**SOMMAIRE**

1.	Contexte et objectifs .....	3
2.	Analyse du réseau .....	3
2.1	Réserve de puissance du réseau .....	3
2.2	Potentiel de densification .....	6
2.3	Pertes de charge.....	8
3.	Analyse de la chaufferie .....	13
3.1	Fonctionnement actuel .....	13
3.2	Optimisation de la chaufferie.....	15
3.3	Densification du réseau.....	17
4.	Plan de développement du réseau .....	17
4.1	Identification des nouveaux preneurs prioritaires.....	18
5.	Conclusion et perspectives.....	21

Version N°	Date	Auteur	Relecteur	Distribution à
01	01.12.2021	Jean-Loup Robineau	Joël Maridor	Stéphane Bianchini ( <i>Commune de Lignéres</i> ) Grégory Paccaud ( <i>Holinger SA</i> ) Manuel Godinat ( <i>Thermobois</i> )
02	31.01.2022	Jean-Loup Robineau		
03	08.02.2022	Jean-Loup Robineau		

## 1. Contexte et objectifs

La commune de Lignières a fait le choix de développer un réseau de chauffage à distance (CAD) au bois il y a une dizaine d'années. Le réseau s'étend aujourd'hui dans tout le village et fournit de la chaleur à environ 140 bâtiments. Toutefois, la faible densité thermique du réseau a pour conséquence un coût de la chaleur élevé.

La commune de Lignières a sollicité Planair SA pour réaliser son Plan communal des énergies (PCEn) afin de disposer d'une vision globale de l'approvisionnement en énergie de son territoire et définir une stratégie à moyen et long termes compatible avec les objectifs du Canton et de la Confédération. En tant que l'un des piliers de cette stratégie, la commune souhaite également réaliser un Plan directeur pour son chauffage à distance afin d'évaluer les éventuelles extensions du CAD ou la densification du réseau actuel. En plus de la contribution du CAD aux objectifs énergétiques du Canton, ce Plan directeur est réalisé dans l'optique d'améliorer la rentabilité du CAD (ou respectivement de réduire le prix de vente de la chaleur) afin de pérenniser son implantation dans la commune.

Dans la première partie de ce rapport, la réserve de puissance du réseau est évaluée afin de déterminer le potentiel de densification. Sur la base des analyses du PCEn sur les consommations actuelles et futures des bâtiments, les preneurs privilégiés pour le raccordement au CAD sont déterminés. L'impact sur les pertes de charge est également évalué. Dans une deuxième partie, la chaufferie est analysée afin de déterminer la capacité restante pour soutenir la densification du réseau. Les possibilités d'optimisation de la production de chaleur sont également présentées. Enfin, nous concluons avec nos recommandations pour la suite et fournissons une liste des preneurs potentiels à contacter en priorité.

## 2. Analyse du réseau

### 2.1 Réserve de puissance du réseau

Dans cette section, nous présentons l'analyse sur les réserves de puissance du réseau. Celle-ci se base sur la puissance thermique maximale de chaque conduite et la puissance thermique actuellement utilisée pour subvenir aux besoins des bâtiments connectés au CAD.

La puissance thermique d'un segment de réseau de chaleur dépend :

- du différentiel de température entre la conduite aller et retour
- du débit d'eau chaude transitant dans le réseau

Pour un débit donné, le différentiel de température dépend de la température à la sortie de la chaufferie, des régimes de température chez les preneurs, ainsi que du rendement des échangeurs de chaleur. L'équilibrage hydraulique du réseau joue également un rôle prépondérant.

Le débit d'eau chaude transitant dans le réseau dépend de la puissance des pompes et des pertes de charge dans le réseau. Les pertes de charge évoluent quadratiquement avec la vitesse d'écoulement, et donc avec le débit. Il en résulte que les pertes de charge deviennent prohibitives au-delà d'un certain débit, car elles induisent des consommations électriques élevées pour les pompes et nécessitent un fort surdimensionnement de la pompe. Dans la pratique, on conseille de ne pas dépasser un certain seuil de perte de charge linéaire à aucun point du réseau. Cela revient à limiter le débit en fonction du diamètre.

## 2.1.1 MÉTHODOLOGIE

La démarche suivante a été appliquée pour estimer la réserve de puissance du réseau :

1. Calcul de la puissance maximale  $P_{cond}$  de chaque segment du réseau
  - a. Calcul du débit max ( $Q_{max}$ ) pour chaque diamètre de conduite en prenant comme hypothèse une perte de charge linéaire de 300 Pa/m
  - b. Fixation du différentiel de température entre l'aller et le retour ( $\Delta T = 20$ )
  - c. La puissance thermique maximale se calcule selon la formule suivante :

$$P_{cond} = Q_{max} \cdot c_p \cdot \Delta T$$

avec :

$c_p$  : capacité thermique spécifique de l'eau à pression constante ( $c_p = 4180 \text{ J}/(\text{kg.K})$ )

$\Delta T$  : différence de température du réseau en K entre l'aller et le retour

DN conduite	Débit max (kg/h)	Puissance (kW)
25	2'038	47
32	4'149	96
40	6'140	143
50	11'452	266
65	22'477	522
80	34'311	797
100	68'294	1'586
125	117'686	2'733
150	194'012	4'505
200	383'177	8'898

2. Evaluation de la puissance maximale requise  $P_{max}$  de chaque segment du réseau pour alimenter en chaleur les bâtiments raccordés au CAD en aval
  - a. Pour chaque bâtiment raccordé au CAD, la puissance maximale requise est déterminée en appliquant la méthode suivante :
    - i. Calculer la moyenne de consommation en chaleur ( $Q_{moy}$ ) des bâtiments sur les 4 dernières années (2017-2020)
    - ii. Fixer la durée de fonctionnement équivalent pleine puissance ( $h_{fonc}$ ) du chauffage suivant l'affectation du bâtiment, sur la base des informations du RegBL
    - iii. Calculer la puissance maximale à fournir au bâtiment :  $P_{max} = Q_{moy}/h_{fonc}$
  - b. La puissance maximale à fournir par le réseau est le minimum entre la puissance souscrite ( $P_{ss}$ ), fournie par l'exploitant, et la puissance max requise ( $P_{max}$ )

- c. Chaque branche est remontée depuis les bâtiments individuels jusqu'à la centrale pour déterminer la puissance maximale requise de chaque conduite ( $\Sigma P_{max}$ ) afin de fournir la puissance thermique maximale en aval du segment du réseau (somme de tous les  $P_{max}$  en aval de la conduite)
3. Déduction de la réserve de puissance ( $P_{reste}$ ) et le taux d'utilisation ( $t_{util}$ ) de chaque conduite :

$$P_{reste} = P_{cond} - \sum_{aval} P_{max}$$

$$t_{util} = \frac{P_{max}}{P_{cond}}$$

### 2.1.2 RÉSULTATS

Le taux d'utilisation actuel des conduites par rapport à leur capacité maximale est résumé dans la Figure 1. Ce graphique représente un diagramme de distribution des conduites en fonction du taux d'utilisation de celles-ci. En l'occurrence, on constate que toutes les conduites, à l'exception d'une seule, sont exploitées en dessous de la capacité maximale admise, et que même la majorité des conduites est exploitée à moins de 50%.

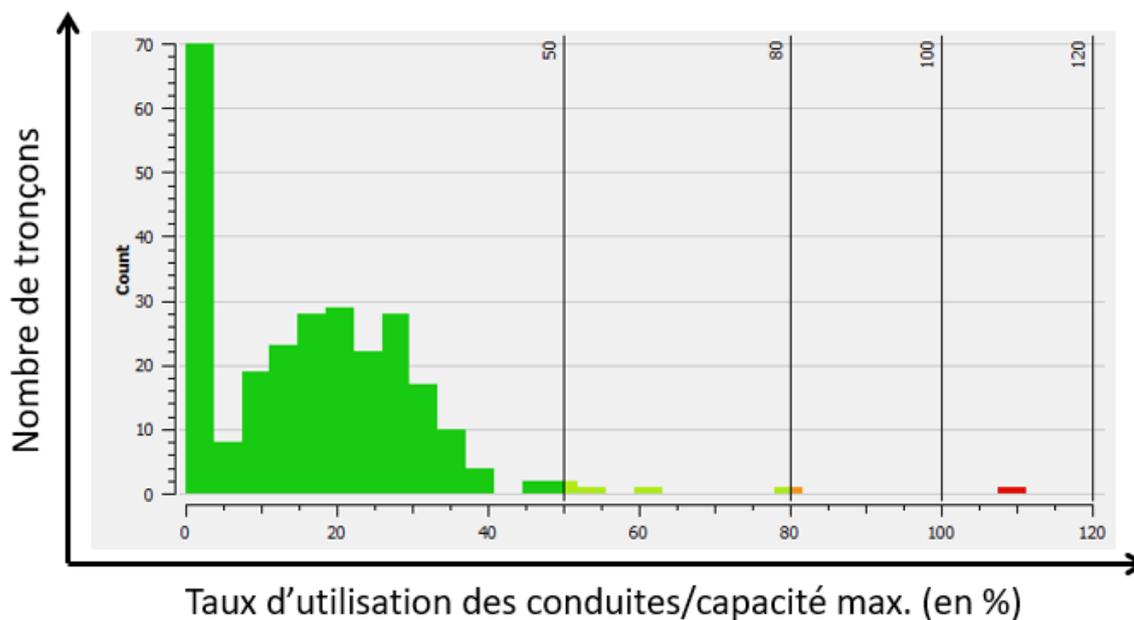


Figure 1. Diagramme de distribution des conduites en fonction du taux d'utilisation

Le seul tronçon du réseau actuellement exploité à 10% de plus que sa capacité maximale (il est donc sous-dimensionné) se trouve Chemin de Chemarin et est représenté sur la carte de la Figure 2. Ceci induit des pertes de charge supplémentaires importantes, dont l'effet sera évalué à la section 2.3. Toutefois, d'après le retour d'expérience de l'exploitant, il n'y a pas de problème de chauffage dans les bâtiments en aval de cette branche.



Figure 2. Taux d'utilisation du réseau

### 2.1.3 CONCLUSION

La conclusion de cette analyse est que le réseau est largement sous-exploité (respectivement surdimensionné) pour les puissances thermiques des bâtiments raccordés. Il y a donc un potentiel important de développement à partir des conduites du réseau existant. Dans la prochaine section, il sera analysé le potentiel réel de densification, et jusqu'où le réseau actuel peut supporter une augmentation de la puissance à fournir.

## 2.2 Potentiel de densification

### 2.2.1 MÉTHODOLOGIE

La démarche suivante a été appliquée pour évaluer le potentiel de densification du réseau, en tenant compte de l'analyse sur la réserve de puissance :

1. Evaluation de la puissance thermique maximale requise de chaque bâtiment de la commune
  - a. En fonction de la surface du bâtiment, de son affectation et de sa période de construction (informations fournies par le RegBL), la consommation ( $Q_{est}$ ) de chaque bâtiment du village est estimée.

- b. A partir de la consommation du bâtiment, nous en déduisons la puissance maximale requise en faisant une hypothèse sur la durée de fonctionnement à pleine puissance ( $h_{\text{fonc}}^1$ ) :  $P_{\text{max}} = Q_{\text{est}}/h_{\text{fonc}}$
2. Chaque bâtiment dans la zone CAD définie par la commune qui n'est pas déjà preneur est affecté à la conduite existante du CAD la plus proche (points bleus sur la carte de la Figure 3).
  3. Chaque branche est remontée depuis les bâtiments individuels jusqu'à la centrale pour déterminer la puissance maximale requise ( $\Sigma P_{\text{max,dens}}$ ) de chaque conduite afin d'alimenter les bâtiments qui seraient raccordés au CAD dans le cadre d'une densification (et qui ne sont pas actuellement raccordés).
  4. Evaluation du potentiel maximal de densification de chaque conduite en prenant le minimum entre la réserve de puissance ( $P_{\text{reste}}$ ) de la conduite et la puissance requise pour alimenter tous les bâtiments en aval considérés pour la densification (c.-à-d. uniquement les bâtiments qui ne sont pas actuellement raccordés).
  5. La puissance totale requise de chaque conduite pour alimenter tous les bâtiments en aval (existants + densification) est également calculée, ainsi que le taux d'utilisation correspondant.



Figure 3. Tracé du réseau et représentation des bâtiments (points rouges : bâtiments déjà raccordés au CAD ; points bleus : bâtiments considérés pour la densification)

<sup>1</sup> La valeur de  $h_{\text{fonc}}$  dépend de l'affectation du bâtiment : 2500 h pour les bâtiments résidentiels ; 2100 h pour les autres affectations.

## 2.2.2 RÉSULTATS

Le taux d'utilisation des conduites dans l'hypothèse d'un scénario de densification maximale par rapport à leur capacité est résumé dans la Figure 4. Ce graphique représente un diagramme de distribution des conduites en fonction du taux d'utilisation de celles-ci. Ce graphique montre que même en raccordant tous les bâtiments de la zone CAD, les conduites seraient toutes, à l'exception d'une seule, exploitées en dessous de la capacité maximale admise. On constate également que la majorité des conduites serait exploitée à moins de 60%. Un seul tronçon du réseau serait exploité au-delà de sa capacité maximale (voir tronçon identifié dans la Figure 2).

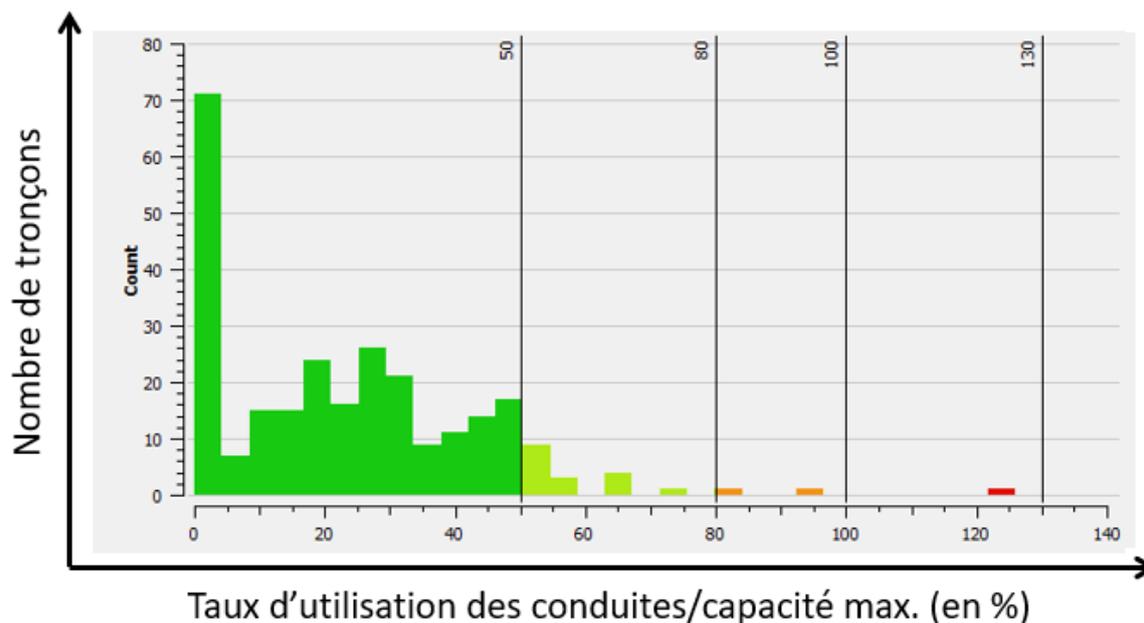


Figure 4. Diagramme de distribution des conduites en fonction du taux d'utilisation pour le scénario de densification maximale

## 2.2.3 CONCLUSION

L'analyse de densification montre que le réseau actuel peut supporter le raccordement de tous les bâtiments situés dans la zone d'obligation de raccordement au CAD. Ceci tient compte du potentiel de densification maximum, sans tenir compte des assainissements de bâtiments qui réduiraient la consommation, ni des futurs projets immobiliers qui l'augmenteraient.

## 2.3 Pertes de charge

Les pertes de charges linéaires de deux branches du réseau sont estimées afin d'identifier la branche la plus défavorable, dans le cas initial et le cas avec densification. Ceci permet de vérifier si les pompes sont correctement dimensionnées et si elles peuvent supporter une augmentation de l'appel de puissance résultant de la densification du CAD. Actuellement, il y a deux pompes de 5,5 kW<sub>él</sub> chacune installée sur le départ du réseau, soit une puissance totale de 11 kW<sub>él</sub>.

## 2.3.1 MÉTHODOLOGIE

La méthode employée pour estimer les pertes de charge du réseau, et la puissance requise des pompes qui en résulte, est la suivante :

1. Définition de la branche la plus défavorable. Celle-ci correspond généralement au point le plus éloigné de la chaufferie. Nous avons considéré deux branches : i) celle qui est effectivement la plus éloignée de la chaufferie, et ii) celle qui contient le tronçon dont la puissance thermique en aval dépasse la capacité de la conduite pour la perte de charge linéaire maximale autorisée (voir Figure 2).
2. Déterminer la perte de pression spécifique de chaque tronçon en Pa/m correspondant au débit volumique requis pour alimenter les bâtiments en aval à leur puissance maximale et au diamètre de la conduite<sup>2</sup>.
3. Calculer les pertes linéaires de la branche avec la formule suivante :

$$p_{lin} = \sum_{c \in cond} p_{lin,c} \cdot l_c$$

où

$p_{lin,c}$  est la perte de pression spécifique du tronçon c

$l_c$  est la longueur du tronçon c

4. Multiplier les pertes linéaires de la branche par un facteur pour obtenir une estimation des pertes de pression totales  $p_{tot}$ .
5. Calculer le débit du réseau à la centrale  $Q_{v,max}$  pour fournir la puissance thermique maximale
6. Calculer la puissance hydraulique maximale requise avec la formule suivante :

$$P_{hyd} = p_{tot} \cdot Q_{v,max}$$

7. Calculer la puissance électrique de la pompe correspondante :

$$P_{él} = \frac{P_{hyd}}{\eta_{hyd} \cdot \eta_{él}}$$

où

$\eta_{hyd}$  est le rendement hydraulique de la pompe

$\eta_{él}$  est le rendement électrique du moteur

Les hypothèses prises en compte pour les différents calculs sont indiquées dans le Tableau 1.

<sup>2</sup> Les pertes de charges linéaires sont obtenues à partir du tableau de l'Annexe 13.3 du Guide de planification Chauffage à distance de l'OFEN (2018)

Tableau 1. Hypothèses pour le calcul des pertes de charge

Paramètre	Unité	Valeur
Ratio pertes de pression linéaires / pertes de pression totales	-	2
Masse volumique de l'eau	kg/m <sup>3</sup>	977
Chaleur spécifique	kJ/(kg.K)	4,18
Delta T réseau	K	20
Rendement hydraulique	-	0,5
Rendement électrique	-	0,95

### 2.3.2 ANALYSE BRANCHE 1

La première branche étudiée correspond au point du réseau le plus éloigné de la chaufferie. Cette branche est représentée en jaune sur la Figure 5. Les pertes linéaires de cette branche ainsi qu'une estimation la puissance de pompe requise, pour le cas existant et avec densification (scénario de densification maximale), sont présentées dans le Tableau 2.

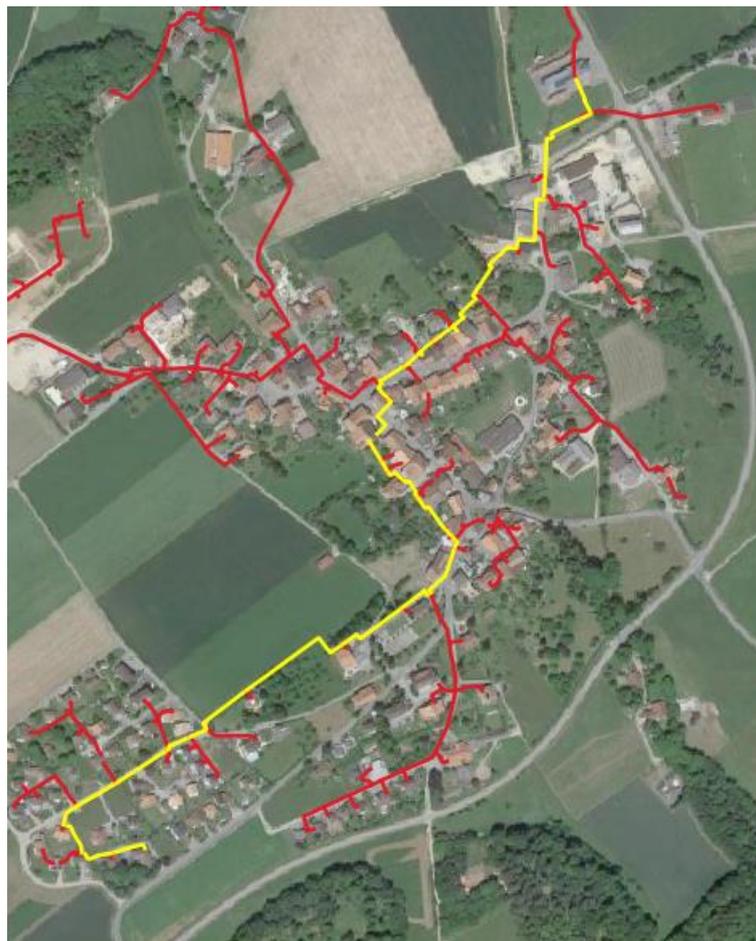


Figure 5. Branche 1 étudiée pour les pertes de charge

Tableau 2. Pertes de charge et puissance électrique de pompage de la branche 1 sans et avec densification

		Situation actuelle	Avec densification maximale
Pertes linéaires	Pa	28'207	83'927
Pertes de pression totales	Pa	56'414	167'854
Puissance thermique max.	kW	1'669	2'758
Débit max.	m <sup>3</sup> /h	73,5	121,6
Puissance hydraulique max.	kW	1,152	5,668
Puissance élec. max.	kW	2,4	11,9

### 2.3.3 ANALYSE BRANCHE 2

La deuxième branche étudiée est celle qui contient le tronçon problématique identifié dans les sections 2.1 et 2.2 (avec un taux d'utilisation supérieur à 100% de la capacité maximale). Cette branche est représentée en jaune sur la Figure 6. Les pertes linéaires de cette branche ainsi qu'une estimation de la puissance de pompe requise, pour le cas existant et avec densification (scénario de densification maximale), sont présentées dans le Tableau 3.



Figure 6. Branche 2 pour les pertes de charge

Tableau 3. Pertes de charge et puissance électrique de pompage de la branche 1 sans et avec densification

		Situation actuelle	Avec densification maximale
Pertes linéaires	Pa	37'999	74'887
Pertes de pression totales	Pa	75'998	149'774
Puissance thermique max.	kW	1'669	2'758
Débit max.	m <sup>3</sup> /h	73,5	121,6
Puissance hydraulique max.	kW	1,552	5,057
Puissance élec. max.	kW	3,3	10,6

### 2.3.4 CONCLUSION

Les puissances électriques de pompage requises pour assurer la puissance thermique maximale en tenant compte des pertes de charges de la branche 1 (resp. de la branche 2) dans la situation actuelle et dans le scénario de densification maximale sont indiquées dans le Tableau 4. On constate que dans la situation actuelle, les pertes de charges sont maximales le long de la branche 2, alors que dans le scénario de densification maximale, les pertes de charges deviennent plus importantes dans le long de la branche 1.

Tableau 4. Puissance électrique de pompage pour chaque branche

		Situation actuelle	Avec densification maximale
Branche 1	kW <sub>él</sub>	2,4	11,9
Branche 2	kW <sub>él</sub>	3,3	10,6

Dans la situation actuelle, les pompes sont largement surdimensionnées. En effet, les deux pompes représentent une puissance cumulée de 11 kW<sub>él</sub> alors que la puissance électrique requise pour fournir la puissance thermique maximale est estimée à 3,3 kW<sub>él</sub>.

Si tous les bâtiments de la zone considérée sont raccordés au CAD, la puissance des pompes pourrait devenir insuffisante. Ceci ne tient pas compte des évolutions futures de la consommation (rénovations énergétiques, nouveaux projets immobiliers).

Il faut toutefois noter que cela repose sur l'hypothèse d'un ratio de pertes de pression linéaires sur pertes de pression totales de 2. Or ce chiffre est très incertain et pourrait se situer dans une fourchette de 0,5 à 3. Une étude plus approfondie incluant des mesures ou une simulation complète du réseau tenant compte des pertes ponctuelles serait nécessaire afin de calculer un dimensionnement plus précis de la pompe, mais à ce stade, il est possible de conclure que la marge de dimensionnement des pompes est suffisante pour soutenir un développement important du réseau.

### 3. Analyse de la chaufferie

#### 3.1 Fonctionnement actuel

La chaufferie du CAD de Lignières est équipée des chaudières suivantes :

- 1 chaudière bois de 1'600 kW
- 1 chaudière bois de 450 kW
- 1 chaudière mazout de 3'200 kW

Ceci représente une puissance cumulée de 5'250 kW (dont 2'050 kW alimenté au bois). La puissance thermique maximale à fournir au réseau dans la situation actuelle et dans le scénario de densification maximale, ainsi que les puissances des chaudières sont représentées dans la Figure 7. Ce graphique montre que la capacité des chaudières bois actuelles permet de fournir 100% de la chaleur, même pour la pointe hivernale. Dans le scénario de densification maximale, les chaudières bois existantes représenteraient environ 70% de la puissance maximale, ce qui permettrait également de couvrir une part importante des besoins avec de la chaleur renouvelable.

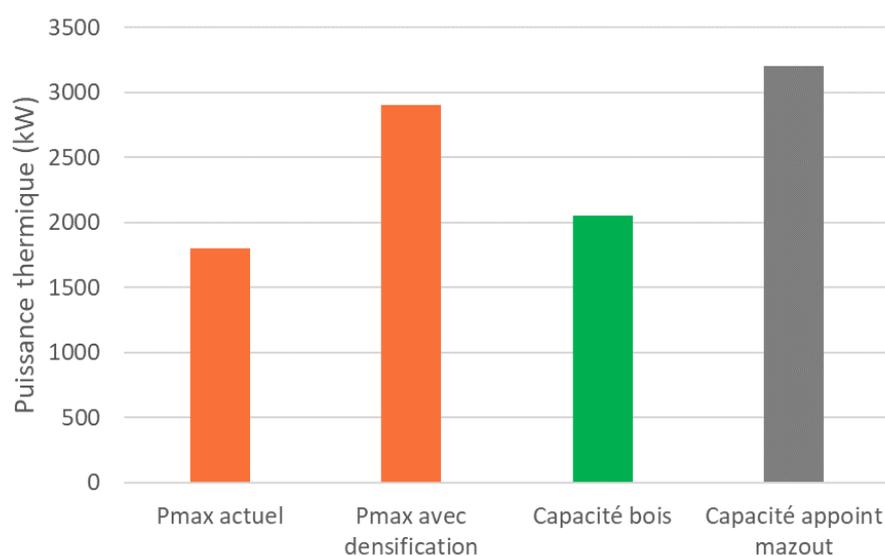


Figure 7. Puissance thermique du réseau et des chaudières

Actuellement, chaque chaudière bois fonctionne à une période différente de l'année<sup>3</sup> :

- La grande chaudière de 1'600 kW fonctionne de début octobre à mi-juin
- La petite chaudière de 450 kW fonctionne de mi-juin à fin septembre

A de rares occasions, la petite chaudière bois est également allumée pendant l'hiver lors de grand froid en complément de la chaudière de 1'600 kW ; mais la plupart du temps, la chaudière mazout est utilisée en appoint pendant toute l'année. En l'absence de stockage thermique, la chaudière mazout, plus flexible que les chaudières bois, est également utilisée pour compenser les fortes variations de puissance.

<sup>3</sup> Le mode de fonctionnement des chaudières a été analysé en se basant sur les relevés hebdomadaires de la chaufferie entre fin 2018 et mi-2021, et sur les discussions avec l'exploitant du réseau.

Le profil de production a été simulé pour la situation actuelle en tenant compte le mieux possible des contraintes de fonctionnement. Comme nous ne disposons pas du profil horaire de consommation du CAD, nous avons appliqué un profil type adapté pour la consommation réelle du CAD de Lignières. Il en résulte la monotone à la Figure 8, qui représente l'appel de puissance cumulée de toutes les chaudières pour chaque heure de l'année, ordonnée par niveau de puissance. Le graphique montre notamment le recours important à la chaudière mazout pour les niveaux de puissance compris<sup>4</sup> entre 300 et 500 kW.

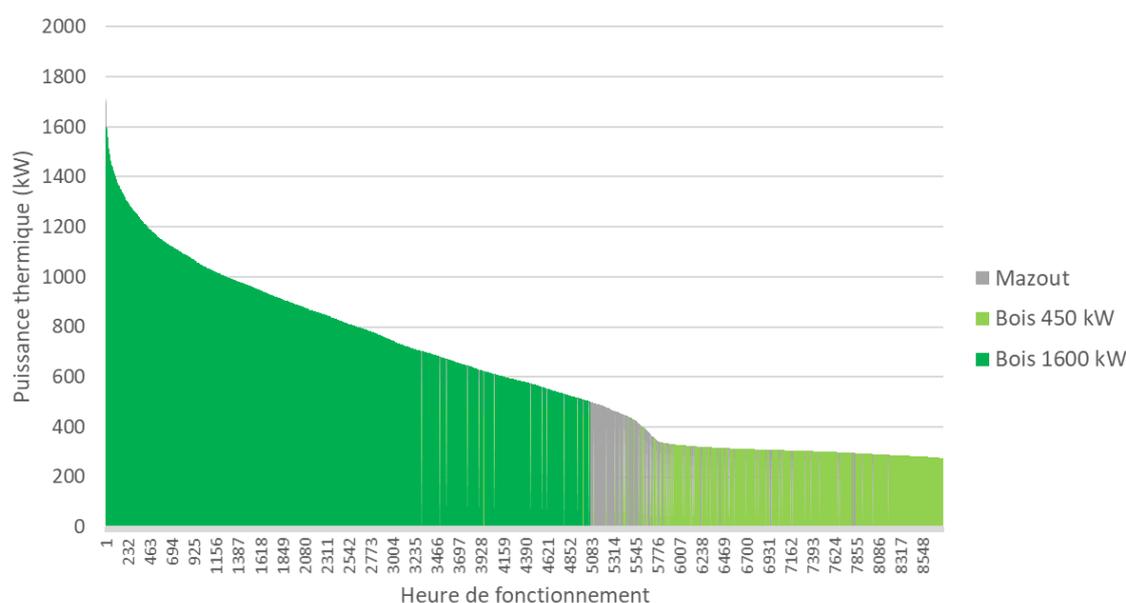


Figure 8. Monotone chaufferie pour la situation actuelle

Les résultats de la simulation sont comparés avec les données réelles de 2020 dans le Tableau 5. La production de chaleur et la part de chaque chaudière dans le mix énergétique annuel sont comparées<sup>5</sup>. La simulation donne des résultats satisfaisants, notamment pour estimer la consommation d'appoint fossile. Ainsi, elle peut être utilisée pour évaluer des futurs scénarios.

<sup>4</sup> Explication : Ce niveau de puissance est inférieur au minimum technique de la chaudière bois de 1,6 MW (oct.-juin) et – à partir de 450 kW – supérieur à la puissance max de la chaudière de 450 kW (juin-sept.).

<sup>5</sup> Il faut noter que la production totale de chaleur n'est pas exactement la même car la simulation utilise la moyenne des pertes thermiques du réseau sur plusieurs années. Toutefois, la différence est suffisamment négligeable pour ne pas en tenir compte (<1%).

Tableau 5. Comparaison données réelles vs. simulation

		Données réelles (2020)	Simulation
Chaudière bois 1,6 MW	MWh	4'427 84%	4'240 77%
Chaudière bois 450 kW	MWh	534 10%	912 17%
Chaudière mazout	MWh	311 6%	343 6%
Total	MWh	5'509 100%	5'495 100%

### 3.2 Optimisation de la chaufferie

Avant tout projet de densification, une optimisation du mode de fonctionnement de la chaufferie permettrait d'économiser sur le coût de fonctionnement, en remplaçant du combustible fossile par du combustible bois moins cher, tout en augmentant le taux d'énergie renouvelable du CAD. Pour ce faire, il faudrait étendre le fonctionnement des deux chaudières toute l'année afin qu'elles puissent être exploitées en parallèle, notamment pour couvrir la plage de fonctionnement transitoire entre les deux chaudières (300-500 kW).

Pour arriver à cette fin, la mise en place d'un stockage thermique est nécessaire. Le stockage thermique permettrait non seulement de couvrir la plage de fonctionnement transitoire, mais également de lisser la courbe de consommation.

Nous estimons qu'un stockage de 20 m<sup>3</sup> permettrait de produire la totalité de la chaleur à partir des chaudières bois. Ceci correspond à la chaleur produite par la petite chaudière bois fonctionnant pendant 1 heure à pleine puissance (450 kW). La chaudière mazout ne serait utilisée qu'en cas de secours. La monotone résultant de l'ajout d'un stockage thermique est représentée sur la Figure 9.

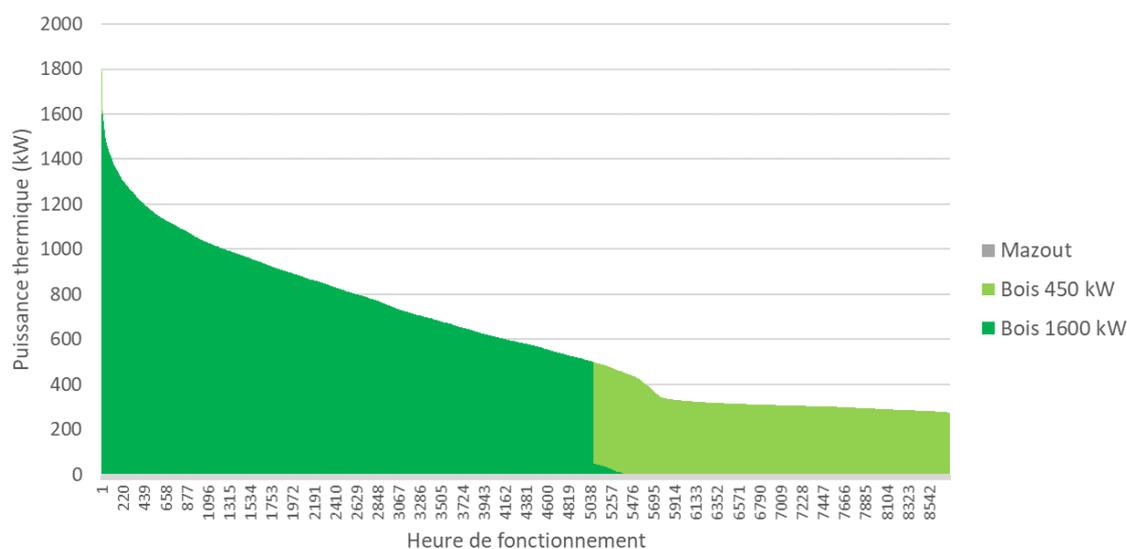


Figure 9. Monotone de la chaufferie pour la situation actuelle avec stockage thermique

## 3.2.1 ANALYSE ÉCONOMIQUE

L'ajout d'un stockage thermique permettrait de réduire les coûts de combustibles, mais nécessiterait également un investissement initial de l'ordre de 30'000 CHF pour un volume de 20 m<sup>3</sup>. Une analyse économique succincte permet de montrer que l'investissement dans un stockage aurait un temps de retour brut inférieur à 2 ans. Par ailleurs, il permettrait de réduire le prix de vente de la chaleur d'environ 0,4 cts/kWh. Les détails du calcul et des hypothèses sont donnés dans le Tableau 6.

Tableau 6. Analyse économique de l'ajout d'un stockage thermique

Investissement initial <sup>6</sup> (matériel + pose, y.c. génie civil et raccordements)	30'000 CHF
Prix du bois, sortie chaudière (2020)	3,6 cts/kWh
Prix du mazout, sortie chaudière (2020)	8,4 cts/kWh
Quantité mazout remplacé → bois	342'982 kWh/an
Economie de combustible	16'651 CHF/an
Temps de retour brut stockage	1,8 ans
Durée d'amortissement	33 ans
Taux d'actualisation	1%
Facteur d'annualisation	3,6%
Coût annuel du stockage	-15'579 CHF
Vente chaleur (2020)	4'083'307 kWh
Revenu vente chaleur <sup>7</sup> (2020)	722'745 CHF
Prix de vente de la chaleur (2020)	17,7 cts/kWh
Revenu vente chaleur avec stockage	707'166 CHF
Prix de vente de la chaleur avec stockage	17,3 cts/kWh
Baisse de prix	0,4 cts/kWh

<sup>6</sup> Le montant de l'investissement est une estimation. Une analyse détaillée (pour préciser la localisation du stockage, etc.) et une offre d'un fournisseur seraient nécessaires pour avoir un prix plus précis.

<sup>7</sup> Inclus la subvention de la confédération car celle-ci n'étant plus perçue à partir de 2021, elle se répercutera sur la vente de chaleur aux clients.

### 3.3 Densification du réseau

Une densification du réseau lié à l'augmentation du nombre de preneurs sur le CAD nécessite une augmentation de la production de chaleur de la chaufferie. Comme indiqué à la section 3.1, la capacité actuelle des chaudières est suffisante pour répondre aux besoins du réseau lors des pointes de puissance (voir Figure 7). Dès lors, la chaufferie n'est pas un facteur limitatif pour le développement du CAD et il n'est pas nécessaire d'investir dans des moyens de production de chaleur additionnels. La monotone de production de chaleur pour le scénario de densification maximale est représentée à la Figure 10. Dans ce cas de figure, un résidu d'appoint mazout sera nécessaire pour les pointes de puissance en hiver, mais il ne représentera que moins de 1% de la chaleur produite annuellement.

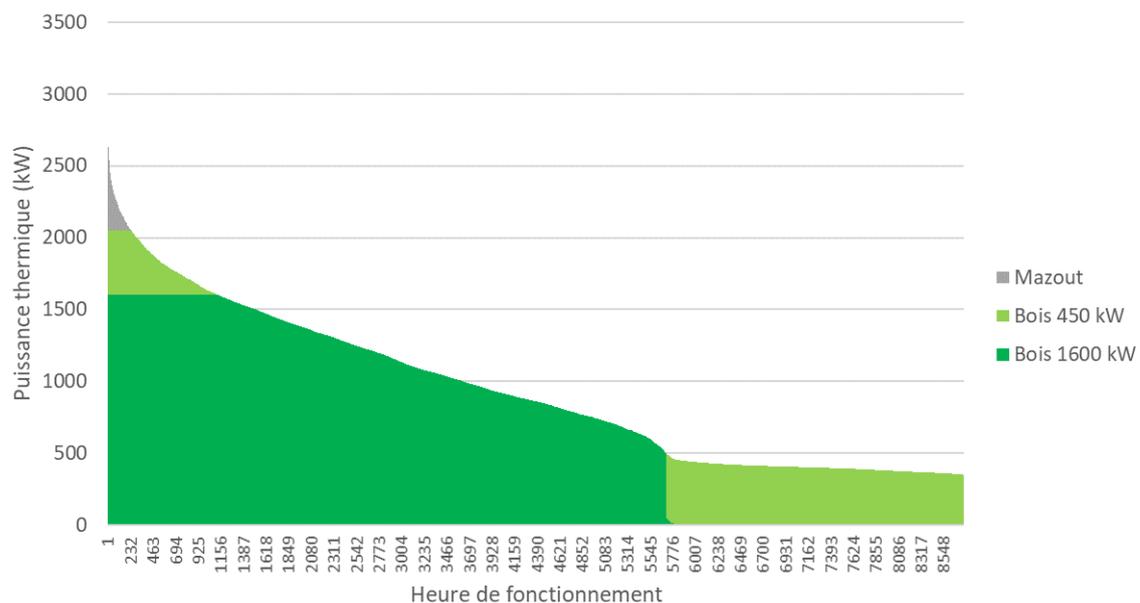


Figure 10. Monotone pour le scénario de densification maximale (avec prise en compte du stockage)

## 4. Plan de développement du réseau

Le développement du réseau est à prévoir en plusieurs étapes :

- Etape 1 : Ajout d'un stockage thermique et optimisation du fonctionnement de la chaufferie pour augmenter le taux d'utilisation des chaudières bois (et donc le taux d'énergie renouvelable) et diminuer les coûts de combustibles
- Etape 2 : Ajout des nouveaux preneurs prioritaires
- Etape 3 : Raccordement des bâtiments actuellement au mazout
- Etape 4 : Raccordement de tous les bâtiments dans la zone CAD

Un résumé des caractéristiques du CAD pour chaque étape de développement est donné dans le Tableau 7.

Tableau 7. Résumé des étapes de développement du CAD

	Etat initial	Etape 1	Etape 2	Etape 3	Etape 4
Vente de chaleur (MWh)	4'083	4'083	5'300	6'303	6'818
Production de chaleur (MWh)	5'495	5'495	6'711	7'714	8'230
Taux ENR	94%	100%	100%	99%	99%

#### 4.1 Identification des nouveaux preneurs prioritaires

La deuxième étape du plan de développement du CAD consiste à raccorder les bâtiments prioritaires du point de vue économique. Il s'agit de tous les bâtiments de la zone d'obligation de raccordement au CAD qui sont actuellement chauffés au mazout et ont une consommation de chaleur supérieure à 50'000 kWh par an. La liste des preneurs prioritaires et leurs caractéristiques est donnée dans le Tableau 8. Ils sont au nombre de 13. La localisation des preneurs prioritaires est également représentée sur le plan de la Figure 11.

Tableau 8. Liste des bâtiments prioritaires

N° EGID	Adresse	Consommation <sup>8</sup> (kWh)	Pmax (kW)	Distance réseau (m)	Investissement (CHF)
1477964	Rue des Eussinges 14	247'359	118	0	39'324
1477828	Rue du Montilier 11	138'468	66	12	39'849
3167307	Rue de Fin de Forel 4	125'818	50	5	36'219
1477886	Rue du Montilier 21	123'648	50	45	53'949
1477932	Rue du Franc-Alleu 10	108'357	43	2	34'452
1477934	Rue du Franc-Alleu 6	101'981	41	9	33'878
1477899	Rue de Fin de Forel 5	91'353	37	35	44'778
1477868	Rue des Ravières 7	90'426	36	55	54'278
1477859	Rue des Hautes-Bornes 16	88'491	35	16	35'382
1477846	Place du Régent 5	81'223	33	12	32'641
1477913	Chemin du Sasselet 4	76'615	31	9	31'101
1477918	Rue de Fin de Forel 7	67'575	32	50	50'753
1477940	Chemin des Tannes 2	66'400	27	13	31'186
1477872	Chemin des Alises 4	56'395	23	7	28'175
<b>TOTAL</b>		<b>1'464'109</b>	<b>620</b>		<b>545'966</b>

<sup>8</sup> Estimation de la consommation de chaleur sur la base du RegBL

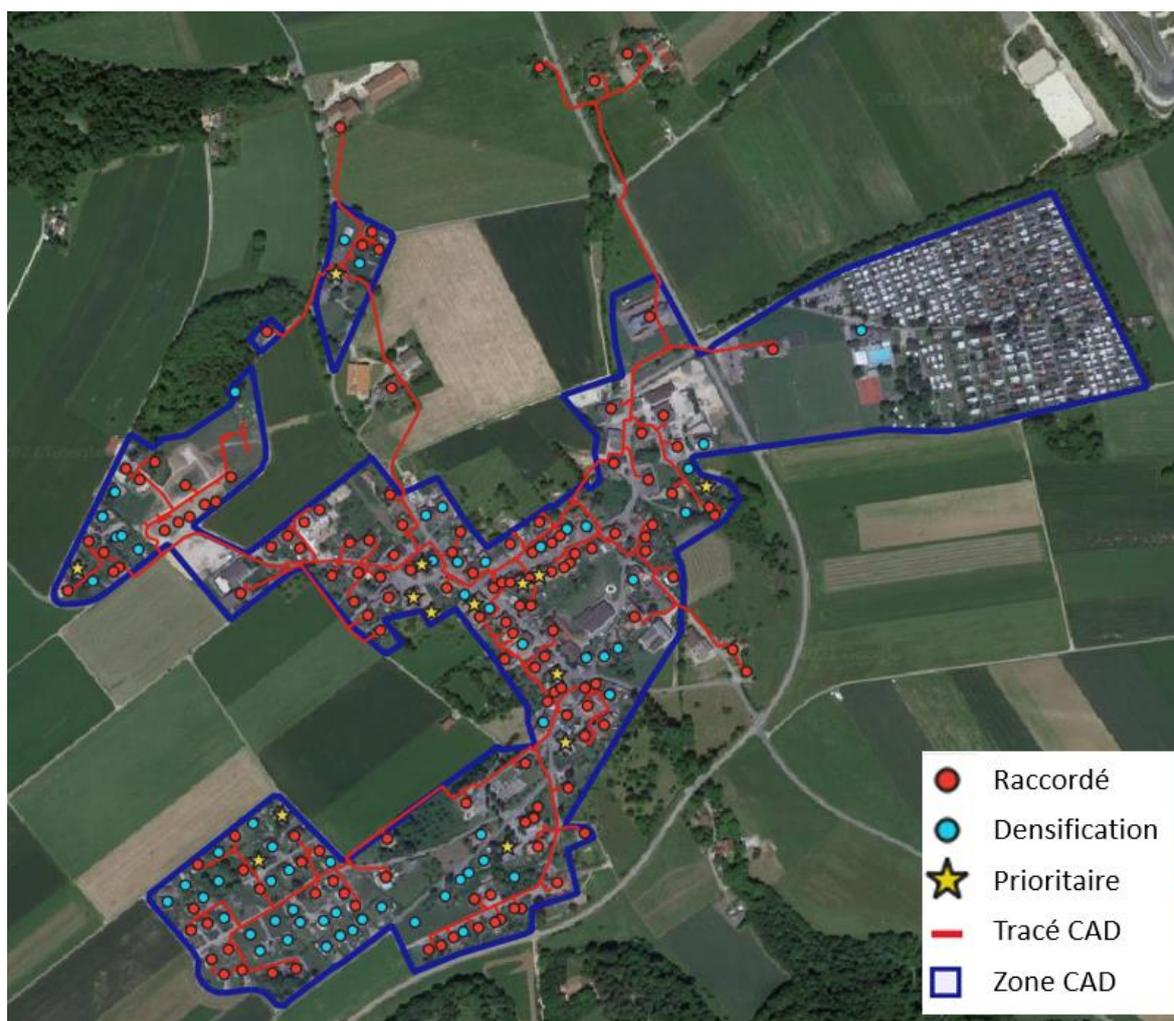


Figure 11. Tracé du CAD et représentation des preneurs existants et potentiels

## 4.1.1 ANALYSE ÉCONOMIQUE

Le raccordement des nouveaux preneurs prioritaires identifiés dans le Tableau 8 permettrait d'abaisser le coût de la chaleur du réseau, et donc la facture au client. En effet, une analyse économique succincte permet de montrer que le raccordement de ces preneurs permettrait d'abaisser le prix de vente de la chaleur<sup>9</sup> à environ 14,8 cts/kWh (avec prise en compte de l'ajout d'un stockage thermique), pour un investissement<sup>10</sup> de 545'966 CHF. Les détails de l'analyse économique et les hypothèses de calcul sont donnés dans le Tableau 9.

Tableau 9. Analyse économique de l'ajout des preneurs prioritaires

Prix du bois, sortie chaudière (2020)	3,6 cts/kWh
Prix du mazout, sortie chaudière (2020)	8,4 cts/kWh
Vente de chaleur suppl.	1'464'109 kWh/an
Coût combustible suppl.	53'213 CHF/an
Investissement <sup>11</sup>	545'966 CHF
Investissement annualisé <sup>12</sup>	19'655 CHF
Coût total supplémentaire	72'868 CHF/an
Charges actuelles	763'735 CHF/an
Economies grâce au stockage	15'579 CHF/an
Charges avec stockage et raccordements	821'024 CHF/an
Autres revenus	14'885 CHF/an
Reste à payer via vente chaleur	806'139 CHF/an
Vente de chaleur après raccord.	5'547'416 kWh/an
Nouveau prix de vente de la chaleur	14,8 cts/kWh
Baisse de prix supplémentaire (en plus de l'ajout du stockage thermique)	2,5 cts/kWh

<sup>9</sup> Le prix de vente de la chaleur est obtenu en gardant le bilan comptable du CAD à l'équilibre.

<sup>10</sup> Ce montant ne tient pas compte de l'investissement du stockage thermique (cf. Tableau 6).

<sup>11</sup> Inclus l'investissement pour les sous-stations et pour le raccordement au CAD (conduites + génie civil).

<sup>12</sup> Pour annualiser l'investissement, on tient compte des hypothèses suivantes : temps d'amortissement des investissements de 33 ans ; taux d'intérêt de 1%.

## 5. Conclusion et perspectives

Pilier de la stratégie énergétique de la commune, le chauffage à distance de Lignières peine pourtant à être compétitif et souffre actuellement d'une mauvaise image auprès de la population en raison du prix élevé de la chaleur. L'objectif de cette étude était de proposer une stratégie pour améliorer la situation actuelle, sous la forme d'un plan directeur du chauffage à distance.

Tout d'abord, les réserves de puissance du réseau ont été analysées. L'analyse a montré que le CAD est actuellement largement surdimensionné par rapport aux puissances thermiques des bâtiments raccordés. Il y a donc un potentiel important de développement du réseau à partir des conduites du réseau existant.

Un potentiel de densification important a été identifié et l'étude a montré que le réseau actuel peut supporter le raccordement de tous les bâtiments situés dans la zone d'obligation de raccordement au CAD. Ceci tient compte du potentiel de densification maximum, sans tenir compte des assainissements de bâtiments qui réduiraient la consommation, ni des futurs projets immobiliers qui l'augmenteraient.

Les pompes actuelles sont également surdimensionnées et devraient permettre de soutenir un développement important du réseau. Elles pourraient toutefois être insuffisantes pour atteindre le potentiel de densification maximal, auquel cas il faudrait les changer. Le coût de changement des pompes n'est toutefois pas un problème, et cela pourrait subvenir lors du prochain remplacement prévu.

Après l'étude du réseau, la chaufferie a été analysée. La capacité des chaudières existantes est largement suffisante pour subvenir aux besoins du CAD, même dans le scénario de densification maximale.

Pour optimiser le fonctionnement de la chaufferie, nous recommandons l'ajout d'un stockage thermique de 20 m<sup>3</sup>. Celui-ci permettrait de produire la totalité de la chaleur actuelle à partir des chaudières bois, impliquant une diminution des coûts de combustible. Une analyse économique succincte a montré que l'investissement serait compensé par les économies de combustibles en moins de 2 ans.

Enfin, le raccordement de 13 nouveaux preneurs prioritaires permettrait d'améliorer la situation économique du CAD. Cumulé à l'ajout du stockage thermique, le prix de vente de la chaleur pourrait être abaissé d'environ 2,5 cts/kWh et passer en dessous de la barre des 16 cts/kWh.

Les prochaines étapes que nous recommandons afin d'atteindre cet objectif seraient les suivantes :

- Lancer le projet pour l'ajout du stockage thermique.
- Contacter les preneurs prioritaires identifiés pour les convaincre de se raccorder au CAD.
- Redéfinir le modèle de tarification (notamment avec une taxe annuelle à la puissance) pour rendre le CAD plus attractif.

Jean-Loup Robineau  
Ingénieur projet

Joël Maridor  
Responsable groupe collectivités

PLANAIR SA; JRU/JMR/mca; Yverdon-les-Bains, 8 février 2022