



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des  
transports, de l'énergie et de la communication DETEC  
**Office fédéral de l'énergie OFEN**  
Section Recherche énergétique et Cleantech

Rapport final du 2 mai 2024

---

# Réseaux anergie avec sources d'énergies décentralisées

## Cas d'étude à Grandvaux

---



Source: Ström SA



**Date:** 2 mai 2024

**Lieu:** Bussigny

**Prestataire de subventions :**

Office fédéral de l'énergie OFEN  
Section Recherche énergétique et cleantech  
CH-3003 Berne  
[www.ofen.admin.ch](http://www.ofen.admin.ch)

**Bénéficiaires de la subvention :**

Ström SA  
Ch. de Bussenius 3  
1030 Bussigny

Commune de Bourg-en-Lavaux  
Rte de Lausanne 1  
1096 Cully

Université de Genève  
Rue du Général-Dufour 24  
1211 Genève 4

CVTec Sarl  
Chemin de Cuquerens 38  
1630 Bulle

Enerdrape  
EPFL Innovation Park  
1015 Lausanne

CSEM SA  
Jaquet-Droz 1  
2002 Neuchâtel

B+C Ingénieurs SA  
Avenue du Casino 45  
1820 Montreux

**Auteur(s):**

Cédric Fontaine et Thomas Söderström, Ström SA  
Cyril Muriset, CVTEC  
Johnathan Chambers, UNIGE  
Max Boegli, CSEM  
Margaux Peletier, Enerdrape  
Frédéric Guex, B+C Ingénieurs SA  
Baptiste Jaquet et Jean-Yves Cavin, Commune de Bourg en Lavaux

**Suivi du projet à l'OFEN :**

Men Wirz, Men.Wirz@bfe.admin.ch  
Nadège Vetterli, nadege.vetterli@anex.ch

**Numéro du contrat de l'OFEN :** SI/502620-01

**Les auteurs sont seuls responsables du contenu et des conclusions du présent rapport.**



## Zusammenfassung

Eine der Lösungen zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors ist die Fernwärme (FW). Ein traditionelles FW-System benötigt ein Heizwerk, nimmt erheblichen Platz in der Straße aufgrund seiner isolierten Rohre ein und erzeugt beträchtliche Energieeffizienzverluste durch seine hohe Anfangstemperatur und thermische Verluste im Boden. Die Schweiz hat 1.191 Gemeinden mit weniger als 2.000 Einwohnern. In diesen Gemeinden gibt es oft mehrere kleine Dörfer, wo der Platz für die Installation großer Wärmeerzeugungseinheiten und vorisolierten Rohren fehlt. Im Gegensatz dazu spart eine Anergiennetz Platz und Energie durch die Nutzung eines Niedrigtemperatur-Energienetwerks mit nicht isolierten Rohren, an das die Gebäude eine Wärmepumpe (WP) anschließen. Dieses Projekt zielt darauf ab, das Problem der Wärmequelle durch die Dezentralisierung von geothermischen Energiequellen entlang ihres Weges, speziell in den Straßen, die Gebäude verbinden, zu mildern. Dieser Bericht untersucht daher die technische und wirtschaftliche Machbarkeit eines 5. Generation Ein-Rohr-FW-Systems mit dezentralisierten Hauptenergiequellen. Diese Dezentralisierung ist zweifach, betrifft sowohl die Energieproduktion durch WPs als auch die Energiequelle des Netzes, nämlich geothermische Sonden. Dies ist hauptsächlich durch den Abstand zwischen den Sonden entlang der Straßen möglich, der die Interaktion zwischen den Sonden begrenzt und die Nutzung zusätzlicher regenerativer Quellen aufgrund der niedrigen Netztemperatur ermöglicht. Diese dezentralisierten Energierückgewinnungssysteme werden installiert, um das Anergie-Netzwerk während der warmen Jahreszeit zu regenerieren, was eine Energiespeicherung in den Sonden ermöglicht. Das Dorf Grandvaux dient als Fallstudie mit 67 Gebäuden, die einen Wärmebedarf von 2.300 MWh/Jahr haben. Diese Studie zeigte, dass es möglich war, die Dorfstraßen als Bohrfläche zu nutzen und es optimal ist, die Gebäude in Gruppen von 6-10 zu gruppieren und sie an die Ein-Rohr-Anergie-Schleife anzuschließen, bestehend aus einer einfachen Schleife mit in Serie geschalteten Agenten. Gruppen von 8 geothermischen Sonden sind zwischen den Gebäudegruppen eingeschaltet, was in einem günstigen Verhältnis von etwa 1 Sonde pro Gebäude mit durchschnittlichem Bedarf von 35.000 kWh resultiert. Die in der Studie entwickelten numerischen Simulationen ermöglichen die energetische und hydraulische Modellierung des Netzes und bestätigten seine Lebensfähigkeit über 50 Jahre. Ein Vergleich wurde mit einer Lösung gemacht, bei der jedes Haus seine eigenen Sonden hat, was zeigt, dass 33% mehr Sondenlänge notwendig ist, um die gleichen Bedürfnisse zu erfüllen. In einem zweiten Vergleich mit einem traditionellen zentralisierten FW-System wurde geschätzt, dass die Lösung dieser Studie 25% weniger Sonden, 65% weniger Pumpenergie und 30% weniger elektrische Energie für die gleichen Gebäudeheizbedürfnisse benötigt. Diese Reduzierung der Anzahl der Sonden ist wesentlich und ermöglicht die Implementierung der Anergie-Lösung mit dezentralisierten Quellen, wenn ein Straßenlängen-zu-Energiebedarfs-Verhältnis von mindestens 0,5 Metern Straße pro MWh Energiebedarf erreicht ist.

**Zusammenfassend lässt sich sagen, dass diese Art von CAD5R in der Regel auf Dörfer mit weniger als 2.000 Einwohnern und durchschnittlich weniger als 4-stöckigen Gebäuden angewendet wird. Es wird dort angewendet, wo die Energieintensität gering ist und daher finanziell wenig attraktiv für eine klassische zentralisierte CAD ist und wo individuelle Lösungen aus Platz- oder Lärmschutzgründen nicht im gesamten Dorf umgesetzt werden können. Die Anforderungen und Kosten des Projekts können nun mit der von Planeto entwickelten Software simuliert werden.**



## Résumé

L'une des solutions à la décarbonation du domaine du bâtiment est le chauffage à distance (CAD). Un CAD traditionnel nécessite une centrale de chauffe, a une emprise considérable dans la route par ses conduites isolées et engendre d'importantes pertes d'efficacité énergétique de par sa haute température de départ ainsi que par ses pertes thermiques dans le terrain. La Suisse compte 1191 Communes de moins de 2'000 habitants. Dans ces Communes, il existe souvent plusieurs petits villages où la place pour installer de grosses unités de production de chaleur et des conduites pré-isolées manque. Une boucle anergie permet au contraire de réaliser des économies de place et d'énergie en utilisant un réseau énergétique basse température avec des tuyaux non isolé sur lequel les bâtiments viennent alimenter une pompe à chaleur (PAC). Ce projet vise à mitiger la problématique de la source de chaleur en décentralisant les sources d'énergie géothermique le long de son parcours et plus précisément dans les routes reliant les bâtiments. Ce rapport étudie donc la faisabilité technique et économique d'un CAD de 5ème génération mono-conduite (CAD 5R) avec une décentralisation des sources principales d'énergie. Cette décentralisation est double, concernant à la fois la production d'énergie par des PAC et la source d'énergie du réseau, à savoir des sondes géothermiques. Ceci est principalement possible grâce à l'espacement entre les sondes le long des routes, limitant l'interaction entre les sondes ainsi que des sources régénération complémentaires valorisables grâce à la basse température du réseau. Ces équipements de récupération d'énergie décentralisés sont mis en place afin de régénérer le réseau anergie durant la période chaude de l'année permettant un stockage d'énergie dans les sondes. Le village de Grandvaux sert de cas d'étude avec 67 bâtiments ayant des besoins en chaleur de 2'300 MWh/an. Cette étude a montré qu'il était possible d'utiliser les routes du village comme surface de forage et qu'il était optimal de répartir les bâtiments en groupes de 6-10 bâtiments, et de les relier à la boucle anergie mono-tube, constituée d'une boucle simple avec des agents connectés en série. Des groupes de 8 sondes géothermiques sont intercalés entre les groupes de bâtiments, résultant en un ratio avantageux d'environ 1 sonde par bâtiment de besoins moyens de 35'000 kWh. Les simulations numériques développées dans l'étude ont permis de modéliser énergétiquement et hydrauliquement le réseau et de confirmer sa viabilité sur 50 ans. Une comparaison a été réalisée avec une solution où chaque habitation possède ses propres sondes montrant que 33% de longueur de sonde supplémentaires sont nécessaires afin de subvenir aux mêmes besoins. Dans une seconde comparaison avec un CAD traditionnel centralisé, il a été estimé que la solution de cette étude permet d'employer 25% moins de sondes et 65% moins d'énergie de pompages et 30% de moins d'énergie électrique pour les mêmes besoins de chauffage des bâtiments. Cette réduction du nombre de sondes est essentiel et permet de l'implémentation la solution anergie avec sources décentralisée lorsque qu'un ratio longueur de route sur besoin en énergie est de au moins 0.5 mètres de route par rapport aux besoins en énergie en MWh.

**En conclusion, ce type de CAD5R s'applique généralement aux villages de moins de 2 000 habitants avec en moyenne des bâtiments de moins de 4 étages. Il s'applique là où la densité énergétique est faible donc peu intéressante financièrement pour une CAD classique centralisé et où les solutions individuelles ne peuvent pas être mises en place sur l'ensemble du village pour des raisons de bruit et/ou de place. Les besoins et les coûts de l'ouvrage peuvent maintenant être simulés avec le logiciel développé par Planeto une fois la règle des 0.5 m/MWh remplie.**



## Summary

One solution to decarbonizing the building sector is district heating (DH). A traditional DH system requires a heating plant, occupies significant space in the road due to its insulated pipes, and generates considerable energy efficiency losses due to its high starting temperature and thermal losses in the ground. Switzerland has 1,191 municipalities with fewer than 2,000 inhabitants. In these municipalities, there are often several small villages where space for installing large heat production units and pre-insulated pipes is lacking. In contrast, an anergy loop saves space and energy by using a low-temperature energy network with uninsulated pipes, onto which buildings connect to supply a heat pump (HP). This project aims to mitigate the heat source problem by decentralizing geothermal energy sources along its path, specifically in the roads connecting buildings. This report thus studies the technical and economic feasibility of a 5th generation single-pipe DH system with decentralized main energy sources. This decentralization is twofold, concerning both the energy production by HPs and the network's energy source, namely geothermal probes. This is mainly possible due to the spacing between borehole along the roads, limiting the interaction between borehole and allowing the valorization of additional regenerative sources due to the network's low temperature. These decentralized energy recovery systems are installed to regenerate the anergy network during the warm period of the year, allowing energy storage in the boreholes. The village of Grandvaux serves as a case study with 67 buildings needing 2,300 MWh/year of heat. This study showed that it was possible to use the village roads as drilling surface and optimal to group buildings into clusters of 6-10, connecting them to the single-tube anergy loop, consisting of a simple loop with series-connected agents. Groups of 8 geothermal bore-hole are interspersed between the building clusters, resulting in a favorable ratio of about 1 borehole per building with average needs of 35,000 kWh. The numerical simulations developed in the study allowed for the energetic and hydraulic modeling of the network and confirmed its viability over 50 years. A comparison was made with a solution where each house has its own borehole, showing that 33% more probe length is necessary to meet the same needs. In a second comparison with a traditional centralized DH system, it was estimated that this study's solution requires 25% fewer borehole, 65% less pumping energy and 30% less electrical energy for the same building heating needs. This reduction in the number of borehole is essential and allows for the implementation of the anergy solution with decentralized sources when a road length to energy needs ratio of at least 0.5 meters of road per MWh of energy needs is met.

**In conclusion, this type of CAD5R generally applies to villages with fewer than 2,000 inhabitants, with an average of buildings of less than 4 stories. It is applicable where the energy density is low and therefore financially unattractive for a conventional centralized CAD, and where individual solutions cannot be implemented throughout the village due to noise or space constraints. The energy demands and costs of the project can now be simulated with the software developed by Planeto.**

## Take-home messages

- Les routes sont des surfaces utilisables pour les forages géothermiques et permettent d'espacer les sondes afin de diminuer l'interaction entre les sondes. Le concept de boucle à une seule conduite réduit son coût de construction, les pertes de charges du réseau et les couts d'exploitation, le nombre de sondes et permet un récupération d'énergie.
- La modélisation de ce réseau à sources décentralisées est disponible commercialement par Planeto
- La décentralisation dans un CAD des sources d'énergie, géothermique dans notre cas, permet une économie de pompage significative.



## Table des matières

<b>1 INTRODUCTION .....</b>	<b>10</b>
1.1 Contexte et arrière-plan .....	10
1.1.1 Contexte suisse .....	10
1.1.2 Problématique .....	12
1.1.3 Types de réseaux de chaleur .....	13
1.1.4 CAD5 : Boucle anergie .....	14
1.1.5 Boucles anergie : état de l'art .....	17
1.2 Justification du projet .....	20
1.2.1 Cas d'étude .....	20
1.2.2 Partenaires et rôles .....	24
1.3 Objectifs du projet .....	26
<b>2 PROCÉDURE ET MÉTHODE .....</b>	<b>26</b>
2.1 Caractérisation des besoins en chaleur .....	27
2.1.1 Besoins actuels .....	27
2.1.2 Modèle de prédiction des besoins .....	27
2.1.3 Evaluation des besoins futurs .....	29
2.1.4 Puissance d'une PAC .....	31
2.2 Concept énergétique et hydraulique .....	32
2.2.1 Concept .....	32
2.2.2 Modèles hydrauliques .....	35
2.2.3 Coûts de pompage .....	36
2.2.4 Méthode de simulation .....	37
2.2.5 Choix du fluide caloporteur .....	38
2.3 Plateforme de modélisation TESSA .....	40
2.4 Description détaillée de la boucle anergie .....	42
2.4.1 Prosommateurs .....	43
2.4.2 Centrale n° 1 : centre de pompage du CAD .....	43
2.4.3 Centrale n° 2 : solutions de récupération de chaleur .....	44
2.4.4 Chambre de sondes .....	45
2.4.5 Schéma de principe global .....	45
<b>3 RÉSULTATS ET DISCUSSION .....</b>	<b>47</b>
3.1 Dimensionnement de la régénération .....	47
3.1.1 Récupération de chaleur des eaux usées .....	47
3.1.2 Panneaux Enerdrap .....	50
3.1.3 Panneaux solaires .....	53
3.2 Dimensionnement du réseau de SG avec TESSA .....	56
3.2.1 Données et hypothèses d'entrée .....	56
3.2.2 Dimensionnement avec TESSA .....	57
3.2.3 Comparaison avec un champ de sondes .....	63
3.3 Simulation thermo-hydraulique .....	64
3.3.1 Modélisation thermique avec Modelica .....	64
3.3.2 Valeurs numériques utilisées pour la simulation .....	68
3.3.3 Influence du débit nominal sur les températures et les COPs pour une configuration entrelacée entre groupes de bâtiments et champs de sondes .....	69
3.3.4 Influence du débit sur les températures et les COPs pour une configuration de la totalité des sondes entre le 1 <sup>er</sup> et le 2 <sup>ème</sup> groupe de bâtiments .....	72



3.3.5	Influence du fluide caloporteur sur les températures et les COPs dans une configuration à 8x8 sondes .....	73
3.3.6	Influence du fluide caloporteur sur les températures et les COPs dans une configuration à 1x64 sondes..	74
3.3.7	Evolution de la température sur 50 ans .....	75
3.3.1	Stratégie de contrôle à l'intérieur d'un groupe de bâtiments .....	78
3.3.2	Résultats et conclusion.....	79
3.4	Dimensionnement hydraulique.....	80
3.5	Soumissions et analyse des prix .....	84
3.5.1	PACs.....	85
3.5.2	Free-cooling .....	86
3.5.3	Fouilles génie civil.....	86
3.5.4	Sondes géothermiques.....	87
3.5.5	Réseau de conduites .....	88
3.5.6	Modifications électriques.....	88
3.5.7	Solutions de récupération de chaleur (centrale n°2) .....	88
3.5.8	Mesure, contrôle et régulation (MCR) .....	89
3.5.9	Budget total .....	90
3.5.10	Exploitation du réseau .....	91
3.6	Plan financier et cout du kWh .....	92
3.6.1	Répartition des couts .....	94
3.7	Comparaison technico-économique entre solution individuelle, CAD4 et CAD5R .....	95
3.7.1	Solution individuelle .....	95
3.7.2	Empreinte.....	96
3.7.3	Longueur du réseau.....	97
3.7.4	Volume et coût du liquide.....	98
3.7.5	Pompage .....	99
3.7.6	Bilan énergétique .....	100
3.7.7	Comparaison du prix de revient de l'énergie .....	101
3.7.8	Nécessité de la création d'un réseau .....	101
3.8	Raccordements électriques et regroupements de consommations .....	102
3.9	Résultats, comparatifs et analyses .....	103
3.9.1	Alternative au comptage de l'électricité .....	104
4	RÉPLICATION .....	105
4.1	Modélisation.....	105
4.2	Critères de dimensionnement.....	108
4.2.1	Critère topologique .....	108
4.2.2	Critère de dimensionnement des conduites.....	109
4.2.3	Critère de dimensionnement des groupes de bâtiments.....	109
4.2.4	Critère de choix de la récupération de chaleur .....	109
4.2.5	Coûts attendus pour de futurs projets .....	110
4.2.6	Modèles de financement alternatifs .....	111
5	CONCLUSION ET RÉSUMÉ.....	112
6	APERÇU ET MISE EN ŒUVRE PROCHAINE .....	114
6.1	Mise en œuvre .....	114
6.2	Suite de la recherche .....	114
7	BIBLIOGRAPHIE.....	116
8	ANNEXES .....	119
8.1	Vérification des simulations de sondes géothermiques .....	119
8.2	Récupération de chaleur des eaux usées .....	120
8.3	Budgets récupération eaux usées .....	134
8.4	Simulation Modelica .....	135
8.4.1	Présentation du modèle.....	135



8.4.2	Expérience avec groupes de sondes distribués .....	138
8.4.3	Expérience avec groupes de sondes centralisés.....	140
8.4.4	Expérience sur le type de fluide caloporteur dans une configuration centralisée .....	142
8.4.5	Expérience sur le type de fluide caloporteur dans une configuration décentralisée .....	144
8.4.6	Comparaison avec un COP constant.....	147
8.5	Dimensionnement du CAD4 .....	149
8.5.1	Dimensionnement solution individuelle.....	156
8.5.2	Plans financiers du CAD4 et CAD5R individuelle.....	157
8.5.3	Plan financier des différentes variantes solaires .....	163
8.6	Plan financier CAD5R .....	164
8.7	Infrastructures et budget de la centrale 2 .....	166
8.8	Réseau standard.....	166
8.9	Grandvaux.....	167
8.9.1	Solaire.....	167
8.10	Réseaux électriques et regroupements de consommations .....	170
8.10.1	Réseau standard.....	170
8.10.2	Regroupement pour la consommation propre (RCP) .....	170
8.10.3	Communauté électrique locale (CEL) .....	171
8.10.4	Renforcement des infrastructures électriques des bâtiments et des centrales .....	172
8.11	Simulations, hypothèses et plans financiers.....	172
8.11.1	Consommations électriques et puissances .....	173
8.11.2	Production solaire .....	175
8.11.3	Comptage de l'électricité et tarifs.....	176
8.11.4	Hypothèses pour les simulations .....	176
8.12	Étude de consommation propre selon les différents raccordements électriques .....	176
8.12.1	Cas d'étude réseau standard.....	176
8.12.2	Cas d'étude microgrid.....	177
8.12.3	Cas d'étude CEL.....	177
8.12.4	Travaux de renforcement du réseau électrique.....	178
8.12.5	Infrastructures et raccordement des bâtiments au réseau.....	178
8.12.6	Comptage de l'électricité, facturation et tarifs d'une CA .....	179
8.13	RCP .....	181
8.13.1	Fonctionnement, infrastructures et budgets .....	181
8.13.2	Comptage de l'électricité.....	182
8.14	CEL.....	183
8.14.1	Comptage de l'électricité.....	183
8.15	Renforcement des infrastructures électriques des bâtiments .....	183
8.16	Renforcement du réseau électrique pour les centrales 1 et 2 .....	187
8.17	Simulations, hypothèses et plans financier .....	190
8.17.1	Puissances soutirées par les différents appareils du CAD .....	190
8.17.2	Comptage et tarifs de l'électricité.....	192
8.17.3	Calcul de la durée d'utilisation de la puissance DUP .....	194



## Liste des abréviations

Terme	Définition
<b>BT</b>	Basse tension
<b>CA</b>	Communauté d'autoconsommation
<b>CAD</b>	Chauffage à distance
<b>CAD4</b>	Chauffage à distance centralisé
<b>CAD5</b>	Boucle anergie bi-conduites
<b>CAD5R</b>	Boucle anergie mono-conduite
<b>CEL</b>	Communauté électrique locale
<b>Consommation propre</b>	La consommation propre désigne le fait que le courant solaire produit sur son propre toit ou sa propre façade est consommé sur place, sans détour via le réseau électrique. Vous consommez de l'électricité bon marché tout en restant branché au réseau.
<b>DUP</b>	Durée de l'utilisation de la puissance
<b>GRD</b>	Gestionnaire du réseau de distribution
<b>MT</b>	Moyenne tension
<b>PAC</b>	Pompe à chaleur
<b>Prosommateur</b>	Contraction de producteur et consommateur, signifiant "agent bi-directionnel"
<b>RCP</b>	Regroupement dans le cadre de la consommation propre
<b>Regroupement de consommation</b>	Rassemblement de différents prosommateurs créé dans le but à maximiser la consommation d'électricité d'origine renouvelable produite au sein même de ce regroupement.
<b>SG</b>	Sonde géothermique
<b>Taux d'autoconsommation</b>	(Définition très semblable à la consommation propre) : Pourcentage de l'électricité solaire produite, directement consommée sur le lieu de production.
<b>TMF</b>	Température moyenne du fluide



# 1 INTRODUCTION

## 1.1 Contexte et arrière-plan

### 1.1.1 Contexte suisse

Selon l'Office fédéral de l'environnement [1], les émissions de gaz à effet de serre générées dans le secteur du bâtiment représentent 25,8 %, principalement par la consommation d'énergies fossiles pour le chauffage des bâtiments et la préparation d'eau chaude. Dans le monde [2], cette valeur augmente à 27 % (incluant l'utilisation d'équipements domestiques, tels que la cuisine, la lumière et autres équipements). La Figure 1-1 montre de plus que l'utilisation énergétique dans le secteur du bâtiment (sans la construction) est responsable de 28 % de la consommation globale d'énergie dans le monde.

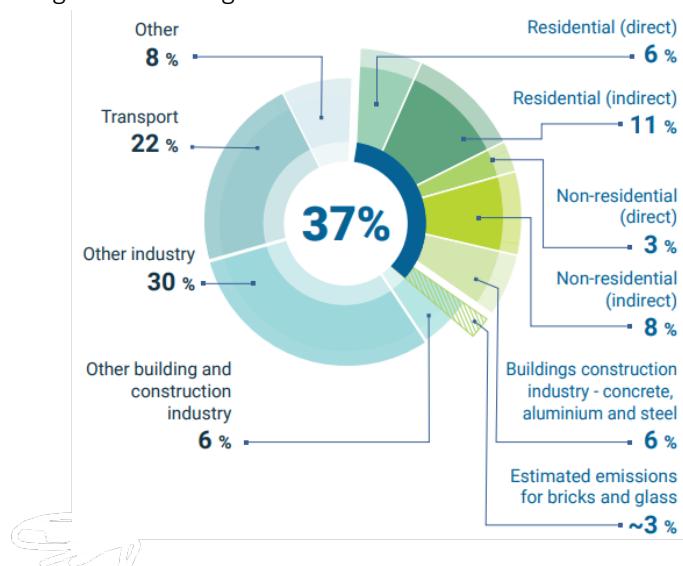


Figure 1-1 : Proportion des consommations énergétiques dans les différents secteurs d'activité humaine [2]

La diminution de la consommation énergétique du secteur du bâti aura dès lors un impact global significatif sur la production de gaz à effet de serre. La Figure 1-2 présente plus clairement l'évolution des émissions de CO<sub>2</sub> par secteur, mettant en exergue l'impact considérable de secteur du bâtiment sur le réchauffement global. Cela permet en outre de mieux se rendre compte des fluctuations d'émissions pour le bâtiment dues aux variations des conditions météorologiques d'année en année. Cela reflète particulièrement bien la dépendance au chauffage au combustible fossile, qui reste malgré tout considérable en Suisse

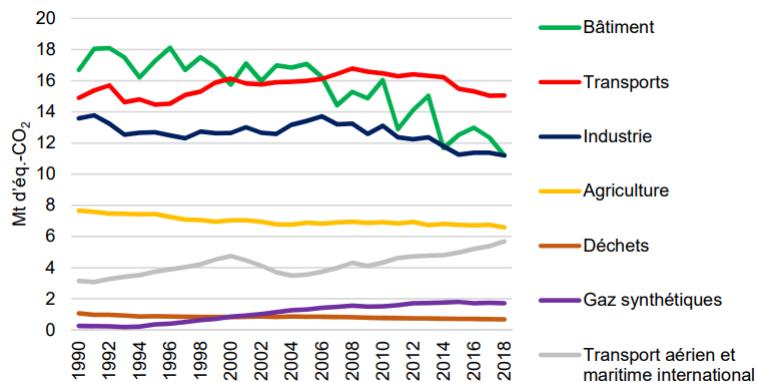


Figure 1-2 : émission de CO<sub>2</sub> en Suisse, par secteur [3]

La stratégie adoptée par la Confédération Suisse en 2021 [3] pour limiter le réchauffement global à 1,5 °C prévoit une diminution des émissions causées par le bâti, accélérée par rapport à la politique actuelle, comme le montre la Figure 1-3. Afin de permettre une telle décroissance d'émissions, l'utilisation d'énergie provenant de combustible fossile doit être progressivement diminuée, puis complètement enlevée du mix énergétique pour le chauffage du bâtiment.

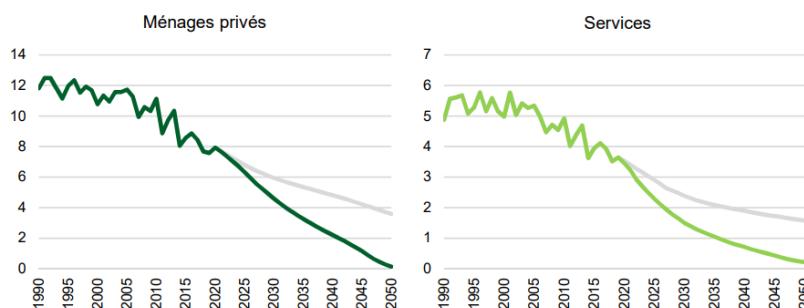


Figure 1-3 : objectifs de réduction des émissions de CO<sub>2</sub> dans le domaine du bâtiment pour la "politique énergétique actuelle" (PEA) et la stratégie zéro émission à l'horizon 2050 [3]

Les principaux leviers d'action pour infléchir cette courbe peuvent être résumés ci-dessous :

- Décarboner l'approvisionnement en énergie pour la production de chaleur.
- Rendre les assainissements et les nouvelles constructions plus efficaces.
- Implémentation de conditions-cadres et exigences poussant les investissements dans le sens de la stratégie ZERO.

Afin d'actionner ces leviers, l'OFEN a établi un plan d'action [4] basé sur 5 axes principaux.

1. **Réduction** de la consommation finale du parc immobilier.
2. **Optimisation** de l'exploitation énergétique de chaque bâtiment.
3. **Substitution** des énergies fossiles par des énergies renouvelables, sauf pour les CAD afin de couvrir les pics de consommations.



4. Production d'**énergies renouvelables** pour un maximum de bâtiment de façon autonome, de même que pour la production électrique.
5. **Durabilité** dans le développement futur du parc immobilier.

En particulier, le 4<sup>ème</sup> point incorpore la création de réseaux énergétiques qui ne produisent pas seulement de l'énergie, mais qui permettent également de l'échanger afin de valoriser les surplus énergétiques de chacun ainsi que les pertes associées aux processus de production. Ce concept vient notamment de la synergie qui peut être créée entre les différents bâtiments raccordés à un réseau de chaleur, dont les consommations ne seront en général pas synchronisées, réduisant de facto la demande d'énergie ponctuelle et facilitant les échanges.

### 1.1.2 Problématique

Dans le contexte énergétique précité, un chauffage à distance (CAD) constitue un outil majeur permettant un assainissement à grande échelle des zones urbanisées, dépendamment de la densité énergétique. Dans le Canton de Vaud, la réalisation de CADs principalement renouvelables est encouragée auprès des Communes<sup>1</sup> et le raccordement aux habitations est fortement incité<sup>2</sup> dans les zones de dessertes desdits CADs. Un inventaire cantonal permet de d'avoir une estimation du potentiel sectoriel pour l'alimentation de quartiers par un CAD. La Figure 1-4 présente le potentiel pour la réalisation d'un CAD pour le village de Grandvaux, qui est le cas d'étude pour ce projet et sera présenté plus loin dans le rapport. Il convient de préciser que la réalisation d'un CAD n'est considérée comme économiquement rentable et appropriée qu'à partir de seuils de l'ordre de 70 [kWh/an/m<sup>2</sup>], ou encore 700 [MWh/an/ha], ce qui correspond à la zone violet foncé sur la Figure 1-4 (2100 [MWh/an/ha]).



Figure 1-4: aperçu de l'inventaire du potentiel pour une alimentation par CAD sur le village de Grandvaux

Il existe en Suisse plusieurs inventaires (l'ISOS au niveau fédéral ainsi que d'autres inventaires cantonaux) qui recensent les sites à forte valeur patrimoniale, qui sont soumis à des régulations plus restrictives (demandes

<sup>1</sup> Voir Art. 24 al. 1 de la LVLEne : « L'Etat et les communes encouragent les installations de chauffage à distance, notamment lors de l'élaboration de leurs plans en matière d'aménagement du territoire. »

<sup>2</sup> Voir Art. 25 al. 1 de la LVLEne : « Les propriétaires dont les bâtiments sont situés dans les limites d'un réseau de chauffage à distance alimenté principalement par des énergies renouvelables ou de récupération sont incités par les autorités publiques à s'y raccorder, pour autant que la démarche soit appropriée. Le Conseil d'Etat peut prévoir des aides financières à cet effet. »



d'autorisation voire interdiction de modifier) concernant les rénovations. Cela implique que ces communes sont contraintes à planifier leurs assainissements énergétiques de manière plus lente et plus onéreuse. Dans ces cas, l'utilisation d'un CAD est d'autant plus utile que les besoins en chaleur (liés aux rénovations) vont diminuer plus lentement, l'installation de PACs air/eau dépend fortement de la place disponible et du degré de sensibilité au bruit et le ravitaillement en bois (plaquettes ou pellets) nécessite le passage de gros camions dans des ruelles exiguës.

Or, comme il sera discuté en Section 1.2 un CAD traditionnel (i.e. avec une production de chaleur centralisée, de hautes températures et eux conduites pré-isolées) est relativement peu adapté à cette catégorie de communes. Il convient donc de développer un concept de CAD qui soit plus approprié afin de proposer un outil d'assainissement de l'approvisionnement en chaleur (et en froid) qui soit réalisable à ces endroits. Avant de plonger dans le cœur du sujet, il convient de récapituler les différentes définitions de CAD, la technique de ces systèmes ainsi que les différentes variantes qui existent. Ensuite, un état de l'art sera présenté au chapitre 1.1.5 et permettra de mieux comprendre quelles sont les dernières innovations dans ce domaine et comment ces dernières pourraient être intéressantes pour répondre à la problématique telle que posée ci-dessus. Enfin, les points auxquels ces recherches ne peuvent apporter de solution seront souligné et une série de questions de recherche et de développement seront proposés dans le but d'y répondre dans ce rapport.

On observe selon l'OFS que la Suisse compte env. 2'100 Communes avec 169 Commune de plus de 10'000 habitants et 1'191 Commune de moins de 2'000 habitants. Ces petites Communes de moins de 2'000 habitant sont généralement de petits villages de moins de 500 habitants qui nécessite des solutions d'énergie renouvelables et qui n'on généralement pas la taille ni la densité énergétique pour des CAD standard.

### 1.1.3 Types de réseaux de chaleur

Le type de réseau de chaleur à l'étude pour ce projet est appelé «boucle anergie<sup>3</sup>», en référence à la valorisation de chaleur naturellement présente, typiquement dans l'eau ou dans l'air, ou provenant de procédés qui en rejettent tels des usines d'incinération, des STEP ou encore des rejets thermiques de climatisation. En effet, au lieu de transporter un medium à haute teneur énergétique, dont l'exergie va graduellement se transformer en anergie à cause de pertes thermiques, un réseau anergie va transporter un medium naturellement trouvé à une température basse, mais utilisable par des PACs, qui vont valoriser cette anergie. Cela permet en outre de centraliser le transport de cette ressource pour un nombre relativement élevé de consommateurs. De plus, la mutualisation de cette ressource pour un certain nombre de consommateurs permet de réduire la capacité totale du système.

---

<sup>3</sup> L'anergie peut être définie comme la part de l'énergie qui ne peut plus être utilisée pour fournir un travail. Dans le contexte de la production de chaleur au moyen d'une PAC, l'anergie représente la part de l'énergie qui serait autrement perdue, et qui peut être valorisée via une injection d'électricité.



Avant de conceptualiser une boucle anergie, on peut expliciter la notion de chauffage à distance (CAD). Un CAD, tel que sur la Figure 1-5, permet de produire de la chaleur ou du froid de façon centralisée et de distribuer cette énergie thermique aux consommateurs via un réseau, souvent souterrain, de conduites isolées thermiquement.

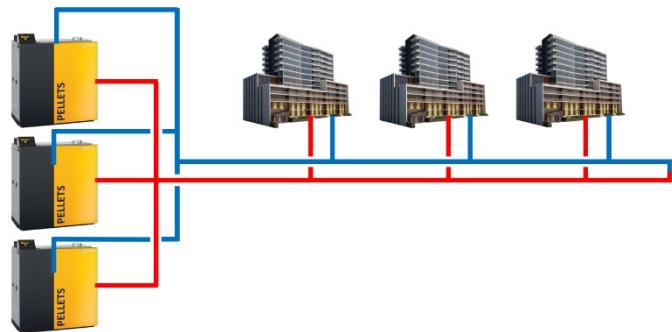


Figure 1-5 : illustration d'un chauffage à distance classique

Jusqu'à nos jours (2023), cinq générations de réseaux de chaleur se sont succédé :

- **1<sup>ère</sup> génération** : principalement utilisé pendant l'avant-guerre, ce type de CAD utilisait des centrales à charbon pour produire de la vapeur, transportée dans des conduites en béton.
- **2<sup>ème</sup> génération** : avec un début pendant l'entre-deux-guerres, cette génération permettait de remplir la double fonction de production de chaleur et de puissance au travers d'une seule centrale, rejetant ainsi de l'eau pressurisée à plus de 100 °C.
- **3<sup>ème</sup> génération** : encore utilisé à l'heure actuelle, ce type de CAD, dit « scandinave », permet l'utilisation de medium caloporteur à température plus faible (< 100 °C) par l'emploi de conduites pré-isolées. De façon notable, ces CADs n'utilisent pas de pétrole, mais essentiellement du charbon, de la biomasse, de la géothermie profonde et des rejets de procédés industriels à cause de la crise pétrolière.
- **4<sup>ème</sup> génération** : dernière génération de CADs, cette quatrième évolution distribue de l'eau à moyenne température (70 °C) en utilisant des technologies de production de chaleur plus respectueuses du climat, telles que des PACs combinées avec de l'énergie solaire ou éolienne. L'objectif consiste typiquement à favoriser les énergies renouvelables quand elles sont disponibles et de recourir au stockage thermique lorsqu'elles ne le sont plus. De même, les solutions de récupération de chaleur de procédés industriels modernes, tels que des data center, permettent une meilleure valorisation d'énergie autrement perdue, autrement dit d'anergie.
- **5<sup>ème</sup> génération** : cette cinquième génération fait en réalité référence aux *boucles anergies* telles que décrites ci-dessus. La température circulant dans le réseau n'est pas directement utilisable pour le chauffage, mais nécessite l'utilisation de PACs localisées chez les consommateurs. Cette topologie permet, en revanche, de fournir du refroidissement pendant l'été, ce qui est d'autant plus pertinent que cette demande sera amenée à augmenter dans les années à venir. En outre, cette technologie permet de regrouper des consommateurs ayant des profils de besoins différents (aussi appelés des « prosommateurs »), créant une synergie au sein du réseau. Par exemple, il est possible de produire de l'eau chaude dans un bâtiment en utilisant les rejets thermiques causés par le refroidissement d'un autre bâtiment, et ce, via le réseau anergie.

#### 1.1.4 CAD5 : Boucle anergie

Les réseaux de chaleur de 5<sup>ème</sup> génération, ou boucles anergies, ont émergé relativement récemment et leur nombre s'élève à seulement une quarantaine en Europe, dont une quinzaine en Suisse [5]. L'objectif consiste à acheminer un fluide à température ambiante (0-25 °C) à chaque prosommateur afin de lui servir de source pour sa PAC sol-eau. Ceci permet typiquement aux PACs d'opérer avec de meilleurs COP que des PACs air-eau en hiver, et offre des possibilités d'optimisation concernant leur utilisation dans le domaine temporel (peak



shaving). Les PACs valorisent ensuite cette source d'énergie en produisant de l'eau chaude pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire (ECS) ou de l'eau froide pour le refroidissement, transformant le consommateur en producteur d'énergie utilisable. Une caractéristique fondamentale des CAD5 concerne la bi-directionnalité du flux d'énergie circulant dans le réseau de conduites enterrées. En effet, les consommateurs d'énergie vont alternativement consommer ou produire de la chaleur, selon leur profil de consommation énergétique. Cette dualité entre consommation et production leur vaut généralement la dénomination de « prosommateur » dans la littérature. De cette façon, des échanges de chaleur entre les différents prosommateurs du réseau deviennent possibles, permettant de valoriser la complémentarité entre les différents acteurs du réseau.

Ainsi, au lieu de se servir d'une source de chaleur centralisée et unidirectionnelle, les réseaux anergie permettent de valoriser les rejets en consommation des différents prosommateurs du réseau, qui deviennent alors des sortes de centrales de chauffe décentralisées le long du réseau. Ces dernières peuvent être complétées par de la récupération de chaleur dite « de basse qualité », en référence à des sources usuellement non-exploitées dans le cadre de CAD4, car de température trop basse ( $< 40^{\circ}\text{C}$ ). Les sources de chaleur pour le réseau anergie varient donc selon les applications, mais proviennent généralement d'un réservoir d'eau, tel qu'un lac ou une source géothermique, souvent complémenté par des rejets de chaleurs de procédés industriels, alors considérés comme des producteurs simples d'énergie (rejet d'anergie).

Les principales différences entre des CADs de 4<sup>ème</sup> et 5<sup>ème</sup> génération peuvent être listées comme suit :

CARACTÉRISTIQUE	CAD <sub>4</sub>	CAD <sub>5</sub>
PRODUCTION DE CHALEUR	Centralisée puis distribuée chez les consommateurs (généralement aucune production possible dans les nœuds)	Décentralisée chez les prosommateurs et permet un échange bivalent de chaleur avec le réseau, et donc les autres prosommateurs.
CONDUITES	Isolées thermiquement et besoin de lyre de dilatation.	Pas d'isolation, ni lyre nécessaire.
PRODUCTION DE FROID	Nécessite la création d'un second réseau de distribution (1-2 conduites en plus).	Intrinsèque à la nature du réseau et peut se faire de manière simultanée et synergique entre les différents prosommateurs.
RÉCUPÉRATION DE CHALEUR	Intégrée dans la centrale de production de chaleur. Rend difficile l'intégration de sources de chaleur lointaines géographiquement.	Possible tout au long du parcours de la boucle. Les sources de chaleur à faible pouvoir calorifique peuvent être directement valorisées pour recharger les sondes géothermiques.
DÉPLOIEMENT	Nécessite un emplacement de grande taille pour la centrale de chaleur. Mieux adapté pour de grands réseaux de chaleur.	Particulièrement adapté à des bâtiments consommant l'énergie de manière complémentaire. Peut être étendu facilement.



La figure montre une configuration type pour un CAD5, avec cinq prosommateurs qui à la fois produisent et consomment du chaud, une centrale de chauffe qui permet d'atteindre un bilan énergétique nul (dans ce cas un surplus de chaud est nécessaire) et un stockage thermique sous la forme d'un champ de sondes géothermiques. Dans cette configuration, il n'est pas possible de déterminer, a priori, dans quel sens le flux volumique est dirigé, car cette valeur dépend du comportement des différents agents du réseau de chaleur. En outre, cette connexion des agents en parallèle implique leur couplage hydraulique.

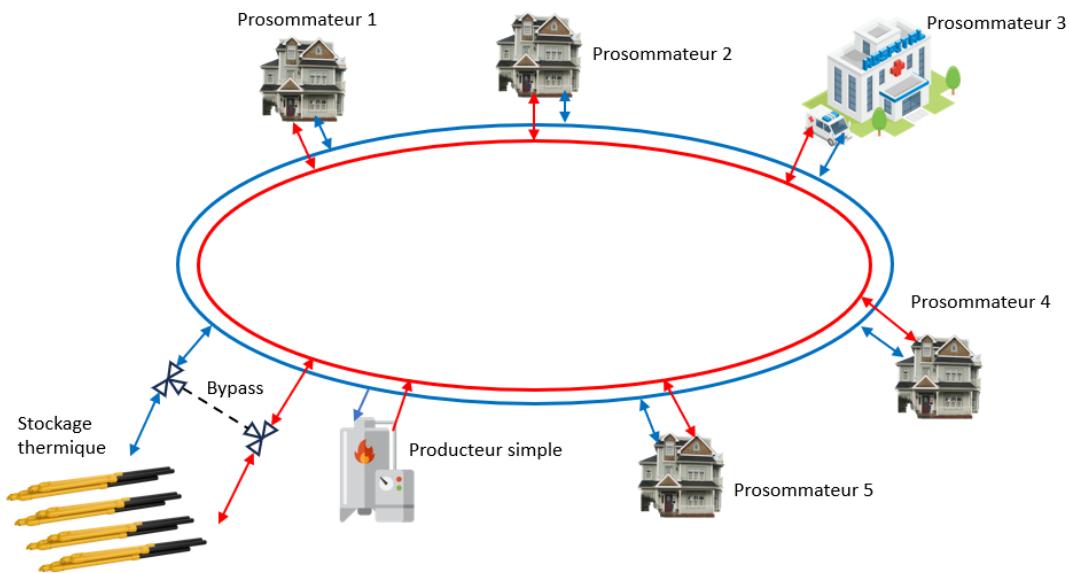


Figure 1-6 : CAD5

Malgré ses avantages évidents, le développement de CAD5 est lourdement péjoré par le manque de cas pratiques. Les premières analyses s'intéressant à la faisabilité financière de tels projets [6] montrent que le coût total de l'énergie fournie par un CAD5 reste légèrement supérieur à celui d'un CAD4, et ce, principalement à cause de l'important capital initialement investi dans les sous-stations du CAD5. Ces dernières comprennent des infrastructures bien plus complexes que pour un CAD4, car des PACs et tout leur équipement doivent être installés dans chaque bâtiment, là où un CAD4 ne nécessite en principe qu'une seule installation de ce type dans la centrale. De plus, la littérature suggère [7] que d'autres faiblesses inhérentes à l'architecture d'un CAD5 sont inévitables, telles que :

- Le grand diamètre des conduites à cause du faible écart de température entre aller et retour.
- Plus grands coûts de pompage à cause de l'utilisation d'une solution antigel comme fluide caloporteur et du débit plus important.
- Moindre inertie thermique due à la plus faible capacité thermique du fluide.
- Plus grand coût d'exploitation des PACs comparé à une centralisation de la production de chaleur.

Il existe cependant une variante à cette topologie de CAD, permettant l'utilisation d'une seule conduite tout en conservant les mêmes caractéristiques fonctionnelles, telles que la bidirectionnalité des transactions énergétiques. Présentée dans [8], cette nouvelle topologie (aussi nommée «réseau réservoir» ou CAD5R) se propose de résoudre une partie des problèmes pouvant survenir en employant l'architecture classique à deux conduites. Les principaux avantages sont listés ci-dessous :

- Nécessite moitié moins de conduites de distribution.
- L'extension d'un tel réseau peut être réalisée simplement.



- Plusieurs boucles anergies, à des températures différentes, peuvent être interconnectées.
- Bien qu'il existe un couplage thermique entre les agents, celui-ci est contrôlable et peut être fortement diminué par la décentralisation des sources de chaleur
- Chaque prosommateur est hydrauliquement isolé de ses voisins, ce qui évite les problèmes de régulation rencontrés dans les réseaux standards de CAD5.

Le dernier point constitue un avantage indéniable d'un point de vue du contrôle de réseaux anergies. En effet, un CAD5 classique permet essentiellement à chaque agent du système de faire circuler le fluide à travers sa sous-station dans le sens qu'il désire, dépendamment de ses besoins énergétiques. Or, ceci influe sur le débit résultant dans les deux conduites de distribution principales, dans lesquelles le débit va ainsi fluctuer au fil du temps. In fine, un équilibrage hydraulique dynamique du système dans son entier est nécessaire afin que

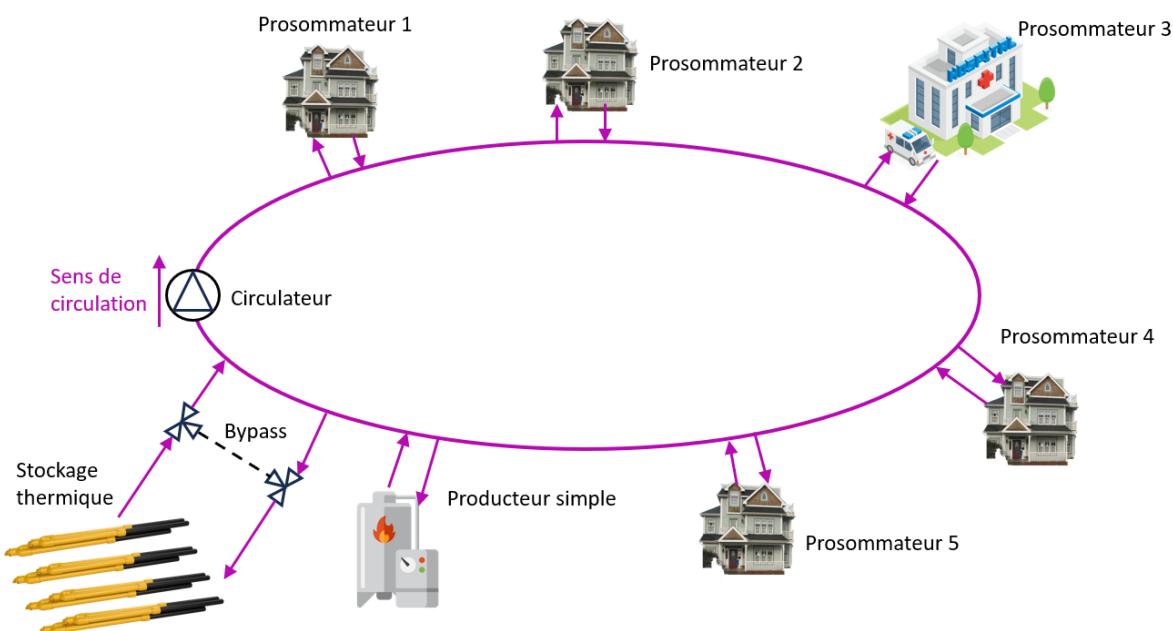


Figure 1-7: CAD5R

chaque prosommateur, peu importe sa taille (et donc son débit requis), puisse être fourni adéquatement en énergie. Les CAD5R ne souffrent pas de cette complication, puisque les conduites chaudes et froides sont confondues, et le sens de circulation unidirectionnel.

### 1.1.5 Boucles anergie : état de l'art

Des boucles anergie sont déjà en cours d'étude ou même en service dans différentes villes et complexes de bâtiments, permettant d'avoir un aperçu des problématiques rencontrées dans leur mises en œuvre et leur fonctionnement.

L'ETH à Zürich a réalisé un réseau anergie sur son campus Hönggerberg basé sur trois groupes de sondes géothermiques et une centrale de récupération de chaleur fatale, totalisant 400 SG de 200 [m] chacune. Ce système, constituant un véritable cas d'étude en fonction, permet au campus de couvrir ses besoins en chaud



à hauteur de 81% et en froid de 87%<sup>4</sup>, contribuant ainsi significativement à la diminution de ses émissions en carbone dont l'objectif est 80%. Le réseau anergie permet de fournir les groupes de bâtiments en chaud via une PAC et en froid pour les laboratoires via un échangeur basse température et en froid pour la ventilation via un échangeur à moins basse température. Le tout est complété par la centrale de récupération, qui alimente les bâtiments en chaud ou en froid de manière directe, sans passer par le réseau basse température pour des raisons d'efficience. Les groupes de bâtiments peuvent échanger ou stocker du chaud ou du froid dans le réseau anergie, permettant de faire du stockage saisonnier ainsi que de régénérer les champs de SG.

Toujours en cours de réalisation, ce projet montre néanmoins l'intérêt d'une telle infrastructure dans un but d'optimisation de l'efficacité énergétique des réseaux de chaleur. De plus, les auteurs de [9] étudient un modèle permettant de contrôler de manière efficient le réseau afin de réduire au minimum les émissions de CO<sub>2</sub> du campus. Parmi leurs découvertes, ils soulèvent que le débit volumique circulant dans le réseau doit varier en fonction de la demande en chaud et en froid. De plus, l'utilisation de réservoir de stockage de chaleur permet d'améliorer la flexibilité du système. Finalement, ils déterminent également qu'installer une plus grande quantité de champs de SG de plus petite taille adapté à chaque groupe de bâtiments permettrait de mieux compenser le décalage entre la demande d'énergie et celle stockée dans le réseau, grâce à une inertie plus faible et donc une réactivité plus importante. Ce point sera étudié dans la suite de ce rapport.

Une revue de littérature compréhensive [10] a mis en exergue les différentes questions de recherche qui subsistent pour des boucles anergie, en se basant sur des réseaux existants. Premièrement, les interactions hydrauliques entre les pompes de circulation d'un réseau bidirectionnel peuvent empêcher les plus petits consommateurs d'atteindre le bon débit requis pour leur fonctionnement et donc poser problème. Des algorithmes de contrôles avancés sont nécessaires pour l'implémentation pratique de tels réseaux. En outre, la bidirectionnalité de l'écoulement des réseaux anergie implique des diamètres de conduites plus élevés afin de ne pas trop impacter les coûts de pompages, augmentant cependant les coûts de capitaux. De plus, ce type de réseau nécessite une certaine synchronisation entre les extractions et les rejets de chaleur, ce qui dépend principalement du type de bâtiments raccordés au réseau. L'étude conclut que la performance des boucles anergie peut grandement varier en fonction du projet, car les sources d'énergie peuvent être différentes et la taille des prosommateurs influence la paramétrisation du réseau.

Une étude [11] a étudié différentes architectures de boucles anergie pour un quartier de Toronto, en collaboration avec des industriels. Les concepts étudiés comprennent une boucle bi-conduites unidirectionnelle, une boucle bi-conduites bidirectionnelle ainsi qu'une boucle mono-conduite serielle. Leur première découverte, largement confirmée par la littérature sur le sujet, indique que les fluctuations de pression liées aux fluctuations de consommation chez les différents prosommateurs du réseau interagissent entre elles de manière déstabilisante, et ce sur une échelle temporelle comparable à celle de l'activation des pompes ou vannes de contrôle. Ils montrent ensuite que ce phénomène rend le réseau extrêmement complexe à contrôler au moyen de simulations. Bien qu'ils proposent une solution rajoutant des pompes et des vannes supplémentaires pour mitiger ce problème, ils présentent ensuite le concept sériel comme moins complexe et tout aussi performant d'un point de vue énergétique. C'est cette architecture qui va être étudiée au cours de ce projet.

Finalement, une installation de boucle anergie fonctionnant au CO<sub>2</sub> a été étudiée dans [11] et les principales motivations derrière ce concept sont étroitement liées aux questions de recherche qui ont été évoquées ci-dessus. En effet, l'avantage principal d'un réseau au CO<sub>2</sub> se cache derrière sa chaleur latente près de 12 fois supérieure à celle de l'eau, permettant un transfert d'énergie par transformation de phase, sous réserve

---

<sup>4</sup> Voir *The energy of tomorrow*, de Real Estate Management, ETH Zurich (200106\_Anergienetz A4\_6s\_Einzel\_EN\_RZ.pdf (ethz.ch))



d'appliquer le bon niveau de pression au réseau. Cela permet essentiellement de diminuer à la fois la taille des conduites de distribution ainsi que les coûts de pompages, qui restent tous deux élevés dans un réseau anergie. Cependant, les contraintes techniques de mise en place d'un tel projet restent importantes et les défis exposés jusqu'ici (coûts de pompages, interactions hydrauliques, place dans la rue) ont motivé la mise en place du projet décrit dans ce rapport.



## 1.2 Justification du projet

Dans le cadre de ce projet, il est prévu d'étudier et d'implémenter un réseau de chaleur pour le village de Grandvaux, sous la direction de la commune de Bourg-en-Lavaux. L'objectif consiste à déterminer une alternative viable, autant sur le plan technique que financier, à un réseau de chaleur traditionnel, comme on les trouve dans les espaces urbains. Un rapport de pré-étude a déjà été effectué, démontrant la faisabilité financière de ce type de réseau de chaleur et sa supériorité économique et écologique comparée à d'autres variantes<sup>5</sup>.

### 1.2.1 Cas d'étude

#### Topologie

La Figure 1-8 montre la topologie du village de Grandvaux, qui est typique d'un village historique avec des maisons collées les unes aux autres et des ruelles étroites (< 4 [m]). Composé de 67 habitations et bâtiments d'utilité publique, ce village est essentiellement composé de petits immeubles dont la date de construction se situe avant 1950. De même, il s'avère que l'espace autour du village est en pente et couvert de parcelles de vignes, de fait non-exploitable d'un point de vue géothermique. Ceci implique d'une part que les sondes ne peuvent que se situer le long des rues du village, comme montré par le tracé orange, et d'autre part que l'espace dédié à une centrale de chauffage de taille conséquente est difficilement trouvable, hormis les rectangles bleus. Ces derniers représentent des bâtiments d'utilité publique appartenant à la commune de Bourg en Lavaux et pouvant être mis à disposition pour ce projet. Ces éléments rendent le village de Grandvaux relativement peu approprié à une centralisation complète du système de chauffage, comme il sera analysé dans la Section 3.8. Il convient également de préciser que la faisabilité de forages géothermiques de 250 [m] a été validée par plusieurs entreprises de forage qui sont venues sur place. De même, la Commune est prête à autoriser l'utilisation de l'espace public afin de réaliser ces forages.

Dans le cadre du projet de CAD, il a été décidé que deux bâtiments d'utilité publique seront mis à disposition pour être utilisés en tant que locaux techniques. Le premier d'entre eux, appelé centrale n°1 (voir Figure 1-8), est une cave dans laquelle les gros éléments hydrauliques permettant le fonctionnement du CAD pourront être installés (circulateur principal, vase d'expansion, logique de contrôle...). Une PAC centralisée y sera

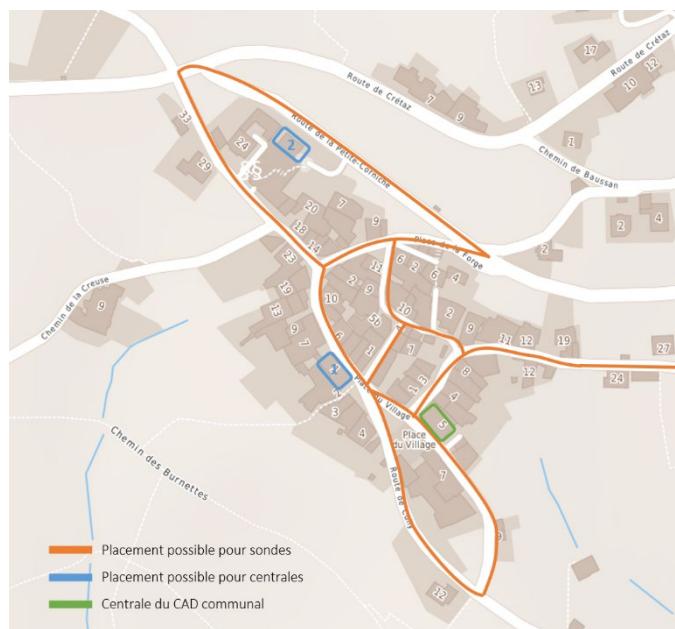


Figure 1-8 : village de Grandvaux et placement possible d'infrastructures de chauffage

<sup>5</sup> Voir Rapport fait pour la commune de Bourg-en-Lavaux *Etude de faisabilité Chauffage à distance*, avril 2022



également placée afin d'alimenter l'actuel CAD qui permet de chauffer les quatre bâtiments communaux. Ce CAD haute température (ou CAD4) sera rénové et la source de sa PAC directement connectée à la boucle anergie.

Le deuxième bâtiment, dénommé «centrale n°2», est le parking du Bugnon, au nord-ouest du village. Un local pompier inutilisé pourra être investi par de l'équipement hydraulique et de production de chaleur, et le toit du parking pourra être équipé de panneaux solaires (photovoltaïques ou thermiques) afin d'alimenter les machines qui l'occuperont (voir paragraphe 3.1 et Section pour les détails). Il est à noter que des pergolas pourront être installées et également recouvertes de capteurs solaires sur le côté est du parking. Ces équipements de la centrale 2 auront pour fonction principale de régénérer le réseau de sondes géothermiques, tels les panneaux Enerdrape qui pourront convenablement être installés sur les façades internes du parking, la récupération de chaleur des eaux usée, du solaire thermique et des PAC Air.

### Besoins énergétiques actuels

Le village de Grandvaux est essentiellement chauffé de manière décentralisée, avec des systèmes de chauffage installés dans la plupart des habitations. Une exception notable subsiste néanmoins, car les bâtiments communaux au sud du village sont reliés par un CAD alimenté de manière centralisée par une chaudière à gaz, dans le bâtiment entouré de vert sur la Figure 1-8. La Figure 1-9 expose les différents types de moyens de chauffage actuellement installés dans les habitations, en 2023, selon les relevés sur place. Les radiateurs arrivent largement en tête, ce qui n'est pas surprenant au vu de l'ancienneté des habitations qui le composent. Ceci est une contrainte du projet, les températures de départ étant d'en moyenne 45 °C et le refroidissement n'étant pas possible avec ce système de chauffage. La Figure 1-10 montre la répartition énergétique pour le chauffage et l'ECS, montrant qu'une large part des habitations a toujours recours à l'énergie fossile (80 %), le reste étant essentiellement composé de chauffages électriques, dont le remplacement ou l'installation sont interdits dans le canton de Vaud depuis de nombreuses années et devront être démantelés au plus tard au 01.03.2022<sup>6</sup>. De plus, la nouvelle loi cantonale de l'énergie en consultation demande un arrêt des énergies fossiles pour 2040 et le passage de la note de CECB des bâtiments en classe D d'ici 10 ans, sauf s'ils sont déjà en classe E. Cela implique une baisse de la consommation en chauffage importante puisque l'isolation thermique des bâtiments devra être rénovée. Ceci nous permet en outre de constater qu'agir sur les moyens de chauffages constitue un levier d'action important pour la décarbonation du bilan énergétique du Bourg de Grandvaux.

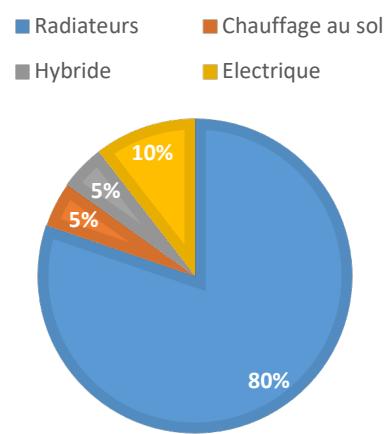


Figure 1-9 : moyens de chauffages à Grandvaux

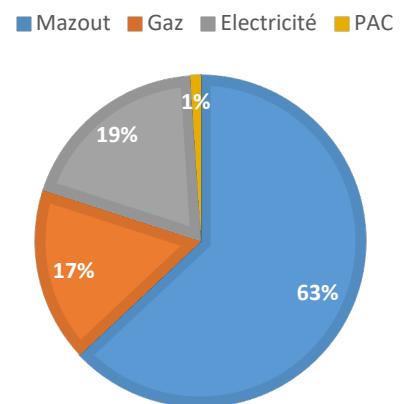


Figure 1-10 : type d'énergie de chauffage

<sup>6</sup> Voir [Principaux éléments de la loi sur l'énergie | État de Vaud \(vd.ch\)](#)



La Figure 1-11 montre la répartition des besoins en énergie entre les principales sources de consommation dans le village, exposant la grande part dédiée au chauffage dans le bilan énergétique du village. On peut toutefois noter l'absence de consommation dédiée au froid, qui devrait cependant devenir progressivement plus importante dans les années à venir. L'objectif de ce projet de CAD étant de subvenir à la consommation d'énergie totale du village, le CAD devra a priori être dimensionné pour soutenir une demande de 2'300 [MWh] d'énergie thermique par année.

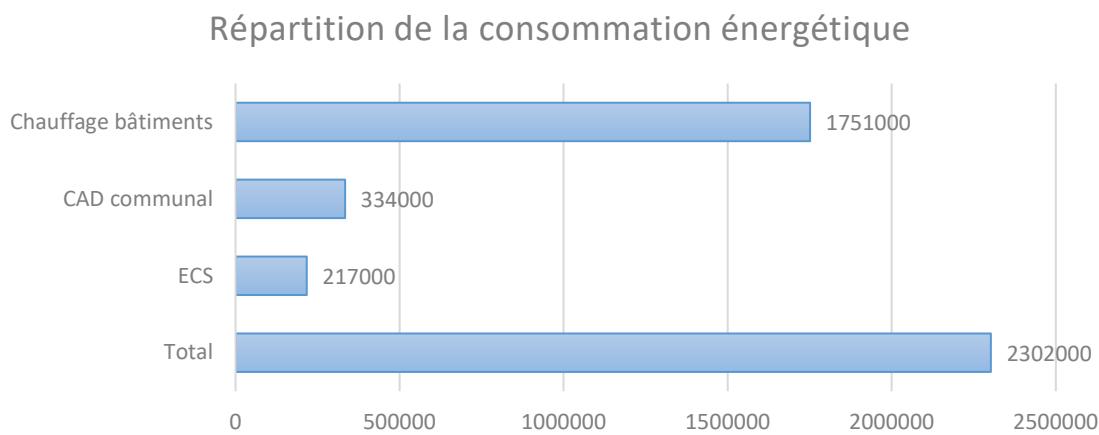


Figure 1-11 : consommation thermique à Grandvaux

Les gammes de consommations pour les habitations du village se situent autour de 35'000 [kWh/an] et sont représentées graphiquement sur la Figure 1-12. Ces consommations regroupent, en général, plusieurs appartements, chacun comprenant plusieurs habitants.

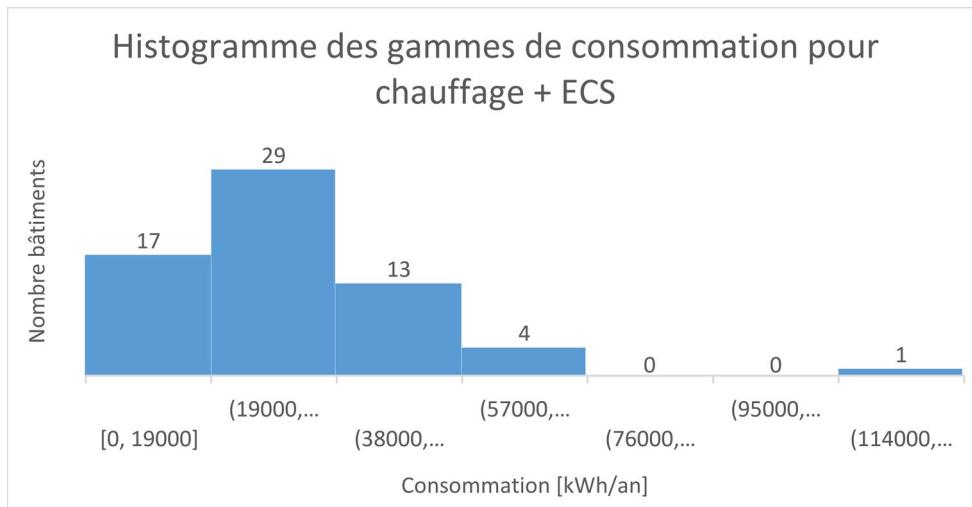


Figure 1-12 : statistiques fréquentielles de consommations d'énergie par bâtiment

En observant la Figure 1-3, il devient évident que 70 % des bâtiments recensés ont une efficacité énergétique plus basse que E, nécessitant une rénovation dans les 10 années à venir afin de se placer en classe D au minimum selon la nouvelle loi sur l'énergie du canton de Vaud en discussion au Grand Conseil Vaudois. Les bâtiments en classe E font l'objet d'une exception à ce niveau-là. Une telle amélioration ne peut être réalisée qu'en isolant l'enveloppe afin de réduire les pertes thermiques et en installant un nouveau moyen de



génération de chaleur, plus respectueux de l'environnement. C'est ce dernier point qui va être adressé au cours de ce projet-pilote.

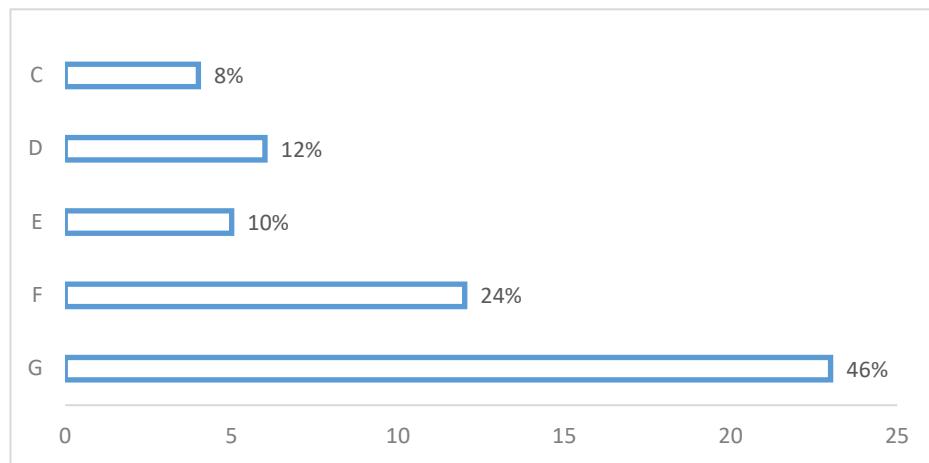


Figure 1-13 : répartition des classes énergétiques des bâtiments

La consommation d'énergie pour le chauffage et l'ECS rapportée à la surface de référence énergétique est présentée sur la Figure 1-14, avec une moyenne à  $104 \text{ [kWh/m}^2]$ .

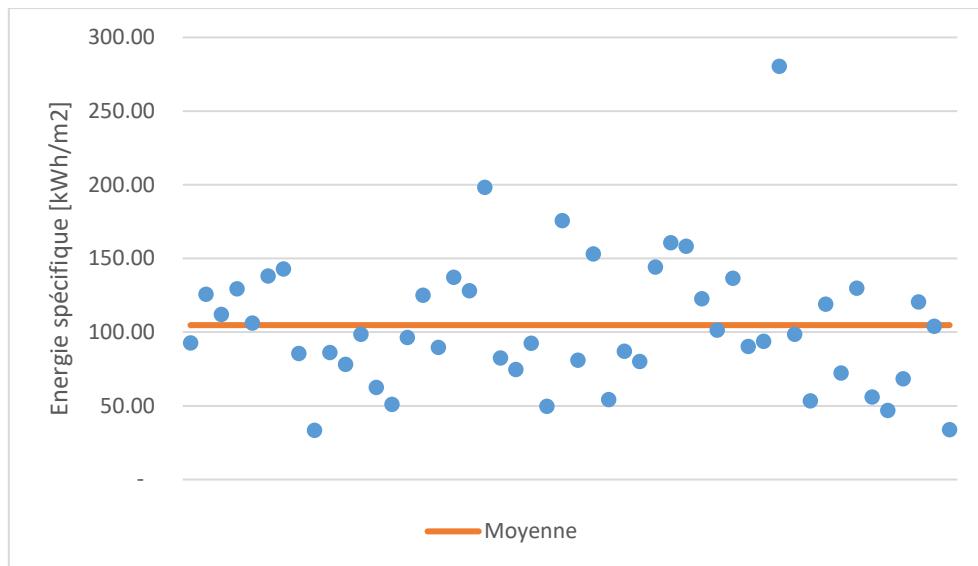


Figure 1-14 : consommation énergétique spécifique à la surface de référence énergétique

## Terrain

Un rapport écologique a été émis par l'entreprise Norbert SA dans [12], permettant de confirmer la possibilité de réaliser des forages dans ce village. Comme la Figure 1-15 le montre, aucune contrainte liée à la protection des eaux souterraines, aux glissements de terrain ou encore aux ouvrages souterrains n'existe pour le village de Grandvaux. Ce site est donc admissible pour la réalisation de SG, ce que le rapport géologique va confirmer.



Une limitation réside cependant dans le fait que l'implantation des SG dans les vignes n'est pas permise, selon une décision du canton. La seule possibilité restante consiste donc à forer dans les rues du village.



Figure 1-15 : carte indicative d'admissibilité des sondes géothermiques verticales

Le rapport géologique relève que les lithologies de la Molasse d'eau douce inférieure sont favorables à l'utilisation de SG dans le terrain. En outre, malgré la présence de la faille de Grandvaux, les géologues soutiennent que la faisabilité du projet n'est pas à remettre en cause. Le contexte hydrogéologique semble également être favorable au projet, car la présence de venues d'eau n'est pas supposée être importante et tout à fait maîtrisable.

Les caractéristiques thermiques du sous-sol ont été relevées comme étant de 9.7 [°C] pour la température superficielle du sol, 0,03 [°C/m] pour le gradient thermique du sous-sol, avec une température de 18.7 [°C] à 300 [m] de profondeur, 2.5 [W/m/K] pour la conductivité thermique du terrain et une capacité thermique de 2.1 [MJ/m<sup>3</sup>/K]. Ces paramètres permettent de déterminer une puissance d'extraction spécifique nominale de 39 [W/m].

### 1.2.2 Partenaires et rôles

Dans le cadre de ce projet, les partenaires suivants ont été sollicités afin de bénéficier des compétences nécessaires pour cette étude. La Commune de Bourg en Lavaux comme maître de l'ouvrage. L'entreprise Ström SA fait office de bureau d'aide au maître d'ouvrage (BAMO) et gère le dimensionnement global du système, s'occupant également de la coordination entre tous les partenaires du projet. Le Tableau 1 présente le rôle des autres partenaires du projet.



Tableau 1 : présentation des différents partenaires du projet

Partenaire	Spécialité	Rôle
Ström SA	Bureau d'études en énergies renouvelables, spécialement dans le PV, géothermie et dans la rénovation de bâtiments.	BAMO et dimensionnement réseau hydraulique, forage et réseau microgrid
Commune de Bourg-en-Lavaux	Administration communale du groupement de villages comprenant le bourg de Grandvaux	Maître d'ouvrage (MO).
CSEM	Centre de recherche à but non lucratif.	Simulation du réseau thermo-hydraulique, validation du concept hydraulique.
UNIGE	Planeto, spin-off de l'UNIGE focalisée sur le design digital de CAD fonctionnant aux énergies renouvelables.	Estimation des besoins et dimensionnement du réseau de sondes géothermiques.
CVTec	Bureau d'étude focalisé sur le dimensionnement de systèmes de génération de chauffage et de ventilation.	Dimensionnement des sous-stations du village et des centrales de chauffe.
Enerdrape	Spin-off de l'EPFL ayant développé sa propre technologie de récupération de chaleur pour parking sous-terrain.	Dimensionnement d'une installation de récupération de chaleur pour compléter les sondes géothermiques.
Norbert	Ingénieur géologues conseil.	Étude de la faisabilité de l'installation de sondes géothermiques pour le Bourg de Grandvaux.
B+C Ingénieurs	Ingénieur génie civil.	Etudes des fouilles pour la pose de conduites du CAD.



## 1.3 Objectifs du projet

Basé sur le contexte défini en Section 1.1, sur la problématique du paragraphe 1.1.2 ainsi que la revue de littérature des paragraphes 1.1.4 et 1.1.5, les objectifs sont les suivants :

1. *Déterminer les caractéristiques techniques, énergétiques et économiques d'un réseau anergie à sources d'énergie décentralisées et basé sur des sondes géothermiques.*
2. *Déterminer les meilleures solutions de récupération de chaleur en vue de complémenter le réseau pour les apports en chaud, régénérer les champs de sondes géothermiques ainsi que faire du stockage saisonnier afin de subvenir aux besoins des bâtiments connectés.*
3. *Statuer sur la faisabilité technique et économique du projet*
  - a. *D'un point de vue technique (hydraulique, contrôle, dimensions)*
  - b. *D'un point de vue légal (placement des sondes, limites de prestation, placement de la centrale de chauffe)*
  - c. *D'un point de vue financier (modes de financement proposés, estimations du prix de revient de l'énergie fournie)*
4. *Etablir un outil de simulation permettant la réPLICATION du projet avec la technologie décentralisée*
5. *Déterminer l'applicabilité du concept à d'autres villages/villes, potentiellement sujets à des contraintes moins restrictives que le cas d'étude.*

Ces différents points font office de questions de recherche établissant le cadre de ce projet.

## 2 PROCÉDURE ET MÉTHODE

Au cours de cette section, l'objectif consistera à développer et appliquer toute la méthodologie nécessaire au à la caractérisation, au dimensionnement et à la réalisation d'une boucle anergie telle que prévue dans le projet. Les étapes de caractérisation comprennent (non-exhaustif) :

- Caractérisation et évolution des besoins de chaleur du village (relevés et prédicts)
- Définition de la variante de boucle anergie appropriée aux besoins
- Etude des variantes possibles et sensées de technologies de régénération/complémentation des SG

Ensuite viennent les étapes conduisant au dimensionnement du système :

- Développement de la plateforme de dimensionnement énergétique via les algorithmes de l'UNIGE (TESSA)
- Calcul du nombre de sondes optimal de leur position respective ainsi que des quantités d'énergie complémentaire à ajouter en utilisant TESSA
- Validation manuelle du dimensionnement du champ de sondes géothermiques obtenu en utilisant des outils classiques
- Dimensionnement approprié des sources d'énergie complémentaires pour satisfaire les besoins définis par TESSA
- Développement d'une plateforme de simulation thermo-hydraulique détaillée du système obtenu avec le CSEM
- Définition de règles de contrôle sur la base de cette plateforme



Finalement, la partie contenant les étapes liées à la réalisation du projet comprend :

- Une spécification complète des éléments physiques constituant le réseau de chaleur (conduites, hydraulique, producteurs de chaleur, circulateurs, contrôleurs, etc...) avec les schémas de principe détaillés associés
- Un dimensionnement des éléments précités en fonction des besoins définis dans la partie « dimensionnement »
- Une analyse des prix sur la base des appels d'offres réalisés
- Une proposition de modèle de financement, débouchant sur un prix de revient de la chaleur fournie

La Section 3.8 analysera en détail les résultats obtenus dans cette partie et les mettra en contraste avec deux autres manières d'approvisionner le village en chaleur.

## 2.1 Caractérisation des besoins en chaleur

### 2.1.1 Besoins actuels

Les besoins en chaleur et en froid du village ont été relevés au chapitre 1.2.1 et s'élèvent à 2'300 [MWh/an] dans leur totalité. La répartition est de 1'751 [MWh/an] pour le chauffage (76.1%), 217 [MWh/an] pour l'ECS (9.4%) et 334 [MWh/an] pour le CAD communal (14.5%), ce dernier constituant une spécificité du cas d'étude mais étant relevé séparément car la proportion de chauffage et d'ECS n'est pas connue. Dans l'objectif de planifier l'utilisation du CAD, il convient d'établir un modèle de prédition des besoins en chaleur futurs en fonction de l'état des bâtiments. Pour ce faire, le modèle de courbe de charge présenté dans le chapitre 2.1.2 va être employé.

### 2.1.2 Modèle de prédition des besoins

La génération des courbes de charge des bâtiments utilise deux modèles : l'un pour les demandes de chauffage des locaux (CL) et d'eau chaude sanitaire (ECS) et l'autre pour les demandes de refroidissement des locaux. Chaque modèle sera présenté séparément dans les sections suivantes.

Un modèle ascendant [13] est utilisé pour simuler la courbe de charge horaire de la demande de chaleur pour le chauffage des locaux et l'eau chaude sanitaire pour tous les bâtiments suisses répertoriés dans le registre national suisse des bâtiments (GWR). Ce modèle calibre un modèle de régression prédisant les courbes de charge en fonction de la température extérieure et de l'irradiance solaire, à l'aide de courbes de charge de demande de chaleur réelles provenant de différents types de bâtiments. Des écarts stochastiques sont introduits au niveau du bâtiment pour reproduire le facteur de coïncidence qui apparaît lorsque l'on additionne les courbes de charge individuelles pour estimer la demande horaire au niveau du quartier. Si l'on ne tient pas compte de cet effet, on obtient une surestimation de la charge de pointe pendant les heures les plus froides de l'année. Ensuite, les courbes de charge normalisées sont mises à l'échelle par un facteur correspondant à la demande de chaleur annuelle estimée pour obtenir la demande horaire estimée.

Dans le cas où un relevé de chaufferie n'est pas disponible, la demande annuelle de chaleur pour chaque bâtiment peut être déterminée au moyen d'un modèle ascendant de régression statistique basé sur la demande de chaleur mesurée et les valeurs de surface chauffée d'un ensemble représentatif d'environ 27'000 bâtiments. Il estime la demande de chaleur par mètre carré et la surface chauffée pour les bâtiments situés dans la zone d'étude en fonction de leur catégorie, de leur âge et de leur emplacement, et la surface chauffée en fonction de leur catégorie, de leur surface brute et/ou de leur surface d'habitation. Un algorithme



de rééchantillonnage bootstrap permet d'évaluer l'incertitude inhérente aux valeurs moyennes de la demande par âge et par catégorie.

L'intégration des écarts stochastiques dans les courbes de charge de chaque bâtiment permet d'obtenir une courbe de charge agrégée dont la demande de pointe est inférieure à la simple addition des demandes de pointe des bâtiments. Comme l'illustre la Figure 2-1, qui présente les courbes de charge quotidiennes de deux bâtiments, le bâtiment n° 1 a une demande de chaleur de pointe de 13,5 kW, tandis que le bâtiment n° 2 a une demande de chaleur de pointe de 14,5 kW. Il est intéressant de noter que la demande de pointe de leur courbe de charge agrégée s'élève à 22,4 kW, ce qui est nettement inférieur à la somme de leurs demandes de chaleur de pointe individuelles, qui s'élèvent à 28,0 kW.

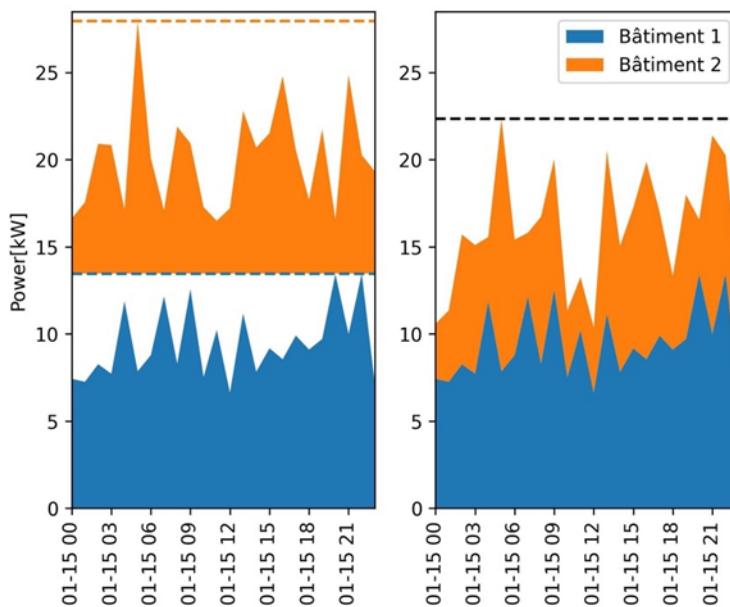


Figure 2-1 : comparaison de courbes de charge individuelles sommées (gauche) et agrégées (droite)

Compte tenu de l'applicabilité des dispositifs géothermiques pour le refroidissement des bâtiments et de l'utilisation potentielle de la chaleur résiduelle de ce refroidissement pour la régénération du sol, cette demande en froid se doit d'être prise en considération. Les courbes de charge prédictives pour le refroidissement des bâtiments sont obtenues à partir d'un modèle archétypal de demande d'énergie [14], car il existe peu de données pour la demande en froid. Ce modèle génère des profils de demande énergétique pour un grand nombre de bâtiments archétypaux suisses, qui peuvent être associés à n'importe quelle adresse suisse avec des coordonnées. Il commence par l'élaboration de 2'124 archétypes de bâtiments à l'aide d'une méthode de regroupement appliquée aux bâtiments suisses, en tenant compte des types de bâtiments, des zones géographiques suisses et des catégories d'âge. Ces archétypes sont ensuite modélisés à l'aide d'un logiciel de simulation énergétique des bâtiments basé sur le logiciel standard EnergyPlus. Les bâtiments résultants sont ensuite simulés avec des fichiers météorologiques représentant des scénarios de changement climatique spécifiques et des années d'analyse correspondant à leur emplacement. Pour estimer la demande d'énergie d'un bâtiment spécifique, les demandes d'énergie des archétypes sont mises à l'échelle en fonction du rapport des surfaces de plancher entre le bâtiment d'intérêt et l'archétype.



### 2.1.3 Evaluation des besoins futurs

Pour tenir compte de l'évolution future de la demande énergétique des bâtiments, nous supposons un taux de rénovation annuel de 1 %. Les bâtiments rénovés subiront des changements spécifiques, notamment une réduction de 50 % de la demande de chauffage des locaux (sans changement de la demande d'ECS), un passage à des ventilo-convecteurs nécessitant une température de chauffage plus basse de 45 °C au lieu de 60 °C, et un refroidissement actif pendant l'été à l'aide de ventilo-convecteurs. En conséquence, sur une période de 50 ans, la demande estimée de chauffage des locaux devrait diminuer de 25 % par rapport aux niveaux actuels, sans changement de la demande d'eau chaude sanitaire. En outre, la moitié de la surface actuellement chauffée sera activement refroidie d'ici 2050.

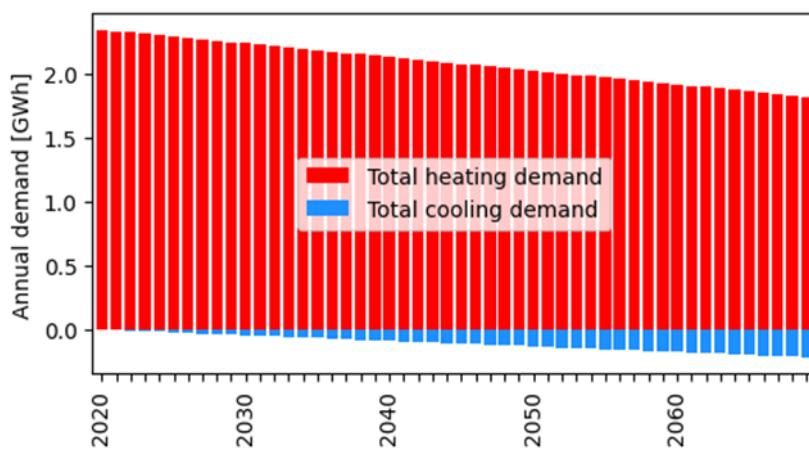


Figure 2-2 : Évolution annuelle de la demande en énergie du village de Grandvaux sur 50 ans

La Figure 2-2 illustre l'évolution de la demande énergétique globale des bâtiments sur un horizon de 50 ans. Cela est obtenu en utilisant le modèle présenté dans le chapitre 2.1.2, calibré avec une valeur initiale de 2'300 [MWh/an], à savoir la valeur déterminée au moyen de relevés de chaudières du chapitre 2.1.1. Il est ici intéressant de mentionner qu'une estimation basée sur cet algorithme résulte en 2'500 [MWh/an] de charge de chauffage totale, ce qui est très proche des 2'300 [MWh/an] sur la base de visite de chaque bâtiment. La demande annuelle agrégée de chauffage devrait donc diminuer linéairement de 2,3 [GWh/an] à 1,8 [GWh/an], ce qui donne une demande cumulée de chauffage de 104,0 [GWh]. La demande globale annuelle de refroidissement devrait augmenter de 0 [GWh/an] à 0,2 [GWh/an], avec une demande cumulée de refroidissement de 5,6 [GWh] au cours de la même période. La Figure 2-3 illustre les courbes de charge agrégées des bâtiments pour Grandvaux en 2020. La Figure 2-4 illustre une journée d'hiver typique en 2020 et une journée d'été typique en 2069.

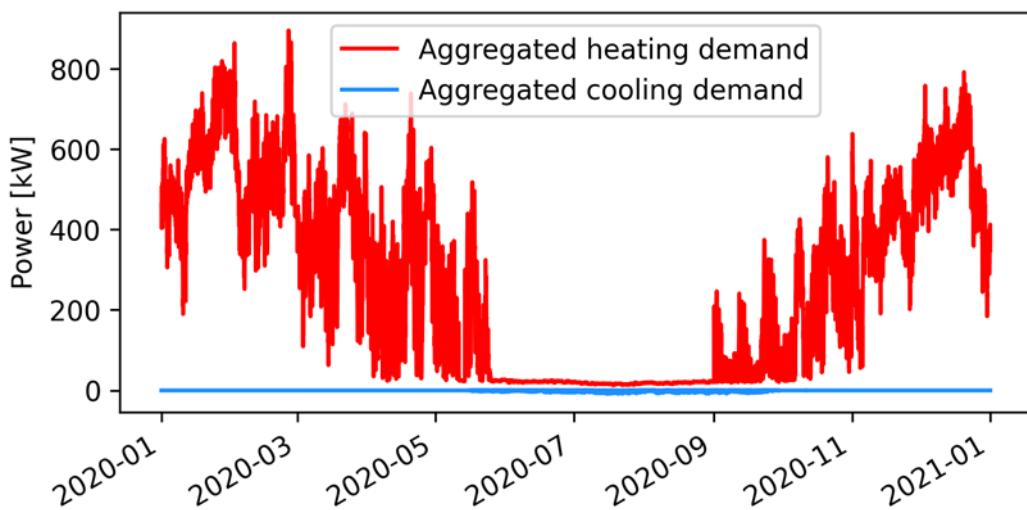


Figure 2-3 : demande en puissance de chauffage durant un hiver typique de 2020

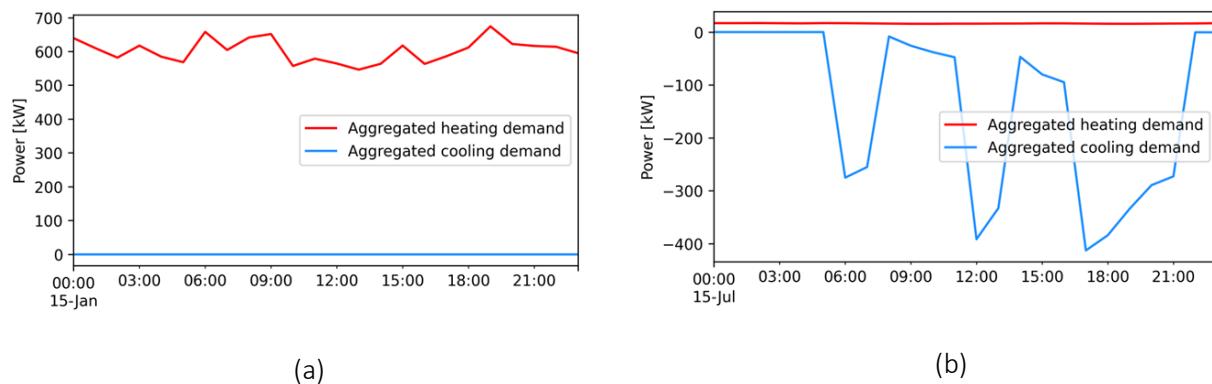


Figure 2-4 : comparaison de la demande en chaud durant une journée d'hiver en 2020 et de la demande en froid durant un jour d'été 2069

Le Tableau 2 montre les valeurs extrêmes de la courbe de charge présentée à la Figure 2-3.

Tableau 2: statistiques liés à la Figure 2-3

Puissance	Maximum	Minimum	Moyenne
Valeur [kW]	831	13.6	264.8

Bien que nous ayons présenté les modèles de courbe de charge des bâtiments dans le contexte de l'étude de cas de Grandvaux, ces modèles peuvent être facilement adaptés à d'autres sites suisses. Comme nous l'avons déjà mentionné, ces modèles de courbe de charge ont été développés pour tous les bâtiments suisses,



couvrant une large gamme de types de bâtiments, d'âges et de zones géographiques. Par conséquent, les modèles sont polyvalents et applicables à n'importe quel ensemble de bâtiments en Suisse. En outre, nous avons collecté et stocké des données essentielles concernant le parc immobilier suisse, notamment la surface des bâtiments et une base de données climatiques complète couvrant l'ensemble du territoire suisse. Le sujet de la réplicabilité sera développé dans la Section 4.

## 2.1.4 Puissance d'une PAC

En principe, un nombre d'heures d'utilisation du système de chauffage à pleine charge doit être défini afin de calculer la puissance thermique requise pour le générateur de chaleur. Selon la norme SIA 384-6 [15], il convient d'utiliser 1'850 [h/an] en soustrayant un pourcentage de correction dû à l'altitude exacte du site de l'installation, 490 [m] dans ce cas, résultant en 1'825 [h/an]. Il faut ensuite rajouter la contribution de l'ECS à cette quantité. Cette valeur permet, à partir des valeurs de consommation du précédent générateur de chaleur, de trivialement calculer la puissance thermique requise. Il faut cependant noter qu'une surestimation des heures de chauffage à pleine charge entraînera une puissance de pointe plus faible, et inversement plus petite. Dans le cas d'un chauffage à distance, cette règle permet de déterminer :

- Pour une solution individuelle, la puissance thermique totale du générateur de chaleur
- Pour un CAD4, la puissance thermique totale du générateur de chaleur centralisé
- Pour un CAD5, la puissance thermique individuelle de chaque prosommateur

La différence notable entre ces deux types de réseau concerne le dimensionnement nominal du réseau de chaleur en termes d'appel de puissance. Dans le cas du CAD4, le réseau de chaleur doit être capable de fournir l'entièreté de la puissance calculée en prenant en compte les pertes liées à la distribution, alors que dans le cas d'un CAD5, le réseau de chaleur constitue en réalité la source des PACs décentralisées. Ceci implique que le réseau ne doit être dimensionné que pour subvenir à la puissance frigorifique des PACs connectées au réseau selon l'Eq 2-1.

$$Q_f = \frac{Q_h(COP - 1)}{COP} \quad Eq\ 2-1$$

Afin d'estimer la puissance de chauffe nominale de ces deux types de CADs, il suffit d'additionner les puissances nominales correspondant à chaque consommateur pour un CAD4 et les puissances frigorifiques des PACs associées à chaque prosommateur pour un CAD5. Cependant, cette méthode résulterait en une surestimation de la puissance nominale du réseau de chaleur. Cette méthode serait appliquée dans le cas individuel. Dans le cas d'un CAD, l'un des bénéfices de la mutualisation de la production se trouve dans l'agrégation statistique des différents composants du réseau, ce qui résulte généralement en une diminution de la puissance de pointe comparée à l'addition des puissances de pointe individuelles, comme présenté dans [13]. Dans un contexte suisse, les auteurs développent un modèle régressif horaire de courbe de charge de puissance thermique prenant en compte l'irradiance solaire, la température extérieure et une composante stochastique basée sur l'erreur de prédiction de leur modèle. Ils démontrent que leur modèle appliqué sur un grand réseau de chaleur parvient à une prédiction très bonne tout au long de l'année, soutenant ainsi la propriété de « peak shaving » statistique pour les CADs. Le gain typique est d'environ 20%.

Le partenariat avec l'UniGE dans ce projet permet d'utiliser un tel modèle de courbe de charge qui, adapté au cas d'étude présent, permet d'évaluer la puissance de pointe réelle du réseau de chaleur, comme il sera expliqué dans le paragraphe 2.1. Une puissance de pointe frigorifique, i.e. soutirée au réseau, peut ensuite être déterminée à partir de l'Eq 2-1. Le COP, quant à lui, varie en fonction de la différence entre les températures de source et de départ de chauffage, et doit être estimé afin de garantir la fiabilité du dimensionnement. Il est



ici proposé d'utiliser la relation de l'Eq 2-2, basée sur l'efficacité de Carnot ainsi qu'un coefficient de « scaling » approprié.

$$COP = \eta_{COP} \frac{T_{\text{départ}}}{T_{\text{départ}} - T_{\text{source}}} \quad \text{Eq 2-2}$$

La valeur de  $\eta_{COP}$  peut être adaptée en fonction de la marge que l'on désire obtenir d'un point de vue du dimensionnement. On note d'une part qu'un COP sous-estimé implique une moindre extraction de chaleur dans la source, et donc une surestimation du besoin en chaleur de la part des sondes. En revanche, la consommation électrique est quant à elle sous-estimée. D'autre part, un COP surestimé amène l'effet inverse, à savoir un sous-dimensionnement de la source et une surestimation des coûts opérationnels de l'installation. C'est pourquoi une valeur intermédiaire de  $\eta_{COP} = 0.5$  sera utilisée, permettant ainsi de limiter les imprécisions. Cette valeur a été testée en utilisant des mesures et des valeurs données par des fabricants de PAC, résultant en une concordance relativement fiable. Comme montré dans la Section 1.2.1, l'écrasante majorité des habitations est actuellement équipée de radiateurs, dont la température de départ peut généralement être prise comme 60 [°C] au maximum et 45 [°C] en moyenne sur la saison de chauffe. Ceci donne un COP moyen d'environ 3.8 avec une température moyenne sur l'année pour le chauffage de 45 [°C] et de 55 [°C] pour l'ECS.

## 2.2 Concept énergétique et hydraulique

### 2.2.1 Concept

Au cours de ce projet, le concept hydraulique présenté dans [8] va être repris en vue d'une adaptation et d'une mise en application. Les motivations pour ce choix particulier ont été exprimées dans le chapitre 1.1.4 et le concept va être étudié d'un point de vue énergétique et hydraulique.

La boucle anergie constitue un réservoir froid dans lequel les bâtiments vont puiser ou injecter de l'énergie, et les SG en injecter ou en reprendre en été. Il est important que le bilan énergétique statique d'années en années soit globalement nul, sans quoi la température du réseau augmenterait ou diminuerait. Dans le cas d'un réseau de CAD4 bi-conduites tel que schématisé sur la Figure 2-5, on constate que le débit de départ  $m_{tot}$  doit correspondre à la somme de tous les débits cumulés nécessaire à alimenter tous les échangeurs du CAD. Le même schéma de principe est dépeint à la Figure 2-6 mais cette fois-ci pour un CAD5 à deux conduites, avec des PACs au lieu des échangeurs. La différence principale provient du fait que la direction de l'écoulement est indéfinie a priori, même si elle devrait être la même que celle définie sur la Figure 2-5 en hiver, lorsque les bâtiments soutiennent de la chaleur et inversée en été, lorsque ces derniers en fournissent. Le point important est que le débit de pompage nécessaire à faire fonctionner l'installation est égal à la somme des débits de tous les consommateurs. Le diamètre des conduites peut ensuite être adapté en fonction du débit de la conduite, qui diminue en fonction de la fraction passant dans les bâtiments précédents.

En outre, le fluide caloporteur doit passer à travers les SG afin d'être réchauffé en température. Or, les sondes sont distribuées le long du parcours du réseau, et il ne serait donc pas sensé de centraliser le liquide sortant des sondes en un seul point du réseau. En effet, cela impliquerait un grand nombre de conduites dans les routes, prenant une place considérable, et impliquerait d'énormes coûts de pompage à cause de la distance à faire parcourir au fluide. Ainsi, il convient de distribuer les SG en groupes de sondes, disposés à intervalles réguliers le long du parcours du réseau. Cependant, l'architecture bi-conduites ne permet pas une intégration raisonnable de ces groupes de SG, ces derniers devant alors être placés de la même manière que les bâtiments



dans la Figure 2-6. Ceci nécessite alors une augmentation du débit total pour couvrir les fractions dérivées dans les groupes de SG, alors que le débit de départ est déjà élevé.

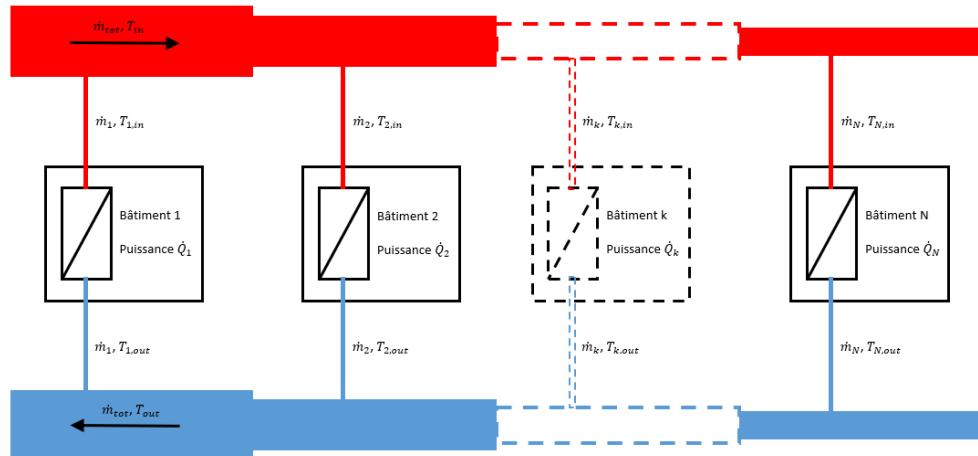


Figure 2-5: schématisation de principe d'un CAD4 de  $N$  bâtiments à deux conduites. Dans un chaque bâtiment, un échangeur permet de soutirer la chaleur désirée en fonction du débit.

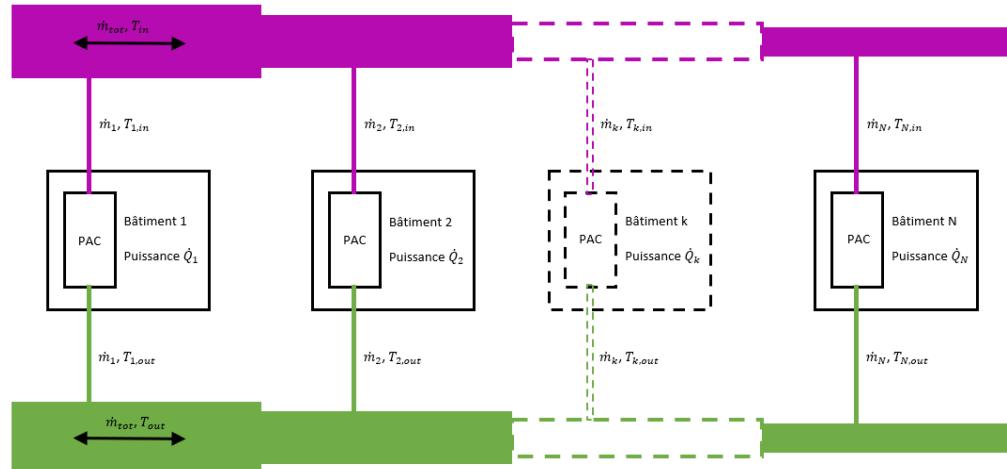


Figure 2-6: schématisation d'un CAD5 de  $N$  prosommateurs à deux conduites. Dans chaque bâtiment, une PAC et une installation de free-cooling (non re-représentée) permet de soutirer ou fournir de la chaleur au réseau. La direction de l'écoulement dans chacune des deux conduites est donc indéfinie.

L'important débit de départ impose à la fois un grand débit soit une grande taille de conduites ainsi qu'un coût de pompage plus élevé. La solution proposée vise à mitiger ce problème en utilisant une seule conduite, en parallèle de laquelle les bâtiments viennent se connecter, comme montré dans la Figure 2-7. Dans ce cas, le débit  $\dot{m}_{max}$  correspond au débit requis pour alimenter la PAC du plus gros prosommateur en termes de puissance  $\dot{Q}_{max}$ . Ces débits sont donc 5 à 20 fois plus petit que pour un cas biconduites. Il est facile de constater que la température le long de la boucle descend après chaque prosommateur selon une loi de mélange proportionnelle à la fraction de débit dérivée. Ce phénomène est également référencé comme « couplage



thermique » entre les charges du réseau. Ainsi, il convient d'intercaler des SG entre chaque prosommateur, comme présenté dans la Figure 2-8 permettant de rehausser la température pour le prochain groupe de bâtiment.

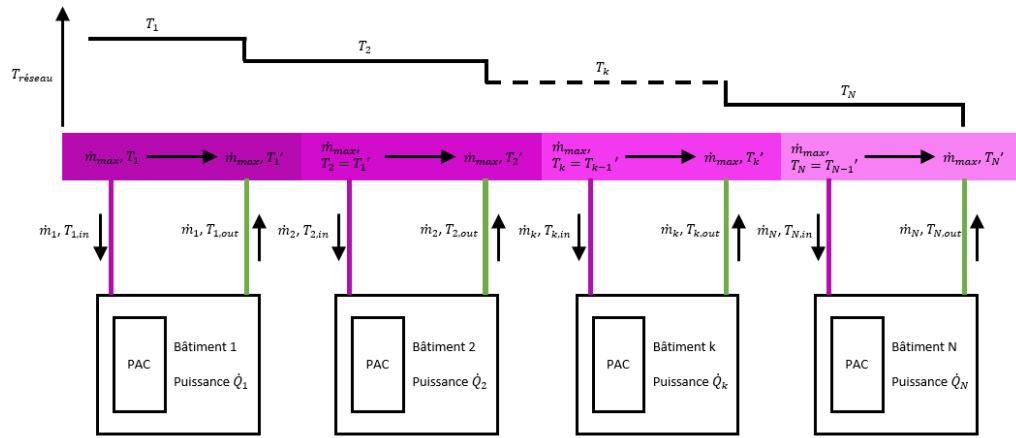


Figure 2-7: concept de CAD5R avec une seule conduite, mais sans groupes de sondes

Selon ce principe, un nombre de SG proportionnel à la baisse de température, et donc à la puissance du bâtiment précédent, peut être introduit après chaque bâtiment et connecté de la même manière. Cependant, afin de limiter le nombre de groupes de sondes, il convient de grouper les bâtiments, résultant en des groupes de bâtiments entrelacés avec des groupes de SG. La diminution de température, semblable à celle présentée dans la Figure 2-7, sera alors fortement diminuée si l'on la compare à celle induite lorsque toutes les sources de chaleur sont connectées en un seul point du réseau. Une schématique complète du système développé sera exposée dans la Section 2.4. Un point majeur de ce concept concerne la taille d'un groupe de bâtiment et du groupe de SG qui le suit. En effet, les bâtiments sont groupés en fonction de leur proximité, et un nombre adéquat de SG localisé dans le voisinage du groupe de bâtiment sont reliées en parallèle, puis connectées au réseau directement après le groupe de bâtiments (voir Figure 2-16).

Le choix des bâtiments et des sondes à grouper reste cependant un choix empirique et est essentiellement basé sur l'emplacement respectif de ces derniers sur le terrain. Dans l'idéal, il est cependant judicieux de répartir les sondes et les bâtiments dans des groupes de tailles égales en énergie, car le plus gros consommateur ou le plus gros groupe de sondes conditionnera le débit minimal à fournir par le circulateur principal, comme expliqué précédemment. Dans le cadre de ce projet, on constatera que la taille des groupes de bâtiments (en termes de puissance) se situe entre 150 et 250 [kW] et le nombre de sondes par groupe sera fixé à 8 afin de limiter le débit nominal de la boucle. En effet, chaque sonde verra un débit d'environ 2.5 [ $m^3/h$ ] circuler à charge nominale, ce qui implique qu'un groupe de 8 sondes nécessitera la fourniture d'eau moins 20 [ $m^3/h$ ] à charge nominale. Ce débit doit être fourni par la pompe primaire et a des implications sur la taille des conduites ainsi que sur la puissance de cette pompe, qui va renchérir la consommation électrique du CAD.

A l'inverse, une connexion directe des SG au réseau, sans les regrouper en groupes de sondes, impliquerait des surcoûts importants dus à l'équipement hydraulique nécessaire à la circulation du fluide dans chaque sonde. Comme il sera expliqué au chapitre 2.4.4, chaque groupe de sonde possède sa pompe de circulation ainsi que divers petits éléments hydrauliques et qui doivent donc être minimisés. La section suivante présente les critères de dimensionnement hydraulique permettant de comparer les puissances hydrauliques des circulateurs pour différentes architectures de réseaux.

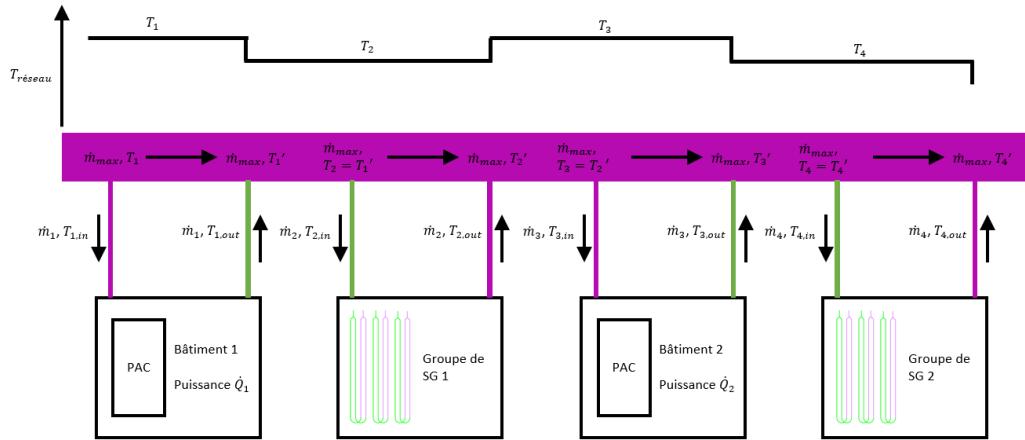


Figure 2-8: concept de CAD5R avec une seule conduite avec groupes de sondes intercalés

## 2.2.2 Modèles hydrauliques

Les modèles hydrauliques utilisés dans ce projet ont pour principale fonction de déterminer les pertes de charge par friction causées par l'écoulement d'un fluide dans une conduite ainsi que les pertes de charge singulières liées à des organes hydrauliques spécifiques, tels que des changements de direction ou de géométrie au niveau de la conduite et différents types de vannes. Ces deux types de pertes de charges sont exprimés dans l'Eq 2-3, où  $\lambda$ ,  $L$ ,  $D_H$ ,  $\rho$ ,  $\bar{u}$  et  $\xi$  sont respectivement le facteur de friction, la longueur de conduite, le diamètre hydraulique de la conduite, la densité du fluide caloporteur, la vitesse moyenne de l'écoulement ainsi que le paramètre de scaling dépendant du type de perte de charge singulière.

$$\Delta P_{fr} = \frac{\lambda L}{D_H} * \frac{\rho \bar{u}^2}{2}, \Delta P_{loc} = \frac{\xi \rho \bar{u}^2}{2} \quad Eq\ 2-3$$

Le facteur de friction caractérise le niveau de dissipation d'énergie lié à la viscosité du fluide caloporteur. Il existe plusieurs manières d'exprimer ce dernier, soit en fonction du régime de l'écoulement (laminaire, transition turbulente, turbulent) soit par la corrélation de Colebrook, exprimée de manière implicite dans l'Eq 2-4.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3.72 D_H} + \frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} \right) \quad Eq\ 2-4$$

Cette relation, simplement résolue de manière itérative et combinée à l'Eq 2-3, permet d'évaluer les pertes de charges survenant dans un réseau de conduites. Ceci permet le dimensionnement de la pompe de circulation. Cela est réalisé en additionnant toutes les pertes de charges (par friction et singulières), résultant en une perte de charge globale  $\Delta P$  qui peut être utilisé dans l'Eq 2-5 pour estimer la puissance électrique requise pour faire circuler le fluide au débit désiré, conjointement avec  $\dot{V}$  et  $\eta$ , représentant respectivement le débit volumique et le rendement du moteur et du convertisseur de fréquence du circulateur.

$$P_{pompage} = \frac{\dot{V}_{tot} \sum_k \Delta P_k}{\eta} \quad Eq\ 2-5$$



### 2.2.3 Coûts de pompage

Dans ce chapitre, une méthodologie permet d'analyser les coûts de pompage. Pour ce faire, seules les pertes de charge linéaires (voir Eq 2-3 à gauche) seront considérées et les autres pertes de charges (singulières), spécifiques au détail de chaque réseau, seront analysées au chapitre 3.4. La variable d'intérêt est le débit  $\dot{V}$  (exprimée en  $[m^3/s]$  dans le calcul et en  $[m^3/h]$  dans le texte par souci de lisibilité). Les pertes de charge linéaires par section partielle peuvent être reformulée en fonction du débit selon l'Eq 2-6.

$$\Delta P_{fr} = \frac{\lambda L}{D_H} * \frac{\rho \left( \frac{\dot{V}}{\pi D_H^2} \right)^2}{2} = \frac{8\rho\lambda L \dot{V}^2}{\pi^2 D_H^5} \quad Eq\ 2-6$$

Les coûts de pompages évoluent donc de manière quadratique avec les débits partiels, de façon linéaire avec la longueur du réseau et à la puissance -5 pour le diamètre hydraulique des conduites des sections partielles.

Afin d'évaluer l'impact concret de cette relation, on prend l'exemple d'un réseau devant fournir une puissance de 1000 [kW] en pointe, ce qui est proche du cas de Grandvaux. En utilisant deux conduites et en supposant que tous les bâtiments doivent être alimentés avec un débit nominal, on remarque qu'il suffit d'additionner les pertes de charges dans chaque section partielle, liée à un débit partiel, et d'y ajouter la perte de charge liée au plus gros consommateur (et donc à l'échangeur de la plus grosse PAC), car des vannes d'équilibrage imposent la même perte de charge chez chaque consommateur. On ne considère ici pas les sondes géothermiques, car il existe plusieurs configurations possibles pour les intégrer au réseau. Dans le cas d'un réseau mono-conduite avec des agents connectés en série, des circulateurs secondaires pompent le fluide dans chaque prosommateur lorsque du besoin, c'est pourquoi la perte de charge est essentiellement liée aux pertes linéaires de réseau. Il faut cependant ajouter à cela la somme des puissances des circulateurs localisés chez les agents.

En considérant 50 consommateurs de 20 [kW] chacun, on obtient les débits nécessaires à faire fonctionner les installations. Le fluide caloporteur est ici supposé être du propylène-glycol à 30%, avec une densité volumique de 1030 [kg/m<sup>3</sup>], une viscosité cinématique de 5.1 [mm<sup>2</sup>/s] ainsi qu'une chaleur volumique de 3975 [kJ/m<sup>3</sup>/K]. L'Eq 2-7 permet de calculer les pertes de charges de chaque section partielle, avec un débit auquel il faut retrancher le débit dévié  $\dot{V}_k^d$ .

$$\Delta P_{tot} = \sum_k \frac{8\rho\lambda k L}{\pi^2 D_H^5} \left( \dot{V}_{k-1} - \dot{V}_k^d \right)^2 \quad Eq\ 2-7$$

Pour une PAC de 20 [kW]<sup>7</sup>, le Tableau 3 présente les résultats en termes de débits, pertes de charge et coûts de pompage globaux (sans prendre en compte des éléments spécifiques ni les petits éléments hydrauliques). La différence majeure provient du fait que les consommateurs sont en parallèle entre eux dans le réseau bi-

---

<sup>7</sup> Par exemple la flexotherm 19 de chez Vaillant est utilisée, avec 82 [kPa] de pertes de charges à l'échangeur



conduite alors qu'ils sont chacun en parallèle avec le réseau, et donc en série entre eux, dans le réseau mono-conduite. Ainsi, le réseau bi-conduite a des coûts de pompage plus élevé dus à son débit volumique de 300 m<sup>3</sup>/h servant à alimenter toutes les PACs en parallèle en comparaison du débit nominal de 10 m<sup>3</sup>/h pour le réseau monoconduite. Le diamètre est choisi de telle sorte à obtenir une vitesse d'écoulement de 1 [m/s] pour chaque section partielle du réseau.

Dans le cas du réseau mono-conduite, le débit global est faible car servant à alimenter une seule PAC, en l'occurrence la plus grosse en termes de puissance. Cependant, un circulateur est nécessaire dans chaque PAC afin de prélever le débit nécessaire à son alimentation, avec une puissance individuelle de 0.25 [kW]. Ainsi, la puissance nécessaire dans un réseau bi-conduites est de 30 kW comparé à 14 kW pour une réseau monoconduite. On remarque de plus l'avantage de la plus faible taille de conduites dans le cas monoconduite, choisie pour avoir une vitesse d'écoulement de 1 [m/s] également.

Tableau 3: comparaison débits, pertes de charge et coûts de pompage entre une architecture bi- et mono-conduite

Propriété	Réseau bi-conduites	Réseau mono-conduite
Débit nominal [m <sup>3</sup> /h]	301.83	10
Diamètre intérieur réseau [mm]	De 326 à 46	60
Vitesse moyenne écoulement [m/s]	1.00	1.00
Pertes de charges réseau [kPa]	216.32	316.56
Pertes de charges PACs [kPa]	82.00	82*50=4100.00
Puissance pompage due au réseau [kW]	18.72	1.47
Puissance pompage due aux PACs [kW]	11.43	12.5
Puissance pompage totale [kW]	30.15	13.97

Des calculs de pertes de charges détaillés seront réalisés dans la Section 3.8, les calculs précédents ayant uniquement été développés dans un but de compréhension des concepts.

## 2.2.4 Méthode de simulation

Un rapport géologique [16] a été réalisé dans le but d'évaluer la qualité du terrain et analyser le placement de sondes géothermiques dans ce village, résultant en une puissance spécifique d'extraction moyenne de 39 [W/m]. Basé sur cette valeur, il peut être estimé que chaque sonde géothermique de 250 [m] de profondeur donne lieu à une puissance thermique d'extraction nominale de 9,75 [kW], fournissant ainsi une base pour le



dimensionnement de la partie source du réseau. Cependant, la norme SIA 384-6 2021 [17] recommande d'effectuer une simulation caractérisant l'impact mutuel des sondes entre elles sur une durée de 50 ans<sup>8</sup>. Ces simulations vont tout d'abord être réalisées en utilisant le logiciel TESSA dans le chapitre 2.3, puis être validées dans le chapitre 3.2.2 au moyen d'une simulation Comsol et du logiciel EWS.

## 2.2.5 Choix du fluide caloporeur

Dans ce chapitre, une analyse des différents fluides caloporeurs utilisables pour ce projet est réalisée. Il convient tout d'abord de préciser qu'un fluide antigel est nécessaire si la température de ce fluide descend en dessous de 0 °C afin d'éviter le gel. L'eau peut être utilisée mais demande de minimiser le risque de gel et ce qui demande d'augmenter le nombre de sondes géothermiques. L'un des points défavorables des fluides caloporeurs est leur impact sur l'environnement en cas de fuite des conduites. Il se trouve que le Chauffagel-G, un fluide caloporeur biosourcé, possède une biodégradation en 14 jours selon les informations du fabricant<sup>9</sup>. Ce fluide a été spécifiquement développé pour des applications de transfert de chaleur, sa viscosité étant typiquement plus basse que d'autres fluides antigel et sa densité plus élevée permettant d'atteindre plus facilement un régime turbulent sans avoir à augmenter le débit volumique.

Le Tableau 4 présente les caractéristiques physiques des fluides étudiés.

*Tableau 4 : fluides caloporeurs. L'éthanol est présenté à titre de comparaison car les mélanges à base d'éthanol sont relativement peu courants en Suisse Romande et les données pour ces solutions sont peu accessibles. En revanche, il est facile de relever l'intérêt de ce type de mixture, avec une chaleur volumique plus élevée que celle de l'eau pour une viscosité marginalement inférieure à celle des autres fluides.*

Propriétés à 0 [°C]	Densité	Chaleur volumique	Viscosité cinématique	Conductivité thermique
Unités	[kg/m <sup>3</sup> ]	[kJ/m <sup>3</sup> /K]	[m/s <sup>2</sup> ]	[W/m/K]
Eau pure	999.84	4'218.7	$1.79 * 10^{-6}$	0.56
Monopropylène-glycol mélangé à 30 %	1'034	3'980.9	$8.7 * 10^{-6}$	0.42
Chauffagel-G mélangé à 30 %	1'129	3'714	$3.8 * 10^{-6}$	0.43
Ethanol à 20% (repris de [18])	970	4'450	$3.6 * 10^{-6}$	0.48

<sup>8</sup> La durée de vie minimale d'une installation géothermique est évaluée à 50 ans et chaque installation doit être dimensionnée comme telle.

<sup>9</sup> Voir [CHAUFAGEL G \(idealchimic.ch\)](http://CHAUFAGEL_G (idealchimic.ch))



Pour bien comprendre quelles caractéristiques de ces fluides ont un impact fort sur le dimensionnement du CAD, il est important de se référer aux équations présentées dans le chapitre 2.2.2. Tout d'abord, la chaleur volumique  $c_v$  impacte d'une part la quantité d'énergie contenue dans l'entier du réseau et d'autre part le débit nécessaire pour effectuer un transfert de chaleur donné. Ceci peut être facilement compris en observant l'Eq 2-8, qui régit la puissance thermique transmise par un fluide circulant avec un débit  $\dot{V}$  et sujet à un changement de température. Une baisse de  $c_v$  de 10 % implique directement une augmentation de  $\dot{V}$  de 11.1 %.

$$Q = c_v \dot{V} \Delta T \quad Eq\ 2-8$$

Ensuite, la relation d'intérêt est liée aux pertes de charge auxquelles le fluide circulant dans le réseau sera soumis, exprimée dans l'Eq 2-3 à gauche. Puisque la vitesse de circulation est inversement proportionnelle à la capacité volumique, les pertes de charge évoluent de manière inversement quadratique avec cette dernière. Ensuite, les pertes de charge sont directement proportionnelles à la densité. De même, le degré de turbulence, exprimé par le nombre de Reynold's, est toujours plus élevé pour le Chauffagel-G grâce à une viscosité dynamique plus faible et une densité plus élevée, résultant en une viscosité cinématique encore plus faible ( $\nu = \frac{\mu}{\rho}$ ). Ceci permet d'augmenter la turbulence de l'écoulement sans augmenter le débit et donc le coût de pompage, comme le montre l'Eq 2-5. La dernière relation est plus subtile et concerne la viscosité cinématique. Cette dernière, présente dans le nombre de Reynold's, a un impact sur le facteur de friction, comme montré dans l'équation 6-5 qui n'est autre que la corrélation de Colebrook, remaniée.

$$\begin{aligned} \frac{1}{\sqrt{\lambda}} &= -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3.72 D_H} + \frac{2.51}{Re \sqrt{\lambda}} \right) = \\ &= -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3.72 D_H} + \frac{2.51 \nu}{v D_H \sqrt{\lambda}} \right) = \\ &= -2 \log \left( \frac{\epsilon}{3.72 D_H} + \frac{2.51 \nu \Delta T c_v}{Q D_H \sqrt{\lambda}} \right) \end{aligned} \quad Eq\ 2-9$$

La viscosité cinématique  $\nu$  apparaît dans le second terme. La Figure 2-9 permet de visualiser l'effet de la viscosité cinématique du fluide sur le facteur de friction.

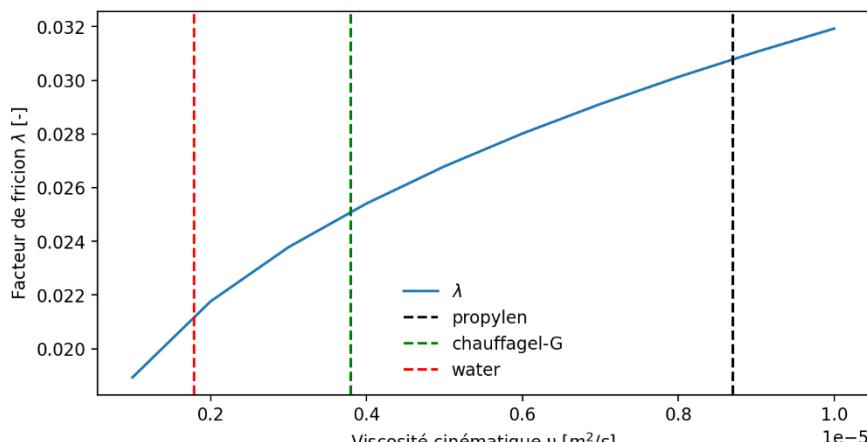


Figure 2-9 : évolution du facteur de friction en fonction de la viscosité cinématique, pour des conditions extérieures fixes



Tous les éléments discutés permettent de justifier l'utilisation du Chauffagel par rapport à du monopropylène-glycol. Comme il a déjà été mentionné, le Chauffagel-G présente également des avantages concernant son impact environnemental par rapport aux autres fluides antigel, justifiant dès lors son utilisation. Le Tableau 5 permet de comparer les différents prix, montrant un net désavantage pour ce dernier. Il est donc important de réduire la quantité de liquide dans le réseau, ce qui est le cas pour un CAD5R par rapport à un CAD4, comme montré en Section 3.8.

Tableau 5 : comparaison économique des différents fluides caloporteurs

Fluide caloporteur	Prix [CHF/m <sup>3</sup> ]
Eau déminéralisé	2.5 + déminéralisation
Propylène glycol	98
Chauffagel-G	156

## 2.3 Plateforme de modélisation TESSA

L'UniGE a effectué une simulation, employant leur software TESSA basé sur [19], permettant une caractérisation itérative du réseau de chaleur et de ses sondes géothermiques associées. Ces simulations sont validées par un modèle détaillé Comsol de la part d'Enerdrape et un modèle EWS standard par Ström SA.

La norme SIA 384-6 2021 propose essentiellement des directives de conception pour les échangeurs de chaleur de forage individuels (ou sondes géothermiques (SG)). Cependant, lorsque la densité des SG est élevée, les interférences thermiques entre elles ont un impact significatif sur leur performance et leur rendement énergétique à long terme. Pour remédier à ce problème, le modèle de dimensionnement des champs de sondes de l'UNIGE [19] utilise des solutions analytiques de sources linéaires finies pour évaluer la fonction G, en tenant compte de l'interférence thermique entre les BHE. Les fonctions G, ou facteurs de réponse thermique, ont été introduites dans [20] pour modéliser le transfert de chaleur entre les trous de forage et le sol, puis prédire les températures du fluide et du sol dans les champs de forage géothermiques. La fonction G donne une relation entre la chaleur constamment extraite du sol  $q$  et la température des parois de la sonde géothermique  $T_b$ , comme il est défini dans l'Eq 2-10, où  $T_g$ ,  $t_s$ ,  $r_b$ ,  $H$  et  $B$  sont respectivement la température initiale du sol, le temps caractéristique ( $\frac{H^2}{9\alpha_g}$ , où  $\alpha_g$  est la diffusivité thermique du sol), le rayon de la SG,  $H$  la profondeur de la SG et  $B$  l'espacement entre deux SG.

$$T_b = T_g - \frac{q}{2\pi k_g} * g\left(\frac{t}{t_s}, \frac{r_b}{H}, \frac{B}{H}\right) \quad Eq\ 2-10$$



La fonction G est une approximation provenant de simulations numériques réalisées au moyen de différences finies. La Figure 2-10 montre une courbe typique de fonction G pour différents ratios de temps caractéristiques ( $\ln\left(\frac{t}{t_s}\right)$ ) sur l'axe horizontal et différentes configurations d'espacement et de profondeur de SG ( $\frac{B}{H}$ ).

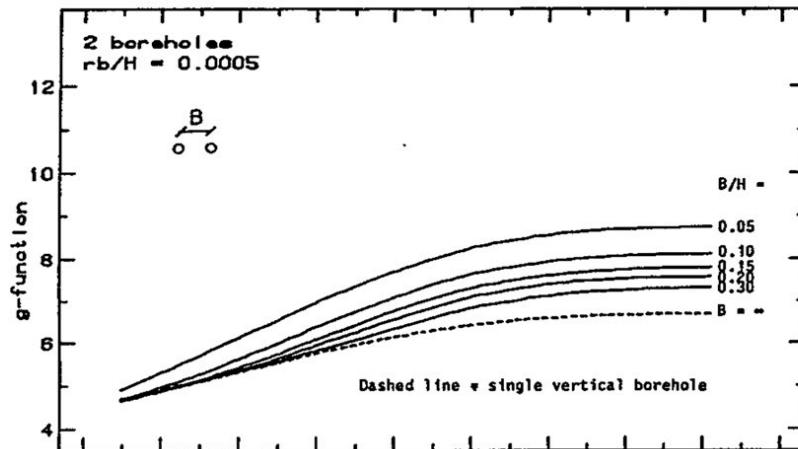


Figure 2-10 : représentation graphique de la fonction G pour deux SG, tiré de [26]

Le nombre de configurations disponibles en utilisant des fonctions G précalculées étant limité, l'utilisation de solutions analytiques peut être privilégiée afin d'améliorer la versatilité du calcul pour n'importe quel champ de sondes. Typiquement, l'outil de modélisation développé par l'UNIGE emploie une solution analytique pour estimer la température moyenne du mur des SG, comme cela est démontré dans [21]. Ces solutions analytiques ont été comparées à des solutions obtenues numériquement et validées. De même, la solution pour un flux de chaleur variable peut être déduite de la solution pour un flux de chaleur constant en utilisant le principe de superposition.

Il est important de noter que les logiciels commerciaux de simulation et de conception de champs de SG, tels que EED (Earth Energy Designer) et EWS (Programm zur Dimensionierung von Erdwärmesonden), utilisent également la fonction G en raison de sa facilité de mise en œuvre et de son efficacité de calcul par rapport aux méthodes s'appuyant sur des éléments finis (FEM). La fonction G est un outil pratique pour la conception des BHE, qui nécessite l'exploration de différents scénarios dans le cadre de processus itératif de design. Dans le cas des grands systèmes BHE, notre modèle fournit une estimation utile des tailles et des configurations des trous de forage nécessaires avant d'initialiser des analyses numériques complexes. Les solutions analytiques de sources linéaires finies ont été calibrées avec succès en les comparant à la fonction G obtenue à l'aide des solutions numériques, démontrant une forte concordance.

Contrairement au dimensionnement d'équipement standard de sous-station de CAD, qui prend généralement en compte les charges de pointe, le dimensionnement des SG nécessite une évaluation complète des charges géothermiques au fil du temps. Au cours de la phase de conception, nous estimons les charges de forage en additionnant les charges des pompes à chaleur décentralisées selon l'Eq 2-1. Compte tenu de la flexibilité modérée offerte par la masse thermique importante des enveloppes des bâtiments et du fluide caloporeur, nous lissons les courbes de charge en calculant la moyenne par intervalles de 4 heures.

La Figure 2-11 illustre un profil typique de la température moyenne du fluide (TMF) pendant 50 ans de fonctionnement de la BHE à des fins de chauffage uniquement. La température diminue progressivement au fil des ans, avec des variations saisonnières et quotidiennes. Le nombre requis de BHE est sélectionné en tenant



compte de la contrainte sur la TMP, comme le recommande la norme SIA 384/6. Par exemple, lorsqu'un mélange de propylène glycol et d'eau à 25 % sert de fluide caloporteur, le MFT doit rester égal ou supérieur à -1,5 °C pendant toute la période d'exploitation de 50 ans afin d'éviter la formation de glace dans le matériau de remplissage et dans la roche.

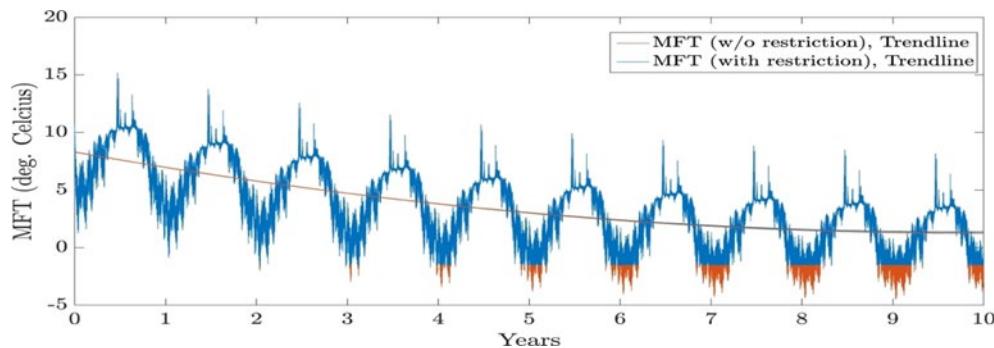


Figure 2-11 : Évolution long terme des variations et de la tendance de la température moyenne du fluide caloporteur dans une SG

L'estimation du TMF repose sur la charge de la SG et la fonction G. La fonction G prend en compte divers facteurs tels que les propriétés du sol (par exemple, la conductivité thermique, la diffusivité thermique et la température du sol non perturbé), la configuration du trou de forage, les caractéristiques thermiques du trou de forage (par exemple, les dimensions, la résistance thermique effective du trou de forage) et les propriétés du fluide caloporteur.

## 2.4 Description détaillée de la boucle anergie

Dans le texte qui suit, l'hydraulique constituant le réseau de cette étude va être présentée, notamment au moyen de schémas de principe hydraulique des différentes installations. La Figure 2-12 présente la nomenclature employée dans les schémas qui figurent dans ce rapport.

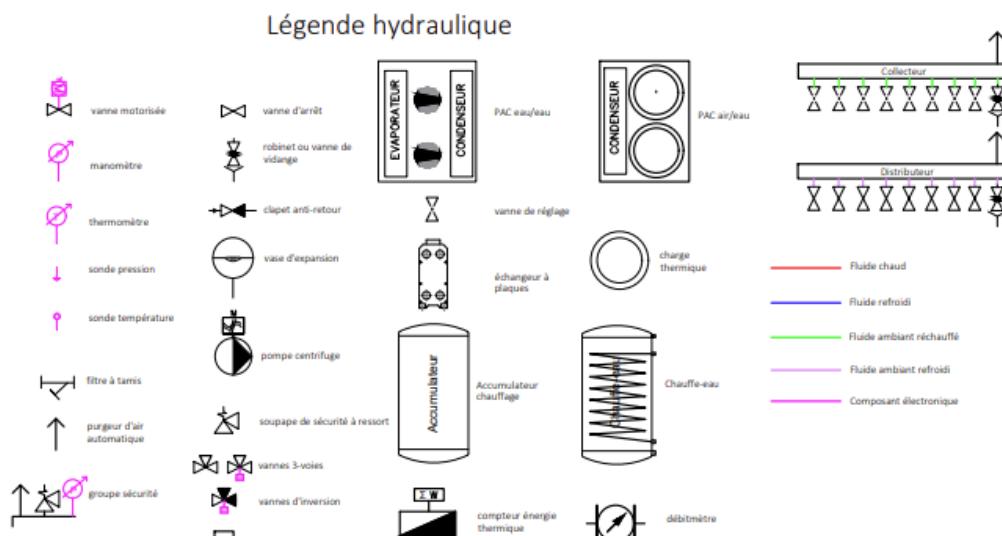


Figure 2-12 : légende pour les schémas hydrauliques



## 2.4.1 Prosommateurs

Presque chaque habitation doit être équipée d'une PAC, en fonction des besoins actuels relevés. Pour des raisons de simplification et de groupement des commandes, une granularité de puissances de PACs est définie de sorte que chaque habitation soit pourvue d'une PAC de 10, 15, 20, 30, 40 ou 60 [kW]. Le Tableau 6 liste les différentes PACs à installer selon la granularité de puissances définies, chaque bâtiment ayant été pourvu de la PAC dont la gamme de puissance permet de couvrir les besoins.

Tableau 6 : nombre de PACs et puissances respectives

NOMBRE DE PACS	17	17	12	9	1	1	1	57
PUISSEANCE PAC [KW]	10	15	20	30	40	60	140	1'185

Les PACs permettent à la fois aux prosommateurs de soutirer de la chaleur en hiver que d'en produire en été. Comme il peut être observé dans la Figure 2-13, une vanne d'inversion permet de bypasser la PAC en connectant directement le prosommateur à l'échangeur de free-cooling, autorisant ainsi un échange de chaleur direct avec le réseau de chauffage. Cette disposition hydraulique sera employée pour toutes les chaufferies, tout en variant la taille de la PAC, des différents accumulateurs et des tailles de conduites.

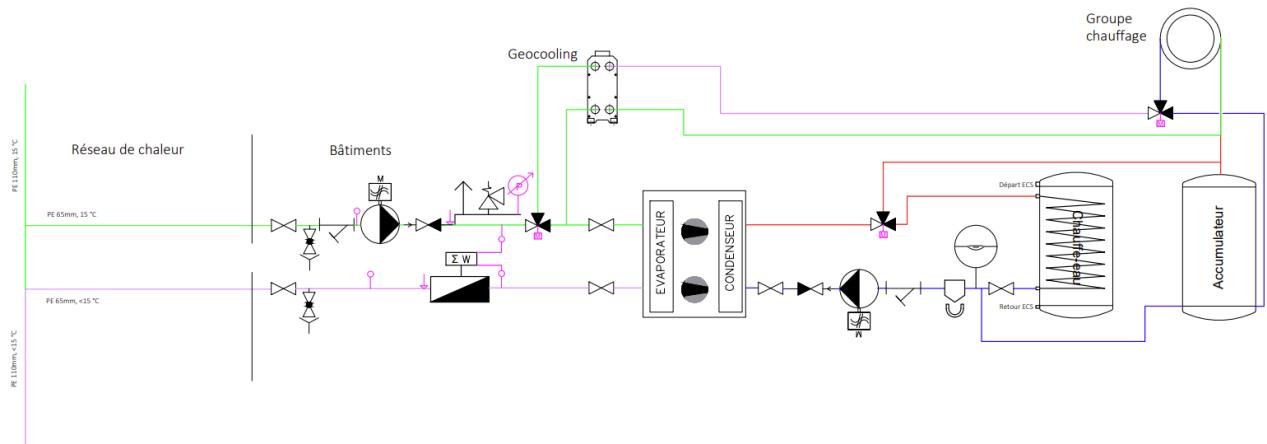


Figure 2-13 : schéma de principe d'une sous-station ou prosommateur

## 2.4.2 Centrale n° 1 : centre de pompage du CAD

La centrale n° 1 contient tous les éléments permettant la commande et le pompage de l'ensemble du CAD. Parmi ces derniers se trouvent le circulateur principal, le système de maintien de pression (vase d'expansion à compresseur) et la centrale de commande MCR. De plus, cette centrale comprend la PAC du CAD haute température communal. Ce petit CAD est considéré comme un consommateur et est, par conséquent, rattaché à la boucle anergie, qui sert de source à sa PAC. Tous ces éléments figurent dans la Figure 2-14, avec la boucle anergie sur la partie gauche et le CAD communal à droite. Au centre, une séparation hydraulique réalisée avec deux vannes d'inversions permet d'isoler la grande PAC lorsque le CAD communal n'est pas actif.



Dans le cas contraire, un bypass permet de séparer les flux entre la boucle anergie et la PAC, cette dernière demandant un débit plus élevé que ce que la boucle anergie peut fournir.

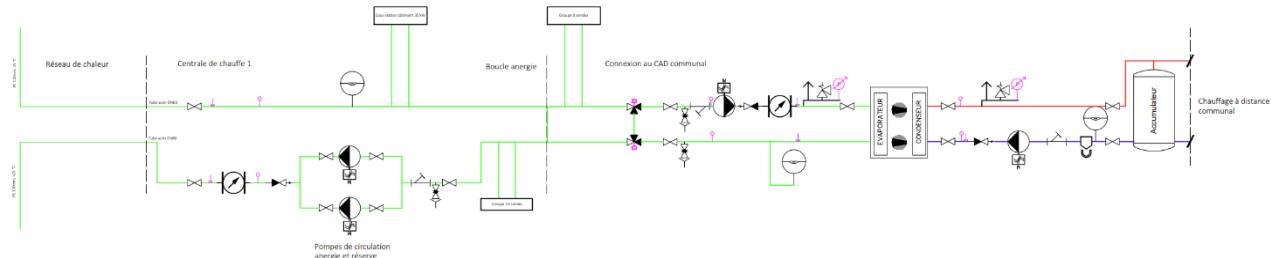


Figure 2-14 : schéma de principe de la centrale de chauffe 1

### 2.4.3 Centrale n° 2 : solutions de récupération de chaleur

La centrale n° 2 introduit les solutions de récupération de chaleur externe aux sondes, permettant la régénération de ces dernières en été et un appoint en hiver. La Figure 2-15 présente les quatre solutions possibles et leur intégration hydraulique avec la boucle anergie, bien qu'elles ne soient pas toutes implémentées dans la réalité. Ceci fera l'objet d'une discussion dans le chapitre 3.1. La connexion à la boucle anergie est réalisée par un bypass similaire à ceux des prosommateurs, avec des vannes motorisées permettant l'isolation de la centrale dans le cas où cette dernière n'est pas active.

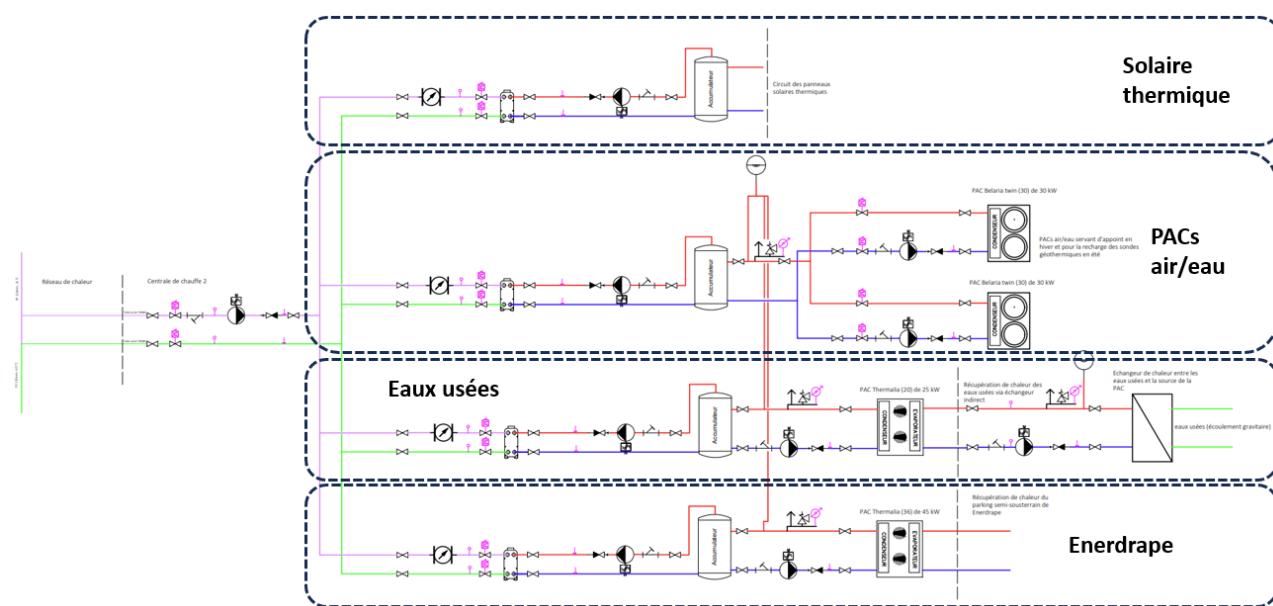


Figure 2-15 : schéma de principe de la centrale n° 2, avec les quatre solutions de récupération de chaleur possibles



#### 2.4.4 Chambre de sondes

Les chambres de sondes sont distribuées le long du parcours de la boucle anergie et servent à regrouper des sondes au moyen d'un couple distributeur/collecteur. Ces chambres en béton, insérées dans la rue même, se composent d'une hydraulique comprenant un circulateur, des vannes motorisées pour l'isolation et du couple distributeur/collecteur. Un bypass semblable à celui des prosommateurs permet de séparer le débit de la boucle anergie de celui du groupe de sondes, qui doit cependant être strictement moins élevé. Ceci est schématisé sur la Figure 2-16.

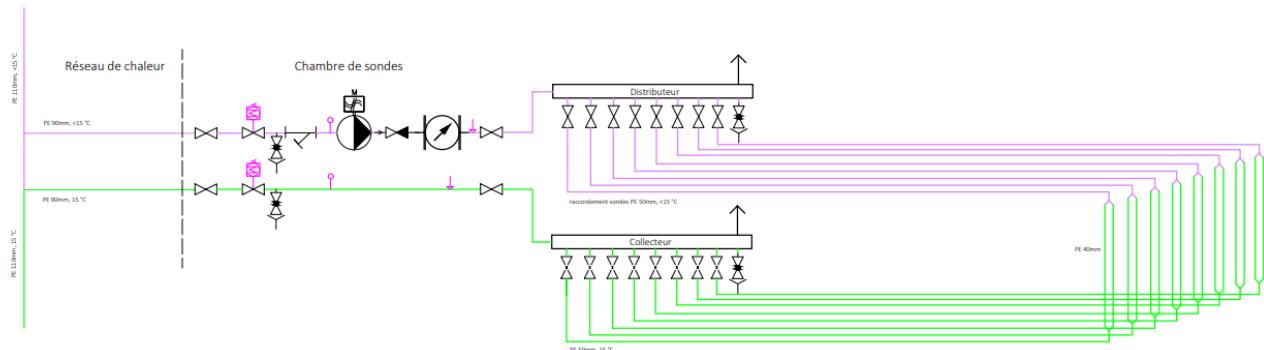


Figure 2-16 : schéma de principe d'une chambre de sondes raccordée à 8 sondes.

#### 2.4.5 Schéma de principe global

La Figure 2-17 présente l'entièreté du réseau de chaleur, intégrant tous les éléments décrits précédemment. On y retrouve ainsi les 7 groupes de bâtiments (de 5 à 10 bâtiments) entrelacés avec 8 groupes de SG (de 8 sondes), avec la centrale de chauffe 1 qui englobe les circulateurs primaires et le CAD communal, et la centrale de chauffe 2 qui englobe les solutions de récupération de chaleur externes. Il faut cependant noter que, dans un but de lisibilité, les détails du circuit hydraulique présentés dans les figures de détail précédentes ont été omis. Seuls les éléments principaux, c'est-à-dire les conduites hydrauliques, ainsi que les circulateurs donnant le sens de parcours du fluide ont été inclus.

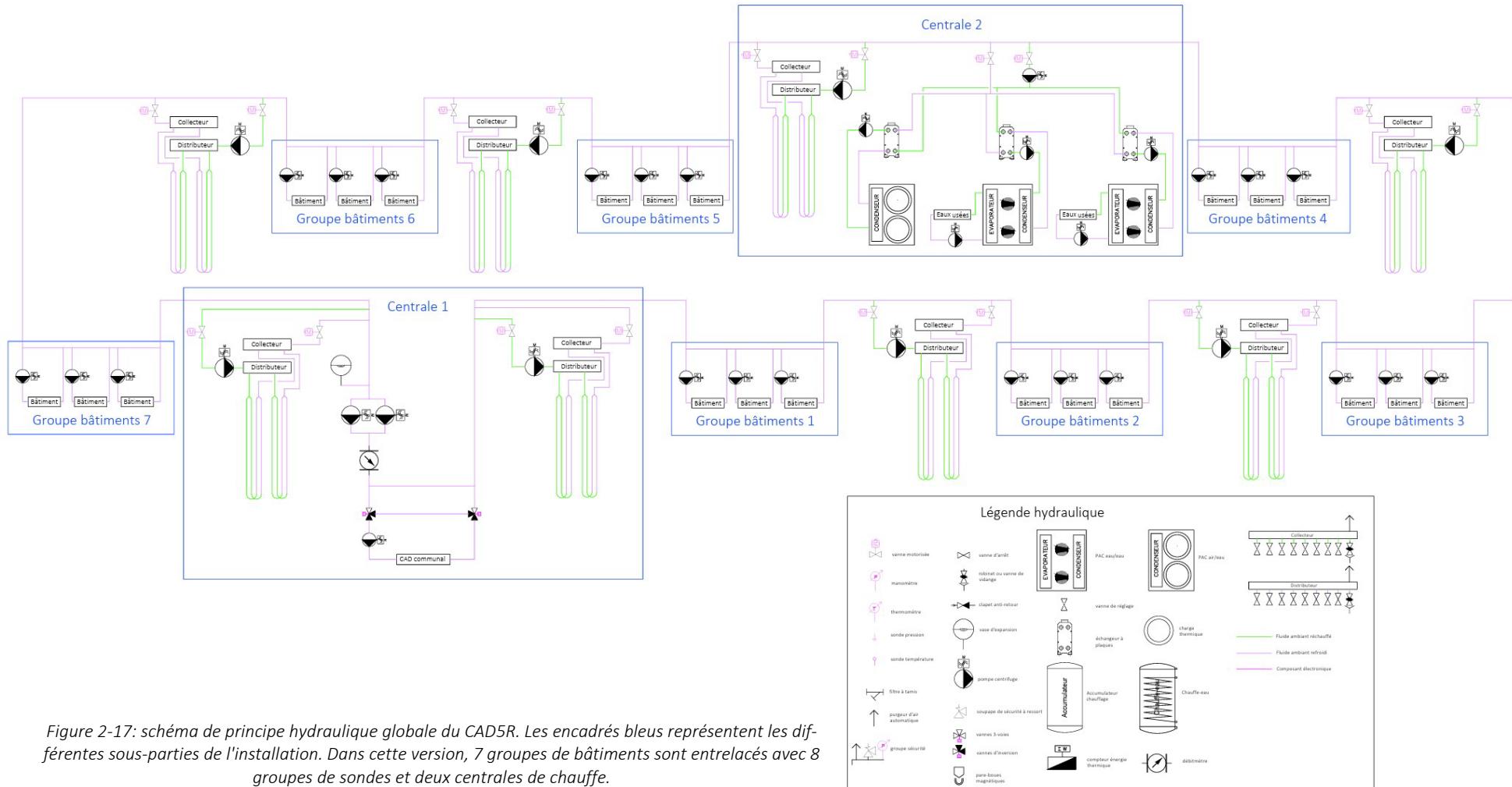


Figure 2-17: schéma de principe hydraulique global du CAD5R. Les encadrés bleus représentent les différentes sous-parties de l'installation. Dans cette version, 7 groupes de bâtiments sont entrelacés avec 8 groupes de sondes et deux centrales de chauffe.



## 3 RÉSULTATS ET DISCUSSION

Il a déjà été expliqué au chapitre 1.2.1 que le village de Grandvaux était un cas d'étude avec peu de place disponible. Le nombre de SG implantables est en pratique limité par la place disponible. Cependant, les SG sont utilisées en tant que source de chaleur primaire et stockage saisonnier, ce qui implique qu'elles doivent être dimensionnées pour subvenir aux besoins du village pour les 50 années à venir. Dans le cas présent, il est en revanche plus aisément de compléter ces SG avec autant de régénération et de sources de chaleur d'appoint que possible. Pour cette raison, l'optimisation va être effectuée de cette manière : toutes les sources de chaleur qu'il est a priori possible d'exploiter seront tout d'abord listées et évaluées en termes de production énergétique et de coût, puis imposées comme contrainte à l'optimisation réalisée par TESSA. De cette manière, la minimisation du nombre de SG nécessaires, compte tenu de la régénération imposée et des interactions mutuelles entre SG, sera inhérente aux conditions initiales de l'optimisation faite par TESSA.

### 3.1 Dimensionnement de la régénération

Dans la section précédente, des solutions de régénération de sondes géothermiques ont été considérées, telles que des panneaux solaires thermiques, des panneaux Enerdrap ou encore de la récupération de chaleur des eaux usées. En outre, il serait bien évidemment possible d'employer des moyens plus classiques, tels que des aéro-refroidisseurs ou encore des PACs air/eau pour compléter la régénération. Ces différentes solutions vont être explicitées puis comparées afin de déterminer la meilleure combinaison de technologies autant d'un point de vue énergétique, exergétique et économique. Pour le présent cas d'étude, toutes ces solutions seront implémentées au niveau du parking du Bugnon, comme il a été expliqué dans le paragraphe 2.4.3.

#### 3.1.1 Récupération de chaleur des eaux usées

Selon la Figure 3-1, il est possible de se rendre compte de la localisation propice de Grandvaux quant aux arrivées d'écoulement des eaux usées des villages environnant. En effet, le parking du Bugnon, au nord-ouest du village, se situe sur un carrefour des canalisations d'assainissement et voit ainsi s'écouler 64'000 [m<sup>3</sup>/an], selon des relevés réalisés. Ces eaux usées terminent leur course dans la STEP de Cully, où la température moyenne varie entre 13 et 24 [°C]. Les exploitants de la STEP de Cully ont confirmé que les processus de dégradation de la STEP ne requièrent pas de température particulière, aucune nitrification biologique pour traiter l'azote n'étant réalisée. En outre, le tronçon de canalisations provenant de Grandvaux ne représente qu'environ 15% du débit total annuel parvenant à la STEP. Afin d'éviter une surévaluation de ces valeurs, les valeurs moyennes présentées dans [22] (13.5 [°C] en moyenne, 11.5 [°C] en hiver et 15.5 [°C] en été). Cette température est supposée être plus élevée en amont de la STEP, moins de déperditions de chaleur ayant alors eu lieu. Une solution antigel sera utilisée du côté de la PAC pour éviter un gel dans la canalisation lors de période de basse utilisation, et un différentiel de température de 5 K standard pour une PAC glycolée sera donc employé.

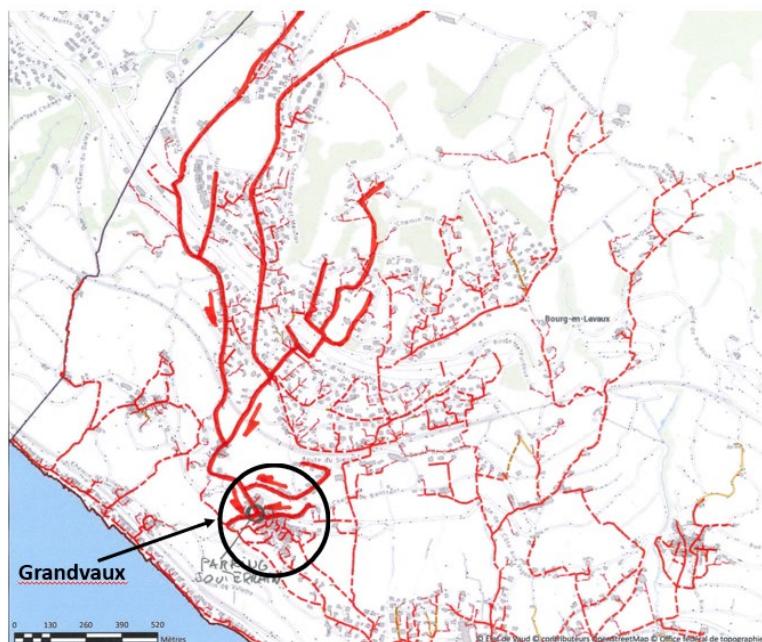


Figure 3-1 : situation de l'assainissement (eaux usées) dans les environs de Grandvaux. Le tracé en rouge représente l'implantation des canalisations d'eaux usées dans les routes.

De nombreux systèmes de récupération de chaleur à partir des eaux usées existent, tels que le système Fekalino<sup>10</sup>, le système Thermwin<sup>11</sup> ou encore le système de KASAG<sup>12</sup>. Cependant, aucun des deux premiers systèmes n'est véritablement adapté au village de Grandvaux en raison des coûts d'investissements élevés et du débit minimum requis pour exploiter l'installation de manière rentable économiquement, selon des informations transmises par les constructeurs en question (au moins 7 [l/s] contre 2 [l/s] effectifs dans le cas présent). Ces systèmes nécessitent également la construction d'une fosse en béton, soit dans la route, soit à un autre endroit en changeant le tracé des canalisations d'eaux usées, engendrant ainsi des coûts et des complications importantes pour la faible récupération de chaleur possible. Pour les raisons évoquées ci-dessus, ces deux systèmes ont donc été écartés de l'analyse. En revanche, le système KASAG permettrait une installation directement dans la canalisation, permettant une mise en œuvre substantiellement facilitée. Une offre demandée pour une longueur d'échangeur de 50 [m] a résulté en une puissance extraite de 37 [kW] pour un coût d'environ 130'000 CHF hors petits éléments et fouilles en utilisant un débit moyen de 7.3 [m<sup>3</sup>/h].

Une autre méthode de récupération de chaleur, développée dans le projet et simulée en détail par le CSEM dans l'Annexe 8, consiste à remplacer les conduites d'eau usée par de la fonte (permettant une bonne transmission de chaleur) et d'installer une conduite en fonte faisant un aller-retour le long de cette partie de canalisation afin de récupérer la chaleur de manière indirecte. Un fluide caloporteur circule dans la conduite effectuant un aller-retour jusqu'à la centrale n°2 où une PAC sol/eau permet de valoriser la chaleur récupérée et de la transférer dans le circuit de la boucle principale via un échangeur, comme illustré dans la Figure 3-2.

<sup>10</sup> Voir FEKALINO | Wärme aus Abwasser – Bewährte Technik im Kleinformat.

<sup>11</sup> Voir Systems Concept for Heat Recovery with External Heat Exchanger (HUBER ThermWin) - Picatech Huber AG

<sup>12</sup> Voir Solutions d'échangeurs thermiques ([kasag.com](http://kasag.com))



Cette solution simple a l'avantage d'être non-invasive en ce qui concerne la canalisation d'intérêt (aucun entretien supplémentaire pour le nettoyage) et techniquement simple. Le résultat de la simulation effectuée avec Comsol indique qu'une puissance de 25.8 [kW] peut être transférée depuis les eaux usées dans le circuit intermédiaire. Une rapide estimation de la performance du système montre qu'un COP moyen de 4.5 peut être obtenu, en considérant une température source de 5 [°C] à l'évaporateur et une température de départ de 30 [°C], et en prenant la pompe de circulation dans les conduites en fonte ductile.

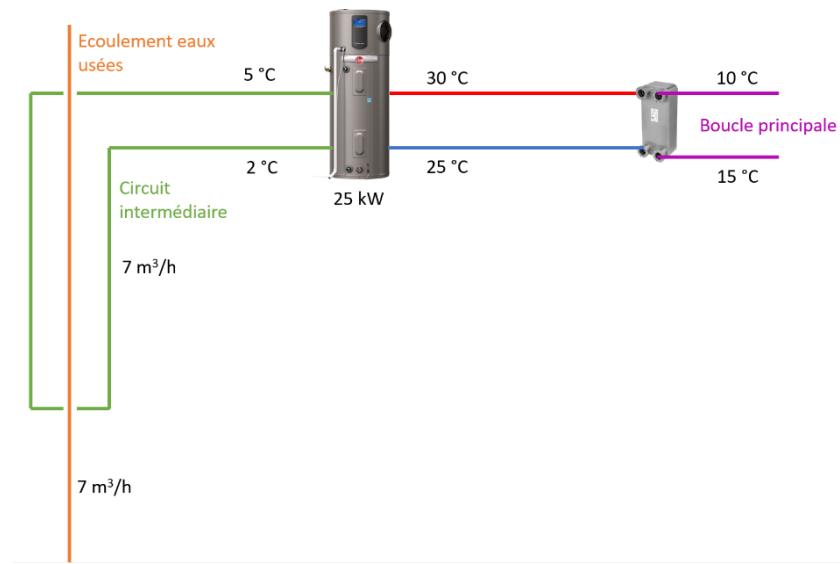


Figure 3-2 : illustration du système de récupération de chaleur des eaux usées

Le Tableau 7 offre une comparaison détaillée des caractéristiques principales des quatre solutions en question. La solution étudiée par le CSEM est préférée par son avantage économique ainsi que de mise en œuvre.

Tableau 7 : comparaison des solutions de récupération de chaleur des eaux usées. Le détail de ces budgets approximatifs et ce qu'ils incluent est présenté sur la Figure 8-17 dans l'Annexe 8.3.

	FEKAlino	ThermWin	Kasag	CSEM
Puissance de pointe [kW]	96	99	37	25
Energie annuelle produite [MWh]	420	433	162	109
Puissance électrique [kW]	16	15	2	2



Coût [CHF]	275'000	237'000	172'000	60'000
Coût spécifique [CHF/kW]	2'864	2'393	4'648	2'400

### 3.1.2 Panneaux Enerdrape

Les parkings ont des surfaces de mur contre le terrain qui permet un échange thermique et donc une récupération d'énergie. L'installation de l'étude comprend 230 m linéaires de mur utilisés, soit potentiellement 308 panneaux installés correspondant à une puissance source de 30 kW. Les panneaux doivent être reliés à une pompe à chaleur, pour ainsi produire environ 79 MWh par an d'énergie valorisable. Ces puissance et énergie ont été calculés grâce à des simulations numériques dynamiques calibrées sur les retours d'expériences du système Enerdrape, dont le profil de température sur 50 ans peut être observé sur la Figure 3-5.

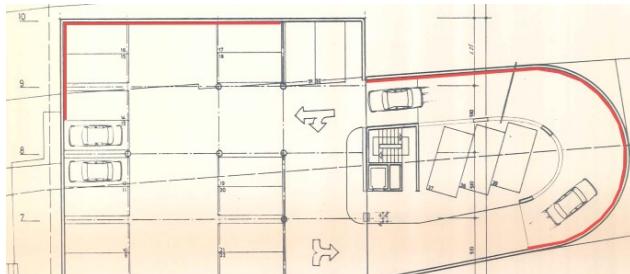


Figure 3-3 : placement des panneaux géothermiques contre les murs du parking

Le système peut être divisé en 4 parties principales :

- Système de pompe à chaleur.
- Panneaux-capteurs.



- Conduits collecteurs.
- Conduites du réseau hydraulique.

Le système de pompe à chaleur comprend une pompe à chaleur de 38 kW avec un accumulateur d'eau chaude ou un échangeur de chaleur si nécessaire. Les panneaux sont composés de panneaux géothermiques, de panneaux cosmétiques blancs (personnalisables sur demande), de connecteurs inter-panneaux, de tuyaux en plastique et d'accessoires de maintien à fixer sur les murs. Les collecteurs sont placés sous les panneaux et recueillent tous les tuyaux qui proviennent directement des panneaux. Le diamètre de ces collecteurs est compris entre 40 et 70 mm en fonction du nombre de panneaux qui y sont raccordés. Les tuyaux du réseau hydraulique sont les tuyaux qui amènent le fluide caloporteur de la pompe à chaleur aux collecteurs. Ils sont en acier inoxydable ou en acier noir isolé et d'un diamètre compris entre 50 et 80 mm. La pompe à chaleur injecte le fluide à 2 ou 3 °C dans les panneaux. La Figure 3-4 présente le système tel qu'il est prévu.

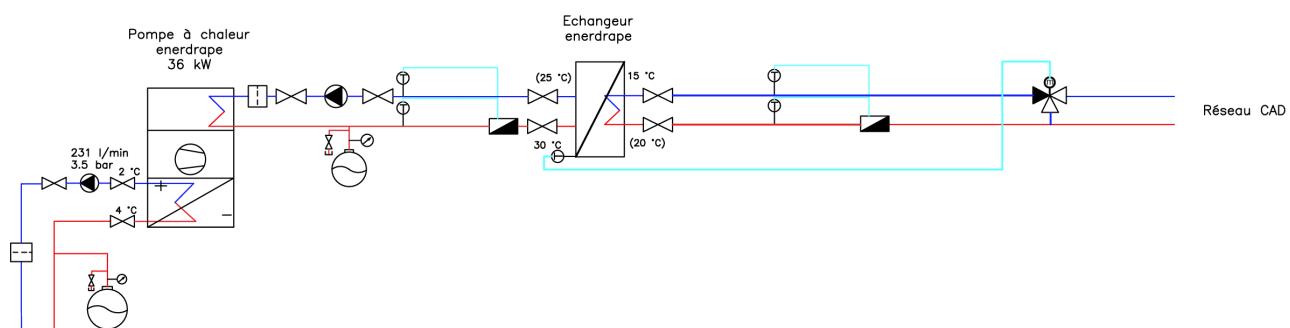


Figure 3-4: schéma de principe du système Enerdrape. Les panneaux (non-représentés) se situent en bas à gauche du système. La PAC valorise la chaleur contenue dans le fluide antigel à 4 [°C] pour fournir de l'eau à 30 [°C]. La chaleur contenue dans cette dernière est ensuite transférée au CAD via un échangeur à plaques dans une conduite de déviation du CAD. Un schéma global de la récupération de chaleur est également présenté dans la Figure 2-15 et permet de comprendre la connexion de cette déviation avec le CAD.

Différentes solutions d'implémentation ont été étudiées. La première fut l'installation de panneaux sur tous les murs contre terre, sauf les rampes, qui comprennent un temps d'installation plus élevé en raison de leur courbure. En ne considérant que la période de chauffe, 22 MWh peuvent être fournis au réseau. En ajoutant les rampes, l'énergie annuelle passe à 53 MWh.

En considérant le réchauffement climatique, les étés plus chauds et la rénovation des bâtiments, une demande de froid sera de plus en plus importante au fil des ans. Afin d'anticiper sur ces faits, il est important de prévoir une production de froid durant l'été. En produisant du froid en été avec les mêmes panneaux Enerdrape, le terrain se voit rechargé saisonnièrement, ce qui permet d'utiliser l'installation plus longtemps les jours d'hiver. Cette augmentation du temps de fonctionnement se traduit par une énergie annuelle élevée à 76 MWh.

Tableau 8 : résumé des différentes variantes

Recharge	Rampes équipées	Nombre de panneaux	Puissance installée	Temps de fonctionnement	Energie annuelle
non	non	128	16 kW	7 h / jour	22 MWh
non	oui	308	38 kW	7 h / jour	53 MWh
oui	oui	308	38 kW	10 h / jour	76 MWh

Les puissances d'extraction ont été définies grâce à des simulations dynamiques réalisées à l'aide du logiciel COMSOL Multiphysics version 6.2. Le modèle a montré que 3 différentes possibilités d'exploitation existent :

- Exploitation en bandeau 24h/24 à faible puissance pour optimiser la disponibilité de l'énergie
- Exploitation 10h par jour à moyenne puissance pour optimiser la quantité d'énergie annuelle



- Exploitation 2h par jour à haute puissance pour optimiser la régulation des pics de besoins

Pour l'exploitation par le réseau de chaleur à distance, il a été préféré d'optimiser la quantité de chaleur fournie par an avec une utilisation 10h par jour et un total de 76 MWh d'énergie annuelle estimée. L'installation peut théoriquement fournir plus d'énergie, mais le refroidissement du terrain serait alors trop important sur 50 ans. Les 10h par jour et 76 MWh ont été dimensionnés afin de respecter le critère de dimensionnement SIA 384/6 pour une durée minimale de 50 ans de fonctionnement, comme montré sur la Figure 3-5.

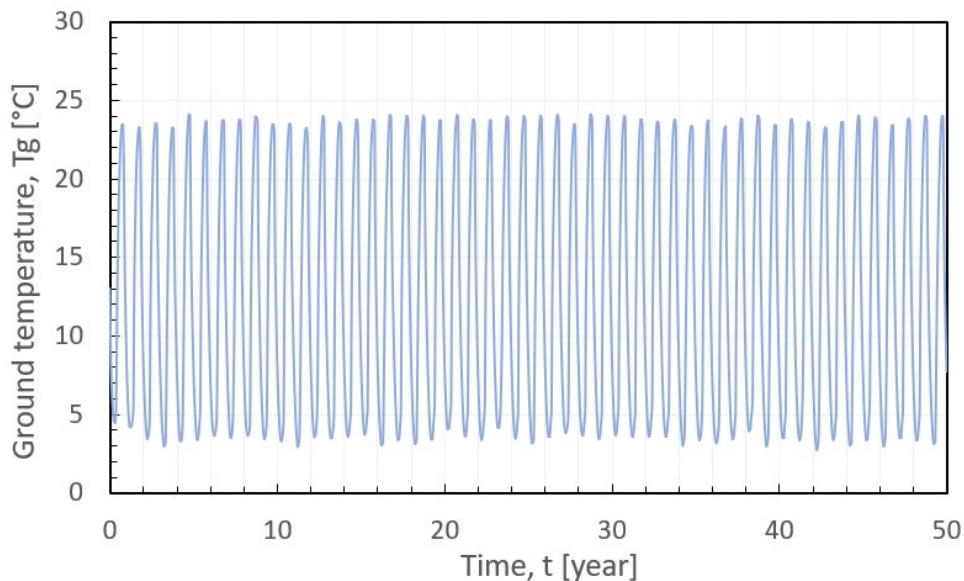


Figure 3-5 : simulation de la température moyenne du sol contre les panneaux sur 50 ans, pour une production annuelle d'énergie de 76 [MWh]

Le coût d'installation de cette solution est de 191'000, réparti comme présenté dans le

Tableau 9: répartition des coûts Enerdrape

Catégorie	Prix
Panneaux Enerdrape	43'200 CHF
Réseau hydraulique	30'700 CHF
Calorifugeage	18'800 CHF
PAC	97'000 CHF
<b>Total TTC</b>	<b>191'000</b>



### 3.1.3 Panneaux solaires

Les systèmes solaires thermiques sont particulièrement appropriés à la recharge des sondes géothermiques. Ils peuvent cependant nécessiter une place relativement importante pour avoir un impact perceptible sur le fonctionnement du système. Or, la place disponible sur le parking du Bugnon est limitée et peut représenter une limitation pour cette technologie. Pour cette raison, l'analyse qui suit va permettre de déterminer l'efficience et l'intérêt énergétique des trois systèmes suivants :

- Une couverture 100 % solaire thermique.
- Une couverture 100 % solaire photovoltaïque.
- Une couverture 100 % PVT, à savoir hybride.

Ces trois solutions permettent d'étudier les possibilités pour cette couverture solaire. L'objectif consiste à fournir la plus grande proportion possible des 300 [MWh/an] nécessaire pour régénérer le terrain et servir d'appoint d'énergie direct en hiver (voir chapitre 3.2). L'énergie solaire photovoltaïque peut, quant à elle, être valorisée en étant autoconsommée autant que possible par les systèmes de régénération en nécessitant, tels que la PAC d'Enerdrapé, des eaux usées ou encore une PAC air/eau si besoin. Les emplacements à disposition pour installer les systèmes solaires peuvent être observés sur la Figure 3-6.



Figure 3-6 : toits et futures pergolas installable sur la centrale n° 2

#### Solution 100 % solaire thermique

Le nombre de capteurs (tubes) solaires thermiques pouvant être installés sur l'ensemble du parking, y compris les pergolas extérieures, s'élève à 380 au total. Chaque panneau génère une puissance nominale de 400 [Wth]



l'énergie annuelle produite est d'environ 120'000 [kWh/an], selon une simulation réalisée avec Polysun. Les budgets selon retour d'offre de ces installations sont de 560'000 CHF.

### Solution 100 % photovoltaïque

Dans ce cas de figure, les besoins en énergie manquants seront complétés au moyen de PAC air/eau autoconsommant l'électricité produite par le système PV. Ce système, composé de 127 panneaux de 435 [Wc], produit une énergie électrique annuelle de 63'000 [kWh] et son installation serait d'environ 200'000 CHF TTC.

### Solution 100 % hybride

Les panneaux solaires PVT (photovoltaïques-thermiques) sont des panneaux hybrides, produisant dans le cas présent 250 [Wc] thermiques et 74 [Wc] électriques. Les productibles annuels respectifs sont de 75'000 [kWh] thermiques et de 20'000 [kWh] électriques et le coût de l'installation revient à 566'000 CHF TTC.

### Intégration du solaire thermique au réseau de chaleur

L'intégration d'une installation solaire thermique à la boucle anergie peut être réalisée comme présenté dans la Figure 3-7, où un couplage via un échangeur est réalisé. Il faut cependant noter que les niveaux de températures présentés correspondent davantage à une installation PVT, qui nécessite une température de fonctionnement de la partie thermique plus basse à cause des cellules PV, qu'à une installation solaire thermique traditionnelle, dont les températures de départ dépassent largement les 80 [°C]. Dans ce cas, il convient de noter que les pertes exergétiques sont élevées.

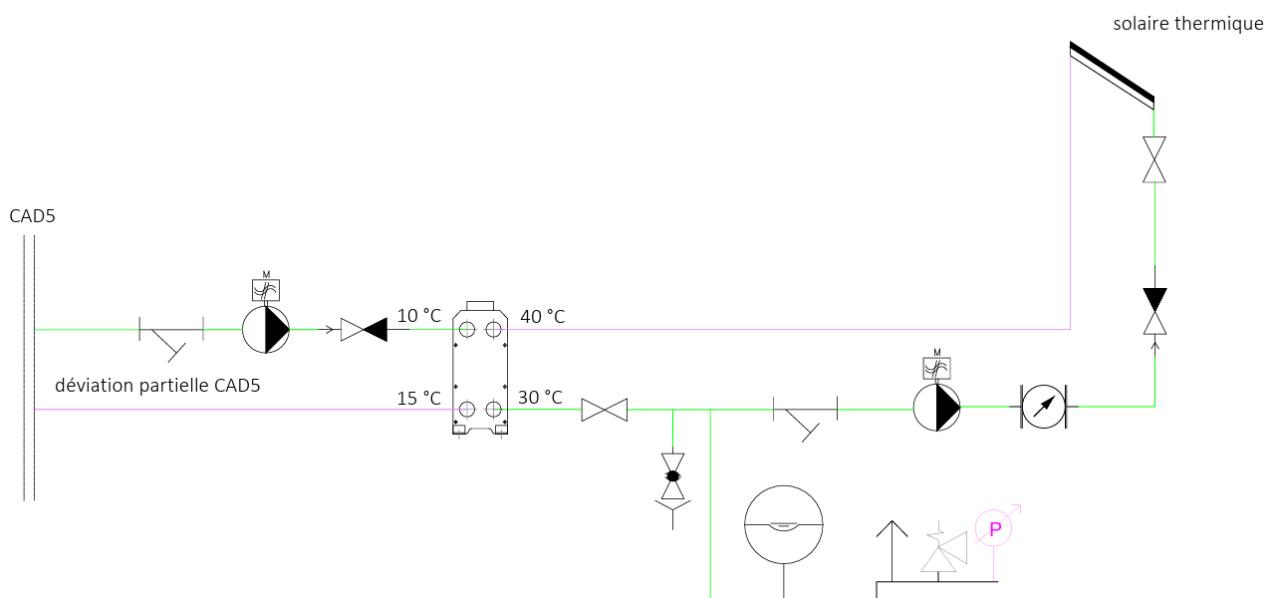


Figure 3-7: schématique hydraulique de l'intégration d'un système PVT au réseau de chaleur.

### Coûts

Le tableau Tableau 10 présente tout d'abord les coûts d'installation des trois variantes solaires, ainsi que les coûts de revient de kWh (électrique ou thermique). Comme on peut le constater, la variante PV possède le prix de revient du kWh le plus faible en faisant a priori la variante la plus rentable économiquement.



Cependant, il faut considérer plusieurs autres facteurs. Dans une optique de régénération du réseau de SG, la variante PV ne permet pas de directement produire de la chaleur, mais simplement d'en diminuer les coûts d'opération (dans le cas d'une PAC). Ainsi, on peut considérer qu'un kWh électrique produit peut fournir de deux jusqu'à six kWh thermiques en fonction du type de source de chaleur ainsi que de la saison. En revanche, il faut également considérer l'amortissement et les intérêts (i.e. les annuités) liées à l'investissement dans cette PAC avant de conclure sur l'efficience économique de la solution.

Tableau 10: coûts des différentes installations solaires possibles

Catégories	100% PV	100% solaire thermique	100% PVT (hybride)
Coût total (incl. Pergolas)	215'000 CHF	566'800 CHF	542'000 CHF
Puissance crête	55 [kWc]	152 [kWthc]	95 [kWthc] et 28.12 [kWc]
Rendement AC ou thermique [kWh él]	63	0	20
Rendement thermique [kWh th]	0	119	74

Dans le cas du solaire thermique, on obtient un coût du kWh thermique environ 8.5 ct plus cher que dans le cas du PV. Dans le cas du solaire thermique hybride, le surcoût moyen est de 14.9 ct. En considérant une PAC air/eau avec un SCOP de 3 dont le prix d'investissement est de 2000 [CHF/kW] (selon offres reçues), on obtient une chaleur annuelle de 189 [MWh] en utilisant exclusivement le PV pour la PAC. Cette PAC est de 74 [kW] si l'on considère une utilisation quotidienne de 7 [h/jour], résultant en un investissement de 154'100 CHF. Le même raisonnement peut être fait avec le solaire PVT hybride, où l'on obtient une PAC de 24 [kW] coûtant 48'000 CHF pour un rendement de 60 [MWh], plus les 74 [MWh] déjà produits par la partie thermique des panneaux PVT. Le tout est récapitulé dans le Tableau 11.

Tableau 11: récapitulatif des différentes variantes solaires incluant une PAC air/eau utilisant l'intégralité du productible PV (hypothèse) et estimation du prix de revient du kWh thermique résultant

Catégories	100% PV avec PAC air/eau de 74 [kW]	100% solaire thermique	100% PVT (hybride) avec PAC air/eau de 23.5 [kW]
Coût total (incl. Pergolas et PAC air/eau)	369'000 CHF	566'800 CHF	591'000 CHF
Production thermique [MWh]	189	119	134 (Solaire thermique : 74 et PAC air/eau : 60)



Comme l'on peut le constater, la variante PV+PAC air/eau est plus rentable économiquement que les solutions thermiques ou thermiques-PV hybrides.

## 3.2 Dimensionnement du réseau de SG avec TESSA

### 3.2.1 Données et hypothèses d'entrée

La base pour le dimensionnement de ce CAD est la prévision des besoins en chaleur du village de Grandvaux, fournie par l'UNIGE. Comme déjà mentionné, plusieurs hypothèses ont été utilisées pour obtenir ces prévisions sur 50 ans, et une sensibilité aux plus impactantes d'entre elles sera réalisée. Ces hypothèses, listées ci-dessous, ont été réalisées de manière informée, en fonction des statistiques relatives à des bâtiments similaires dans le canton de Vaud.

- **Consommations** : les consommations d'énergie actuelles ont été toutes relevées sur place. Elles reflètent donc suffisamment bien l'état actuel des choses. Les données d'agrégation ont pu être calibrées sur ces données.
- **Rénovations** : un taux de rénovation annuel de 1 % du parc immobilier est pris en compte, de même que la baisse en besoins énergétiques associée.
- **Froid** : la prévision des besoins en froid est basée sur les modèles internes à l'UNIGE. Des solutions additionnelles de régénération de chaleur pourront être rajoutées ultérieurement (PAC air/eau) si ces besoins s'avéraient surestimés.
- **ECS** : les besoins en ECS sont supposés rester quasiment constants.
- **Raccordements** : il est supposé que toutes les habitations du village seront raccordées au réseau. Si tel ne devait pas être le cas, une partie des solutions de régénération pourrait être écartée.
- **COP** : le COP des PACs sera calculé avec l'Eq 2-1, avec une efficacité Carnot de  $\eta = 0.5$
- **Fluide caloporeur** : une étude des différents fluides possibles a mené à l'utilisation du Chauffagel-G (voir Tableau 4) pour sa viscosité cinématique plus faible que d'autres antigels classiques.

En utilisant ces hypothèses, des profils de besoins énergétiques aux valeurs extrémiales présentées dans le Tableau 12 peuvent être utilisés pour le dimensionnement du parc de SG. De fait, les besoins en chaud diminuent d'environ un quart sur 50 ans, ce qui est une vision relativement pessimiste de la situation, d'autant plus que la majorité des habitations sont actuellement équipées d'une mauvaise isolation d'enveloppe. Ceci implique que ce critère de dimensionnement mènera à une estimation conservatrice du nombre de sondes nécessaires ainsi que de la régénération associée.

Tableau 12 : évolution des besoins énergétiques en 50 ans

Année	Besoins en chaud [MWh]	Besoins en froid [MWh]
2020	2'350	4.5
2069	1'810 (-23%)	218 (+4'840%)



### 3.2.2 Dimensionnement avec TESSA

Dans cette section, nous décrivons la méthode de simulation du fonctionnement de CAD5R avec source décentralisée. Les données d'entrée comprennent les courbes de charge des bâtiments, les caractéristiques des champs de forage, les courbes d'approvisionnement pour les sources thermiques supplémentaires (par exemple, Enerdrape, chaleur résiduelle des eaux usées et solaire thermique), les spécifications techniques des dispositifs de production d'énergie (c'est-à-dire les pompes à chaleur décentralisées et les refroidisseurs), et les propriétés des fluides caloporteurs. Ces éléments ont été examinés en détail dans les chapitres précédents. À ce stade, il est essentiel d'évaluer le bilan énergétique au sein du CAD5 en utilisant l'efficacité des pompes à chaleur décentralisées basée sur la température du fluide dans le réseau thermique. Comme la température du fluide caloporteur, l'efficacité des pompes à chaleur décentralisées et le transfert de chaleur dans les SG dépendent les uns des autres, un processus itératif est nécessaire. À chaque pas de temps, la température du fluide caloporteur est initialement fixée à l'aide des valeurs du pas de temps précédent, puis l'efficacité de la pompe à chaleur décentralisée est calculée en fonction de cette température. Le bilan énergétique est ensuite évalué pour déterminer l'échange de chaleur dans le champ de forage, en utilisant la méthodologie de la fonction G. La boucle itérative se termine lorsque la valeur du transfert de chaleur dans les BHE de deux itérations consécutives converge dans une tolérance spécifiée. Les températures actualisées des fluides sont ensuite reportées à l'itération suivante.

En s'appuyant sur l'outil d'optimisation fourni par l'UNIGE (voir Section 2.3) et sur les données présentées précédemment, une évaluation préalable a permis d'identifier 103 sites potentiels de forage, chaque forage étant limité à une profondeur de 250 mètres afin de limiter les risques de forage et notamment les éboulements durant le retrait de la foreuse. Afin d'optimiser la configuration des forages et de minimiser la résistance thermique du sol à long terme, nous avons utilisé une stratégie d'optimisation parmi ces sites potentiels pour tout nombre possible de forages (<103). La Figure 3-8 compare la densité des SG de tous les sites potentiels (gauche) et la distribution optimisée de 64 SG (droite) à titre d'exemple. Dans la partie (a), il est évident qu'un groupe de trous de forage est densément situé dans le coin sud du village, ce qui conduit à une réduction de la performance énergétique en raison d'une interférence thermique importante entre les sondes. Les 64 SG montrées sur la partie (b) ont été placées sur les routes du village de façon aléatoire, résultant en une importante concentration dans le bas du Bourg. À l'inverse, la disposition des 64 trous de forage présentée dans la partie (c) est répartie de manière optimale, ce qui maximise le potentiel d'extraction efficace de la chaleur des trous de forage.

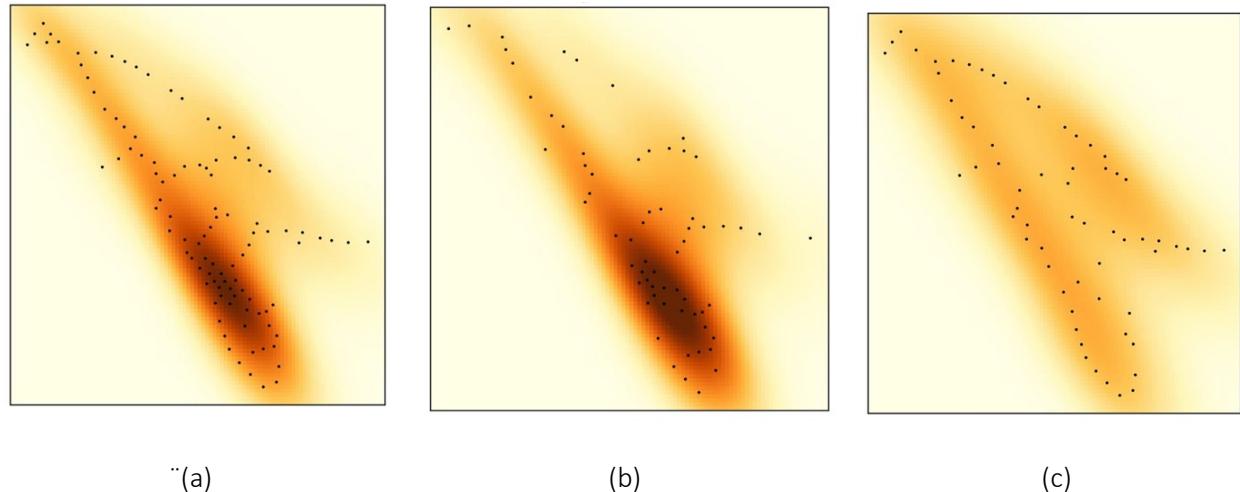


Figure 3-8 : Comparaison de la densité des SG avant (gauche et centre) et après (droite) optimisation. L'échelle de couleur indique la réponse thermique superposée du terrain, et renseigne ainsi sur le niveau de refroidissement du terrain en 50 ans.

La Figure 3-9 permet aussi de se rendre compte de l'impact de l'optimisation décrite ci-dessus sur la fonction G, qui à son tour exprime l'ampleur de la réponse thermique d'un groupe de sondes. En effet, la fonction G obtenue après optimisation notablement plus faible que celle obtenue avec un placement aléatoire, résultant en des interactions thermiques moins importantes et donc une meilleure utilisation du mètre de forage.

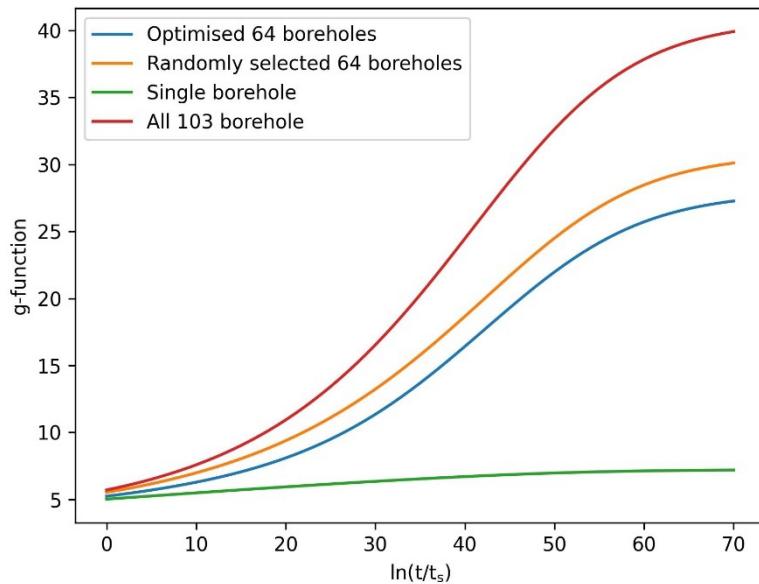


Figure 3-9 : illustration de l'optimisation du placement des SG en visualisant la fonction G résultante



L'étape suivante consiste à déterminer le nombre requis de SG, en veillant à ce que le TMF reste en dessous de 3°C sur 50 ans. Comme les facteurs de réponse thermique du sol dépendent du nombre de BHE, un processus itératif est nécessaire, et les facteurs de réponse thermique du sol sont réévalués jusqu'à convergence. Cependant, l'énergie totale soutirée des SG dépend du COP des PACs décentralisées, selon l'Eq 2-1. Le Tableau 13 montre les variations attendues si l'efficacité Carnot  $\eta_{Carnot}$  est modifiée. Cela permet de constater une résilience intrinsèque du système. En effet, lorsque la température du système se réduit, le COP diminue et réduit donc la demande sur le réseau au détriment de la demande électrique.

Tableau 13 : impact de l'efficacité Carnot sur le nombre de sondes nécessaires

Modification de l'efficacité Carnot de la PAC	Efficacité Carnot de la PAC	COP obtenu ( $T_{chaud}=60^{\circ}\text{C}$ , $T_{froid}=10^{\circ}\text{C}$ )	Nombre de SG requises
-30 %	0.35	2.3	41
-20 %	0.40	2.7	47
-10 %	0.45	3	52
Valeur de base	0.50	3.3	56
+10 %	0.55	3.7	60
+20 %	0.60	4	63
+30 %	0.65	4.3	66

Les résultats de la simulation opérationnelle comprennent le bilan énergétique du système CAD5, comme la consommation d'électricité des pompes à chaleur décentralisées et des pompes de circulation, l'échange de chaleur dans les SG, ainsi que les températures des parois SG et les températures du fluide caloporteur. La Figure 3-10 présente la simulation du bilan de puissance du système CAD5 pour l'année 2020. Notamment, l'extraction de chaleur des SG (BHE) et la consommation d'électricité par les pompes à chaleur décentralisées sont les principales sources d'énergie pour répondre à la demande de chauffage finale des bâtiments pendant la saison de chauffage, tandis que les sources additionnelles thermiques supplémentaires (Enerdrape, solaire thermique) jouent un rôle de régénération.

Les énergies annuelles prélevées et fournies au réseau anergie peuvent être consultées dans le Tableau 14. Le point intéressant concerne l'énergie nécessaire pour la régénération du sol, qui reste constante à environ 300 [MWh/an] sur les 50 ans, tandis que l'énergie soutirée et fournie du/au réseau par les prosommateurs varie, de même que l'énergie prélevée du terrain. Le mix énergétique permettant d'atteindre le niveau de régénération requis est présenté au chapitre 3.1.



Tableau 14 : résumé des énergies annuelles simulées par l'UNIGE

Période	Énergie prosom-mateur chaud [MWh]	Énergie prosom-mateur froid [MWh]	Énergie prélevée sondes [MWh]	Energie Enerdrape [MWh]	Énergie eaux usées [MWh]	Énergie solaire thermique [MWh]	Énergie régénération totale [MWh] et % de régénération
2020	2'352	4.3	1'270	79	185	30	294 (23.1%)
2069	1'809	218	688	79	185	30	294 (42.7%)
Moyenne	2'079	111	973	79	185	30	294 (30.2%)

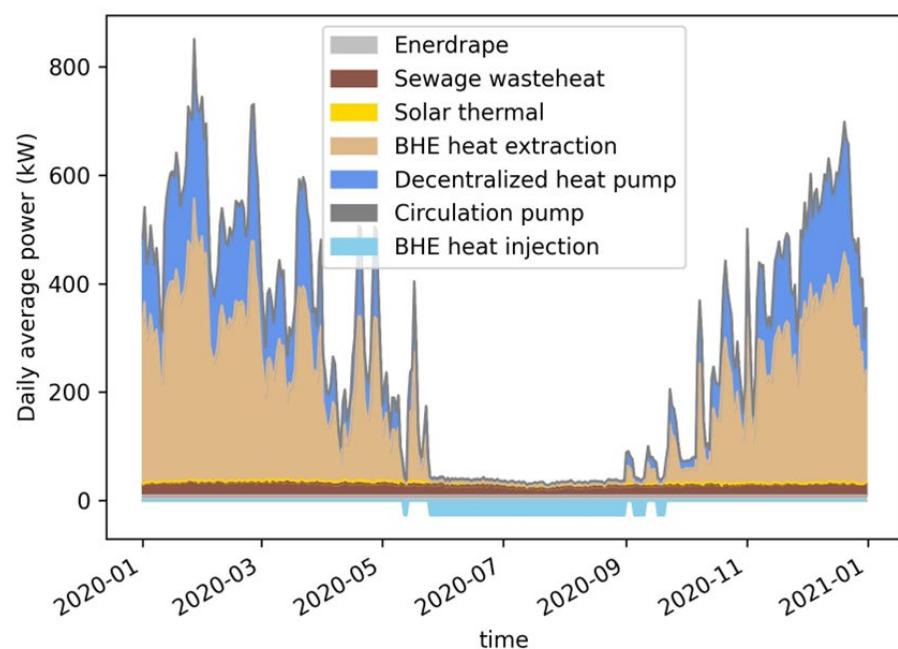


Figure 3-10 : bilan de puissance horaire pour l'année 2020



Les Figures 3-11 et 3-12 donnent un aperçu des sources d'énergie utilisées pour répondre à la demande de chauffage et de refroidissement des bâtiments sur une période de 50 ans. Il est supposé ici que tous les bâtiments nécessitent progressivement plus de refroidissement, émulant ainsi le fait que des systèmes de free-cooling sont installés dans les bâtiments rénovés. La demande en chaud inclut le chauffage et l'ECS de manière confondue. Les calculs indiquent que le COP moyen sur une année des pompes à chaleur décentralisées atteint 3.2 en gardant une température de départ constante de 60 [°C]. Il existe un potentiel d'amélioration du COP si la température de chauffage requise pour les bâtiments de Grandvaux (supposée être de 60 °C) est réduite à 45 [°C] en prenant en compte une température de départ moyenne et non maximale ainsi que l'isolation progressive des bâtiments, on calcule un COP moyen sur 50 ans à 3.8. En outre, le COP moyen du refroidissement par free-cooling est très élevé, seuls les circulateurs décentralisés ainsi que ceux du réseau devant être activés, ce qui s'explique en grande partie par les avantages du refroidissement gratuit lorsque la température du fluide quittant les SG est suffisamment basse.

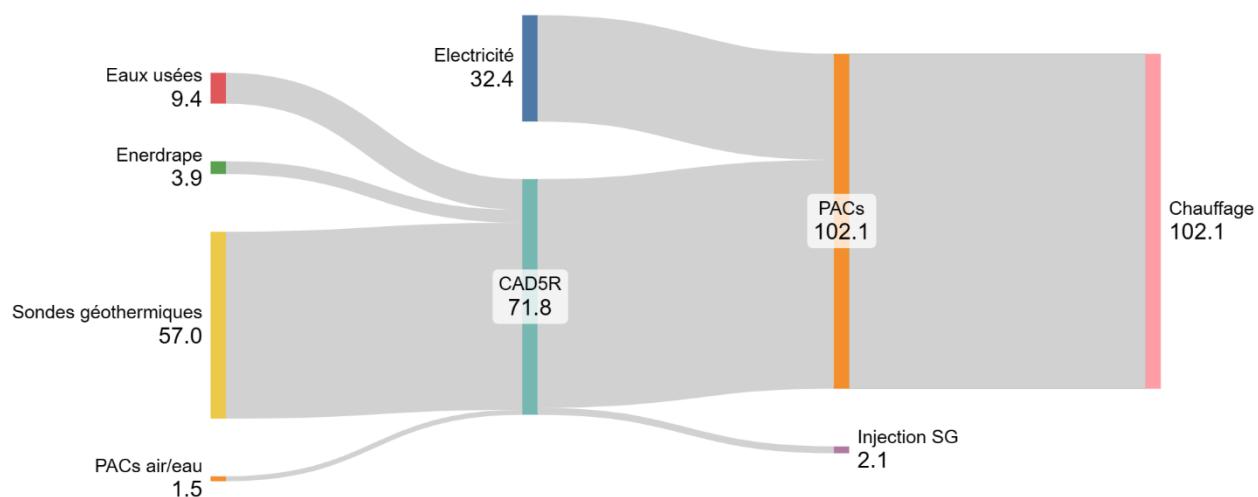


Figure 3-11 : flux énergétiques cumulés sur 50 ans pour le chauffage et l'ECS des bâtiments. Chiffres en GWh.



Figure 3-12 : flux énergétiques cumulés sur 50 ans pour le refroidissement des bâtiments

La Figure 3-13 illustre l'évolution de la TMF dans le champ de SG du CAD5 sur 50 ans. Cette évolution reflète l'impact combiné de la réduction de la demande de chauffage des bâtiments et de l'augmentation de la régénération due à la demande de refroidissement, selon les hypothèses formulées au paragraphe 3.2.1. La TMF

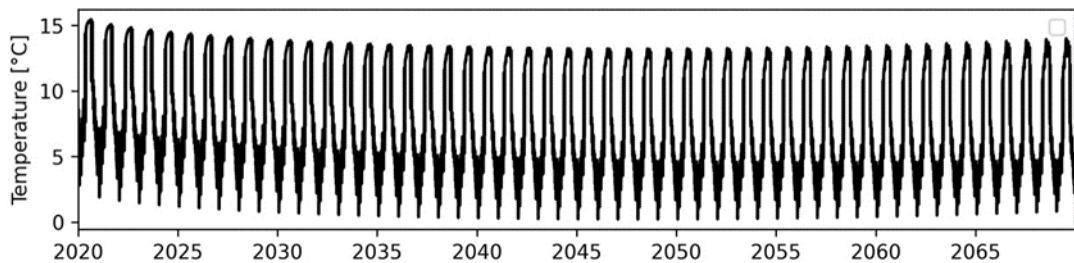


Figure 3-13 : évolution de la température moyenne du fluide caloporteur (TMF) dans l'ensemble du champ de SG du CAD5

se stabilise après 2035, la plus basse atteignant environ 0,5 °C, restant au-dessus du seuil recommandé de -1,5 °C. La régénération du sol (injection de chaleur dans les SG) reste relativement mineure par rapport à la chaleur extraite des SG. Il est possible de réduire encore le nombre de forages si des sources thermiques supplémentaires sont introduites pour la régénération du sol.

Le résultat du dimensionnement du champ de forage pour Grandvaux indique que 56 forages de 250 mètres sont adéquats pour servir de source et réservoir thermique pour les pompes à chaleur décentralisées dans le CAD5. Pour tenir compte des incertitudes potentielles dans les demandes énergétiques des bâtiments et d'autres variables, nous avons incorporé une marge de sécurité de 15 %, conduisant à un nombre final de 64 forages. Cette marge permet de pallier aux incertitudes concernant la rénovation et les chiffres de consommation récoltés lors des visites des bâtiments. La Figure 3-14 illustre la configuration optimisée des forages. Cette conception correspond à une puissance d'extraction spécifique moyenne de 39 W/m et à une puissance d'injection spécifique moyenne de 6 W/m, compte tenu des 1'850 heures de pleine charge indiquées dans la norme SIA 384-6 2021. Ceci est possible grâce à la régénération du sol en utilisant la chaleur résiduelle recyclée des applications de refroidissement.

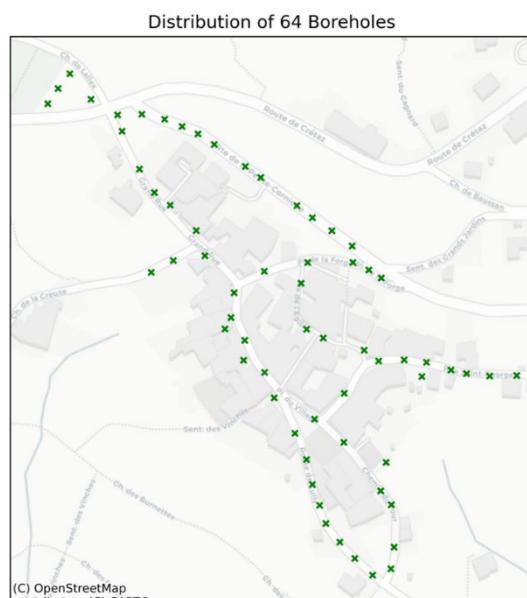


Figure 3-14 : emplacement optimisé et cohérent avec les limites de températures fonctionnelles imposées



Une vérification du dimensionnement précédent est effectuée dans l'Annexe 8.1, où les logiciel EWS et COM-SOL confirment les résultats du modèle TESSA.

### 3.2.3 Comparaison avec un champ de sondes

Nous avons évalué la faisabilité de l'utilisation d'un champ de sondes rectangulaire avec un espacement de s5 [m] entre les sondes pour répondre aux besoins énergétiques du village pendant 50 ans et satisfaire au critère de la norme SIA 384-6. Les résultats indiquent qu'un champ de sondes de 14 \* 14 SG soit 196 sondes est nécessaire pour remplacer la configuration décentralisée de 64 sondes présentée dans le scénario CAD5R. La figure suivante illustre la couverture spatiale (70 m \* 70 m) de la configuration de sondes rectangulaires simulée. Alors que les deux champs de sondes sont conçus pour fournir la même quantité d'énergie, il faut 2.5 fois plus de sondes dans ce cas centralisé. Cet écart peut s'expliquer par les fortes interférences thermiques lorsque les sondes sont installées à proximité les unes des autres. La comparaison met en évidence l'avantage de placer les sondes de manière décentralisée afin de maximiser la production d'énergie par sonde.

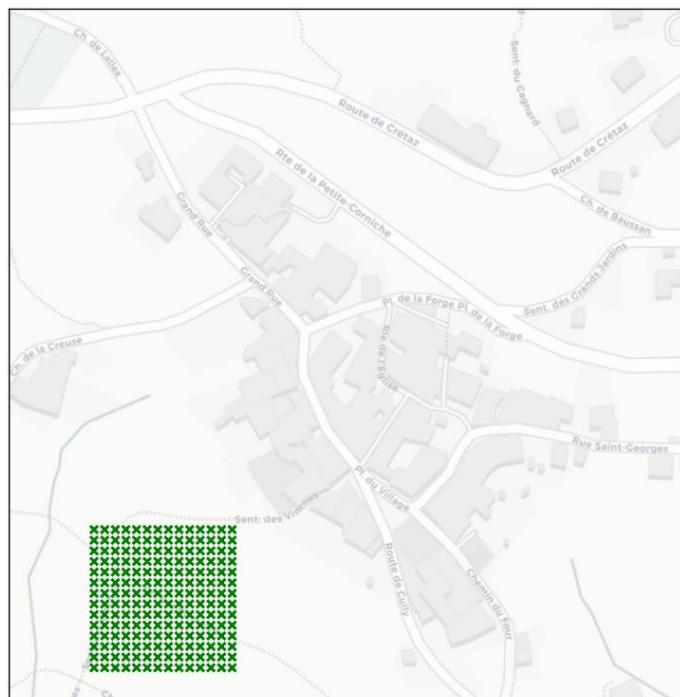


Figure 3-15: champ de SG de 14x14 nécessaire pour soutenir la même demande énergétique que la disposition proposée (voir Figure 3-14)



### 3.3 Simulation thermo-hydraulique

Au cours de ce chapitre, le bilan énergétique du système a été réalisé, suivi du dimensionnement du réseau de sondes et de la capacité de récupération nécessaire. Un dimensionnement hydraulique a ensuite été effectué. Avant de passer à l'établissement du plan financier du réseau de chaleur, il est primordial de s'assurer que chaque prosommateur pourra subvenir à ses besoins en chaleur et que le terrain ne sera pas soumis au gel durant un besoin de pointe. À cet effet, une simulation dynamique du système doit être réalisée, en tenant en compte les profils de charge. Ceci doit, entre autres, permettre de s'assurer de la stabilité du réseau sous charge. Cependant, un autre point fondamental à cette topologie doit être étudié : la définition des groupes de prosommateurs vis-à-vis des groupes de sondes. En hiver, la température du réseau va chuter après chaque prosommateur, et ce jusqu'à ce que le groupe de SG suivant soit atteint pour rehausser le niveau de température. Ceci implique, entre autres, que le COP de la PAC du dernier prosommateur sera en principe plus faible que celui du premier de chaque groupe d'habitations. Trois paramètres permettent de minimiser cet effet :

1. Définition des **groupes de bâtiments** : la taille d'un groupe de prosommateurs va définir la chute totale de température au sein de ce même groupe
2. Le **débit** de la boucle principale : cette variable de contrôle peut être gérée via la pompe de circulation principale, dont le convertisseur de fréquences permet un ajustement précis du débit désiré.
3. Le **COP** lui-même : comme il sera démontré dans ce qui suit, le COP a un effet stabilisateur sur la température du réseau. Cet effet de rétroaction est notamment lié à la variation de la puissance frigorifique des PACs en fonction de la température du réseau, qui implique une moindre consommation lorsque la température baisse. Un équilibrage autour d'une certaine valeur de température et de COP est donc attendu.

La seconde méthode est simplement liée au mélange qui se produit lorsque le liquide quitte la PAC pour revenir dans la conduite principale. Une loi de mélange proportionnelle (voir l'Eq 3-1,  $\dot{m}_1$  et  $\dot{m}_2$  étant les entrées et  $\dot{m}_3$  la sortie) s'applique ensuite, exprimant l'effet de la dilution de ce liquide à plus basse température avec le liquide non-perturbé de la conduite principale.

$$T_3 = \frac{T_1 \dot{m}_1 + T_2 \dot{m}_2}{\dot{m}_3} = \frac{T_1 \dot{m}_3 + (T_2 - T_1) \dot{m}_2}{\dot{m}_3} \quad Eq\ 3-1$$

Ces deux méthodes vont être étudiées dans la section suivante au moyen de modélisations numériques. Les groupes de bâtiments sont définis de telle sorte à être homogènes (i.e. une puissance relativement similaire) et répartis de façon à ce que les bâtiments d'un même groupe soient proches les uns des autres topologiquement. Ceci permet à la fois de pouvoir limiter la longueur de la tuyauterie reliant les SG à leur chambre de raccordement au réseau ainsi qu'à limiter le débit nominal nécessaire au bon fonctionnement du réseau, comme expliqué au chapitre 2.2.1.

#### 3.3.1 Modélisation thermique avec Modelica

Le but de la modélisation thermo-hydraulique est de simuler les interactions entre les PACs des bâtiments, la boucle anergie et les sondes géothermiques au niveau de la température du réseau. Une première analyse permet de quantifier l'effet du débit sur les distributions de températures annuelles dans le réseau. Jusqu'à présent, il a été considéré que la seule contrainte sur le débit était le débit nécessaire pour alimenter le plus gros prosommateur du réseau, à savoir le plus gros groupe de sondes (environ 25 [m<sup>3</sup>/h]). Deux autres analyses



montreront respectivement l'effet du choix du fluide caloporteur ainsi que l'effet de la décentralisation des SG sur les distributions de températures du réseau. Finalement, une analyse plus fine de l'effet auto-régulateur du COP est conduite afin de mener à une conclusion sur ce chapitre. Outre les températures, les COPs seront également monitorés afin de fournir un indicateur de la performance énergétique plus palpable concernant la consommation des habitations.

La modélisation thermo-hydraulique est basée sur Modelica, un langage déclaratif orienté objet permettant de combiner un système d'équations différentielles-algébriques, étendu au moyen de la librairie LBNL Buildings. La compilation est réalisée au moyen du logiciel Dymola et la cosimulation au moyen de l'interface FMPy. Le modèle développé est présenté en détails en Annexe 8.4.1.

Les principales notions théoriques utilisées dans ce chapitre vont maintenant être présentées. Les variables d'intérêt sont :

- $T_{Con}, P_C$  : Température et puissance thermique de sortie (côté condenseur)  
 $T_{Eva}, P_E$  : Température et puissance thermique d'entrée (côté évaporateur)  
 $P_{el}$  : Puissance électrique à fournir

Les coefficients de performance (COP) théorique et réel sont donnés par :

$$COP_{Carnot} = \frac{T_{Con}}{T_{Con} - T_{Eva}} \quad COP_{Real} = \eta \frac{T_{Con}}{T_{Con} - T_{Eva}} = \frac{P_C}{P_{el}} = \frac{P_C}{P_C - P_E}$$

Le facteur d'efficacité  $\eta \approx 0.5$  permet d'avoir une meilleure correspondance par rapport aux spécifications fournies par les fabricants de PACs. Pour un ensemble de valeurs de température désirées :  $T_{Con} = 273.15\text{ K} + [40\text{ }^{\circ}\text{C}, 50\text{ }^{\circ}\text{C}, 60\text{ }^{\circ}\text{C}]$ , nous obtenons le COP réel en fonction de la température « froide » côté évaporateur :

$$COP_{Real}(T_{Eva}) = \eta \frac{T_{Con}}{T_{Con} - T_{Eva}} \quad \text{avec } \eta \text{ et } T_{Con} \text{ donnés.}$$

Ainsi, nous obtenons la puissance thermique d'entrée extraite du réseau CAD :

$$P_E = P_C \left( 1 - \frac{1}{COP_{Real}(T_{Eva})} \right)$$

La température frigorifique  $T_{Eva}$  est déterminée par la simulation hydraulique et l'échange thermique avec le réseau CAD anergie.

Dans le cas où les pompes de dérivation des groupes de bâtiments sont pleinement activées, la boucle anergie peut être représentée selon la schématique de la Figure 3-16 avec  $P_{E_n}$  la puissance côté évaporateur absorbée par la PAC<sub>n</sub> et  $P_{B_n}$  la puissance fournie par la n<sup>ième</sup> chambre de sondes. La température de l'évaporateur, est une fonction de moyennage  $T_{Eva_n} = f(T_{B_n}, T_{E_n})$ . Pour simplifier les calculs, nous prenons l'hypothèse que  $T_{Eva_n} = T_{E_n}$ . Cette hypothèse a été vérifiée et validée en simulation.

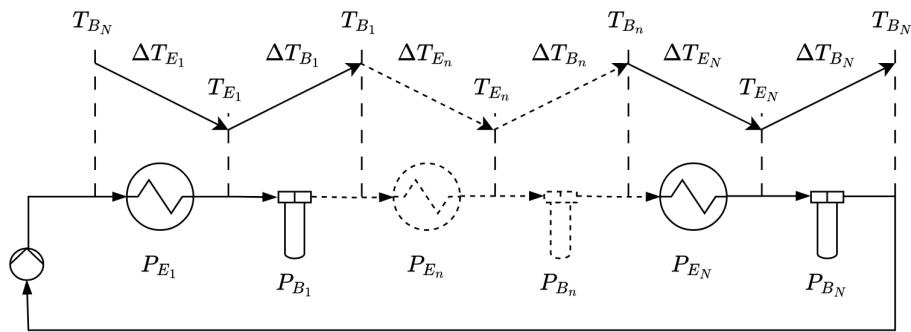


Figure 3-16 – Schéma de la boucle anergie avec les puissances et températures

Le point d'équilibre des températures  $T_{B_n}$  et  $T_{E_n}$  à long terme du réseau est donné par un bilan nul des puissances :

$$\sum_{n=1}^{N_E} P_{E_n} + \sum_{n=1}^{N_B} P_{B_n} = 0$$

En mode chauffage nous avons principalement, mais pas exclusivement, la relation :  $P_{E_n} < 0 < P_{B_n}$  et en mode régénération  $P_{E_n} > 0 > P_{B_n}$ , avec pour convention de signe une puissance thermique positive « entrante » dans le CAD et une puissance négative « sortante » du CAD.

Il est également à noter qu'en mode chauffage nous avons la relation  $P_{E_n} = P_{C_n} \frac{COP_n - 1}{COP_n}$ , alors qu'en mode régénération le transfert de puissance est unitaire :  $P_{E_n} = P_{C_n}$  (à un facteur de perte près).

Un bilan des puissances est uniquement nécessaire à long terme pour éviter une dérive de température du réseau.

Par soucis de simplification, prenons l'hypothèse que  $N_E = N_B = 1$  ou que les températures requises et puissances des groupes de bâtiments soient égales entre elles :  $T_{C_n} = T_C \forall n$  et  $P_{C_n} = P_C \forall n$ , ainsi que les puissances des groupes de sondes entre elles :  $P_{B_n} = P_B \forall n$ . Pour garantir le point d'équilibre, nous avons donc  $P_E = -P_B$ .

Quel est le point d'équilibre de la température  $T_E$  en fonction du ratio  $\frac{P_E}{P_C}$  ou, ce qui revient au même  $-\frac{P_B}{P_C}$ , avec  $P_C$  et  $T_C$  connu ?

En mode chauffage, la relation du COP des PACs entre température et puissances nous donne l'égalité suivante :

$$\eta \frac{T_C}{T_C - T_E} = \frac{P_C}{P_C - P_E}$$

Qui nous permet de trouver la température d'équilibre  $T_E$  pour un ratio donné de puissance  $\frac{P_E}{P_C}$  :

$$T_E = T_C \left( 1 - \eta + \eta \frac{P_E}{P_C} \right)$$

Et le rapport des puissances thermiques correspondant :



$$\frac{P_E}{P_C} = 1 - \frac{T_C - T_E}{\eta T_C}$$

Le rapport des puissances  $\frac{P_E}{P_C}$  et le COP sont représentés en fonction de  $T_E$  à la Figure 3-17.

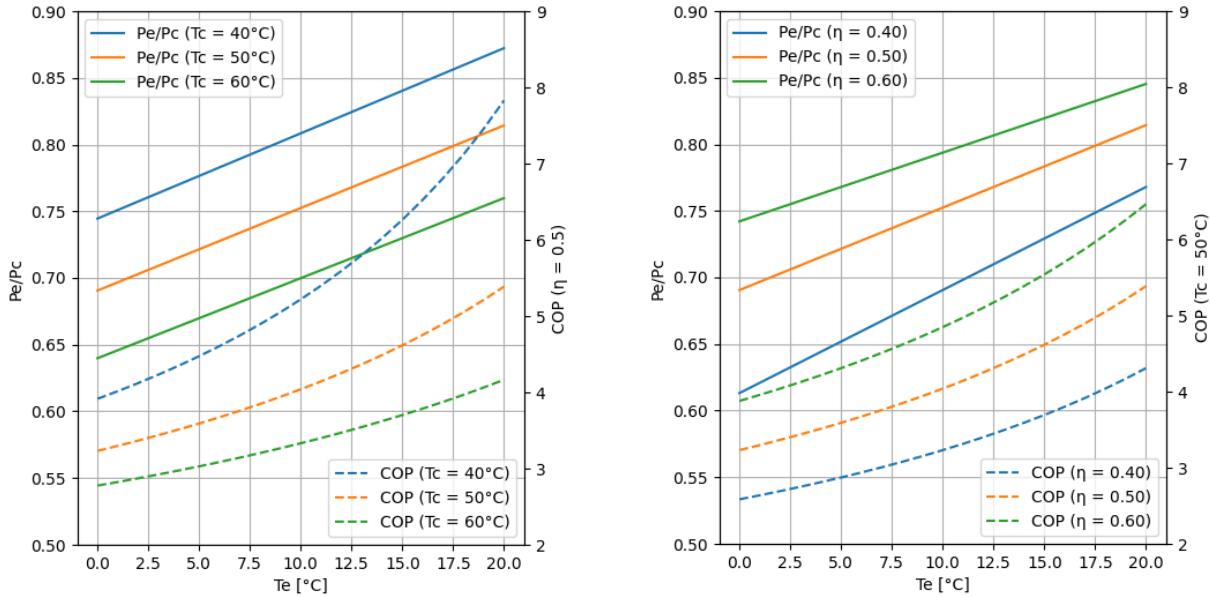


Figure 3-17 – Rapport des puissances (in/out) et COP en fonction de la température d'équilibre du réseau en sortie

Qu'en est-il des températures  $T_{B_n}$ ? La loi des réseaux impose la relation suivante sur les différentiels de température entre entrée/sortie des groupes de bâtiments  $\Delta T_{E_n}$  et les chambres de sondes  $\Delta T_{B_n}$ :

$$\sum_{n=1}^{N_E} \Delta T_{E_n} + \sum_{n=1}^{N_B} \Delta T_{B_n} = 0$$

Avec  $\Delta T_{E_n} = T_{B_{n-1}} - T_{E_n} = \frac{P_{E_n}}{c_p \cdot m_f}$  et  $\Delta T_{B_n} = T_{E_n} - T_{B_n} = \frac{P_{B_n}}{c_p \cdot m_f}$

Avec les températures  $T_{E_n}$  connue, nous obtenons donc la température  $T_{B_n}$ .

Nous pouvons raisonnablement nous poser la question de l'évolution du point d'équilibre de la température  $T_{E_n}$  en fonction du débit. Dans le cas où le débit augmente, nous observons une diminution de l'écart de température et de  $T_{B_{n-1}}$  et donc potentiellement à une baisse de  $T_{Eva_n} = f(T_{B_{n-1}}, T_{E_n})$  et donc du COP, et par conséquent de  $P_{E_n}$  qui va conduire à un rehaussement de  $T_{E_n}$  et contrer la basse de  $T_{Eva_n}$  et du COP.

La variation du COP permet une auto-régulation de la température du réseau pour garantir un bilan énergétique nul dans la boucle anergie. Dans le cas de figure où le COP serait constant, une dérive thermique va apparaître. Ce cas est illustré à la Figure 8-39.



### 3.3.2 Valeurs numériques utilisées pour la simulation

Pour la simulation des besoins énergétiques et l'évolution des températures le long de la boucle anergie, les hypothèses suivantes sont considérées :

- Profils de puissances fournis par UniGE/Planeto.
- Température de sortie désirée côté condenseur est de 60 °C.
- Débit du CAD de 12.5, 25 et 50 m<sup>3</sup>/h.
- Fluide caloporteur Chaufagel G à 25 %.
- Les pompes de dérivation bâtiments sont toutes activées.

Avec 8 groupes de bâtiments agrégés entrelacés de 8 chambres de sondes. La distribution des puissances par groupes est de :

$$P_{CD_n} = [215.61, 157.29, 161.89, 184.49, 110.68, 155.12, 96.88, 185.56] \text{ kW}$$

Pour une puissance totale de  $P_{CD_{Tot}} = \sum_{n=1}^8 P_{CD_n} = 1'267.5 \text{ kW}$

Et une énergie annuelle de  $E_{CD_{Tot}} = P_{CD_{Tot}} \cdot 1800 \text{ h} = 2'281.5 \text{ MWh}$

Selon les données Planeto, la plus grande demande d'énergie a lieu la 1<sup>ère</sup> année (2020) avec  $E_{C_{Tot}} = 2'385 \text{ MWh}$  pour étudier le cas le plus défavorable. La puissance par groupement est donc :

$$P_{C_n} = P_{C_{Tot}} \cdot \frac{P_{CD_n}}{P_{CD_{Tot}}} \quad \text{avec } P_{C_{Tot}} (\text{p_sh_ht_kw}) \text{ le profil de puissance selon l'analyse Planeto.}$$

Pour la puissance totale des chambres de sondes, nous avons le profil  $P_{B_{Tot}}$  (Q\_bhe) selon l'analyse Planeto. Et donc une puissance par chambre de  $P_{B_n} = \frac{1}{8} \cdot P_{B_{Tot}}$ .

À cette puissance, nous ajoutons la puissance supplémentaire récupérée de eaux usées (p\_sew), des PACs air/eau (p\_sté) et des panneaux Enerdrape (p\_enerdrape).

Dans les paragraphes suivants, une analyse sera effectuée sur l'influence du débit nominal du fluide caloporteur sur l'évolution des températures et des COPs le long du réseau pour une configuration entrelacée (sondes distribuées) et une configuration centralisée des sondes. Ces séries temporelles sont prédéfinies par l'analyse de l'UNIGE et appliquées telles quelles au modèle de simulation. Ceci permet d'analyser l'évolution des températures le long du réseau pour ce cas prédefini, cependant pour un cas réel il sera nécessaire d'adapter les profils énergétiques selon les besoins. Il est fondamental de noter que le soutirage de puissance au niveau des SG est constant et par conséquent indépendant de la température du réseau, du fait de l'utilisation de ces courbes pré-établies. Ceci n'est cependant pas une limitation pour cette simulation car une diminution de température du réseau entraînerait une augmentation de la puissance soutirées aux SG, rééquilibrant ainsi le réseau.



### 3.3.3 Influence du débit nominal sur les températures et les COPs pour une configuration entrelacée entre groupes de bâtiments et champs de sondes

La simulation des huit groupes de bâtiments agrégés entrelacés par les huit chambres de sondes est effectuée pour les débits nominaux de 12.5, 25 et 50 m<sup>3</sup>/h. Les séries temporelles pour l'année 2025 sont représentées à la Figure 3-18. Les distributions statistiques annuelles pour les températures du réseau, les différentiels de température et les COPs sont représentés respectivement aux Figure 3-19, Figure 3-20 et Figure 3-21. Les statistiques mensuelles pour les groupes 2 et 6 sont représentées aux Figure 8-21, Figure 8-22 et Figure 8-23, dans l'Annexe 8.4.2.

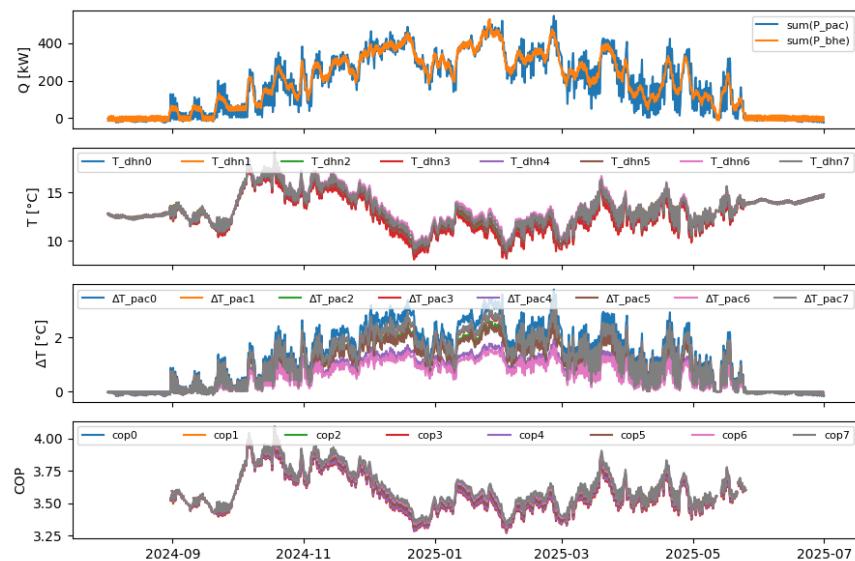
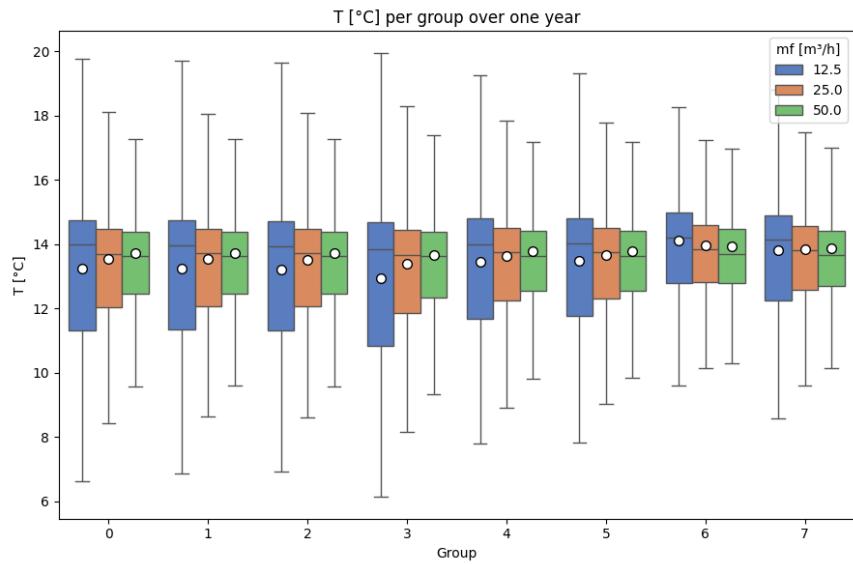


Figure 3-18 – 8x8 sondes (débit de 25 m<sup>3</sup>/h)

(1<sup>ère</sup> ligne) Puissance totale des groupes et chambre de sonde, (2<sup>e</sup> ligne) Température à la sortie des groupes de bâtiments, (3<sup>e</sup> ligne) Différentiel de température aux PAC des groupes, (4<sup>e</sup> ligne) COP des groupes de bâtiments

La Figure 3-19 montre qu'une variation du débit n'influence pas significativement la température moyenne du réseau. Cependant, une augmentation du débit engendre une diminution de la dispersion statistique des températures. Ceci peut a priori être expliqué par l'effet d'auto-régulation du COP, qui contrôle la part de l'énergie soutirée du réseau en fonction de la température d'amenée à l'évaporateur. En revanche, il peut facilement être remarqué que la probabilité d'observer un événement extrême en termes de température augmente si l'on diminue le débit, exposant potentiellement davantage le réseau à des risques de dépassement de la température limite moyenne de -1.5 [°C].



La boîte de couleur s'étend du 1<sup>er</sup> quartile au 3<sup>ème</sup> quartile des données, avec une ligne au niveau de la médiane et une puce blanche pour la moyenne. Les mustaches s'étendent de la boîte au point de données le plus éloigné se situant à moins de 1.5 fois l'intervalle interquartile de la boîte.

Figure 3-19 – 8x8 sondes

Distribution statistique annuelle des températures à la sortie des groupes de bâtiments pour 3 débits différents

Pour un débit de 25  $\text{m}^3/\text{h}$ ,  $T$  (groupe 2) =  $13.52 \pm 2.01$  °C et  $T$  (groupe 6) =  $13.98 \pm 1.88$  °C

Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-21

La Figure 3-20 montre l'influence directe du débit sur le différentiel de température à la sortie des groupes de bâtiments. Cet effet n'est cependant pas représenté sur la Figure 3-21, où un COP quasiment constant peut être observé. Malgré les légères différences existantes entre les débits pour les différents groupes, il faut prendre en considération que ces valeurs ne sont le fruit que d'une réalisation de données pour une année spécifique, ne rendant dès lors pas ces variations significatives. Il peut ainsi être conclu qu'aucune variation notable de COP n'est attendue lors d'un changement de débit, et que ce dernier ne peut en réalité pas être utilisé afin de contrôler la température du réseau, si ce n'est dans les extrêmes. Dès lors le COP ni la température n'est la limite du débit et le débit minimum est le débit du consommateur le plus grand ou le groupe de sondes le plus grand.

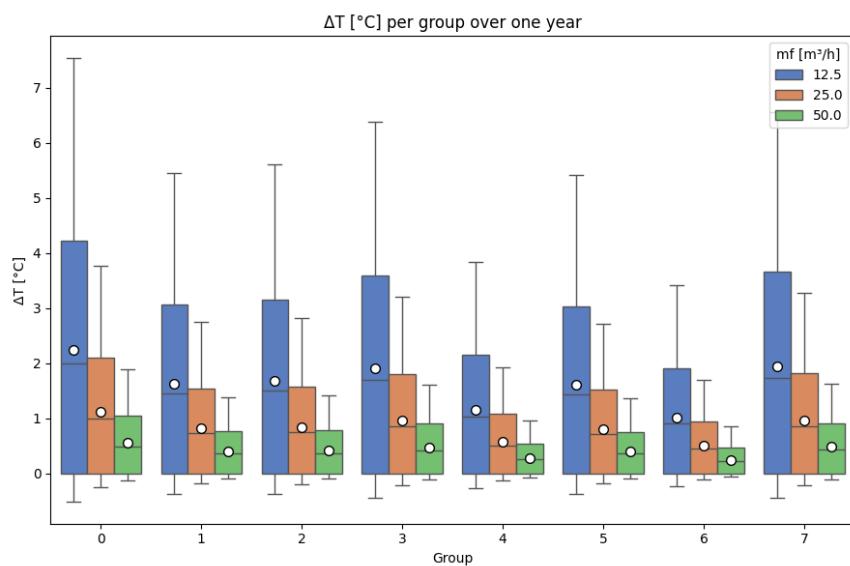


Figure 3-20 – 8x8 sondes

Distribution statistique annuelle des différentiels de température par groupe de bâtiments pour 3 débits différents.

Pour un débit de 25  $\text{m}^3/\text{h}$ ,  $\Delta T$  (groupe 2) =  $0.84 \pm 0.82$   $^{\circ}\text{C}$  et  $\Delta T$  (groupe 6) =  $0.51 \pm 0.49$   $^{\circ}\text{C}$

Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-22

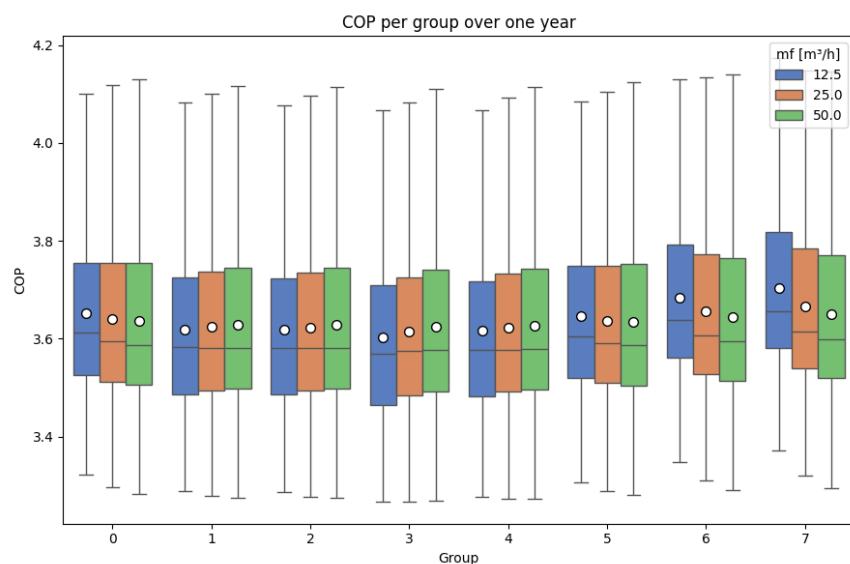


Figure 3-21 – 8x8 sondes

Distribution statistique annuelle du COP par groupe de bâtiments pour 3 débits différents.

Pour un débit de 25  $\text{m}^3/\text{h}$ , COP (groupe 2) =  $3.62 \pm 0.18$  et COP (groupe 6) =  $3.66 \pm 0.18$

Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-23



### 3.3.4 Influence du débit sur les températures et les COPs pour une configuration de la totalité des sondes entre le 1<sup>er</sup> et le 2<sup>è</sup> groupe de bâtiments

La simulation avec regroupement des 8x8 sondes entre le 1<sup>er</sup> et 2<sup>è</sup> groupe de bâtiments est effectuée pour les débits nominaux de 12.5, 25 et 50 m<sup>3</sup>/h. Les séries temporelles pour l'année 2025 sont représentées à la Figure 8-24 en Annexe 8.4.3. Les distributions statistiques annuelles pour les températures du réseau, les différentiels de température et les COPs sont représentés respectivement aux Figure 8-25, Figure 8-26 et Figure 3-22. Les statistiques mensuelles pour les groupes 2 et 6 sont représentées aux Figure 8-27, Figure 8-28 et Figure 8-29.

Dans cette configuration, la répartition des températures (et des COPs) n'est pas égale le long de la boucle anergie et les températures (et les COPs) diminuent lorsque l'on s'éloigne de la chambre de sondes. De plus, la diminution du débit nominal accroît la dispersion des températures et des COPs le long de la boucle anergie. Cet effet était escompté et a motivé la mise en place d'un réseau distribué en termes de SG.

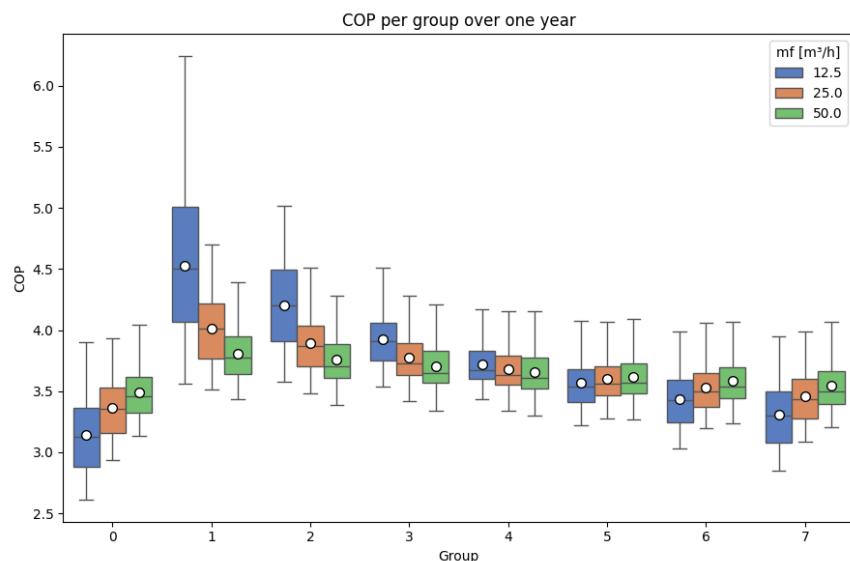


Figure 3-22 – 1x64 sondes entre les groupes 0 et 1.  
Distribution statistique annuelle du COP par groupe de bâtiments pour 3 débits différents.  
Pour un débit de 25 m<sup>3</sup>/h, COP (groupe 2) = 3.89 ± 0.22 et COP (groupe 6) = 3.53 ± 0.19  
Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-29

La comparaison du COP global moyen de la boucle anergie entre la configuration distribuée 8x8 (Figure 3-21) et centralisée 1x64 (Figure 3-22) est représentée dans le Tableau 15 pour différent débits. Le COP global est une moyenne des COP de groupe pondérée par la puissance thermique délivrée à chaque groupe. Nous observons que le COP est relativement constant entre les différentes configurations. La différence de COP moyen entre une configuration 8x8 et 1x64 est principalement due aux conditions initiales de la simulation. Une baisse de débit provoque une plus grande variabilité de température et en l'occurrence un COP moyen légèrement plus haut.



Tableau 15: COP moyens en fonction des configurations étudiées

Config \ Débit	12.5 m <sup>3</sup> /h	25 m <sup>3</sup> /h	50 m <sup>3</sup> /h
8x8	3.64	3.64	3.63
1x64	3.71	3.65	3.64

### 3.3.5 Influence du fluide caloporteur sur les températures et les COPs dans une configuration à 8x8 sondes

La simulation des huit groupes de bâtiments agrégés entrelacés par les huit chambres de sondes est effectuée pour deux fluides caloporteurs : le Chaufagel G à 25 % et l'eau (avec une capacité thermique de 15-20 % plus élevée) et un débit nominal de 25 m<sup>3</sup>/h. Les distributions statistiques annuelles pour les températures du réseau, les différentiels de température et les COPs sont représentés respectivement aux Figure 8-30, Figure 3-23 et Figure 3-24. Les statistiques mensuelles pour les groupes 2 et 6 sont représentées aux Figure 8-31, Figure 8-32 et Figure 8-33.

Dans cette configuration, la répartition des températures (et des COPs) est relativement égale le long de la boucle anergie. Une diminution de la capacité thermique (Chaufagel G) accroît les différentiels de température, mais ne modifie pas le COP de manière significative. Cependant, cette simulation n'incorpore pas l'augmentation de performance des PACs inhérente à l'utilisation d'eau comme fluide caloporteur (COP généralement légèrement plus élevé). En outre, la baisse de pertes de charges n'est pas prise en compte.

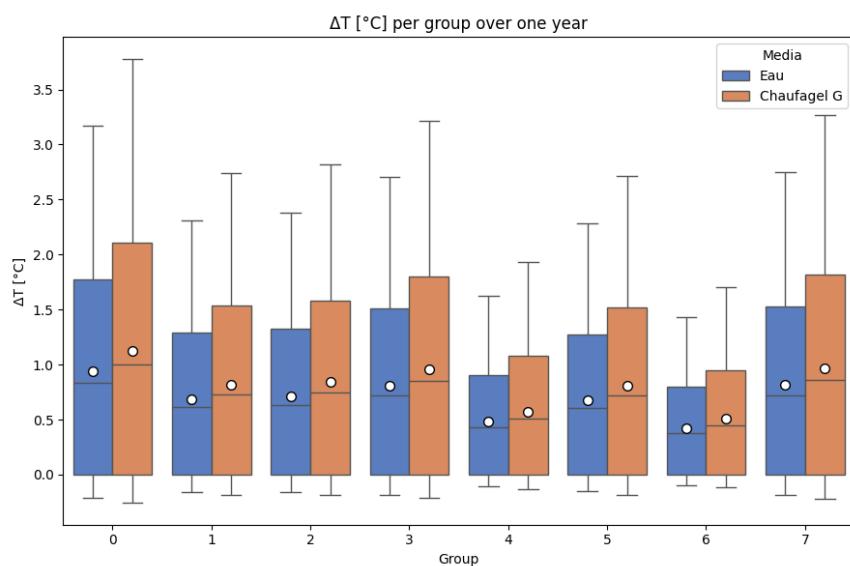
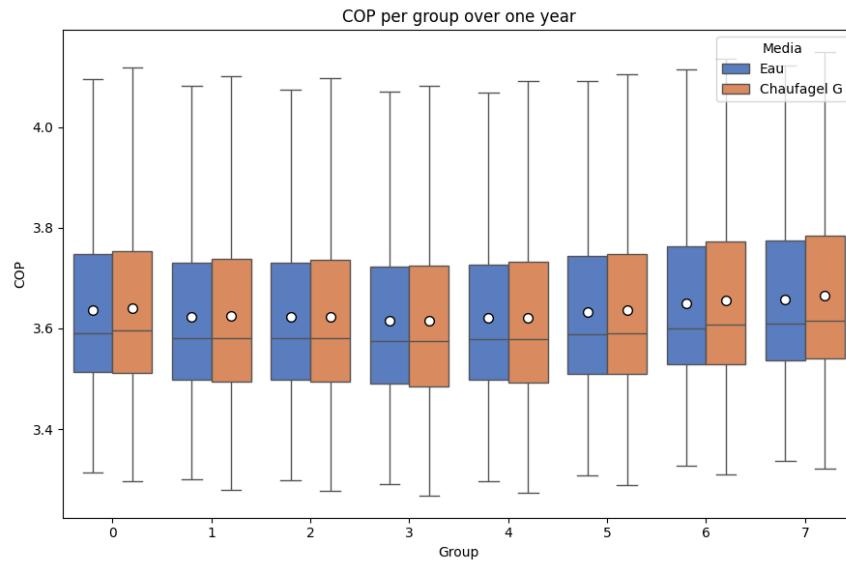


Figure 3-23 – 8x8 sondes

Distribution statistique annuelle des différentiels de température par groupe de bâtiments pour 2 fluides caloporteurs différents. Pour



*l'eau,  $\Delta T$  (groupe 2) =  $0.71 \pm 0.69$  °C et  $\Delta T$  (groupe 6) =  $0.42 \pm 0.41$  °C  
et pour le Chaufagel G,  $\Delta T$  (groupe 2) =  $0.84 \pm 0.82$  °C et  $\Delta T$  (groupe 6) =  $0.51 \pm 0.49$  °C  
Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-32*



*Figure 3-24 – 8x8 sondes  
Distribution statistique annuelle du COP par groupe de bâtiments pour 2 fluides caloporteurs différents.  
Pour l'eau, COP (groupe 2) =  $3.62 \pm 0.17$  et COP (groupe 6) =  $3.65 \pm 0.17$ , et  
pour Chaufagel G, COP (groupe 2) =  $3.62 \pm 0.18$  et COP (groupe 6) =  $3.66 \pm 0.18$   
Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-33*

### 3.3.6 Influence du fluide caloporteur sur les températures et les COPs dans une configuration à 1x64 sondes

La simulation avec regroupement des 8x8 sondes entre le 1<sup>er</sup> et 2<sup>è</sup> groupe de bâtiments est effectuée pour deux fluides caloporteurs : le Chaufagel G à 25 % et l'eau (avec une capacité thermique de 15-20 % plus élevée) et un débit nominal de 25 m<sup>3</sup>/h. Les distributions statistiques annuelles pour les températures du réseau, les différentiels de température et les COPs sont représentés respectivement en Annexe 8.4.5, aux Figure 8-34, Figure 8-35 et Figure 3-25. Les statistiques mensuelles pour les groupes 2 et 6 sont représentées aux Figure 8-36, Figure 8-37 et Figure 8-38.

Dans cette configuration, la répartition des températures (et des COPs) n'est pas égale le long de la boucle anergie et les températures (et les COPs) diminuent lorsque l'on s'éloigne de la chambre de sondes. De plus, la diminution de la capacité thermique (Chaufagel G) accroît la dispersion des températures et des COPs le long de la boucle anergie.

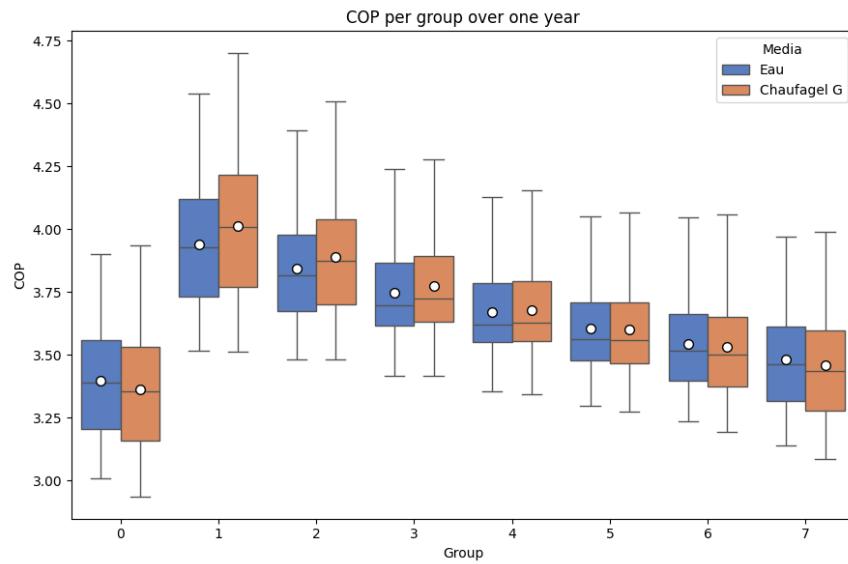


Figure 3-25 – 1x64 sondes entre les groupes 0 et 1.

Distribution statistique annuelle du COP par groupe de bâtiments pour 2 fluides caloporteurs différents.

Pour l'eau, COP (groupe 2) =  $3.84 \pm 0.20$  et COP (groupe 6) =  $3.54 \pm 0.18$ , et

pour Chaufagel G, COP (groupe 2) =  $3.89 \pm 0.22$  et COP (groupe 6) =  $3.53 \pm 0.19$

Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-38

La comparaison du COP global moyen de la boucle anergie entre la configuration distribuée 8x8 (Figure 3-24) et centralisée 1x64 (Figure 3-25) est représentée dans le Tableau 16 pour deux différents fluides caloporteurs. Le COP global est une moyenne des COP de groupe pondérée par la puissance thermique délivrée à chaque groupe. Nous observons que le COP est relativement constant entre les différentes configurations.

Tableau 16: COP global moyen en fonction de la configuration et du fluide caloporteur

Config \ Fluide	Eau	Chaufagel G
8x8	3.63	3.64
1x64	3.64	3.65

### 3.3.7 Evolution de la température sur 50 ans

Ce dernier chapitre vise à contrôler que les températures minimales dans le réseau reste dans un spectre acceptable, à savoir au-dessus de -1.5 [°C] en moyenne entre l'aller et le retour des SG. Comme ces températures ne sont pas directement disponibles dans cette simulation, mais que la température d'entrée des groupes de SG sont par ailleurs identiques à celles de sortie des groupes de bâtiments, cette dernière va être utilisée comme indicateur pour évaluer ce critère. L'évolution de la température en sortie de groupe sur les années 2025, 2045 et 2065 est montrée aux Figure 3-26, Figure 3-27 et Figure 3-28, respectivement.



Des températures moyennes relativement constantes entre 11.4°C, 14.7°C et 12.2°C sont observées aux années 2025, 2045 et 2065, respectivement. La température moyenne est relativement stable due à un bilan thermique quasi nulle (+/- 1MWh/an) entre l'énergie fournie par les sondes et l'énergie consommée au niveau des groupes.

Remarque : La Figure 3-26 est censée être identique à la Figure 3-19. Une meilleure prise en compte de l'eau chaude sanitaire a été effectué, ce qui abaisse la température moyenne de 2-3°C. De même, pour la projection sur 50 ans, l'évolution des besoins de chauffage à basse température selon les profils Planeto a été prise en compte.

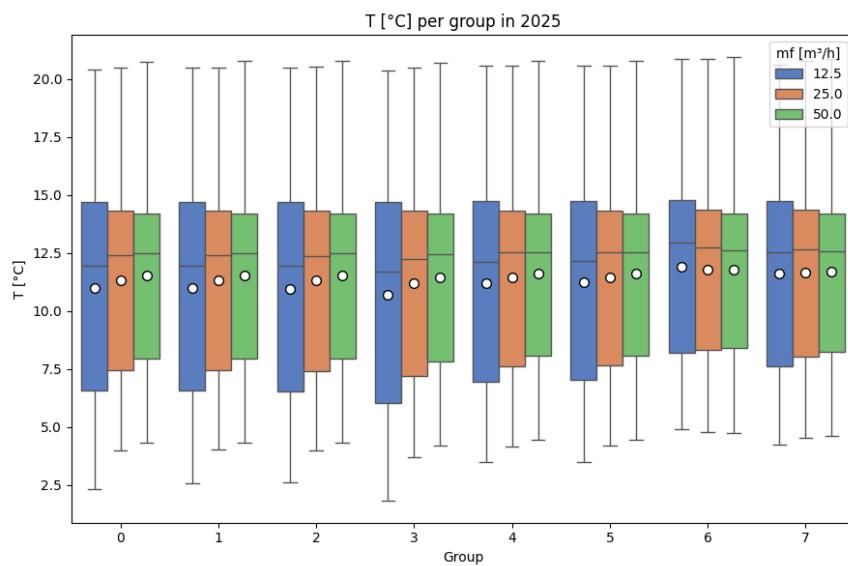


Figure 3-26 – Situation en 2025 avec 8x8 sondes

Distribution statistique annuelle des températures à la sortie des groupes de bâtiments pour 3 débits différents

Pour un débit de 25 m<sup>3</sup>/h, la température moyenne en sortie des 8 groupes est de = 11.4°C

La température moyenne minimale est de 4.2°C en février et la température moyenne maximale est de 20.6°C en octobre

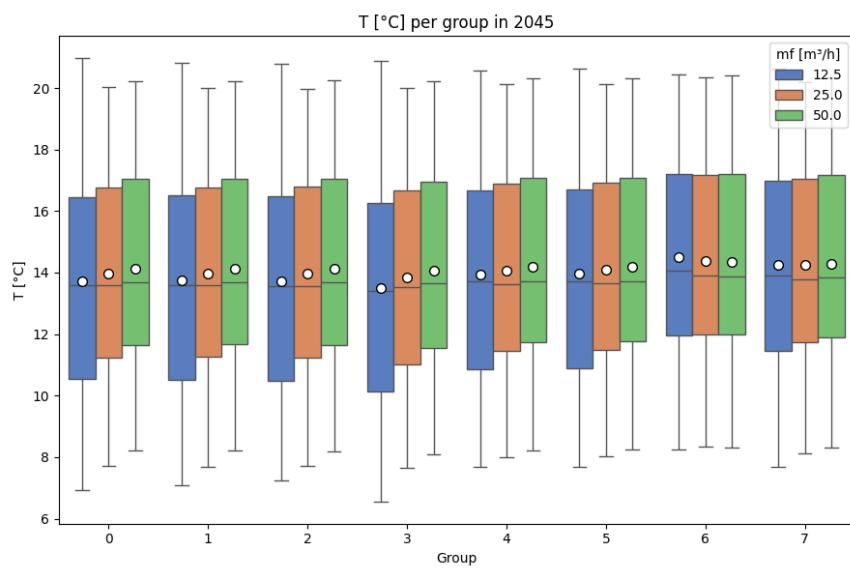


Figure 3-27 – Situation en 2045 avec 8x8 sondes

Distribution statistique annuelle des températures à la sortie des groupes de bâtiments pour 3 débits différents

Pour un débit de 25 m<sup>3</sup>/h, la température moyenne en sortie des 8 groupes est de = 14.1°C

La température moyenne minimale est de 7.9°C en septembre et la température moyenne maximale est de 20.1°C en juin

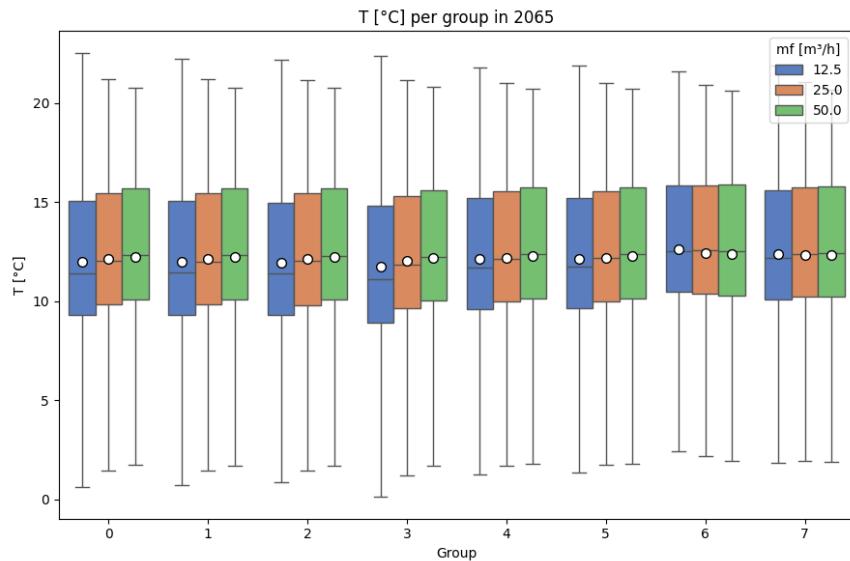


Figure 3-28 – Situation en 2065 avec 8x8 sondes

Distribution statistique annuelle des températures à la sortie des groupes de bâtiments pour 3 débits différents



Pour un débit de  $25 \text{ m}^3/\text{h}$ , la température moyenne en sortie des 8 groupes est de  $= 12.2^\circ\text{C}$

La température moyenne minimale est de  $-0.2^\circ\text{C}$  en septembre et la température moyenne maximale est de  $21.1^\circ\text{C}$  en juin

### 3.3.1 Stratégie de contrôle à l'intérieur d'un groupe de bâtiments

A l'intérieur d'un groupe de bâtiments connectés en série il n'y a pas d'apport de chaleur spécifique extérieur (pas de groupe de SG). Lorsque les PACs de tous les bâtiments sont activés, le COP entre le premier et dernier bâtiment est décroissant puisque la température le long du tronçon diminue.

Selon la Figure 3-20, pour un débit de  $25 \text{ m}^3/\text{h}$ , nous avons un différentiel de température de  $2^\circ\text{C}$  à l'intérieur d'un groupe. Si le groupe compte 10 bâtiments, cela donne un différentiel de température de  $0.2^\circ\text{C}$  par bâtiment. Selon la relation du COP à la température d'équilibre du réseau, illustré à la Figure 3-17, une diminution de  $0.2^\circ\text{C}$  provoque seulement une diminution du COP de 0.02 par bâtiment. Il reste toutefois un écart de 0.2 entre le COP du premier et dernier bâtiment.

Pour garantir un COP le plus égal possible entre les différents bâtiments d'un même groupe, une activation différée et alternée des bâtiments peut être proposée fourni dans la Figure 3-29 en utilisant un groupe de bâtiments avec des puissances nominales de  $[50.7, 16.3, 12.0, 31.6, 23.3, 23.3, 12.0, 12.0, 16.3, 16.3]$  [kW]. Dans cette figure, la simulation concerne un groupe de bâtiment dans lequel plusieurs scénarios d'activation de PACs sont étudiés. Dans le premier, seule une PAC est activée à la fois. Ainsi, cette activation à tour de rôle implique que le COP sera le plus bas pour la PAC du plus grand consommateur, à savoir le premier (voir distribution ci-dessus). Dans le dernier scénario, toutes les PACs consomment en même temps, donnant une tendance de COP décroissante (de 3.58 à 3.25). On remarque que, dans le cas du scénario où 3 PACs sont activées, le COP fluctue mais reste confiné autour de sa valeur de départ en moyenne.

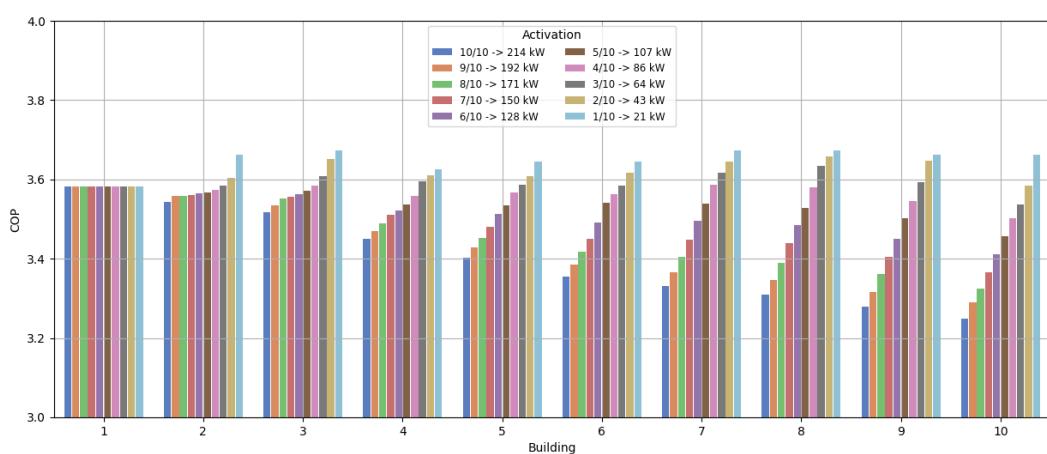


Figure 3-29: COP moyen pour les PACs de chaque bâtiment au sein d'un groupe de bâtiments. Plusieurs scénarios ont été étudiés : dans le premier, toutes les PACs soutirent de l'énergie en même temps, dans le dernier, seule une PAC est activée à la fois, et tous les autres scénarios sont intermédiaires.

Cette expérience permet de constater qu'une alternance des activations des PACs pourrait permettre de mitiger le problème du COP décroissant, bien que cela ne change en pratique rien au COP annuel moyen du système. Il est important de noter que, de par le facteur de simultanéité des consommations, il est probable que toutes les PACs ne soient en pratique pas activées au même moment sans qu'aucune règle de soit établie.



### 3.3.2 Résultats et conclusion

Ces simulations ont permis de statuer sur l'effet du débit, du fluide caloporeur et de la configuration du réseau sur les distributions de températures et de COP dans le réseau. Il en ressort que, dans tous les cas de figure observés, la tendance moyenne de ces distributions reste inchangée face à ces perturbations. Cependant, la dispersion statistique est quant à elle influencée et peut être contrôlée directement au moyen de régulation intelligente.

Dans le cas du débit, une augmentation de ce dernier diminue globalement la probabilité d'observer des températures très basses mais n'influe significativement ni sur la dispersion du COP ni sur la tendance des températures et COPs.

Concernant le fluide caloporeur, aucun effet notable sur la tendance n'est observé, malgré une différence de dispersion, légèrement plus faible pour de l'eau.

La configuration de SG décentralisée présente en revanche un avantage au niveau de l'homogénéité du COP face à une version centralisée.

Cette relation de quasi-indépendance entre débit et performance du réseau peut cependant être expliquée par l'effet de régulation de température du réseau fourni par le COP (expliqué dans l'Annexe 8.4.6), intrinsèque au fonctionnement des PACs. En effet, ce dernier va diminuer la part d'énergie finale soutirée du réseau lorsque sa température diminue, permettant, pour un bilan énergétique du réseau global donné, de réaugmenter cette température par la suite. Cet effet est illustré dans l'expérience conservant un COP fixe.



### 3.4 Dimensionnement hydraulique

Dans ce projet, tous les prosommateurs sont connectés en série sur la conduite de distribution, et ce, en alternance avec des groupements de sondes géothermiques servant à rehausser la température du réseau et éviter un gel local. Le principal challenge dans cette topologie de réseau consiste à maintenir la température suffisamment élevée au sein d'un même groupe de bâtiments, afin de préserver le COP de la PAC du dernier prosommateur et éviter de péjorer la performance finale du réseau de chaleur. Un réseau peut, en principe, avoir une centrale ou plusieurs centrales de pompages. Le circuit comprend, dans notre cas d'étude, deux centrales de chauffage en raison des contraintes de places :

- Centrale 1 : comprend le circulateur principal ainsi que le CAD communal.
- Centrale 2 : comprend les solutions de régénération des sondes et d'appoint au CAD.

Plusieurs pompes sont disposées le long du circuit. La pompe principale a pour objectif de faire circuler le fluide caloporteur à l'intérieur de la conduite principale et forcer un sens de circulation. D'autres pompes sont placées dans chaque groupe de sondes afin de prélever le débit à faire passer dans les sondes. Ceci permet un découplage entre débit de la conduite principale et les groupes de sondes, permettant ainsi de limiter le débit global. De la même façon, les prosommateurs sont branchés en série sur le réseau et disposent également d'une pompe s'assurant que le débit nécessaire au bon fonctionnement de la PAC puisse être prélevé. Le fait de n'avoir qu'une seule conduite implique donc que :

- Le débit global d'un système mono-conduite est réduit par rapport à un système bi-conduite (voir le chapitre 2.2.3). De plus, la décentralisation des sondes permet de diminuer le débit et sera discutée dans le paragraphe 3.3.1.
- Une pompe est nécessaire pour chaque agent du réseau (groupe de sondes ou prosommateur).
- Les différents agents du réseau sont découplés hydrauliquement grâce au sens de circulation unique.

Plusieurs calculs de pertes de charge doivent donc être effectués, à savoir un dimensionnement pour les groupes de sondes ainsi qu'un second pour la boucle principale. Il est fondamental de bien définir le débit nominal de la boucle principale. Ce dernier conditionne, en effet, autant la capacité du réseau à fournir les prosommateurs que le débit maximum pouvant transiter à travers les sondes. Les groupes de sondes réuniront 8 à 10 sondes au maximum pour des raisons d'efficience technique (un raccordement au collecteur trop long implique plus de pertes de charge inutiles), pratique (un raccordement plus long implique une empreinte plus élevée dans les fouilles) et économique (l'installation d'une chambre contenant un collecteur et un distributeur ainsi qu'une pompe avec son hydraulique coûte environ 7'500 CHF et leur nombre doit donc être minimisé). Ceci limite le débit maximal par groupe de sondes à 25 [ $m^3/h$ ] afin de garantir le régime turbulent dans chaque sonde, fournissant donc une borne inférieure au débit de pleine charge de la boucle principale.

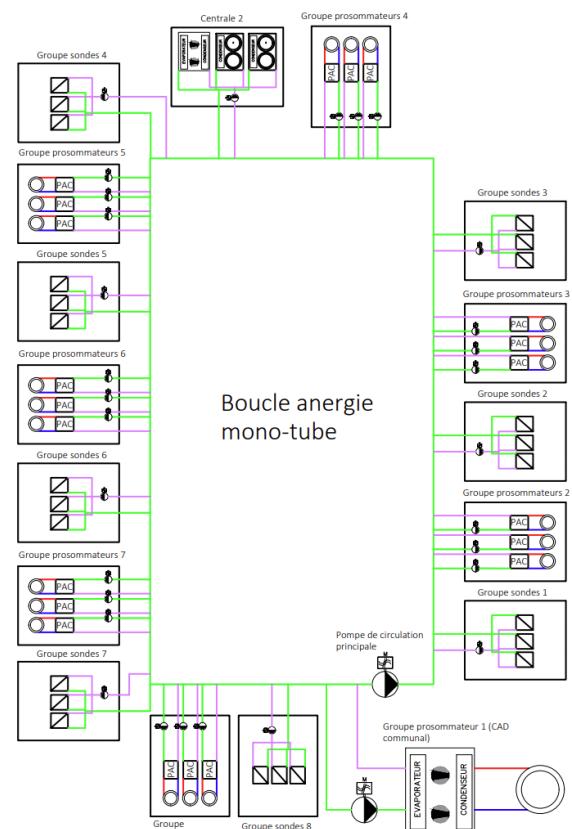


Figure 3-30 : Schéma de principe du CAD5R



## Pertes de charge dans les groupes de sondes

Un groupe de sondes, comme représenté sur la Figure 2-16, est composé d'une pompe de circulation à dimensionner, de divers éléments hydrauliques permettant son bon fonctionnement (clapet anti-retour, vannes motorisées, débitmètre), d'un couple distributeur-collecteur avec vannes d'équilibrage (la distance de raccord à chaque sonde n'étant pas identique), de conduites de raccordement aux SG ainsi que des SG qu'il raccorde au réseau. Chacun de ces éléments est responsable d'une perte de charge, qu'il convient de cumuler le long du chemin hydraulique menant à la plus grande perte de charge hydraulique. Cette dernière peut ensuite être utilisée afin de calculer la puissance hydraulique nécessaire pour la pompe de circulation.

De façon générale, l'objectif consiste à minimiser les pertes de charge dans le réseau en conservant un débit aussi faible que possible et en employant un diamètre de conduite suffisamment élevé. À l'inverse, il est généralement important de minimiser la taille des conduites pour des raisons d'investissement<sup>13</sup> ainsi que pour des questions de place disponible dans les fouilles, en particulier dans un village tel que Grandvaux. En outre, la norme SIA 384-6 recommande un écoulement en régime turbulent dans les SG pour maximiser l'échange de chaleur, diminuant ainsi le nombre de conduites nécessaires. Le fournisseur de SG recommande cependant de limiter la vitesse d'écoulement à 1 [m/s], ce qui nous donne une borne supérieure pour le débit. Le dimensionnement réalisé par l'UNIGE a pris cette condition en compte et la même approche doit être utilisée pour le calcul des pertes de charge. Ces considérations permettent de formuler la condition de l'Eq 3-2, compte tenu de la condition pour un régime turbulent et de la limitation du fabricant.

$$2320 \frac{v}{D} < v < 1 \left[ \frac{m}{s} \right] \quad Eq\ 3-2$$

La borne inférieure sur la vitesse est donc environ 0.28 [m/s], en utilisant du Chauffagel-G ainsi qu'un diamètre de sonde conique allant de 32.6 à 31 [mm]. Avec un débit de 2.5 [m<sup>3</sup>/h] par SG, la vitesse par bras de sonde

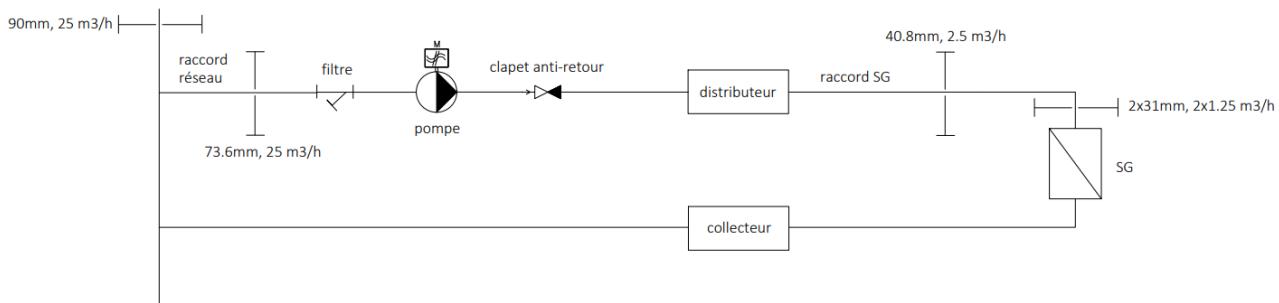


Figure 3-31 : schéma représentant les éléments pris en compte dans le calcul des pertes de charge pour un groupe de SG

descend bien entre les bornes prescrites, à savoir 0.43 [m/s] pour un Re de 3650. Les différents éléments à prendre en compte dans le calcul de la perte de charge totale du groupe de sondes sont présentés dans la Figure 3-31.

<sup>13</sup> Ceci est cependant moins important dans le cas de conduites non isolées en PE, qui sont relativement peu chères.



Après mesure des longueurs moyennes de conduites, le calcul donne une perte de charge totale de 209.6 [kPa], avec une répartition des pertes de charge telle que montrée dans la Figure 3-32. Couplé à une pompe avec une efficience cumulée de 60 % et devant fournir un débit nominal de 20 [m<sup>3</sup>/h], la puissance de pompage minimale requise pour un fonctionnement à pleine charge est de 1.94 [kW], selon l'Eq 2-5.

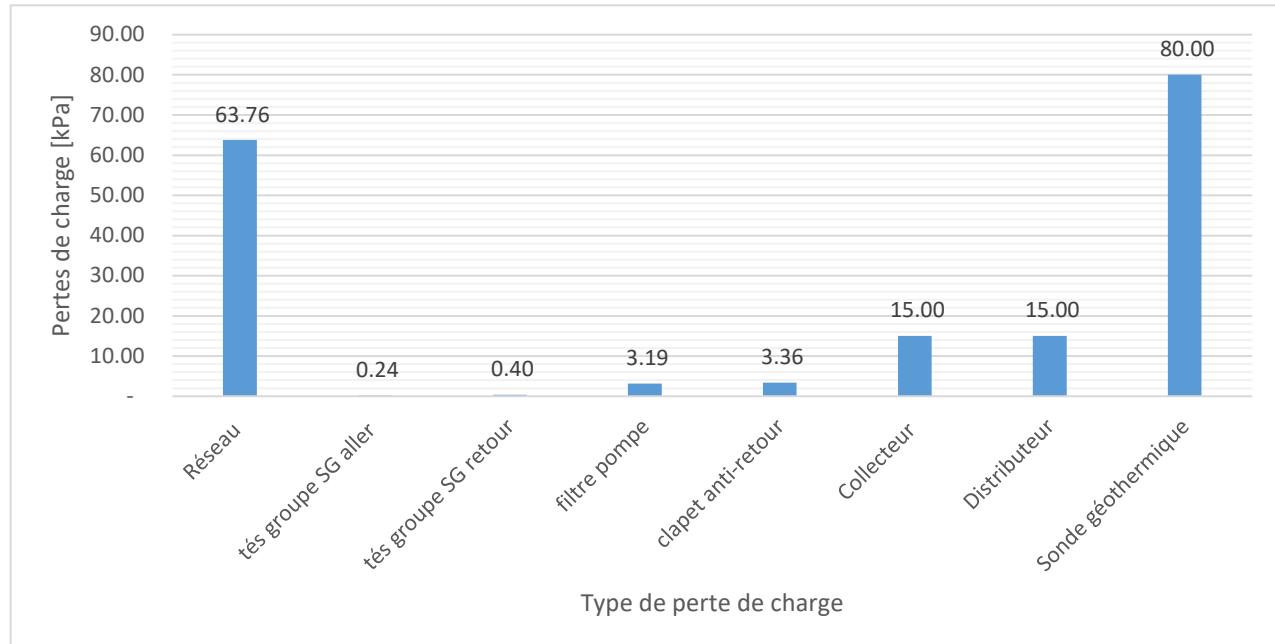


Figure 3-32 : pertes de charge dans un groupe de sondes

### Pertes de charge dans le réseau

Le réseau hydraulique (également appelé boucle principale) est sujet à des pertes de charge de friction au vu de sa longueur ainsi que de diverses pertes de charge singulières au niveau des centrales de chauffe ainsi que des sous-stations, dont les piquages à angle droit génèrent des turbulences. La Figure 2-14 présentée précédemment schématisé les éléments hydrauliques présents dans la centrale de chauffe n° 1, où le circulateur principal est placé. La séparation hydraulique entre la PAC du CAD communal et le reste de la boucle anergie peut y être observée, de même que la présence de deux groupes de SG et un prosommateur. La centrale n° 2 est munie d'un bypass et de sa propre pompe de circulation, et ne produit donc aucune perte de charge notable supplémentaire. La boucle principale mesure en tout environ 900 [m] de longueur et comporte 114 connexions à angle droit dues aux 67 prosommateurs du réseau. Le débit nominal est conservé à 25 [m<sup>3</sup>/h] afin de subvenir au moins aux besoins des groupes de SG. La Figure 3-33 aide à choisir le diamètre nominal de la boucle principale en prenant en compte les coûts d'investissement d'un mètre de conduite ainsi que la consommation électrique nécessaire à y faire s'écouler 25 [m<sup>3</sup>/h] sur un horizon de 50 ans. L'optimum se situe environ à 85 [mm], ce qui se traduit en un diamètre intérieur de 90 [mm] car la sélection de diamètres disponibles est discrète.

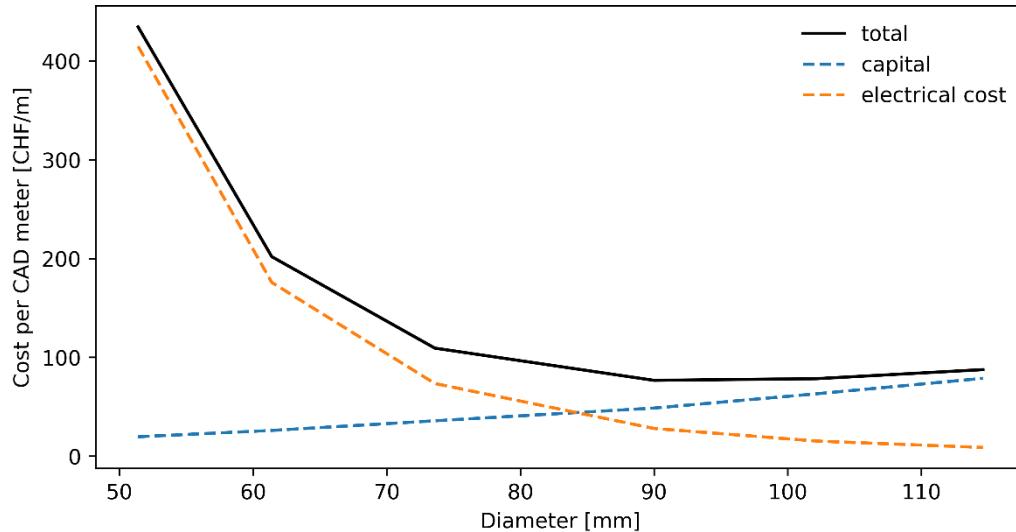


Figure 3-33 : coût de pompage et d'investissement sur 50 ans pour différents diamètres nominaux pour la boucle principale

Concernant le degré de turbulence, la Figure 3-34 montre que le régime d'écoulement se situe au moins en transition turbulente, peu importe la combinaison de débit et de diamètre que l'on choisit. Ceci implique a priori des pertes de charges plus élevées à cause du coefficient de friction plus élevée (voir Figure 2-9) et n'est pas un effet désirables, malgré le fait que rien ne puisse être mis en place pour mitiger ce problème à cause de la contrainte sur le débit ( $25 \text{ [m}^3/\text{h}]$  à pleine charge).

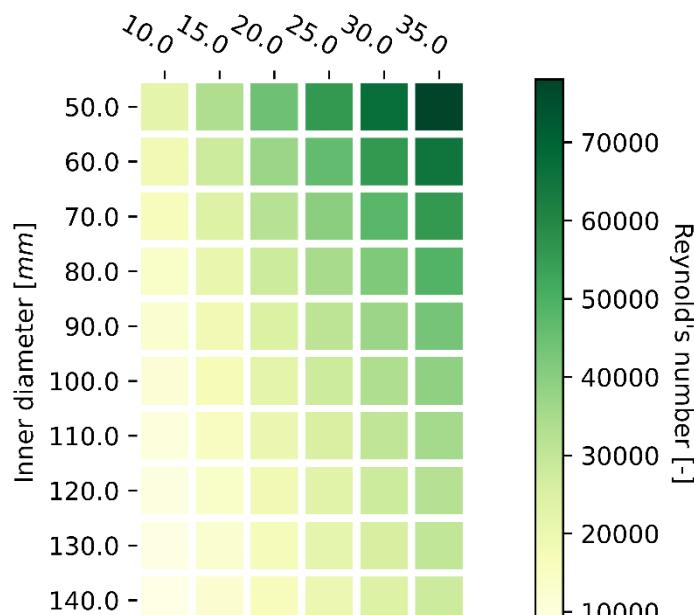


Figure 3-34 : nombre de Reynolds en fonction du débit et du diamètre intérieur. Un écoulement devient transient à  $Re=2300$  et turbulent au-delà de  $Re=4000$ .



Selon la Figure 3-35, il en résulte une perte de charge totale de 235.4 [kPa] et la puissance de pompage s'élève à environ 2.72 [kW] dans le régime de pointe.

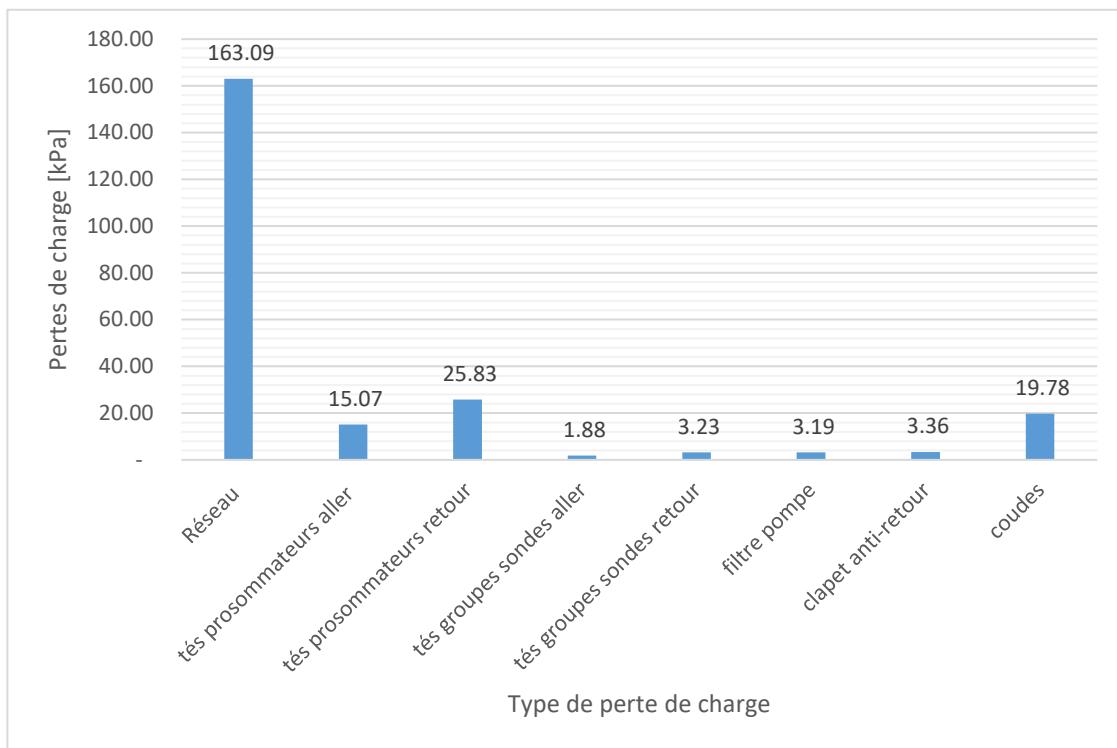


Figure 3-35 : pertes de charge dans le réseau principal

### 3.5 Soumissions et analyse des prix

Dans cette section, l'accent sera porté sur le coût du CAD5R tel que dimensionné, ainsi que sur son exploitation et les coûts qui en découlent. Les soumissions complètes ont été reçues concernant les différents aspects du CAD :

- Sondes géothermiques.
- Fouilles génie civil.
- Pose du réseau de conduites.
- Modifications électriques dans les bâtiments.
- Pompes à chaleur pour les bâtiments.
- Solutions de récupération de chaleur.
- Mesure, commande et régulation (MCR) de l'entier du réseau.
- Entretien des PACs et service de piquet.



### 3.5.1 PACs

Les soumissions pour les diverses PACs contiennent de multiples éléments outre les PACs (voir Figure 3-36 pour l'ensemble de l'installation) en tant que telles. Une liste non exhaustive des éléments principaux est présentée ci-dessous, chaque élément étant adapté à la gamme de puissance de la PAC :

- PAC et contrôleur.
- Accumulateur d'eau chaude pour le chauffage.
- Chauffe-eau pour l'ECS.
- pompes de circulation.
- Groupes de chauffage neuf.
- Échangeur et module de géocooling.
- Conduites.
- Divers éléments hydrauliques (vase d'expansion, séparateur de boues, vannes, etc.).
- Mise en service.

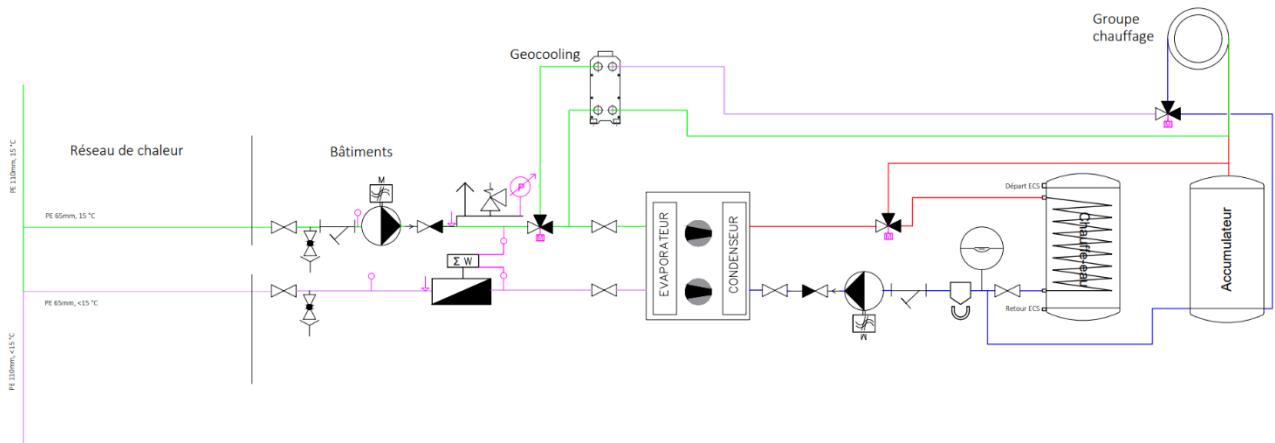


Figure 3-36 : schéma de principe de l'équipement interne d'un prosommateur générique, tel que soumissionné

Le retour des soumissions a déterminé les prix présentés dans le Tableau 17. Il est intéressant de remarquer que, à cause des prix exogènes à la PAC elle-même, le prix absolu de l'ensemble n'augmente pas proportionnellement avec la puissance. La Figure 3-36 permet de mettre en exergue ce point, avec des prix spécifiques allant de plus de 4'500 [CHF/kW] pour la PAC de 10 [kW] jusqu'à environ 1'500 [CHF/kW] pour la PAC de 60 [kW]. Ceci permet de conclure qu'un rassemblement des plus petits prosommateurs en termes de puissance de chauffe permet de substantiellement réduire les coûts. Par exemple, un simple regroupement de trois prosommateur de 10 [kW] en un seul de 30 [kW] permet de diminuer les coûts d'environ 66'000 [CHF], aux-quels il faut cependant retrancher les coûts liés à la distribution hydraulique entre bâtiments voisins ainsi



que des groupes de chauffage supplémentaires. Néanmoins, il reste certain qu'une optimisation du nombre de petits prosommateurs constitue un levier intéressant pour la réduction de l'investissement.

Tableau 17 : retours des soumissions des PACs

Puissance PAC [kW]	10	15	20	30	60
Prix	CHF 45'000	CHF 48'000	CHF 49'000	CHF 70'000	CHF 97'000

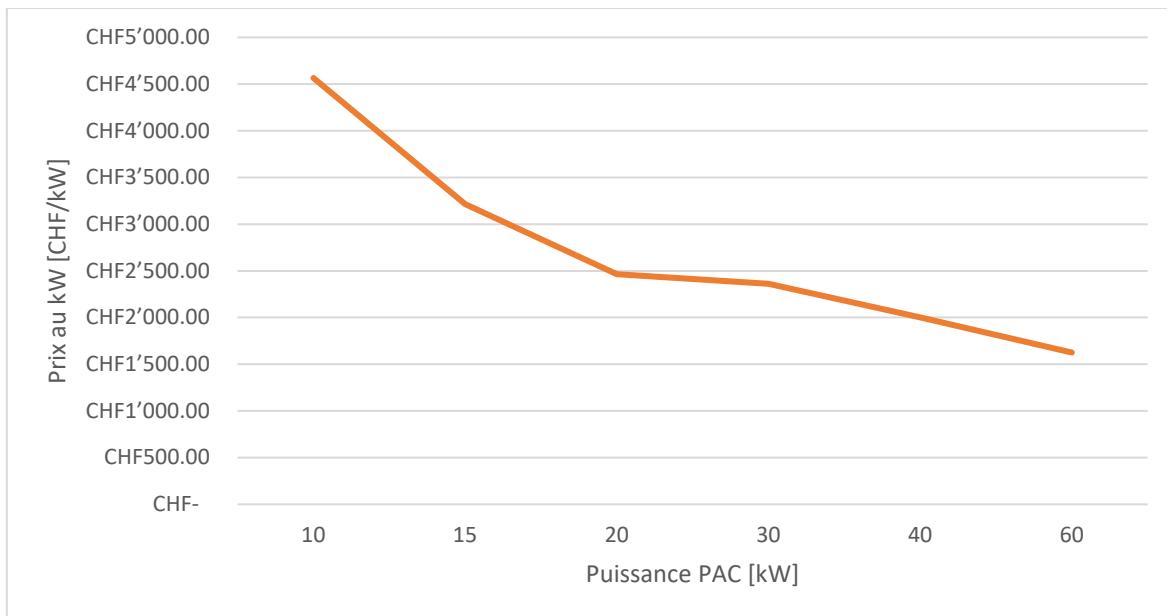


Figure 3-37 : prix au kW pour différentes gammes de puissances de PACs

### 3.5.2 Free-cooling

Bien que l'échangeur de free-cooling soit compris dans les offres pour les PACs présentées ci-dessus, l'installation de distribution hydraulique permettant l'utilisation effective du free-cooling n'est pas incluse et n'est pas négligeable. Sur la base d'offres demandées pour des ventilo-convecteurs et le remplacement de radiateurs, il est ici estimé que les frais de rénovation hydraulique sont de l'ordre de 20'000 CHF par bâtiment, le détail de l'état actuel de chaque distribution n'étant pas connu. Le total pour les 56 bâtiments concernés est donc de 1'120'000 CHF.

### 3.5.3 Fouilles génie civil

L'un des grands aspects apportant de la synergie au projet concerne la réfection des canalisations d'eaux usées, d'eaux claires et d'eau potable par la commune. Il serait en effet d'un grand intérêt de construire le réseau pour le CAD de façon simultanée avec cette rénovation, de sorte que les coûts de fouilles liés au CAD ne soient que proportionnels à son emprise dans les fouilles. La taille de conduites du CAD représente 110



[mm] pour la boucle principale à température ambiante (aucun espacement nécessaire avec les autres conduites en termes de températures) ainsi que les conduites de raccordement des groupes de sondes et des sondes elles-mêmes. La Figure 3-38 permet de se rendre compte de l'empreinte réduite du CAD par rapport aux autres services. Le retour des soumissions de génie civil ainsi qu'une répartition des coûts de fouilles cohérente entre le CAD et les autres services mènent à un coût total de 450'000 CHF TTC sur un cout global de 3 mio CHF.

Il a en outre été évalué que la réalisation du CAD5R sans la rénovation des autres services rajouterait un montant de 400'000 CHF, soit presque un doublement du prix original. Ceci est principalement imputable aux coûts liés à la route (ouverture et fermeture), à l'installation du chantier ainsi qu'aux raccordements privés, initialement répartis entre les différents services. En outre, ce montant ne prend pas en compte les coûts de déplacement des conduites qui seraient nécessaires dans une partie des rues, à un prix estimatif de 2'500 [CHF/m]. La réalisation du CAD en synergie avec la réfection des autres services dans le cas de Grandvaux permet donc une baisse de coût significative sur les investissements du CAD.

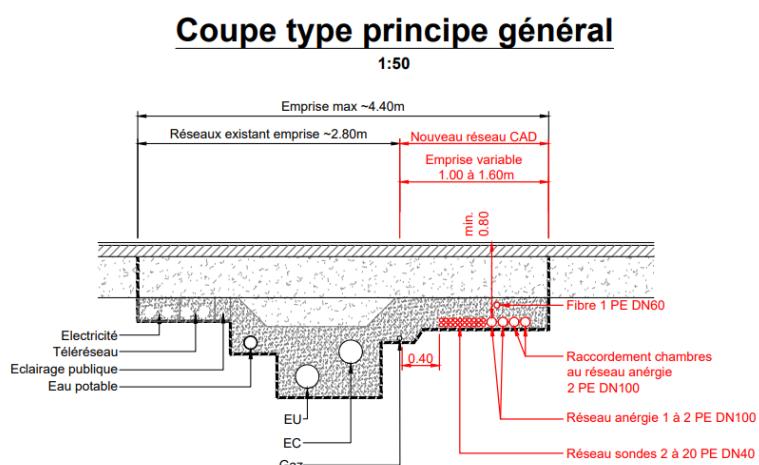


Figure 3-38 : coupe générale des fouilles dans une rue-type de Grandvaux.

### 3.5.4 Sondes géothermiques

La soumission relative aux sondes géothermiques prend en compte les éléments suivants (non-exhaustif) :

- La fourniture et l'installation SG Duplex Vario PN20.
- Les forages de 250 [m].
- Les conduites de raccordement aux chambres de sondes.
- Les distributeurs/collecteurs.
- Le fluide caloporteur (Chauffagel-G à 25 %) pour les SG.
- Autres (assurances, relevés, tests, etc.).



Un cout de de env. 1'400'000 CHF a été retenu, soit une moyenne d'environ 21'500 CHF par SG y.c. chambre de raccordement des sondes.

### 3.5.5 Réseau de conduites

Le réseau de conduites comprend les éléments suivants :

- La boucle principale, en PE100 PN16 de 110 [mm].
- Les raccordements particuliers en PE100 PN16 de 63 [mm], y compris l'introduction dans le local de chauffage.
- Le réseau de CAD haute température de la commune, en conduites isolées.
- Le réseau de récupération de chaleur des eaux usées, en fonte ductile de 100 [mm] sur 50 [m].
- Le fluide caloporteur (Chauffagel-G à 25 %) pour le réseau.

Un prix de 245'000 CHF a été retenu au retour des soumissions pour une longueur de réseau de 1110 [m], résultant en un prix moyen d'environ 220 [CHF/m]. La partie CAD communal sera néanmoins séparée dans le budget.

### 3.5.6 Modifications électriques

Les diverses options relatives au raccordement électrique et à un éventuel réseau de consommateur seront développées en détail dans la Section 3. Il est ici question des coûts liés à la modification de l'introduction électrique de chaque bâtiment ainsi qu'aux modifications à apporter au comptage de l'électricité. Le Tableau 18 expose les coûts liés aux modifications à apporter aux habitations.

*Tableau 18 : coûts des différentes modifications à effectuer dans presque chaque bâtiment (voir Figure 8-41).*

Catégorie	Prix
Augmentation de l'introduction	De 2'000 CHF à 6'300 CHF
Changement de la colonne d'alimentation	1'650 CHF
Modification du tableau électrique	De 4'000 CHF à 5'000 CHF

Il a en outre été estimé que les importantes modifications électriques à apporter aux centrales de chauffe seraient de 75'000 CHF pour la centrale n°1 et de 54'000 CHF pour la centrale n°2. De même, le raccordement électrique des différentes chambres de sondes aux introductions des habitations les plus proches a été évalué à 11'000 CHF environ.

### 3.5.7 Solutions de récupération de chaleur (centrale n°2)

Trois des quatre solutions présentées dans le chapitre 3.1 sont retenues pour cette analyse, le solaire thermique ayant été jugé moins intéressant vis-à-vis de sa capacité de production comme discuté auparavant. La solution de régénération basée sur les eaux usées, solaire PV, énergie Enerdrapé et PAC Air-eau est présentée dans le tableau suivant. Puisqu'il est en réalité difficile d'estimer l'autoconsommation effective du productible



PV, ce dernier ne sera pas pris en compte dans ce qui suit et l'électricité utilisée par les équipements de la centrale n°2 sera achetée du réseau au prix GRD (33 [ct/kWh]).

*Tableau 19 : coûts liés à la centrale n°2. Les puissances et les productions des différents éléments sont les mêmes que ceux présentés dans le chapitre 3.1.*

Article	Prix
Conduites en fonte et raccordement à la centrale n°2 (hors fouilles)	25'000 CHF
PAC sol/eau 20 [kW] (eaux usées)	22'750 CHF
Solution Enerdrapé	191'000 CHF
Installation et hydraulique	56'000 CHF
PAC air/eau intérieure 30 [kW] avec installation	60'000 CHF
<b>Total</b>	<b>554'000 CHF</b>

### 3.5.8 Mesure, contrôle et régulation (MCR)

Comme il a été conclu dans la Section 3.3.1, le débit est une variable de contrôle permettant d'ajuster les températures de mélange du réseau à la sortie de chaque bâtiment, ce qui est primordial pour, entre autres, préserver le COP des dernières PAC de chaque groupe de bâtiments. Pour cette raison, un schéma de contrôle global du CAD doit être mis en place afin de :

- Communiquer avec les PACs des prosommateurs (en autoriser l'activation).
- Remonter des mesures (quantité de chaleur utilisée, température et pression).
- Gérer les deux centrales de chauffage (activation de la régénération, modulation de la pompe principale).

Il est donc nécessaire d'implanter un réseau permettant la remontée de toutes ces informations. Réalisé avec de la fibre optique, ce dernier relie tous les bâtiments et centralise l'information dans la centrale de chauffage n°1, où la logique du contrôleur va être implémentée. Typiquement, il est désirable de pouvoir limiter l'activation des PACs au sein d'un même groupe de bâtiments. Le Tableau 20 liste les prix des différents raccords au réseau MCR.



Tableau 20 : prix du MCR

Article	Prix
Raccordement d'un prosommateur simple	6'500 CHF
Raccordement d'un prosommateur avec pompe de groupe de sondes	7'500 CHF
Centrale 1	12'500 CHF
Centrale 2	23'500 CHF
Total	50'000 CHF

### 3.5.9 Budget total

Le budget total pour le CAD5R, soumissions reçues, est de 9.48 mio CHF et peut être consulté sur la Figure 3-39. La plus grande part de ce budget est prise par le coût d'achat et d'installation des PACs pour les prosommateurs, à plus de 28 %. C'est en effet une problématique bien connue pour les solutions avec production décentralisée, le coût des sous-stations étant sensiblement plus élevé que pour une CAD4. Néanmoins cela a un avantage sur la dynamique des raccordements car effet ces investissements sont effectifs que lorsque le consommateur est raccordé. Il y a donc moins de risque financier sur le raccordement. En seconde position viennent les sondes géothermiques avec plus de 15 % du budget total. Les frais d'ingénierie sont également élevés, à hauteur de presque 15% du budget total et ils prennent la pré-étude en compte. L'un des points les plus remarquable dans ce budget se trouve dans les coûts de génie civil, qui s'élèvent à peine à 4.2 % du budget total, découlant ainsi de la synergie créée par la rénovation des autres services d'eau (EC, EP, EU) du village.

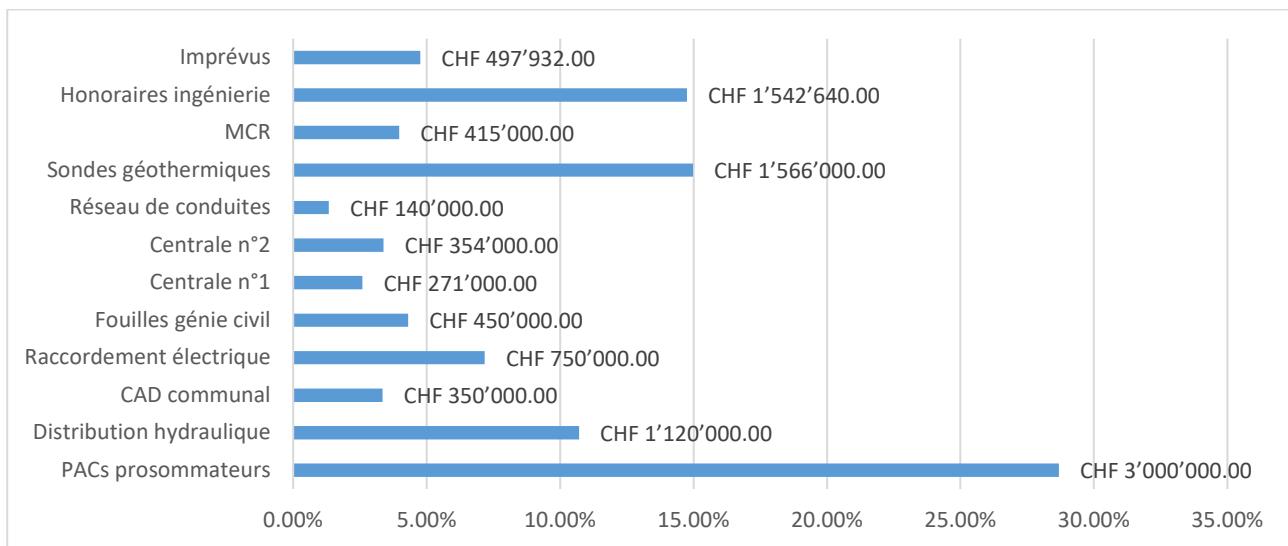


Figure 3-39 : répartition du budget total de 9.7 mio de CHF (sans subventions) et proportions par rapport au total

### 3.5.10 Exploitation du réseau

Dans ce chapitre, une analyse des coûts d'exploitation du réseau est présentée. Ces derniers vont être listés ci-dessous, avec les hypothèses qui s'y rapportent. Le Tableau 21 liste ainsi les frais opérationnels annuels. Si l'on rapporte le nombre de kWh produits la première année au nombre de kWh électriques nécessaires à faire fonctionner le CAD, on obtient un ratio de 3.3, qui représente le COP global du système. La principale cause de cet écart entre le COP moyen des PACs (3.8) et le COP global se trouve dans la consommation des pompes de circulation (sondes, réseau et régénération), les solutions de régénération ayant elles-mêmes un COP relativement haut (entre 4.5 et 5). Néanmoins, les simulations TESSA donne une efficacité de régénération de environ 50%. Cela veut dire que 50% des kWh régénérés sont perdus dans le terrain. Cette valeur est probablement conservatrice étant donnée la situation de stockage saisonnier des sondes.

Tableau 21 : frais opérationnels annuels

Frais opérationnels	Coût kWh électrique Calcul 1ère année : 2'300 [MWh] thermiques COP moyen : 3.8	0.33 Consommation [kWh] 605'263	Coût CHF 199'736.84
Electricité PACs prosommateurs			
Electricité Enerdrape	En moyenne : 79 [MWh] thermiques COP moyen : 4.5	17'556	CHF 5'793.33
Electricité eaux usées	En moyenne : 185 [MWh] thermiques COP moyen : 4.5	41'111	CHF 13'566.67
Electricité PAC air/eau	En moyenne : 30 [MWh] COP moyen : 5	6'000	CHF 1'980.00
Pompe principale	Nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge : 3000h, puissance : 4	12'000	CHF 3'960.00
Pompes groupes de sondes	Nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge : 3000h, puissance : 3 [kW], nombre : 8	72'000	CHF 23'760.00
Total		753'930	CHF 248'796.84



Les frais d'exploitation sont, quant à eux, liés à l'entretien et au travail administratif et d'optimisation indispensables au bon fonctionnement du CAD. Comme exposé dans le Tableau 22, la moitié de ces frais est directement lié au service de piquet disponible pour l'entretien des PACs, assuré par le constructeur. Parmi les autres coûts, plusieurs sont estimés.

Tableau 22 : frais d'exploitation annuel

Frais d'exploitation	Description	Coût	
Maintenance PACs	Jusqu'à 15 kW : 600 CHF/an, jusqu'à 30 kW : 700 CHF/an, dès 30 kW : 825 CHF/an	CHF	43'000.00
Piquet MCR	Selon offre, 24h/24h et optimisation	CHF	10'000.00
Entretien conduites à distance	Estimation	CHF	2'000.00
Entretien hydraulique centrales	Estimation	CHF	5'000.00
Administration et gestion asset	Estimation	CHF	5'000.00
Facturation	Estimation	CHF	5'000.00
Assurances	Estimation	CHF	5'000.00
Imprévus	10% du total	CHF	7'500.00
Total		CHF	82'500.00

### 3.6 Plan financier et cout du kWh

Le plan financier établi dans cette section permet d'établir un prix de revente du kWh thermique, dépendant du scénario choisi et des hypothèses considérées (voir le Tableau 23). On considère ici une approche dans laquelle la société qui investit dans le réseau et exploite (de manière directe ou indirecte) le réseau de chaleur, et fixe ainsi le prix du kWh thermique. Les habitants n'ont aucun investissement en fonds propre à réaliser, si ce n'est la rénovation de leur bien immobilier selon les lois en vigueur<sup>14</sup>. Un résumé du budget total 9.7 mio de CHF peut être trouvé dans les Annexes.

---

<sup>14</sup> Il est à noter que l'obtention de la subvention M06 est conditionnée par la rénovation de l'isolation du bâtiment.



Tableau 23 : hypothèses utilisées pour le plan financier

Hypothèse	Valeur
Durée d'amortissement des conduites	50 ans
Durée d'amortissement PACs	25 ans
Étagement investissement initial	10 ans
Délai avant l'installation de la centrale n°2	10 ans
Dépréciation PACs <sup>15</sup>	50 %
Taux d'intérêt	2.5 %
Subvention M06 PACs	1'111'000 CHF

Les séries de données temporelles fournies par l'UNIGE suivantes sont considérées de manière dynamique dans le plan financier :

- L'évolution annuelle des besoins en chaleur des habitations.
- L'évolution annuelle des besoins en froid des habitations.
- La température moyenne annuelle (en hiver) du fluide caloporteur à l'intérieur des sondes (influe sur le COP).

Les besoins en froid sont valorisé à 550'000 CHF avec un prix au kWh froid de 10 ct/kWh.

Le chantier se fera par étapes sur 5 à 10 ans, c'est pourquoi l'investissement financier est considéré comme linéairement étagé sur 10 ans. Les réinvestissements de chaque PAC sont réalisés 25 ans après leur investissement initial en fonction de l'année pendant laquelle cet investissement a été planifié. Afin d'obtenir un prix du kWh thermique, tous les chiffres présentés dans la Section 3.5 sont utilisés, de même qu'un prix du kWh électrique de 33 ct ainsi qu'un taux d'intérêt de 2.5%. Les annuités pour chaque catégorie d'équipement sont calculées selon les durées d'investissement du Tableau 23, et les frais d'exploitation et d'opération sont respectivement repris du Tableau 22 et du Tableau 21. Ensuite, le prix de revient de l'énergie annuelle produite,

<sup>15</sup> Il est entendu que le montant à réinvestir après 25 ans d'utilisation est diminué par rapport au montant initial, car ce dernier comprend des frais d'installation pour l'ensemble de la chaufferie. En outre, il est attendu que la performance des PACs s'améliore à l'avenir et que le prix au kW diminue, de même que les besoins en puissance des habitations pour cause de rénovation.



donnée par les courbes de Planeto, est calculé en additionnant les annuités avec les coûts opérationnels et d'exploitation et en les divisant par le nombre de kWh annuels produits.

L'Eq 3-3 démontre le calcul du prix de revient du kWh, avec l'indice  $n$  représentant l'année de calcul,  $a$  l'amortissement (variable d'année en année en fonction des investissements, étagés) et  $i$  les intérêts. Les coûts opérationnels  $c_{op,n}$  du Tableau 21 varient en fonction de l'année  $n$  puisqu'ils dépendent des besoins en énergie, de la régénération effective ainsi que du COP, lui-même dépendant de la température du réseau donnée par la simulation sur 50 ans de TESSA. Les coûts d'exploitation  $c_{ex,n}$  dépendent également du nombre de consommateurs (la maintenance est calculée à la quantité de raccordements, qui sont augmentés linéairement en fonction des étapes de chantier dans le plan de financement) et le nombre de kWh vendus  $N_{kWh}$  dépend également de l'année de calcul car ce chiffre est relié au nombre de consommateurs ainsi qu'à l'efficacité énergétique de l'enveloppe des bâtiments. L'objectif est de créer un plan financier qui reflète la réalité au mieux afin d'éviter toute sous-évaluation du prix du kWh.

$$c_{kWh,n} = \frac{(c_{ex,n} + c_{op,n} + a(n) + i(n))}{N_{kWh}(n)}$$

Eq 3-3

Ce prix de revient du kWh thermique est de 31.6 [ct/kWh] en moyenne sur les 50 ans en incluant tous les coûts mentionnés dans ce chapitre et les précédents, avec les fluctuations qui sont visibles dans la Figure 3-40. Le plan financier peut être consulté en Annexe 8-54.

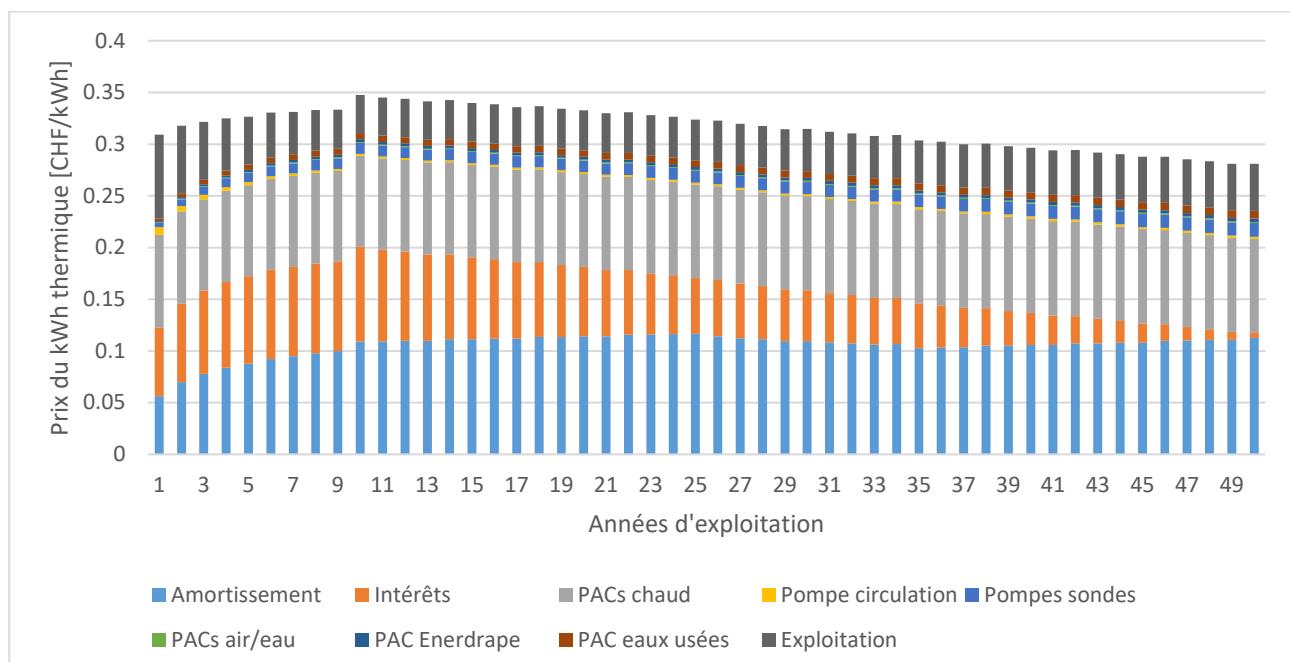


Figure 3-40 : évolution temporelle du prix du kWh thermique et répartition des différents coûts

### 3.6.1 Répartition des couts

La méthode de financement directe proposée dans la section précédente permet de se rendre compte du prix final de revient de l'énergie. Cependant, comme la Figure 3-41 permet de le constater, un certain nombre d'optimisations méritent d'être mises en place.

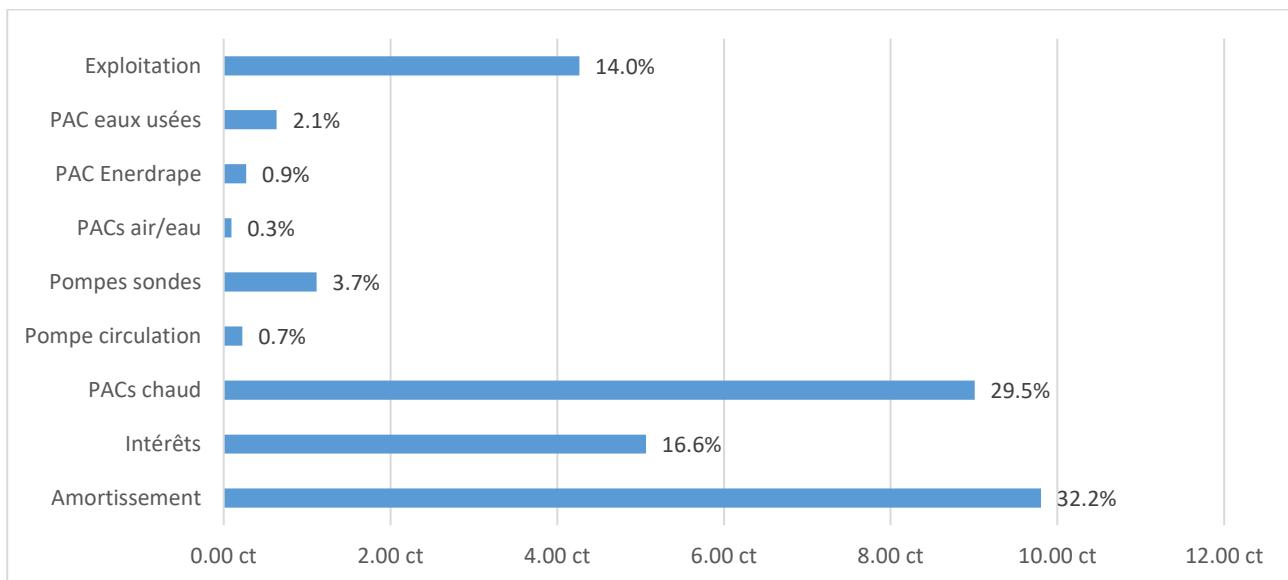


Figure 3-41 : moyenne des parts du prix de revient du kWh thermique sur 50 ans

Tout d'abord, les intérêts cumulés représentent presque un quart du prix de revient de l'énergie. Deux méthodes permettent de la diminuer : d'une part, amortir le capital sur une durée plus courte, et d'autre part demander une participation aux habitants afin de réduire l'emprunt initial. La seconde option permet en outre aux propriétaires de déduire le montant de leurs impôts, réduisant ainsi le coût total du capital. Une autre manière de parvenir au même résultat consisterait à ne vendre que l'énergie de la partie source (eau froide) aux consommateurs, ces derniers investissant eux-mêmes dans leur chaufferie. On note aussi la faible part des pompes de circulation (<1%) qui est dû au faible débit dans le réseau en raison de l'architecture des sources décentralisées.

### 3.7 Comparaison technico-économique entre solution individuelle, CAD4 et CAD5R

L'objectif de cette section consiste à comparer les résultats de l'étude (un CAD5R, froid) avec la solution individuelle et un réseau de chaleur classique (un CAD4, chaud). Les détails du dimensionnement du CAD4 peuvent être trouvés dans l'annexe 8.5. La comparaison du CAD4 avec le CAD5R dimensionné précédemment est effectuée dans ce qui suit. Il s'agit maintenant de comparer ces trois variantes, incluant l'emprise sur le village, l'efficience énergétique ainsi que l'exploitation des réseaux respectifs.

#### 3.7.1 Solution individuelle

La variante consistant à dimensionner une installation comprenant des SG pour chaque consommateur **sans les relier par un réseau** est dénommée « solution individuelle » et est également dimensionnée afin d'obtenir un point de comparaison dans l'autre extrême par rapport au CAD5R. Chaque installation comprend un nombre de sondes (requis pour subvenir aux besoins du consommateur) reliées à une PAC, ce qui correspond somme toute à une installation géothermie individuelle classique. Une implémentation pratique de cette solution pour l'ensemble des habitants du village de Grandvaux est cependant impossible pour des raisons d'espace et de propriété publique, comme expliqué dans le chapitre 1.2.1. Pour cette raison, cette solution est dimensionnée à titre de comparaison pour un consommateur moyen avec des besoins de 35'000 [kWh/an] et 1'650 [kWh/an] de régénération (moyenne des besoins et du free-cooling pour l'ensemble des habitations de



Grandvaux). Une simulation réalisée au moyen du logiciel EWS permet de conclure que 2 SG de 180 [m] sont nécessaires pour garantir ces besoins sur 50 ans ce qui résulte en 2 fois plus de sondes que le CAD5R soit 134 sondes. La température minimale moyenne des sondes selon la norme SIA 384-6 est alors de -1 [°C], et le taux de régénération de 10.9%. Plus d'informations sont disponibles dans l'Annexe 8.5.1.

### 3.7.2 Empreinte

Le premier point concerne le nombre de conduites déposées dans les fouilles et leur taille, qui sont comparés dans le Tableau 24. La comparaison peut également être faite visuellement en observant la Figure 3-42, où une coupe-type des fouilles est schématisée. Les deux variantes de CAD diffèrent de par leur taille de conduite, bien plus élevée pour le CAD4, ainsi que par leur nombre, essentiellement doublé pour le CAD4. En outre, la présence de conduites à haute température nécessite un certain espacement entre les conduites pour les SG, pouvant descendre en température aussi bas que 0 [°C], et celles pour la distribution de chaleur, en dépit de l'isolation.

Tableau 24 : comparaison des réseaux de conduites

Caractéristique	CAD4	CAD5R	Individuel
Sondes géothermiques	80 SG de 250 [m] (en tout 20 [km])	64 SG de 250 [m] (en tout 16 [km])	134 SG de 180 [m] (en tout 24.12 [km])
Récupération sondes géothermiques	2 conduites; diamètre intérieur ∈ [200, 150, 125] [mm]	1 conduite; diamètre intérieur 90 [mm]	Aucune
Distribution de chaleur	2 conduites; DN125 → Chez le prosommateur $d_{externe} \geq 182 [mm]$		Chez le consommateur

L'emprise d'un CAD5R correspond à la partie de gauche de la Figure 3-42 avec cependant une différence notable de diamètre. Dans le contexte d'un village tel que Grandvaux, avec des largeurs de rues allant de 4 [m] à 3 [m], la contrainte de l'emprise dans la route peut tout à fait mener à devoir superposer les conduites du CAD à celles des autres services (eaux claires, eaux usées, eau potable, gaz, électricité). Ceci amène de considérables complications, notamment en termes d'entretien des canalisations.

On observe que le nombre de sondes pour un CAD 4 serait de 80 dans le cas de sondes décentralisées, 196 dans le cas de sondes centralisées (section 3.2.3), 134 sondes dans le cas de production individuelle, et 64 sondes dans le cas de l'étude CAD5R (production et sondes décentralisée). Le nombre de sondes est donc respectivement 25% plus important dans le cas réseau centralisé et 110% dans le cas individuelle en comparaison de la version du CAD 5R décentralisé. La solution souvent envisagée soit une production centralisée et des sondes centralisées demande 200% plus de sondes que le CAD5R.

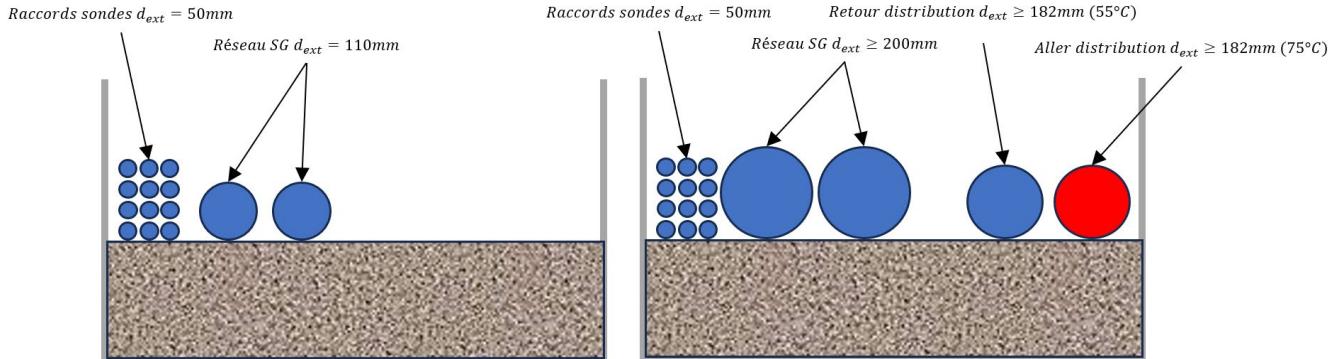


Figure 3-42 : schéma de coupe des fouilles pour le CAD5R (gauche) et CAD4 (droite).

Un parallèle peut être effectué avec le projet dans [11], dans lequel un réseau anergie utilise du CO<sub>2</sub> comme fluide caloporteur pour la boucle principale, liquide et gazeux sous pression respectivement dans la conduite retour et la conduite aller pendant la période froide. Le principal avantage du CO<sub>2</sub> à 50 [bars] par rapport à l'eau, et donc d'autant plus par rapport à un fluide antigel, réside en sa chaleur latente de condensation bien plus élevée que la chaleur spécifique de l'eau, avec des valeurs de 175 [kJ/kg] et 16 [kJ/kg] pour environ 3-4 [°C] de différence de température pour l'eau. Ceci permet en principe de diminuer drastiquement à la fois les coûts de pompage car un débit très faible peut être utilisé ainsi que le diamètre interne des conduites, malgré le fait que le diamètre extérieur reste conséquent du fait de la pression interne de 50 [bars].

Dans le cas du CAD5R, le dimensionnement a donné un diamètre intérieur de 90 [mm] et extérieur de 110 [mm] pour 25 [m<sup>3</sup>/h], en grande partie grâce à la topologie mono-conduite. Si du CO<sub>2</sub> était utilisé à la place, un débit de 21 [m<sup>3</sup>/h] serait nécessaire afin de fournir les 850 [kW] de puissance de pointe. Ceci reste proche du débit en pleine charge nécessaire pour le CAD5R. Cependant, la viscosité cinématique du CO<sub>2</sub> saturé liquide à 50 [bars] et 15 [°C] s'élève à 91 [nm<sup>2</sup>s<sup>-1</sup>], bien plus faible que celle de n'importe quel autre fluide caloporteur. En utilisant ces données, un diamètre interne de 52.5 [mm] est nécessaire pour ne pas dépasser les 4 [kW] de puissance de pompage obtenu pour le CAD5R. La diminution du diamètre interne pour un réseau au CO<sub>2</sub> comparé à une CAD5R est, à puissance égale, de 41.6%. L'écart est donc moins drastique que dans le cas présenté dans [11] où un doublement était nécessaire. Cependant, il faut bien garder en tête que la pression nécessaire pour obtenir de telle caractéristiques thermiques implique une conduite spécifiquement dimensionnée pour soutenir au moins deux fois la pression interne, ce qui revient en somme à doubler le diamètre interne. Aucun gain de place n'est par conséquent attendu par le remplacement du système à base d'eau par un système au CO<sub>2</sub>. En outre, il ne serait techniquement pas possible de réaliser le réseau au CO<sub>2</sub> avec la même architecture mono-conduite du CAD5R puisqu'une conduite par phase est nécessaire, l'aller étant gazeux et le retour liquide en hiver, et vice-versa en été.

### 3.7.3 Longueur du réseau

Un second point de comparaison concerne la longueur totale du réseau. Dans le cas d'une boucle anergie, la longueur effective du réseau à mettre en place, sans tenir compte des SG et des raccords aux habitations, sensiblement identiques dans les deux cas, correspond à la longueur de conduite unique reliant les habitations. Pour Grandvaux, cette longueur a été estimée au maximum à 1 000 [m]. Pour le CAD4, le réseau de récupération des sondes suit leur tracé et est estimé s'élever à 900 [m] en double conduite, soit 1 800 [m] de conduite simple. Pour la partie distribution, une double conduite de 750 [m] suffit à mettre le réseau en place, soit 1



500 [m] en tout. Il est donc clair que le CAD5R possède également un avantage en ce qui concerne le coût du capital de conduites ainsi que leur pose sur fond de fouilles, au-delà même du prix des fouilles, qui est estimé à 200'000 CHF supplémentaire à celui pour le CAD5R. De plus, les extensions des fouilles dues à l'ajout de 16 SG en dehors du tracé nominal de rénovation des canalisations est estimé à environ 320'000 CHF supplémentaires. Dans le cas d'une solution individuelle, aucun réseau n'est nécessaire.

### 3.7.4 Volume et coût du liquide

La quantité de fluide caloporteur nécessaire au remplissage des deux réseaux peut engendrer une différence de prix importante et ainsi différencier les deux technologies. Pour un CAD4, la partie « froide » du réseau nécessite un mélange glycolé et est réalisée au moyen d'une double conduite. De même, la partie « chaude » du réseau, contenant de l'eau déminéralisée, comporte une double conduite. A l'inverse, le CAD5R réduit considérablement le volume nécessaire à son remplissage d'une part grâce à la décentralisation de la production de chaleur qui permet une réduction du diamètre de 40 % et aussi à la technologie mono-conduite qui diminue les conduites par 50%. Ces différences s'expriment par un écart de volume considérable, mis en évidence dans le Tableau 25 pour la partie contenant du fluide antigel et dans le Tableau 26 pour la partie contenant de l'eau. Dans le cas du CAD5R, la partie « eau » est uniquement constituée du CAD communal.

Tableau 25 : caractéristiques et volume des parties glycolée (froide) des deux types de réseau et la solution individuelle

Caractéristique	CAD4	CAD5R	Individuel
Longueur [m]	2'000 (double conduites)	1'100	-
Diamètre moyen intérieur [mm]	150	90	-
Nombre de sondes	80	64	134
Volume [m <sup>3</sup> ]	117.8	77.7	77.6
Prix (Chauffagel-G) [CHF]	185'000	120'000 (-34%)	



Tableau 26 : caractéristiques et volume des parties chaudes (eau) des deux types de réseau

Caractéristique	CAD4	CAD5R
Longueur [m]	1'500 (double conduites)	210 <sup>16</sup>
Diamètre moyen intérieur [mm]	125	65
Volume [m <sup>3</sup> ]	26.9	2.6
Prix [CHF]	>70	>10

### 3.7.5 Pompage

Une troisième différence s'observe dans la puissance de pompage nominale nécessaire. Les différentes puissances de pompage sont reportées dans le Tableau 27, où il peut être remarqué que la puissance totale de pompage est presque trois fois plus élevée pour le CAD4. Ceci est majoritairement causé par la puissance de circulation nécessaire dans le réseau de distribution des SG en raison de la centralisation. En effet, cette centralisation demande de ramener l'entier du fluide primaire en un seul point avec une vitesse qui est la somme de la PAC centralisée. La solution individuelle quant à elle nécessite un circulateur relativement conséquent pour chaque habitation fictive, résultant en une puissance totale substantiellement plus élevée que dans le cas mutualisé.

<sup>16</sup> Il faut noter que cette partie est à attribuer au CAD communal, sans lequel cette dernière n'aurait pas lieu d'être



Tableau 27 : récapitulatif des puissances de pompage

Fonction	CAD4	CAD5R	Individuel
Circulation groupes de sondes (par 8 SG)	10 groupes de 8 SG, chacun 3 [kW]. 30 [kW] au total	8 groupes de 8 SG, chacun 3 [kW]. 24 [kW] au total	67 groupes de 2 SG (simplification), 0.5 [kW] chacun, 33.5 [kW] au total
Circulation réseau de sondes	200 [m³/h], 44 [kW]	25 [m³/h], 4 [kW]	Aucun
Circulation réseau de distribution secondaire (chaud)	52 [m³/h], 7 [kW]	Aucun	Aucun
Total pompage	81 [kW]	28 [kW] (-65%)	33.5 [kW] (-58.6%)

### 3.7.6 Bilan énergétique

L'une des métriques les plus pertinentes pour la comparaison de plusieurs CAD reste cependant les coûts d'opération. Ceux-ci permettent également de quantifier la performance générale du système, à savoir le rapport entre l'énergie annuelle utilisable par les consommateurs et l'énergie introduite dans le système pour son fonctionnement, typiquement en termes d'énergie électrique. Selon le Tableau 28, il est facile de constater que la consommation énergétique pour un CAD4 est 50 % supérieure à celle d'un CAD5R.

Tableau 28 : bilan énergétique électrique annuel. Nombre d'heures de fonctionnement à pleine charge pour les pompes : 2'300 heures. COP PAC air/eau : 5 (fonctionnement uniquement en été). COP eaux usées : 4.5. COP Enerdrape : 4.5. «COP» du solaire thermique : 10. Tous les chiffres sont en kWh électriques.

	Unités	CAD4	CAD5R	Individuel
Pompes SG	kWh	69'000.00	55'200.00	77'050
Pompes réseau SG	kWh	101'200.00	9'200.00	-
Pompes distribution	kWh	16'100.00	-	-
Régén. PAC air/eau	kWh	100'000.00	6'000	-
Régén. Enerdrape	kWh	-	17'555.56	-
Régén. eaux usées	kWh	-	41'111.11	-
PAC(s)	kWh	797'000.00	594'000.00	594'000.00
Total	kWh	1'083'300.00	720'066.67	671'050.00

Bien que cette différence soit imputable à l'ensemble des systèmes des CAD, une partie importante est causée par la compensation des pertes thermiques au niveau de la production de chaleur centralisée, ainsi que par la circulation dans le réseau reliant les SG. En prenant un prix du kWh électrique de 33 [ct/kWh], il est évalué qu'une différence de coûts de fonctionnement électrique d'environ 120'000 [CHF/an] (voir la **Erreur ! Source**



**du renvoi introuvable.** dans les annexes) surviendrait. Cela représente un surcoût d'environ 50 % si l'on compare cette différence aux coûts opérationnels présentés au chapitre. La solution individuelle est légèrement meilleure que le CAD5R en termes de consommation électrique, la consommation des PACs restant en essence identique et la différence de coûts de pompage se compensant avec les coûts de régénération du CA5R.

### 3.7.7 Comparaison du prix de revient de l'énergie

En compilant tous les éléments précédemment mentionnés, une comparaison des trois méthodes de CAD précédentes peut être réalisée en terme du prix de revient de l'énergie sans rafraîchissement pour la comparaison. Les budgets détaillés, les plans financiers et les hypothèses y conduisant peuvent être consulté dans l'Annexe 8.5.2. Ceci est réalisé en prenant en compte à la fois les coûts liés à l'investissement pour le capital technique, les intérêts et l'amortissement, les coûts opérationnels et d'exploitation pour les rapporter au nombre de kWh thermiques produits. La moyenne sur 50 ans résulte en un prix de revient du kWh thermique (voir Tableau 29) de 29 [ct/kWh] pour le CAD4, 25 [ct/kWh] pour le CAD5R et pour la solution individuelle.

Tableau 29: Comparaison économique entre CAD4 et CAD5R

	CAD4	CAD5R	Individuel
Investissement total [CHF]	8'800'000	8'400'000	8'100'000
Prix de revient [ct/kWh]	29	25 (-14%)	25 (-14%)

Une boucle anergie CAD 5R est dans notre cas plus économique que un CAD 4 traditionnel et ceci principalement en raison des pertes de réseaux et cout de pompages plus important. La solution individuelle reste très proche du CAD5R en termes de coût de revient et serait intéressante si la place le permettait. La Section 4 explore plus en détail les possibilités de généralisation de cette méthodologie à des villages similaires et tente d'apporter des critères explicites permettant de déterminer l'applicabilité de cette méthode pour un village donné.

### 3.7.8 Nécessité de la création d'un réseau

Le CAD5R tel que présenté dans ce qui précède peut être perçu comme une simple mutualisation des sources de chaleur, à savoir principalement des SG. Or, il serait également sensé d'étudier la possibilité d'équiper chaque bâtiment ou groupe de bâtiments de sa/ses propre(s) SG sans passer par un réseau, qui rajoute des éléments de gestion du réseau au projet et le complexifient. Plusieurs arguments peuvent cependant être développés en faveur de la version mutualisée.

#### Régénération

La régénération par free-cooling en été peut également avoir lieu dans une installation géothermique individuelle. Cependant, le calcul du nombre de sondes doit être calibré avec les besoins estimés de l'habitation, qui seront de toute évidence spécifiques au type de logement et à ses habitants. Ainsi, certains logements



nécessiteront beaucoup de chauffage et peu de refroidissement, impliquant un besoin agrandi en prélèvement de chaleur du terrain. A l'inverse, d'autres bâtiments consommeront relativement peu de chaleur et en produiront beaucoup en été. De même, la régénération telle que dimensionnée dans la centrale n°2 ne peut pas être utilisée pour compenser une surutilisation des SG et leur nombre s'en trouvera ainsi augmenté. Tout ceci implique que le nombre global de SG sera plus élevé, avec une forme de surestimation causée par le manque de mutualisation des ressources. Cependant, ceci trouverait tout son sens dans un scénario où seule une petite partie des habitations déciderait de se raccorder au réseau.

### Manque de place

Premièrement, comme il a été démontré dans la Section 3.2, l'espacement entre les SG est un paramètre ayant une influence majeure sur le captage de chaleur à long terme dans le terrain. Plus spécifiquement, des SG placées à 5 [m] l'une de l'autre mèneront à une sur-utilisation du terrain comparé à un espacement de 10 [m]. Pour cette raison, le nombre total de SG se retrouve grandement limité et leur placement devrait se faire en dehors du village si ce nombre venait à devenir trop important, auquel cas la synergie liée à la simultanéité des travaux de réfection des réseaux d'eau ne serait plus valable.

Deuxièmement, une seconde limitation liée cette fois-ci à la place disponible dans les fouilles apparaît dans les rues les plus étroites. En effet, l'eau circulant dans les SG doit être transportée jusque chez le consommateur, via des conduites placées dans la route. Dans le cas des groupes de sondes présentés pour le CAD5R, seules deux conduites de 90 [mm] de diamètre sortent du collecteur pour se raccorder au réseau, lui-même constitué d'une conduite unique de 110 [mm]. Sans réseau, des dizaines de tuyaux de 50 [mm] devraient être placés dans les fouilles dans toutes les rues, en particulier le long des plus petites d'entre elles car aucune SG ne peut y être placée. Ceci aurait un impact négatif sur l'accès aux conduites des autres services d'eau dans la rue, et pourrait même devenir un point bloquant dans certaines ruelles.

### Mutualisation des ressources énergétiques

Il a été expliqué dans la Section 2.3 qu'un facteur de simultanéité pouvait être utilisé afin de prendre en compte le fait que le pic de demande dans un réseau de chaleur s'élève en réalité à une valeur moindre que la somme des demandes individuelles des consommateurs. Ce phénomène est inhérent aux chauffages à distance car la corrélation temporelle entre les différentes courbes de charge n'est en effet jamais parfaite dans un monde réel. Ceci permet donc de dimensionner un réseau pour une charge maximale moindre comparée à la somme des demandes maximales de toutes les habitations.

## 3.8 Raccordements électriques et regroupements de consommations

Dans cette section, l'objectif consiste à analyser comment il est possible d'optimiser et potentiellement de mutualiser la consommation électrique liée aux installations du réseau de chaleur du village ainsi que la production électrique par des panneaux photovoltaïques. En effet, il l'utilisation de PACs comme producteur de chaleur pour l'ensemble du village résulte en une augmentation drastique de la consommation électrique du village. Ceci a autant des conséquences sur les infrastructures physiques du réseau électrique, qu'il faut alors renforcer, que sur la facture d'électricité des consommateurs. C'est pourquoi il convient d'une part d'analyser les différentes manières existantes pour établir des infrastructures électriques permettant de réduire les coûts opérationnels et d'autre part de parvenir à une optimisation temporelle de l'utilisation de l'énergie électrique permettant de maximiser l'autoconsommation des habitations du village.

L'Annexe 8.9 présente le cas du village de Grandvaux d'un point de vue du cadastre solaire mis en place et des limitations existantes. Les différents types de regroupement sont ensuite présentés dans l'Annexe 8.10, à



savoir le réseau standard, le réseau pour la consommation propre (RCP) et la communauté électrique locale (CEL). Toutes les hypothèses et détails concernant l'analyse technico-financière développée peuvent être consulté dans l'Annexe 8.11 et les plans financiers analysant l'impact des différents types de réseau sont détaillés dans l'Annexe 8.12, avec un focus sur le RCP dans l'Annexe 8.13 et sur la CEL dans l'Annexe 8.14. Les résultats principaux sont présentés ci-dessous.

### 3.9 Résultats, comparatifs et analyses

Les résultats des taux d'autoconsommation sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau 30 : Résumé des taux d'autoconsommation et d'autosuffisance

Taux de consommation locale de production solaire		
	Autoconsommation [%]	Autosuffisance [%]
Réseau standard	28,14	11,78
RCP profil non optimisé	49,98	20,93
CEL profil non optimisé	49,98	20,93
RCP profil optimisé	100,00	41,87
CEL profil optimisé	100,00	41,87

La consommation électrique totale de Grandvaux est de 1'186'600 kWh ce qui est deux fois plus grand que la production solaire potentielle qui est de env. 500'000 kWh. Un taux d'autoconsommation peut être augmenté de 28 % dans le cas standard à 100 % est dans le cas d'un RCP ou CEL optimisé avec le profil de consommation des PAC aligné selon le profil de production solaire. On note qu'un taux d'autoconsommation intermédiaire de 50 % est obtenu sans optimisation de la gestion du réseau CAD. Le RCP/CEL augmente aussi sensiblement l'autosuffisance d'env. 12 % à 21 % dans le cas non optimisé et 42 % dans le cas optimisé.

Les tableaux ci-dessous présentent les plans financiers pour la société privée et les propriétaires de Grandvaux. Il est à noter que les scénarios ont été orientés en faveur de la société privée, afin de déterminer le système de raccordement électrique le plus avantageux à implémenter.

Tableau 31 : Plans financiers pour la société privée, comparaison des différents raccordements électriques

Comparaison scénarios de raccordement électrique pour la société privée					
	Autoconsommation [%]	Frais initiaux	Frais annuels électricité	Coûts total après 25 ans	
Réseau standard	28	- 773'064 CHF	- 265'090 CHF	- 7'400'318 CHF	
RCP profil non optimisé	50	- 2'648'093 CHF	- 188'820 CHF	- 7'368'602 CHF	
CEL profil non optimisé	50	- 718'668 CHF	- 263'851 CHF	- 7'314'944 CHF	
RCP profil optimisé	100	- 2'648'093 CHF	- 182'235 CHF	- 7'203'975 CHF	
CEL profil optimisé	100	- 718'668 CHF	- 236'939 CHF	- 6'642'145 CHF	

En commençant par le plan financier, on observe qu'il n'existe pas de réelle différence entre le réseau standard et les deux variantes de RCP. La variante avec les profils non optimisés génère 30'000 CHF d'économies sur 25 ans par rapport au réseau standard et le RCP avec profil optimisé 200'000 CHF. Le RCP est fortement impacté par les frais initiaux liés à sa création. Pourtant, il s'agit du raccordement électrique qui génère le moins de frais annuels d'électricité.

L'analyse est différente au sujet des CEL. Les profils non optimisés génèrent une économie de près de 90'000 CHF sur 25 ans et les profils optimisés dégagent une économie de près de 760'000 CHF en comparaison



au réseau standard. L'explication se trouve dans le tarif de prélèvement de l'électricité de (33,24 ct/kWh) et de la consommation d'électricité issue de production solaire locale. Une économie de 18,24 ct est effectuée sur chaque kWh d'électricité solaire acheté. Plus le taux d'autoconsommation est grand, plus le montant de l'économie est élevé, ce qui se reflète bien dans les résultats exposés dans le Tableau 31. Il faut aussi noter que l'investissement initial est plus faible dans une CEL que dans le réseau standard, car la gestion centralisée du réseau énergie permet de réduire les puissances électriques utilisées et par conséquent de diminuer le prix des nouvelles installations.

Il est possible de conclure que le regroupement sous forme de communauté électrique locale est la meilleure variante de raccordement électrique pour le CAD de Grandvaux du point de vue de la société privée.

Tableau 32 : Plans financiers pour les propriétaires, comparaison des différents raccordements électriques

Comparaison scénarios de raccordement électrique pour les propriétaires					
	Autoconsommation [%]	Frais initiaux	Frais annuels électricité	Coûts total après 25 ans	
Réseau standard	28	-	4'950 CHF	-	28'468 CHF
RCP profil non optimisé	50	-	- CHF	-	7'139 CHF
CEL profil non optimisé	50	-	- CHF	-	28'744 CHF
RCP profil optimisé	100	-	- CHF	-	7'139 CHF
CEL profil optimisé	100	-	- CHF	-	28'744 CHF

À présent, considérons le plan financier pour les propriétaires de Grandvaux. Les résultats obtenus avec le réseau standard et les deux scénarios de CEL sont pratiquement identiques. Les CEL sont pénalisées par le coût des abonnements mensuels au GRD et par le nombre élevé de compteurs par tableau électrique. Cette dépense mensuelle efface tous les bénéfices liés à la revente et autoconsommation de l'électricité solaire produite par les propriétaires.

C'est exactement la situation opposée qui s'applique dans le cas des RCP. L'abonnement à la société Climkit coûte 4 CHF de moins par mois et par compteur, par rapport à une CEL, ce qui dégage une économie annuelle de plus de 4'500 CHF. De plus, des économies sont également réalisées lors du prélèvement de l'électricité grâce aux tarifs professionnels auxquels le RCP peut accéder. Les puissances soutirées par les besoins résidentiels sont faibles et par conséquent le montant résultant de la taxe appliquée l'est également. Il faut encore ajouter les bénéfices liés à la production solaire, qui permettent de réduire les frais annuels de l'électricité à 7'139 CHF.

Si l'on compare les coûts globaux pour la société privée et les propriétaires sur 25 ans de la solution standard, CEL ou RCP on obtient

- 1) Standard 8.1 mio CHF
- 2) RCP 7.4 mio CHF
- 3) CEL 7.4 mio CHF

Les coûts sont donc favorables à un RCP ou CEL, cependant la répartition des coûts est meilleure pour la société privée dans le cas d'une CEL et permet de s'affranchir des risques de l'investissement.

### 3.9.1 Alternative au comptage de l'électricité

Jusqu'à présent, la consommation électrique nécessaire à alimenter les pompes à chaleur résidentielles est facturée à une société privée. Cette manière de fonctionner impose l'installation d'au moins deux compteurs d'électricité dans chaque bâtiment.



Il est possible d'avoir un unique compteur par bâtiment, dans le cas de figure où la totalité de la consommation électrique est facturée par le GRD directement au propriétaire et non par le CAD. Un tel scénario génère une économie de 34'500 CHF par la suppression d'un des compteurs. Des économies de 8'640 CHF par an sont également réalisées par la suppression de l'abonnement mensuel au GRD. Le montant des économies générées sur 25 ans est de 250'500 CHF. Il est possible de conclure qu'il s'agit du meilleur scénario du point de vue du comptage de l'électricité et de matériel utilisé pour le faire.

## 4 RÉPLICATION

### 4.1 Modélisation

L'outil TESSA développé par l'UNIGE peut être appliqué à n'importe quel ville ou village en Suisse ou même adapté pour être utilisé dans d'autres pays, à condition que des données suffisantes soient disponibles. Cette adaptabilité découle de l'ensemble des données collectées pour la Suisse et qui englobent divers facteurs tels que les informations climatiques, l'emplacement des bâtiments, la géométrie du réseau routier, les profils de demande spécifiques aux bâtiments, les caractéristiques des générateurs thermiques, etc. Ces données font partie intégrante de la fonctionnalité du modèle, garantissant sa précision et sa pertinence pour des zones géographiques spécifiques en Suisse.

En outre, le modèle offre un degré élevé de flexibilité en permettant aux utilisateurs de saisir leurs propres données. Cela signifie que les utilisateurs ont la liberté de personnaliser divers aspects du modèle afin de s'aligner sur des exigences ou des conditions spécifiques. Par exemple, les utilisateurs peuvent remplacer les profils de demande par défaut des bâtiments, ajuster les propriétés des générateurs thermiques, modifier les caractéristiques du sol.

Nous présentons ci-dessous un exemple d'application de l'outil à la région de Lutry, en utilisant l'eau du lac comme source de chaleur. Cet exemple a été généré en moins de 5 minutes et démontre le potentiel d'exploration rapide des régions et d'évaluation rapide de la pertinence. Par exemple, dans cette région, la densité linéaire d'approvisionnement en chaleur est de 2,54 MWh/m/an, ce qui est supérieur au seuil habituellement requis pour qu'un réseau thermique soit viable. La consommation totale est de 9 [GWh/an] pour 276 bâtiments.

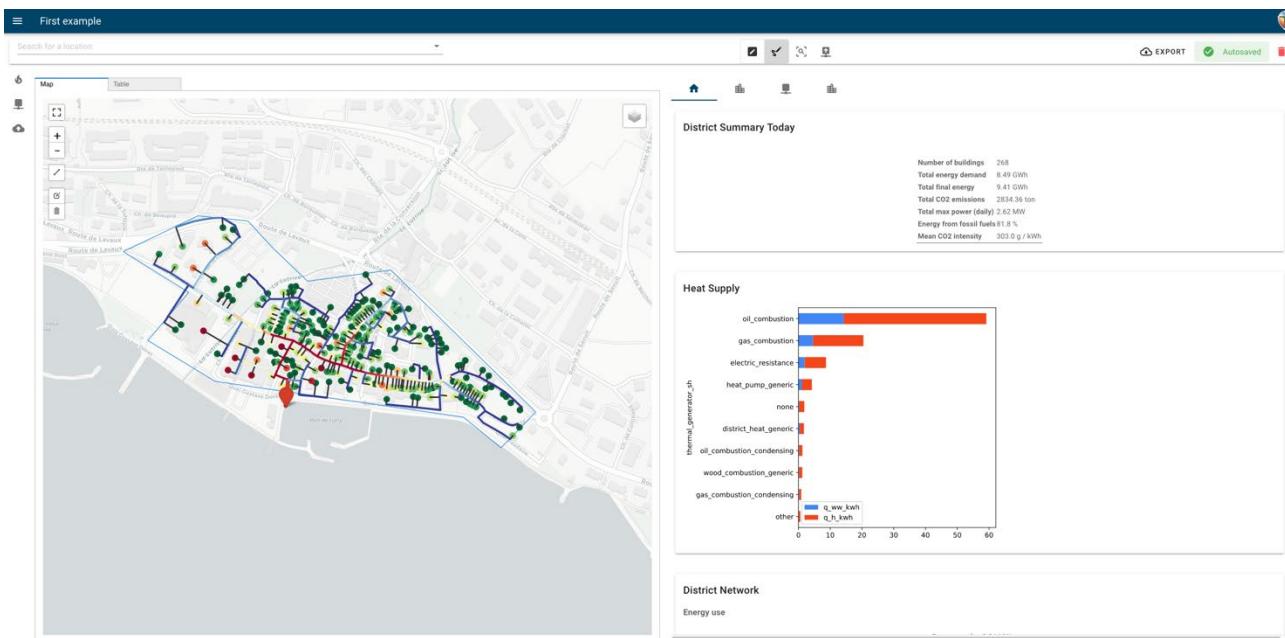


Figure 4-1 : Exemple d’application de l’outil TESSA à la région de Lutry, montrant les sources de chaleur actuelles et une grande intensité en émissions de CO<sub>2</sub> de 300 g/kWh.

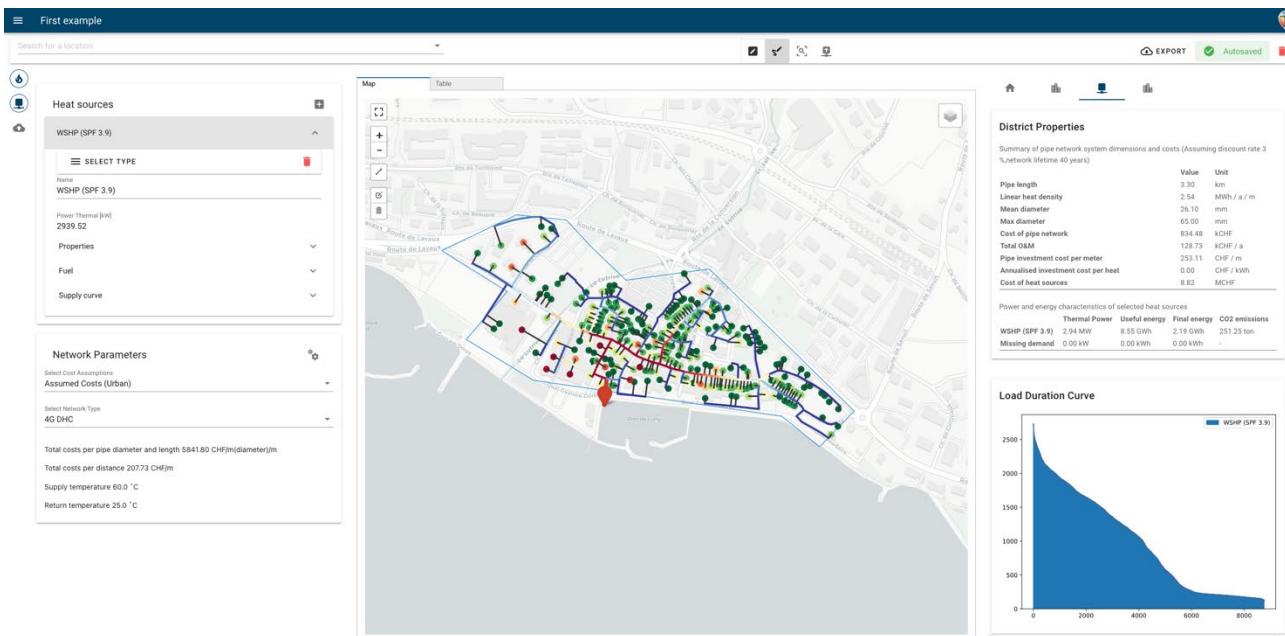


Figure 4-2 : exemple d’application de l’outil TESSA à la région de Lutry, utilisant l’eau du lac comme source pour une PAC et alimentant une CAD4.

Dans la suite de cet exemple, présentée dans la Figure 4-3, une démonstration du calcul du nombre initial (avant optimisation) de SG estimé par le logiciel TESSA peut être observé. Cet exemple montre que l’approvisionnement en chaleur de la région sélectionnée peut être assuré par 421 SG. Sur la Figure 4-4, l’optimisation



de ce nombre résulte en 113 SG afin de limiter et optimiser les interactions thermiques respectives des SG entre elles.

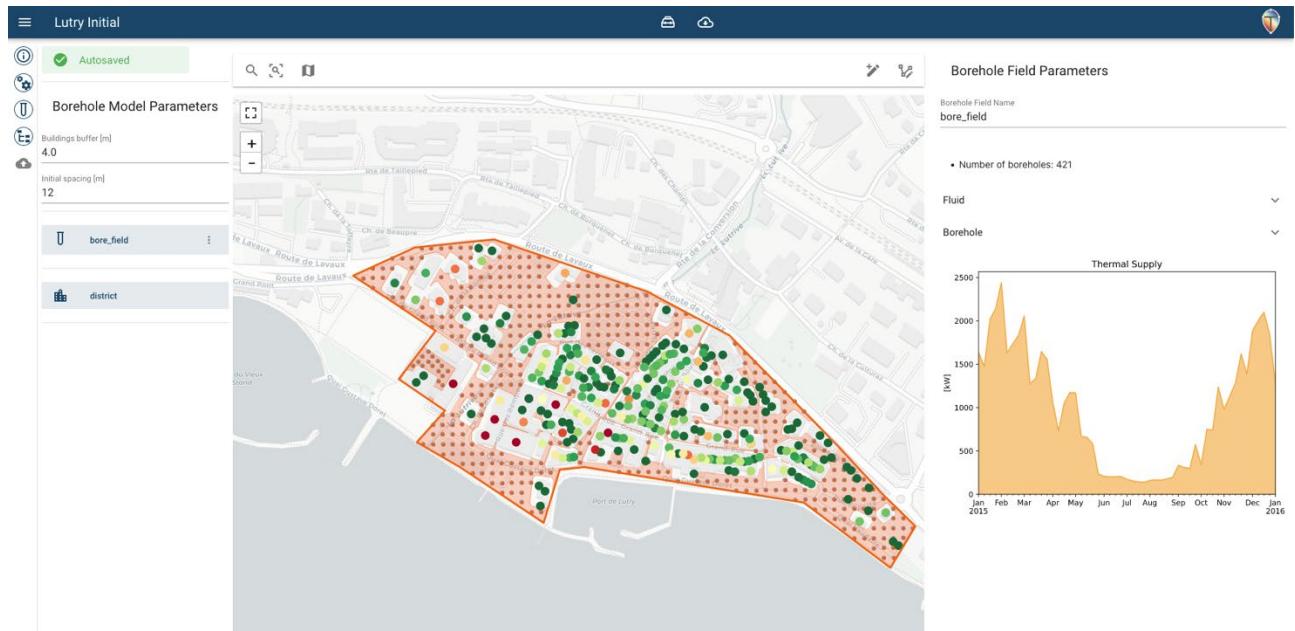


Figure 4-3: exemple d'application du logiciel TESSA au village de Lutry, avec 421 SG avant optimisation

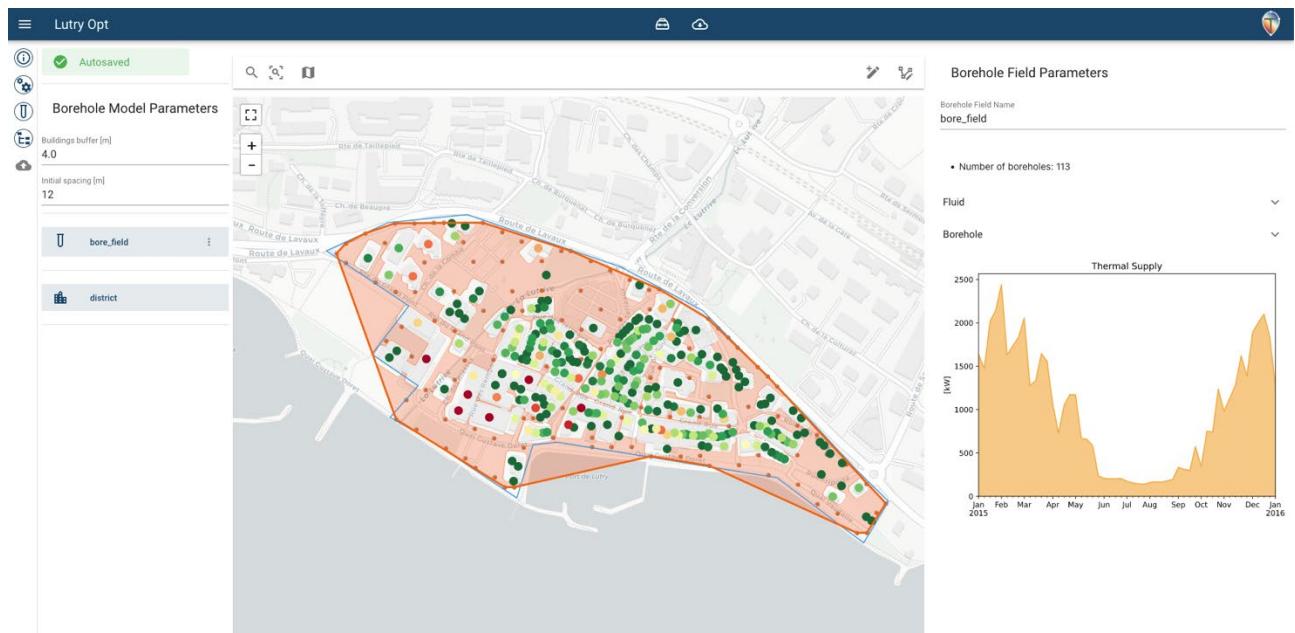


Figure 4-4: optimisation du nombre de SG avec TESSA, résultant en 111 SG au lieu de 421

Des courbes de charge similaires à celles générées dans le cadre de ce projet ont dû être calculées, permettant ainsi d'utiliser la méthodologie développée dans le Chapitre 3.3.1 peut ensuite être utilisée pour vérifier l'exactitude des résultats et développer une modélisation non-agrégée du réseau hydraulique. Le reste du



dimensionnement est analogue à celui employé pour Grandvaux, à la différence près que les systèmes de régénération du sol doivent être étudiées en fonction des besoins déterminés par TESSA, précisés par le modèle Modelica.

## 4.2 Critères de dimensionnement

Au cours de ce projet, l'implémentation pratique d'un CAD de dernière génération a été étudiée, impliquant une topologie et une configuration innovante avec une décentralisation des productions et des sources de chaleur. En effet, la typologie du cas d'étude, le village de Grandvaux, a généré un grand nombre de contraintes concernant la place disponible dans les rues, l'espace à disposition pour l'emplacement de la production de chaleur, la densité des besoins énergétiques et finalement le choix du médium de production de chaleur. Le grand intérêt d'un tel projet consiste également à mettre en place une série de critères permettant une évaluation facilitée des potentiels futurs sites dans lesquels un tel dispositif pourrait être implanté. De même, ceci permet également un dimensionnement facilité, les points clés ayant été étudiés dans le cas d'étude.

### 4.2.1 Critère topologique

Le premier critère concerne la topologie du village/ville à étudier. En particulier, la densité de consommation d'énergie au sein d'un cercle de rayon  $R$  par rapport à la longueur de rue disponible pour l'implantation de SG permet d'obtenir un nombre pour lequel une limite supérieure peut facilement être déterminée. Dans le cas de Grandvaux, la consommation d'énergie thermique annuelle est de 2'300 [MWh] tandis que la surface habitée du village est d'environ 20'000 [m<sup>2</sup>] et la longueur des rues utilisable est de 1'100 [m]. Le ratio de longueur de rue par MWh revient donc à environ 0.5 [m/MWh], fournissant ainsi un critère d'évaluation simple et facile à calculer une fois que les deux grandeurs nécessaires sont disponibles. Étant donné que nous avons un espace restreint à Grandvaux pour les sondes, nous pouvons dire que ce concept de CAD décrit ici s'applique si le ratio est plus grand que 0.5 [m/MWh], soit 0.07 [m/SREm<sup>2</sup>] où les m<sup>2</sup> sont à comprendre comme des mètres carrés de surface de référence énergétique (SRE) et où un indice de dépense énergétique moyen de 145 [kWh/m<sup>2</sup>/an] a été utilisé (moyenne suisse en 2010 [4]).

Typiquement, ce critère n'est pas satisfait en milieu urbain, où le rapport entre longueur de rue et consommation énergétique sera bien plus petit, ce qui peut principalement être imputé à la grande densité de population. Néanmoins, il peut s'appliquer partiellement en milieu urbain dans certaines zones, mais devra être complété par d'autres types de sources pour les zones voisines. Il est intéressant de remarquer que ce critère fonctionne à l'inverse du critère habituellement employé pour les CAD traditionnels, où une certaine densité énergétique de raccordement par hectare d'habitations est nécessaire afin d'atteindre la rentabilité économique. On estime que les villages de moins de 2'000 habitants avec des bâtiments de moins de 4 étages sont bien adaptés pour ce type de solution.

Un exemple peut être réalisé avec le village de Riez. Le GeoPortail nous indique une consommation de 2'360 [MWh/an]. Dans le cas de Grandvaux, le GeoPortail indiquait une consommation totale de 3'600 [MWh/an], qui s'est réduite d'un tiers environ lors de la visite des bâtiments, descendant à 2'300 [MWh/an]. En supposant une réduction similaire de besoins en énergie, on obtient une consommation de 1'700 [MWh/an]. Si l'on les compare aux 800 [m] de rue compris dans l'enceinte du village, un ratio de 0.5 [m/MWh] est obtenu, similaire à la valeur calculée pour Grandvaux. Il peut donc être conclu de manière préliminaire qu'un tel village tirerait des bénéfices quant à l'utilisation d'un CAD5R tel que présenté dans ce projet et que son potentiel pour la réalisation est relativement fort.



#### 4.2.2 Critère de dimensionnement des conduites

La taille et par conséquent le débit des conduites du réseau de chaleur dépend uniquement de la taille du plus important groupe de sondes ou de celle du plus grand consommateur de la boucle. Pour deux réseaux différents de 1 [MW] et de 10 [MW] dont le plus gros consommateur et le plus grand groupe de sondes sont de tailles identiques, le dimensionnement des conduites et le débit seront exactement identiques. Comme expliqué au paragraphe 2.2.1, c'est par ailleurs l'un des gros avantages de cette architecture de réseau. Cependant, la puissance totale de pompage augmentera car un circulateur est ajouté avec chaque nouveau groupe de sonde.

#### 4.2.3 Critère de dimensionnement des groupes de bâtiments

Le dimensionnement des groupes de bâtiments dépend essentiellement de la taille des groupes de sondes. En effet, le groupe de sondes se situant à la sortie d'un groupe de bâtiments vise à rehausser la température du fluide caloporteur avant son passage dans le groupe de bâtiments suivant. La taille des groupes de sondes conditionne à son tour le débit et donc le diamètre de la boucle anergie. Cependant, il est possible de formuler des critères de dimensionnement en fonction du débit nominal de la boucle. Bien que ce dernier soit imposé au niveau du plus grand consommateur ou du plus important groupe de sondes, il peut tout-à-fait être augmenté au-delà afin de diminuer le différentiel de température entre l'entrée et la sortie d'un groupe de bâtiment. Comme cela a été démontré dans la Section 3.3, ceci n'améliore pas la performance globale du réseau de chaleur, mais aide simplement à maintenir une température plus stable au sein des groupes de bâtiments, et ce grâce à la loi de mélange de l'Eq 3-1.

En considérant un débit volumique total de  $\dot{V}_{tot}$ , un débit allant dans les sondes de  $\dot{V}_{SG} < \dot{V}_{tot}$ , une différence de température dans les SG entre aller et retour de  $\Delta T_{SG} = 3 K$  (cela peut être changé et dépend du débit circulant dans chaque sonde, mais cette valeur est usuelle), une chaleur volumique du fluide caloporteur de  $c$  et une charge thermique dans le groupe de bâtiments précédent le groupe de sondes de  $\dot{Q}_{bat} = \sum_k \dot{q}_{bat,k}$  on peut alors déterminer que la chute de température au sein d'un groupe de bâtiment peut être résumée à l'Eq 4-1, où  $T_k$  et  $T_k^-$  représentent respectivement la température après et avant l'évaporateur de la PAC et  $\dot{V}_k$  représente le débit volumique traversant la PAC.

$$\Delta T_{bat} = \sum_k \frac{T_k - T_k^-}{\dot{V}_{tot}} \dot{V}_k = \sum_k \frac{T_k - T_k^-}{\dot{V}_{tot}} \frac{\dot{q}_{bat,k}}{c \Delta T_{PAC}} = \sum_k \frac{\dot{q}_{bat,k}}{c \dot{V}_{tot}} \quad Eq\ 4-1$$

Cette équation permet de moduler la différence de température aux bornes d'un groupe de bâtiment au moyen du débit volumique global, et l'objectif consiste à dimensionner un groupe de sondes tel que, si  $\dot{V}_{SG} \cong \dot{V}_{tot}$ , alors  $\Delta T_{SG} \cong \Delta T_{bat}$ . Tout écart majeur entre ces deux valeurs entraînera indubitablement une diminution de la température du réseau d'un groupe à l'autre, il est donc primordial d'équilibrer le réseau de ce point de vue.

#### 4.2.4 Critère de choix de la récupération de chaleur

La récupération de chaleur est dimensionnée de telle sorte à éviter un surdimensionnement des SG tout en garantissant un fonctionnement en accord avec la norme SIA 384-6 sur 50 ans. Dans le cadre de ce projet, des sources de chaleur alternatives ont été choisies (eaux usées, Enerdrape, PACs air/eau) car peu de place était disponible pour de gros aéro-convecteurs et le solaire thermique était à la fois interdit sur les toitures du village (restrictions patrimoniales) et indisponible en quantité suffisante sur le toit de la centrale n°2 (voir chapitre 3.1.3) pour être économiquement intéressant.



Tout d'abord, une installation de panneaux solaires thermiques hybrides PVT sur le toit des prosommateurs raccordés au réseau permettraient de renforcer le comportement « anergique » de la boucle. En effet, le solaire thermique permet de créer l'ECS et tout surplus de production d'eau chaude liée au solaire thermique pourrait directement être réinjectée dans le réseau via un échangeur, autant en été qu'en hiver, permettant à la fois de créer un appoint thermique en hiver et une régénération supplémentaire en été et de limiter la surchauffe des panneaux solaires thermiques. Cette solution bien que la meilleure du point de vue énergétique est selon nous difficile à l'entretien des petits systèmes thermiques.

Ensuite, l'utilisation d'une PAC air/eau ou d'aéro-convecteurs en été permet de recharger les sondes à un moindre coût, d'autant plus s'ils sont couplés à de l'énergie solaire PV. En outre, ce type de système à l'avantage d'être pilotable, c'est-à-dire qu'il peut être activé que pendant la durée de temps nécessaire, contrairement au solaire thermique. Il est cependant important de vérifier si un emplacement suffisamment grand est disponible à proximité du réseau de chaleur sans gêne visuelle et de bruit.

En outre, l'intégration de tels systèmes au sein de réseau de SG a déjà été étudié et le lecteur peut se référer au rapport [23] pour plus de détails sur le sujet.

#### 4.2.5 Coûts attendus pour de futurs projets

Le prix par kW de puissance installée dans ce projet est de 9'371 [CHF/kW]. Il existe plusieurs postes dans la Figure 3-39 qui permettrait une réduction de prix. Tout d'abord, le coût des PACs, évalué à plus de 31% du coût total du budget, pourrait être réduit en augmentant la taille des consommateurs. Ceci peut soit être réalisé en groupant plusieurs bâtiments adjacents autour d'une PAC plus grande. Le prix du kW pour une PAC de 30 kW est en effet déjà plus de 48% moins cher que celui calculé pour une PAC de 10 kW (voir Figure 3-37). Dans ce projet, le remplacement des PACs de 10 à 20 kW par des PACs de 30 kW équivaudrait à une réduction de budget de l'ordre de 618'000 CHF (6.4% du budget) selon les chiffres de la Figure 3-37.

Ensuite, les coûts de modification ou de création de distribution hydraulique permettant le refroidissement des habitations par free-cooling, évalués à plus de 12%, pourraient être supprimés et laissés à la charge du propriétaire s'il le souhaite, tout en utilisant les solutions présentées au chapitre 4.2.4 pour la régénération.



#### 4.2.6 Modèles de financement alternatifs

Comme déjà discuté auparavant, mettre en place un financement partagé entre l'exploitant du CAD et les propriétaires de bâtiments permettrait de mieux répartir les coûts et de seulement inclure les coûts liés à l'exploitation des SG ainsi que de la régénération dans le prix du kWh du CAD. Cela laisserait en outre une plus grande liberté aux propriétaires quant au choix de leur installation de chauffage. C'est en principe ce modèle de financement qui sera proposé pour le village de Grandvaux pour la réalisation du projet. La répartition serait alors la suivante :

Tableau 33: répartition des coûts et propriétés

Exploitant	Propriétaire bâtiment
Réseau de distribution	Chaudière (PAC) raccordée au réseau
Sondes géothermiques	Hydraulique côté secondaire (distribution, ECS, ...)
Centrales de chauffe	Exploitation et opération PAC (incl. électricité)
Solutions de régénération	
Exploitation et opération du CAD	
MCR	

Cette répartition implique que l'exploitant vend alors des kWh « froids » ou encore des kWh « source », signifiant que cela correspond à  $N_{kWh,froid} = Q_{besoins}(1 - \frac{1}{COP})$ . Ainsi, l'exploitant vend une quantité de chaleur moindre par rapport à la version où il prend l'entièreté de l'installation en charge, ce qui est principalement dû au fait que les coûts de fonctionnement des PACs ne sont pas à sa charge mais à celle du consommateur. Ceci permet également de réduire la complexité des coûts de facturation, car l'électricité des PACs n'a pas besoin d'être comptée par l'exploitant. En outre, cela facilite l'intégration d'installations photovoltaïques sur la toiture des consommateurs s'ils le souhaitent, leur permettant alors de diminuer les coûts variables de leur système de chauffage de la même manière que si leur PAC n'était pas reliée au réseau de chaleur.



## 5 CONCLUSION ET RÉSUMÉ

Le projet étudie la faisabilité technique et économique d'un CAD de 5<sup>ème</sup> génération (CAD5) soit avec production et sources décentralisées d'énergie (CAD5R). Cette décentralisation est double, concernant à la fois la production d'énergie par des pompes à chaleur (PAC) et la source d'énergie primaire et de stockage, à savoir des sondes géothermiques. Ces sondes peuvent en effet être considérées comme à mi-chemin entre des sources d'énergie à part entière et du stockage saisonnier au vu de leurs faibles interactions mutuelles. En outre, des équipements de récupération d'énergie décentralisés sont mis en place afin de régénérer les sondes géothermiques durant la période chaude de l'année, tout en servant d'appoint lors de pics en besoin de chaleur pendant la période la plus froide.

Le cas d'étude du village de Grandvaux a été pris pour finaliser le CAD5R au niveau technique et économique. On observe que la place disponible pour les sondes géothermiques est généralement une contrainte pour ce cas en particulier, mais, en général, pour toutes les zones denses en habitation en Suisse. En effet, les sondes s'impactent mutuellement et cet éloignement nécessaire entre les sondes doit être pris en compte dans la durée de 50 ans comme le mentionne spécifiquement la nouvelle norme SIA 384-6 : 2021.

Le village étudié possède env. 68 bâtiments (demande moyenne de 104 kWh/m<sup>2</sup>, 80 % alimentés en énergies fossiles et 70 % en classe CECB F+G) avec des demandes de puissance par bâtiment allant de 10 kW à 140 kW et une demande globale de 2.3 GWh/an. La solution au manque de place pour les sondes a été d'utiliser les routes entre les bâtiments pour placer les sondes géothermiques. En raison du manque de place, il est nécessaire de récupérer en plus des sondes dans les routes environ 300'000 kWh/an, représentant en moyenne 30.3% de l'énergie extraite des sondes. Pour ce faire, l'énergie des eaux usées provenant de bassin supérieur permet de récupérer 180'000 kWh, l'énergie du garage de Grandvaux 80'000 kWh ainsi que l'énergie solaire avec une PAC Air/eau permettant de compléter les derniers 40'000 kWh. Cela permet, de plus, un stockage saisonnier de ces énergies entre l'été et l'hiver avec l'échange des sondes géothermiques.

Le projet a permis de développer et valider un programme de simulation permettant d'établir les besoins du CAD à partir des données des bâtiments et de dimensionner le nombre de sondes ainsi que l'emplacement de celles-ci incluant la régénération, le rafraîchissement et la baisse de consommation incluant la dynamique de rénovation des bâtiments sur 50 ans. Le développement du programme permet d'aller jusqu'au niveau hydraulique pour un CAD5R. Les outputs du programme ont été validés par des simulations EWS et Comsol pour les sondes ainsi que des validations hydrauliques par des modélisations détaillées par le programme Modelica. Les simulations Modelica ont permis de valider que des groupes de bâtiments et de sondes pouvaient se réaliser sans baisse moyenne du COP ni gel du sol sur 50 ans.

Le projet a permis de montrer que pour la régénération, le solaire PV+PAC air/eau était plus économique que le solaire thermique ou hybride et que la solution de récupération des eaux usées simple (échange entre tuyaux en fonte) était plus économique que les solutions disponibles commercialement sur le marché.

Le projet a permis de développer une méthode simple et économique pour récupérer l'énergie des eaux usées par rapport aux solutions commerciales actuelles. Il suffit de remplacer les tuyaux des eaux usées en PE par des tuyaux en fonte ce qui permet d'améliorer l'échange de chaleur avec une boucle aussi en fonte liée au réseau anergie par une PAC .

La solution décentralisée CAD5R des sources primaires permet des diminutions du nombre de sondes de l'ordre de 25% et 65% de moins d'énergie de pompage. Selon une simulation réalisée dans ce rapport, il serait nécessaire d'avoir un arrangement carré de 14x14 sondes de même longueur avec un espacement de 5m pour fournir la même énergie que la configuration proposée. Cette configuration propose d'utiliser une seule conduite, permettant en outre de réduire la taille des tuyaux et les coûts de pompage. La comparaison avec une



solution individuelle permet de diminuer le nombre de sondes par un facteur 2. La comparaison avec un CAD4 centralisé basé sur des sondes géothermiques demande environ 23 % de sondes en plus et 30 % en plus d'énergie électrique en plus en raison principalement de la centralisation des sources et productions de chaleur. On note par exemple qu'un débit primaire de 200 m<sup>3</sup>/h serait nécessaire pour un CAD4 alors qu'un débit de 25 m<sup>3</sup>/h est suffisant dans un CAD5R dans le cas étudié. De plus, dans notre cas d'étude avec des rues étroites entre les bâtiments, le CAD 4 demanderait des compromis importants sur le maintien des autres services avec des tuyaux CAD au-dessus des tuyaux d'eau potable, eaux usées et eaux claires. Ce réseau, dimensionné pour 2.3 [GWh], est ensuite caractérisé au niveau hydraulique en termes de pertes de charge ainsi que de coûts de pompage. Une analyse financière du projet a ensuite été réalisée, comparant le CAD4, le CAD5R ainsi que la solution individuelle où chaque habitation possède des sondes qui ne sont pas reliées entre elles. Cette comparaison avec une architecture de CAD4 avec les mêmes caractéristiques a finalement démontré qu'un CAD5R subvient plus efficacement aux besoins du village qu'un CAD4, tant en termes d'empreinte dans les rues, de coûts d'exploitation que d'efficacité énergétique globale. La solution individuelle avec des sondes demande plus de sondes et devient irréalisable dans le cas étudié.

Un avantage important du CAD5R est l'évolution du réseau qui peut se faire par étape avec des boucles et des sondes ajoutées en fonction du développement des consommateurs. Les investissements suivent donc les besoins en énergie. Cela réduit considérablement les risques financiers de la dynamique de raccordement par rapport au cas de sources et productions centralisées (CAD4). On observe aussi que 40 % des coûts du CAD5R sont dans les chaufferies, ce qui est aussi un avantage pour le risque financier d'une dynamique de raccordement plus lente que prévu étant donné que ces coûts sont directement liés aux besoins.

Cette étude pourrait être répliquée sur d'autres villages. Les développements de ce rapport permettraient de réduire les couts d'étude de 740'000 CHF du projet d'étude à env. 250'000 CHF en utilisant les outils développés durant l'étude.

Plusieurs critères de dimensionnement ont été introduits. Tout d'abord, la solution d'utiliser les routes comme position pour les sondes géothermiques demande des longueurs de routes par rapport aux besoins en énergie. Le ratio longueur de route sur les besoins en énergie a été choisi. Le ratio du cas de Grandvaux est de 0.5 [m/MWh] et est considéré comme la limite inférieure car il nécessite environ 20% à 30% de régénération. Ce ratio doit donc être d'au moins 0.5 [m/MWh] avec régénération et 0.6 [m/MWh] sans régénération afin de pouvoir appliquer ce type de CAD dans un périmètre bâti en Suisse. Ensuite, d'autres critères valables pour le dimensionnement des composants du réseau ont été développés. Il en résulte que le diamètre interne des conduites ainsi que le débit nominal ne dépendent que du plus grand consommateur ou groupe de sondes, permettant de faciliter l'extension de tels réseaux. En effet, il suffit alors de dimensionner le réseau pour le plus grand groupe de sondes, qui nécessitera en principe un débit plus élevé que n'importe quel consommateur du réseau.

En conclusion, le CAD5R est applicable et réplicable pour les villages suisses de moins de 2'000 habitants avec des habitations moyennement denses, soit en principe des bâtiments en moyenne de maximum 4 étages. On peut considérer qu'il faut environ 1 sonde géothermique pour 35'000 kWh de besoin, avec une régénération de 20 à 30%, qui peut se faire exclusivement en récupération de chaleur par la combinaison PV + PAC Air ou selon les méthodes proposées dans le rapport. Dans le cas où le critère de 0.5 [m/MWh] est applicable au village, l'outil Planeto développé peut donner une estimation des besoins et des coûts de revient du kWh avec le positionnement des sondes dans les routes. On note que l'on doit s'attendre à des coûts de l'ordre de environ 30 ct/kWh thermique qui permet d'offrir une solution renouvelable pour les bâtiments où les solutions individuelles ne sont pas réalisable pour l'ensemble des bâtiments, et où les solutions standard de CAD centralisé sont peu adaptées économiquement (densité énergétique des besoins trop faible) et techniquement (peu de place pour les services dans les routes).



## 6 APERÇU ET MISE EN ŒUVRE PROCHAINE

### 6.1 Mise en œuvre

Dans le cadre du projet de Grandvaux, cette étude a permis d'établir des bases de dimensionnement et de finances, permettant la réalisation. Comme le nombre de kWh consommé est une quantité centrale pour tout le dimensionnement et le financement du projet, la première étape consiste à s'assurer de l'intérêts des propriétaires des habitations à se raccorder au réseau. Ceci sera réalisé au moyen de lettres d'intentions personnalisées, permettant aux propriétaires et à la Commune de s'engager.

Une fois les réponses récoltées, un nouveau dimensionnement sera réalisé au moyen des courbes de charges nouvellement établies, sur la base de ces besoins en chaleur plus précis. L'appel d'offres précédemment réalisé pour ainsi être affiné et des clarifications pourront être demandées aux entreprises. Suite à cela, le plan financier sera mis à jour et des valeurs définitives seront obtenues. L'étape d'adjudication par le maître d'ouvrage pourra ensuite avoir lieu.

La question de l'exploitant du réseau reste ouverte. Cependant, la Commune pourrait être prête à s'engager dans l'exploitation du réseau dans le cas de Grandvaux, en utilisant un financement réparti entre l'exploitant et les propriétaires, qui financerait alors eux-mêmes leur PAC et se raccorderaient au réseau. La Commune mettrait les routes à disposition afin de réaliser les forages pour les sondes ainsi que de poser les conduites du réseau de chaleur. La contrainte majeure, dans ce cas, résulte de la simultanéité des travaux de CAD avec ceux de réfection des canalisations urbaines. En effet, comme expliqué dans ce rapport, une synergie dans ce sens est intéressante afin de réduire les coûts des fouilles.

De manière générale, les étapes mentionnées ci-dessus devraient également être réalisées dans d'autres communes intéressées par ce type de réseau de chaleur. Le premier dimensionnement, détaillé mais estimatif, devrait tout d'abord être effectué sur la base de calcul présentée dans ce rapport, avant de présenter des lettres d'intentions aux habitants. Il est à ce stade important de mentionner que ce dimensionnement dépend en grande partie du nombre et de la qualité des visites des habitations réalisées en amont. Ces visites permettent en effet d'évaluer de manière plausible les besoins en chaleur des bâtiments, ainsi que de potentiellement déboucher sur des audits énergétiques détaillés, nécessaires pour obtenir les subventions pour les PACs. Ces subventions ont à leur tour un impact décisif sur le coût total du projet. Ensuite, des étapes identiques à celles présentées ci-dessus devraient être réalisées.

### 6.2 Suite de la recherche

La réalisation dans le village de Grandvaux permettra de valider le projet de CAD sur le terrain, plusieurs sujets méritent d'être étudiés de façon plus approfondie.

Tout d'abord, la fraction de l'énergie injectée dans les sondes en été qui peut être directement récupérée en hiver est à ce stade inconnue. Le logiciel TESSA estime cette fraction à environ 50%, mais ce chiffre dépend principalement des interactions entre les sondes. En effet, cette quantité peut monter jusqu'à plus de 90 à 100% dans le cas où un champ de sondes est utilisé pour faire du stockage saisonnier. Cependant, le concept proposé se situe quelque part entre du stockage saisonnier et de l'utilisation de sondes comme source d'énergie primaire, et ce chiffre est important pour le dimensionnement des sondes et la régénération. Une réalisation permettrait et analyse des données permettrait de déterminer ce chiffre et mieux comprendre dans quel type de système se trouve les sondes dans les routes soit en mode stockage ou source.



Pour continuer avec la régénération, il serait important d'étudier de façon plus approfondie le système de récupération de chaleur des eaux usées proposé. Ce système, étudié dans l'Annexe 8.2, est composé de deux conduites en fonte ductile posées dans le terrain à une distance faible l'une de l'autre. Le transfert de chaleur entre les deux conduites, à des températures différentes a été simulé avec COMSOL et cette simulation résulte en une performance intéressante, rapportée au prix de l'installation (voir chapitre 3.1.1). Cependant, une discussion avec un représentant de l'entreprise Hubert Picatech, qui propose des solutions commerciales de récupération de chaleur des eaux usées, a soulevé la question de la diminution du transfert de chaleur entre les conduites à cause de la formation d'une pellicule organique dans la conduite d'eaux usées. Ceci pourrait entraîner une forme d'isolation thermique de la conduite et potentiellement nuire aux capacités du système. Ce phénomène est possible mais seul une réalisation permettrait de confirmer les simulations réalisées dans cette étude.

Il est aussi important de valider les simulations et de montrer qu'avec un faible débit dans le réseau monotube, les PAC sont bien alimentées sans défaillance sur plusieurs années et que le risque de gel du terrain n'est pas possible comme les simulations de cette étude l'ont montrée.

Il est important de développer des systèmes simple de chaufferie PAC eau-eau basse puissance permettant de réduire les couts d'installations des chaufferie pour les petits bâtiments.

Finalement, l'une des particularités de ce genre de réseau réside en la diminution du COP au sein d'un groupe de bâtiments. Bien que les simulations aient démontré que cette diminution restait relativement faible dans l'ensemble, cette diminution de performance péjore la consommation d'électricité du dernier consommateur par rapport au premier. Il est prévu dans le contrôle du réseau de minimiser cet effet. Une analyse concrète de l'effet d'une stratégie d'activation sur le COP devra être réalisée.



## 7 BIBLIOGRAPHIE

- [1] O. f. d. l. OFEV, «Indicateurs de l'évolution des émissions de gaz à effet de serre en Suisse 1990-2021,» Confédération Suisse, 2023.
- [2] U. N. e. program, «2022 Global status report for buildings and construction,» 2022.
- [3] C. fédéral, «Stratégie climatique à long terme de la,» Confédération Suisse, 2021.
- [4] OFEN, «Parc immobilier 2050 - Vision de l'OFEN,» Confédération Suisse, 2023.
- [5] W. Marco, K. Lukas, R. Peter et M. Dirk, «5th Generation District Heating: A novel design approach based on mathematical optimization,» *Applied Energy*, vol. 260, pp. 504-518, 2020.
- [6] G. Oddgeir, S. Ralf-Roman, D. Anders et T. Jan Eric, «Economic comparison of 4GDH and 5GDH systems Using a case,» *Energy*, vol. 238, 2022.
- [7] B. Simone, C. Marco, D. Matteo, B. Marco et m. F. Roberto, «5th generation district heating and cooling systems: A review of existing,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 104, pp. 504-522, 2019.
- [8] S. Tobias, S. Matthias, W. Michael, S. Artem, M. Stefan et S. Christoph, «The reservoir network: A new network topology for district heating,» *Energy*, vol. 199, 2020.
- [9] G. Paolo, A. Alberto, S. Silvia, B. Stefano, S. Giovanni et M. Marco, «Optimization of low-carbon multi-energy systems with seasonal geothermal energy storage: The Anergy Grid of ETH Zurich,» *Energy Conversion and Management: X*, 2020.
- [10] O. Angelidis, A. Ioannou, D. Friedrich, A. Thomson et G. Falcone, «District heating and cooling networks with decentralised energy substations: Opportunities and barriers for holistic energy system decarbonisation,» *Energy*, 2023.
- [11] J. Page, C. Dorsaz, T. Rey, A. Mian, S. Henchoz, P. Chatelan, L. Girardin et P.-J. Duc, «Réseau de distribution de chaleur et de froid utilisant le CO<sub>2</sub> comme fluide caloporteur,» OFEN, 2023.



- [12] A. R. P. Joliquin, «Commune de Bourg-en-Lavaux, Grandvaux - Projet de CAD alimenté par sondes géothermiques. Conditions géologiques et hydrogéologiques.,» Norbert SA, 2023.
- [13] S. S, H. P, C. J et P. M, «A Heat Demand Load Curve Model of the Swiss,» *Central Europe towards Sustainable Building 2019 (CESB19)*, 2019.
- [14] I. Petkov, M. Georgios, K. Christof, A. James et H. H. Volker, «MANGOret: An Optimization Framework for the Long-Term Investment Planning of Buildings Multi-Energy System and Envelope Retrofits.,» *Applied Energy*, vol. 314, 2021.
- [15] SuisseEnergie, «Calcul de la puissance de chauffe».
- [16] N. SA, «Commune de Bourg-en-Lavaux : Grandvaux – Projet de CAD alimenté par sondes géothermiques, Conditions géologiques et hydrogéologiques,» 2023.
- [17] N. SIA, «Sondes géothermiques,» 2021.
- [18] I. Monika, M. A, A. José et P. Bjorn, «Investigation of ethanol based secondary fluids with denaturing agents and other additives used for borehole heat exchangers,» chez *Proceeding World Geothermal Congress 2015*, Melbourne, Australia, 2015.
- [19] L. Xiang, Y. Selin, K. P. Martin et C. Jonathan, «Techno-economic analysis of fifth-generation district heating and cooling combined with seasonal borehole thermal energy storage,» *Energy*, vol. 285, 2023.
- [20] P. Eskilson, «Thermal analysis of heat extraction boreholes.,» *University of Lund*, 1987.
- [21] M. Cimmino et M. Bernier, «A Semi-Analytical Method to Generate g-Functions for Geothermal Bore Fields.,» *International journal of heat and mass transfer*, vol. 70, pp. 641-50, 2014.
- [22] eicher+pauli, Livre blanc du chauffage à distance en Suisse - Stratéfie ASCAD, 2014.
- [23] D. Pahud, X. Jobard, E. Martin et J. Dami, «Recharge saisonnière de sondes géothermiques,» HES-SO, 2021.
- [24] T. Nussbaumer, S. Thalmann, A. Jenni et J. Ködel, «Guide de planification Chauffage à distance,» SuisseEnergie, 2018.



- [25] C. Francesco, F. L. Cappiello, M. D. d'Accadia, F. Petrakopoulou et M. Vicedomini, «A solar-driven 5th generation district heating and cooling network with ground-source heat pumps: a thermo-economic analysis,» Elsevier Ltd. All rights reserved., 2021.
- [26] G. Quirosa, M. Torres et R. Chacartegui, «Analysis of the integration of photovoltaic excess into a 5th generation district heating and cooling system for network energy storage,» Elsevier Ltd. All rights reserved., 2021.
- [27] SuisseEnergie, Office fédéral de l'énergie OFEN, «Guide pratique de la consommation propre,» 2023.
- [28] A. Laurent, A. Franz, B. Marco, M. Alessandro, E. Thomas, K. Giancarlo, R. Fritz et H. Hansjörg, «Prescriptions des distributeurs d'électricité (PDIE) CH,» Association des entreprises électriques suisses AES, Aarau, 2018.
- [29] ROMANDE ENERGIE, «Schémas Types, Pour installation avec production et autoconsommation,» 2017.
- [30] [En ligne]. Available: <https://www.prix-electricite.elcom.admin.ch/municipality/5624>.
- [31] N. Thomas, T. Stefan, J. Andres et K. Joachim, «Guide de planification Chauffage à distance,» *SuisseEnergie*, 2018.
- [32] S. Schneider1, «A Heat Demand Load Curve Model of the Swiss,» *S Schneider; P. Hollmuller; J. Chambers; M. Patel*, vol. Central Europe towards Sustainable Building 2019, 2019.
- [33] D. Pahud, «Geothermal energy and heat storage.,» *Ecologia ed economica*, 2002.



## 8 ANNEXES

### 8.1 Vérification des simulations de sondes géothermiques

Le logiciel développé par l'UNIGE, bien que fonctionnant de façon similaire à d'autres logiciels classiquement utilisés dans ce domaine, présente des fonctionnalités novatrices, telles que l'utilisation de profils de consommation variables, de COP dynamiques en fonction de la température du réseau, au-delà même de l'optimisation automatique du nombre de sondes. Cependant, il est recommandé d'effectuer des validations de ces résultats avec les logiciels traditionnels de la branche. Dans ce cas, le logiciel EWS va permettre de valider le nombre de sondes, en gardant en tête les éléments suivants :

- Un profil annuel fixe est entré dans la simulation, restant identique pour les 50 ans.
- Le COP est fixe et n'est pas fonction de la température dans le circuit.

Une simulation avec le logiciel EWS, utilisant les données moyennes du Tableau 14 et un placement des 64 sondes identiques, résulte en une température moyenne de sortie de -0.3 [°C], ce qui est en dessus de la limite de -1.5 [°C] recommandée par la norme SIA 384-6. Cependant, il subsiste une différence de 0.8 [°C] avec les 0.5 [°C] obtenus avec la simulation par l'UNIGE. Cette différence provient, en partie, de l'exposition des sondes à un profil de charge fondamentalement différent comparé à celui utilisé par l'UNIGE. En effet, la simulation EWS soumet le champ de sonde au profil de charge moyen au lieu d'un profil devenant progressivement plus favorable à la régénération. Or, il se trouve que l'UNIGE a observé une influence importante de la réponse thermique du terrain sur l'évolution de la température dans les sondes sur le long terme. Ainsi, une saturation de l'échange thermique décroissante permet une meilleure recharge du terrain, la différence de température étant accentuée dans un premier temps. Ceci résulte en une courbe contenant un point d'inflexion, comme cela peut être observé sur la Figure 3-13. À l'inverse, la simulation EWS, dont la température de retour dans les sondes peut être observée sur la Figure 8-1, est en moyenne strictement décroissante. Il faut cependant noter que cette courbe n'est pas directement comparable à la Figure 3-13, car la moitié du  $\Delta T$  induit par les sondes doit être ajouté afin d'obtenir la température moyenne du fluide, résultant au minimum présenté de -0.3 [°C].

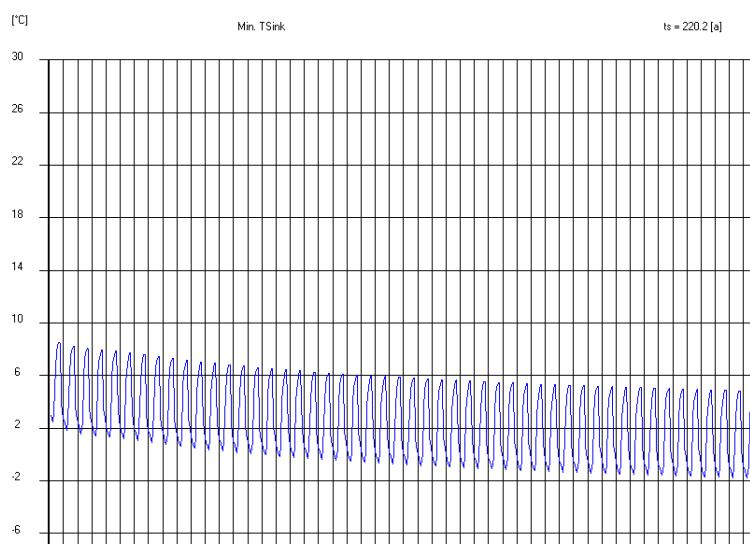


Figure 8-1 : résultat de la simulation EWS



Une manière de mitiger cette problématique causant un résultat différent entre les simulations consiste à simuler le champ de sondes année par année sur EWS, en changeant le profil de charge à chaque fois. Cela ne résoudrait en revanche pas le problème du COP, statique dans EWS, outre le fait que cette méthode soit particulièrement chronophage.

Une seconde validation est effectuée en utilisant, cette fois-ci, les éléments finis avec COMSOL, permettant d'obtenir des résultats en utilisant des différences finies le long des sondes plutôt qu'une fonction G (voir la Figure 8-2). Les conditions de simulation sont les mêmes que dans la simulation de l'UNIGE et reprennent les profils d'extraction des sondes obtenus dans cette dernière. Le but est simplement d'évaluer la réaction du sol lors du soutirage d'énergie et son impact sur la température du fluide caloporteur dans les sondes. Le résultat confirme celui obtenu par l'UNIGE, avec une TMF minimale de -1.3 [°C]. Bien qu'elle valide également la configuration de SG, cette simulation résulte en une TMF bien plus pessimiste que les deux premières. Il est cependant difficile d'expliquer à quoi cette différence est due tant la méthodologie de simulation est différente.

Néanmoins les résultats Comsol, UNIGE et EWS restent très proches et on peut conclure que les solutions sont suffisantes pour le dimensionnement des sondes en connaissant les limitations de chacune des méthodes.

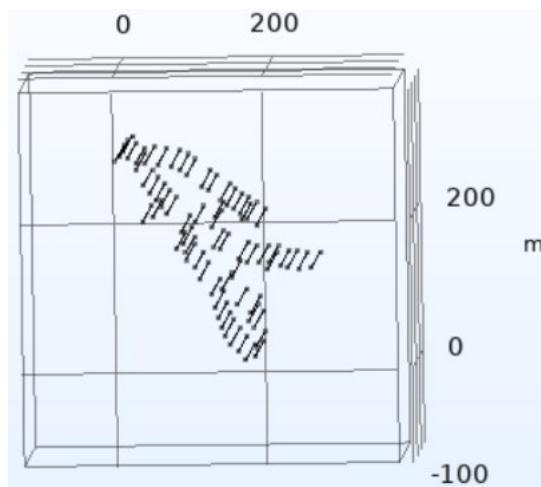


Figure 8-2 : illustration des sondes implémentées par éléments finis dans Comsol

## 8.2 Récupération de chaleur des eaux usées

Modélisation thermique avec Comsol

Objectifs de la simulation



La mise en place d'une simulation d'échange thermique a ici pour but d'évaluer les puissances transmises/reçues en fonction de différents paramètres du réseau :

- Les matières des tubes des eaux usées (EU) et du CAD.
- La distance entre les tubes.
- Un différent nombre d'aller-retour du CAD.
- La différence de température entre EU et CAD.
- L'implémentation ou non d'une isolation périphérique.
- Le flux circulant dans le CAD.

### Hypothèses de travail

Pour cette analyse, les hypothèses suivantes ont été considérées

- Le flux des liquides dans les deux conduites (EU et CAD) est considéré comme laminaire dans le but de simplifier la convergence du modèle. Une telle configuration est considérée comme un cas pire, car des turbulences dans le liquide devraient favoriser un temps d'exposition du liquide plus important et donc augmenter la quantité d'énergie transférée.
- Pour diminuer le temps de calcul, une longueur des tubes de 5 m est implémentée dans la simulation. L'équivalent pour 50 m est ensuite trivialement estimé en admettant une évolution linéaire du système.

### Configuration étudiée et conditions de bords

La Figure 6-1 présente la configuration nominale implémentée dans la simulation et résumé ci-dessous :

- Un volume extérieur parallélépipédique, d'une dimension de 5 x 5 x 5.5 m, représentant le sol entourant les tubes. Celui-ci, bien qu'ayant un volume limité, est artificiellement étendu à l'infini au moyen d'une épaisseur supplémentaire de 0.2 m à laquelle une condition de bord particulière nommée « Infinite Element Domain » est appliquée.
- Un tube EU, d'une longueur de 5.5 m, et traversant de part en part le sol.
- Un tube CAD, d'une longueur de 5 m, et ayant l'entrée et la sortie du même côté. Pour ce faire, une courbure du tube à 180° est implémentée à une distance de 0.5 m de la sortie du tube EU.
- Uniquement dans le cas de l'analyse e), un tube isolant est ajouté autour de l'ensemble formé par le CAD et les EU. Pour les autres simulations, ce volume est remplacé par le sol.

Cette configuration nominale est appliquée comme base pour l'ensemble des simulations réalisées. Cependant, pour certaines simulations, des modifications sont nécessaires et sont expliquées dans les sous-chapitres correspondants.

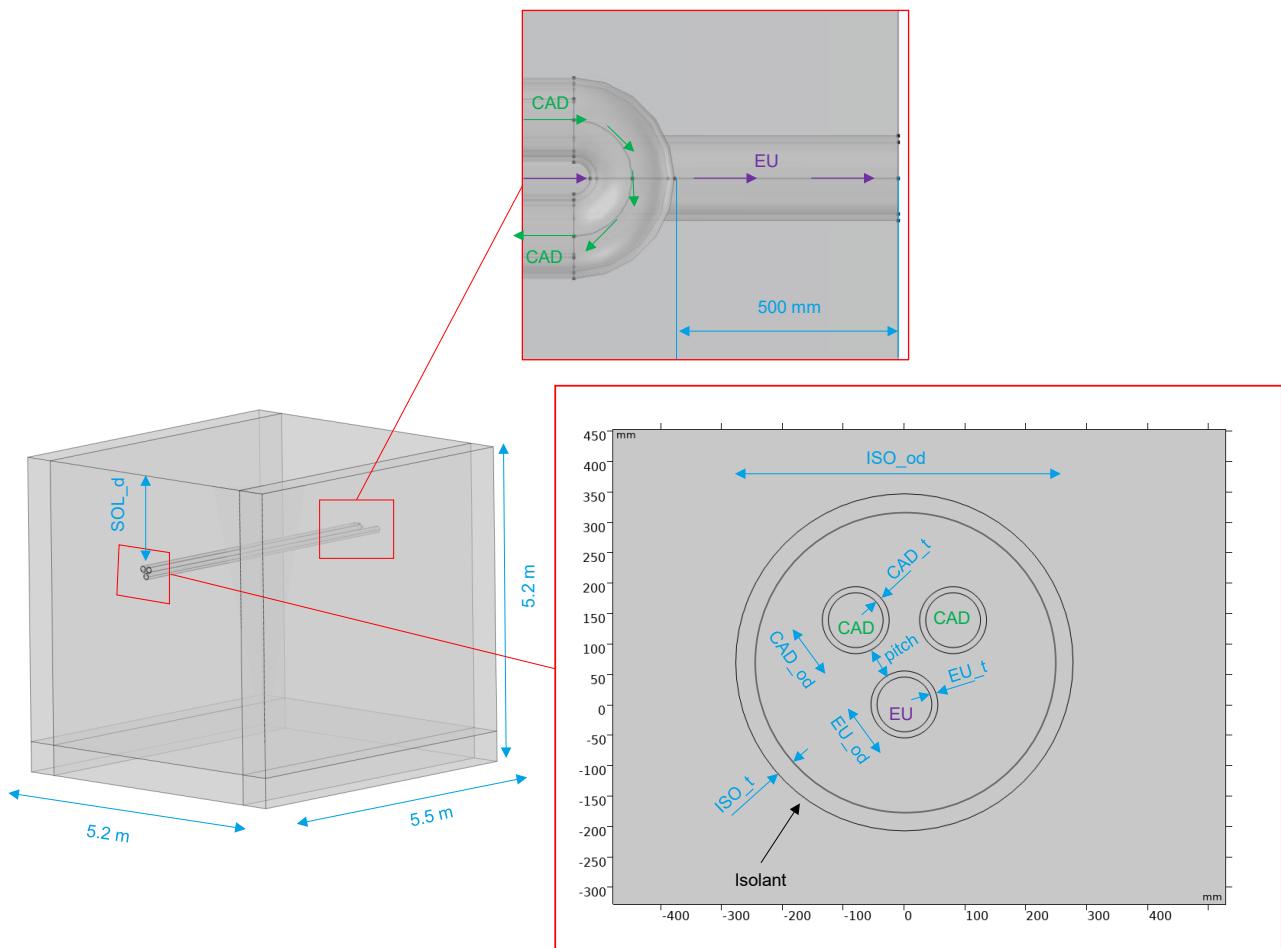


Figure 8-3: Configuration nominale de la simulation

Les dimensions des différents tubes ainsi que leurs dispositions dans le volume sont données dans la Table 6-2

Table 1: Dimensions et positions des tubes

Paramètre	Symbol	EU	CAD	Isolant
Diamètre extérieur	EU <sub>od</sub> /CAD <sub>od</sub> /ISO <sub>od</sub>	110 mm	110 mm	300 mm
Épaisseur	EU <sub>t</sub> /CAD <sub>t</sub> /ISO <sub>t</sub>	10 mm	10 mm	9.8 mm
Distance tubes	Pitch	5 mm	5 mm	-
Distance sol	Sol_d	-	1.5 m	-



Concernant les conditions de bords implémentés, la Figure 6-2 donne une visualisation de celles-ci tandis que la Table 6-1 donne les valeurs nominales utilisées. De la même manière que pour la configuration nominale, en cas de modifications de ces conditions, une explication est donnée dans les sous-chapitres correspondants.

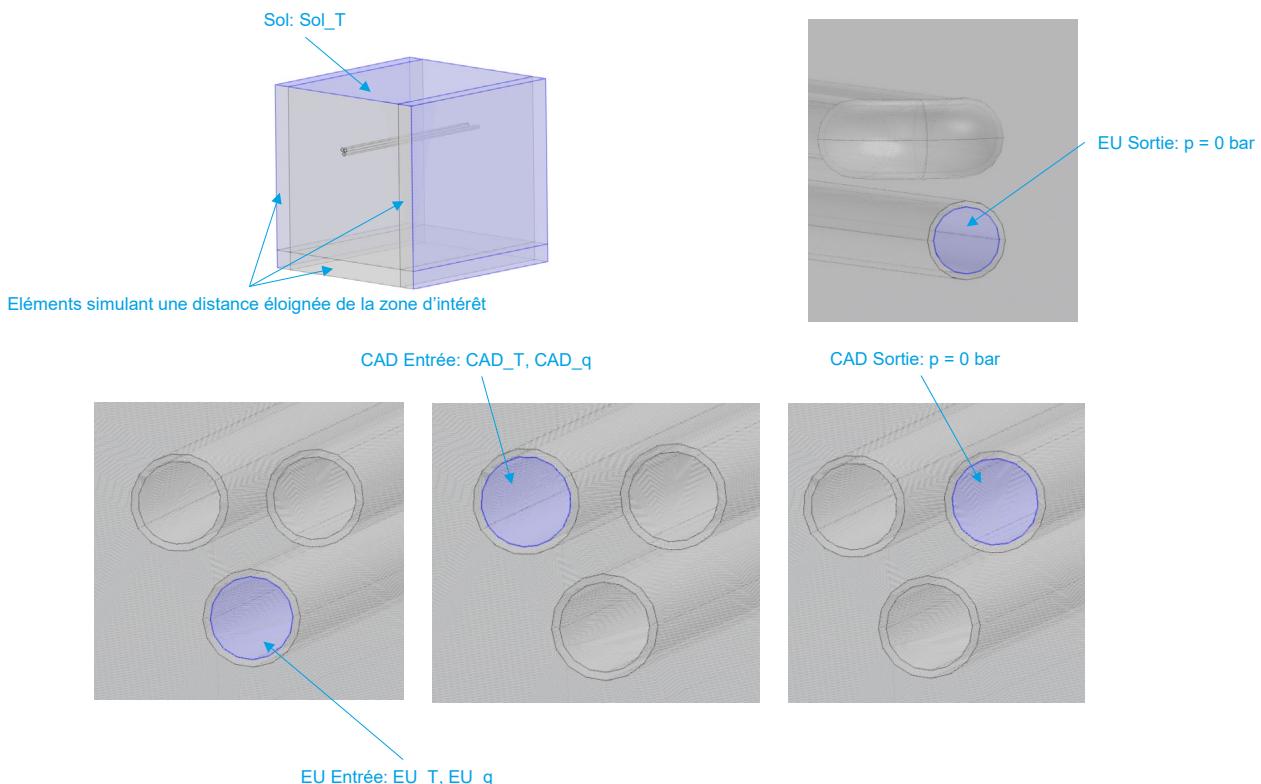


Figure 8-4: Conditions de bord

Table 2: Valeurs nominales des conditions de bord

Paramètre	Identifiant	Valeur	Remarques
Température du sol	SOL_T	20 °C	<ul style="list-style-type: none"><li>• Constante sur la périphérie</li><li>• Initiale dans la surface</li></ul>
Température EU	EU_T	20 °C	<ul style="list-style-type: none"><li>• Constante sur l'entrée</li><li>• Initiale dans le volume</li></ul>
Température CAD	CAD_T	0 °C	<ul style="list-style-type: none"><li>• Constante sur l'entrée</li><li>• Initiale dans le volume</li></ul>



Paramètre	Identifiant	Valeur	Remarques
Débit EU	EU_q	$6.84 \frac{m^3}{h}$	<ul style="list-style-type: none"><li>• Appliqué en entrée</li><li>• Calculé en sortie (vérification)</li></ul>
Débit CAD	CAD_q	$25 \frac{m^3}{h}$	<ul style="list-style-type: none"><li>• Appliqué en entrée</li><li>• Calculé en sortie (vérification)</li><li>• Entrée et sortie du même côté (1 va-et-vient)</li></ul>

Pour finir, trois cas sont comparés lors des différentes simulations. Ceux-ci correspondent à différentes matières implémentées pour les tubes et sont décrits dans la Table 6-3. Les propriétés matières utilisées sont, elles, résumées dans la Table 6-4.

Table 3: Cas étudiés

Cas	EU	CAD
Cas 1	PE	PE
Cas 2	Fonte	PE
Cas 3	Fonte	Fonte

Table 4: Propriétés matières

Matière	Conductivité thermique $(\frac{W}{mK})$	Capacité thermique $(\frac{J}{kgK})$	Densité $(\frac{kg}{m^3})$	Viscosité dynamique $(mPas)$
Sol, terrain	1.75	1'000	2'000	-
Polyéthylène (PE)	0.4	2'300	940	-
Fonte	50	500	7'200	-



Matière	Conductivité thermique ( $\frac{W}{mK}$ )	Capacité thermique ( $\frac{J}{kgK}$ )	Densité ( $\frac{kg}{m^3}$ )	Viscosité dynamique ( $mPas$ )
Eau (à 20 °C)	0.594	4'187	1'000	1.01
Eau (à 0 °C)	0.556	4'216	1'000	1.79
Isolant (Misapor) [14]	0.08	0.65	150	-

## Équations principales considérées

De manière à analyser les résultats obtenus avec la simulation, les valeurs suivantes sont extraites :

- Différence de température :  $\Delta T = \bar{T}_{sortie} - \bar{T}_{entrée}$
- Débit :  $q = \bar{v}_{sortie} S_{sortie} P$
- Puissance transmise (-)/reçue (+) :  $P_{5m} = q \rho_{liq} c_{liq} \Delta T, P_{50m} = 10P_{5m}$

Où :

- $\bar{T}_{sortie}$  : Température moyenne simulée sur la surface de sortie, en (°C)
- $\bar{T}_{entrée}$  : Température moyenne simulée sur la surface d'entrée, en (°C)
- $\bar{v}_{sortie}$  : Vitesse moyenne mesurée sur la surface de sortie, en ( $\frac{m}{s}$ )
- $S_{sortie}$  : Surface de sortie, en ( $m^2$ )
- $\rho_{liq}$  : Densité du liquide circulant dans les tubes, en ( $\frac{kg}{m^3}$ )
- $c_{liq}$  : Capacité thermique du liquide circulant dans les tubes, en ( $\frac{J}{kgK}$ )

## Résultats des simulations

### a) Comparaison cas nominaux

Figure 6-3 à Figure 6-5 présentent les résultats obtenus en fonction des trois cas analysés. Les observations suivantes peuvent être faites :

- Les débits de sortie correspondent bien aux débits d'entrée. Seule une erreur de 0.6 % est observée, probablement due à la précision du maillage implémenté.
- Comme prévu, la différence de température entre entrée et sortie, et donc l'échange de puissance entre EU et CAD, s'améliore du cas 1 au cas 3 (amélioration de la conductivité thermique des tubes utilisés).



- Le cas 2 semble présenter le meilleur équilibre thermique entre les EU et le CAD avec une puissance fournie par les EU quasi égale à la puissance reçue par le CAD (13.50 kW transmis contre 13.71 kW reçus).
- Le cas 3 semble cependant être le plus performant en permettant un plus grand transfert de puissance entre les EU et le CAD (19.85 kW transmis contre 18.79 kW reçus, +27 %). Une telle configuration implique cependant qu'une partie de l'énergie des EU est perdue dans le sol (~1 kW contre ~0.3 kW pour le cas 2). Maintenant, cette perte est dépendante de la température du sol et sera augmentée en cas de température inférieure à 20 °C (cf. analyse e)).



Paramètre	Valeur
Cas	1, 2 et 3
Nombre de circuit CAD	1
Température du sol	20°C
Température EU	20°C
Température CAD	0°C
Débit EU	6.84 m <sup>3</sup> /h
Débit CAD	25 m <sup>3</sup> /h
Pitch	5 cm
Physique du fluide	Laminaire

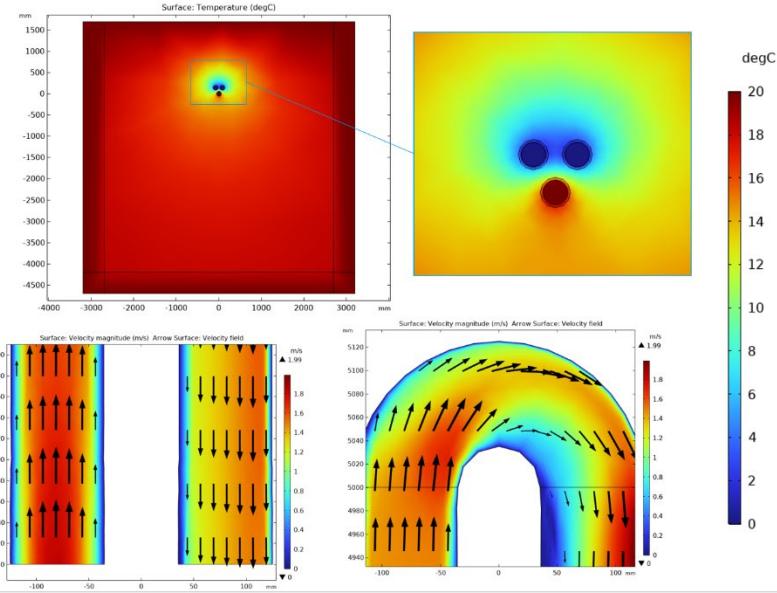


Figure 8-5: Cas nominal – Paramètres et visualisation des résultats de la simulation

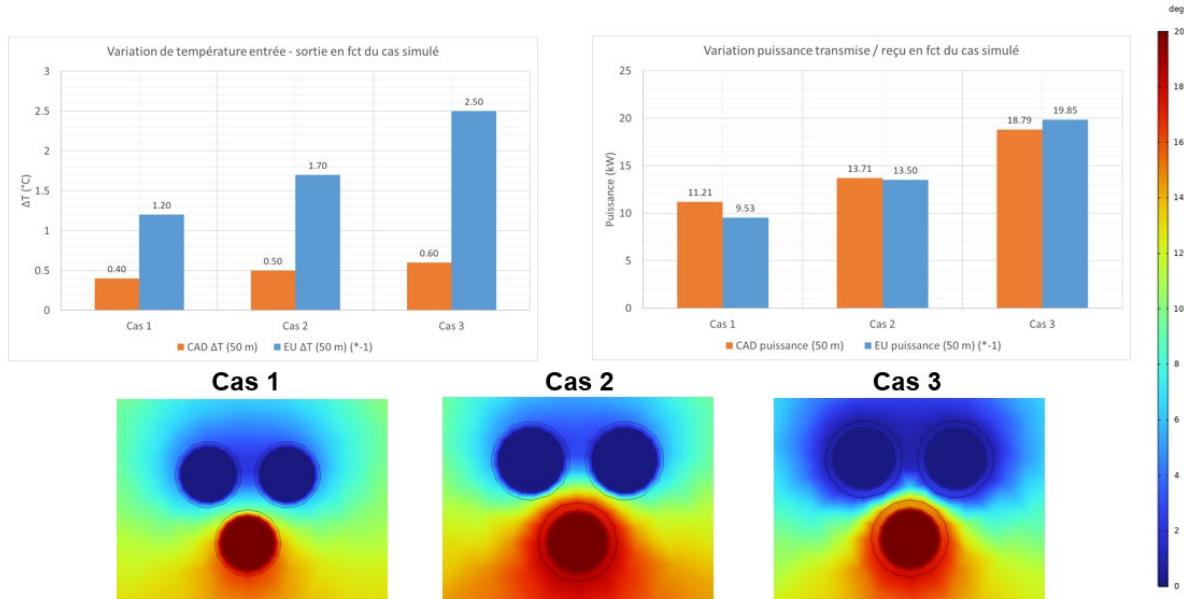


Figure 8-6: Cas nominal - Variation de température et puissance transmise/reçu en fonction du cas simulé

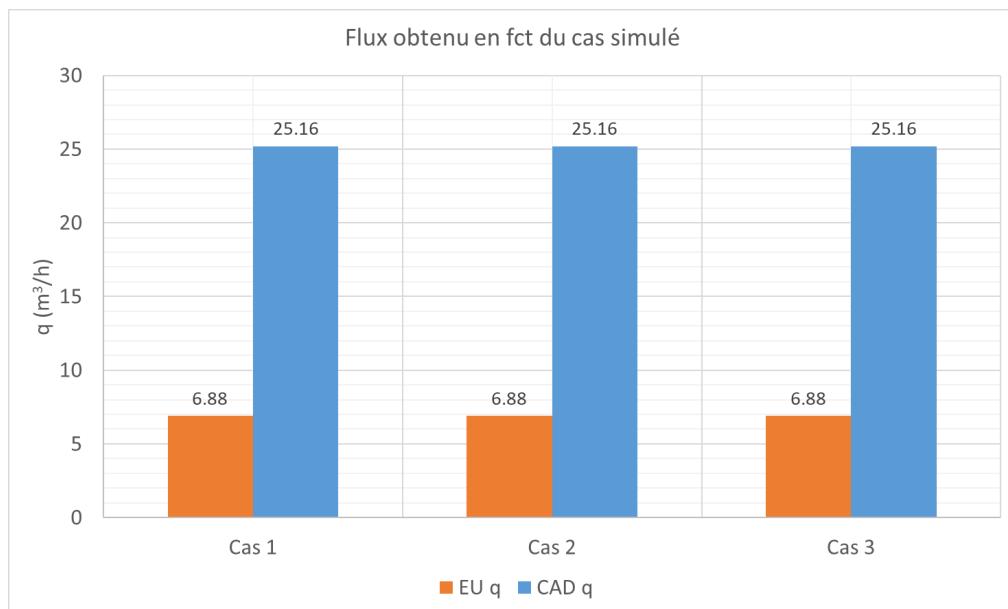


Figure 8-7: Cas nominal - Débits simulés en sortie en fonction du cas simulé

b) Influence de la distance entre les tubes

Dans cette simulation, l'influence de la distance entre les tubes est analysée. Seul le cas 3 est étudié. La Figure 6-6 présente les résultats obtenus. Comme prévu, une diminution de la puissance transmise/reçue est observée avec une augmentation de la distance entre les tubes. Il est intéressant de constater qu'à une distance inférieure à 6 cm, la variation de la puissance transmise au CAD est quadratique alors qu'à plus de 6 cm celle-ci devient plus linéaire. Il est donc préférable de rapprocher les tubes pour maximiser l'échange.

Le pic observé à 7 cm est probablement dû à une instabilité de la simulation.



Paramètre	Valeur
Cas	3
Nombre de circuit CAD (aller-retour)	1
Température du sol	20°C
Température EU	20°C
Température CAD	0°C
Débit EU	6.84 m <sup>3</sup> /h
Débit CAD	25 m <sup>3</sup> /h
Pitch	1 à 10 cm
Physique du fluide	Laminaire

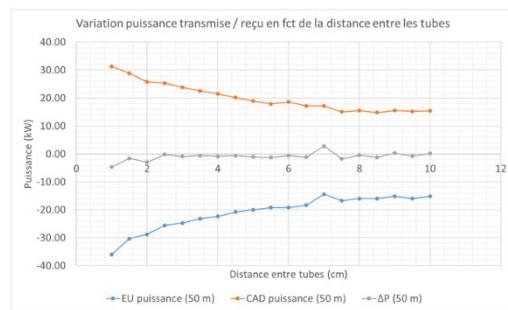
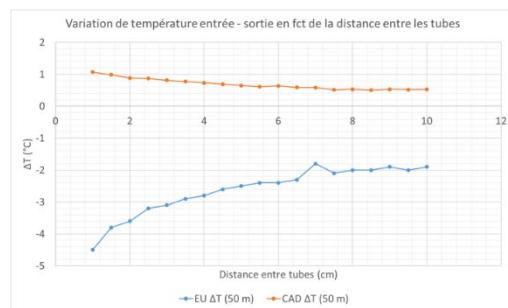
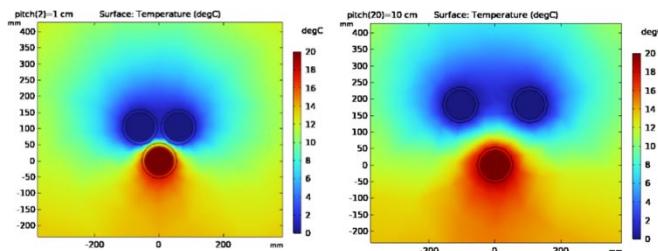


Figure 8-8: Influence distance entre les tubes - Paramètres et résultats de la simulation

### c) Influence du nombre d'aller-retour du CAD

Le cas 3 étant le moins intéressant d'un point de vue économique (tubes intégralement en fonte), une solution alternative du cas 2 (EU en fonte et CAD en PE) est étudiée. Dans cette analyse, l'influence d'une augmentation de la longueur du CAD en comparaison des EU est analysée. Pour ce faire, 3 différentes configurations du cas 2 sont implémentées comme indiqué à la Figure 6-7 :

- La configuration nominale avec seulement 1 aller-retour du CAD (cas nominal).
- Une configuration avec 2 aller-retour. Le tube CAD faisant 3 virages à 180°.
- Une configuration avec 3 aller-retour. Le tube CAD faisant 5 virages à 180°.

La Figure 6-8 montre les différences de température simulées entre les entrées et sorties des différents tubes ainsi que les puissances transmises et reçues en comparaison du cas 3 simulé précédemment. Ici, on observe que l'ajout d'aller-retour ne permet pas de gain considérable sur l'échange de puissance entre les EU et le CAD. En effet, rapidement, l'influence du CAD sur la température du sol aux alentours des tubes engendre une plus grande dissipation de la puissance transmise par les EU dans le sol et donc une plus faible puissance transmise au CAD. Finalement, l'implémentation de tubes en fonte pour les EU et le CAD (cas 3) semble plus performant que d'ajouter des aller-retour pour augmenter la surface d'échange.



Paramètre	Valeur
Cas	2
Nombre de circuit CAD (aller-retour)	1 à 3
Température du sol	20°C
Température EU	20°C
Température CAD	0°C
Débit EU	6.84 m <sup>3</sup> /h
Débit CAD	25 m <sup>3</sup> /h
Pitch	2 cm
Physique du fluide	Laminaire

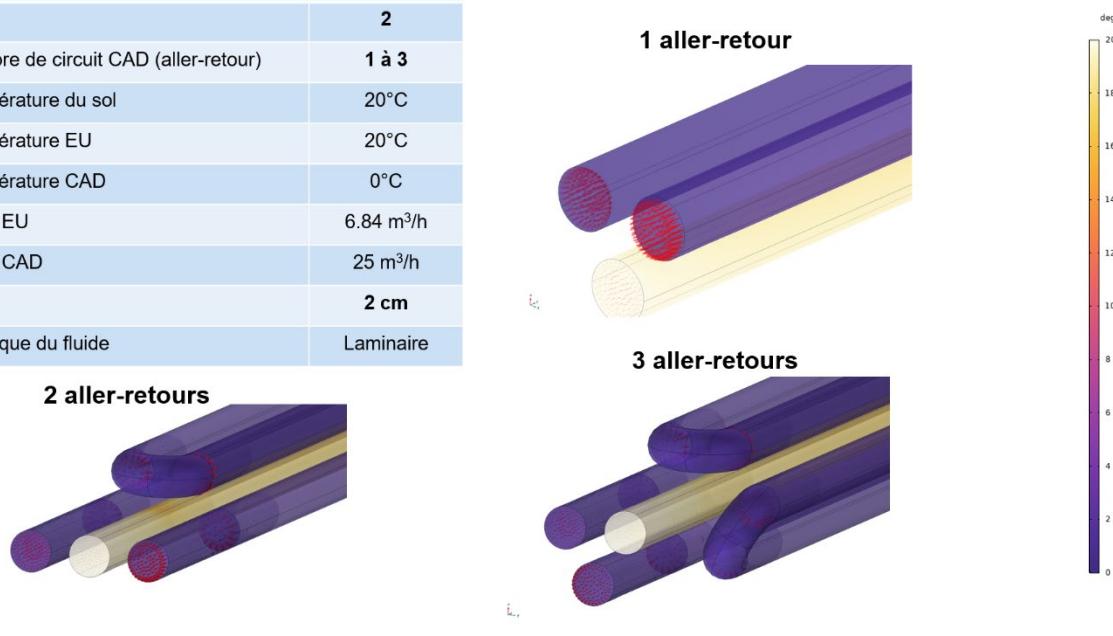


Figure 8-9: Influence nombre d'aller-retour - Paramètres et visualisation des résultats de la simulation

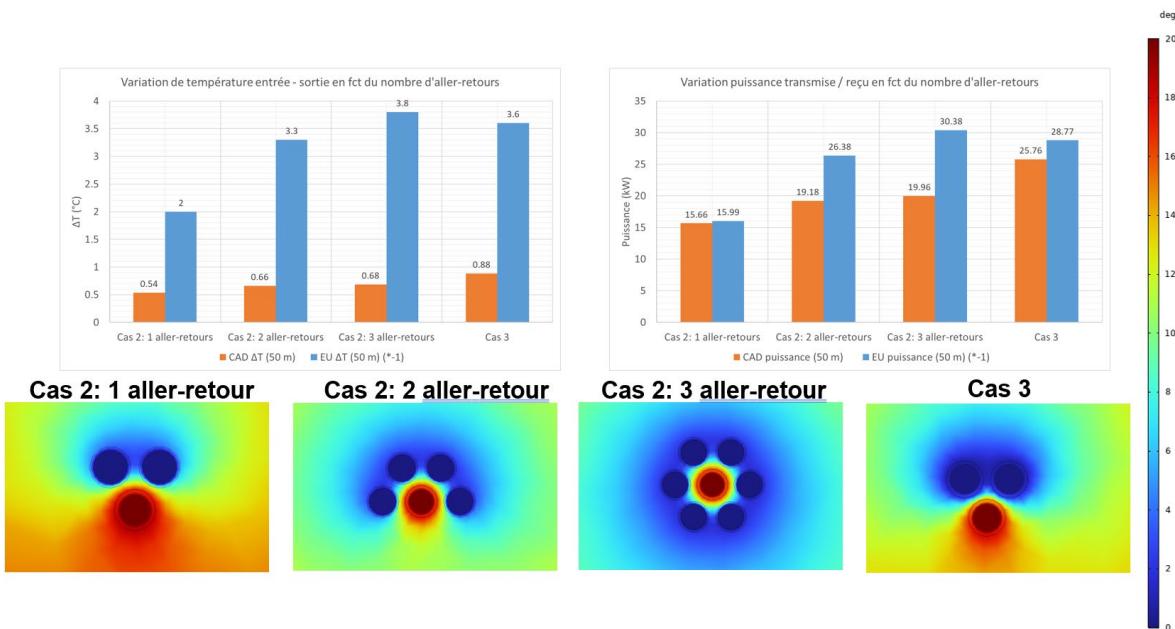


Figure 8-10: Influence nombre d'aller-retour - Variation de température et puissance transmise/reçu en fonction du cas simulé

#### d) Influence de la température du CAD

Dans cette simulation, l'influence de la différence de température entre les EU et le CAD est étudiée. La puissance reçue/transmise étant linéairement dépendante à la variation de température entre l'entrée et la sortie, une évolution linéaire de la puissance transmise/reçue en fonction de la température du CAD est supposée. Ceci est confirmé par les résultats de simulations visibles à la Figure 6-9.



Paramètre	Valeur
Cas	3
Nombre de circuit CAD (aller-retour)	1
Température du sol	20°C
Température EU	20°C
Température CAD	<b>0 à 20°C</b>
Débit EU	6.84 m <sup>3</sup> /h
Débit CAD	25 m <sup>3</sup> /h
Pitch	5 cm
Physique du fluide	Laminaire

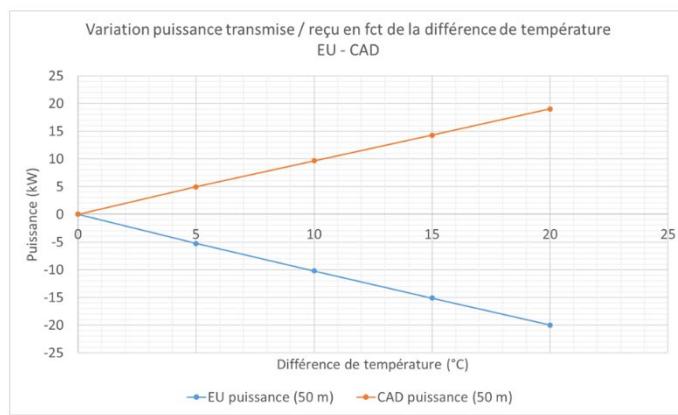


Figure 8-11: Influence température CAD - Paramètres et résultats de la simulation

#### e) Influence de la température du sol

À la suite des observations faites lors des précédentes simulations, il est constaté que la température du sol influence la puissance échangée entre les EU et le CAD en jouant un rôle d'absorbeur ou de transmetteur de puissance selon sa température. Dans cette simulation, cette influence sur le cas 3 est étudiée.

Comme indiqué à la Figure 6-10, l'influence est linéaire. Plus le sol est froid, plus la puissance fournie par les EU est absorbée par le sol, réduisant la quantité de puissance récupérée par le CAD.

Paramètre	Valeur
Cas	3
Nombre de circuit CAD (aller-retour)	1
Température du sol	<b>0 à 20°C</b>
Température EU	20°C
Température CAD	0°C
Débit EU	6.84 m <sup>3</sup> /h
Débit CAD	25 m <sup>3</sup> /h
Pitch	5 cm
Physique du fluide	Laminaire

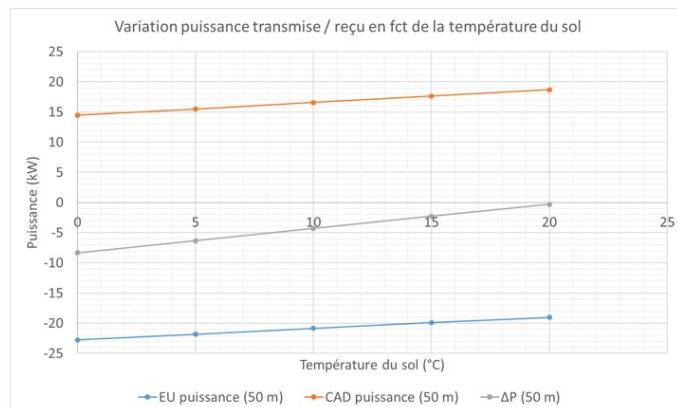


Figure 8-12: Influence température sol - Paramètres et résultats de la simulation

#### f) Influence d'une isolation périphérique

Dans le but de limiter la perte de puissance liée au sol constatée sur le cas 3, l'influence de l'implémentation d'une isolation périphérique autour de l'ensemble EU-CAD est étudié. De cette configuration, la distance entre les tubes est réduite à 2 cm (le plus proche implémentable en gardant des tubes droits) et un tube isolant est ajouté (cf. Figure 6-11). Deux cas de figure sont étudiés :

- Configuration 1 : Isolation en PE et intérieur en matière très isolante (Misapor)



- Configuration 2 : Isolation en Misapor et intérieur en terre

Les résultats de cette simulation sont présentés à la Figure 6-12. Les observations suivantes sont faites :

- Comme prévu, l'ajout d'une isolation complète (Isolation en PE et matière intérieure en Misapor) réduit drastiquement la transmission de puissance entre les EU et le CAD. Il n'y a plus d'échange avec le sol, mais également plus d'échange entre les tubes.
- L'ajout d'une gaine de PE autour de l'ensemble EU-CAD ne permet qu'une optimisation marginale de l'échange entre EU et CAD (Différence de puissance de 3.01 kW simulée dans le cas avec isolation et 2.94 kW dans le cas sans isolation). La terre entourant les tubes suffit à absorber une partie de la puissance fournie par les EU. Cependant, il est constaté que cette intégration permet de découpler le système de l'influence de la température du sol extérieur (puissance reçue par le CAD 2 kW inférieur avec l'isolation). Il est donc attendu qu'une telle configuration montre une influence moins grande en cas de réduction de la température du sol. Ceci est confirmé par la Figure 6-13. Dans le cas sans isolation, une perte de puissance de l'ordre de 4 kW est observée au niveau du CAD entre le résultat à 20 °C et celui à 0 °C, alors que celle-ci est réduite à 3 kW avec une isolation.



Paramètre	Valeur
Cas	3
Nombre de circuit CAD (aller-retour)	1
Température du sol	20°C
Température EU	20°C
Température CAD	0°C
Débit EU	6.84 m <sup>3</sup> /h
Débit CAD	25 m <sup>3</sup> /h
Pitch	2 cm
Tube isolant	<del>Misapor / PE</del>
Centre tube isolant	<del>Sol / Misapor</del>
Physique du fluide	Laminaire

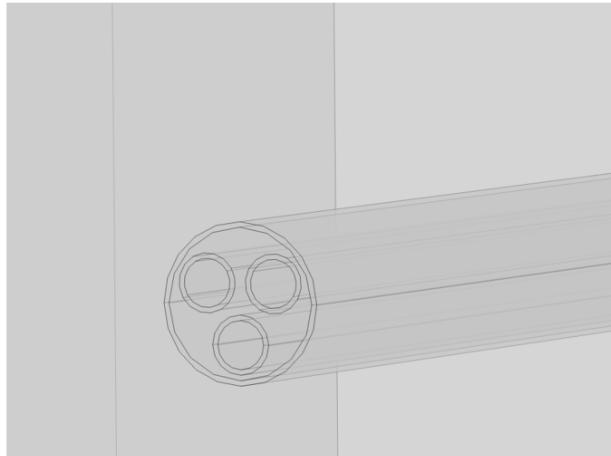


Figure 8-13: Influence isolation périphérique - Paramètres et configuration

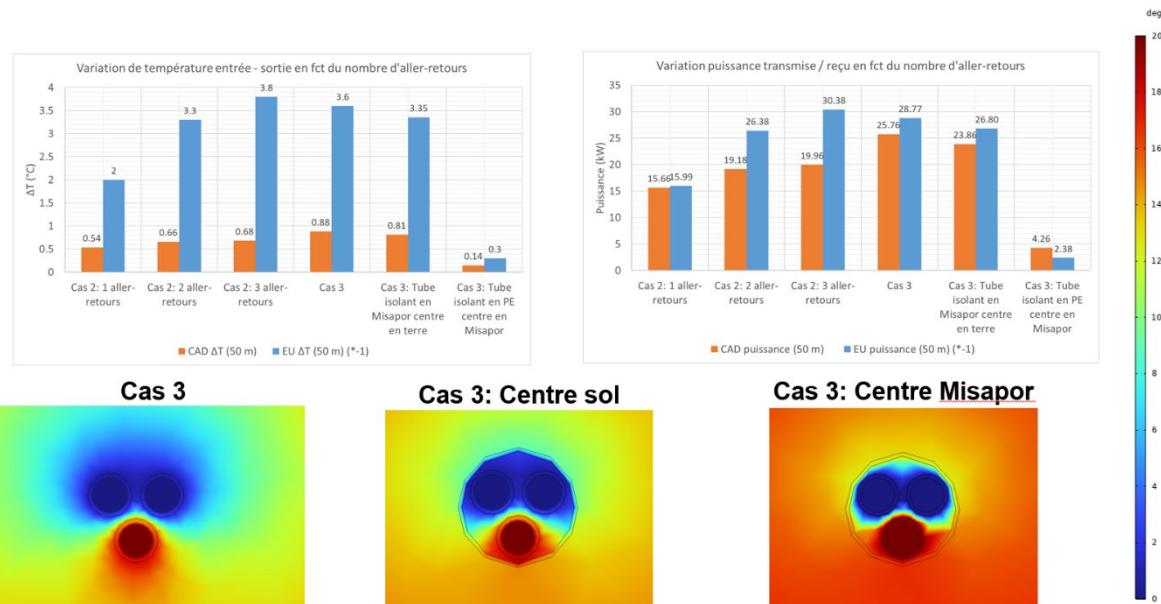


Figure 8-14: Influence isolation périphérique - Variation de température et puissance transmise / reçue en fonction du cas simulé



Paramètre	Valeur
Cas	3
Nombre de circuit CAD (aller-retour)	1
Température du sol	<b>0 à 20 °C</b>
Température EU	20°C
Température CAD	0°C
Débit EU	6.84 m <sup>3</sup> /h
Débit CAD	25 m <sup>3</sup> /h
Pitch	<b>5 cm / 2 cm</b>
Tube isolant	<b>Avec / Sans</b>
Centre tube isolant	Sol
Physique du fluide	Laminaire

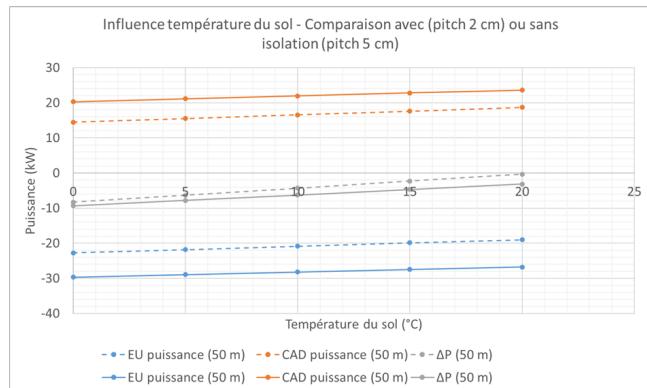


Figure 8-15: Influence température sol - Résultats avec ou sans isolation

### Conclusions des résultats de simulations

Dans cette analyse, plusieurs scénarios ont été envisagés et analysés au travers de plusieurs simulations. À la suite de cette analyse, les conclusions suivantes peuvent être tirées :

- La configuration qui fournit le meilleur échange de puissance avec le CAD est une configuration composée uniquement de tubes en fonte (cas 3) et très rapprochés (distance de l'ordre de 2 cm ou inférieur).
- L'ajout d'une isolation périphérique permet de diminuer l'influence d'un changement de température du sol entourant l'ensemble EU-CAD.
- L'ajout de plusieurs aller-retour ne permet pas de compenser l'implémentation de tubes en PE pour le CAD au lieu de la fonte.

Il est important de noter que ces analyses ont été réalisées avec un modèle de simulation simplifié, en considérant un flux laminaire et ayant un maillage relativement grossier. Ces résultats sont donc à prendre avec précaution et comme première évaluation seulement. Une étude plus détaillée sera nécessaire pour avoir une meilleure estimation des puissances échangées entre les différents tubes.

### 8.3 Budgets récupération eaux usées

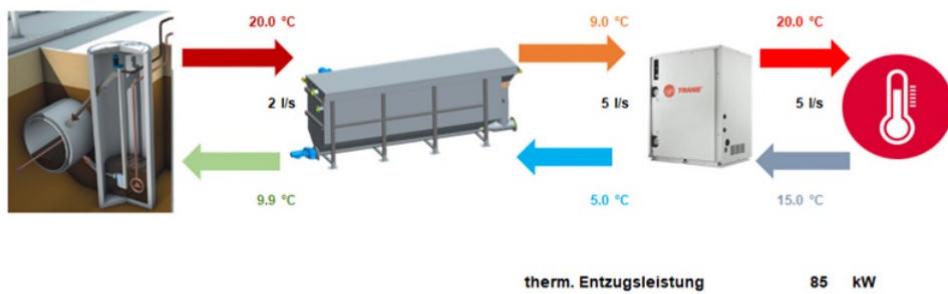


Figure 8-16: schéma de principe du système Picatech



Système Picatech		Système FEKA		Système Kasag		Système CSEM	
Tamiseur à vis vertical	CHF 30'000.00	Système de récupération	CHF 130'000.00	Système Kasag	CHF 130'000.00	Matériel et pose	CHF 25'000.00
Système à échangeur	CHF 100'000.00	PAC	CHF 60'000.00	PAC	CHF 30'000.00	PAC	CHF 30'000.00
Commande	CHF 40'000.00	Fosse	CHF 30'000.00				
Montage	CHF 25'000.00						
PAC	CHF 60'000.00						
<b>Total TTC</b>	<b>CHF 275'655.00</b>	<b>Total TTC</b>	<b>CHF 237'820.00</b>	<b>Total TTC</b>	<b>CHF 172'960.00</b>	<b>Total TTC</b>	<b>CHF 59'455.00</b>
<b>Non compris :</b> fouilles, raccordement du circuit secondaire sur l'échangeur, PAC, tuyauterie et petite hydraulique ainsi que : -		<b>Non compris :</b> fouilles, montage, installation, petite hydraulique, tuyauterie		Fouilles, fixations spéciales sur le tuyau de raccordement (tuyau PE), - Eléments de transition pour changement de direction, Adaptations pour les arrivées d'eaux usées, sondes de température des eaux usées & tube de protection des câbles, Organe d'arrêt (par ex. vanne à guillotine par conduite dans l'égout), Essai de pression de l'installation WT (l'essai de pression de l'ensemble du système est effectué par le maître d'ouvrage), Remplissage avec de l'eau / de l'éthylène glycol, Entretiens supplémentaires sur place (réunion de démarrage comprise dans le mandat), Installation, Maintien de l'eau		Fouilles, petite hydraulique et tuyauterie	
Travaux de GC et de maçonnerie							
- Décharge et grutage							
- Dispositifs d'accès (échelle, trappe, etc.)							
- Conduites : collecteur- poste de pompage RoK4 – RoWin- collecteur							
- Pompe d'alimentation RoWin							
- Tous les couvercles et regards servant à la sécurité ou à l'accessibilité							
- Ventilation extraction air vicié fosse de pompage et échangeur							
- Conduites circuit secondaire							
- Pompe à chaleur							
- Ballon d'eau froide							
- Fosse de pompage							
- Câblage							

Figure 8-17: Budgets pour les différentes solutions de récupération des eaux usées

## 8.4 Simulation Modelica

### 8.4.1 Présentation du modèle

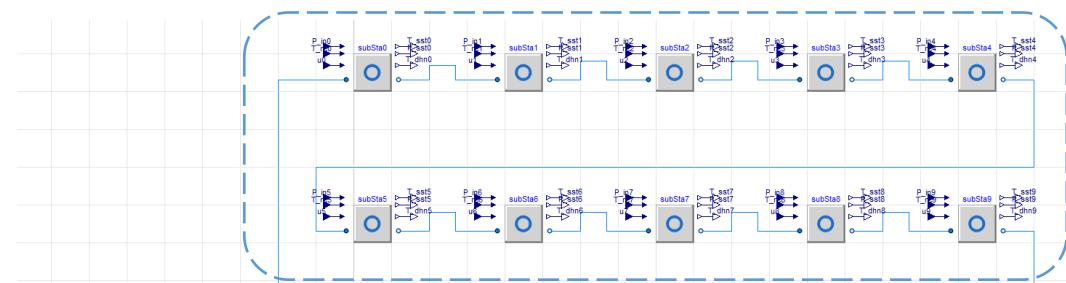
La modélisation se fait en deux étapes :

- 1) Une étape « micro » avec la modélisation d'un groupe de dix bâtiments et d'une connexion à un champ de sondes (c.f. Figure 8-18)
- 2) Une étape « macro » avec la modélisation des huit groupes de bâtiments agrégés entrelacés par les huit chambres de sondes (c.f. Figure 8-19). Cette configuration permet également d'étudier le cas où les sondes sont toutes regroupées au même endroit (version avec les SG centralisée).

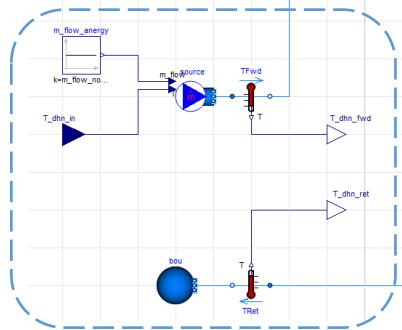
Le détail de la connexion thermo-hydraulique à un bâtiment est représenté à la Figure 8-20



### 1 groupe de 10 bâtiments



### Générateur et/ou couplage



### 1 chambre de 8 sondes

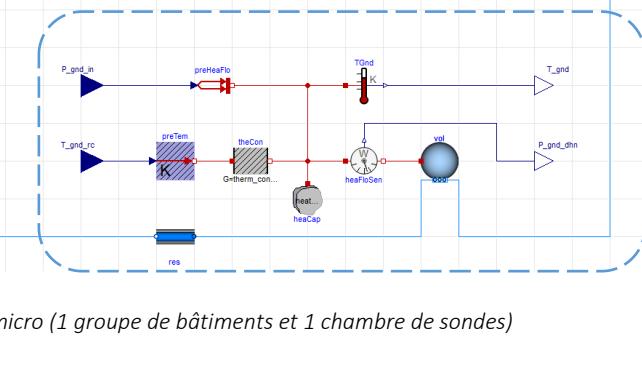


Figure 8-18 – Modélisation micro (1 groupe de bâtiments et 1 chambre de sondes)

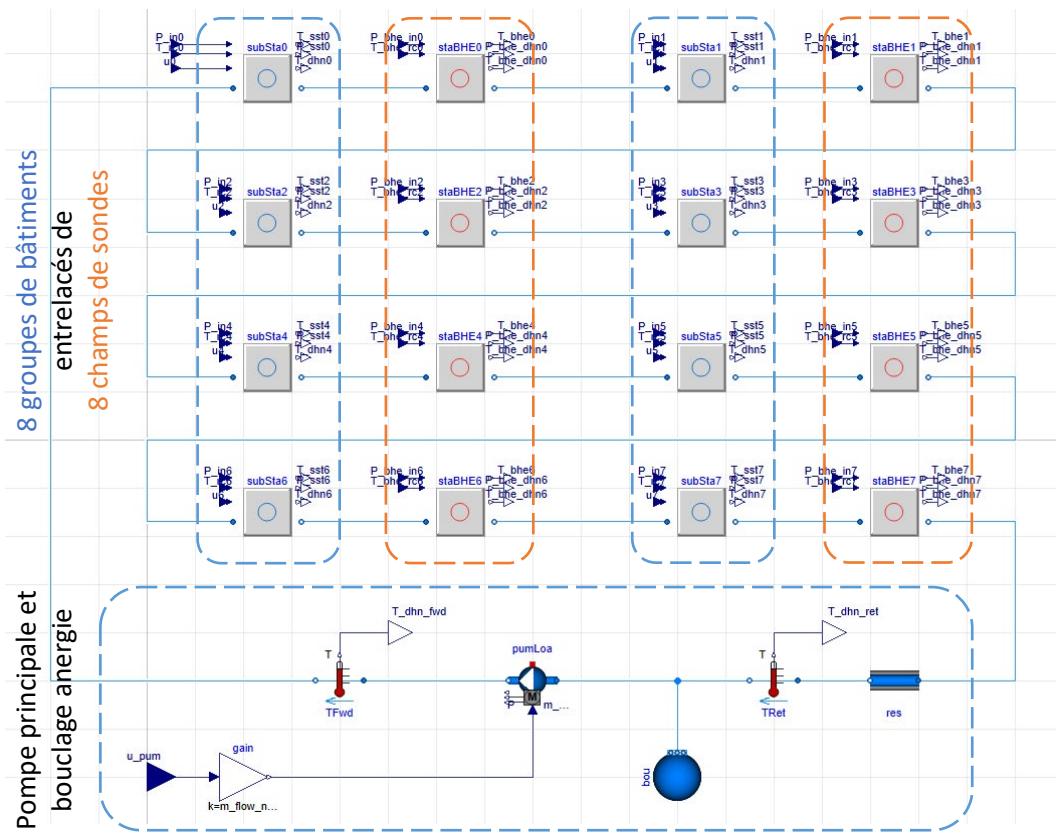


Figure 8-19 – Modélisation macro de la boucle anergie avec 8 groupes de bâtiments et 8 chambres de sondes

Le détail de la connexion thermo-hydraulique à un bâtiment est représenté à la Figure 8-20

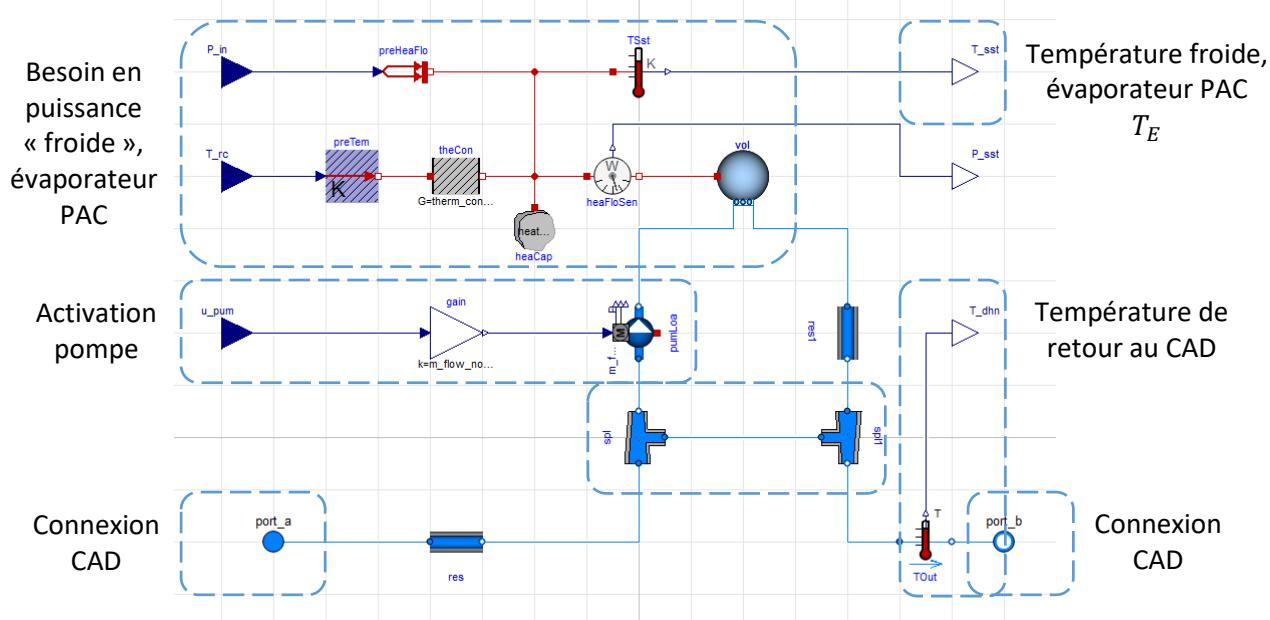


Figure 8-20 – Schéma thermo-hydraulique d'une connexion bâtiment

Le modèle de PAC utilisé consiste à déterminer la puissance d'entrée (puissance « froide » extraite à l'évaporateur côté réseau) et le COP pour garantir la demande en puissance thermique de sortie (puissance « chaude » extraite au condenseur côté bâtiment) et la température de sortie désirée.

#### 8.4.2 Expérience avec groupes de sondes distribués

Les graphiques suivants présentent une autre visualisation des distributions statistiques de l'expérience comparant l'impact du débit sur les différentes variables du système.

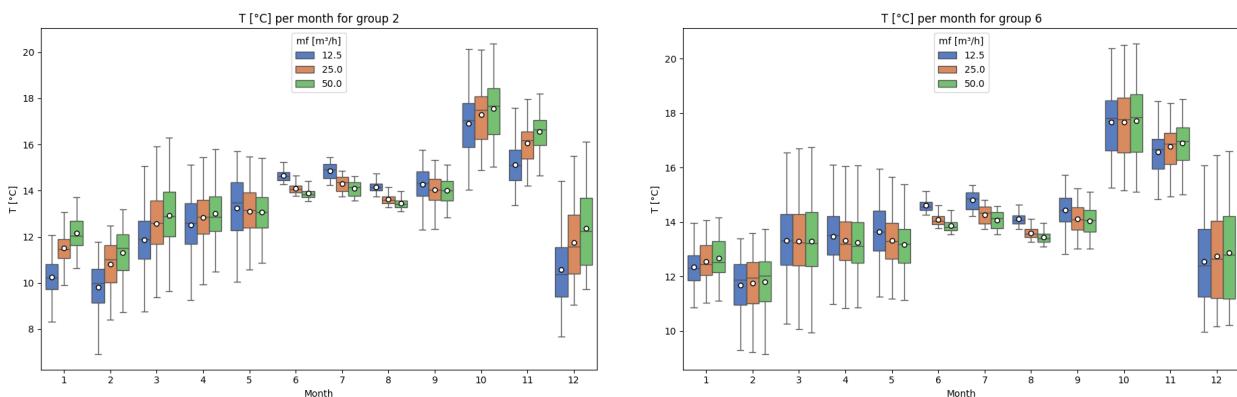




Figure 8-21 – 8x8 sondes  
Distribution statistique mensuelle des températures à la sortie du groupe 2 (gauche) et du groupe 6 (droite)

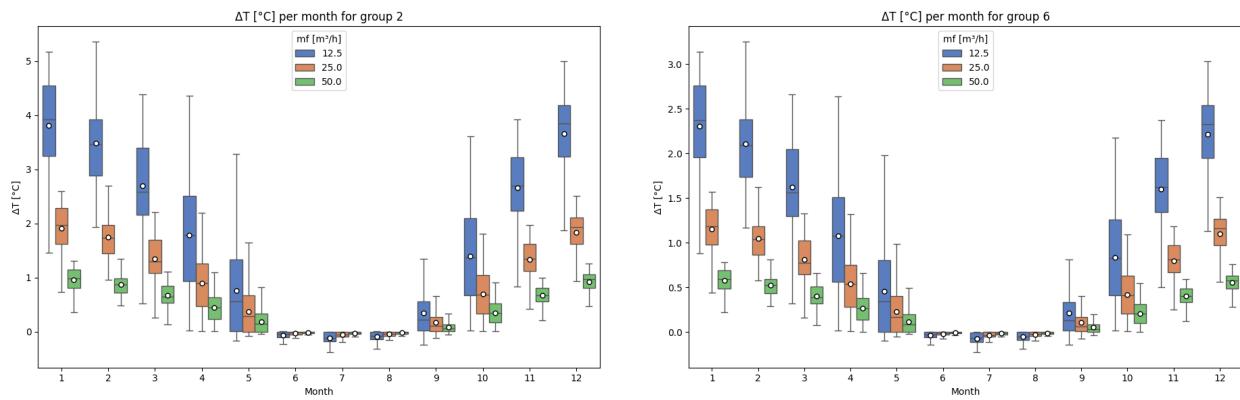


Figure 8-22 – 8x8 sondes  
Distribution statistique mensuelle des différentiels de température au groupe 2 (gauche) et au groupe 6 (droite)

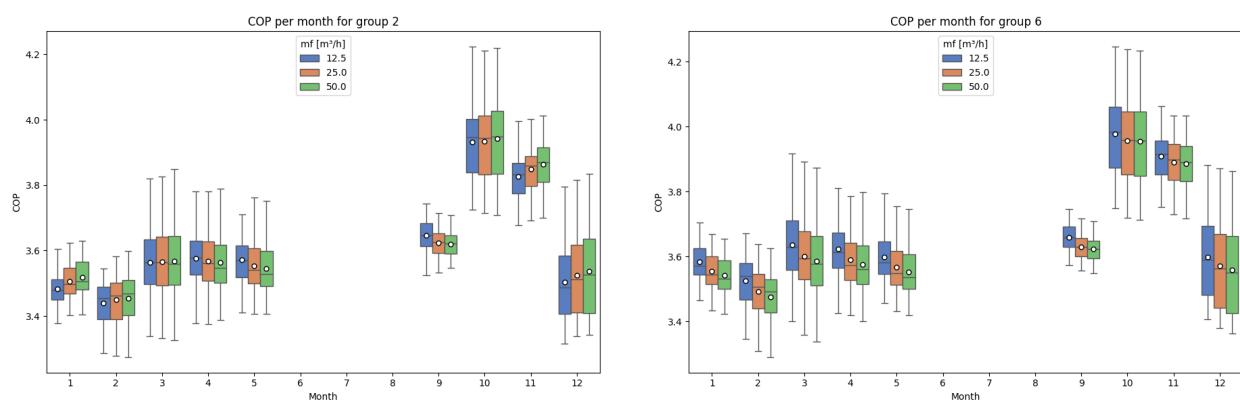




Figure 8-23 – 8x8 sondes  
Distribution statistique mensuelle du COP du groupe 2 (gauche) et du groupe 6 (droite)

### 8.4.3 Expérience avec groupes de sondes centralisés

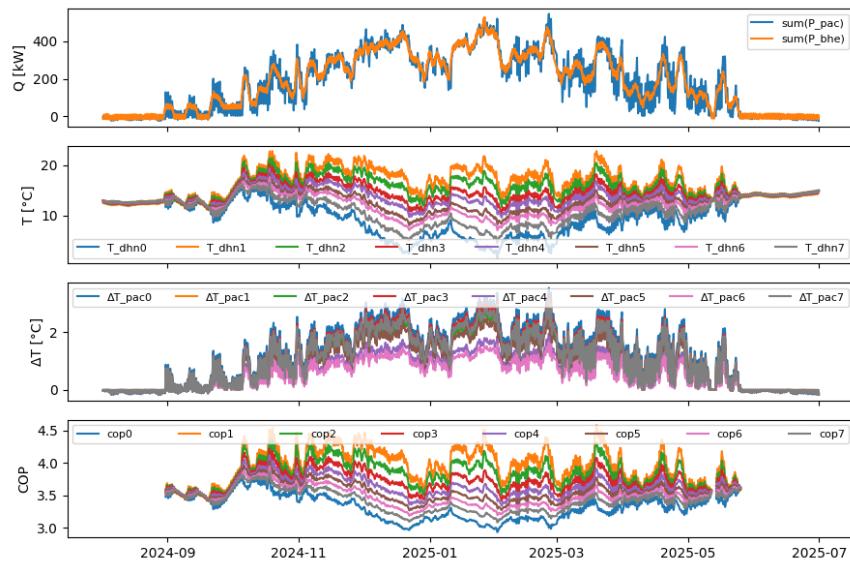
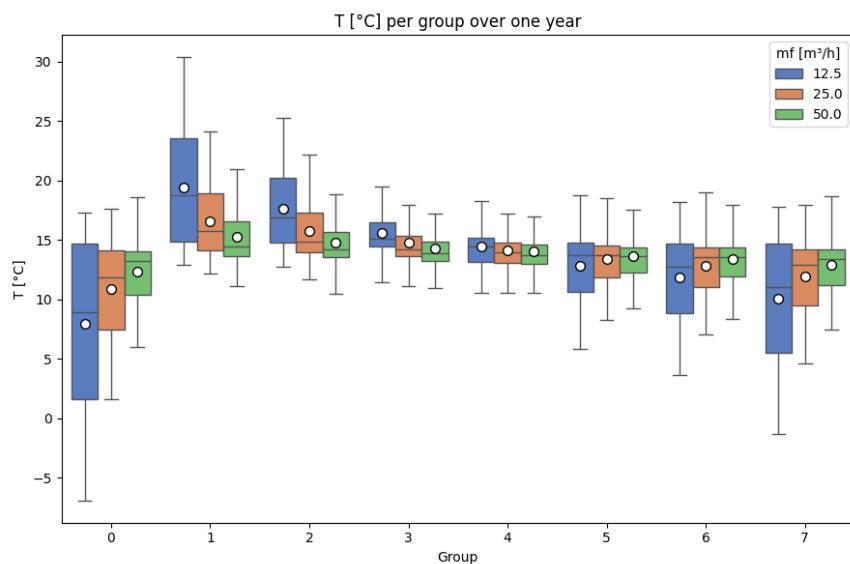


Figure 8-24 – 1x64 sondes (débit de  $25 \text{ m}^3/\text{h}$ )  
(1<sup>ère</sup> ligne) Puissance totale des groupes et chambre de sonde, (2<sup>ème</sup> ligne) Température à la sortie des groupes de bâtiments, (3<sup>ème</sup> ligne)  
Différentiel de température aux PAC des groupes, (4<sup>ème</sup> ligne) COP des groupes de bâtiments



La boîte de couleur s'étend du 1<sup>er</sup> quartile au 3<sup>ème</sup> quartile des données, avec une ligne au niveau de la médiane et une puce blanche pour la moyenne. Les moustaches s'étendent de la boîte au point de données le plus éloigné se situant à moins de 1.5 fois l'intervalle interquartile de la boîte.

Figure 8-25 – 1x64 sondes  
Distribution statistique annuelle des températures à la sortie des groupes de bâtiments pour 3 débits différents.



Pour un débit de  $25 \text{ m}^3/\text{h}$ ,  $T$  (groupe 2) =  $15.73 \pm 2.23 \text{ }^\circ\text{C}$  et  $T$  (groupe 6) =  $12.87 \pm 2.31 \text{ }^\circ\text{C}$   
Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-27

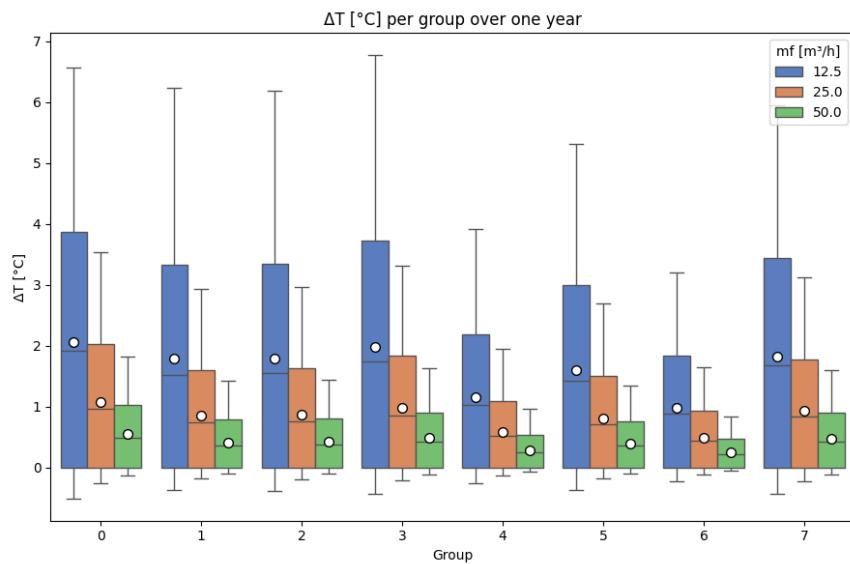


Figure 8-26 – 1x64 sondes  
Distribution statistique annuelle des différentiels de température par groupe de bâtiments pour 3 débits différents.  
Pour un débit de  $25 \text{ m}^3/\text{h}$ ,  $\Delta T$  (groupe 2) =  $0.87 \pm 0.85 \text{ }^\circ\text{C}$  et  $\Delta T$  (groupe 6) =  $0.50 \pm 0.48 \text{ }^\circ\text{C}$   
Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-28

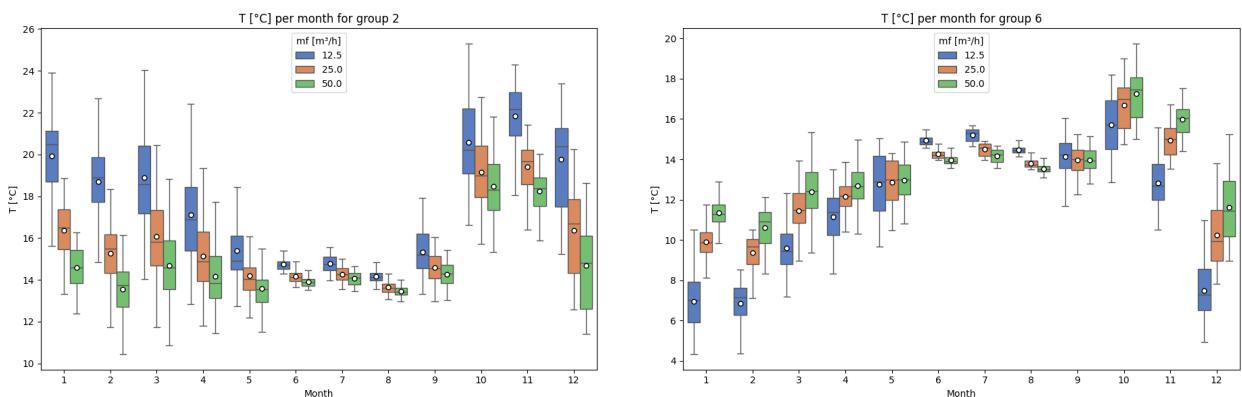




Figure 8-27 – 1x64 sondes  
Distribution statistique mensuelle des températures à la sortie du groupe 2 (gauche) et du groupe 6 (droite)

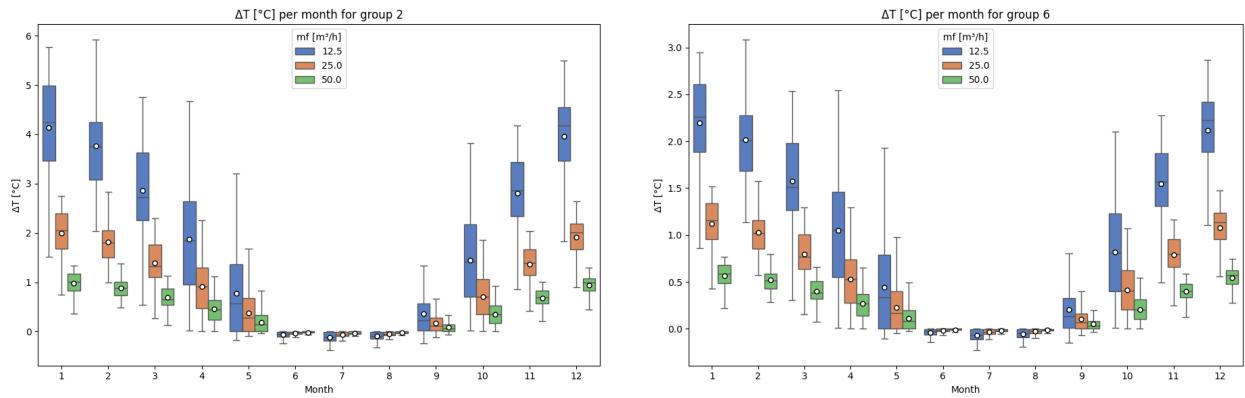


Figure 8-28 – 1x64 sondes  
Distribution statistique mensuelle des différentiels de température au groupe 2 (gauche) et au groupe 6 (droite)

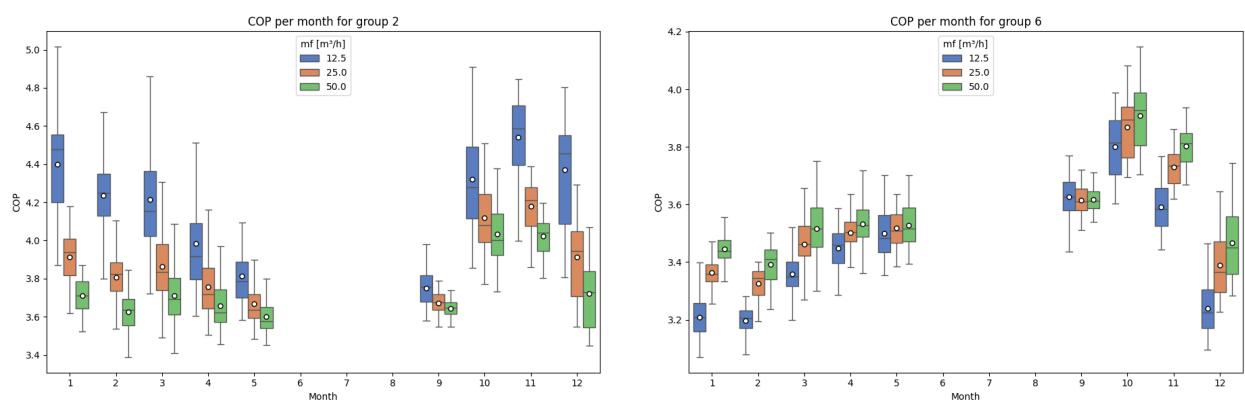
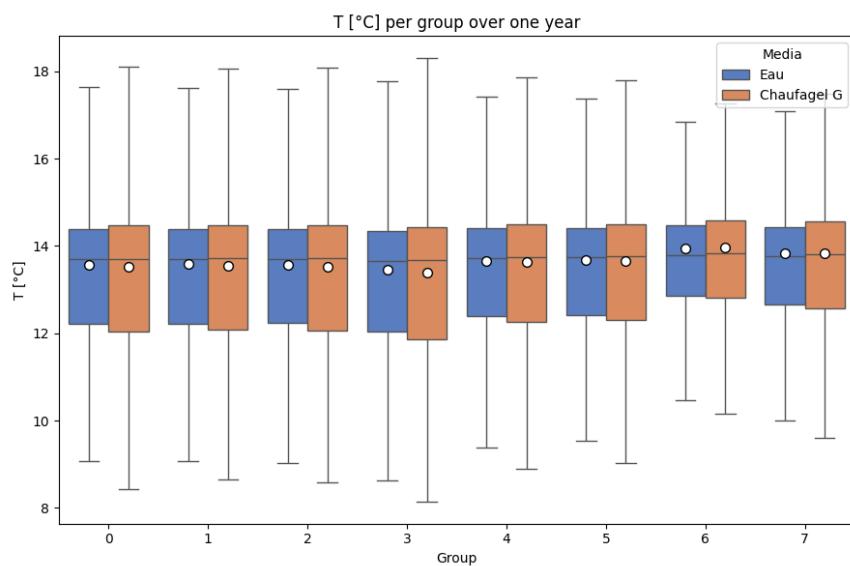


Figure 8-29 – 1x64 sondes  
Distribution statistique mensuelle du COP du groupe 2 (gauche) et du groupe 6 (droite)

#### 8.4.4 Expérience sur le type de fluide caloporteur dans une configuration centralisée



La boîte de couleur s'étend du 1<sup>er</sup> quartile au 3<sup>ème</sup> quartile des données, avec une ligne au niveau de la médiane et une puce blanche pour la moyenne. Les moustaches s'étendent de la boîte au point de données le plus éloigné se situant à moins de 1.5 fois l'intervalle interquartile de la boîte.

Figure 8-30 – 8x8 sondes

Distribution statistique annuelle des températures à la sortie des groupes de bâtiments pour 2 fluides caloporteurs différents. Pour l'eau,  $T$  (groupe 2) =  $13.57 \pm 1.87$  °C et  $T$  (groupe 6) =  $13.94 \pm 1.77$  °C et pour le Chaufagel G,  $T$  (groupe 2) =  $13.52 \pm 2.01$  °C et  $T$  (groupe 6) =  $13.98 \pm 1.88$  °C  
Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-31

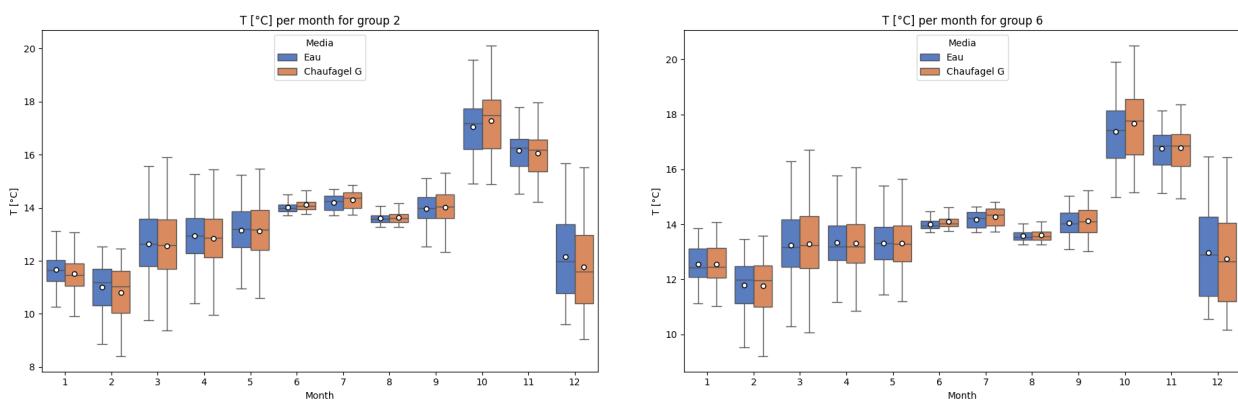




Figure 8-31 – 8x8 sondes

Distribution statistique mensuelle des températures à la sortie du groupe 2 (gauche) et du groupe 6 (droite)

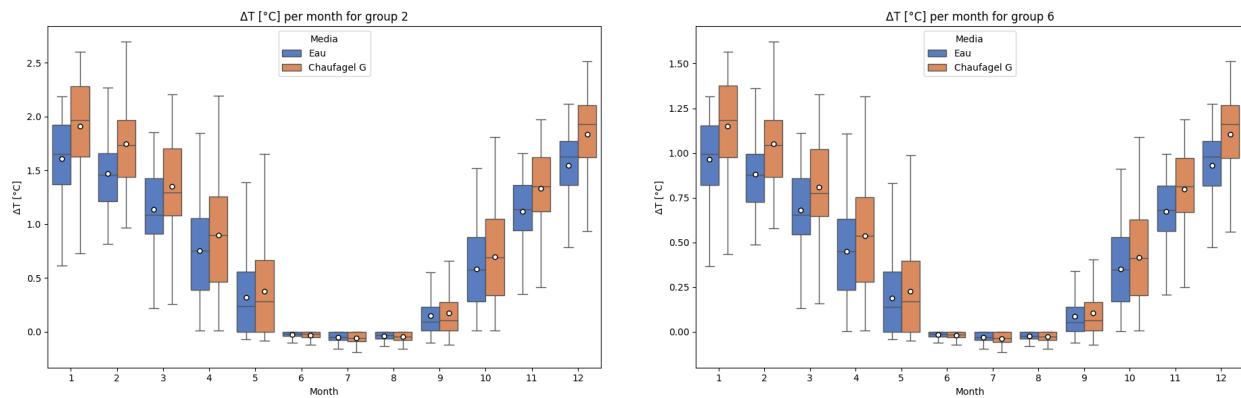


Figure 8-32 – 8x8 sondes

Distribution statistique mensuelle des différentiels de température au groupe 2 (gauche) et au groupe 6 (droite)

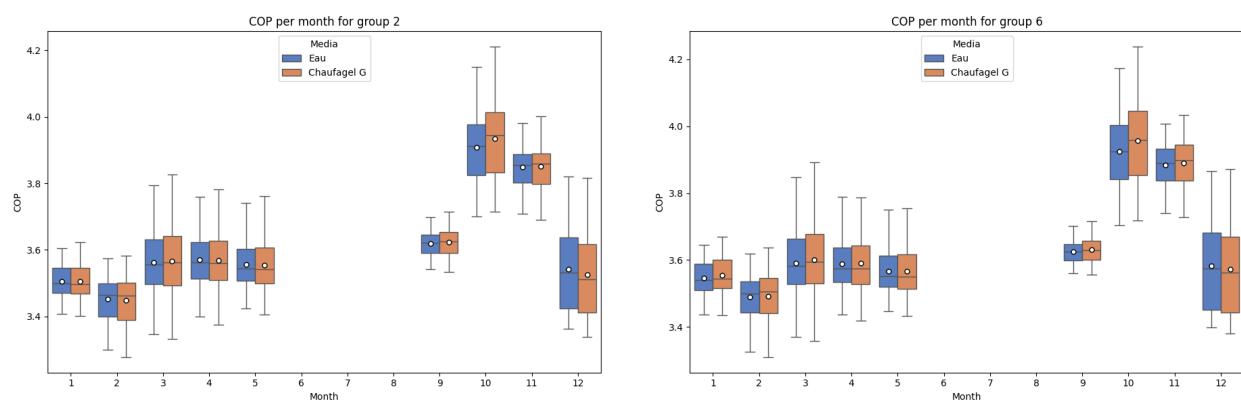
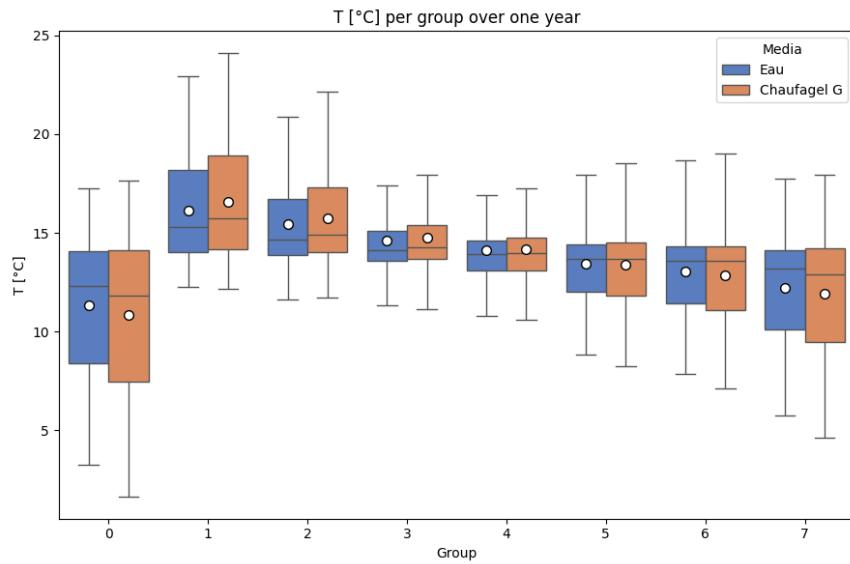


Figure 8-33 – 8x8 sondes

Distribution statistique mensuelle du COP du groupe 2 (gauche) et du groupe 6 (droite)

#### 8.4.5 Expérience sur le type de fluide caloporteur dans une configuration décentralisée



La boîte de couleur s'étend du 1<sup>er</sup> quartile au 3<sup>ème</sup> quartile des données, avec une ligne au niveau de la médiane et une puce blanche pour la moyenne. Les moustaches s'étendent de la boîte au point de données le plus éloigné se situant à moins de 1.5 fois l'intervalle interquartile de la boîte.

Figure 8-34 – 1x64 sondes

Distribution statistique annuelle des températures à la sortie des groupes de bâtiments pour 2 fluides caloporteurs différents. Pour l'eau,  $T$  (groupe 2) =  $15.42 \pm 2.04$  °C et  $T$  (groupe 6) =  $13.02 \pm 2.10$  °C et pour le Chaufagel G,  $T$  (groupe 2) =  $15.73 \pm 2.23$  °C et  $T$  (groupe 6) =  $12.87 \pm 2.31$  °C  
Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-36

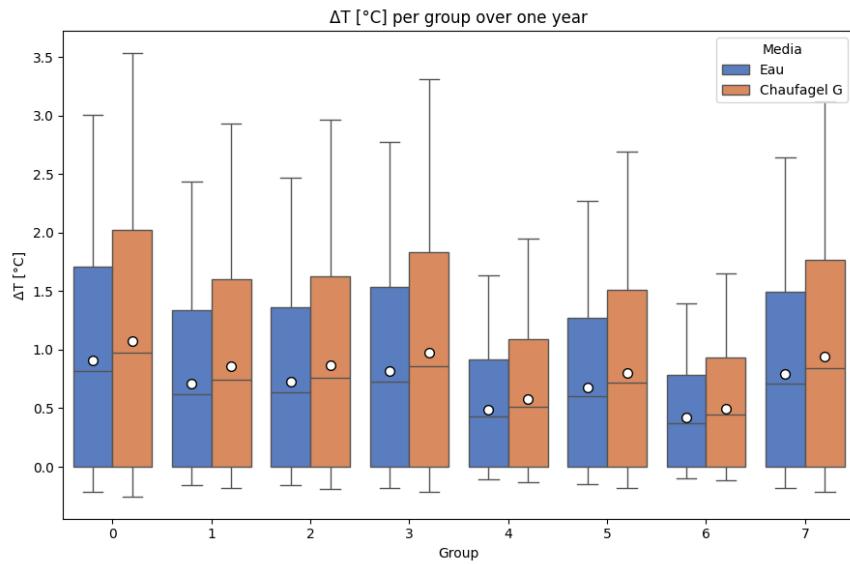


Figure 8-35 – 1x64 sondes

Distribution statistique annuelle des différentiels de température par groupe de bâtiments pour 2 fluides caloporteurs différents. Pour l'eau,  $\Delta T$  (groupe 2) =  $0.73 \pm 0.71$  °C et  $\Delta T$  (groupe 6) =  $0.42 \pm 0.41$  °C et pour le Chaufagel G,  $\Delta T$  (groupe 2) =  $0.87 \pm 0.85$  °C et  $\Delta T$  (groupe 6) =  $0.50 \pm 0.48$  °C  
Pour les groupes 2 et 6, la distribution mensuelle est représentée à la Figure 8-37

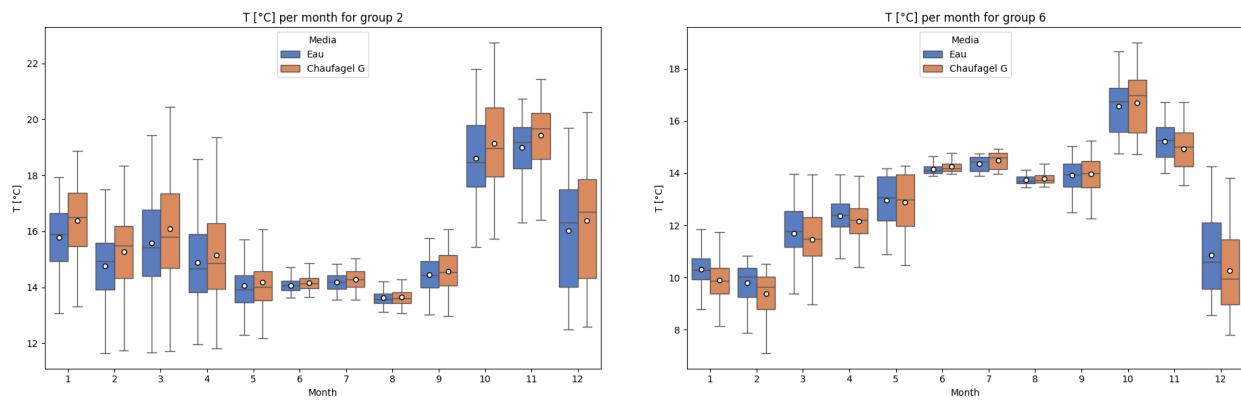


Figure 8-36 – 1x64 sondes  
Distribution statistique mensuelle des températures à la sortie du groupe 2 (gauche) et du groupe 6 (droite)

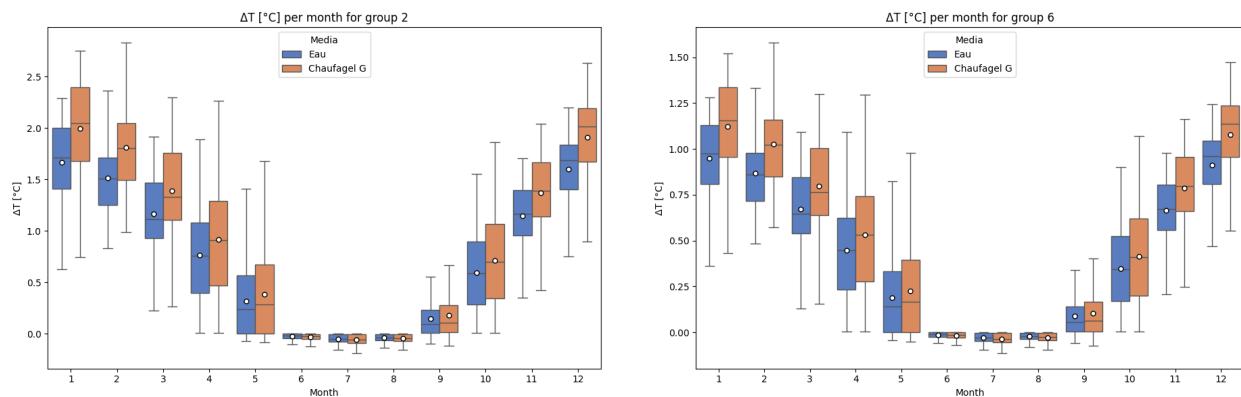


Figure 8-37 – 1x64 sondes  
Distribution statistique mensuelle des différentiels de température au groupe 2 (gauche) et au groupe 6 (droite)

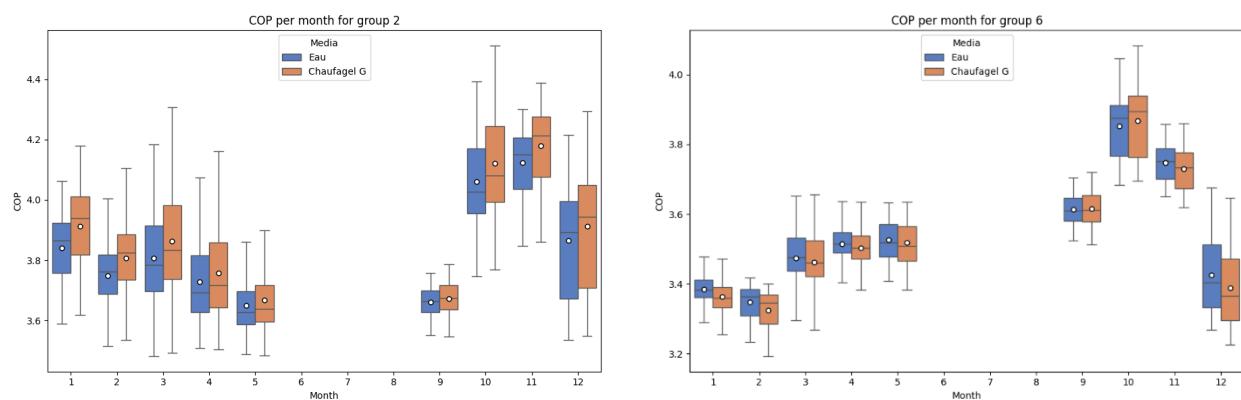




Figure 8-38 – 1x64 sondes  
Distribution statistique mensuelle du COP du groupe 2 (gauche) et du groupe 6 (droite)

#### 8.4.6 Comparaison avec un COP constant

Comme mentionné précédemment, un atout de la boucle anergie avec des PACs dont le COP varie en fonction de la température « froide » du réseau est de permettre une auto-régulation de cette température et d'éviter une dérive thermique. De fait, le COP a la fonction sous-jacente de régulateur interne du réseau, empêchant ou atténuant les effets d'autres variables, telles que le débit ou le fluide caloporteur. Pour bien observer cet effet, des simulations avec un COP constant et prédéfinis sont réalisées. Il faut cependant bien se rendre compte qu'un COP constant entraîne potentiellement une dérive importante de température puisque la proportion d'énergie provenant du réseau est alors fixée d'avance. En effet, le COP agit sur le bilan de puissance global du réseau en faisant varier la part provenant d'énergie électrique et celle provenant des SG. Le fixer revient à en faire de même pour le bilan énergétique du réseau, ce qui a un fort impact sur l'évolution des températures. Il existe ainsi un COP d'équilibre permettant d'annuler le bilan de puissance pour chaque année de simulation. Ce COP d'équilibre ne sera cependant pas le même que le COP moyen calculé à partir des simulations précédentes, à cause d'effets de dynamique.

Effectuées sur une durée de 6 ans (de 2020 à 2025) et avec des COPs légèrement perturbés par rapport au COP d'équilibre de ces années, ces simulations prédisent la température moyenne du réseau en 2025 ainsi que le bilan énergétique associé. La Figure 8-39 illustre l'évolution du bilan thermique et de la température moyenne du CAD en fonction d'un COP constant. Le bilan énergétique nul n'apparaît que pour une valeur bien précise de COP autour de 3.553, difficile à garantir en pratique.

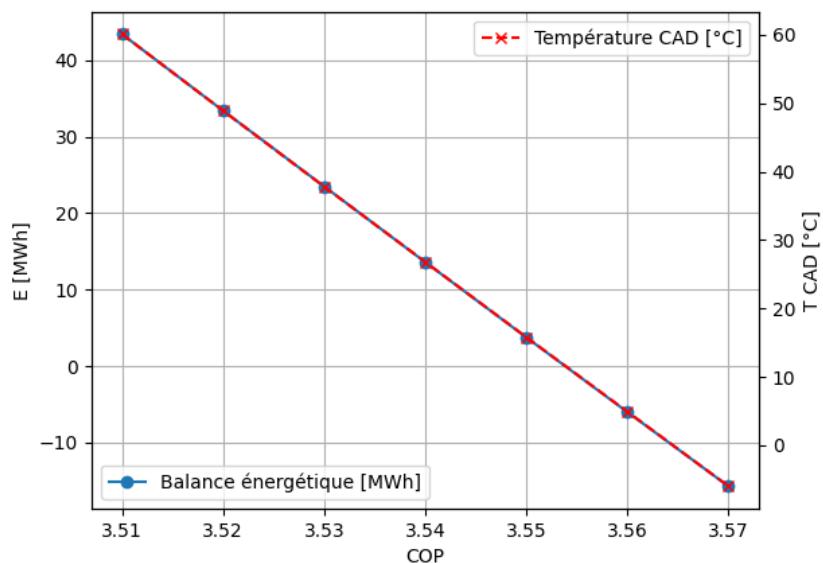


Figure 8-39 – Dérive thermique dans la boucle anergie en fonction d'un COP constant prédéfini

Un point intéressant concerne la sensibilité du réseau à ce COP, dont la température réagit fortement à des déséquilibres relativement faibles. En comparaison, la boucle anergie à COP variable avec bilan énergétique



nul se stabilise autour d'un COP moyen entre 3.6 et 3.7 (Figure 3-21) avec une température du réseau autour de 13-14°C (Figure 3-19).



## 8.5 Dimensionnement du CAD4

Dans cette section, un dimensionnement de CAD4 est réalisé en subvenant aux mêmes besoins de chaleur, définis dans la Section **Erreur ! Source du renvoi introuvable..** L'objectif consiste à effectuer une comparaison directe en termes d'infrastructures et d'opération, sans toutefois aller dans le détail des différents coûts, et se base sur les offres reçues du CAD Communal. En outre, les différences en termes de principe de fonctionnement seront comparées afin de déterminer pourquoi un CAD5R serait plus approprié qu'un CAD4 dans le cadre de Grandvaux, ainsi que de manière plus générale pour des villages de cette taille.

### Paramètres de dimensionnement globaux

Dans cette section, les paramètres partagés entre les trois variantes de CADs vont être identifiés et déterminés. Tout d'abord, la demande annuelle en chaud et en froid peut être tirée des données présentées dans la Section **Erreur ! Signet non défini.**, en moyennant l'énergie demandée sur les 50 ans.

Tableau 34 : énergie moyenne sur 50 ans consommée par le village de Grandvaux

Énergie chauffage [MWh]	Énergie ECS [MWh]	Énergie froid [MWh]
1'863	217	-111

### Génération de chaleur

Pour effectuer ce dimensionnement, il convient tout d'abord de déterminer le nombre de sondes nécessaire à fournir la chaleur pour la source des PACs sol/eau centralisées. La puissance de chauffage du générateur de chaleur doit être déterminée en fonction des pertes thermiques dans le réseau de distribution à 70 [°C]. La valeur de puissance de pointe maximale considérée dans la Section **Erreur ! Signet non défini.** sera donc utilisée ici.

Tableau 35 : dimensionnement de la génération de chaleur

Propriété	Valeur	Unités
Puissance à pleine charge	1'185	[kW]
Puissance avec pertes réseau (15 %)	1'362	[kW]
Puissance frigorifique (COP=3)	908	[kW]



Débit volumique PAC <sup>17</sup>	204	[m <sup>3</sup> /h]
Puissance de chauffage PAC	983	[kW]
Puissance électrique consommée	332	[kW]

En termes d'énergie, il faut également prendre en considération les pertes thermiques de distribution, comme présenté dans le Tableau 35. Il est important de noter qu'aucun refroidissement n'est possible dans cette configuration sans ajouter des tubes de froid supplémentaires, ainsi la régénération devra être réalisée par d'autres moyens.

Tableau 36 : énergies reprises de la simulation de l'UNIGE et adaptées en fonction des pertes. La puissance de froid est nulle, car aucun free-cooling ne peut être espéré.

Énergie chauffage [MWh]	Énergie ECS [MWh]	Énergie froid [MWh]
2'142	249	0

Dans la section suivante, le nombre de sondes géothermiques nécessaires à une telle installation sera calculé en fonction de la quantité d'énergie nécessaire pour compenser les pertes, ainsi que grâce à la puissance de pointe du générateur de chaleur défini ci-dessus. Comme la place disponible pour le placement des sondes dans le village est relativement limitée, et que sortir du périmètre du village engendrerait des surcoûts substantiels en termes de coûts de génie civil, le nombre de sondes doit être gardé aussi bas que possible, en ajoutant de la régénération en été si nécessaire.

## Réseau de sondes géothermiques

Les sondes géothermiques constituent ici la source des PACs centralisées. Il est nécessaire de créer un réseau permettant la récupération de la chaleur en provenance des sondes pour la faire circuler au travers des PACs, dans la centrale de chauffe. En essence, ce réseau est identique à un réseau anergie standard avec deux conduites, non-isolées, parcourant l'ensemble des rues du village afin de relier toutes les sondes qui s'y trouvent. Le nombre de sondes à raccorder dépend de plusieurs facteurs, tels que la puissance frigorifique des PACs installées (et donc leur COP) et les pertes thermiques dans le réseau (environ 15 % [24]). Les sondes calculées peuvent être uniformément réparties sur des distributeurs/collecteurs de 8 à 10 sondes, le tout relié à la boucle reliant le tout au générateur de chaleur centralisé. Il convient ensuite de dimensionner le circuit servant de source aux PACs centralisées, à savoir le circuit faisant circuler le fluide antigel dans les sondes géothermiques. Bien entendu, ce dimensionnement dépend avant tout du débit nécessaire aux PACs pour fournir la puissance de pointe au CAD et du fluide caloporteur choisi. Le Chauffagel-G sera également utilisé.

<sup>17</sup> Une PAC de la marque Carrier (61XWHL14ZE) a été choisie pour l'exemple



La topologie du réseau de sondes, comme montré sur la Figure 8-40, reprend celle généralement employée dans les CAD standards, avec des groupes de sondes connectés en parallèle et une pompe de circulation unique, et un débit diminuant au fil de ces derniers. Ceci permet en principe de minimiser les pertes de charge rencontrées dans le réseau à pleine charge, le débit maximum n'étant nécessaire que dans la première partie du réseau, avant le premier groupe de sondes. Pour ce cas d'étude, le débit dans les sondes sera limité à 1 [m/s] selon les recommandations SIA, ce qui, transposé au type de sonde décrit dans le Tableau 37 correspond à un débit maximal de 2.7 [m<sup>3</sup>/h]. Pour un groupe de 10 SG, le débit total du groupe sera donc limité à 25 [m<sup>3</sup>/h] par sécurité.

Tableau 37 : propriétés des sondes géothermiques

Propriétés	Valeur	Unités
Profondeur	250	[m]
Type	DUPLEX	
Résistance	Vario PN20	[bar]
Diamètre intérieur minimal <sup>18</sup>	31	[mm]

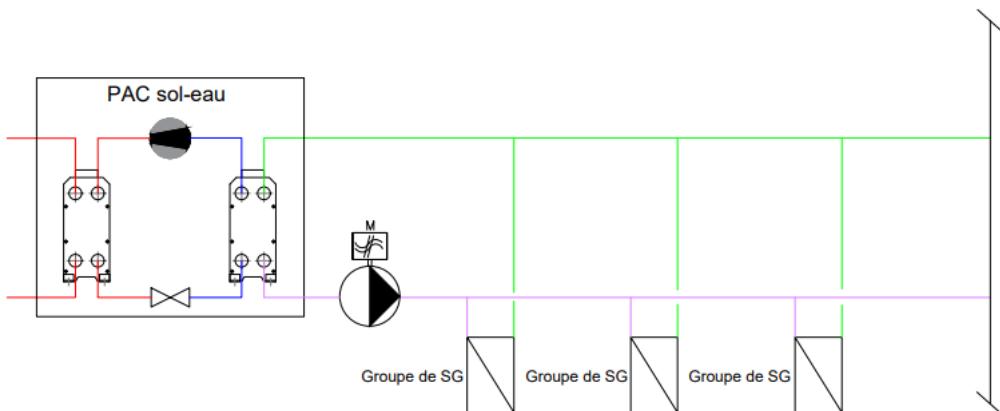


Figure 8-40 : schéma de principe du réseau froid du CAD4

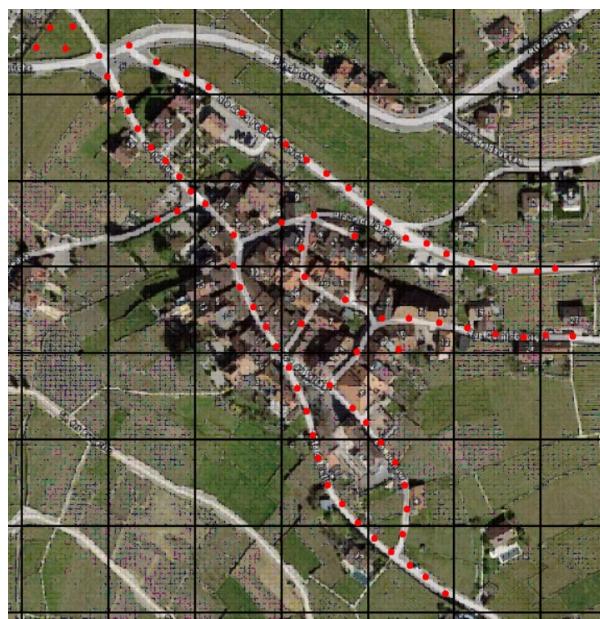
Le dimensionnement du réseau de sondes n'a pas ici été réalisé au moyen de l'outil fourni par l'UNIGE. En revanche, il peut tout de même être effectué selon un calcul SIA 384-6 effectué avec le logiciel de simulation

<sup>18</sup> Les SG de type Vario ont un diamètre intérieur qui se rétrécit selon la profondeur de la sonde afin de diminuer les pertes de charge globales.

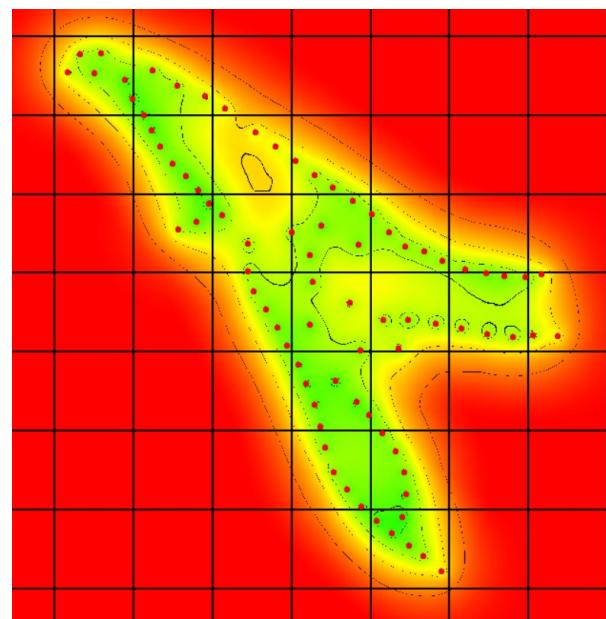


EWS, et l'optimisation du positionnement des sondes peut être faite de manière itérative en observant le profil de la fonction G utilisée. Ce calcul sera, dans tous les cas, effectué pour vérifier la justesse du calcul des sondes pour les CAD5. Dans le cas du CAD4, il est important de considérer, outre les valeurs du Tableau 36 les paramètres de la PAC utilisée, tels que son COP. En outre, la capacité de régénération doit être estimée afin de garantir la satisfaction de la norme SIA 384-6. En effet, un compromis doit être déterminé entre le nombre de sondes, qui impacte les coûts de génie civil dans le cas où les sondes sont placées en dehors du village, et la quantité de régénération nécessaire en été, qui implique une plus grande consommation d'électricité à ce moment.

Le dimensionnement réalisé avec EWS nécessite 80 sondes ainsi que 500 [MWh] de régénération, ce qui semble être un bon compromis compte tenu des contraintes indiquées ci-dessus. Des COP de 2.5 et 3 ont été utilisés respectivement pour le chauffage en pleine charge et le chauffage moyen ou la production d'ECS, résultant en une charge moyenne des sondes de 29.5 [W/m]. L'énergie extraite des sondes annuellement est de 1'581 [MWh] et la régénération est de 500 [MWh], comme mentionné ci-dessus, avec des sondes placées selon la Figure 8-41. Comme on peut le voir, la quinzaine de sondes supplémentaires ont dû être placées en partie à l'extérieur du tracé de rénovation des canalisations, afin de respecter un espacement suffisant pour éviter les interactions thermiques entre les SG.



(a) placement des SG



(b) écart de température dans le sol (rouge = 1K, vert = 4K)

Figure 8-41 : placement des 80 sondes pour le CAD4 et profils de température dans le terrain

Le dimensionnement des conduites de distribution du fluide caloporteur dans les sondes doit maintenant être effectué. Un nombre de 80 sondes implique, à charge nominale, un débit de 200 [m<sup>3</sup>/h]. En imaginant que, sur les 1'000 [m] de parcours qui relient les sondes, chacun des 8 groupes de SG est situé à équidistance l'un de l'autre, on obtient que le débit total diminue de 25 [m<sup>3</sup>/h] tous les 125 [m]. Le diamètre nominal des



conduites peut ainsi être diminué à tous ces intervalles, minimisant la perte de charge totale du système. En passant d'un diamètre interne de 200 [mm] à 150 [mm] pour terminer à 125 [mm], on obtient une puissance de pompage de 44 [kW]. La principale cause de cette grosse puissance est le débit nominal devant être délivré par la pompe, ainsi que par l'addition de toutes les pertes de charges des sections de conduites de distribution et des sondes géothermiques.

## Réseau de distribution de chaleur

Le diamètre et le débit du réseau de distribution de chaleur peuvent ensuite être déterminés en fonction de la différence de température présente dans les échangeurs de chaleur des sous-stations et d'autres propriétés, présentées dans le Tableau 38. La perte de charge maximale du réseau dépend de la perte de charge présente dans le plus gros consommateur du réseau, dont la puissance de chauffe nécessaire est d'environ 100 [kW], pour l'un des bâtiments raccordés au CAD4 communal actuel.

Tableau 38 : données sur la distribution de chaleur

Propriété	Valeur	Unités
<b>ΔT</b> Échangeur sous-station	20	[K]
Température amenée	75	[°C]
<b>ΔP</b> max. sous-station	50'000	[Pa]
Longueur du réseau	750	[m]
Longueur raccordement bâtiment	10	[m]
Diamètre conduite	0.125	[m]

Ces valeurs sont choisies de sorte à concorder avec l'état de l'art ainsi que de manière similaire aux autres dimensionnements pour les CAD5 dans les sections suivantes. L'un des critères de dimensionnement les plus importants concerne le débit, qui va impacter les pertes de charge dans le réseau de distribution et, par conséquent, les coûts d'exploitation des circulateurs. L'Eq 8-1 permet le calcul des pertes de charge dans des conduites cylindriques et lisses [24], et permet d'une part de mettre en évidence l'impact du diamètre de conduite sur la perte de charge ainsi que l'effet très prononcé du débit. Le paramètre principal qui influe sur ce dernier est la différence de température dans les sous-stations. Afin de fournir de l'eau chaude à environ 65 [°C] au niveau du circuit secondaire, un différentiel de 20 [K] peut être défini, menant à un débit nominal de 37 [m<sup>3</sup>/h] environ en utilisant les propriétés de l'eau à 65 [°C]. Dès lors que cette valeur est définie, le diamètre approprié doit être choisi afin de limiter la vitesse d'écoulement, de sorte à obtenir une perte de charge spécifique de 250 [Pa/m] au point de dimensionnement.



$$\Delta P = \frac{\lambda l}{d} * \rho \frac{v^2}{2} \quad Eq\ 8-1$$

En prenant en compte les données précédentes ainsi que la puissance nominale qui doit être distribuée au sein du réseau, un débit nominal de 52 [m<sup>3</sup>/h] est obtenu. Basé sur ce débit, la Figure 8-42 montre la répartition des pertes de charges dans le réseau. Une puissance hydraulique de 7 [kW] est nécessaire pour faire circuler ce débit.

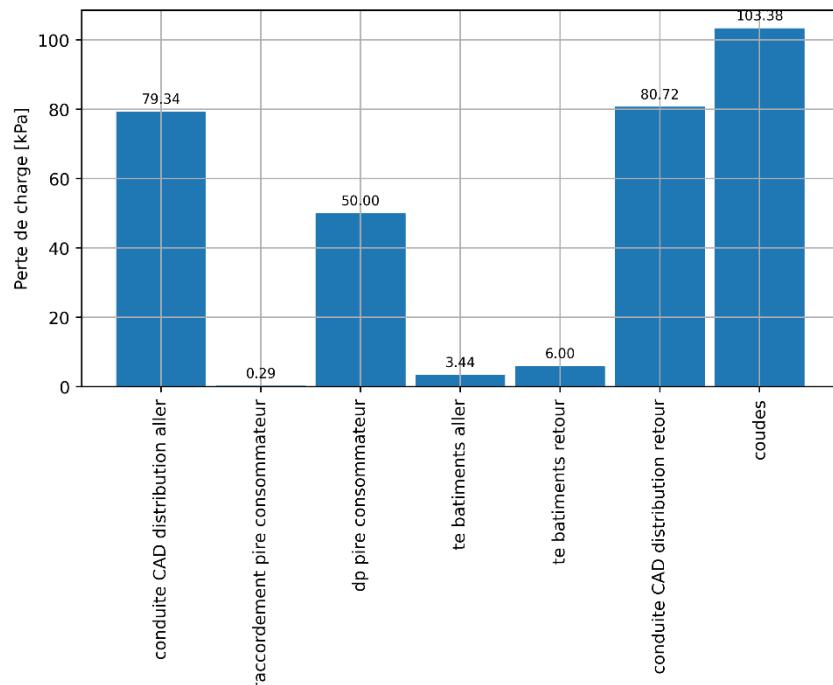


Figure 8-42 : pertes de charge dans la partie distribution du CAD4

Tableau 39: dimensionnement de la distribution de chaleur

Résultats	Valeur	Unités
Débit total	52	[m <sup>3</sup> /h]
Vitesse d'écoulement	1.18	[m/s]
Puissance de pompage ( $\eta = 60\%$ )	7	[kW]

La puissance de pompage et la vitesse d'écoulement résultant de ce dimensionnement sont relativement grandes, impliquant des coûts d'exploitation élevés. Malgré un diamètre nominal peu élevé, un DN125



représente tout de même, avec la plus fine couche d'isolation, un diamètre extérieur de plus de 182 [mm]<sup>19</sup>. Ceci est d'autant moins négligeable qu'un CAD4 nécessite l'installation de deux conduites dans les fouilles, bien que leur diamètre puisse progressivement être réduit après qu'un certain nombre de consommateurs est desservi. La Figure 8-43 permet de visualiser schématiquement l'hydraulique nécessaire au fonctionnement d'une sous-station.

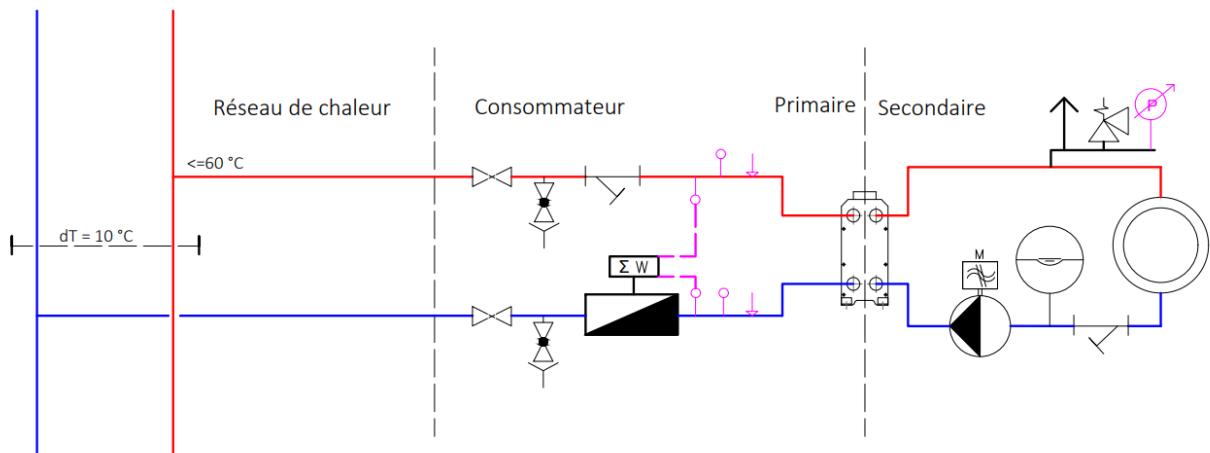


Figure 8-43 : schéma de principe d'une sous-station de CAD4

ment d'une sous-station.

<sup>19</sup> Voir conduits isolées Calpex de BruggPipes



## 8.5.1 Dimensionnement solution individuelle

### Grandvaux individuel

2 SG par bâtiment 35k kWh 15 kW

Huber Energietechnik AG, Zuerich

Norm SIA 384/6 respectée ? Oui (R1, t\_BHE = 10.9 %)

Profondeur des sondes géothermiques = 180.0 m	Chauffage à pleine charge = 15.0 kW
Nombre de sondes géothermiques = 2	COP à pleine charge = 3.80
Espacement entre les sondes = 10.00 m	Chauffage charge partielle = 15.0 kW
Diamètre extérieur de la sonde = 0.0400 m	COP chauffage = 4.20
Diamètre de forage (m) = 0.135 m	Chauffage ECS = 15.0 kW
Conductivité thermique du terrain = 2.40 W/mK	COP pour ECS = 2.80
Résistance sonde géothermique: Ra = 0.401 Km/W	Retrodissement = 2.5 kW
Résistance sonde géothermique: Rb = 0.114 Km/W	EER rafraîchissement = 3.00
Débit dans les sondes = 0.94 kg/s	Chauffage sans ECS/charge de base = 31000 kWh
Perdes de charge dans la sonde aux conditions de dimensionnement = 19889 Pa (lamina	Chauffage eau chaude sanitaire = 3200 kWh
Température de retour minimale des sondes = -2.0 °C	Charge de base de chauffage = 0 kWh
Température de retour maximale des sondes = 15.0 °C	Retrodissement sans charge de base = 1651 kWh
Duree de la simulation [annee] = 50	Charge de base pour retrodissement = 0 kWh
Energie injectée dans les sondes géothermiques = -2090.6 kWh	Charge des sondes = 30.70 kWh
Energie extraite des sondes géothermiques = 25434.2 kWh	Charge des sondes = 65.2 kWh
Puissance d'extraction en fonctionnement continu = 11.05 kW	Fonctionnement continu fin février = 2 d
Température de retour maximale des sondes = 20.0 °C	Difference de température sur les sondes [K] = 3.00 K

Programm EWS, Ver 5.6, Huber Energietechnik AG, Zürich

Huber Energietechnik AG, Zürich / 12/03/2024

Figure 8-44: Dimensionnement d'une sonde individuelle à titre de comparaison



## Plans financiers

### 8.5.2 Plans financiers du CAD4 et CAD5R individuelle

Budget CAD4					
CAD centralisé. Tous les prix sont estimés à partir d'autres soumissions/offres ou du catalogue de prix					
Article		Prix unitaire	Nb. Unités	Prix	
<b>PACs centralisées</b>					
PACs	CHF	220'000.00	4	CHF	880'000.00
Installation PACs (% du prix initial)		50%		CHF	440'000.00
<b>Sondes</b>					
Sondes géothermiques	CHF	20'902.77	80	CHF	1'672'221.25
Chambres sondes	CHF	7'500.00	6	CHF	45'000.00
Equipement chambre	CHF	23'957.00	9	CHF	215'613.00
<b>GC</b>					
Fouilles	CHF	952'500.00	1	CHF	952'500.00
<b>Electrique</b>					
Raccordement électrique centrale (>1500A)	CHF	500'000.00	1	CHF	500'000.00
<b>Centrale 1</b>					
Maçonnerie	CHF	100'000.00		CHF	100'000.00
Equipement (pompe environ 15-20 kW)	CHF	100'000.00		CHF	200'000.00
PAC Air eau	CHF	200'000.00		CHF	200'000.00
<b>Réseau</b>					
Conduites DN125	CHF	440.00	1400	CHF	616'000.00
DN50	CHF	300.00	300	CHF	90'000.00
Réseau pour les sondes				CHF	100'000.00
Passage de mur (avec joint et point fixe)	CHF	1'000.00	60	CHF	60'000.00
<b>Sous-stations</b>					
Groupe chauffage	CHF	1'200.00	48	CHF	57'600.00
Ss-station CAD	CHF	5'000.00	48	CHF	240'000.00
Chauffe-eau	CHF	5'000.00	48	CHF	240'000.00
Installation	CHF	16'000.00	48	CHF	768'000.00
MCR	CHF	5'000.00	48	CHF	240'000.00
<b>Sous-total 1</b>					
Honoraires ingénieur		15%		CHF	1'142'540.14
<b>Sous-total 2</b>					
Subvention	M18		170	CHF	306'000.00
<b>Total après subvention</b>					
				CHF	7'310'934.25

Figure 8-45: budget estimatif CAD4

Figure 8-46: hypothèses pour les plans financiers



Budget CAD5				
CAD décentralisé. Prix soumissionnés.				
Article	Prix unitaire	Nb. Unités	Prix	
<b>PACs bâtiments</b>				
PAC 10 kW	CHF 45'652.00	17	CHF 776'084.00	
PAC 15 kW	CHF 48'247.00	17	CHF 820'199.00	
PAC 20 kW	CHF 49'289.00	12	CHF 591'468.00	
PAC 30 kW	CHF 70'796.00	9	CHF 637'164.00	
PAC 40 kW	CHF 80'000.00	1	CHF 80'000.00	
PAC 60 kW	CHF 97'535.00	1	CHF 97'535.00	
<b>CAD communal</b>				
PAC 140 kW			CHF 243'757.00	
Pose			CHF 54'775.00	
PACs boiler			CHF 52'000.00	
<b>Raccordement électrique</b>				
PACs			CHF 445'644.00	
Centrale 1			CHF 80'355.57	
Centrale 2			CHF 58'047.14	
Chambres sondes			CHF 12'080.00	
<b>Fouilles</b>				
GC			CHF 535'000.00	
<b>Centrale 1</b>				
Equipement			CHF 171'588.00	
Maçonnerie			CHF 100'000.00	
<b>Centrale 2</b>				
PACs air/eau			CHF 119'298.00	
Enerdrapé			CHF 190'000.00	
Equipement			CHF 60'658.00	
<b>Réseau</b>				
Sanitaire			CHF 139'392.00	
<b>Sondes</b>				
Sondes	CHF 20'902.77	64	CHF 1'337'777.00	
Chambres béton	CHF 7'500.00	5	CHF 37'500.00	
Equipement chambres	CHF 23'957.00	8	CHF 191'656.00	
<b>MCR</b>				
Bâtiments simples	CHF 6'579.00	56	CHF 368'424.00	
Bâtiments avec pompes	CHF 7'503.26	5	CHF 37'516.30	
Centrale 1			CHF 12'496.61	
Centrale 2			CHF 23'438.15	
<b>Sous-total 1</b>				<b>CHF 7'273'852.77</b>
<b>Honoraires ingénieur</b>				<b>15% CHF 1'091'077.92</b>
<b>Sous-total 2</b>				<b>CHF 8'364'930.69</b>
M06 (PACs)				CHF 1'027'000.00
M06 (PAC commune)				CHF 87'000.00
<b>Total après subvention</b>				<b>CHF 7'250'930.69</b>

Figure 8-47: budget CAD5R



## Budget solution individuelle

Sondes dimensionnées de façon simplifiée pour 67 habitations de 35'000 kWh/an et environ 15 kW

Article	Prix unitaire	Nb. Unités	Prix
<b>PACs bâtiments</b>			
PAC 10 kW	CHF 45'652.00	17	CHF 776'084.00
PAC 15 kW	CHF 48'247.00	17	CHF 820'199.00
PAC 20 kW	CHF 49'289.00	13	CHF 640'757.00
PAC 30 kW	CHF 70'796.00	11	CHF 778'756.00
PAC 40 kW	CHF 80'000.00	1	CHF 80'000.00
PAC 60 kW	CHF 97'535.00	2	CHF 195'070.00
<b>Raccordement électrique</b>			
PACs			CHF 445'644.00
Centrale 1			CHF 80'355.57
Centrale 2			CHF 58'047.14
Chambres sondes			CHF 12'080.00
<b>Fouilles</b>			
GC			CHF 1'070'000.00
<b>Sondes</b>			
Sondes	CHF 15'120.00	134	CHF 2'026'080.00
Pompes	CHF 1'000.00	67	CHF 67'000.00
<b>Sous-total 1</b>			<b>CHF 7'050'072.71</b>
Honoraires ingénieur	15%		CHF 1'057'510.91
<b>Sous-total 2</b>			<b>CHF 8'107'583.62</b>
M06 (PACs)			CHF 1'027'000.00
M06 (PAC commune)			CHF 87'000.00
<b>Total après subvention</b>			<b>CHF 6'993'583.62</b>

Figure 8-48: budget individuelle



Budget CAD4	CHF	7'310'934.25
Budget CAD5	CHF	7'250'930.69
Budget individuel	CHF	6'993'583.62
Budget PAC CAD4	CHF	1'320'000.00
Budget PAC CAD5	CHF	3'002'450.00
Budget PACs individuel	CHF	3'290'866.00
Réinvestissement PAC 25 ans	oui	
Période amortissement		50
Taux intérêts		2.5%
Prix kWh électrique		0.33
Nb kWh thermiques nécessaires		2300000
Pertes CAD4		15%
Entretien		2%
COP CAD4		3
COP CAD5		3.7
Puissance autres CAD4		81
Puissance autre CAD5		28
Puissance autres individuel		67
kWh thermiques régén CAD4		500000
kWh thermiques régén CAD5		300000
Heures fonctionnement pompes		2500

Figure 8-49: hypothèses pour les plans financiers



## CAD4

Année	Amortissement	Emprunt	Amortissement PAC	Emprunt PAC	Intérêt	Coûts fixes	Électricité PACs	Électricité pompes	Électricité régénération	Nb kWh thermiques produits	Total	Prix/kWh
1 CHF	CHF S'990'934.25	CHF 3'055'376.47	CHF 42'240.00	CHF 549'120.00	CHF 90'112.41	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 677'596.10	CHF 0.2946
2 CHF	119'818.69	CHF 5'971'115.57	CHF 52'800.00	CHF 1'320'000.00	CHF 182'773.36	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 776'501.57	CHF 0.34
3 CHF	119'818.69	CHF 5'751'220.50	CHF 52'800.00	CHF 1'214'000.00	CHF 174'142.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 772'111.00	CHF 0.34
4 CHF	119'818.69	CHF 5'531'325.50	CHF 52'800.00	CHF 1'108'000.00	CHF 165'511.49	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 767'070.64	CHF 0.33
5 CHF	119'818.69	CHF 5'311'659.51	CHF 52'800.00	CHF 1'003'200.00	CHF 161'196.02	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 763'555.17	CHF 0.33
6 CHF	119'818.69	CHF 5'931'840.83	CHF 52'800.00	CHF 1'056'000.00	CHF 156'880.55	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 759'239.71	CHF 0.33
7 CHF	119'818.69	CHF 5'727'022.14	CHF 52'800.00	CHF 1'003'200.00	CHF 152'565.09	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 754'924.24	CHF 0.33
8 CHF	119'818.69	CHF 5'152'203.46	CHF 52'800.00	CHF 950'400.00	CHF 158'249.40	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 750'608.77	CHF 0.33
9 CHF	119'818.69	CHF 5'032'384.77	CHF 52'800.00	CHF 897'600.00	CHF 154'815.15	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 746'293.30	CHF 0.32
10 CHF	119'818.69	CHF 4'912'561.08	CHF 52'800.00	CHF 845'000.00	CHF 151'485.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 741'488.00	CHF 0.32
11 CHF	119'818.69	CHF 5'932'743.40	CHF 52'800.00	CHF 732'200.00	CHF 139'518.69	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 737'662.37	CHF 0.31
12 CHF	119'818.69	CHF 4'672'928.72	CHF 52'800.00	CHF 739'200.00	CHF 135'303.22	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 733'146.90	CHF 0.32
13 CHF	119'818.69	CHF 4'553'110.03	CHF 52'800.00	CHF 686'400.00	CHF 130'987.75	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 729'031.44	CHF 0.32
14 CHF	119'818.69	CHF 4'433'291.35	CHF 52'800.00	CHF 633'600.00	CHF 126'672.28	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 724'715.97	CHF 0.32
15 CHF	119'818.69	CHF 4'313'472.66	CHF 52'800.00	CHF 589'800.00	CHF 122'356.82	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 720'400.50	CHF 0.31
16 CHF	119'818.69	CHF 4'193'654.00	CHF 52'800.00	CHF 536'000.00	CHF 118'040.47	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 719'303.00	CHF 0.31
17 CHF	119'818.69	CHF 4'073'835.20	CHF 52'800.00	CHF 479'200.00	CHF 113'735.88	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 717'695.57	CHF 0.31
18 CHF	119'818.69	CHF 3'947'016.61	CHF 52'800.00	CHF 422'200.00	CHF 109'410.42	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 707'454.10	CHF 0.31
19 CHF	119'818.69	CHF 3'827'193.92	CHF 52'800.00	CHF 387'400.00	CHF 105'094.95	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 703'138.63	CHF 0.31
20 CHF	119'818.69	CHF 3'714'379.24	CHF 52'800.00	CHF 316'800.00	CHF 100'779.48	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 698'232.17	CHF 0.30
21 CHF	119'818.69	CHF 3'594'660.00	CHF 52'800.00	CHF 264'000.00	CHF 96'464.01	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 694'464.00	CHF 0.30
22 CHF	119'818.69	CHF 3'474'938.25	CHF 52'800.00	CHF 219'200.00	CHF 92'156.50	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 690'232.23	CHF 0.30
23 CHF	119'818.69	CHF 3'354'218.50	CHF 52'800.00	CHF 159'400.00	CHF 87'833.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 685'976.76	CHF 0.30
24 CHF	119'818.69	CHF 3'235'450.50	CHF 52'800.00	CHF 105'500.00	CHF 83'517.61	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 681'563.30	CHF 0.30
25 CHF	119'818.69	CHF 3'115'285.81	CHF 52'800.00	CHF 97'200.00	CHF 79'202.15	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 677'245.83	CHF 0.29
26 CHF	119'818.69	CHF 2'995'467.13	CHF 52'800.00	CHF 131'680.00	CHF 94'686.88	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 671'010.36	CHF 0.29
27 CHF	119'818.69	CHF 2'875'948.44	CHF 52'800.00	CHF 118'740.00	CHF 90'899.21	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 667'932.09	CHF 0.29
28 CHF	119'818.69	CHF 2'755'929.76	CHF 52'800.00	CHF 115'840.00	CHF 87'741.74	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 664'143.43	CHF 0.29
29 CHF	119'818.69	CHF 2'635'905.00	CHF 52'800.00	CHF 111'940.00	CHF 83'344.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 660'247.96	CHF 0.29
30 CHF	119'818.69	CHF 2'516'192.38	CHF 52'800.00	CHF 106'040.00	CHF 79'202.40	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 656'160.49	CHF 0.29
31 CHF	119'818.69	CHF 2'396'373.70	CHF 52'800.00	CHF 633'600.00	CHF 75'749.34	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 652'673.03	CHF 0.28
32 CHF	119'818.69	CHF 2'276'555.02	CHF 52'800.00	CHF 601'920.00	CHF 71'961.88	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 648'885.56	CHF 0.28
33 CHF	119'818.69	CHF 2'156'733.33	CHF 52'800.00	CHF 570'240.00	CHF 68'174.41	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 645'908.09	CHF 0.28
34 CHF	119'818.69	CHF 2'036'917.65	CHF 52'800.00	CHF 538'560.00	CHF 64'386.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 641'592.63	CHF 0.28
35 CHF	119'818.69	CHF 1'917'101.97	CHF 52'800.00	CHF 508'840.00	CHF 60'474.47	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 637'322.16	CHF 0.28
36 CHF	119'818.69	CHF 1'797'380.28	CHF 52'800.00	CHF 475'800.00	CHF 56'913.01	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 633'735.69	CHF 0.28
37 CHF	119'818.69	CHF 1'677'440.58	CHF 52'800.00	CHF 443'520.00	CHF 53'024.54	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 629'948.22	CHF 0.27
38 CHF	119'818.69	CHF 1'557'642.91	CHF 52'800.00	CHF 411'840.00	CHF 49'237.07	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 626'160.76	CHF 0.27
39 CHF	119'818.69	CHF 1'437'822.24	CHF 52'800.00	CHF 380'160.00	CHF 45'486.61	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 622'373.29	CHF 0.27
40 CHF	119'818.69	CHF 1'317'000.56	CHF 52'800.00	CHF 348'700.00	CHF 41'652.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 618'740.88	CHF 0.27
41 CHF	119'818.69	CHF 1'196'185.86	CHF 52'800.00	CHF 308'000.00	CHF 37'674.07	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 609'232.37	CHF 0.27
42 CHF	119'818.69	CHF 1'075'361.17	CHF 52'800.00	CHF 285'120.00	CHF 34'397.20	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 611'109.89	CHF 0.27
43 CHF	119'818.69	CHF 955'648.48	CHF 52'800.00	CHF 265'900.00	CHF 30'299.74	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 607'723.42	CHF 0.26
44 CHF	119'818.69	CHF 835'924.80	CHF 52'800.00	CHF 245'300.00	CHF 26'949.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 603'495.35	CHF 0.26
45 CHF	119'818.69	CHF 712'095.96	CHF 52'800.00	CHF 220'900.00	CHF 24'016.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 622'744.66	CHF 0.27
46 CHF	119'818.69	CHF 692'375.20	CHF 52'800.00	CHF 202'800.00	CHF 19'842.47	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 617'347.97	CHF 0.27
47 CHF	119'818.69	CHF 672'655.45	CHF 52'800.00	CHF 182'700.00	CHF 19'217.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 612'728.18	CHF 0.27
48 CHF	119'818.69	CHF 652'935.70	CHF 52'800.00	CHF 162'600.00	CHF 18'645.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 609'553.59	CHF 0.27
49 CHF	119'818.69	CHF 632'603.37	CHF 52'800.00	CHF 142'400.00	CHF 18'065.00	CHF 26'400.00	CHF 290'950.00	CHF 66'825.00	CHF 4'1250.00	2'645'000.00	CHF 604'126.90	CHF 0.27
50 CHF	119'818.69	CHF 612'880.61	CHF 5									



Année	Amortissement	Emprunt	Amortissement PAC	Emprunt PAC	Intérêt	Coûts fixes	Électricité PAC1	Électricité pompe	Électricité régénération	Nb kWh thermiques produits	Total	Prix/kWh
	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF	CHF
1 CHF	5'702'17.62	CHF	94'419'293.60	CHF	2'300'864.00	CHF	1'256'756.76	CHF	2'763'750.00	CHF	2'315'208.78	CHF
2 CHF		CHF	74'054.35	CHF	121'934.46	CHF	65'817.32	CHF	50'275.00	CHF	706'756.04	CHF
3 CHF		CHF	74'054.35	CHF	121'934.46	CHF	65'817.32	CHF	50'275.00	CHF	703'113.31	CHF
4 CHF		CHF	74'054.35	CHF	3'554'628.21	CHF	131'634.64	CHF	3'027'596.72	CHF	694'473.59	CHF
5 CHF		CHF	74'054.35	CHF	3'480'554.56	CHF	131'634.64	CHF	2'895'962.08	CHF	691'139.36	CHF
6 CHF		CHF	74'054.35	CHF	121'934.46	CHF	65'817.32	CHF	50'275.00	CHF	589'213.29	CHF
7 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'332'445.49	CHF	131'634.64	CHF	2'732'933.80	CHF	681'044.91	CHF
8 CHF		CHF	74'054.35	CHF	121'934.46	CHF	65'817.32	CHF	50'275.00	CHF	679'360.69	CHF
9 CHF		CHF	74'054.35	CHF	3'184'721.15	CHF	131'634.64	CHF	2'709'421.52	CHF	679'360.69	CHF
10 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'903'223.29	CHF	131'634.64	CHF	2'025'134.32	CHF	669'343.24	CHF
11 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'803'228.04	CHF	131'634.64	CHF	2'025'134.32	CHF	669'343.24	CHF
12 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'802'714.74	CHF	131'634.64	CHF	2'025'134.32	CHF	669'343.24	CHF
13 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'814'065.34	CHF	131'634.64	CHF	2'711'250.32	CHF	645'700.34	CHF
14 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'808'596.49	CHF	131'634.64	CHF	1'579'615.00	CHF	645'700.34	CHF
15 CHF		CHF	74'054.35	CHF	121'934.46	CHF	65'817.32	CHF	50'275.00	CHF	634'764.89	CHF
16 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'591'902.15	CHF	131'634.64	CHF	97'062.44	CHF	629'252.67	CHF
17 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'703'250.25	CHF	131'634.64	CHF	2'025'134.32	CHF	624'403.07	CHF
18 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'445'739.43	CHF	131'634.64	CHF	1'384'711.22	CHF	619'332.32	CHF
19 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'369'738.28	CHF	131'634.64	CHF	92'442.48	CHF	614'355.99	CHF
20 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'395'684.02	CHF	131'634.64	CHF	789'807.84	CHF	609'053.77	CHF
21 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'079'521.19	CHF	131'634.64	CHF	7'030'634.90	CHF	593'815.54	CHF
22 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'147'576.24	CHF	131'634.64	CHF	66'852.87	CHF	589'760.32	CHF
23 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'079'521.19	CHF	131'634.64	CHF	65'817.32	CHF	589'760.32	CHF
24 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'925'413.16	CHF	131'634.64	CHF	51'426.44	CHF	583'342.64	CHF
25 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'851'521.41	CHF	131'634.64	CHF	50'275.00	CHF	574'900.55	CHF
26 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'808'704.40	CHF	131'634.64	CHF	9'916.44	CHF	573'903.52	CHF
27 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'703'250.25	CHF	131'634.64	CHF	87'995.20	CHF	567'720.79	CHF
28 CHF		CHF	74'054.35	CHF	7'030'78.78	CHF	131'634.64	CHF	2'025'134.32	CHF	567'720.79	CHF
29 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'629'159.75	CHF	131'634.64	CHF	84'169.32	CHF	563'410.92	CHF
30 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'079'521.19	CHF	131'634.64	CHF	2'025'134.32	CHF	559'964.24	CHF
31 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'481'078.74	CHF	131'634.64	CHF	76'517.57	CHF	555'700.16	CHF
32 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'407'032.09	CHF	131'634.64	CHF	72'691.69	CHF	551'954.28	CHF
33 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'079'521.19	CHF	131'634.64	CHF	68'090.93	CHF	545'432.84	CHF
34 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'258'923.99	CHF	131'634.64	CHF	65'817.32	CHF	544'430.52	CHF
35 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'184'869.64	CHF	131'634.64	CHF	61'214.56	CHF	540'476.65	CHF
36 CHF		CHF	74'054.35	CHF	2'079'521.19	CHF	131'634.64	CHF	57'736.42	CHF	538'937.73	CHF
37 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'038'760.59	CHF	131'634.64	CHF	53'562.39	CHF	532'324.89	CHF
38 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'205'730.78	CHF	131'634.64	CHF	20'515.14	CHF	528'990.05	CHF
39 CHF		CHF	74'054.35	CHF	1'823'706.40	CHF	131'634.64	CHF	49'456.44	CHF	525'131.23	CHF
40 CHF		CHF	74'054.35	CHF	814'597.04	CHF	131'634.64	CHF	41'854.66	CHF	521'341.23	CHF
41 CHF		CHF	74'054.35	CHF	740'543.19	CHF	131'634.64	CHF	38'258.78	CHF	517'512.18	CHF
42 CHF		CHF	74'054.35	CHF	658'000.00	CHF	131'634.64	CHF	34'094.27	CHF	513'950.50	CHF
43 CHF		CHF	74'054.35	CHF	592'434.40	CHF	131'634.64	CHF	30'607.63	CHF	509'869.62	CHF
44 CHF		CHF	74'054.35	CHF	518'580.47	CHF	131'634.64	CHF	26'781.15	CHF	506'043.74	CHF
45 CHF		CHF	74'054.35	CHF	444'731.00	CHF	131'634.64	CHF	23'900.00	CHF	502'332.03	CHF
46 CHF		CHF	74'054.35	CHF	307'221.76	CHF	131'634.64	CHF	19'129.39	CHF	503'755.98	CHF
47 CHF		CHF	74'054.35	CHF	296'217.41	CHF	131'634.64	CHF	15'303.51	CHF	498'391.98	CHF
48 CHF		CHF	74'054.35	CHF	233'706.24	CHF	131'634.64	CHF	11'496.00	CHF	494'546.11	CHF
49 CHF		CHF	74'054.35	CHF	348'108.35	CHF	131'634.64	CHF	7'051.76	CHF	490'935.32	CHF
50 CHF		CHF	74'054.35	CHF	74'054.35	CHF	131'634.64	CHF	3'025.88	CHF	489'944.35	CHF

Figure 8-51 : comparaison financière entre CAD4 et CAD5



### 8.5.3 Plan financier des différentes variantes solaires

<b>Variante solaire thermique</b>		Production chaleur		CHF 354'000.00 (enerdrapé, PAC air/eau, eaux usées)	0.470588235
Nombre tubes	380				
Production annuelle	118'768.00 kWh				
Consommation énergie pompes	140 kWh				
Prix	CHF 566'800.00				
<b>Variante hybride</b>		Amortissements		PV thermique hybride	
Nombre tubes	380	CHF 569'000.00	CHF 42'675.000	CHF 669'800.00	CHF 50'235.000
Production annuelle thermique	74'230.00 kWh	CHF 540'550.000	CHF 41'963.750	CHF 636'310.00	CHF 49'397.750
Production annuelle électrique	20'000.00 kWh	CHF 512'100.000	CHF 41'252.500	CHF 602'820.00	CHF 48'560.500
Consommation énergie pompes	100 kWh	CHF 483'650.000	CHF 40'541.250	CHF 569'330.00	CHF 47'723.250
Prix	CHF 542'000.00	CHF 455'200.000	CHF 39'830.000	CHF 535'840.00	CHF 46'886.000
carport et pergolas	111000	CHF 426'750.000	CHF 39'118.750	CHF 502'350.00	CHF 46'048.750
		CHF 398'300.000	CHF 38'407.500	CHF 468'860.00	CHF 45'211.500
		CHF 369'850.000	CHF 37'696.250	CHF 435'370.00	CHF 44'374.250
		CHF 341'400.000	CHF 36'985.000	CHF 401'880.00	CHF 43'537.000
		CHF 312'950.000	CHF 36'273.750	CHF 368'390.00	CHF 42'699.750
		CHF 284'500.000	CHF 35'562.500	CHF 334'900.00	CHF 41'862.500
		CHF 256'050.000	CHF 34'851.250	CHF 301'410.00	CHF 41'025.250
		CHF 227'600.000	CHF 34'140.000	CHF 267'920.00	CHF 40'188.000
		CHF 199'150.000	CHF 33'428.750	CHF 234'430.00	CHF 39'350.750
		CHF 170'700.000	CHF 32'717.500	CHF 200'940.00	CHF 38'513.500
		CHF 142'250.000	CHF 32'006.250	CHF 167'450.00	CHF 37'676.250
		CHF 113'800.000	CHF 31'295.000	CHF 133'960.00	CHF 36'839.000
		CHF 85'350.000	CHF 30'583.750	CHF 100'470.00	CHF 36'001.750
		CHF 56'900.000	CHF 29'872.500	CHF 66'980.00	CHF 35'164.500
		CHF 28'450.000	CHF 29'161.250	CHF 33'490.00	CHF 34'327.250
		CHF -	CHF 28'450.000	CHF -	CHF 33'490.000
				CHF 35'562.500	CHF 41'862.500
					CHF 44'062.500
				CHF 36'112.500	CHF 54'695.833
					CHF 53'009.167

Figure 8-52 : comparaison économique des solutions solaires pour la centrale n°2



## 8.6 Plan financier CAD5R

Element	Prix unitaire	Nb. Unités	Total
<b>Capitaux</b>			<b>CHF 8'534'244.35</b>
PACs bâtiments			CHF 4'150'450.00
PAC 10 kW	CHF 45'652.00	17 CHF	776'084.00
PAC 15 kW	CHF 48'247.00	17 CHF	820'199.00
PAC 20 kW	CHF 49'289.00	12 CHF	591'468.00
PAC 30 kW	CHF 70'796.00	3 CHF	637'164.00
PAC 40 kW	CHF 80'000.00	1 CHF	80'000.00
PAC 60 kW	CHF 97'535.00	1 CHF	97'535.00
Compteurs de chaleur free-cooling	CHF 500.00	56 CHF	28'000.00
	CHF 20'000.00	56 CHF	1120'000.00
<b>CAD communal</b>			<b>CHF 350'532.00</b>
PAC 140 kW			CHF 243'757.00
Pose			CHF 54'775.00
PACs boiler			CHF 52'000.00
<b>Raccordement électrique</b>			<b>CHF 750'632.29</b>
PACs			CHF 600'149.58
Centrale 1			CHF 80'355.57
Centrale 2			CHF 58'047.14
Chambres sondes			CHF 12'080.00
<b>Fouilles</b>			<b>CHF 535'000.00</b>
GC			CHF 535'000.00
<b>Centrale 1</b>			<b>CHF 271'588.00</b>
Équipement			CHF 171'588.00
Métonnerie			CHF 100'000.00
<b>Centrale 2</b>			<b>CHF 354'158.00</b>
PACs air/eau			CHF 103'500.00
Enerdrope			CHF 190'000.00
Équipement			CHF 60'658.00
<b>Réseau</b>			<b>CHF 139'392.00</b>
Sanitaire			CHF 139'392.00
<b>Sondes</b>			<b>CHF 1'566'933.00</b>
Sondes	CHF 20'902.77	64 CHF	1'337'777.00
Chambres béton	CHF 7'500.00	5 CHF	37'500.00
Équipement chambres	CHF 23'957.00	8 CHF	191'656.00
<b>MCR</b>			<b>CHF 415'559.06</b>
Bâtiments simples	CHF 6'579.00	52 CHF	342'108.00
Bâtiments avec pompes	CHF 7'503.26	5 CHF	37'516.30
Centrale 1			CHF 12'436.61
Centrale 2			CHF 23'438.15
<b>Ingénierie</b>			<b>CHF 1'554'760.05</b>
Taux honoraires	CHF 8'534'244.35	10.25% CHF	1'554'760.05
<b>Subventions</b>			<b>CHF -1'114'000.00</b>
M06 (PACs)			CHF 1'027'000.00
M06 (PAC commune)			CHF 87'000.00
<b>Imprevus</b>			<b>CHF 504'450.22</b>
Divers		5%	CHF 504'450.22
<b>Total investissement</b>			<b>CHF 9'479'454.62</b>

Figure 8-53 : budget du CAD5R



Figure 8-54 : plan financier du CAD5R sur 50 ans. Il y a 4 figures sur 4 lignes, et chaque colonne correspond à une année



## 8.7 Infrastructures et budget de la centrale 2

Le site de la centrale 2 comporte quatre zones munies d'installations solaires. Le bâtiment du parking PCI équipé sur ses pans nord et sud. Ensuite, deux carports (à droite du bâtiment) ainsi qu'une pergola (en dessous du bâtiment) sont construits pour accueillir des installations solaires. Les panneaux solaires sélectionnés ont une puissance crête de 435 W et 127 modules sont installés sur le site soit 55,2 kW et 63'000 kWh de production annuelle. Le montant total des installations solaires pour la centrale 2 est de 212'850 CHF. Le coût de construction des carports et de la pergola est compris dans ce montant et est de 109'925 CHF. L'ensemble des coûts est détaillé dans le budget ci-dessous :

Tableau 40: Budget total des installations solaires pour la centrale 2

Budget Installation Solaire	Centrale 2
Carport	38'850
E-carport	18'650
Pergola	52'425
Structure	15'240
Modules	25'400
Onduleurs	7'158
DC/AC	5'200
Montage	19'336
Admin/Certification	3'000
Sécurité	7'000
Divers & Imprévus	8'233
AO/Suivi de travaux	12'350
<b>Total</b>	<b>212'843</b>
<b>Total [CHF/W] TTC</b>	<b>3,85</b>
<b>Subventions</b>	<b>19'575</b>
<b>Total investissement</b>	<b>193'268</b>

## 8.8 Réseau standard

L'implémentation de panneaux solaires est moyen efficace pour subvenir aux besoins énergétiques du CAD tout en réduisant sa dépendance au réseau électrique. De plus, l'énergie solaire apporte des tarifs de l'électricité stables et avantageux, assure l'introduction d'énergie renouvelable dans le mix électrique utilisé par le réseau anergie et s'inscrit dans la continuité de la décarbonisation du secteur énergétique du bâtiment.

Deux facteurs limitent le bon fonctionnement et l'optimisation d'un tel système. D'une part, seule une partie des bâtiments est munie d'installation PV et peut accéder à la production d'électricité solaire. De l'autre, les profils de consommation et de production ne sont pas tout le temps alignés, ce qui limite la part d'électricité solaire consommée localement par le CAD. Les gains énergétiques et économiques d'un tel système sont limités [25] et un travail d'optimisation doit être effectué.

Une première proposition permettant d'adresser ce problème est de considérer le CAD et ses infrastructures comme une batterie thermique. Le surplus d'énergie renouvelable, notamment en été, est utilisé pour générer



des réserves de chaleur ou de froid et peut être utilisé quand une demande énergétique de la part des prosommateurs est exprimée [26]. A une échelle temporelle plus courte, il serait également possible de stocker de l'énergie thermique dans l'enveloppe même du bâtiment ou dans un accumulateur externe lorsqu'il y a un excédent. Cependant, la performance énergétique de l'isolation thermique de l'enveloppe des bâtiments du village est très faible et rend cette idée inopérable. De plus, les bâtiments sont inscrits aux patrimoines de l'Unesco et des règles assez restrictives limite l'amélioration de l'isolation de ces derniers.

Une deuxième proposition est de connecter tous les participants du CAD sous forme de regroupement de consommation. De cette manière, l'électricité générée par le solaire est rendue accessible à l'ensemble du CAD. De plus, l'interconnexion entre les prosommateurs facilite l'implémentation d'une gestion centralisée du CAD. Une telle gestion permet d'établir des profils de consommation électriques optimisés. Cette optimisation est basée sur le profil de production solaire et l'amélioration de sa consommation au sein du réseau anergie.

## 8.9 Grandvaux

La planification du réseau électrique de Grandvaux s'inscrit dans la démarche décrite ci-dessus. Des installations solaires seront implantées sur les toitures de plusieurs bâtiments. Différentes variantes de raccordements électriques sont explorées selon les principes de la deuxième proposition afin d'améliorer l'utilisation de l'électricité solaire.

A défaut de créer des réserves de chaleur, le surplus d'énergie solaire est utilisé pour décharger l'utilisation de la géothermie ainsi que pour régénérer les sols. Ces opérations sont effectuées à l'aide des infrastructures de la centrale 2. En hivers, le surplus d'électricité solaire permet de réchauffer la boucle anergie et par conséquent de limiter l'utilisation de la géothermie. En été, le surplus solaire sert à régénérer les sols et limite le risque de gels des sols après 50 ans d'utilisation des ressources géothermiques.

### 8.9.1 Solaire

Le village de Grandvaux est soumis à un cadastre mis en place durant cette étude afin de permettre un ajout de solaire PV. Les toitures des bâtiments sont répertoriées selon quatre degrés de visibilité comme présenté sur la figure ci-dessous :



Figure 8-55 : Cadastre solaire de Grandvaux

Les technologies solaires autorisées sont catégorisées pour chaque degré de visibilité. Plus le degré de visibilité est élevé, plus la technologie doit se mimétiser à l'apparence de la toiture du bâtiment. Cela a des répercussions sur les performances et le prix d'achat des modules solaires. La Figure 8-56 présente une tuile solaire. Ce module solaire est autorisé sur tous les toits de Grandvaux et peut produire jusqu'à  $95 \text{ Wc/m}^2$ . Cette technologie est utilisée pour modéliser la puissance solaire disponible dans le village de Grandvaux. Au total,  $10'156 \text{ m}^2$  sont disponibles sur les toitures des bâtiments. Il est supposé que 45 %<sup>20</sup> de cette surface est exploitée, représentant une puissance solaire de 426 kWc.

---

<sup>20</sup>Ce pourcentage correspond à l'ensemble des toitures classées en degré de visibilité faible, hormis les bâtiments communaux. Il est supposé que l'entier de ces surfaces sera équipé de modules solaires.



Figure 8-56 : Tuile solaire de Freesuns (SOLARIS™ VDIAMOND TERRACOTTA)

Un deuxième site de production solaire vient agrémenter les installations en toitures des bâtiments. Le site est localisé en dehors des limites du cadastre et peut bénéficier de technologies solaires conventionnelles. La puissance du site s'élève à 55 kWc (127 panneaux solaires) et génère annuellement 63'000 kWh. Ce site est dénommé dans le rapport comme centrale 2 et est présenté sur la Figure 8-57. Le montant total des installations solaires pour la centrale 2 est de 212'850 CHF. Plus de détails et un budget complet relatif aux infrastructures de cette centrale figure en annexe 8.7.



Figure 8-57 : Calepinage de la centrale 2

Les modules photovoltaïques sont privilégiés aux modules thermiques dans le cadre d'un réseau anergie comme discuté auparavant. Le PV peut alimenter des pompes à chaleur dont la température de sortie peut être contrôlée afin de satisfaire au mieux les besoins du CAD. De plus, les PAC présentent un meilleur coefficient de performance (COP) lorsque la température d'entrée et de sortie sont proches. Les modules PV peuvent aussi alimenter en électricité les différents appareils contenus dans la centrale 2 servant au fonctionnement du CAD. Pour ces raisons, la centrale 2 est uniquement équipée de modules photovoltaïques.



## 8.10 Réseaux électriques et regroupements de consommations

Trois variantes de raccordement électrique sont étudiées. Premièrement, un raccordement électrique standard ou les prosommateurs utilisent le réseau électrique actuel (qui doit être renforcé) et sont indépendants entre eux. La vente et l'achat d'électricité ne sont pas possibles entre consommateurs et se font uniquement par le biais du gestionnaire de réseau de distribution (GRD) local. Ensuite, deux variantes de regroupement de consommation sont explorées sous forme de communauté électrique locale (CEL) et regroupement pour la consommation propre (RCP). Les regroupements permettent et favorisent le commerce d'électricité entre prosommateurs en parallèle à la fourniture d'électricité qui est gérée par le GRD.

### 8.10.1 Réseau standard

Dans ce système, tous les consommateurs sont représentés auprès du GRD comme des consommateurs finaux uniques. Les bâtiments munis d'une installation solaire peuvent consommer ou vendre au GRD l'électricité produite. Les bâtiments sans installation solaire prélèvent leur électricité auprès du GRD. La vente et l'achat entre propriétaires de surplus solaire ne sont pas possibles avec ce type de raccordement, car aucune infrastructure n'est mise en place pour rendre ces transactions possibles. Le surplus solaire est uniquement revendu au GRD. Il est à noter que, lors du prélèvement d'électricité auprès du GRD, les prosommateurs ont la possibilité de consommer l'électricité provenant du surplus solaire. Par contre, celle-ci sera vendue au tarif habituel et les prosommateurs ne bénéficieront pas d'avantage à la consommer. Les détails techniques des infrastructures du réseau ainsi que le raccordement des bâtiments au réseau figurent en annexe 8.12.5. La méthode de comptage de l'électricité pour un réseau standard figurent également en annexe 8.12.6.

Le CAD repose sur le réseau électrique de Grandvaux qui doit être renforcé pour soutenir les nouvelles puissances électriques. La taxe d'augmentation de puissance et les modifications intérieures sont à charge du propriétaire. L'architecture du réseau actuel peut être conservée et l'adaptation du réseau est entièrement à la charge du GRD dans ce cas (inclus dans la taxe de raccordement et coût au kWh). La Figure 8-60 présente les principaux axes du réseau qui doivent être transformés.

### 8.10.2 Regroupement pour la consommation propre (RCP)

Selon le guide pratique de la consommation propre [27], la consommation propre désigne la consommation directe d'électricité simultanément à la production sur le lieu de production. Cela comprend également les systèmes de stockage pour la consommation en différé de la production locale. Un regroupement pour la consommation propre vise à rassembler différents prosommateurs afin d'augmenter le niveau de consommation propre au sein de la communauté.

Un nouveau réseau électrique doit être construit pour créer un RCP entre les différents prosommateurs. Ce nouveau réseau, communément appelé microgrid, est raccordé au réseau du GRD par le biais d'une introduction unique. L'ensemble du regroupement est considéré comme un consommateur final unique auprès du GRD, ce qui constitue une différence majeure avec un réseau standard où chaque prosommateur est reconnu comme un consommateur finale unique. Le GRD se charge de mesurer la consommation et production totale du RCP au point de raccordement au réseau. La consommation soutirée au réseau électrique reste facturée par le GRD. Un administrateur, élu par le regroupement, se charge de répartir la facturation émise par le GRD aux différents membres du RCP en prenant en compte la consommation propre de chacun d'entre eux. Ce type de regroupement peut bénéficier de différents avantages sur les tarifs de l'électricité. Le RCP peut



accéder au marché libre de l'électricité si sa consommation finale dépasse les 100 MWh par an<sup>21</sup>. Il peut également accéder à de l'électricité en moyenne tension si sa consommation finale est supérieure à 1,5 GWh par an et si sa puissance est d'au moins 500 kW<sup>22</sup>.

Dans le cadre du CAD de Grandvaux, le RCP est réalisé avec des installations solaires et ne comporte pas de systèmes de stockage électrique. Il donne accès à de l'électricité solaire, produite par des installations au sein du regroupement, à des prosommateurs qui, de base, ne possèdent pas d'installation PV. La consommation annuelle du regroupement est supérieure à 100 MWh par an et permet d'accéder au marché libre de l'électricité. L'électricité sera prélevée en basse tension auprès du GRD, car les conditions moyenne tension pour y accéder ne sont pas satisfaites. Finalement, la facturation de la consommation électrique est attribuée à une société tierce du type Climkit<sup>23</sup>.

La section 8.13.1 des annexes contient l'ensemble des informations relatives au microgrid créé pour le CAD de Grandvaux. Cela comprend les principes de fonctionnement, les infrastructures et budgets nécessaires pour réaliser un tel réseau. Le financement du microgrid est effectué par une société privée qui sera la détentrice de ce réseau. Le raccordement des bâtiments au microgrid suit le même principe que le raccordement des bâtiments à un réseau standard (annexe 8.12.5). Les explications relatives au comptage de l'électricité au sein des bâtiments figurent également en annexe 8.13.2 du document.

La possibilité d'achat et de vente d'énergie solaire au sein du regroupement de consommation facilite la mise en place d'une gestion centralisée du CAD. Une telle gestion permet la création de profils de consommation optimisés pour chaque acteur et permet l'amélioration du fonctionnement du CAD. Les demandes thermiques et électriques peuvent être contrôlées de manière à ne pas surcharger le CAD et le réseau électrique.

Un RCP permet d'augmenter le taux d'autoconsommation globale de Grandvaux. D'une part, tous les prosommateurs ont accès à l'énergie solaire et de l'autre, les profils de consommations peuvent être conçus de manière à maximiser l'utilisation d'électricité solaire.

Ce regroupement a l'avantage de bénéficier de tarifs de l'électricité plus avantageux pour l'ensemble de ses consommateurs par rapport à un réseau électrique standard en raison de l'accès au marché libre. Par contre, des travaux de grande ampleur doivent être effectués afin de créer le nouveau réseau nécessaire au fonctionnement du RCP.

### 8.10.3 Communauté électrique locale (CEL)

Le regroupement sous forme de communauté électrique locale est en cours de législation et sera ajouté dans les modifications de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité. Certains aspects de cette loi ne sont pas encore édités et des hypothèses doivent être établies.

Une CEL s'adresse aux consommateurs finaux, aux producteurs d'électricité issue des énergies renouvelables et les gestionnaires d'installation de stockage souhaitant se regrouper afin de commercialisé au sein de cette

---

<sup>21</sup> <https://www.romande-energie.ch/vous-etes-une-commune/offres-d-energie/offres-d-energie-sur-le-marche-libre-communes>

<sup>22</sup> <https://www.romande-energie.ch/entreprises/services-energetiques-entreprises/stations-moyenne-tension#:~:text=Toute%20entreprise%20consommant%20plus%20de,%C3%A9nergie%C3%A9tique%20sans%20risque%20de%20rupture.>

<sup>23</sup> <https://www.climkit.io/fr/community/>



communauté l'électricité qu'ils ont eux-mêmes produite (RS 730.0)<sup>24</sup>. La commercialisation de l'électricité peut se faire au moyen du réseau de distribution appartenant au GRD. Un tel regroupement permet d'augmenter la consommation propre au sein de la communauté.

Le réseau électrique utilisé pour alimenter le CAD est le réseau standard présenté dans la section 8.10.1. Le réseau appartient au GRD et les mêmes travaux de renforcements doivent être effectués. Les consommateurs sont représentés comme des consommateurs finaux uniques auprès du GRD. Celui-ci se charge d'émettre la facturation de la consommation d'électricité à chacun d'entre eux. Les méthodes pour le comptage et établir la facturation sont présentées dans l'annexe 8.14.1 et sont différentes des méthodes employées pour le réseau standard. Le schéma de principe de branchement des compteurs d'électricité est quant à lui identique à celui présenté pour un réseau standard (annexe 8.12.6).

Le regroupement de consommation sous forme de CEL offre les mêmes avantages de gestion du CAD et d'optimisation du taux d'autoconsommation qu'un RCP et sont mentionnées dans la section 8.10.2.

Cette communauté à l'avantage d'avoir des frais d'infrastructures initiaux moins élevés qu'un RCP. Par contre, elle ne donne pas accès à des tarifs professionnels de l'électricité et une taxe à hauteur de 60 % des coûts d'utilisation de réseau est appliquée sur chaque kWh solaire vendu au sein de la communauté.

#### 8.10.4 Renforcement des infrastructures électriques des bâtiments et des centrales

Jusqu'à présent, il a toujours été question du réseau électrique de Grandvaux. Ce réseau établi la connexion entre le réseau électrique du GRD (par le point de raccordement au réseau) et les bâtiments de Grandvaux (par leur point d'introduction au réseau). Le réseau électrique de Grandvaux doit être adapté ou créé de zéro afin de subvenir aux nouveaux besoins de l'ensemble des prosommateurs du CAD. C'est également le cas pour les parties se trouvant en amont (GRD) et en aval (bâtiments) de ce réseau. Les transformations en amont sont prises en charge par le GRD et les transformations en aval sont traitées dans cette section.

L'ensemble des infrastructures électriques internes des bâtiments doivent être adaptées afin de soutirer la puissance électrique nécessaire à l'alimentation des PAC du CAD ainsi que des besoins résidentiels. La section 8.15 en annexe présente les budgets et les nouvelles infrastructures nécessaires pour les bâtiments.

Les puissances soutirées par les centrales du CAD de Grandvaux sont bien plus élevées que pour un bâtiment conventionnel. Les réseaux électriques alimentant ces centrales ainsi que leurs infrastructures internes doivent être spécialement dimensionnés à leur besoin. L'annexe 8.16 présente l'ensemble des infrastructures et budgets nécessaires à leur mise en place.

Les adaptations portées aux infrastructures internes des bâtiments ainsi que la modification des réseaux électriques des centrales sont communes aux trois variantes de raccordement électrique.

### 8.11 Simulations, hypothèses et plans financiers

Un plan financier sur 25 ans est établi afin de déterminer le scénario de sous-réseau électrique le plus adéquat pour compléter le réseau anergie de Grandvaux. Il se base sur les frais initiaux de mise en service du

---

<sup>24</sup> Définition issue de la modification de la loi sur l'énergie et de la loi sur l'approvisionnement en électricité



raccordement électrique ainsi que sur les coûts annuels engendrés par les consommations électriques des prosommateurs dans ce même réseau. Il est nécessaire de déterminer les consommations électriques et productions solaires de chaque prosommateur et d'en déduire le taux d'autoconsommation pour chaque raccordement électrique considéré. Les simulations sont réalisées par le biais du logiciel Polysun, qui, en fonction de la puissance électrique installée et du profil de consommation annuel, simule le taux d'autoconsommation. Les paragraphes suivants résument les données nécessaires à la réalisation des simulations et, in fine, du plan financier.

### 8.11.1 Consommations électriques et puissances

Il faut distinguer deux catégories dans la consommation finale d'électricité à Grandvaux. La première est liée aux consommations du CAD et permet son bon fonctionnement. La deuxième permet de répondre aux différents besoins résidentiels des habitants et de Grandvaux.

Les consommations électriques alimentant le réseau anergie sont représentées à l'aide de la Figure 8-58 et sont listées dans le Tableau 41.

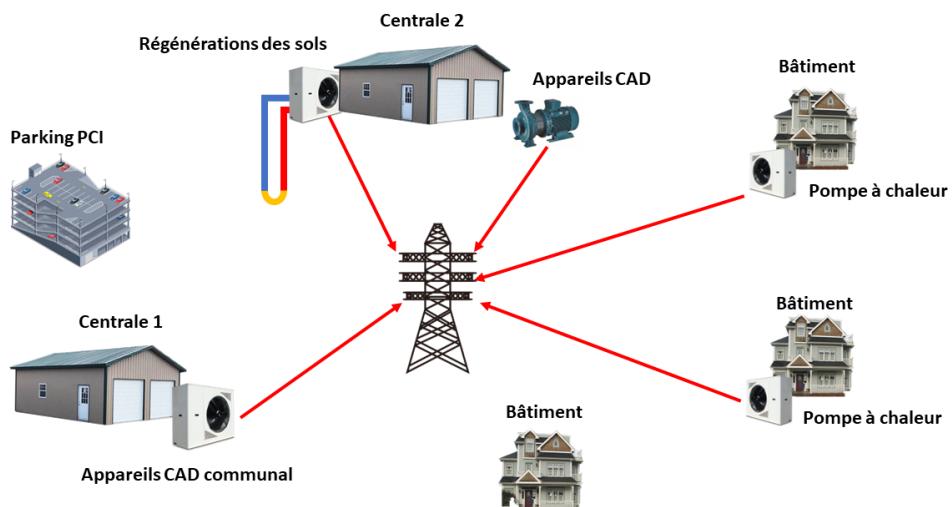


Figure 8-58 : Représentation des consommations électriques du CAD



Tableau 41 : Liste des consommations électriques utilisées pour le CAD

Consommations électriques CAD			
Lieu	type	kWh	Profils
Bâtiments	Alimentation Pompe à chaleur	540'541	PAC (Maison multi-familiale)
Centrale 1, CAD communale	Alimentation Pompe à chaleur	94'286	PAC (Maison multi-familiale)
Centrale 1	Alimentation électrique appareils CAD	28'000	PAC (Maison multi-familiale)
Centrale 2	Alimentation électrique appareils CAD	11'250	PAC (Maison multi-familiale)
Centrale 2	Régénérations	74'889	PAC (Maison multi-familiale)
Grandvaux	Pompes géothermiques	37'500	PAC (Maison multi-familiale)
<b>Total</b>		<b>786'465</b>	

Les profils de consommation<sup>25</sup> font référence aux données insérées dans la simulation afin de déterminer le taux d'autoconsommation.

Les consommations électriques résidentielles et du parking PCI sont représentées à l'aide d'un schéma de principe et sont listées dans le Tableau 42.

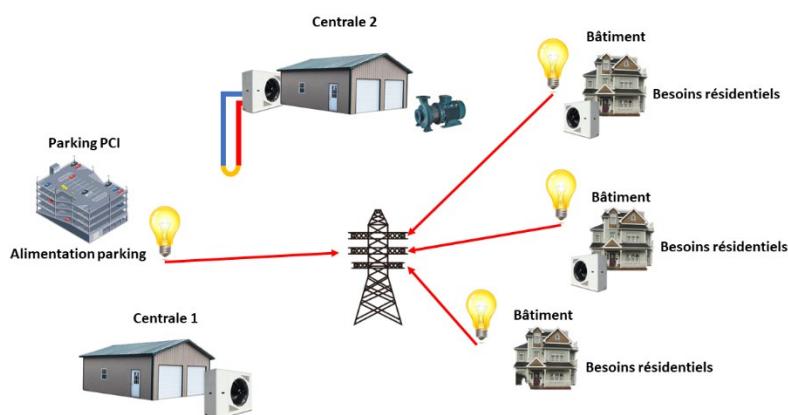


Figure 8-59 : Représentation des consommations électriques résidentielles et du parking PCI

<sup>25</sup>Les profils utilisés sont ceux proposés par le logiciel Polysun.



Tableau 42 : Consommations électriques résidentielles et du Parking

Consommations électriques résidentielles et parking PCI			
Lieu	type	kWh	Profils
Parking PCI	Alimentation électrique appareils parking	60'105	Parking PCI
Bâtiments	Résidentiel	315'000	Résidentiel
Bâtiments communaux	Résidentiel	25'000	Résidentiel
<b>Total</b>		<b>400'105</b>	

Les profils de consommation<sup>26</sup> font référence aux données insérées dans la simulation afin de déterminer le taux d'autoconsommation.

Les besoins résidentiels des bâtiments sont estimés à 5'000 kWh par an. La consommation électrique du parking est tirée des consommations réelles.

La définition des consommations électriques est nécessaire à la création des simulations ainsi que pour établir les frais de l'énergie engendrés pour chaque prosommateur. L'utilisation de la puissance est également facturée dans le cadre d'un RCP. L'ensemble des informations liés aux puissances utilisées dans cette étude se trouvent dans l'annexe 8.17.1.

### 8.11.2 Production solaire

La couverture solaire est établie en toiture de 33 bâtiments et représente 4'570 m<sup>2</sup>. Le positionnement des PV est établi selon la proportion d'orientation des toitures de Grandvaux, afin de se rapprocher au mieux de la réalité. Ainsi chaque maison est équipée d'une puissance de 12,9 kWc, avec 40 % de l'installation orientée sud, 20 % au nord et 40 % répartie entre est et ouest. Le tableau ci-dessous résume les puissances et productibles du réseau anergie :

Tableau 43 : Productions solaires des différents acteurs du CAD

Production solaire Grandvaux			
Lieu	Propriétaire	Puissance [kW]	Productible [kWh]
Bâtiments privés	Propriétaires bâtiments	425,7	433'733
Centrale 2	Commune	55,25	63'057
<b>Total</b>	-	<b>480,95</b>	<b>496'790</b>

Les installations solaires sur les toits des 33 bâtiments sont à la charge des propriétaires respectifs des bâtiments.

<sup>26</sup>Le profil du parking PCI correspond au profil de consommation de 2022 qui est extrait du portail du GRD. Les autres profils sont ceux simulés par le logiciel Polysun.



### 8.11.3 Comptage de l'électricité et tarifs

Les consommations électriques pour les besoins résidentiels et les besoins du CAD sont comptabilisés séparément dans chaque bâtiment. Les besoins électriques des pompes à chaleur résidentielles sont considérés comme une consommation du CAD pour les trois variantes de réseau. Les méthodes pour différencier et comptabiliser les consommations électriques sont propres à chaque variante de raccordement et une explication détaillée figure dans leur section associée (8.10.1, 8.10.2, 8.10.3).

Les tarifs de l'électricité diffèrent selon l'utilisation, les acteurs du CAD et du scénario de raccordement électrique envisagé. L'ensemble des tarifs appliqués à la facturation et la vente d'électricité se trouve dans la section 8.17.2 des annexes.

### 8.11.4 Hypothèses pour les simulations

Les installations solaires effectuées à l'intérieur des délimitations du cadastre sont un investissement de la part des propriétaires des bâtiments. Au total, 33 centrales solaires sont mises en place et aucune d'entre elles ne figurent sur un bâtiment de la commune. Les gains de la revente et les économies engendrées par l'autoconsommation reviennent directement aux propriétaires des bâtiments.

L'installation solaire de la centrale 2 se situe en dehors des limites du cadastre et appartient à la Commune. Les gains de la revente et les économies engendrées par l'autoconsommation reviennent directement à la Commune.

Le couplage pompe à chaleur et modules solaires est très intéressant en termes d'autoconsommation. Il est supposé que les 33 installations solaires soient installées sur des bâtiments possédant une pompe à chaleur.

Finalement, l'électricité consommée pour alimenter les pompes à chaleur est une dépense énergétique du CAD. Les coûts engendrés par cette consommation sont pris en charge par une société tierce, d'où l'importance de différencier les consommations du CAD et privée (cf. 8.11.3).

## 8.12 Étude de consommation propre selon les différents raccordements électriques

Cette section permet de comparer le taux d'autoconsommation pour chaque variante de raccordement électrique étudiée. Le taux d'autoconsommation représente la fraction d'électricité consommée provenant de la production solaire du CAD de Grandvaux.

### 8.12.1 Cas d'étude réseau standard

Le taux d'autoconsommation de l'entier des centrales solaires pour les 33 bâtiments s'élève à 29,1 %. Il est supposé que la répartition de l'électricité autoconsommée soit égale entre la demande résidentielle et de la pompe à chaleur. Il faut ajouter la part d'autoconsommation de la centrale 2 qui est de 21,7 % pour obtenir le taux global de 28,1 % pour le CAD. La consommation d'énergie solaire couvre 11,8 % de la consommation globale du CAD et de Grandvaux.

Les frais annuels d'électricité facturés à la société privée s'élèvent à 265'090 CHF résultant à une dépense sur 25 ans de 7'400'300 CHF.



## 8.12.2 Cas d'étude microgrid

Deux scénarios de consommation sont étudiés. Le premier utilise des profils de consommation standards. Le détail des profils employés figure dans la section 8.11.1. Ce scénario est dénommé RCP profil non optimisé dans le rapport et tableaux de résultats. Le second scénario étudié emploie des profils de consommation optimisés et est dénommé RCP profil optimisé.

Pour les profils non optimisés, le taux d'autoconsommation global pour Grandvaux s'élève à 49,98 %. La vente du surplus d'électricité est répartie comme suit. Les sites de production solaire autoconsomment de l'électricité comme simulé dans le cas d'un réseau standard : 29,1 % pour les 33 maisons et 21,7 % pour la centrale 2. Le restant de l'autoconsommation est entièrement revendu à la société privée pour alimenter les infrastructures du CAD. La partie non autoconsommée est revendue au GRD.

Avec les profils de consommation non optimisés, les frais annuels d'électricité pour la société privée s'élèvent à 188'800 CHF auxquels il faut ajouter les coûts d'investissement initiaux de 2'648'100 CHF. Ainsi, les coûts sur 25 ans s'élèvent à 7'368'600 CHF.

Pour les profils de consommation optimisés, le taux d'autoconsommation global pour Grandvaux s'élève à 100 %. La gestion du surplus d'autoconsommation est effectuée de la même manière que précédemment, à la différence qu'aucune part n'est revendue au GRD.

Les frais d'électricité s'élèvent à 182'200 CHF annuellement ce qui représente, en prenant en compte l'investissement initial, un coût de 7'204'000 CHF sur 25 ans.

## 8.12.3 Cas d'étude CEL

Deux scénarios de consommation sont étudiés. Le premier utilise des profils de consommation standards. Le détail des profils employés figure dans la section 8.11.1. Ce scénario est dénommé CEL profil non optimisé dans le rapport et tableaux de résultats. Le second scénario étudié emploie des profils de consommation optimisés et est dénommé CEL profil optimisé.

Pour les profils de consommation non optimisés, le taux d'autoconsommation global pour Grandvaux s'élève à 49,98 %. La vente du surplus d'électricité est répartie comme suit. Les sites de production solaire autoconsomment de l'électricité comme simulé dans le cas d'un réseau standard : 29,1 % pour les 33 maisons et 21,7 % pour la centrale 2. Le restant de l'autoconsommation est entièrement revendu à la société privée pour alimenter les infrastructures du CAD. La partie non autoconsommée est revendue au GRD.

Avec les profils de consommation non optimisés, les frais annuels d'électricité pour la société privée s'élèvent à 263'850 CHF auxquels il faut ajouter les coûts d'investissement initiaux de 718'700 CHF. Ainsi, les coûts sur 25 ans s'élèvent à 7'315'000 CHF.

Pour les profils de consommation optimisés, le taux d'autoconsommation global pour Grandvaux s'élève à 100 %. La gestion du surplus d'autoconsommation est effectuée de la même manière que précédemment, à la différence qu'aucune part n'est revendue au GRD.

Les frais d'électricité s'élèvent à 236'900 CHF annuellement ce qui représente, en prenant en compte l'investissement initial, un coût de 6'642'100 CHF sur 25 ans.



#### 8.12.4 Travaux de renforcement du réseau électrique

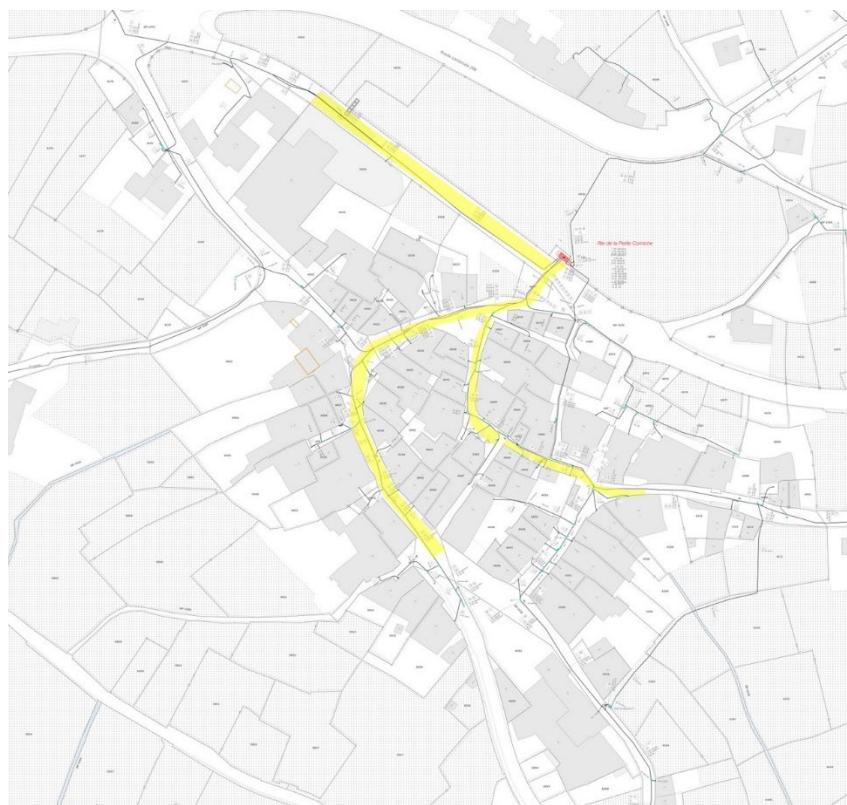


Figure 8-60 : Renforcement du réseau électrique

#### 8.12.5 Infrastructures et raccordement des bâtiments au réseau

La Figure 8-61 présente l'architecture d'un réseau électrique standard. Le courant est transporté en moyenne tension en amont de la centrale transformatrice. Cette dernière transforme la puissance réceptionnée afin de transporter le courant en basse tension. Ensuite, des câbles basse tension (BT) parcourent les rues de Grandvaux pour alimenter chaque bâtiment en électricité. Le raccordement des bâtiments se fait par moyen d'embranchements sur les câbles basse tension (BT).



### Réseau électrique standard

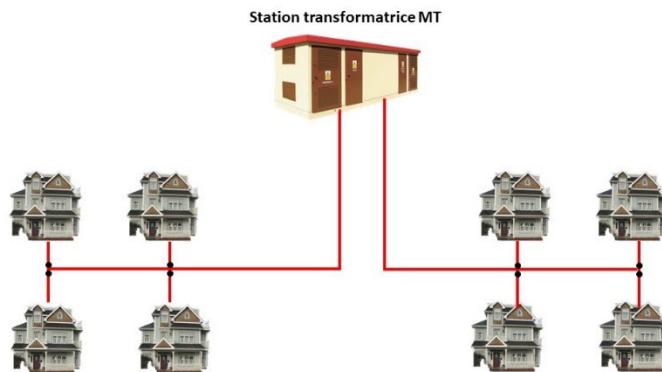


Figure 8-61 : Schéma d'un réseau électrique standard

Le réseau électrique appartient au GRD : Romande Énergie. La délimitation de propriété des infrastructures électriques se situe entre le point de fourniture et le point de raccordement au réseau. La Figure 8-62, issue des prescriptions des distributeurs d'électricité [28], illustre la délimitation entre GRD et propriétaires.

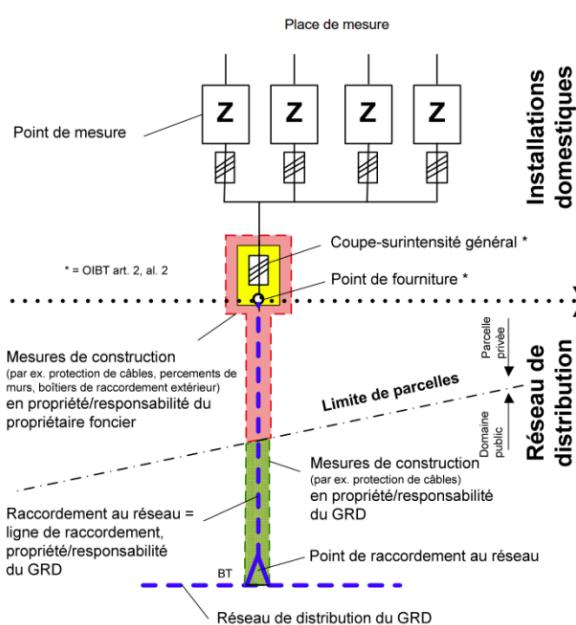


Figure 8-62 : Délimitation entre le GRD et bâtiment (PDIE) [28]

Les consommations des points de mesure sont relevées individuellement par le GRD qui se charge de facturer l'ensemble des points de mesure de Grandvaux.

#### 8.12.6 Comptage de l'électricité, facturation et tarifs d'une CA

Dans le cadre du CAD, trois compteurs d'électricité GRD sont nécessaires par bâtiment. Ils servent à différencier la consommation résidentielle de celle des pompes à chaleur ainsi que de comptabiliser la production solaire (une explication complète sur les consommations se trouve en section 8.11.1). Un bâtiment équipé



d'une pompe à chaleur et de panneaux solaires doit créer une communauté d'autoconsommation (CA) afin d'alimenter sa PAC en production solaire. La CA permet de réunir des autoconsommateurs différents autour de la production solaire d'un unique bâtiment. La pompe à chaleur est considérée comme un autoconsommateur différent dans le cas où le CAD est opéré par un contracteur. Sa consommation électrique est comptabilisée et facturée séparément.

Le branchement des compteurs se fait selon le schéma ci-dessous, qui est tiré des schémas types de Romande Énergie [29] :

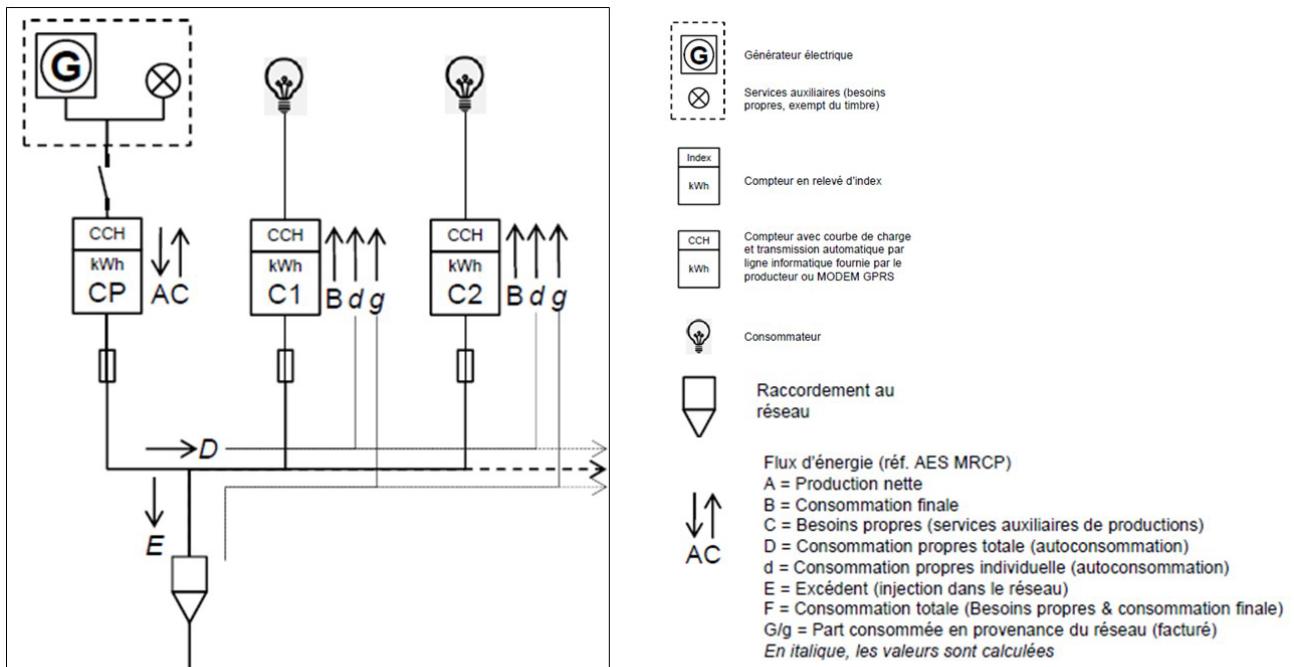


Figure 8-63 : Schéma de principe de comptage de l'électricité [29]

La mise en service d'une CA coûte 150 CHF et 2 centimes sont prélevés sur chaque kWh solaire consommé. Chaque membre doit souscrire un abonnement au tarif de 2,5 CHF par mois.<sup>27</sup> Il faut ajouter à cela les frais d'abonnement usuels pour les compteurs électriques standard qui s'élèvent à 8 CHF/mois/compteur.

Les bâtiments sans installation solaire ont besoin d'un seul compteur GRD. Un deuxième compteur est nécessaire si le bâtiment est équipé d'une pompe à chaleur du CAD. Le principe de branchement est le même que sur la Figure 8-63 en soustrayant le compteur solaire.

<sup>27</sup> [https://www.romande-energie.ch/images/files/particuliers/producteurs\\_electricite/re\\_fp\\_communautés\\_autoconsommateurs.pdf](https://www.romande-energie.ch/images/files/particuliers/producteurs_electricite/re_fp_communautés_autoconsommateurs.pdf)



## 8.13 RCP

### 8.13.1 Fonctionnement, infrastructures et budgets

La Figure 8-64 représente l'architecture du réseau électrique à mettre en place pour ce microgrid.

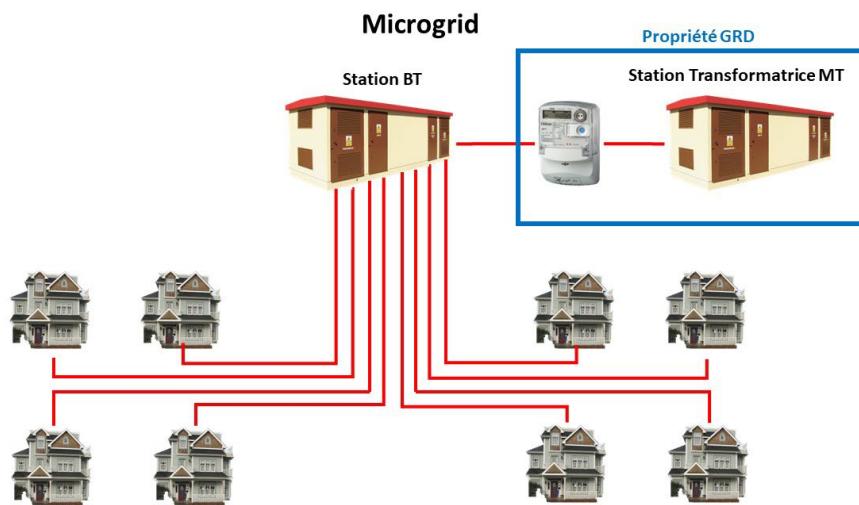


Figure 8-64 : Schéma d'un microgrid

Le microgrid est raccordé au réseau électrique par le biais d'une unique introduction auprès du GRD. Cette introduction se fait au niveau de la station moyenne tension (MT). Cette station appartient au GRD et est actuellement en fonction sous forme de station transformatrice dans le réseau électrique de Grandvaux. Le GRD se charge de modifier la station pour qu'elle puisse subvenir aux besoins énergétiques du RCP. L'ensemble des infrastructures en aval de cette station doivent être construites et sont financées par une société privée, qui sera propriétaire du réseau. Le coût des infrastructures pour le microgrid est de 1'413'000 CHF auquel il faut rajouter les frais de génie civil à hauteur de 500'000 CHF. Un budget détaillé des travaux est présenté dans le Tableau 44 pour notre cas d'étude. Un tel réseau nécessite d'un entretien annuel dont les coûts de maintenance s'élèvent à environ 18'000 CHF par an.

Le courant est transporté en moyenne tension en amont de la station transformatrice MT. Cette dernière transforme la puissance réceptionnée afin de transporter le courant en basse tension (BT). Elle alimente la station BT qui à son tour va alimenter chaque bâtiment de Grandvaux en courant basse tension. L'introduction unique auprès du GRD permet d'accéder à des tarifs professionnels de l'électricité en basse tension à l'ensemble du RCP. Un compteur électrique à double sens est placé en aval de la station transformatrice MT. Il permet de mesurer la consommation totale du RCP ainsi que la quantité totale d'électricité solaire injectée dans le réseau.



Tableau 44: Budget pour la création du microgrid

Description	Quantité	CHF/unité	CHF
Admin/mise en service/support technique	1	90'000	90'000
Cabine BT	1	50'000	50'000
Ensemble cellule BT	1	100'000	100'000
Raccordement extrémité BT coté cellules	3	1'900	5'700
Blindage ORNI	1	15'000	15'000
Mise à terre Station BT	1	3'500	3'500
Equipement intérieur station BT	1	5'600	5'600
TGBT	1	100'000	100'000
Liaison cellules BT TGBT	3x10	800	24'000
Raccordement alimentation sur cellules BT	3	1'800	5'400
Câble GKN 3x50mm2 AL	12'157	73	889'285
Raccordement de câbles GKN 3x50 mm2 AL sur disjoncteur, y compris cheminement des câbles du bâtiment jusqu'au point de raccordement	204	610	124'440
<b>Total</b>			<b>1'412'925</b>

### 8.13.2 Comptage de l'électricité

Trois compteurs d'électricité sont nécessaires pour différencier la consommation résidentielle de celle du CAD et de comptabiliser la production solaire. Le décompte de l'électricité est effectué par une société tierce et l'emploi de compteurs propres à cette société est nécessaire. Cette société fait le lien entre la facturation émise par le GRD sur la consommation totale du RCP et les compteurs individuels pour émettre à chaque prosommateur la facture d'électricité correspondant à sa consommation électrique. Ce système prend également en compte le taux de consommation propre de chaque prosommateur. Le compteur actuel du GRD installé sur chaque tableau électrique n'a plus d'utilité et doit être remplacé par un compteur de la société en charge du décompte de l'électricité. Les prestations de la société Climkit sont utilisées dans cette étude, pour laquelle il est nécessaire de souscrire un abonnement de 6,5 CHF par mois pour chaque point de fourniture.



## 8.14CEL

### 8.14.1 Comptage de l'électricité

Trois compteurs d'électricité sont toujours nécessaires à la différenciation des besoins résidentiels, du CAD et de la production solaire par bâtiment. Une CA n'est plus nécessaire pour l'alimentation de la PAC en énergie solaire. De plus, le surplus solaire alimentant la pompe à chaleur peut provenir de n'importe quelle centrale de production au sein de la communauté. Le GRD s'occupe de la facturation et de la répartition des coûts entre l'électricité prélevée de son réseau et celle vendue au sein de la communauté pour chaque consommateur final. Les tarifs d'abonnement mensuel ne sont pas encore établis par le GRD, car le texte de loi n'a pas encore été publié. Les mêmes tarifs d'abonnement d'une CA (2,5 CHF/mois/compteur) sont appliqués en plus des frais d'abonnements usuels du GRD (8 CHF/mois/compteur).

## 8.15 Renforcement des infrastructures électriques des bâtiments

L'introduction et les infrastructures électriques internes aux bâtiments doivent être adaptées pour soutirer les puissances désirées. Les frais engendrés par les transformations sont à la charge des propriétaires et, dans ce cas précis, à la charge d'une société externe.

Le schéma présente les différents composants électriques à modifier :

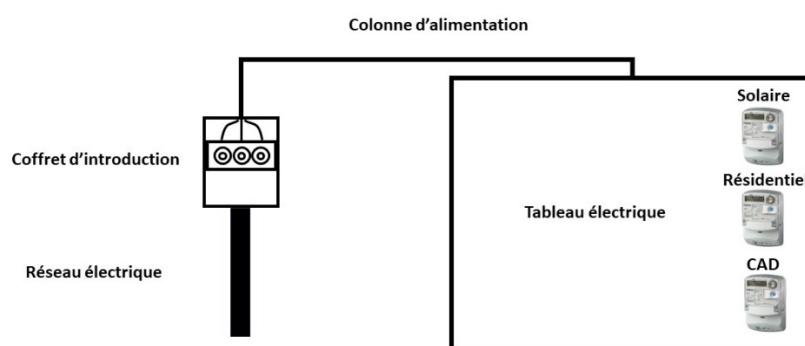


Figure 8-65 : Circuit électrique à l'intérieur des bâtiments

Le coffret d'introduction fait le lien entre les bâtiments et le réseau électrique. Des fusibles limitent le courant pouvant être soutiré par le bâtiment et servent également de protection en cas de dysfonctionnement du réseau électrique. L'introduction doit être modifiée pour permettre au bâtiment de soutirer de plus grandes puissances et une taxe de 148 CHF<sup>28</sup> est prélevée pour chaque ampère ajouté à l'intensité acquise du bâtiment. Une vérification de 80 % des coffrets de Grandvaux permet d'affirmer que les coffrets en eux-mêmes ne doivent pas être modifiés, mais seuls les fusibles doivent être changés. La platine dans laquelle les fusibles viennent se loger supporte des têtes de fusibles de type KIII. Les modèles KIII peuvent accueillir des fusibles

<sup>28</sup> <https://www.romande-energie.ch/images/files/conditions/2023-re-prix.pdf>



allant de 35 à 63 A. Les augmentations d'intensité prévues pour le CAD ne dépassent pas 63 A, ce qui implique que le coffret peut être conservé. Le montant total de l'adaptation des finances d'équipement s'élève à 201'280 CHF hors taxes. Il est à noter que, pour les deux formes de regroupement de consommation, ce montant est diminué de 25 %. Cette économie est générée par l'introduction des profils de consommation optimisés qui permettent de diminuer les pics de puissances auxquels le réseau doit faire face. Cette diminution se répercute également sur les bâtiments individuellement et permet de limiter l'augmentation des puissances.

La colonne d'alimentation et le tableau électrique doivent également être adaptés. Le tableau électrique doit recevoir de nouveaux dispositifs de protection pour raccorder la pompe à chaleur, l'installation solaire et des unités de contrôle pour le CAD. Des emplacements doivent être prévus pour accueillir les deux compteurs d'électricité supplémentaires. Des devis ont été établis pour l'adaptation des tableaux électriques et des colonnes d'alimentation sur la base de cinq tableaux électriques de Grandvaux. Pour les bâtiments où la puissance d'introduction est augmentée, le changement de la colonne d'alimentation coûte 1'650 CHF et la modification du tableau électrique 5'000 CHF. Pour les bâtiments où la puissance d'introduction n'est pas modifiée, il n'y a pas besoin de changer la colonne d'alimentation et la modification du tableau électrique coûte 4'000 CHF. Le montant total des modifications de la colonne d'alimentation et des tableaux électriques s'élève à 343'500 CHF hors taxes.

Deux compteurs GRD doivent être installés pour les raccordements utilisant le réseau standard. Le coût de ces compteurs est déjà pris en compte dans le budget pour la transformation du tableau électrique. Dans le cas d'un RCP, trois compteurs de type Climkit doivent être installés. Les frais liés aux compteurs supplémentaires sont pris en compte dans les frais initiaux de création du RCP. La différence de tarif entre les différents types de compteur n'est pas significative. Par conséquent, un tarif égal de 500 CHF est comptabilisé pour l'achat et l'installation de chaque compteur.

Le tableau ci-dessous résume les coûts des principales modifications des infrastructures électriques au sein des bâtiments. Un budget détaillé de ces transformations est présenté sur le Tableau 46.

Tableau 45: Budgets des modifications des bâtiments

Budget des transformations électrique des bâtiments			
	Coûts [CHF] HT	Coûts [CHF] TTC	Commentaires et hypothèses
<b>Introduction</b>	201'280	217'584	Aucun coffret d'introduction ne doit être modifié
<b>Colone d'alimentation</b>	75'900	82'048	
<b>Tableau électrique</b>	310'000	335'110	Des disjoncteurs pour les installations PV, pour les PAC et pour la régulation sont ajoutés sur chaque tableau. Deux nouveaux compteurs d'électricité du GRD sont inclus par tableau.
<b>Compteurs supplémentaires RCP</b>	33'500	36'214	Le RCP ne peut pas garder le compteur GRD actuellement installé sur les tableaux et doit le remplacer par un compteur de type climkit
<b>Total</b>	<b>620'680</b>	<b>670'955</b>	



Tableau 46: Résumé de l'augmentation des finances d'équipements et coûts associés



Adresses	Intensité acquise [A]	Nouvelle finance d'équipement [A]	Augmentation [CHF] HT	Colonne d'alimentation [CHF] HT	Tableau électrique [CHF] HT
Grand Rue 21-23	50	63	1924	1650	5000
Grand Rue 19	35	50	2220	1650	5000
Grand Rue 13	25	63	5624	1650	5000
Grand Rue 17	40	-	0	0	4000
Grand Rue 17B	20	63	6364	1650	5000
Grand Rue 11	63	-	0	0	4000
Grand Rue 9	40	63	3404	1650	5000
Grand Rue 7,5	50	63	1924	1650	5000
Sentier-des-Vinches-2	40	63	3404	1650	5000
Grand rue 24	80	-	0	0	4000
Grand rue 18	35	63	4144	1650	5000
Grand Rue 16	25	50	3700	1650	5000
Grand Rue 14	25	63	5624	1650	5000
Place de la forge 1	25	50	3700	1650	5000
Grand Rue 20	25	50	3700	1650	5000
Place de la forge 5	63	-	0	0	4000
Pl de la Forge 9	25	63	5624	1650	5000
Grand Rue 10	100	-	0	0	4000
Grand Rue 12	20	50	4440	1650	5000
Pl de la Forge 2	20	63	6364	1650	5000
Place de la forge 4	150	-	0	0	4000
Ruelle de l'église 11	40	63	3404	1650	5000
Eglise 9	40	-	0	0	4000
Eglise 7	40	-	0	0	4000
Eglise 5a	20	40	2960	1650	5000
Eglise 5b	40	50	1480	1650	5000
Grand Rue 4	32	63	4588	1650	5000
Grand'Rue 2	50	63	1924	1650	5000
Eglise 1	40	-	0	0	4000
Eglise -	80	-	0	0	4000
Eglise 2	25	50	3700	1650	5000
Eglise 4	20	63	6364	1650	5000
St Georges 7	20	63	6364	1650	5000
St Georges 5	20	63	6364	1650	5000
St George 3	25	63	5624	1650	5000
St Georges 1	20	63	6364	1650	5000
Pl du Village 3	63	100	5476	1650	5000
Eglise 12	25	63	5624	1650	5000
Eglise 10	40	63	3404	1650	5000
Passage de la Voûte 1	20	63	6364	1650	5000
Ruelle de l'église 14	50	63	1924	1650	5000
Paix du soir 2	40	-	0	0	4000
Place de la forge 6	63	-	0	0	4000
La Paix du Soir 4-6	40	63	3404	1650	5000
Passage de la voûte 2	40	63	3404	1650	5000
St-gerorges 9	80	-	0	0	4000
St-georges 11	40	-	0	0	4000
St Georges 15	40	63	3404	1650	5000
St George 17-19-21	25	63	5624	1650	5000
Place Village 7	150	-	0	0	4000
Place Vilage 5 CAD	100	-	0	0	4000
St George 2	25	63	5624	1650	5000
Chemin du Four 9.2	40	-	0	0	4000
St-gerorges 4	40	-	0	0	4000
St Georges 6	25	50	3700	1650	5000
St Georges 8	25	63	5624	1650	5000
St Georges 10	40	63	3404	1650	5000
St Geroses 12	35	50	2220	1650	5000
St George 27	25	63	5624	1650	5000
St George 24	40	63	3404	1650	5000
Place de la forge 7	20	63	6364	1650	5000
Petite Corniche 12	40	-	0	0	4000
Grand Rue 6	20	63	6364	1650	5000
Sentier des Vinches 1-3	40	-	0	0	4000
Rte de Cully 2	25	63	5624	1650	5000
Rte de Cully 4	40	63	3404	1650	5000
<b>Total</b>			<b>201280</b>	<b>75900</b>	<b>310000</b>



## 8.16 Renforcement du réseau électrique pour les centrales 1 et 2

Les puissances soutirées par les centrales 1 et 2 sont bien plus grandes que pour un bâtiment ordinaire et de nouvelles lignes électriques doivent spécialement être créées à cet effet. Le tracé de ces dernières sont présentés sur la Figure 8-67 et la

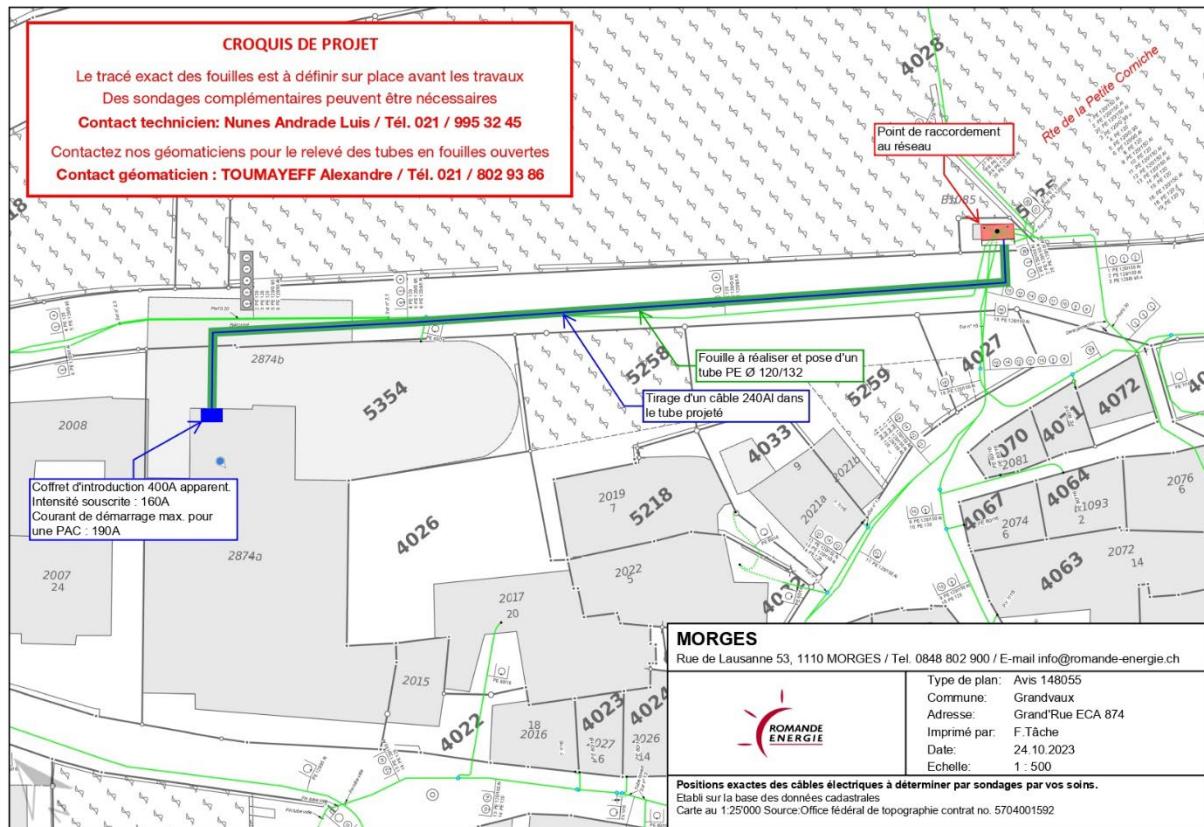


Figure 8-68. Les nouvelles finances d'équipement sont de 200 A pour la centrale 1 et de 160 A pour la centrale 2. La création des nouveaux raccordements électriques ainsi que la modification des introductions des bâtiments coûtent 54'835 CHF pour la centrale 1 et 34'100 CHF pour la centrale 2.

Les deux centrales viennent s'intégrer sur deux bâtiments déjà existants. Les infrastructures électriques de ces derniers ne sont pas dimensionnées pour accueillir de tels appareils, en particulier les tableaux électriques. Afin de réduire le nombre de transformations à effectuer sur place, de nouvelles introductions électriques sont créées. Celles-ci alimentent un tableau électrique général, qui d'une part permet de connecter les nouvelles infrastructures du CAD et de l'autre sert de pont d'alimentation aux tableaux électriques déjà existants. De cette manière, les tableaux électriques existants peuvent être conservés. Le schéma ci-dessous présente les nouveaux raccordements électriques :

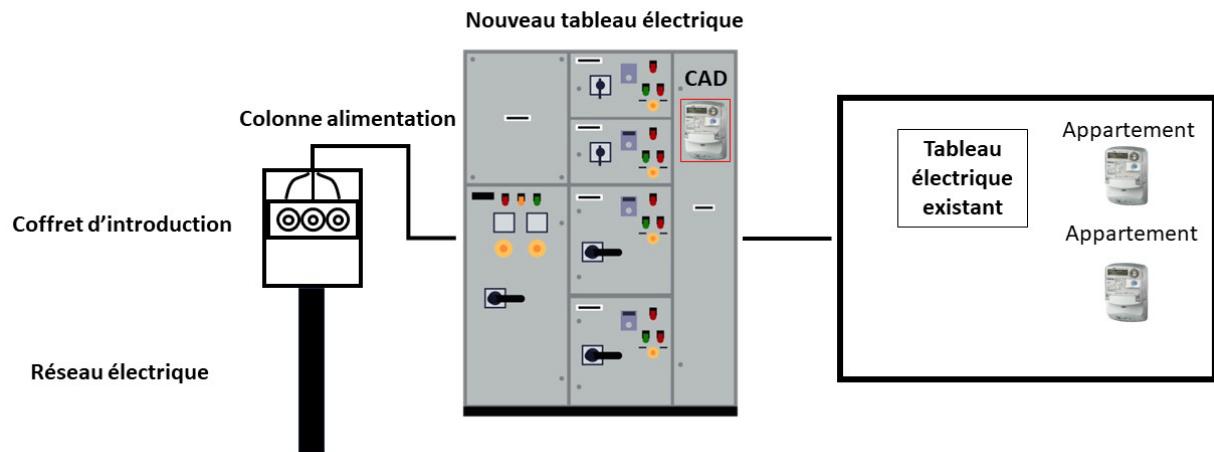


Figure 8-66: Représentation des tableaux électriques pour les centrales 1 et 2

Le coût de ces modifications s'élève à 19'500 CHF pour la centrale 1 et 19'600 CHF pour la centrale 2. Les tableaux ci-dessous présentent le budget de l'ensemble des modifications électriques à apporter à la centrale 1 et 2.

Tableau 47: Résumé des coûts des transformations électriques de la centrale 1

Budget des transformations électriques pour centrale 1		
	Coûts [CHF] HT	Coûts [CHF] TTC
Raccordement électrique	25'234	27'278
Introduction Colonne alimentation et tableau électrique	29'600	31'998
Total	74'302	80'321

Tableau 48: Résumé des coûts des transformations électriques de la centrale 2

Budget des transformations électriques pour centrale 2		
	Coûts [CHF] HT	Coûts [CHF] TTC
Raccordement électrique	23'680	25'598
Introduction Colonne alimentation et tableau électrique	10'417	11'261
Total	53'665	58'012

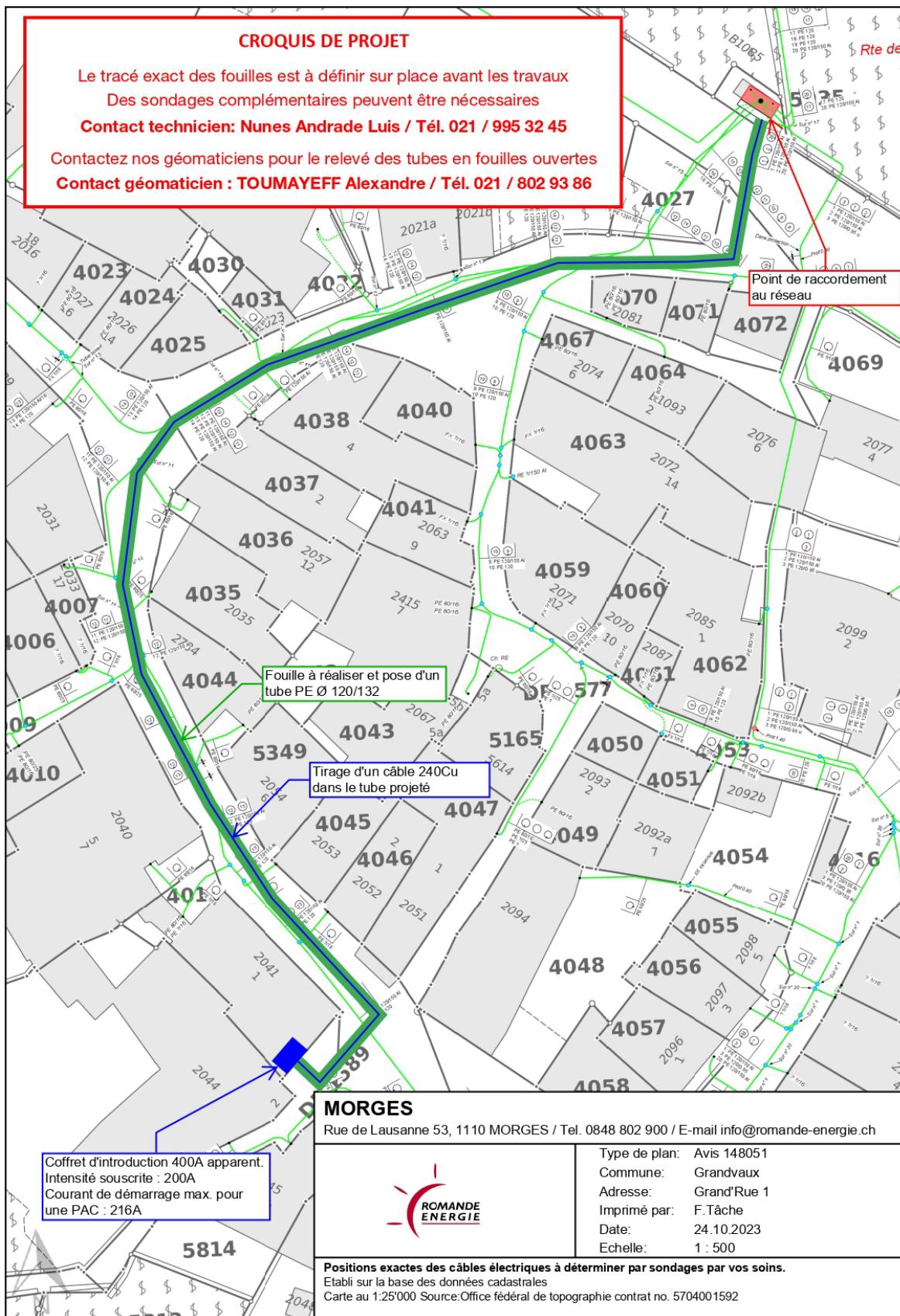


Figure 8-67: Nouveau raccordement électrique de la centrale1

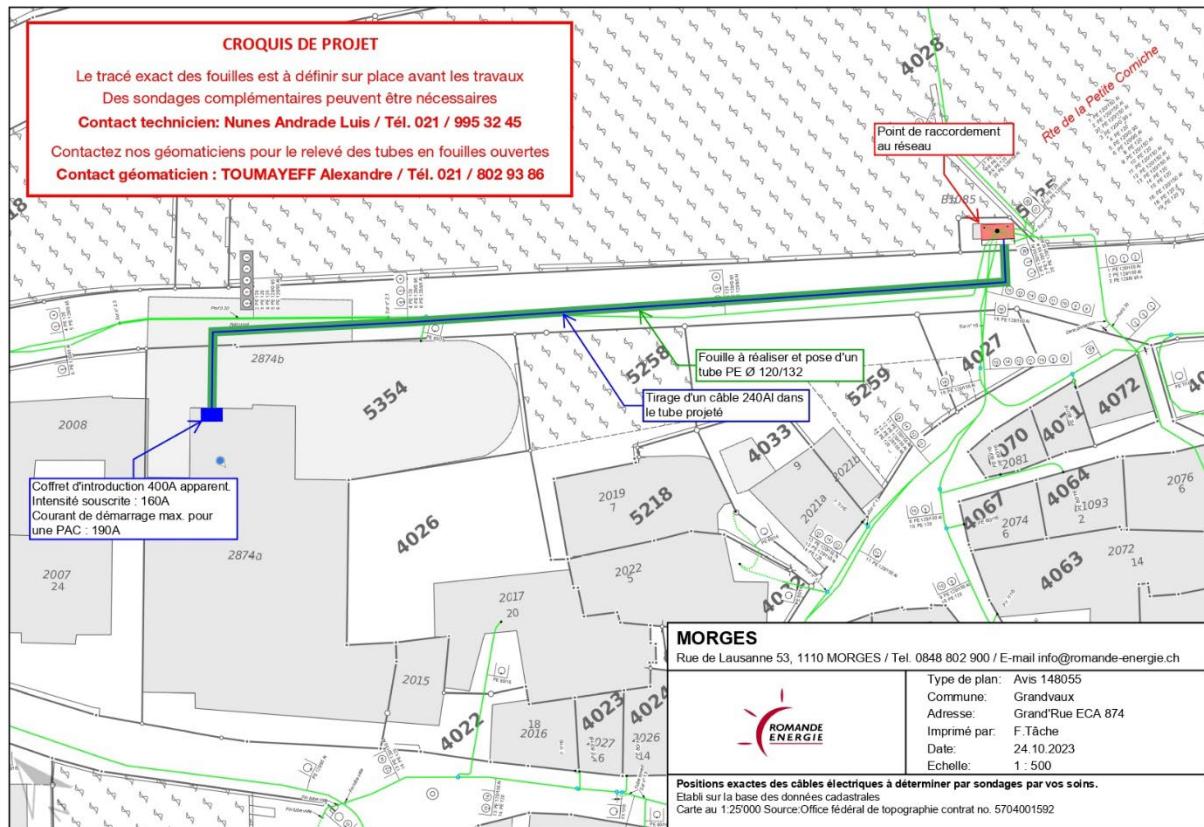


Figure 8-68: Nouveau raccordement électrique de la centrale 2

## 8.17 Simulations, hypothèses et plans financier

### 8.17.1 Puissances soutirées par les différents appareils du CAD

L'utilisation de la puissance est également facturée dans le cadre du RCP. Une taxe mensuelle est appliquée sur la plus grande valeur de puissance enregistrée. Les calculs des puissances soutirées par les différents prosommateurs sont effectués à l'aide des profils de consommation utilisés dans Polysun. Les tableaux ci-dessous présentent la puissance totale soutirée par le RCP auprès du GRD ainsi que les puissances mensuelles de chaque prosommateur.

Tableau 49 : Puissance mensuelle soutirée auprès du GRD

Mois	Puissance max par mois [kW]
janvier	468
février	466



<b>mars</b>	449
<b>avril</b>	343
<b>mai</b>	195
<b>juin</b>	135
<b>juillet</b>	127
<b>août</b>	136
<b>septembre</b>	140
<b>octobre</b>	427
<b>novembre</b>	468
<b>décembre</b>	468
<b>Moyenne</b>	<b>318</b>

Tableau 50 : Puissances soutirées par le réseau anergie de Grandvaux

Puissances maximales soutirées par mois			
Mois	Résidentielle [kW]	CAD [kW]	Parking [kW]
<b>janvier</b>	134	310	24
<b>février</b>	134	309	24
<b>mars</b>	129	298	23
<b>avril</b>	98	227	17
<b>mai</b>	56	130	10
<b>juin</b>	39	89	7
<b>juillet</b>	36	84	6
<b>août</b>	39	90	7
<b>septembre</b>	40	93	7
<b>octobre</b>	122	283	22
<b>novembre</b>	134	310	24
<b>décembre</b>	134	310	24
<b>Total</b>	<b>1'095</b>	<b>2'533</b>	<b>194</b>

L'utilisation de la puissance est uniquement facturée dans le RCP et son calcul est effectué dans la logique de ce raccordement électrique. Le GRD perçoit uniquement la puissance globale soutirée par l'ensemble du RCP. Cette puissance est constituée de la somme des puissances utilisées lors de prélèvement d'électricité par les prosommateurs du RCP à un instant donné. Ainsi les simulations, permettant de définir la puissance totale utilisée par le CAD, sont effectuées avec l'ensemble des consommations électriques. Le calcul est effectué de la sorte pour intégrer la simultanéité des consommations dans le résultat de la puissance soutirée au GRD. Cela permet de définir les plus grands pics de puissance utilisés par le RCP.



Le résultat obtenu par les simulations doit être affiné. Les consommations de chaque prosommateur n'ont pas été enregistrées avec des profils individuels sur Polysun, mais avec des profils groupés. La consommation électrique globale du CAD a été répartie en deux grandes catégories dans les simulations : résidentielle et CAD. Ces catégories ont un unique profil de consommation qui englobe l'ensemble de leurs consommations. Cette manière de simuler ne prend pas en compte que tous les appareils ou prosommateurs ne consomment pas en même temps. Les périodes de consommation sont étalées sur toute la journée et n'interviennent pas toutes au même moment. Cet effet est corrigé par l'introduction d'un facteur de foisonnement. Il réduit les pics de puissance en simulant une meilleure répartition des consommations d'énergie. L'énergie finale consommée reste la même, mais la puissance maximale soutirée du réseau est bien inférieure. Un facteur de foisonnement de 80 % est appliqué dans le cadre des consommations résidentielles et des consommations du CAD. Aucun foisonnement n'est considéré pour le parking, car le profil de consommation utilisé provient des données de consommation réelles de 2022.

La répartition de l'utilisation de la puissance pour chaque prosommateur est effectuée proportionnellement à sa consommation électrique.

### 8.17.2 Comptage et tarifs de l'électricité

Les tableaux ci-dessous définissent les tarifs utilisés et des schémas permettent de mieux comprendre l'application de ces derniers.

Les raccordements électriques standard et CEL prélevent l'électricité en basse tension (BT) auprès du GRD :

Tableau 51 : Tarifs de prélèvement d'électricité auprès du GRD en basse tension

Prélèvement d'électricité du réseau			
Raccordement électrique	tarifs	ct/kWh	Abonnement CHF/mois
Standard	H4	33,24 <sup>29</sup>	8
CEL	H4	33,24	8

Les consommateurs souscrivent un abonnement mensuel de 8 CHF par compteur électrique auprès du GRD.

Pour un raccordement standard, des communautés d'autoconsommation doivent être formées pour certains bâtiments. En voici les tarifs :

Tableau 52 : Frais d'utilisation d'une CA

Frais d'utilisation d'une CA		
Type de consommation	ct/kWh	Abonnement CHF/mois
Consommation électricité solaire	2	2,5

La mise en service d'une CA coûte 150 CHF.

<sup>29</sup><https://www.prix-electricite.elcom.admin.ch/municipality/5613>



Le RCP permet d'accéder à des tarifs professionnels de l'électricité basse tension. Il existe deux tarifs, haut ou faible, en fonction de la durée de l'utilisation de la puissance (DUP). Le tarif DUP haute est appliqué dans le cas de Grandvaux et les calculs relatifs à la durée de l'utilisation de la puissance figurent en annexe 8.17.3.

Les tarifs professionnels taxent l'utilisation de l'électricité ainsi que la puissance lors du prélèvement de celle-ci. Les tarifs sont présentés dans le tableau ci-dessous :

Tableau 53 : Tarif basse tension professionnels, prix au kWh consommé selon les données de Romande Energie<sup>30</sup>

Bourg en Lavaux 2024, BT, Pro-BT DUP Haute	
Type de taxe	ct/kWh
Fédérales	2,3
Collectivité publique	1,32
Swissgrid	2,48
Romande énergie	3,55
Marché libre	8
<b>Total</b>	<b>17,65</b>

\*Le tarif pour la réserve hivernale de 1,2 ct/kWh est inclus dans le réseau national Swissgrid.

Les taxes de Romande Energie et Swissgrid ont été calculées en moyennant les tarifs pour les heures pleines et les heures creuses.

Tableau 54 : Tarif basse tension professionnel, prix de la puissance consommée selon les données de Romande Energie

Bourg en Lavaux 2024, BT, Pro-BT DUP Haute	
Type de taxe	Fr/kW/mois
Puissance RE	8,09
Puissance Swissgrid	1,21
<b>Total</b>	<b>9,3</b>

Les consommateurs du RCP souscrivent un abonnement mensuel de 6,5 CHF par compteur d'électricité auprès de Climekit.

Tableau 55 : Tarif de vente et de reprise d'électricité solaire

Tarif de reprise d'électricité solaire			
Raccordement électrique	Vente [ct/kWh]	Achat prosommateurs [ct/kWh]	Achat GRD [ct/kWh]
Standard	15	15	15
RCP	15	15	15
CEL	15	22,41	15

<sup>30</sup> [https://www.romande-energie.ch/images/files/prix-electricite/2024\\_prix-electricite\\_re.pdf](https://www.romande-energie.ch/images/files/prix-electricite/2024_prix-electricite_re.pdf)



Il faut également noter que l'électricité autoconsommée par les propriétaires des installations solaires n'est pas gratuite. En effet, une taxe de 15 ct/kWh, représentant les coûts d'amortissement des centrales solaires, est appliquée sur chaque kWh autoconsommé.

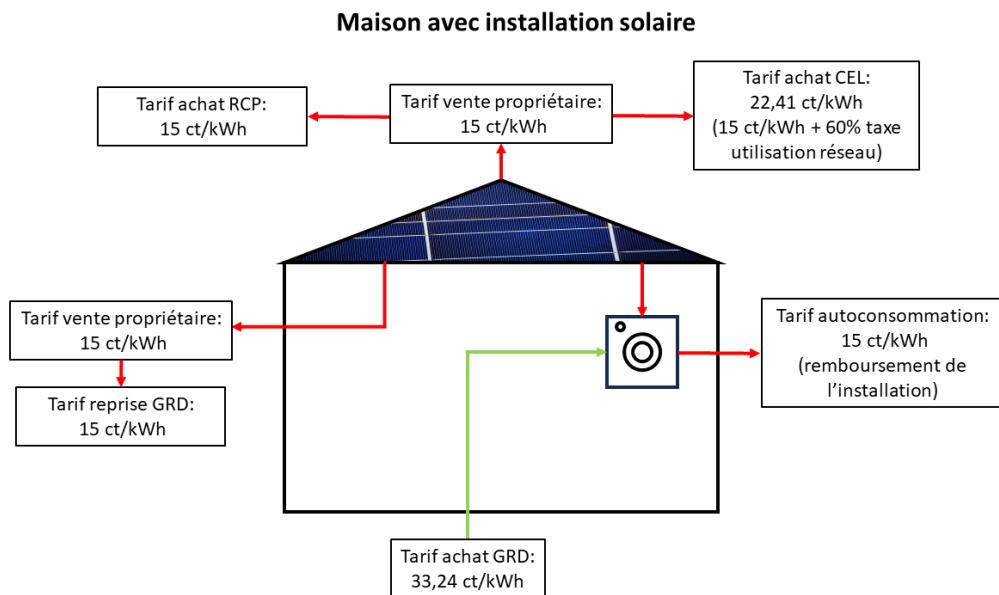


Figure 8-69 : Représentation des tarifs de l'électricité pour un privé ayant une installation solaire

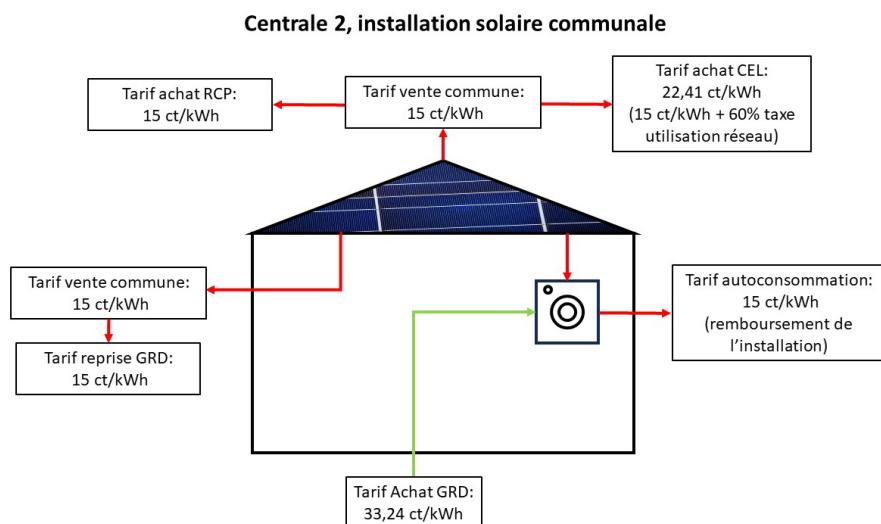


Figure 8-70 : Représentation des tarifs de l'électricité pour le bâtiment de la commune muni d'installations solaires

### 8.17.3 Calcul de la durée d'utilisation de la puissance DUP

La DUP est calculée à l'aide des puissances maximales mensuelles Tableau 49. Ces puissances ont été calculées sur la base de données au quart d'heure horaire. La durée d'utilisation de la puissance est obtenue en divisant la consommation électrique annuelle par la moyenne des puissances maximales mensuelles. Dans le cas du CAD de Grandvaux, la moyenne des puissances maximales mensuelles est de 318 kW et la consommation électrique annuelle est de 1'186'570 kWh. Ainsi, la DUP est de 3'731 heures pour le CAD de Grandvaux.



Il existe deux tarifications de l'électricité pour des abonnements professionnels en basse tension basée sur la DUP. Si la DUP est inférieure à 3'000 heures par année, un tarif faible est appliqué. Au contraire, si la DUP est supérieure à 3'000 heures par année, un tarif haut est appliqué. Le tarif pro-BT-DUP-Haute est alors appliqué dans le cas du RCP de Grandvaux.