

13 décembre 2021

Constatations relatives à la régénération des sondes géothermiques, à l'exemple de l'immeuble collectif double Ländisch



Auteurs

Marc Bächtli, Alliance 2SOL

Simon Büttgenbach, Alliance 2SOL

Marco Caflisch, Alliance 2SOL

Marion Willim, Alliance 2SOL

Cette étude a été réalisée sur mandat de SuisseEnergie.

Les auteurs sont seuls responsables de son contenu.

Table des matières

0.	Résumé	5
1.	Objet et objectifs de l'étude	6
2.	Bases du projet	7
2.1	Situation de départ et brève description du projet de rénovation	7
2.2	Concept du système 2SOL	8
2.3	Etude de simulation 2016	9
2.4	Dimensionnement du système	12
2.5	Rénovation énergétique.....	12
2.5.1	Description de la situation.....	12
2.5.2	Rénovation en 2016.....	13
2.6	Système de monitoring	13
3.	Traitement des données de mesure	15
3.1	Méthodologie	15
3.1.1	Base des données de mesure	15
3.1.2	Traitement des données de mesure	15
3.1.3	Analyse des erreurs de bilan	15
3.1.3.1	Sous-estimation de la consommation de chaleur de chauffage	15
3.1.3.2	Utilisation forcée d'un corps de chauffe	17
3.2	Evaluation des données de mesure	18
3.2.1	Consommations d'énergie utile	18
3.2.2	Etablissement de bilans du système énergétique	20
3.2.3	Validation de la conception du système	24
3.2.4	Rendements PVT et régénération du sol.....	25
3.2.5	Consommation propre PV.....	29
3.2.6	Perturbations de l'installation	31
4.	Simulation du système.....	33
4.1	Bases de saisie	33
4.2	Validation des résultats de la simulation.....	34
4.3	Résultats de la simulation de la régénération du sol	36
5.	Rentabilité.....	38
5.1	Coûts d'investissement	38
5.2	Subventions	40

6.	Interprétation des résultats	41
6.1	Taille critique de l'installation pour des solutions de régénération économiques	41
6.2	Comparaison des besoins en chaleur prévisionnels et de la consommation mesurée.....	41
6.3	Points essentiels pour l'assurance qualité des systèmes de SG régénérées ou, plus généralement, des systèmes de pompes à chaleur couplés à l'énergie solaire (liste de contrôle)	43
6.4	Résumé des principales conclusions et leçons apprises	43
6.5	Réflexions finales.....	44
7.	Annexe	45
7.1	Défaillances des données de mesure.....	45
7.2	Examen de la stratification de la température du réservoir d'eau chaude sanitaire	45
7.3	Concept de mesure Monitoring.....	46
7.4	Supports de formation.....	46
7.5	Guide 2SOL Simulation Polysun	46
7.6	Documentation photographique.....	46

0. Résumé

L'immeuble collectif double Ländisch à Meilen a été construit en 1975 en utilisant une méthode de construction massive et correspond à un type de bâtiment très répandu en Suisse. Les 17 logements étaient chauffés à l'électricité et la production d'eau chaude était également entièrement électrique. En 2016, la propriété a fait l'objet d'une rénovation énergétique tout en restant habitée et a été équipée d'un système énergétique pour bâtiments ne générant aucune émission de CO₂ lors de son exploitation. Une pompe à chaleur, plusieurs sondes géothermiques et une installation solaire constituent les principaux composants du système. Le bâtiment ne disposant pas d'une distribution hydraulique de la chaleur, les conduites de la nouvelle centrale de chauffage vers les appartements ont dû être placées sur la façade, sous la nouvelle couche d'isolation.

Des données de monitoring fournies par les copropriétaires ainsi que des informations sur les coûts d'investissement et les ajustements de loyers ont été analysées pour la présente étude. Cela permet de présenter des données fiables sur le dimensionnement, la consommation, l'efficacité du système et la rentabilité, et de formuler des recommandations pour la planification de futurs projets de rénovation. Une comparaison des données calculées par simulation avec les valeurs réelles a démontré que les résultats des simulations des études de variantes correspondent globalement aux valeurs mesurées. Un monitoring et des évaluations régulières des données sont essentiels pour identifier les pertes d'efficacité et y remédier rapidement. Ainsi, il s'est avéré, par exemple, qu'il était important que la commande des corps de chauffe soit effectuée de manière exclusivement manuelle et ne soit pas laissée à la pompe à chaleur.

Les coefficients de performance annuels calculés selon la limite du système «SNG+» pour l'ensemble de la mise à disposition de chaleur pendant les années d'exploitation analysées se situent entre 3,3 et 3,7. Le coefficient de performance annuel de la pompe à chaleur sans courant de pompe a augmenté de 10% à 15% au cours des quatre années d'exploitation et se situait entre 3,7 et 4,1. Au cours des années d'exploitation 2018 à 2020, la pompe à chaleur a atteint une durée de fonctionnement de plus de 2300 heures à pleine charge par an.

Plus de 60% de la production d'électricité solaire a été directement utilisée pour le fonctionnement de la pompe à chaleur ou bien par les locataires. Le bilan annuel de la consommation d'électricité pour la production de chaleur destinée au chauffage et à l'eau chaude sanitaire a été réduit de 93% grâce à l'amélioration énergétique de l'immeuble collectif double et au remplacement du chauffage électrique par une pompe à chaleur. La rénovation énergétique de l'enveloppe et la production de chaleur réduisent le besoin annuel en électricité pour la fourniture de chaleur de 199 MWh à 43 MWh, soit 5 fois moins.

Pour les systèmes de pompes à chaleur à sondes géothermiques régénérées, il convient de veiller à choisir une pompe à chaleur capable de fonctionner à des températures de source élevées, allant jusqu'à 30 °C. Pour les nouvelles installations avec des sondes profondes et des degrés de régénération élevés, il convient d'examiner la possibilité d'une intégration en série de l'installation PVT dans le circuit de sondes géothermiques et de veiller à ce que l'hydraulique soit la plus simple possible. Après les quatre premières années d'exploitation, on ne constate pas encore de baisse de la température de sortie de la sonde géothermique sur la base de valeurs mensuelles moyennes dans le projet Ländisch. L'analyse détaillée des données de mesure et la post-simulation sur la base des données réelles de l'installation et des données météorologiques ont démontré que le dimensionnement de l'installation, avec une puissance frigorifique d'extraction d'environ 40 W/m et une énergie d'extraction de 100 kWh/m, était légèrement trop dépensier. Il aurait été possible d'économiser des mètres de sonde et de choisir de l'eau comme fluide de sonde géothermique plutôt que du glycol. On peut considérer que les petites installations de moins de 100 kW n'ont pas besoin d'être entièrement régénérées. Les valeurs empiriques montrent qu'un taux de régénération de 50% à 70% est suffisant. Le degré de régénération optimal du point de vue technique et économique doit être déterminé respectivement par des simulations de système et dépend essentiellement du rapport entre les coûts des mètres de sonde et les coûts spécifiques du système de régénération mis en œuvre.

La présente étude montre qu'il est possible d'équiper des bâtiments anciens d'un système énergétique sans émissions moyennant une intervention peu invasive et sans devoir libérer les logements pour les travaux de rénovation. Même avec des augmentations de loyer modérées (3,8% dans l'exemple de Ländisch), il est possible d'obtenir des rendements intéressants pour les copropriétaires. Dans le cas étudié, le rendement net du capital investi dans le système énergétique se situe dans la moyenne observée dans l'immobilier et la durée d'amortissement linéaire est de 14 ans.

1. Objet et objectifs de l'étude

Quiconque investit dans un chauffage pour un immeuble collectif le fait sur la base de données de planification et en comparant les coûts. Les calculs constituent une bonne base, mais seul un monitoring permet de savoir si le système énergétique fonctionne réellement comme prévu au quotidien. Or, de telles valeurs de mesure sont rarement accessibles au public.

En 2016, les copropriétaires d'un immeuble collectif double datant des années 1970 ont décidé de rénover leur bâtiment sur le plan énergétique et de mettre en place un système énergétique sans émissions pour le bâtiment, avec des sondes géothermiques régénérées selon le principe 2SOL. Dans le cadre de la présente étude, le maître d'ouvrage met les données à disposition pour une analyse approfondie et une publication. Il fournit également un aperçu de ses calculs de coûts et de ses réflexions concernant la rentabilité. Pour cela, SuisseEnergie de l'Office fédéral de l'énergie et les auteurs de la présente étude tiennent à remercier les copropriétaires.

La gestion économe de l'électricité du réseau est l'un des éléments primordiaux de la Stratégie énergétique 2050 et de son objectif de décarbonisation du parc immobilier suisse. Si les pompes à chaleur n'émettent pas de CO₂ en cours de fonctionnement, elles dépendent le plus souvent du réseau électrique. Dans ce contexte, l'efficacité des systèmes énergétiques des bâtiments sans émissions gagne en intérêt – notamment pendant la saison la plus froide de l'année, lorsque les chauffages tournent à plein régime dans l'ensemble du pays. La «régénération» constitue une approche prometteuse pour améliorer l'efficacité. Elle consiste non seulement à extraire de la chaleur du sol, mais aussi à lui en restituer pendant les mois d'été au moyen de sondes géothermiques. La régénération est en plein essor et il est probable qu'à l'avenir, certaines communes imposeront une régénération (partielle) pour des zones densément peuplées.

L'immeuble collectif double de Meilen correspond à un type de bâtiment très répandu en Suisse. De nombreux biens immobiliers de ce type devront faire l'objet d'une rénovation énergétique dans les années à venir, car bon nombre des bâtiments anciens sont toujours chauffés avec des combustibles fossiles. Cela représente un vaste potentiel dans la perspective de la décarbonisation du parc immobilier. Pour inciter les copropriétaires à passer aux énergies renouvelables, il faut leur montrer que ces systèmes ne sont pas seulement écologiques, mais aussi économiques. En ce qui concerne l'acceptabilité sociale des rénovations, il faut également tenir compte des conséquences pour les locataires. La présente étude examine les aspects pertinents et fournit des données fiables sur le dimensionnement, la consommation, l'efficacité du système et la rentabilité.

2. Bases du projet

2.1 Situation de départ et brève description du projet de rénovation

Deux immeubles collectifs datant de 1975, reliés d'un côté et construits selon une méthode de construction massive, sont situés dans la Ländischstrasse à Meilen, dans le canton de Zurich. L'immeuble collectif double qu'ils constituent se trouvait dans un état nécessitant une rénovation structurelle et énergétique. Les copropriétaires ont donc décidé de le rénover en 2016. Le chauffage et la production d'eau chaude purement électriques devaient être remplacés par un système moderne et écologique, afin que les 17 logements soient à l'avenir approvisionnés de manière fiable et durable. «Nous ne voulions pas de pétrole car ce n'est pas durable. Nous ne voulions pas de gaz naturel non plus. Cette solution aurait certes été très simple à mettre en œuvre et très peu coûteuse, puisqu'il existe une conduite de gaz naturel dans le quartier, mais pour des raisons de durabilité, il nous a semblé évident de miser sur des sondes géothermiques. En recherchant des systèmes appropriés, nous avons découvert 2SOL», explique le représentant du maître d'ouvrage.

Comme cela arrive souvent, les cycles de rénovation des différents éléments de construction et des installations techniques n'étaient pas synchronisés: le toit n'avait pas encore atteint la fin de son cycle de vie, tandis que les fenêtres de la cage d'escalier et du côté exposé aux intempéries avaient déjà été remplacées 15 ans avant la rénovation complète. Le maître d'ouvrage a donc décidé de ne pas procéder à une rénovation intégrale. De plus, les copropriétaires tenaient à ce que la rénovation puisse se faire dans un état habité.

Compte tenu de l'exigence de conserver en grande partie la substance du bâtiment, la priorité du maître d'ouvrage n'était pas la minimisation absolue des besoins énergétiques, mais la durabilité de l'ensemble du système. Il s'agissait de trouver un compromis entre les mesures constructives et les mesures techniques. Les mesures suivantes ont été mises en œuvre:

- le système de chauffage électrique datant des années 1970 a été remplacé. Cela a posé un défi de taille, d'une part parce que le bâtiment était toujours habité pendant les travaux de rénovation, d'autre part parce qu'il n'y avait pas de distribution hydraulique de la chaleur. Afin de pouvoir acheminer la chaleur vers les nouveaux radiateurs, hautement efficaces et aux dimensions généreuses, la distribution de chaleur a été installée sur la façade, sous la nouvelle couche d'isolation.
- Le bâtiment, chauffé jusqu'alors uniquement à l'électricité, ne disposait d'aucune surface technique dédiée. Par conséquent, les nouvelles installations techniques telles que la pompe à chaleur, le réservoir tampon, la station solaire et le distributeur de sondes géothermiques ont été mises en place dans le parking souterrain et à divers endroits stratégiques. La compacité du système de technique du bâtiment mis en œuvre s'est révélée parfaitement adaptée au peu d'espace disponible.

Vue d'ensemble du projet d'immeuble collectif double de Ländisch (bâtiment 80 et 82):

Immeuble collectif ancien de 1975, doté d'un système de chauffage électrique et d'une SRE d'environ 2000 m²

- Rénovation énergétique du bâtiment (aucune certification spécifique)
 - Sur le plan structurel: isolation de la façade, rénovation du toit, isolation du plafond de la cave
 - Sur le plan technique: nouvelle production de chaleur selon 2SOL
 - Nouvelle distribution de la chaleur dans la couche d'isolation sur la façade
 - Nouvelle diffusion de la chaleur avec des radiateurs – température de départ prévue à 46 °C
 - Eau chaude par technique d'eau fraîche avec température de soutirage à 50 °C (conception)
- Système énergétique du bâtiment selon 2SOL (conception)

- o 3 sondes géothermiques de 360 m (double tube en U) avec régénération saisonnière du sol (stockage de la chaleur)
- o 160 m² de capteurs hybrides
 - 28 kWp électrique
 - 87 kW thermique
 - thermique solaire, taux de régénération du sol env. 60%
 - Objectif de consommation propre PV env. 40%
- o Pompe à chaleur à 2 niveaux de 60 kW avec régulateur pour l'optimisation de la consommation propre PV
- o Monitoring détaillé avec optimisation de l'exploitation dès la mise en service



Une documentation photographique avec d'autres images d'avant et d'après la rénovation se trouve en annexe, au point 7.6.

2.2 Concept du système 2SOL

L'énergie solaire disponible en un lieu donné est soumise à des variations quotidiennes et saisonnières. Pour pouvoir l'utiliser localement et en fonction des besoins, elle doit donc non seulement être transformée en chaleur et en électricité, mais aussi être stockée.

Un système énergétique de bâtiment conçu selon le principe 2SOL se compose de sondes géothermiques profondes pour la gestion du réservoir de chaleur géothermique, d'une pompe à chaleur à faible course et de capteurs photovoltaïques hybrides. Une ventilation décentralisée ainsi qu'une production d'eau chaude sanitaire (ECS) par technique d'eau fraîche peuvent compléter le système de base. Le système produit la chaleur requise par un bâtiment en générant peu d'émissions et en utilisant le moins d'électricité extérieure possible. Afin que le réseau électrique n'atteigne pas sa limite de capacité en hiver, un système 2SOL est conçu pour une efficacité maximale pendant les jours les plus froids de l'année. La mise à disposition de chaleur pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire devient ainsi écologique et non critique du point de vue de l'approvisionnement en énergie. Si l'électricité fournie en hiver est produite sans émissions, 2SOL devient un système zéro émission.

Le système 2SOL a été développé par des entreprises innovantes des secteurs de la technique du bâtiment, de l'industrie et de la construction. Réunies au sein de l'Alliance 2SOL, elles font avancer ensemble la réduction durable des émissions de CO₂ du parc immobilier suisse. (Pour en savoir plus: <https://www.2sol.ch/fr/alliance-2sol>)

Les systèmes énergétiques des bâtiments basés sur le principe 2SOL privilégient la minimisation de l'énergie de haute qualité provenant de l'extérieur et une exploitation des bâtiments sans émissions de CO₂. Pour ce faire, une technique de bâtiment intégrale est adaptée de manière optimale dans le cadre d'un système global. (Pour en savoir plus: <https://www.2sol.ch/fr/node/170>)

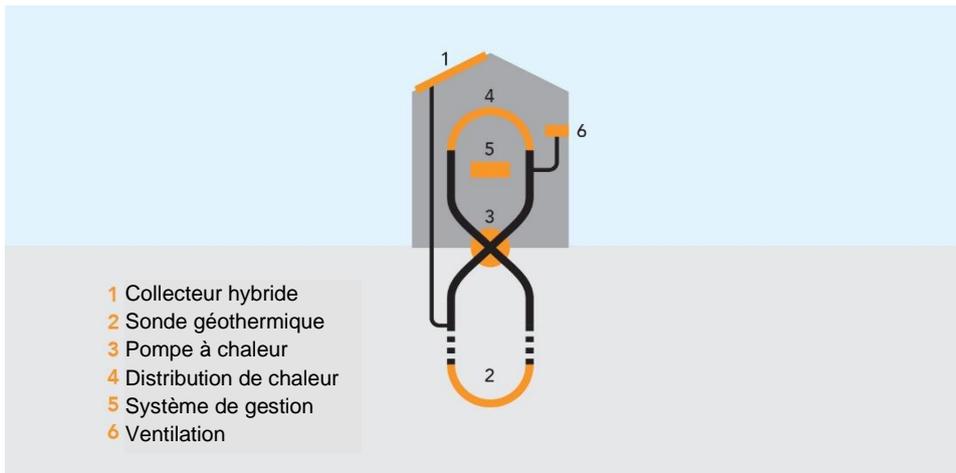


Illustration 1: Concept 2SOL

2.3 Etude de simulation 2016

Le maître d'ouvrage a fait appel à une entreprise de planification pour vérifier si un système énergétique de bâtiment sans émissions selon le principe 2SOL était approprié et techniquement réalisable sur le site de l'immeuble collectif double. Suite à cette clarification de base, des simulations dynamiques de plusieurs variantes et des études de faisabilité ont permis de définir un dimensionnement optimisé de l'ensemble du système. La faisabilité technique a pu être confirmée.

Des simulations d'installation ont permis d'étudier et de comparer différentes variantes pour le dimensionnement des divers composants, afin de déterminer la solution optimale sur le plan technique et économique pour cet immeuble collectif double.

Comparaison des coûts annuels de différents systèmes énergétiques de bâtiments sans émissions:

Plusieurs variantes ont été définies en étroite concertation avec le maître d'ouvrage et les coûts annuels des cinq variantes suivantes ont été comparés:

- Conception de base: 6 sondes de 275 m chacune, remplies d'eau, 165 m² de PVT
- Variante 1, «Sondes plus longues»: profondeur des sondes de 400 m, seulement 80 m² de PVT
- Variante 2, «Plus de distance entre les sondes»: resp. 10 m de distance entre les sondes
- Variante 3, «Course basse»: radiateurs actifs avec seulement 35° C de température de départ
- Variante 4.1, «Conventionnel»: sonde géothermique eau/glycol sans régénération solaire, plus grande pompe à chaleur requise, 7 sondes géothermiques de 275 m chacune

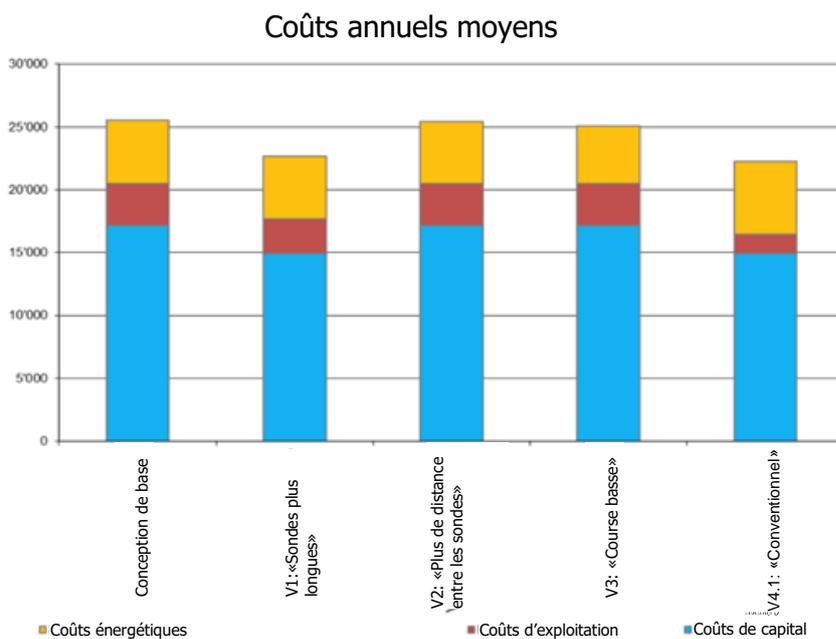


Illustration 2: Résultats de la comparaison des variantes de l'étude de simulation

Les résultats des simulations et les comparaisons de rentabilité ont fait apparaître que l'approche système avec des sondes plus longues, une grande installation PVT et un taux de régénération plus faible (seulement 60% au lieu d'une régénération complète) était légèrement plus avantageuse sur le plan économique que le dimensionnement standard, et ce, à court et à long terme. La recommandation était donc de mettre en œuvre la variante 1 avec 3 × 400 m de sondes géothermiques et 165 m² de collecteurs hybrides. Le maître d'ouvrage ayant suivi cette recommandation, la variante 1 a été retenue pour la planification de l'exécution. Un examen approfondi au cours des phases ultérieures du projet a montré que les sondes pouvaient être réduites à 3 × 360 mètres.

Le concept de local technique offrait essentiellement deux possibilités, qui se différençaient par leur aspect pratique et leur coût. La réaffectation du parking sous le bâtiment 82 en tant que centrale technique fut recommandée, mais pas mise en œuvre. Une solution consistant à réaffecter le local technique existant et à l'utiliser en partie tout en conservant un parking plus grand a été retenue.

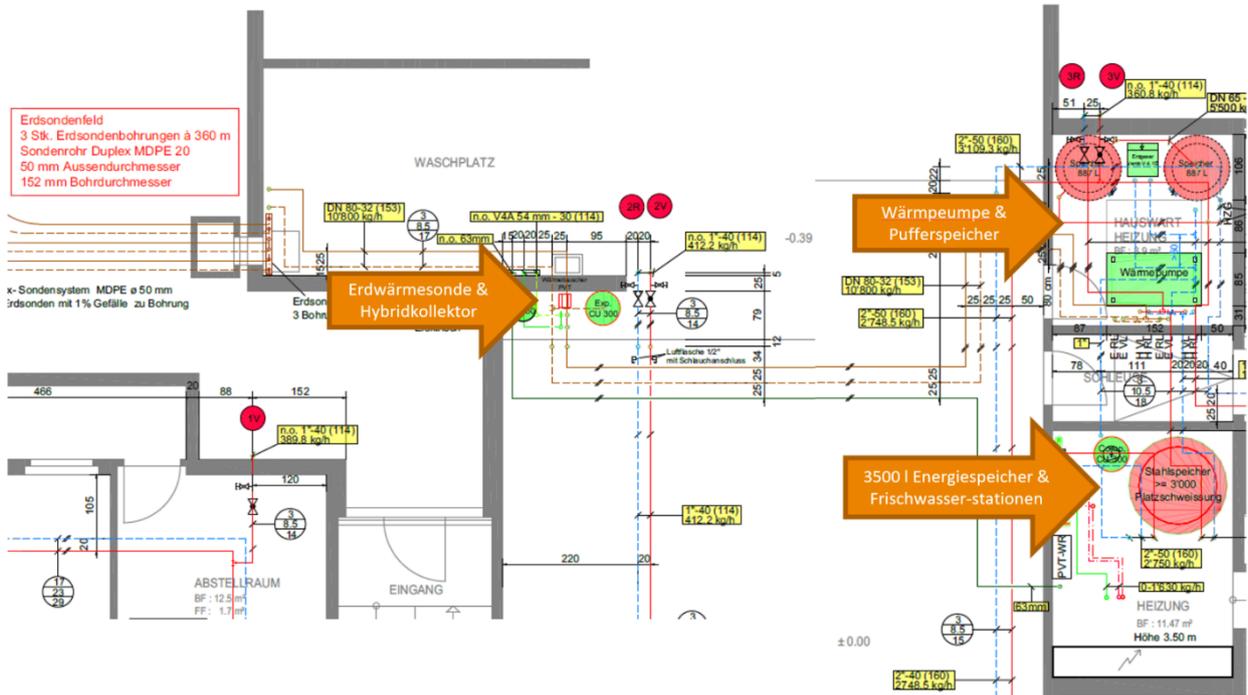


Illustration 3: Vue d'ensemble de la disposition de la technique du bâtiment

L'étude de simulation a été réalisée à l'aide du logiciel de simulation de systèmes Polysun et du schéma de base «Système 2SOL avec un champ de collecteurs», spécialement développé et testé pour le système 2SOL.

Projekt 104907_MFH_Laendischstrasse_Meilen - Variante 2SOL_Basisauslegung

veia:

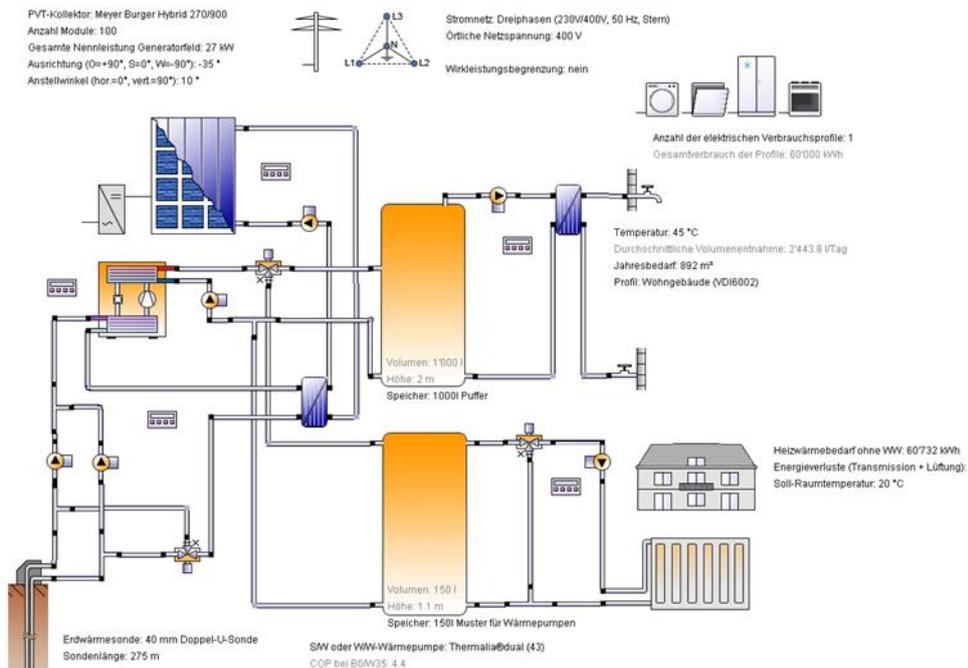


Illustration 4: Modèle de simulation Polysun (l'hydraulique ne correspond pas à l'hydraulique recommandée pour la mise en œuvre, cf. chapitre 2.4)

2.4 Dimensionnement du système

La conception du système de la variante mise en œuvre comprend une pompe à chaleur à deux niveaux, trois sondes géothermiques de 360 m de profondeur chacune et une installation de collecteurs hybrides d'une surface de 160 m². L'énergie thermique fournie par les collecteurs hybrides est utilisée pour régénérer le sol au moyen de sondes géothermiques. Le bilan énergétique du bâtiment et la rentabilité sont améliorés grâce à l'optimisation de la consommation propre de l'électricité photovoltaïque, réalisée au moyen d'une régulation intelligente, de volumes de stockage plus importants et de la connexion directe de la pompe à chaleur à un compteur spécial de l'électricité excédentaire nette. Compte tenu du caractère innovant du système, le fournisseur d'énergie local renonce aux périodes de blocage de la pompe à chaleur. La technique d'eau fraîche est utilisée pour la production d'eau chaude.

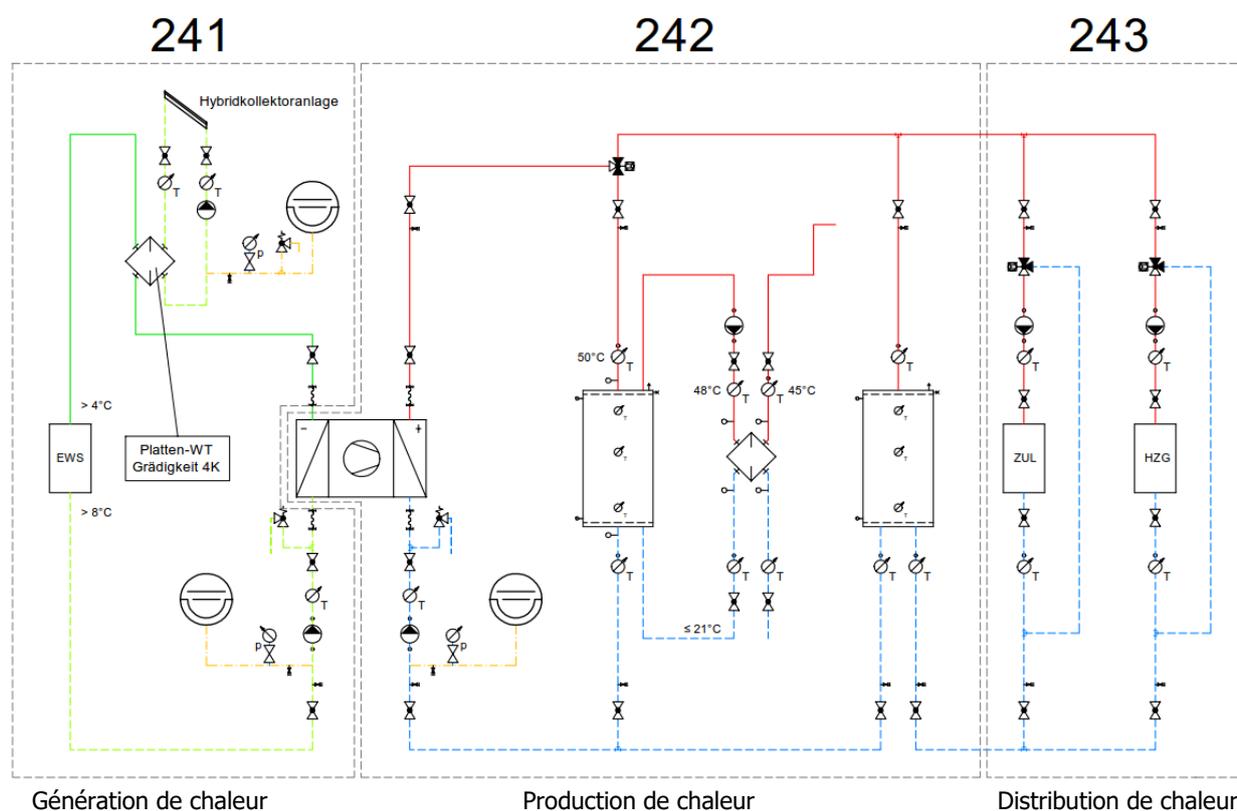


Illustration 5: Schéma de chauffage simplifié

2.5 Rénovation énergétique

2.5.1 Description de la situation

Les murs extérieurs massifs de cet immeuble collectif double sont constitués de 25 cm de briques avec 7 cm d'isolation intérieure et sont enduits des deux côtés. La quasi-totalité des surfaces vitrées ont été successivement rénovées entre 2001 et 2009 avec un double vitrage thermo-isolant. Les cadres de fenêtres très étroits ne laissent guère de place pour une éventuelle isolation de l'embrasure. Dans les angles du bâtiment, les surfaces vitrées s'étendent jusqu'au coin, ce qui a posé des défis particuliers pour l'isolation de la façade prévue dans le cadre de la rénovation. Certaines portes d'entrée des bâtiments n'étaient pas rénovées. Le sol du rez-de-chaussée, en partie non isolé, touchait le garage souterrain non chauffé.

Le toit plat a été entièrement rénové à grands frais en 1996 avec une isolation en PSE de 12 cm et était en bon état au moment de l'état des lieux. L'étanchéité du toit plat approchait toutefois de la fin théorique de sa durée de vie. D'un point de vue énergétique, le toit était encore correct.

Les deux bâtiments étaient reliés à un réservoir d'eau chaude de 5 m³ datant de 1975, situé au sous-sol du bâtiment n° 80, par des tuyaux en fer assainis il y a quelques années avec de la résine époxyde et équipés d'une conduite de circulation. Ce réservoir était directement chargé électriquement la nuit, au bas tarif, pour atteindre une température d'eau chaude supérieure à 60 °C. Comme il n'était rechargé que la nuit au bas tarif, il devait couvrir les besoins en eau chaude de toute la journée. Il était donc nettement trop grand pour les techniques actuelles de production d'eau chaude et n'était plus adapté en raison des pertes d'énergie.

Il n'y avait pas de distribution hydraulique de la chaleur dans le bâtiment. Les appartements étaient chauffés de manière décentralisée et individuelle par de nombreux réservoirs de chaleur électriques. La charge nocturne à des températures très élevées, pouvant atteindre 100 °C pendant la saison froide, était commandée par les utilisateurs et non par les conditions météorologiques. Cela a très probablement entraîné des pertes de chaleur considérables par ventilation et des températures excessives dans les appartements.

En l'absence de production de chaleur centralisée, il n'existait pas de centrale de chauffage avant la rénovation. Le local d'environ 11 m² au sous-sol du bâtiment n° 80, dans lequel se trouvait le réservoir d'eau chaude sanitaire, aurait en principe pu être réutilisé, à condition de choisir un concept de réservoir moins encombrant. De plus, il y avait un autre local de stockage d'environ 9 m² à proximité immédiate.

Aucune adaptation n'a été apportée au système de ventilation d'origine. Ainsi, même après la rénovation, les salles d'eau des appartements sont équipées de ventilateurs qui évacuent l'air par le toit, dans des conduits d'évacuation communs. Ces conduits sont exploités par des ventilateurs de toit avec une régulation par minuterie. Le renouvellement de l'air évacué est continu et incontrôlé. Ainsi, de l'air à température extérieure pénètre dans le bâtiment lorsque le ventilateur est en marche. Le système de ventilation des cuisines (hottes aspirantes) passe également par le toit avec un flux d'air incontrôlé.

2.5.2 Rénovation en 2016

La rénovation énergétique de la construction comprenait

- l'isolation de la façade avec 20 cm de laine minérale,
- l'isolation des plafonds du sous-sol, le remplacement des portes d'entrée des bâtiments et
- la rénovation du toit.

Cette dernière a été avancée dans le temps afin de ne pas devoir démonter l'installation de collecteurs hybrides avant la fin de sa durée de vie pour une rénovation ultérieure du toit.

Dans le cadre de la rénovation, la nouvelle distribution de chaleur a été installée dans la nouvelle couche d'isolation de la façade extérieure pour desservir les nouveaux radiateurs dans les appartements.

2.6 Système de monitoring

L'efficacité du système de l'ensemble de l'installation est surveillée par une solution de monitoring complète. Le système de pompe à chaleur, y compris la distribution de chaleur, la production d'eau chaude, le photovoltaïque et aussi la partie thermique de l'installation de collecteurs hybrides sont mesurés par de nombreux capteurs. Pour une meilleure traçabilité des points de fonctionnement de l'installation, on a renoncé aux compteurs de chaleur conventionnels au profit de débitmètres et de capteurs thermiques.

Certaines données de mesure ont été examinées, évaluées et utilisées pour l'optimisation de l'exploitation en collaboration avec l'Alliance 2SOL au cours des premières années après la mise en service. Jusqu'à

l'attribution du mandat pour la présente étude, ces données n'ont toutefois jamais été évaluées en détail dans le sens d'un contrôle de plausibilité approfondi et d'une optimisation poussée de l'exploitation.

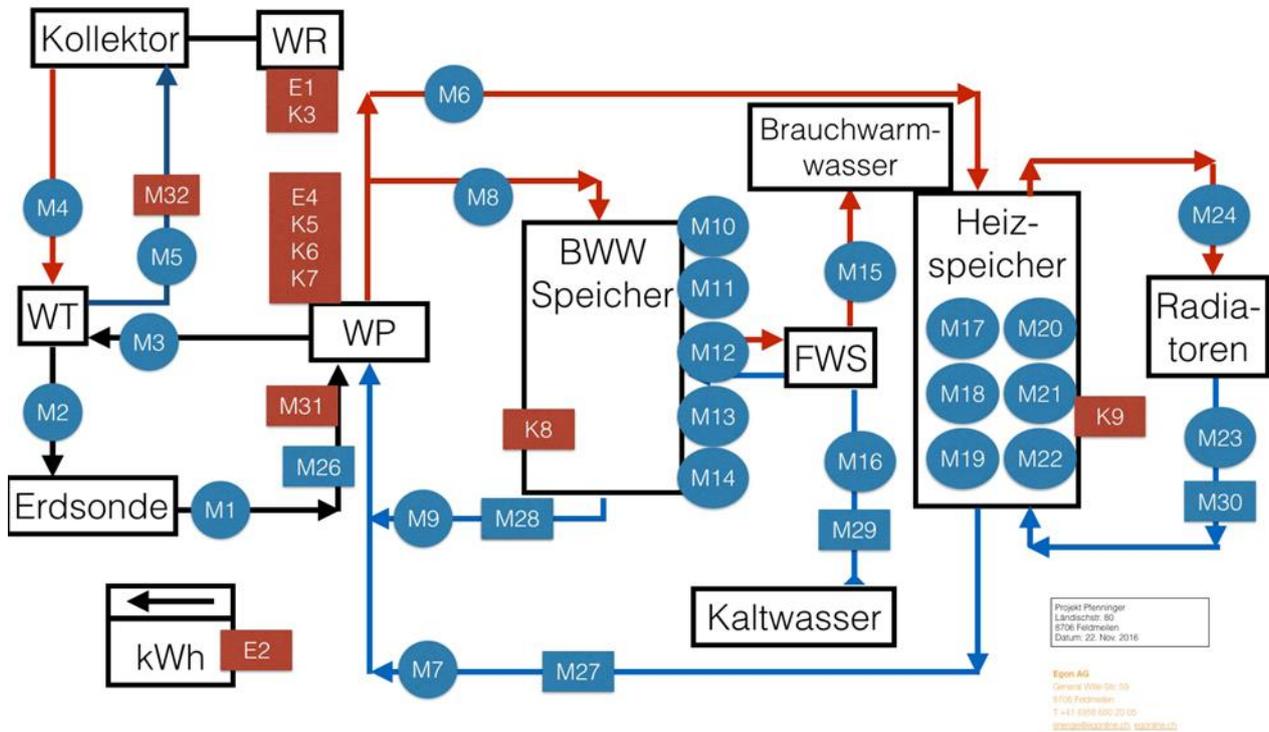


Illustration 6: Vue d'ensemble des sondes de mesure du système de monitoring

Le concept de monitoring mis en œuvre, qui comprend également la description des capteurs de mesure installés de l'illustration 6, est joint en annexe, au point 7.3.

3. Traitement des données de mesure

3.1 Méthodologie

3.1.1 Base des données de mesure

Dans le cadre de la présente étude, les données de mesure des années d'exploitation 2017 à 2020 sont analysées et évaluées. Les données brutes enregistrées et mises à disposition par l'exploitant du système de monitoring sont utilisées pour l'évaluation détaillée du fonctionnement de l'installation. Les données brutes enregistrées sont basées sur des résolutions de mesure régulières à des intervalles d'une à cinq minutes pour les capteurs de mesure thermiques et de 15 minutes pour les capteurs de mesure électriques.

3.1.2 Traitement des données de mesure

Des moyennes horaires sont utilisées pour l'analyse des données de mesure, qui fournissent une précision suffisante pour l'interprétation des résultats de mesure et permettent de réduire la quantité de données de mesure. Les quelques lacunes de données observées dans les données brutes s'étendent de quelques minutes à quelques heures. Elles ont été complétées par interpolation linéaire selon la formule 1 avant le calcul des valeurs moyennes horaires.

$$f(t) = f_0 + \frac{f_1 - f_0}{t_1 - t_0}(t - t_0)$$

Formule 1: Interpolation linéaire au moyen de l'intervalle (t)

Au cours des quatre années d'exploitation étudiées, il n'y a eu que quelques cas de pannes de mesure d'une journée entière dans les systèmes partiels, ces pannes sont documentées en annexe, au point 7.1. Pour calculer les moyennes horaires en cas de lacunes dans les données de mesure journalières, on utilise l'approche simplifiée de l'interpolation linéaire des moyennes journalières avec une répartition uniforme sur les moyennes horaires.

3.1.3 Analyse des erreurs de bilan

L'analyse des données de mesure et l'établissement du bilan des flux d'énergie dans l'ensemble du système ont mis en évidence deux erreurs de bilan qui ont été corrigées pour l'évaluation de l'installation et la comparabilité avec d'autres systèmes de pompes à chaleur en cas de rénovation, conformément aux explications ci-après.

3.1.3.1 Sous-estimation de la consommation de chaleur de chauffage

L'analyse des quantités d'énergie dans le système de chauffage indique une consommation de chaleur de chauffage plus élevée que celle calculée avec les valeurs de mesure. Le bilan énergétique entre le chargement des réservoirs de chauffage par la pompe à chaleur et la consommation de chaleur de chauffage résulte en un chargement des réservoirs supérieur de plus de 30% en comparaison avec la consommation. Ce chargement plus élevé des réservoirs correspond à une quantité de chaleur moyenne de 22,5 MWh/an pendant les années étudiées. Les quantités de chaleur comparées sont toutes deux mesurées dans le local de chauffage et dépassent nettement les pertes possibles des conduites isolées thermiquement pour la charge du réservoir ainsi que les pertes de stockage des réservoirs de chauffage également isolés thermiquement. L'examen de la stratification du réservoir de l'illustration 7 indique un comportement de charge intact du réservoir tampon et une intégration correcte du retour de la distribution de chauffage au niveau du capteur thermique T6. Toutefois, on constate dans l'illustration 7 une différence de température constante entre la température supérieure du réservoir de chauffage T1 (courbe bleu foncé) et la température de départ de la distribution de chauffage mesurée à quelques mètres seulement (courbe verte en pointillés). La température de départ mesurée ne devrait différer que très peu de la tem-

température supérieure du réservoir T1 en raison de la position du manchon du réservoir et de la faible longueur de la conduite. La différence de température entre ces deux sondes de mesure se situe toutefois entre 1,5 K et 2 K pendant toute la période de mesure. Un courant de court-circuit du retour vers le départ de la distribution de chauffage peut être exclu en raison de l'intégration du retour dans le deuxième réservoir de chauffage monté en série. La clarification détaillée de la différence de température observée n'a pas pu être étudiée dans le cadre du présent rapport de projet. La constatation a toutefois déjà été partagée avec le maître d'ouvrage en vue de clarifications ultérieures. En raison des faibles pertes de disponibilité des réservoirs tampons isolés thermiquement, la quantité de chaleur de la charge du réservoir est également prise en compte pour l'évaluation du système global.

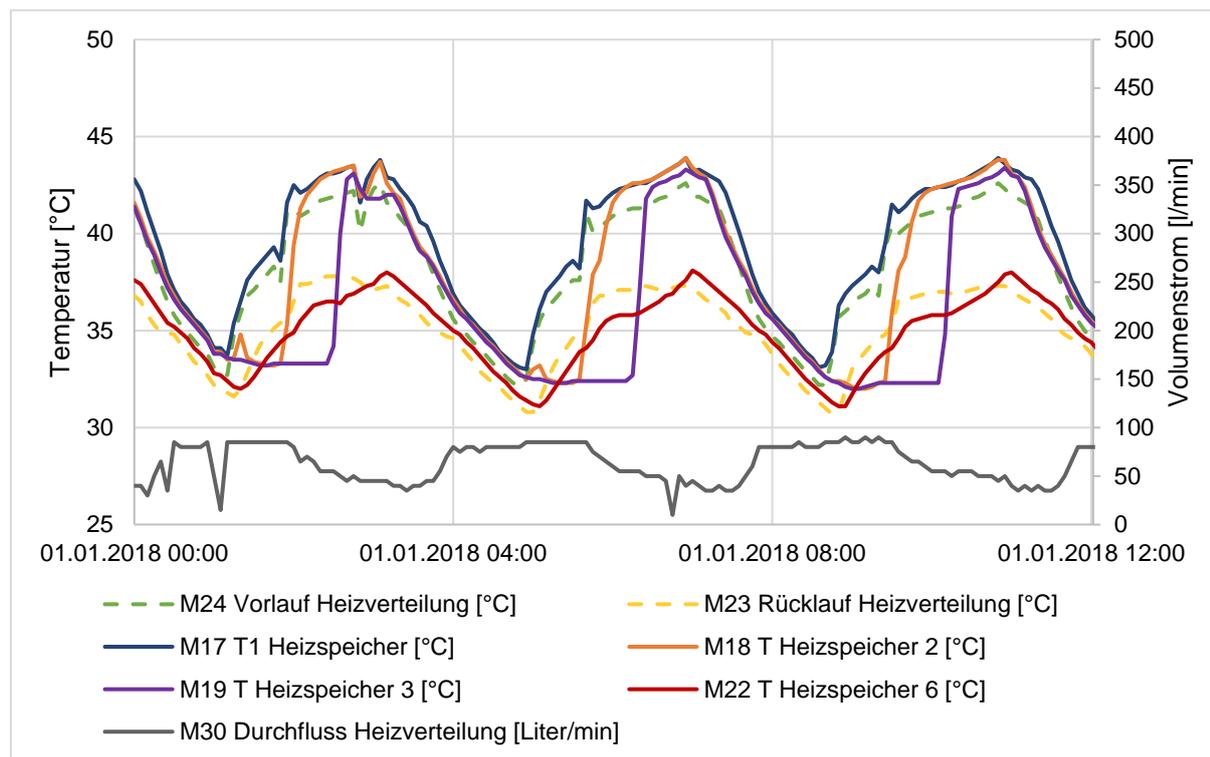


Illustration 7: Examen du comportement de stratification et des températures de distribution de chauffage dans le réservoir de chauffage lors d'une journée d'hiver type en 2018 avec désignation de la sonde de mesure selon l'illustration 6

La différence entre la quantité de chaleur pour la charge du réservoir de chauffage et la consommation de chaleur de chauffage correspond à la quantité de chaleur calculée sur la base de la différence de température entre la température supérieure du réservoir T1 et la température de départ de la distribution de chauffage. Les deux quantités de chaleur sont indiquées dans le tableau ci-dessous en fonction de l'année d'exploitation.

Tableau 1: Comparaison de la différence de quantité de chaleur mesurée entre la charge du réservoir et la consommation avec l'énergie thermique résultant annuellement de la différence de température entre la température supérieure du réservoir et la température de la distribution de chauffage

Quantité de chaleur charge/consommation	2017	2018	2019	2020
Différence charge/consommation [kWh] du réservoir de chauffage	23 429	24 480	20 397	16 270
Quantité de chaleur, différence de température [kWh]	26 862	24 786	22 916	15 542

La différence de température constante peut être le signe d'un déplacement de la sonde de mesure hors du manchon de mesure, voire d'une erreur d'étalonnage de la sonde de mesure.

3.1.3.2 Utilisation forcée d'un corps de chauffe

Le système de monitoring mis en place dans l'installation étudiée ne dispose que d'un seul compteur électrique pour mesurer le courant d'exploitation de la pompe à chaleur, des corps de chauffe électriques, des pompes de circulation, des servomoteurs et de la régulation du système. Les analyses de ce prélèvement de courant pour la production de chaleur montrent plusieurs pics de courant au cours des premières années d'exploitation, qui sont dus à l'utilisation des corps de chauffe électriques dans les réservoirs du système de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Cette tendance observée au niveau des valeurs mesurées coïncide avec les déclarations du maître d'ouvrage, selon lesquelles la commande de la pompe à chaleur activait régulièrement et sans que cela soit justifié le corps de chauffe électrique dans le réservoir d'eau chaude sanitaire. Cette activation précoce du corps de chauffe dans le réservoir d'eau chaude sanitaire n'a pas pu être contournée par le fabricant, de sorte que la sécurité électrique du corps de chauffe pour le système d'eau chaude sanitaire a été mise hors service manuellement par le maître d'ouvrage au cours de l'année 2017. Cela a été fait peu après la panne intermédiaire de la pompe à chaleur pour la charge d'eau chaude sanitaire au début de l'année 2017. La commande erronée du corps de chauffe électrique fausse le bilan de la consommation d'électricité pour la production de chaleur ainsi que la quantité de chaleur pour le chargement du réservoir d'eau chaude sanitaire.

Pour déterminer la consommation d'électricité supplémentaire due à l'utilisation erronée du corps de chauffe dans le réservoir d'eau chaude sanitaire, le nombre de mises en marche et la durée de fonctionnement sont estimés à l'aide de la mesure de l'électricité et des pics de puissance générés par l'enclenchement des corps de chauffe. L'illustration 8, représente graphiquement le nombre de mises en marche des corps de chauffe ainsi que la consommation d'électricité mesurée par rapport à une consommation d'électricité théorique avec un COP constant. Les différences les plus importantes entre le prélèvement de courant mesuré et la courbe théorique sont apparues au début de l'année 2017 en raison de la panne de la pompe à chaleur. A partir de mars 2017, la charge d'eau chaude sanitaire a de nouveau été assurée par la pompe à chaleur, mais l'utilisation répétée du corps de chauffe dans le réservoir d'eau chaude sanitaire a tout de même eu lieu jusqu'à la désactivation manuelle du corps de chauffe. Le faible nombre de mises en marche pendant les mois d'hiver des années 2018 à 2020, visible dans l'illustration 8, est dû au fait que le corps de chauffe a été laissé en marche pour charger le réservoir de chauffage. Un autre écart important entre les consommations d'électricité mesurées et théoriques a été constaté en octobre et novembre 2020. Pour des raisons inconnues, la sécurité du corps de chauffe a été réactivée dans le réservoir d'eau chaude sanitaire pendant cette période, ce qui a de nouveau entraîné une utilisation accrue avérée du corps de chauffe.

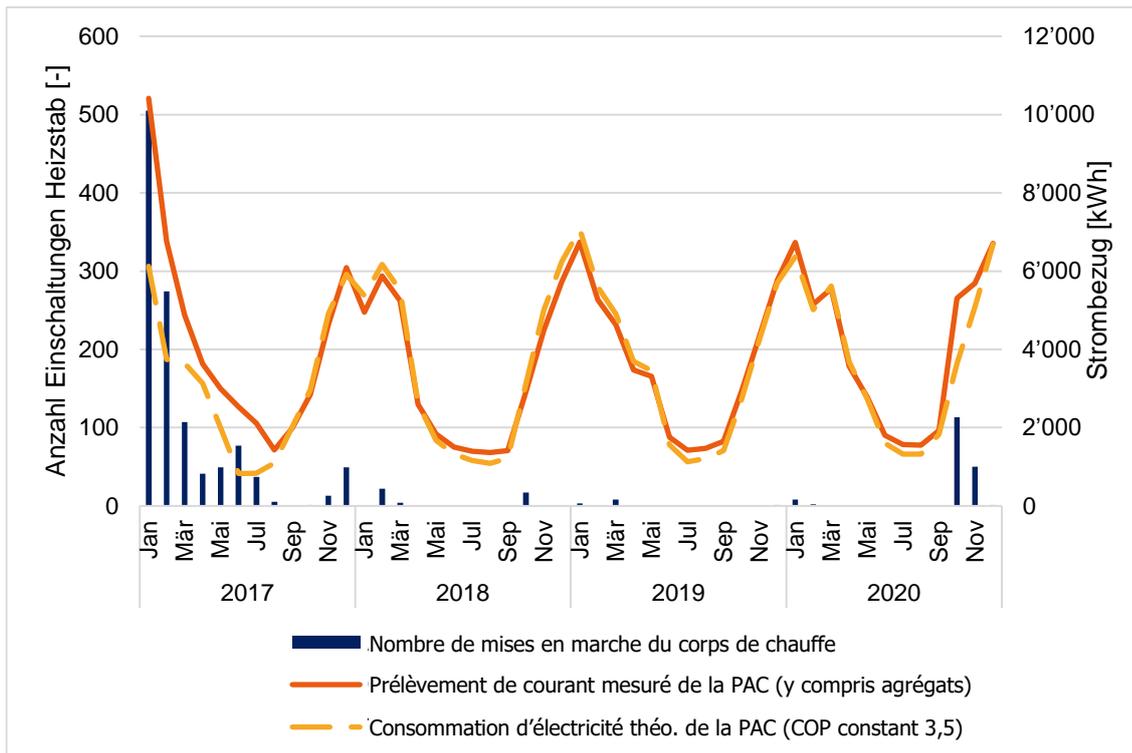


Illustration 8: Analyse du nombre de mises en marche du corps de chauffe en comparant le prélèvement de courant mesuré de la pompe à chaleur et le prélèvement de courant théorique à COP constant

Le nombre de mises en marche des corps de chauffe électriques par année d'exploitation est résumé dans le tableau suivant.

Tableau 2: Nombre calculé de mises en marche des corps de chauffe pour la charge du réservoir de chaleur

Nombre de mises en marche	2017	2018	2019	2020
Corps de chauffe électriques	1158	43	12	174

Le prélèvement de courant mesuré dû à la mise en marche inutile du corps de chauffe dans le réservoir d'eau chaude est corrigé pour l'évaluation des années d'exploitation. Pour cela, la consommation d'électricité du corps de chauffe est corrigée respectivement de la consommation théorique d'électricité de la pompe à chaleur pour la mise à disposition d'une charge d'eau chaude identique.

3.2 Evaluation des données de mesure

Dans le cadre de la présente étude, l'évaluation des données de mesure se concentre sur la régénération solaire du sol intégrée au système énergétique ainsi que sur l'exploitation de l'installation PVT y afférente. En outre, le coefficient de performance annuel (COPa) annuel de la pompe à chaleur est analysé dans les différents états d'exploitation et un COPa ajusté sans courant pour les pompes de circulation est déterminé pour la comparaison avec les systèmes de pompe à chaleur sans régénération.

3.2.1 Consommations d'énergie utile

Les immeubles de la Ländischstrasse 80 et 82, avec leurs 17 locataires au total, présentent la consommation d'énergie thermique (eau chaude sanitaire, chaleur de chauffage) et électrique (générale, courant des locataires) suivante au cours des années d'exploitation analysées.

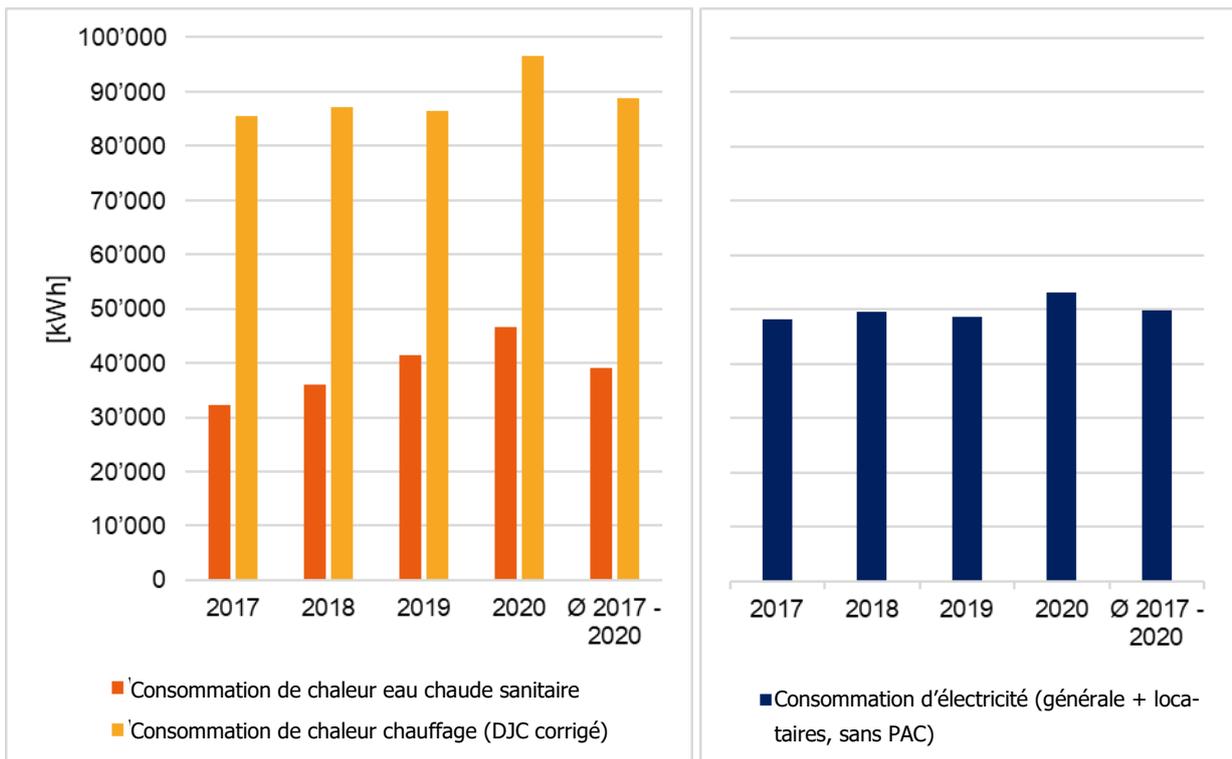


Illustration 9: Aperçu de l'énergie utile consommée au cours des années d'exploitation analysées

La consommation totale d'énergie utile des deux immeubles collectifs se divise en environ 30% d'électricité et 70% de chaleur, le prélèvement de chaleur étant constitué à 70% de chaleur de chauffage et à 30% de chaleur pour l'eau chaude sanitaire. Les valeurs annuelles mesurées pour les besoins en eau chaude sanitaire, présentées dans l'illustration 9, montrent une tendance à la hausse sur les quatre années d'exploitation étudiées. Interrogé sur l'occupation, le maître d'ouvrage n'a pas eu connaissance de logements vacants ou d'une augmentation de l'occupation pendant la période étudiée. La consommation semble augmenter en raison du comportement des utilisateurs (peut-être dû à des changements de locataires) au cours des années d'exploitation analysées. Cette hypothèse est étayée par le retour d'information du maître d'ouvrage concernant l'augmentation significative de la température de départ de l'eau chaude de 45 °C à 52 °C peu après la mise en service en 2016, suite à des plaintes de locataires. La consommation d'eau chaude sanitaire la plus faible des années d'exploitation analysées est enregistrée pour l'année 2017. Elle n'est toutefois pas représentative en raison de la panne de la pompe à chaleur pour la charge d'eau chaude sanitaire en février. Ce mois-là, l'eau chaude sanitaire a été produite en urgence par le corps de chauffe électrique du réservoir, ce qui n'a pas permis de répondre entièrement aux exigences de confort des locataires. Selon les prévisions, la consommation d'eau chaude en 2021 devrait plutôt être plus élevée qu'en 2020. On peut supposer que les locataires de la Ländischstrasse ont des exigences de confort légèrement supérieures à la norme de comportement des utilisateurs selon la SIA¹.

Pour des raisons de comparabilité de la consommation de chaleur de chauffage en fonction des conditions météorologiques, les valeurs de mesure des années d'exploitation ont été normalisées selon la correction du degré-jour de chauffage (correction DJC²). La comparaison de la consommation de chauffage normalisée fait apparaître, pour les années d'exploitation 2017 à 2019, un prélèvement de chaleur comparable des consommateurs d'environ 85 000 kWh. La consommation de chauffage mesurée la plus élevée est celle de l'année d'exploitation 2020. Cette année-là, on constate une augmentation des besoins de 10%. Cette augmentation significative de la consommation de chauffage peut être attribuée, sur la base de l'analyse des valeurs mesurées, à une augmentation de la courbe de chauffage à une température extérieure normale de 45 °C (2017-2019) à 50 °C.

¹ Société suisse des ingénieurs et des architectes

² Valeur de référence de correction DJC avec valeur moyenne à long terme (2011-2020) de la station météorologique de Zurich SMA de 3125 K*d

Tout comme la consommation de chauffage, l'électricité générale et celle des locataires sont constantes pour les années d'exploitation 2017 à 2019 et augmentent légèrement pour l'année d'exploitation 2020. La consommation d'électricité dans l'illustration 9 comprend uniquement le prélèvement de courant pour l'éclairage, les appareils et les installations d'ascenseurs, mais pas la consommation d'électricité pour la production de chaleur.

Pour évaluer les consommations d'énergie utile, celles-ci sont comparées en tant que valeur moyenne des années d'exploitation analysées (2017-2020) avec les valeurs normalisées selon le cahier technique SIA 2024. Les consommations d'énergie des immeubles collectifs analysés coïncident pour la plupart avec les valeurs de référence du cahier technique SIA pour les immeubles collectifs existants. On constate toutefois un écart important par rapport à la valeur normalisée en ce qui concerne la consommation de chaleur de chauffage en raison de la rénovation de l'enveloppe du bâtiment avec isolation thermique extérieure.

Tableau 3: Comparaison des consommations moyennes d'énergie utile avec les chiffres-clés de la norme

Chiffres-clés moyens énergie utile 2017-2020	Ländischstrasse 80 + 82 [kWh/m ² SRE]	SIA 2024 (imm. coll. exist.) [kWh/m ² SRE]
Consommation d'eau chaude sanitaire	20	20,8
Consommation de chaleur de chauffage	44	113
Consommation d'électricité (générale + locataires, sans PAC)	25	22

3.2.2 Etablissement de bilans du système énergétique

Pour l'établissement du bilan du système énergétique, la consommation annuelle d'électricité de la pompe à chaleur est comparée à la production de chaleur servant à la charge du réservoir, dans sa totalité et subdivisée en efficacité des systèmes partiels d'eau chaude sanitaire (ECS) et de chauffage. Pour ce faire, la consommation d'énergie corrigée (électricité) de la pompe à chaleur selon le chapitre 3.1.3.2 ainsi que la fourniture d'énergie (chaleur) sont représentées pour le bilan global du système. Le prélèvement de courant mesuré dans la centrale de chauffage comprend, outre le courant nécessaire au fonctionnement de la pompe à chaleur, la consommation des pompes et de la régulation du système. Pour clarifier ces prélèvements de courant supplémentaires, la désignation «Prélèvement de courant PAC + agrégats» est utilisée dans le bilan. La fourniture d'énergie est encore subdivisée en charge et décharge du réservoir (consommation par les utilisateurs). Pour la charge et la décharge des réservoirs tampons du système partiel de chauffage, les faibles pertes du système sont négligées conformément au chapitre 3.1.3.1.

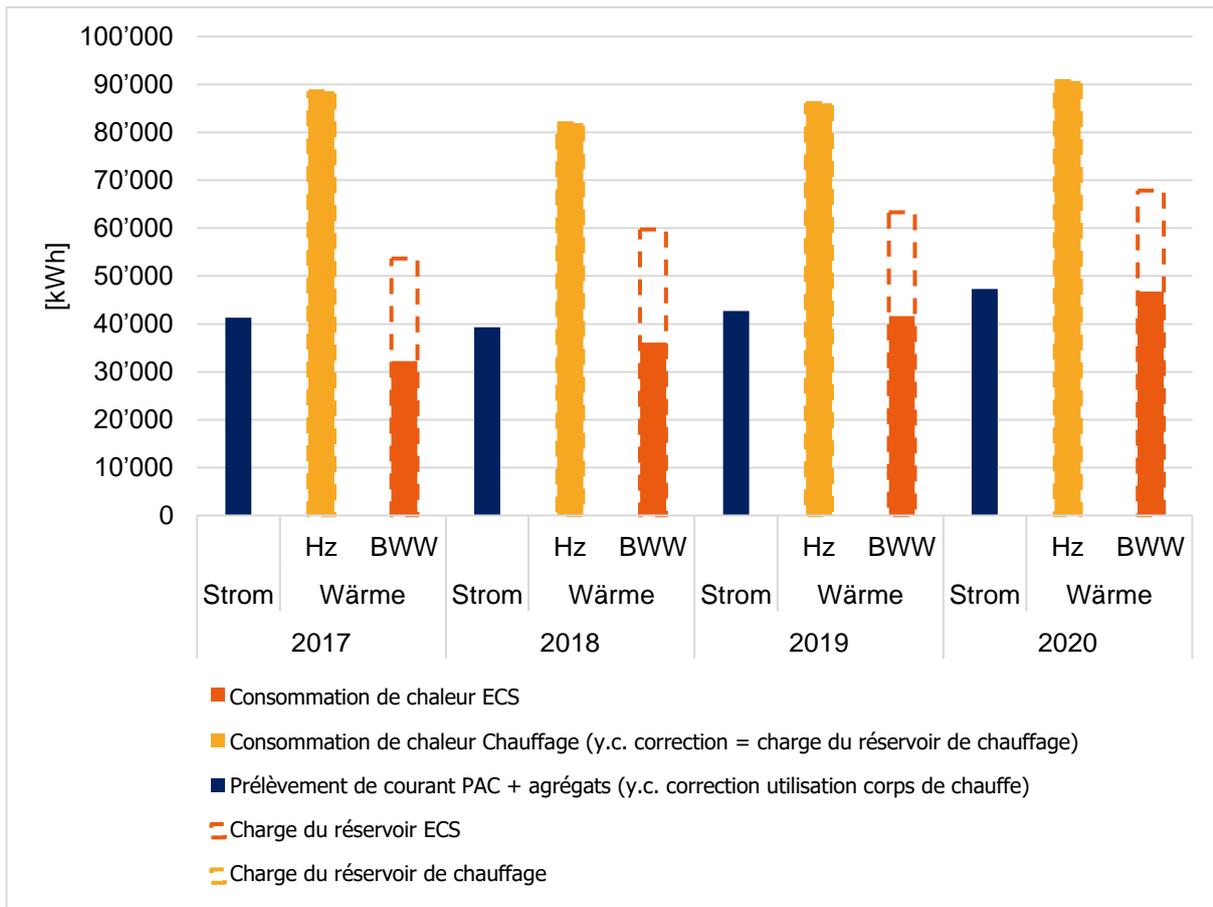


Illustration 10: Comparaison de la quantité d'énergie annuelle du prélèvement de courant de la pompe à chaleur, du prélèvement de chaleur de chauffage et d'eau chaude sanitaire ainsi que de la charge thermique des deux réservoirs de chaleur.

Tableau 4: Résumé des quantités d'énergie annuelles pour l'approvisionnement en chaleur des immeubles collectifs

Bilan PAC	2017	2018	2019	2020
Prélèvement de courant PAC + agrégats (y.c. correction utilisation corps de chauffe) [kWh]	41 282	39 289	42 724	47 281
Consommation de chaleur Chauffage (y.c. correction = charge du réservoir de chauffage) [kWh]	88 549	81 902	86 060	90 703
Charge du réservoir de chauffage [kWh]	88 549	81 902	86 060	90 703
Consommation de chaleur ECS [kWh]	32 258	36 139	41 631	46 793
Charge du réservoir ECS [kWh]	53 637	59 719	63 295	67 844

L'illustration 10 indique un prélèvement de courant ou une production de chaleur annuels d'environ 40 à 47 Mwh/an ou 142 à 159 MWh/an. Dans le système d'eau chaude sanitaire, on constate un écart important entre la charge du réservoir et la consommation de chaleur au moyen de la station d'eau fraîche, y compris les conduites de circulation. La charge des réservoirs d'eau chaude sanitaire dépasse la consommation d'environ 20 MWh/an ou 35% au cours des années d'exploitation analysées. En raison de l'absence de capteurs de mesure entre le réservoir et la station d'eau fraîche, il n'est pas possible de procéder à une analyse détaillée des pertes de circulation et des autres pertes du système. Une autre source de perte due à une stratification perturbée de la température dans le réservoir d'eau chaude sanitaire peut être exclue grâce à la présence de capteurs thermiques. L'étude des résultats de mesure de la stratification de la température dans le réservoir d'eau chaude sanitaire figure en annexe, au point 7.2. Une étude

précise des éventuelles pertes de chaleur nécessiterait l'installation de capteurs de mesure supplémentaires. Celle-ci n'est pas comprise dans la présente évaluation des mesures.

En plus des consommations individuelles des années d'exploitation de l'illustration 10, un coefficient de performance annuel est également calculé pour le système. Compte tenu du prélèvement de courant mesuré, agrégats y compris, le coefficient de performance annuel calculé correspond à la limite du système «SNG+» de l'illustration 11.

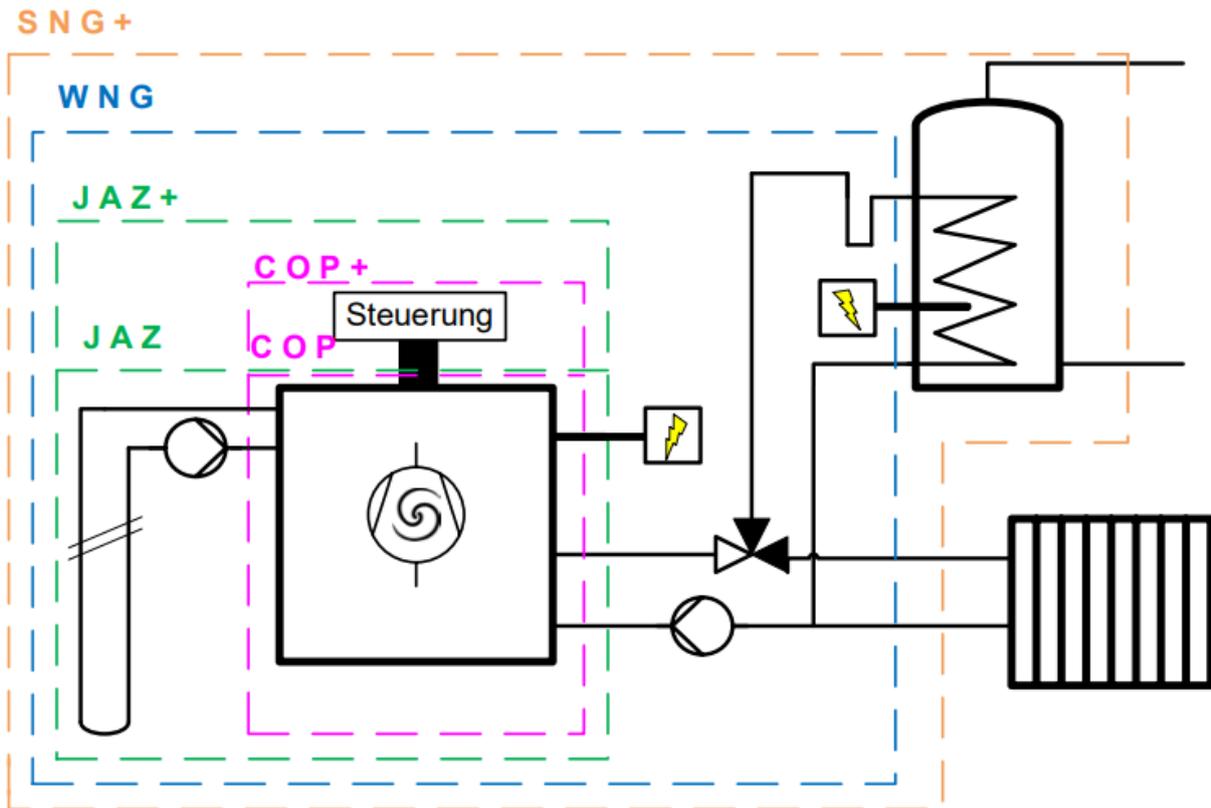


Illustration 11: Limites du système des différents coefficients de performance annuels (source de l'image: Rapport final des mesures sur le terrain des installations de pompes à chaleur 2015-2018) avec ajout de la limite du système COPa PAC

Les coefficients de performance annuels calculés selon la limite du système «SNG+» pendant les années d'exploitation analysées se situent entre 3,3 et 3,7. Le système énergétique du bâtiment installé présente un bon coefficient de performance annuel constant au cours des premières années d'exploitation pour le présent cas de rénovation. L'illustration 12 montre une légère baisse de l'efficacité du système en 2020 en raison de l'augmentation des demandes de chauffage et des besoins en eau chaude.

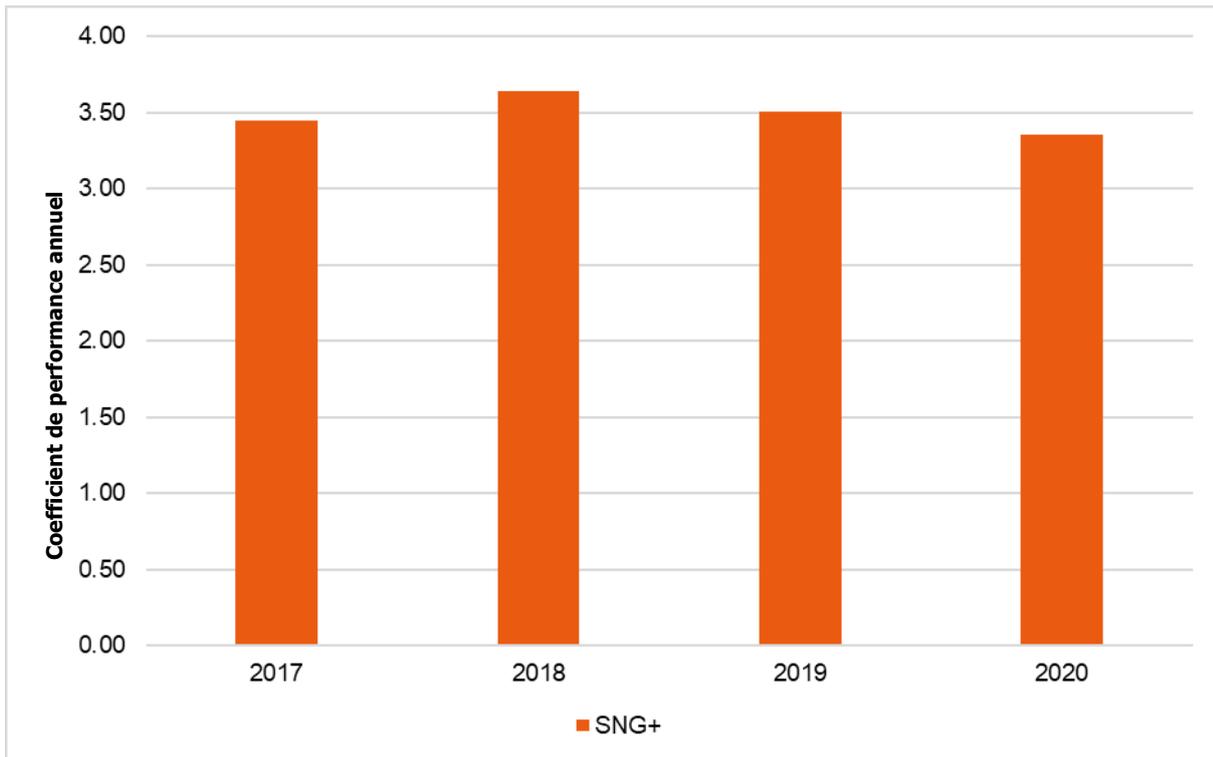


Illustration 12: Coefficient de performance annuel calculé avec correction pour l'utilisation du corps de chauffe et incluant le courant nécessaire au fonctionnement des agrégats.

Les données de mesure analysées de manière exhaustive permettent non seulement de calculer le coefficient de performance annuel du système, mais aussi d'effectuer une analyse d'efficacité fractionnée des états d'exploitation en mode chauffage ou en mode eau chaude sanitaire grâce à la commutation de la pompe à chaleur. Pour les quatre années d'exploitation, on obtient les coefficients de performance annuels suivants pour les deux états d'exploitation:

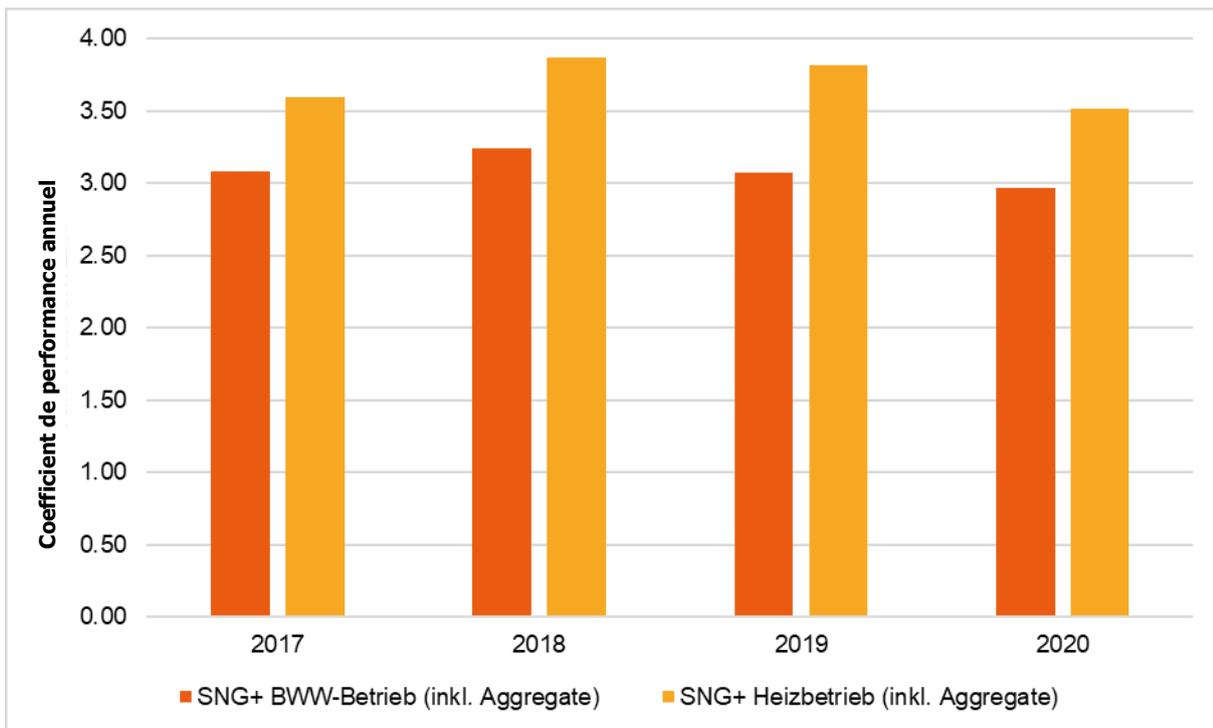


Illustration 13: Comparaison des coefficients de performance annuels, y compris le courant nécessaire au fonctionnement des agrégats, pour les états d'exploitation «chauffage» et «eau chaude sanitaire»

Le coefficient de performance annuel, y compris le prélèvement de courant pour les agrégats, se situe entre 3,5 et 3,9 pour le mode «chauffage», et entre 3,0 et 3,2 pour le mode «eau chaude sanitaire». La différence entre les coefficients de performance annuels des deux états d'exploitation résulte des exigences de température différentes pour la mise à disposition de l'énergie utile dans les réservoirs. La température de mise à disposition de l'énergie utile dans le réservoir d'eau chaude sanitaire se situe entre 55 °C et 60 °C, ce qui réduit l'efficacité de la pompe à chaleur par rapport à la charge du réservoir de chauffage avec des températures de départ de 50 °C maximum à une température extérieure normale de -8 °C.

Pour pouvoir comparer de manière transversale le système énergétique installé avec d'autres installations de pompes à chaleur à sondes géothermiques pour des bâtiments rénovés, on détermine, outre le coefficient de performance annuel du système présenté dans l'illustration 12 un coefficient de performance annuel de la pompe à chaleur calculé selon la limite du système «COP+», présenté dans l'illustration 11. Dans le cas présent, seul le courant pour les pompes de circulation est déduit du prélèvement de courant de la PAC, y.c. agrégats, pour le calcul du COP annuel de la pompe à chaleur, mais pas le courant pour la régulation du système. L'estimation du courant d'exploitation des pompes de circulation a été effectuée sur la base de la courbe caractéristique de chaque pompe. Cette estimation permet de calculer pour le système énergétique de la Ländischstrasse, outre le coefficient de performance annuel du système, un coefficient de performance annuel de la pompe à chaleur. Le coefficient de performance annuel de la pompe à chaleur sans courant pour les pompes de circulation a augmenté de 10% à 15% au cours des quatre années d'exploitation et se situe entre 3,7 et 4,1.

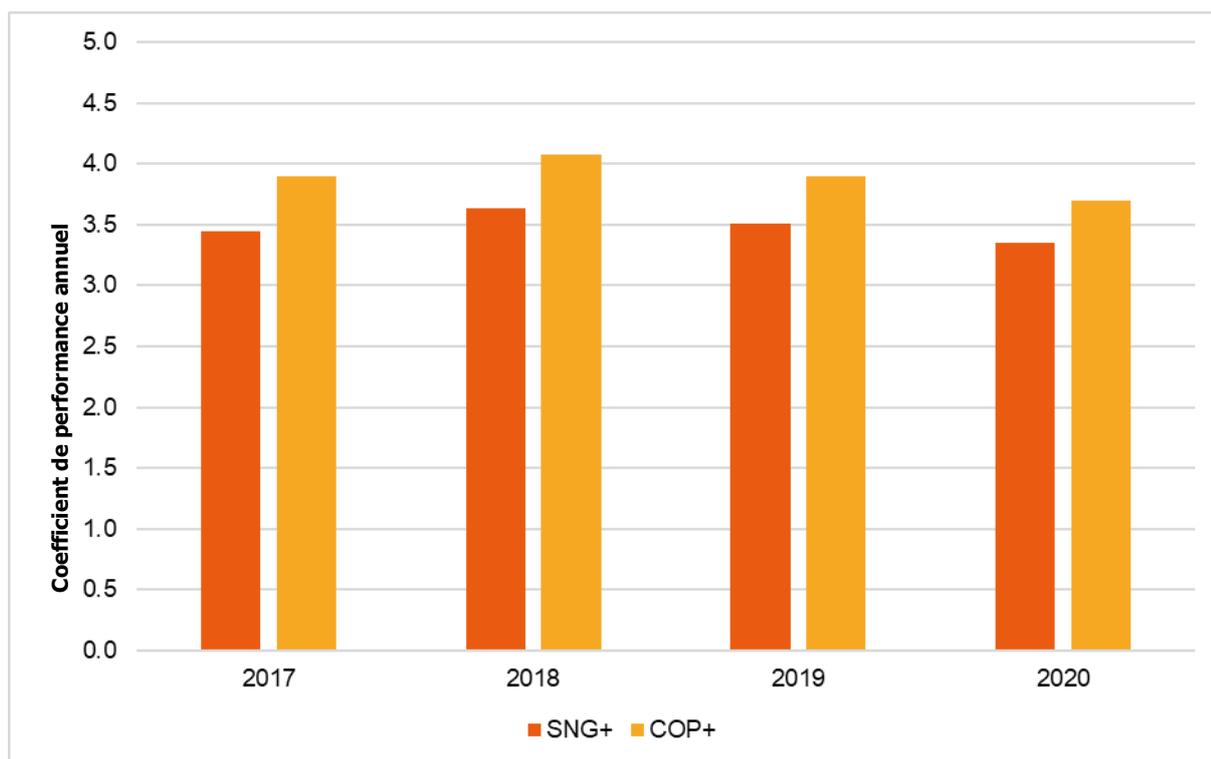


Illustration 14: Comparaison des coefficients de performance annuels, y.c. agrégats, avec le coefficient de performance annuel sans prise en compte du courant pour les pompes de circulation

3.2.3 Validation de la conception du système

Pour valider le dimensionnement du système, calculé au moyen d'une étude de simulation, les heures d'exploitation annuelles de la pompe à chaleur pour la production de l'énergie utile nécessaire ont été déterminées à partir des valeurs de mesure disponibles. La pompe à chaleur installée atteint une durée de fonctionnement de plus de 2300 heures à pleine charge pour les années d'exploitation 2018 à 2020, comme le montre l'illustration 15. La durée de fonctionnement légèrement réduite de la pompe à chaleur en 2017 s'explique par la panne de la charge d'eau chaude sanitaire en début d'année.

On peut constater que le système étudié présente une durée de fonctionnement totale élevée avec une faible cadence de la pompe à chaleur. Les temps de fonctionnement élevés par rapport à d'autres systèmes s'expliquent par la taille généreuse du réservoir d'eau chaude sanitaire, qui permet d'optimiser la consommation propre de la production d'électricité solaire PVT. A cet égard, la régulation de la pompe à chaleur installée force la surcharge du réservoir d'eau chaude sanitaire par l'électricité solaire utilisable pour le fonctionnement de la pompe à chaleur.

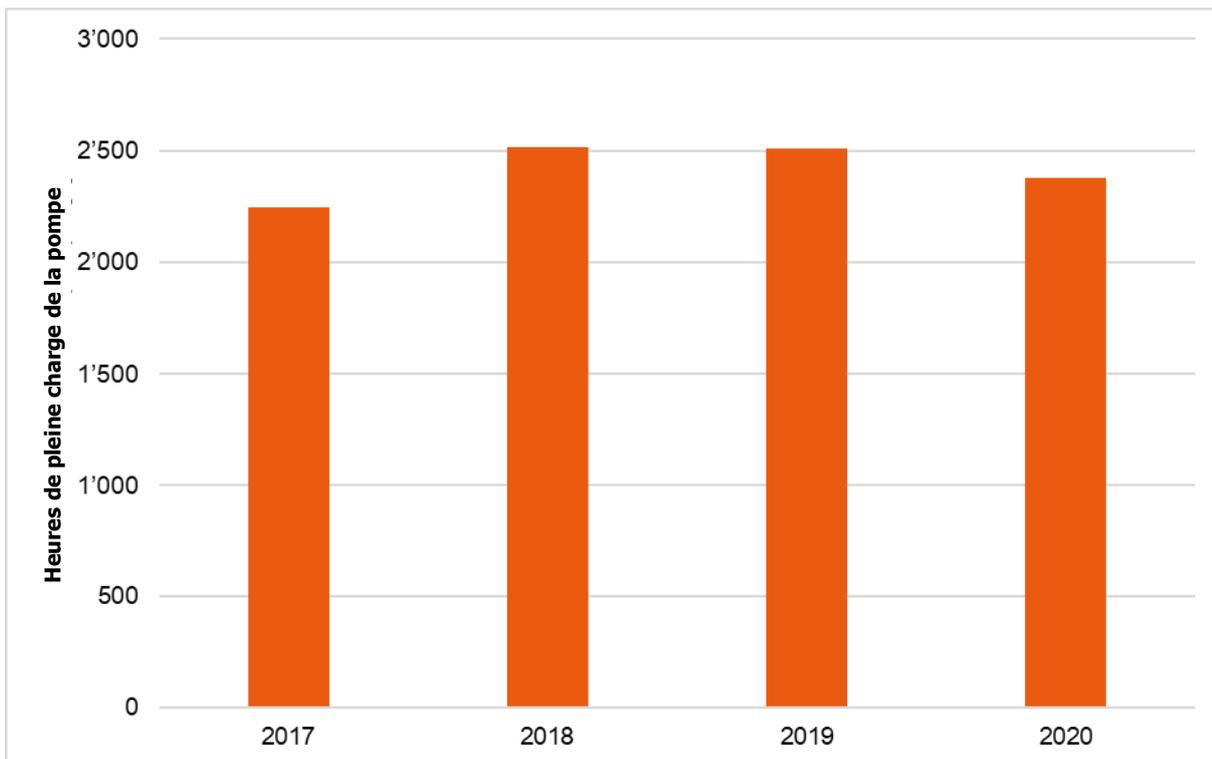


Illustration 15: Comparaison des heures de pleine charge annuelles de la pompe à chaleur de la Ländischstrasse à Meilen

3.2.4 Rendements PVT et régénération du sol

L'installation PVT située sur le toit des deux immeubles collectifs et orientée plein sud atteint, avec la production de chaleur et d'électricité solaires, un taux d'utilisation énergétique élevé pour l'exploitation du système énergétique. L'énergie PVT produite est utilisée principalement pour la régénération du sol afin de compenser la perte de chaleur due au fonctionnement de la pompe à chaleur. Comme le montre l'illustration 16, le rendement de l'installation PVT s'est réparti de manière uniforme sur les années d'exploitation étudiées et se situait entre 94 et 104 MWh/a, dont environ 70% pour la chaleur solaire et 30% pour le courant solaire. Ce rendement permet d'obtenir des ratios spécifiques élevés de 415 kWh/m²*a de production de chaleur solaire et de 1070 kWh/kWp de production de courant solaire en moyenne au cours des années d'exploitation. Ce rendement de chaleur solaire est remarquable et peut être considéré comme très élevé. (Cf. rapport final de l'étude OFEN Oberfeld Ostermundigen, avec un rendement moyen des installations à collecteurs hybrides de 330 kWh/m²a³.) Ce rendement élevé en chaleur solaire résulte du taux de régénération prévu de 60%, et permet d'absorber davantage de chaleur dans le sol pendant la phase de régénération. Les températures de départ des collecteurs, constamment basses, produisent un autre effet positif en réduisant l'augmentation de la température dans le sol.

³<https://www.aramis.admin.ch/Grunddaten/?ProjectID=37097&Sprache=fr-CH>

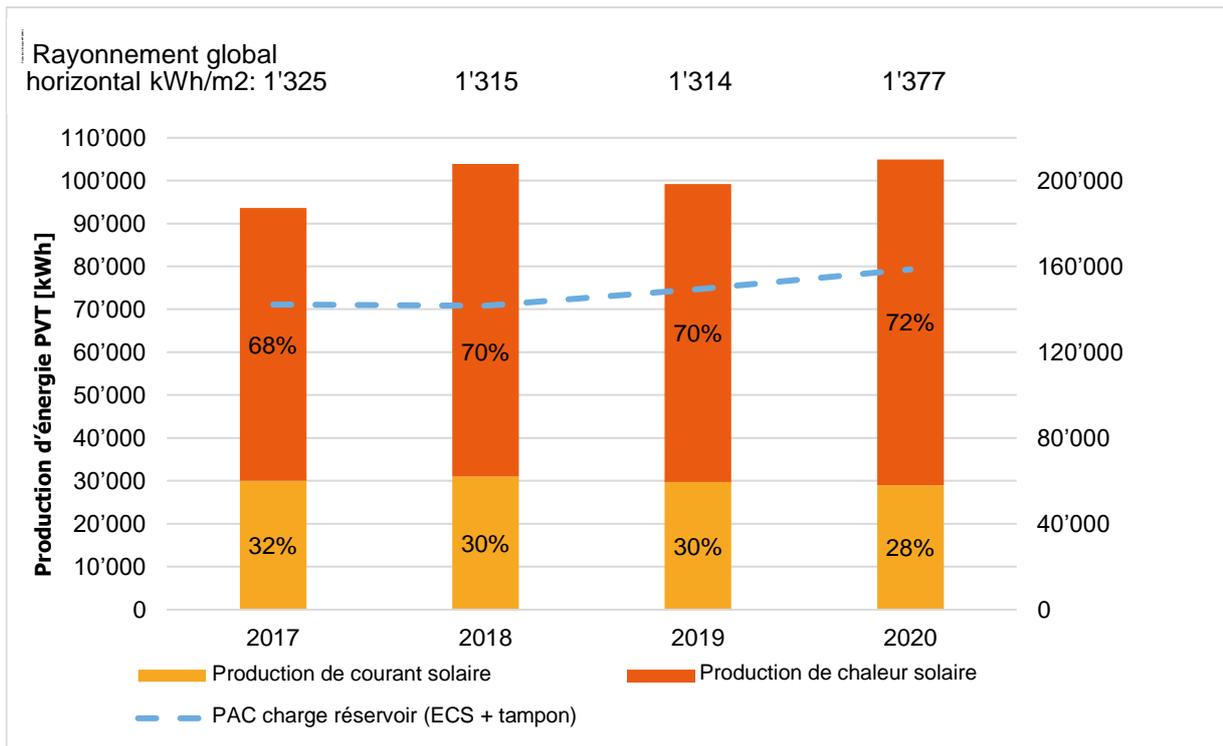


Illustration 16: Vue d'ensemble avec répartition du rendement annuel de l'installation PVT en courant solaire et chaleur solaire sur l'ordonnée de gauche, en comparaison avec la production d'énergie thermique au moyen d'une pompe à chaleur sur l'ordonnée de droite

L'étude de la variation de la production de chaleur solaire (cf. Illustration 16), directement liée à la régénération du sol, n'est pas directement corrélée à la production de chaleur au moyen d'une pompe à chaleur ou à la somme globale du rayonnement solaire horizontal mesurée sur le site. Cette variation indique une capacité d'absorption de la chaleur de régénération dans le sol qui varie à un rythme bisannuel et qui est indépendante de l'augmentation de la production de chaleur par la pompe à chaleur et du rayonnement total. Cette constatation est confirmée par la comparaison des années d'exploitation 2018, 2019 et 2020. En 2019, on constate une baisse de la production de chaleur solaire par rapport à 2018, et ce malgré une augmentation de la production de chaleur de la pompe à chaleur et un rayonnement total comparable. Au cours de l'année d'exploitation suivante, 2020, la production de chaleur solaire augmente à nouveau significativement grâce à l'augmentation de la production de chaleur de la pompe à chaleur et au rayonnement total plus élevé. La production de courant solaire observée sur les quatre années d'exploitation est très constante malgré un rayonnement total variable.

Les observations plus détaillées de la production de chaleur solaire et de courant solaire sur une base mensuelle, présentées dans l'illustration 17 et l'illustration 18, montrent encore une fois clairement la variation saisonnière et annuelle des rendements en raison des variations du rayonnement total.

Des recherches plus poussées et plus approfondies pourraient être menées sur ces corrélations. Celles-ci dépasseraient toutefois le cadre de la présente étude, car ces approches de tendance devraient être observées sur des années de mesure supplémentaires afin que des hypothèses réelles puissent être développées et validées. On peut d'ores et déjà conclure que la relation entre la régénération et l'extraction de chaleur crée une certaine inertie et donc une robustesse du système, ce qui est très utile pour l'efficacité et la sécurité du système à long terme.

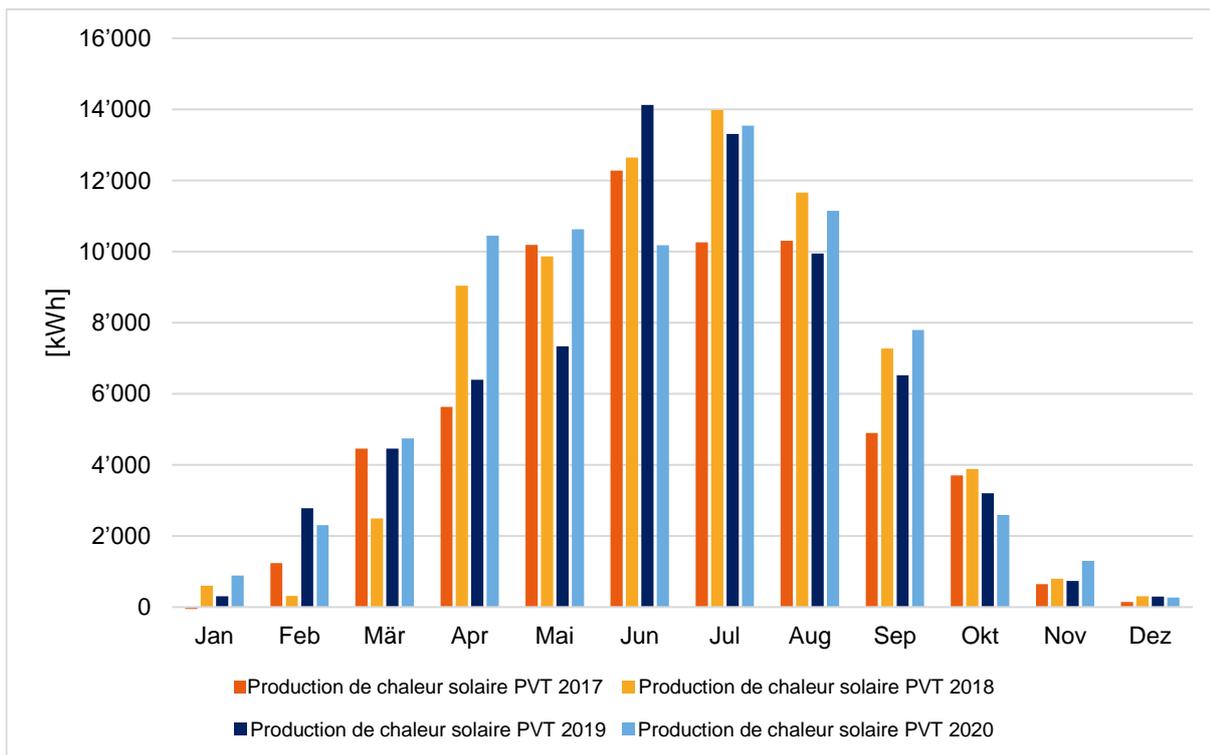


Illustration 17: Résumé des données de mesure relatives à la production mensuelle de chaleur solaire avec variations du rendement dues aux conditions de rayonnement

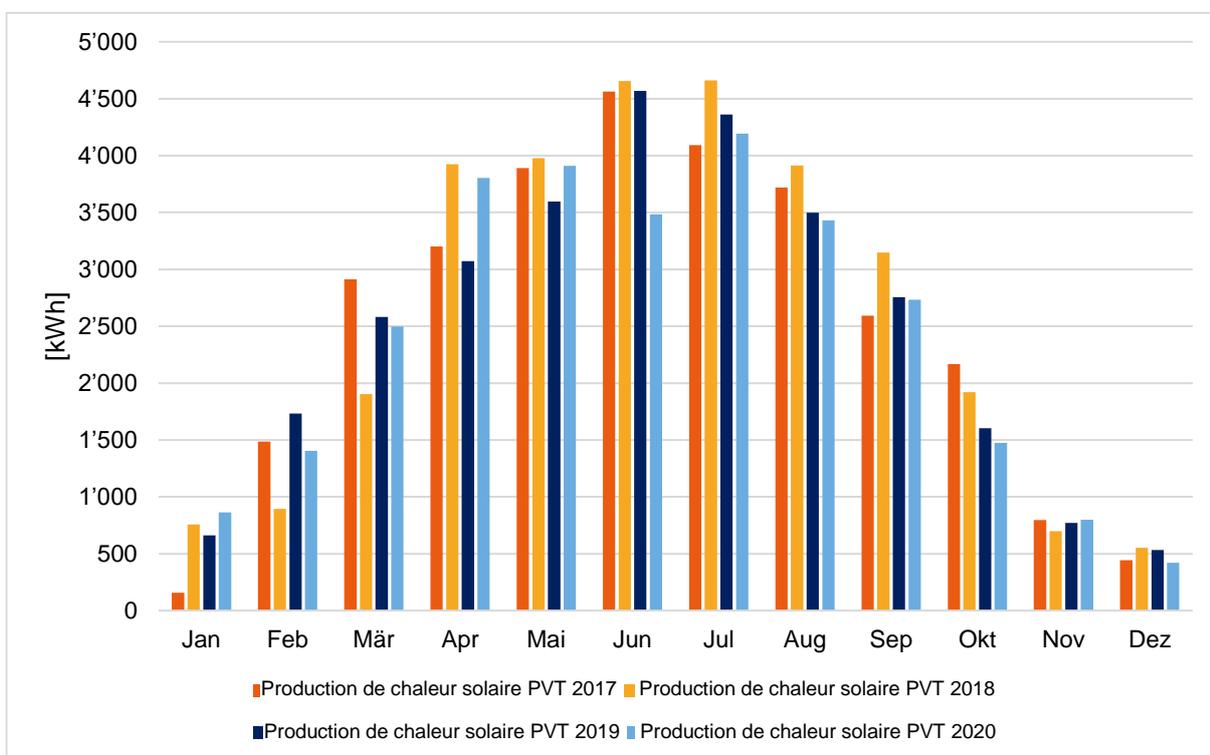


Illustration 18: Résumé des données de mesure relatives à la production mensuelle de courant solaire avec variations du rendement dues aux conditions de rayonnement

L'évaluation des années d'exploitation a permis de constater que la production mensuelle de chaleur solaire pour la régénération du sol, à partir du mois d'avril et jusqu'à la fin du mois de septembre, dépasse le prélèvement de chaleur dans le sol pendant cette période et que l'on peut parler de phase de régénéra-

tion du sol pendant cette période qui se reproduit chaque année. Afin d'établir le bilan du degré de régénération de l'installation, les années d'exploitation sont comparées respectivement à partir du début de la phase de régénération solaire en avril et sur la durée d'un an.

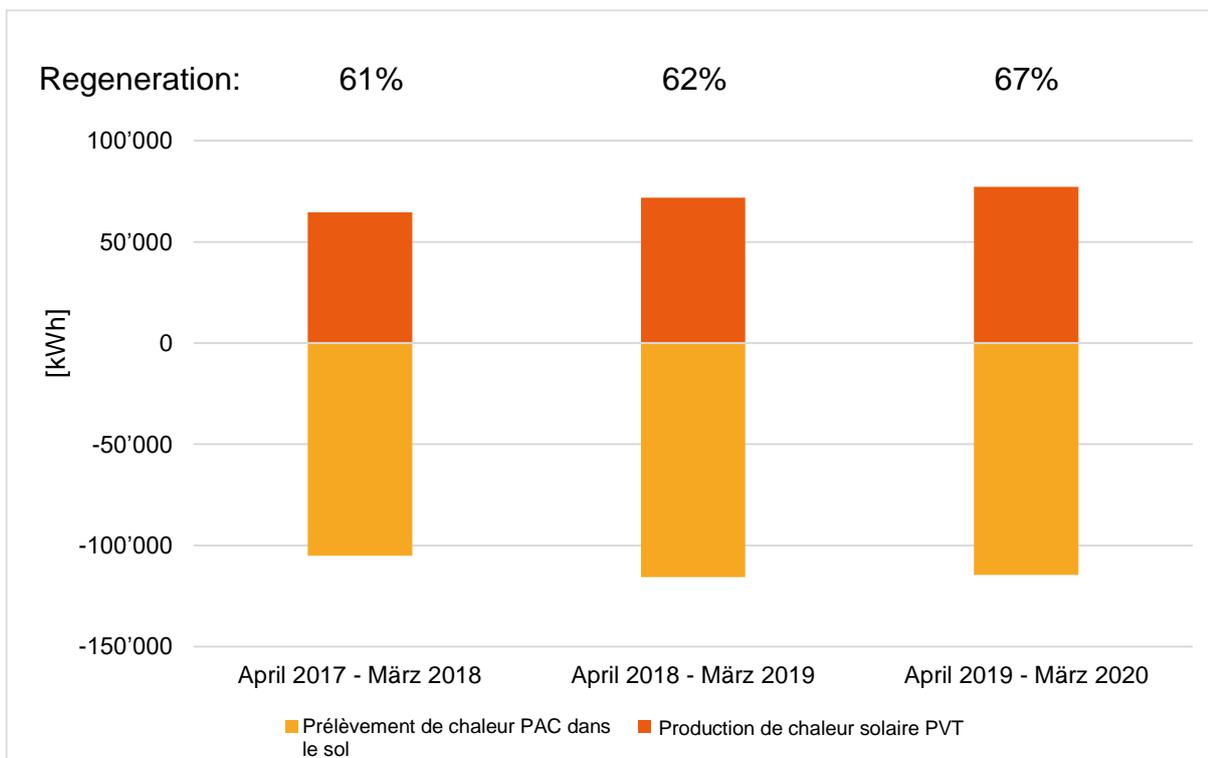


Illustration 19: Etablissement du bilan du prélèvement de chaleur et de la régénération du sol au moyen de la chaleur solaire en prenant comme début de la phase de régénération le mois d'avril de chaque année civile

Tableau 5: Résumé du prélèvement de chaleur et de la régénération du sol par rapport au rayonnement global total

Chiffres-clés de la régénération	Avr 17 - mars 18	Avr 18 - mars 19	Avr 19 - mars 20
Somme annuelle du rayonnement global hor. [kWh/m ²]	1315	1315	1345
Production de chaleur solaire PVT [kWh]	64 564	71 869	77 180
Prélèvement de chaleur PAC dans le sol [kWh]	-105 027	-115 693	-114 458

Au cours des trois périodes de comparaison qui en résultent, un degré de régénération du sol de 61% à 67% est atteint. Ce taux de régénération dépasse le taux de régénération de 60% calculé lors de la conception du système. Le taux de régénération a augmenté pour atteindre jusqu'à 67% en 2019/2020 en raison du rayonnement global total plus élevé et du prélèvement de chaleur plus important dans le sol. Ce taux de régénération élevé se reflète également dans l'observation des températures de fluide mesurées dans les sondes géothermiques.

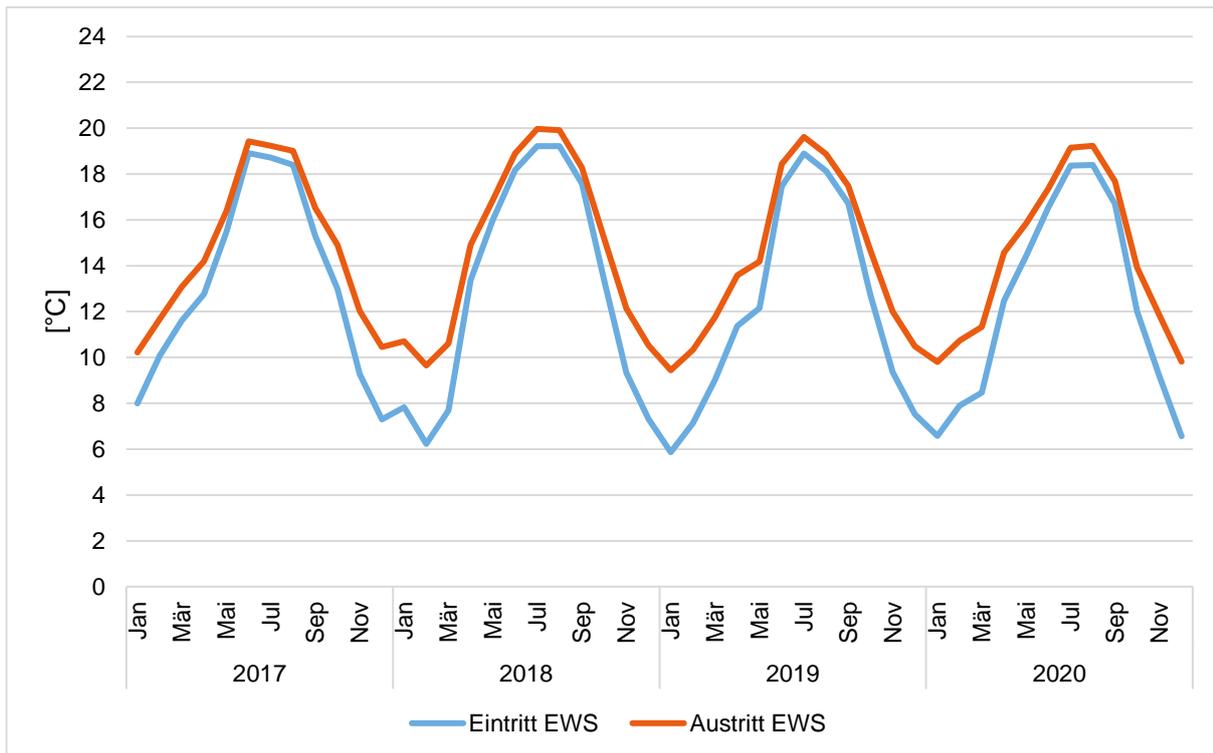


Illustration 20: Evolution de la température dans les sondes géothermiques au cours des quatre années d'exploitation étudiées

Après les quatre premières années d'exploitation, on ne constate pas encore de baisse de température à la sortie de la sonde géothermique sur la base des valeurs moyennes mensuelles. Cette constatation peut également être confirmée par l'analyse des températures d'entrée et de sortie minimales de la sonde géothermique sur la base des données de mesure des moyennes horaires dans le tableau suivant.

Tableau 6: Vue d'ensemble des températures d'entrée et de sortie minimales de la sonde géothermique sur la base des valeurs moyennes horaires au cours des périodes d'observation

Valeurs moyennes horaires des températures des sondes géothermiques	Avr 17 - mars 18	Avr 18 - mars 19	Avr 19 - mars 20
Température d'entrée minimale de la SG	1.5	2.5	2.3
Température de sortie minimale de la SG	7.3	8.0	8.2

3.2.5 Consommation propre PV

Le rendement de courant solaire de l'installation PVT, constant au fil des ans, est utilisé en priorité pour le fonctionnement de la pompe à chaleur et vendu de manière secondaire aux locataires afin de réduire le courant domestique. La mesure de la quantité de courant réinjectée dans le réseau public permet, pour les années d'exploitation 2017, 2019 et 2020, une analyse détaillée de la consommation propre et du degré d'autarcie des immeubles collectifs. Pour l'année d'exploitation 2018, en raison d'une panne prolongée du compteur électrique servant à mesurer la réinjection, le bilan de la consommation propre n'est établi que sur une base annuelle au moyen des factures d'électricité fournies par les copropriétaires. Les graphiques suivants résument la production mensuelle de courant solaire ainsi que la consommation propre et le degré d'autosuffisance grâce à l'utilisation du courant solaire dans les immeubles collectifs.

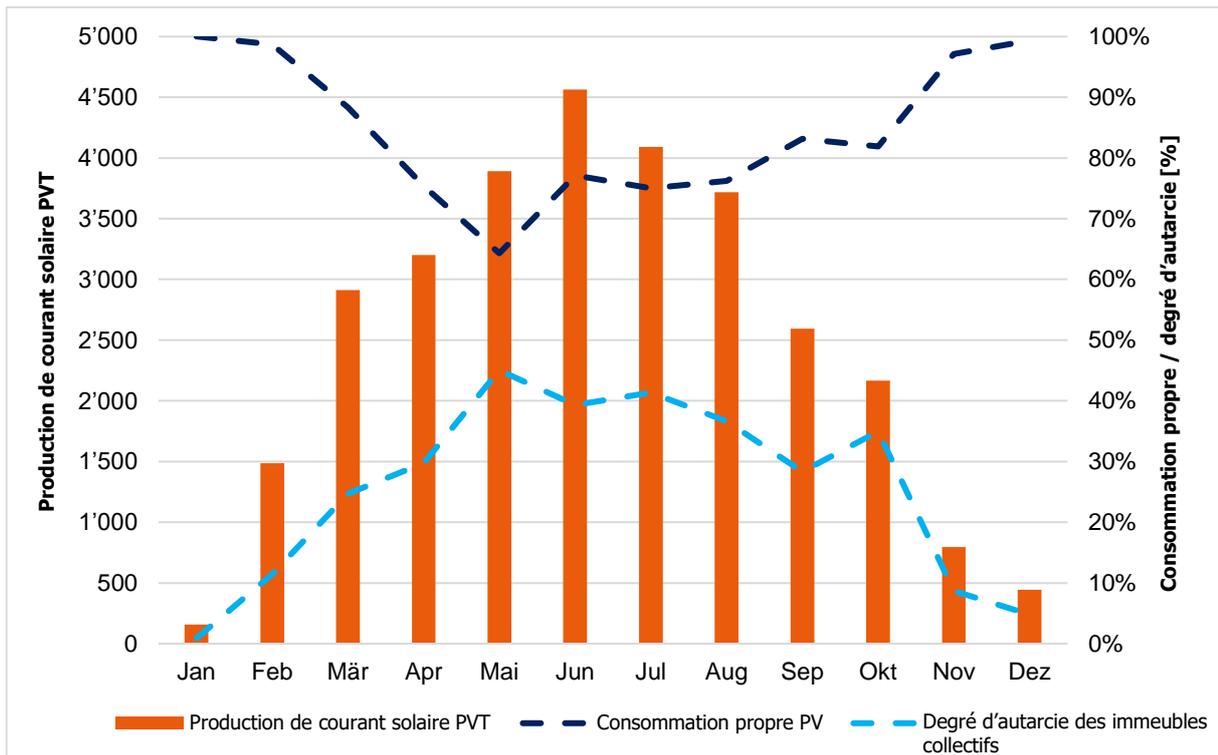


Illustration 21: Résumé des données de mesure en observation mensuelle de la production de courant solaire, de la consommation propre PV et du degré d'autarcie des deux immeubles collectifs en 2017

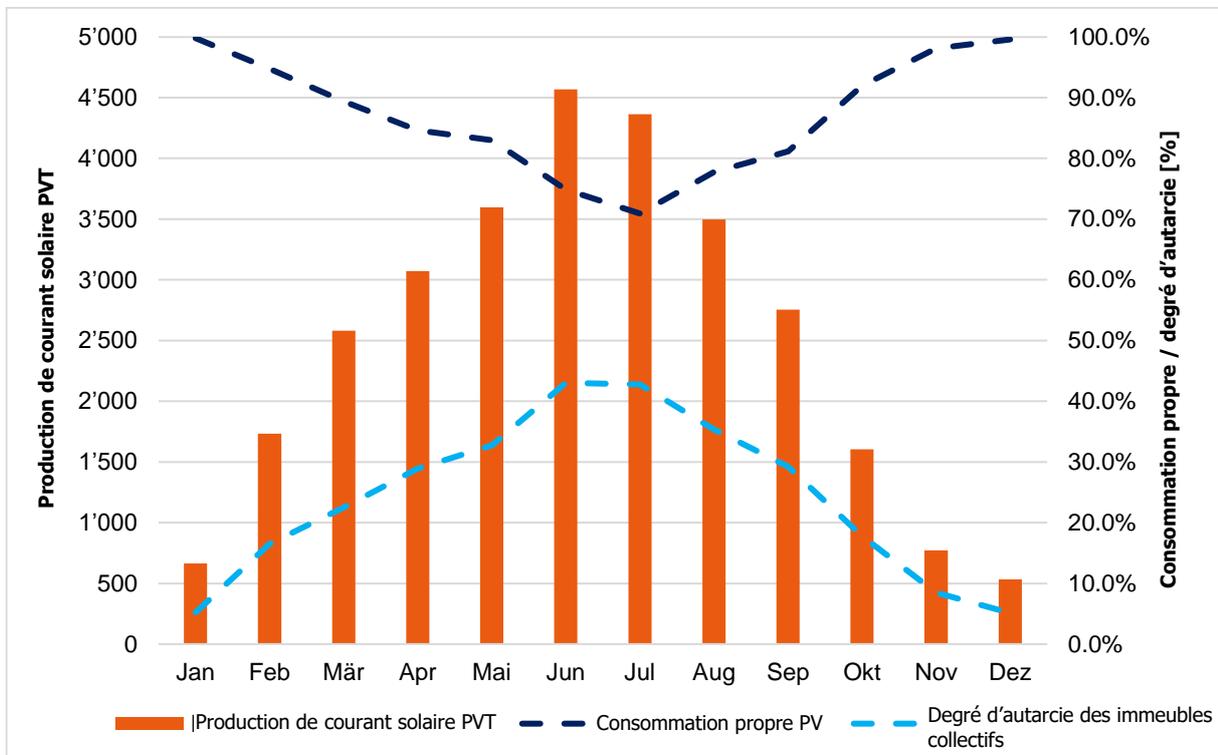


Illustration 22: Résumé des données de mesure en observation mensuelle de la production de courant solaire, de la consommation propre PV et du degré d'autarcie des deux immeubles collectifs en 2019

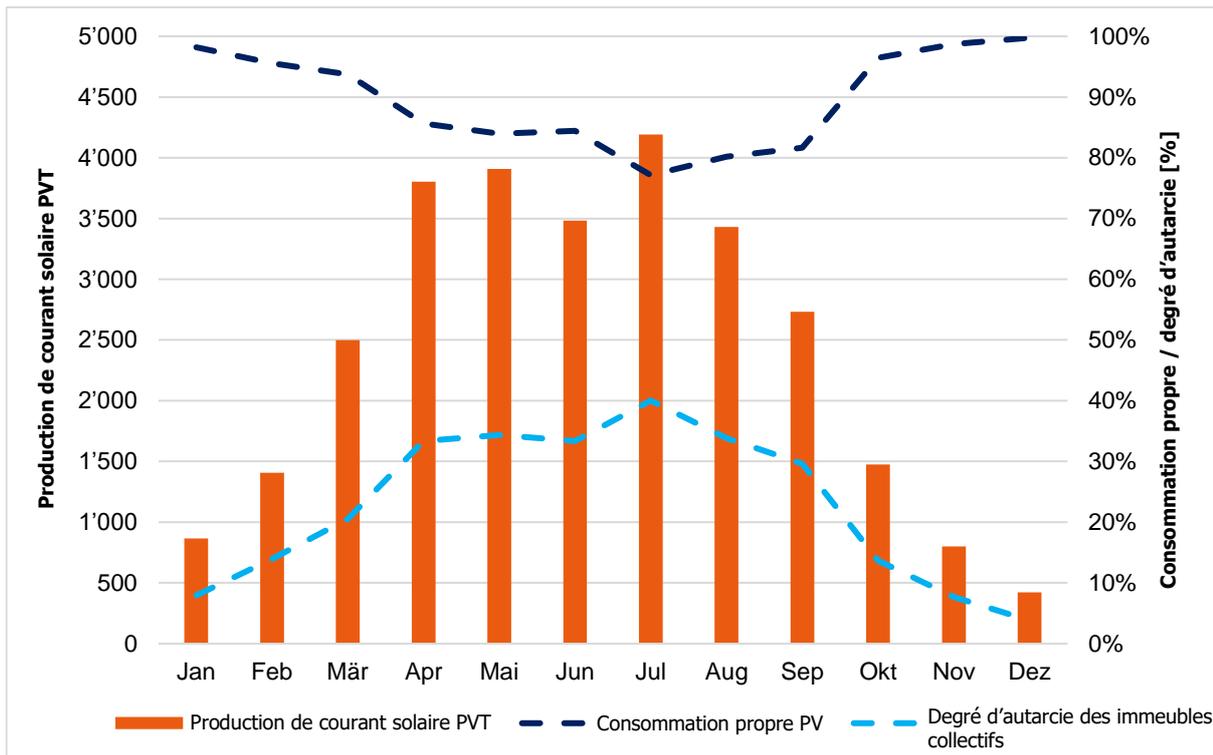


Illustration 23: Résumé des données de mesure en observation mensuelle de la production de courant solaire, de la consommation propre PV et du degré d'autarcie des deux immeubles collectifs en 2020

Tableau 7: Résumé de la production de courant solaire et du courant solaire consommé directement sur place au sein des bâtiments

Chiffres-clés courant solaire	2017	2018	2019	2020
Production de courant solaire PVT [kWh]	30 021	31 008	29 739	29 017
Consommation propre PV [%]	67%	63%	68%	73%
Degré d'autarcie des immeubles collectifs [%]	21%	22%	22%	21%

Au cours des quatre années d'exploitation, plus de 60% du rendement de courant solaire ont été utilisés directement pour l'exploitation de la pompe à chaleur ou par les locataires, ce qui a permis de réduire d'environ 20 MWh/an les achats d'électricité auprès du fournisseur d'énergie. Au cours des années d'exploitation étudiées, 80% des besoins totaux en courant des immeubles collectifs ont dû être couverts par le réseau, ce qui correspond à un degré d'autarcie de 21 à 22%.

3.2.6 Perturbations de l'installation

L'analyse des valeurs mesurées montre des perturbations répétées de la pompe à chaleur pendant les mois d'été. L'étude détaillée de ces perturbations révèle des arrêts forcés du fonctionnement de la pompe à chaleur en raison de perturbations causées par une haute pression dans le circuit source. Lors des journées d'été à fort rayonnement, la température de la chaleur solaire pour la régénération du sol augmente à tel point que le sol ne peut pas absorber suffisamment de chaleur de régénération sans dépasser la limite de température de source de 25 °C pour le fonctionnement de la pompe à chaleur (ces 25 °C représentent la limite de température d'entrée de l'évaporateur fixée par le fabricant pour la régulation). La survenue et le comportement du système en cas de perturbations de la pompe à chaleur par haute pression sont documentés dans le graphique ci-dessous à titre d'exemple pour une semaine d'été à fort rayonnement en août 2018.

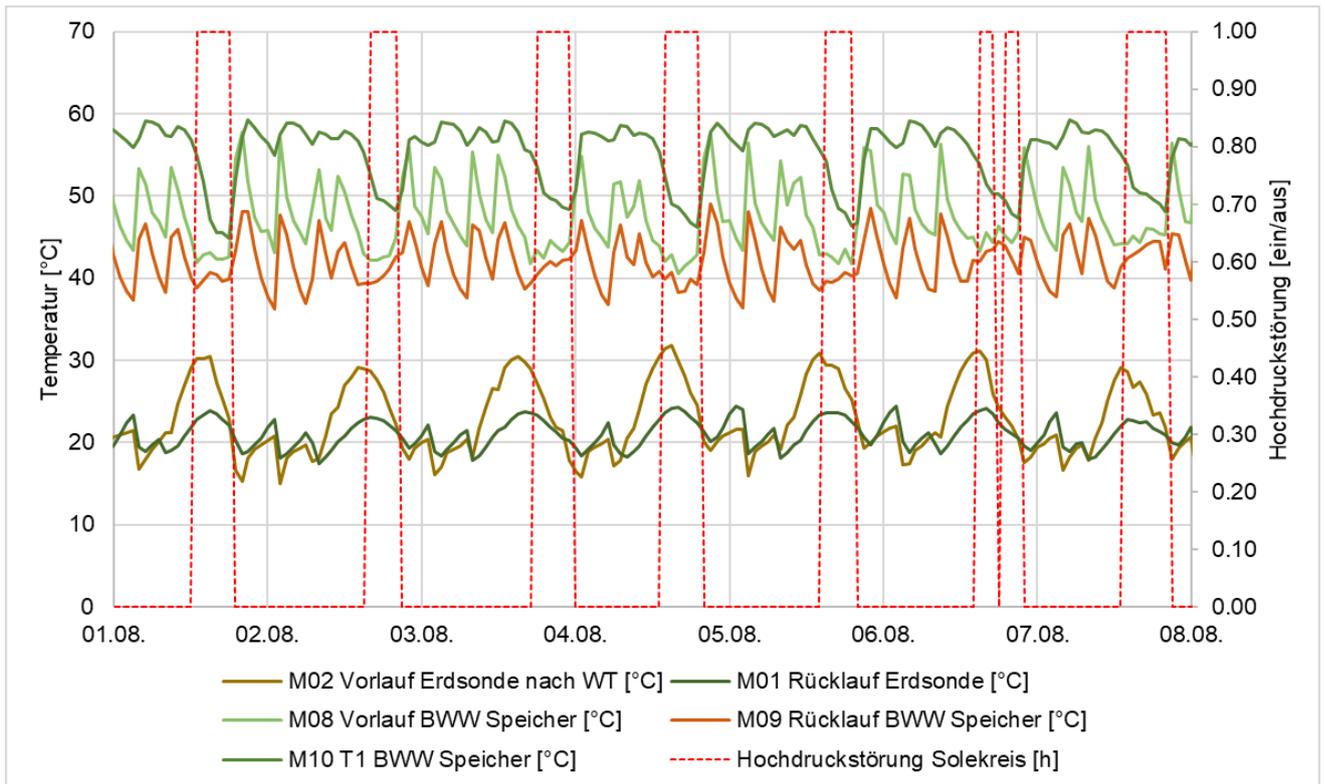


Illustration 24: Représentation de la survenue de perturbations par haute pression en cas de températures de retour élevées de la sonde géothermique, entraînant des arrêts de fonctionnement de la pompe à chaleur.

Ces perturbations par haute pression du système installé se produisent principalement pendant les mois d'été (juillet et août), lorsque le sol est déjà intensément régénéré et que les rendements solaires thermiques sont élevés. La durée d'arrêt de la pompe à chaleur en raison de perturbations par haute pression se situe entre 97 et 205 heures au cours des quatre années d'exploitation. La durée de 205 heures d'arrêt de fonctionnement en 2018 coïncide avec les rendements solaires thermiques les plus élevés en juillet et août.

Tableau 8: Résumé du nombre de perturbations par haute pression survenues au cours des années d'exploitation étudiées

	2017	2018	2019	2020
Perturbation haute pression du circuit de saumure [h]	110	205	124	97

Dans les futurs projets prévoyant l'utilisation d'un système de pompe à chaleur à sondes géothermiques régénérées, il faudra impérativement veiller à choisir une pompe à chaleur capable de gérer des températures de source élevées. Au moment de la rédaction de cette étude, plusieurs fabricants proposent des pompes à chaleur fonctionnant avec une température de source de 30 °C. Il est également possible de réduire le nombre de perturbations par haute pression dans le circuit de la sonde au moyen d'un mélangeur de départ à installer en complément, ce qui permet de réduire la température d'entrée de la pompe à chaleur. Bien évidemment, il est toujours préférable, pour un nouveau projet, d'opter pour une pompe à chaleur autorisant des températures d'entrée plus élevées. Il faut espérer que les fabricants se pencheront sur cette question et optimiseront leurs pompes à chaleur en conséquence à l'avenir.

Une réduction des perturbations par haute pression permettrait d'augmenter la durée de vie du système et de garantir un fonctionnement constant malgré la régénération solaire du sol. Pour les nouvelles installations de configuration similaire, c'est-à-dire avec des sondes profondes et des degrés de régénération plutôt élevés, une alternative consisterait à envisager une intégration en série de l'installation PVT dans le circuit des sondes géothermiques.

4. Simulation du système

Dans le cadre de la présente étude, les valeurs de mesure des quatre années d'exploitation analysées sont reproduites à l'aide d'une simulation dynamique pour une validation simple. Le logiciel Polysun (version 12.0) de Vela Solaris, qui dispose d'un modèle 2SOL incluant la régulation hydraulique, est utilisé pour la simulation.

4.1 Bases de saisie

En vue de la validation correcte du modèle de simulation, les résultats de mesure traités relatifs aux consommations et aux données météorologiques ont été introduits dans le modèle en tant que valeurs moyennes sur les quatre années d'exploitation (moy. 2017-2020) comme paramètres de saisie. Les paramètres de saisie suivants ont été utilisés pour le modèle de simulation. Ils correspondent globalement à l'installation construite:

Tableau 9: Paramètres de saisie pour l'étude de simulation dans Polysun

Paramètres de saisie dans Polysun	Saisie
Emplacement	Meilen ZH
Horizon	Selon Meteonorm
Données météorologiques	Température extérieure et rayonnement selon les résultats de mesure (moy. 2017-2020), vent et humidité selon Meteonorm
Modèle	«Système 2SOL avec un champ de collecteurs»
Hydraulique/régulation	Selon le modèle
Bâtiments	Température ambiante souhaitée 20 °C; SRE 1995 m ²
Collecteur PVT	160 m ² Meyer Burger hybride 270/900; 35° SW
Pompe à chaleur	Vitocal 350-G PRO BW 352.A056
Sondes géothermiques	Sondes doubles en U de 40 mm; 3 x 360 m; distance entre les sondes: 10 m
Sol	Grès fin USM (épaisseur 400 m)
Réservoir de chaleur	Réservoir ECS 3500 l; réservoir de chauffage 1900 l
Système d'ECS	Station d'eau fraîche avec pertes de circulation; départ 52 °C
Consommation ECS	Selon les résultats de mesure (moy. 2017-2020) «Consommation de chaleur ECS».
Système de chauffage	Radiateurs (départ/retour 50/40)
Consommation de chaleur de chauffage	Selon les résultats de mesure (moy. 2017-2020) «Charge du réservoir de chauffage» (voir explication concernant la différence de température du système de chauffage)

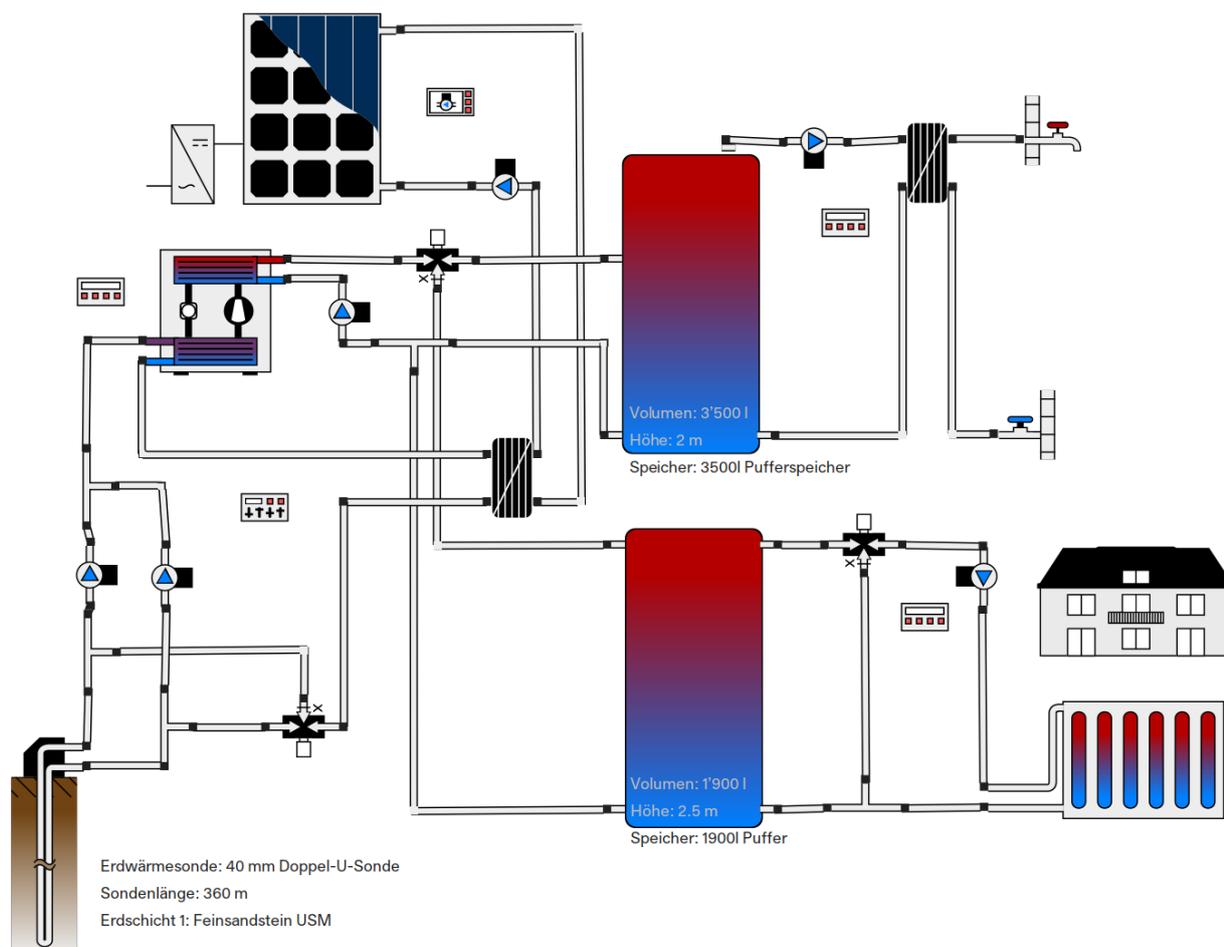


Illustration 25: Schéma hydraulique du modèle utilisé dans Polysun (l'hydraulique de simulation ne correspond pas à l'hydraulique mise en œuvre)

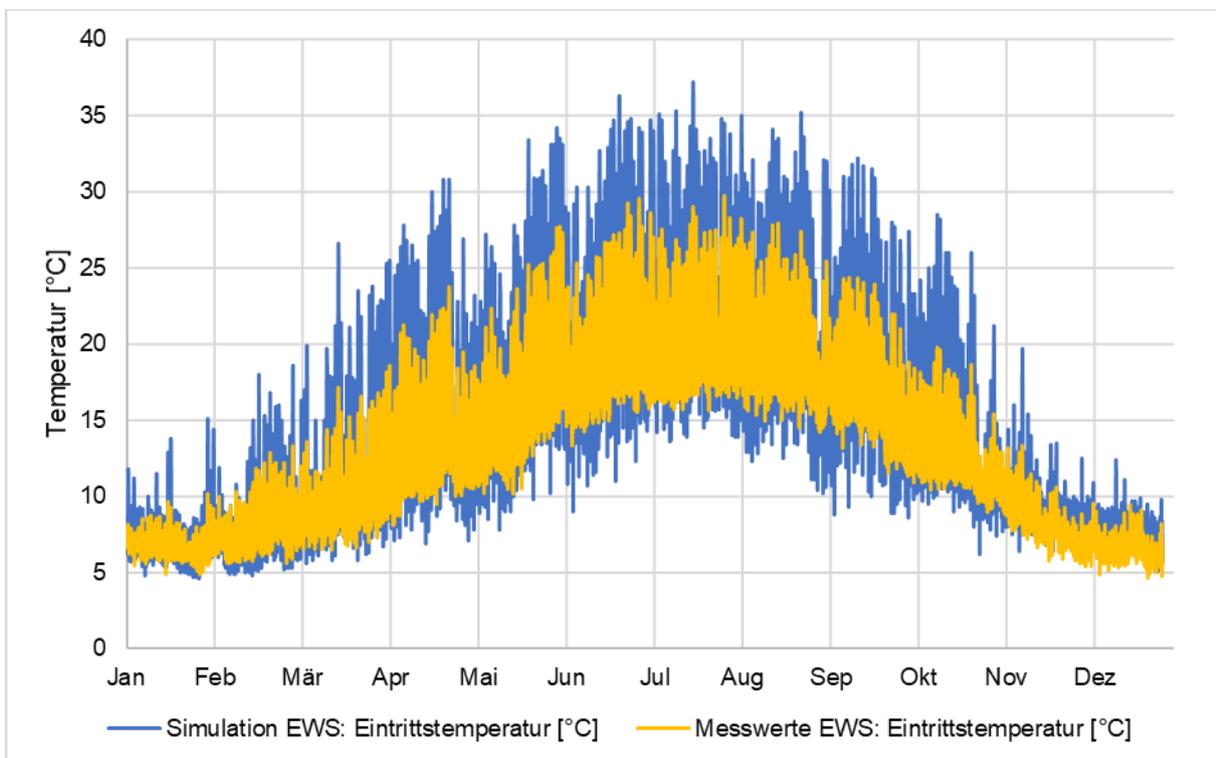
4.2 Validation des résultats de la simulation

Pour comparer les résultats de la simulation avec les valeurs moyennes mesurées au cours des quatre années d'exploitation, la simulation a été effectuée avec une durée moyenne de départ de la sonde de deux ans. Le tableau ci-dessous compare les résultats du modèle de simulation aux résultats des mesures:

Tableau 10: Comparaison des résultats des mesures avec les résultats de la simulation

Validation du modèle de simulation	Résultat des mesures (moy. 2017-2020)	Résultat de la simulation	Ecart
COPa (sans courant de pompe)	3,9	4,3	+9%
Prélèvement de courant PAC (sans courant de pompe) [kWh/a]	38 375	34 128	-11%
Rendement de courant solaire PVT [kWh/a]	29 946	36 904	+18%
Rendement de chaleur solaire PVT [kWh/a]	70 446	71 094	+1%
Degré de régénération	64%	63%	-2%

La validation du modèle de simulation dans Polysun montre une légère sous-estimation du prélèvement de courant de la pompe à chaleur pour la mise à disposition de l'énergie thermique nécessaire. Cette sous-estimation entraîne une surestimation correspondante de l'efficacité de la pompe à chaleur (COPa) dans le modèle de simulation. L'écart le plus important dans la comparaison des résultats est constaté au niveau de la production de courant solaire PVT. La simulation Polysun présente un rendement élevé d'environ 1300 kWh/kW_p pour la production spécifique de courant solaire, ce qui représente une nette surestimation. La comparaison entre la chaleur solaire injectée et la régénération du sol présente des résultats presque identiques, ce qui conduit également à un degré de régénération du sol comparable. Les températures des sondes géothermiques des résultats de mesure moyens des quatre années d'exploitation ont été comparées aux résultats de la simulation sur la base de moyennes horaires pour une validation plus détaillée de la simulation du sol.



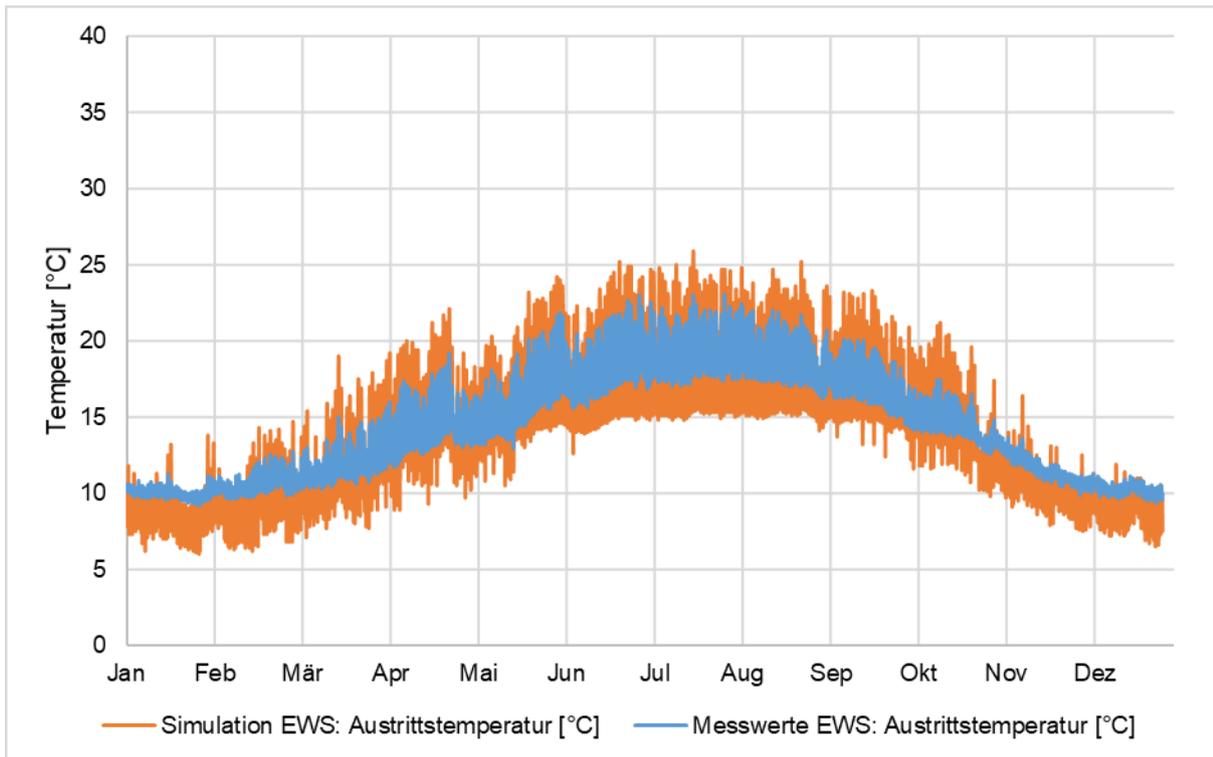


Illustration 26: Comparaison des températures d'entrée et de sortie mesurées et simulées des sondes géothermiques

L'évolution de la température du résultat de la simulation sur une période d'un an présente, par rapport aux résultats effectifs des mesures, nettement plus de pics de température, et ce, dans les deux sens. Toutefois, en moyenne, l'évolution de la courbe entre les mesures et la simulation est comparable. La température de sortie du sol est légèrement sous-estimée dans le modèle de simulation, ce qui entraîne une variation saisonnière de la température plus importante dans le modèle de simulation. La variation de la température dépendant des paramètres du sol dans le programme de simulation, cet écart peut probablement être attribué à la structure spécifique du sol à l'emplacement des immeubles.

En conclusion, on peut résumer que les résultats de la simulation correspondent globalement aux résultats de mesure de l'exploitation et qu'il n'y a que peu d'écarts. Un léger facteur de majoration de 10% sur les résultats de simulation suffirait pour la conception du système dans le cas de l'installation de Ländisch.

4.3 Résultats de la simulation de la régénération du sol

A l'aide du modèle de simulation validé, une comparaison supplémentaire du système énergétique du bâtiment installé à Meilen a été effectuée avec et sans régénération du sol. Pour ce faire, les températures du sol ont été simulées sur 50 années d'exploitation et les deux variantes ont été comparées. Des modèles et des entrées identiques ont été utilisés pour les simulations. Pour la simulation sans régénération, seule la pompe solaire est désactivée dans Polysun. La comparaison des températures suivante est obtenue dans les deux variantes après 1 an, 25 ans et 50 ans d'exploitation:

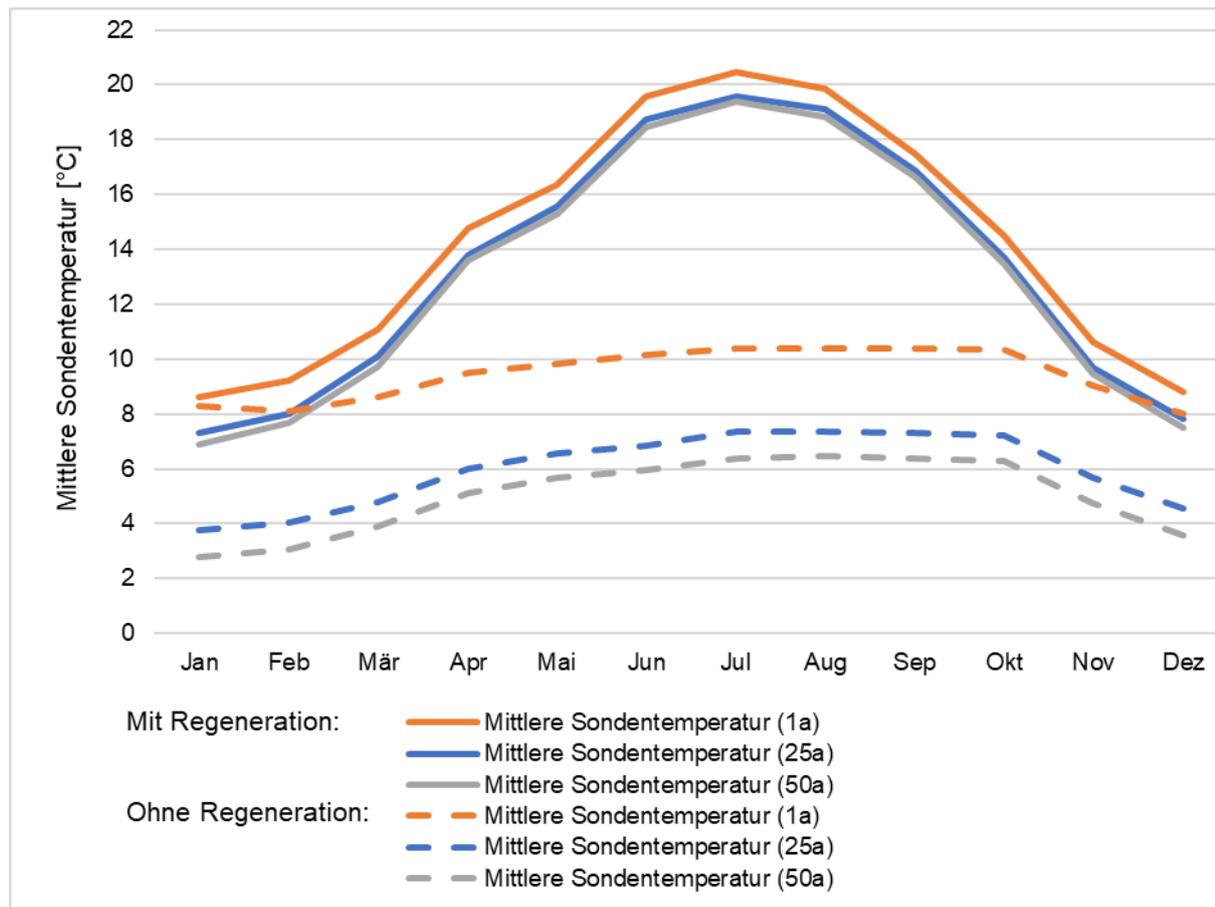


Illustration 27: Comparaison de la température moyenne de la sonde après 1 an, 25 ans et 50 ans d'exploitation avec et sans régénération du sol au moyen de la chaleur solaire

Les résultats de la simulation du système énergétique installé avec régénération font apparaître, après 50 ans d'exploitation, un refroidissement minimal du sol d'environ 2 K par rapport à la première année d'exploitation. La simulation sans régénération du sol montre un refroidissement du sol nettement plus élevé d'environ 5 K par rapport à la première année d'exploitation. La comparaison des deux variantes montre très clairement l'effet de la régénération du sol après 50 ans d'exploitation. Selon la simulation, le coefficient de performance annuel de la pompe à chaleur est de 3,8 après 50 ans d'exploitation dans le cas sans régénération et de 4,2 dans le cas avec régénération. Cela indique une perte d'efficacité de 10% au cours de la cinquantième année d'exploitation si le sol n'est pas régénéré thermiquement.

Cette perte d'efficacité peut également être convertie en une comparaison de rentabilité pour évaluer la régénération. L'économie annuelle de courant d'exploitation due à l'efficacité accrue de la pompe à chaleur sur la durée de simulation de 50 ans s'élève à 2980 kWh selon le modèle de simulation. Cela correspond à une économie totale, en tenant compte des coûts spécifiques de l'électricité et d'une augmentation annuelle du prix de l'énergie⁴ de CHF 33 425.– pour les 50 années d'exploitation.

⁴ Augmentation annuelle supposée du prix de l'énergie 1%/a

5. Rentabilité

Les chiffres mis à disposition par le maître d'ouvrage concernant les coûts de construction, les subventions obtenues, les intérêts hypothécaires réduits ainsi que les revenus locatifs sont à la base de l'analyse de rentabilité présentée ci-après. Il n'est pas possible de publier tous les documents disponibles, mais les bases de calcul ont pu être transmises à l'Office fédéral de l'énergie pour vérification.

5.1 Coûts d'investissement

En tenant compte de toutes les subventions, les coûts d'investissement pour l'amélioration énergétique et la rénovation du chauffage s'élèvent à environ CHF 1,6 million nets.

Les coûts se répartissent comme suit:

- 53% pour la rénovation de l'enveloppe du bâtiment
- 34% pour le nouveau chauffage et la distribution de chaleur ainsi que pour la production locale de courant
- 13% pour la planification, la direction des travaux et les autres mesures d'accompagnement du chantier

Dans le cadre de la rénovation, l'ascenseur a également été rénové, les stores à lamelles ont été remplacés et d'autres mesures non pertinentes sur le plan énergétique ont été prises, qui ont été exclues des calculs suivants. Seuls les aspects pertinents sur le plan énergétique sont pris en compte dans les calculs.

En raison des prestations améliorées grâce à la rénovation, les locataires doivent payer des loyers plus élevés. Une augmentation réelle des loyers de 3,8% a été appliquée après la rénovation. Des aspects sans rapport avec les mesures énergétiques ont également été pris en compte dans la fixation des nouveaux loyers. Par exemple, un taux d'intérêt de référence hypothécaire plus bas a été appliqué. En faisant abstraction de tous les aspects non pertinents sur le plan énergétique, la rénovation énergétique a occasionné une augmentation théorique des loyers de 7%.

La répercussion des coûts d'investissement sur les locataires, telle qu'autorisée par le droit du bail, a été compensée par la réduction des charges (coûts d'électricité plus faibles pour le système de pompe à chaleur par rapport à l'ancien chauffage électrique direct, coûts d'entretien de la pompe à chaleur inférieurs à ceux des éléments de chauffage électriques), de sorte que l'impact sur les loyers bruts est plus faible. L'amélioration du confort obtenue grâce aux mesures prises, à savoir le confort accru des pièces obtenu grâce à des murs extérieurs plus chauds et la chaleur rayonnante nettement plus agréable des nouveaux radiateurs par rapport à l'ancien chauffage électrique, justifie par ailleurs l'augmentation modérée des loyers de 3,8%. Le fait que, depuis la fin de la rénovation, des locataires aient pu être trouvés sans problème en peu de temps pour deux appartements montre que les loyers sont toujours conformes au marché.

L'approche de rénovation peu invasive et favorable aux locataires choisie par le maître d'ouvrage permet d'améliorer le confort des logements et de moderniser l'installation de chauffage sans émettre d'émissions de CO₂ ni provoquer d'augmentations de loyer disproportionnées.

Pour pouvoir évaluer, du point de vue des copropriétaires, si la rénovation effectuée s'est avérée rentable, il faut la comparer à une remise en état minimale sous forme d'investissements d'entretien purs. Une «rénovation au pinceau» de la façade et des travaux de réparation minimaux du toit, ainsi que la remise en état du chauffage électrique et de la production d'eau chaude sanitaire auraient coûté, selon les estimations, environ CHF 240 000.–. Si l'on déduit ce montant des coûts d'environ CHF 1 600 000.– mentionnés ci-dessus, l'investissement net dans le système énergétique à valeur ajoutée s'élève à environ CHF 1 350 000.–.

Le rendement net du capital investi dans le système énergétique, soit CHF 1,35 million, se situe dans une fourchette intéressante pour l'investisseur. Il est calculé à partir des recettes supplémentaires générées par la répercussion partielle des coûts de rénovation et du rendement de l'installation PV. Il est supérieur aux rendements moyens de biens immobiliers comparables. Voici l'appréciation du maître d'ouvrage: «*Cette rénovation énergétique a créé une situation de gagnant-gagnant: les locataires se réjouissent de l'amélioration du confort et les bailleurs peuvent amortir l'investissement dans un délai raisonnable.*»

Tous les calculs ont été effectués sans les économies d'impôts, qui représentent toutefois une part non négligeable pour un maître d'ouvrage privé et augmentent encore nettement la rentabilité. Cela a été confirmé par les copropriétaires de l'immeuble collectif double à Meilen. Les chiffres exacts ont été communiqués aux auteurs de la présente étude et à l'Office fédéral de l'énergie, mais ne sont pas publiés.

Dans l'hypothèse d'un taux d'intérêt du capital de 4% (coût du capital et rendement du capital), le calcul d'annuité indique que l'investissement sera amorti au bout de 19 ans.

En considérant que la durée de vie pondérée des éléments de construction rénovés est de 38 ans, la durée d'amortissement linéaire est de 14 ans.

Tableau 11: Relevé des coûts avec les investissements nets calculés

Coûts d'investissement	Total
Total investissement [CHF]	1 800 000
Total subventions de tiers [CHF]	210 000
Investissement net [CHF]	1 590 000
Estimation des investissements d'entretien purs [CHF]	240 000
Investissement net, déduction faite de la «rénovation au pinceau» [CHF]	1 350 000

Outre un calcul de rendement basé sur les coûts d'investissement, la décision d'achat repose souvent également sur une comparaison des coûts du cycle de vie de différents systèmes d'énergie du bâtiment, tels qu'un chauffage à pellets, un chauffage à distance ou un raccordement au réseau de gaz. Alors que les coûts d'investissement des systèmes de chauffage basés sur les énergies fossiles sont inférieurs à ceux des systèmes renouvelables, les systèmes respectueux de l'environnement affichent souvent de meilleurs résultats au regard du cycle de vie. Comme déjà mentionné, pour des raisons de durabilité, le maître d'ouvrage du projet Ländisch n'envisageait pas de recourir à des alternatives émettant du CO₂. La rentabilité de différentes variantes de systèmes énergétiques pour bâtiments sans émissions a déjà été examinée dans l'étude des variantes, voir chapitre 2.3 «Comparaison des coûts annuels de différents systèmes énergétiques de bâtiments sans émissions».

La rénovation énergétique de l'immeuble collectif double profite aussi bien aux locataires qu'aux copropriétaires. Et puisqu'il a été renoncé à un raccordement au réseau de gaz existant à l'emplacement de l'immeuble, ce système énergétique pour bâtiments sans émissions profite également à l'environnement.

Certes, il a fallu s'accommoder de nuisances sonores et d'autres désagréments pendant les travaux de rénovation, mais les locataires ont apprécié le fait que les travaux de rénovation aient pu être réalisés sans devoir évacuer les appartements. A la question de savoir si des locataires ont résilié leur bail en raison des travaux de rénovation, le représentant du maître d'ouvrage répond: «*Non. Bien au contraire: une famille a même emménagé alors qu'elle savait que des travaux de rénovation auraient lieu au cours du*

premier semestre. Elle a déclaré que cela ne la dérangeait pas.» Les retours des locataires sont majoritairement positifs, ils apprécient notamment le chauffage plus confortable.

5.2 Subventions

La rénovation complète de l'enveloppe du bâtiment et du concept d'approvisionnement en chaleur a permis, au moment de la planification, de bénéficier de plusieurs programmes de subventions visant à soutenir le projet, et ce, aux différents niveaux de l'Etat. Les montants des subventions reçues dans le cadre du projet sont résumés dans le tableau ci-dessous.

Tableau 12: Subventions reçues pour le projet, réparties par niveau d'Etat

Programmes d'encouragement	Confédération	Canton de Zurich	Commune
Rétribution unique couvrant les coûts [CHF]	15 030	-	-
Programme Bâtiments [CHF]	-	48 850	-
Encouragement chaleur solaire [CHF]	-	19 680	-
Remplacement du chauffage électrique par une pompe à chaleur [CHF]	-	17 680	-
Fonds écologique «Ökologiefonds» [CHF]	-	-	17 300
Total des subventions [CHF]			118 540

En plus du montant total des subventions, des économies de coûts supplémentaires ont pu être réalisées sur cinq ans pour un total de CHF 91 250.– grâce à un prêt écologique accordé par un prestataire de services financiers. Avec ce soutien volontairement répercuté par le bailleur sur les locataires, le montant total s'élève à CHF 209 790.–.

Montant total du soutien, y compris répercussion du prêt écologique [CHF]	209 790
--	----------------

6. Interprétation des résultats

6.1 Taille critique de l'installation pour des solutions de régénération économiques

L'analyse détaillée des données de mesure et la post-simulation sur la base des données réelles de l'installation et des données météorologiques ont permis de constater que le dimensionnement mis en œuvre de l'installation, avec une puissance frigorifique d'extraction d'environ 40 W/m et une énergie d'extraction de 100 kWh/m, était légèrement trop défensif. Il aurait été possible d'économiser des mètres de sondes et de choisir l'eau comme fluide de sonde géothermique au lieu du glycol. Toutefois, ces deux économies potentielles ne sont pas significatives par rapport au coût total du projet. D'un point de vue environnemental, il est néanmoins avantageux de pouvoir se passer du glycol. Rétrospectivement, il faut également tenir compte du fait qu'au moment de la planification (2015), les connaissances et les valeurs empiriques généralement disponibles dans le secteur sur de tels systèmes étaient encore très limitées.

Les installations d'une puissance de chauffage de l'ordre de 50 kW, telles qu'elles ont été analysées dans le cadre de la présente étude, se situent, selon les connaissances actuelles, dans la fourchette inférieure permettant d'économiser de manière significative des mètres de sondes géothermiques par le biais de la régénération. Voir à ce sujet les graphiques de parité de régénération en annexe, au point 7.5, p. 5. L'installation de la Ländischstrasse est donc trop petite pour que la régénération des sondes géothermiques permette d'optimiser notablement la rentabilité en termes de durée de vie. Cet effet est plus avantageux pour les installations plus grandes. Néanmoins, la régénération a un impact positif important sur l'efficacité électrique et thermique du système. Cela se reflète dans les coefficients de performance annuels qui sont encore bons pour les températures élevées de départ du chauffage et de l'eau chaude sanitaire (cf. Illustration 14).

6.2 Comparaison des besoins en chaleur prévisionnels et de la consommation mesurée

Pour parvenir à une efficacité élevée du système, la conception de l'installation et l'hypothèse correspondante concernant la consommation future de chaleur revêtent une importance capitale. Pour les bâtiments considérés dans le cadre de la présente étude, il a fallu tenir compte non seulement de la réduction des besoins en chauffage due à la rénovation de l'enveloppe du bâtiment, mais aussi du passage des radiateurs électriques à un système de chauffage à circulation de fluide. Au chapitre 3.2.1, les consommations d'énergie utile des deux immeubles collectifs ont déjà été résumées et une comparaison a été établie avec les valeurs standard normalisées selon le cahier technique SIA 2024. Pour la conception du système, des besoins en eau chaude de 2,8 kWh/m²a ont été calculés selon la norme SIA 380/1, ce qui correspond également à la valeur indiquée dans le cahier technique SIA 2024. Le calcul des besoins futurs en chauffage a été effectué selon la norme SIA 380/1 et a donné une valeur de consommation spécifique de 41 kWh/m²a. Les valeurs de planification et de consommation pour les deux immeubles collectifs sont résumées dans le tableau ci-dessous.

Tableau 13: Comparaison des valeurs de planification selon la norme SIA et des valeurs de consommation mesurées

Chiffres-clés énergie utile	Valeurs de planification selon la norme SIA [kWh/m ² a]	Valeurs de consommation mesurées (moyennes 2017–2020) [kWh/m ² a]	Ecart entre les valeurs de planification et les valeurs mesurées [%]
Consommation d'eau chaude sanitaire	21	20	-5%
Consommation de chaleur de chauffage	41	44	+7%

Les écarts présentés dans le Tableau 13 indiquent une consommation d'eau chaude sanitaire plus faible pour la consommation moyenne de chaleur des années d'exploitation étudiées par rapport à la valeur de

planification. Toutefois, la consommation d'eau chaude sanitaire la plus élevée mesurée en 2020 dépasse de 10% la valeur normalisée. La consommation de chauffage mesurée est légèrement supérieure (+7%) à la valeur de planification pour la conception du système. Ces écarts prouvent qu'il est possible de concevoir, à l'aide des valeurs normalisées, un système raisonnable sans marge de sécurité trop importante. Pour les deux immeubles collectifs, le passage de la production de chaleur électrique (chauffe-eau et radiateurs électriques) au système de pompe à chaleur avec régénération du sol représente un énorme gain d'efficacité. La réduction des besoins en électricité jusqu'à la consommation moyenne d'électricité sur les 3 années suivant la rénovation est représentée de manière explicite dans l'illustration ci-dessous pour les différentes étapes de la rénovation, selon une répartition hypothétique des différentes mesures.

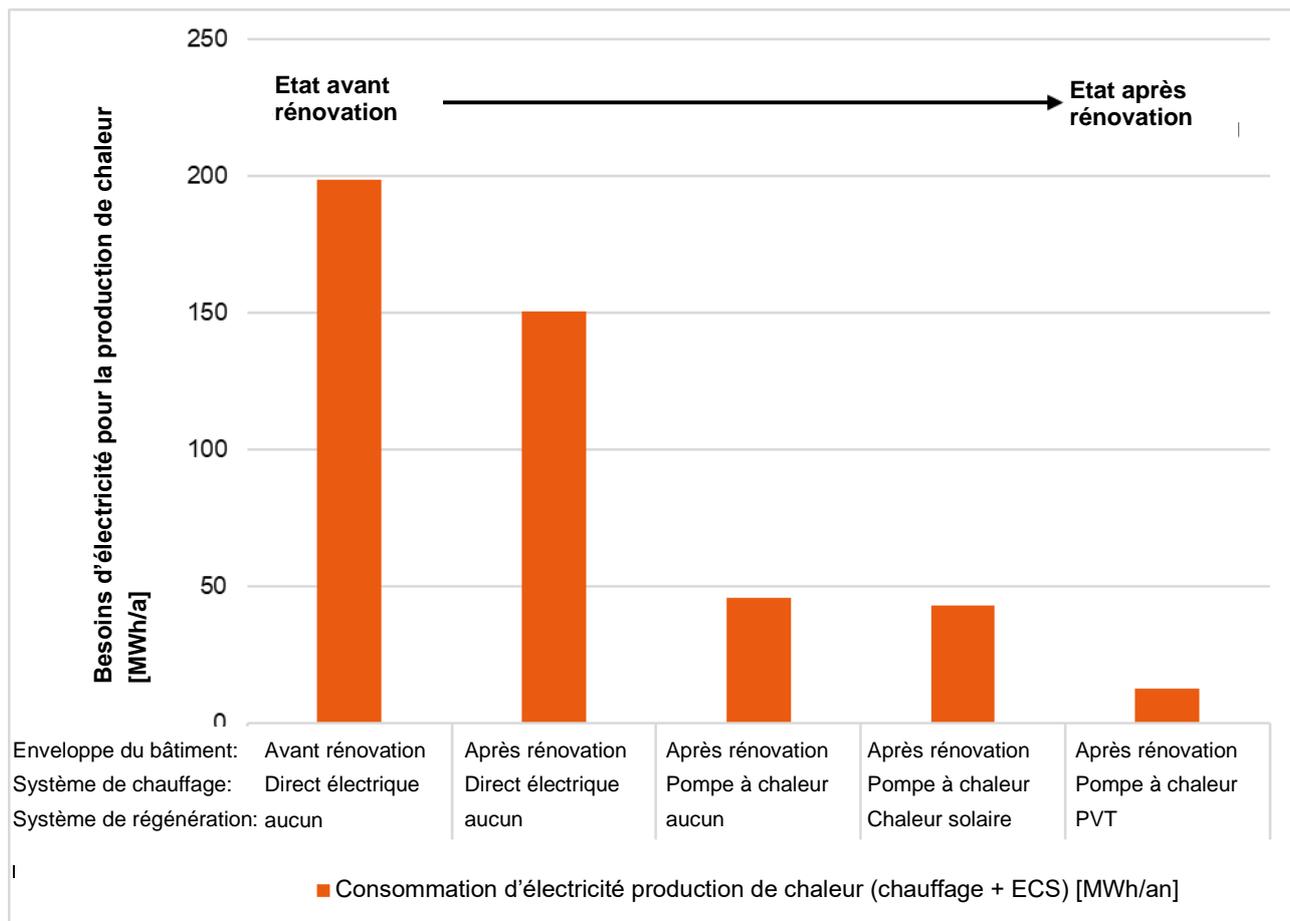


Illustration 28: Réduction échelonnée de la consommation d'électricité grâce à la rénovation des bâtiments, au remplacement du système de chauffage et à la régénération du sol

Tableau 14: Comparaison de la consommation d'électricité avant et après rénovation

Chiffres-clés énergie utile	Etat avant rénovation [MWh/a]	Etat après rénovation [MWh/a]
Consommation d'électricité production de chaleur (chauffage + ECS)	199	43
Rendement courant solaire PVT	0	30
Bilan annuel des besoins en électricité	199	13
Part de la consommation d'électricité bilan annuel	100%	7%

Le bilan annuel de la consommation d'électricité pour la production de chaleur destinée au chauffage et à l'eau chaude sanitaire a été réduit de 93% grâce à la modernisation de l'immeuble collectif double et au remplacement du chauffage électrique par une pompe à chaleur. La rénovation énergétique réduit les besoins en électricité pour la production de chaleur de 199 MWh à 43 MWh, soit 5 fois moins.

La rénovation entraîne également une réduction estimée de la puissance électrique de la production de chaleur, qui passe d'environ 100 kW avant la rénovation pour le chauffage direct à l'électricité à environ 20 kW après la rénovation. Cela correspond à une réduction de la puissance électrique de 80% pour les deux immeubles collectifs.

6.3 Points essentiels pour l'assurance qualité des systèmes de SG régénérées ou, plus généralement, des systèmes de pompes à chaleur couplés à l'énergie solaire (liste de contrôle)

Un système de sondes géothermiques (SG) correctement dimensionné et régénéré constitue une source durable et pérenne pour l'exploitation d'une pompe à chaleur. Le site www.erdsondenoptimierung.ch propose déjà une liste⁵ de 24 thèses (en allemand) sur les points essentiels pour l'assurance qualité des systèmes de SG, issues d'un projet de recherche de la Haute école des sciences appliquées de Zurich (ZHAW). Cette liste de contrôle peut être complétée par les points suivants grâce aux conclusions de la présente étude:

- Vérifier et optimiser la conception d'un système de sondes géothermiques régénérées à l'aide d'une simulation Polysun (ou d'un programme de simulation équivalent) par des simulations à long terme
- Utilisation d'une pompe à chaleur adaptée à une température de source jusqu'à 30 °C, sinon adjonction d'un retour
- Système de monitoring avec mesure du courant de la pompe à chaleur et de la pompe source pour le calcul du coefficient de performance annuel

6.4 Résumé des principales conclusions et leçons apprises

- Les petites installations de moins de 100 kW n'ont pas besoin d'être entièrement régénérées. Le degré de régénération optimal sur les plans technique et économique doit être déterminé respectivement par des simulations de système et dépend essentiellement du rapport entre les coûts des mètres de sondes et les coûts spécifiques du système de régénération utilisé. Les valeurs empiriques se situent à un degré de régénération de 50 à 70%.
- La commande de l'ensemble de l'installation via la pompe à chaleur était très complexe lors de la mise en service et pour assurer un fonctionnement fiable au cours de la phase initiale. Un système de régulation subordonné aurait probablement été plus simple à mettre en œuvre. Depuis 2016, beaucoup de choses ont évolué sur le marché en ce qui concerne les commandes de systèmes de plus petite envergure. Il conviendrait de vérifier si les commandes actuelles des pompes à chaleur, notamment par le biais de l'IdO, sont en mesure de mieux représenter la complexité de la régénération des sondes.
- La commande des corps de chauffe ne devrait pouvoir se faire que manuellement et ne devrait pas être laissée à la pompe à chaleur.
- Un équipement ultérieur de la distribution de chaleur dans l'isolation de la façade est possible. On pourrait éventuellement vérifier à l'avenir s'il ne serait pas critique, du point de vue de la physique du bâtiment, de renoncer également à la protection contre le gel dans cette distribution.
- Il est recommandé d'utiliser de l'eau comme fluide de transfert thermique dans les systèmes avec des sondes géothermiques de grande dimension. En cas d'incertitude, il convient de surveiller l'évolution de la température au cours des premières années et de prévoir dans la planification la préparation à un éventuel rééquipement ultérieur avec un ajout de glycol.

⁵ <https://erdsondenoptimierung.ch/custom/erdsondenoptimierung.ch/userfiles/files/24-Thesen-Waermepumpen-mit-Erdwaermesonden.pdf>

- Il est évident que le monitoring et l'analyse des données sont essentiels pour une exploitation efficace.
- Il faut prévoir suffisamment de temps pour un réglage initial correct.
- Les températures d'entrée élevées de l'évaporateur sont critiques pour les pompes à chaleur. Il faut en tenir compte lors du choix de la pompe à chaleur. Le cas échéant, il est également possible d'empêcher hydrauliquement une température d'entrée trop élevée.
- Le modèle Polysun pour les systèmes 2SOL offre une base validée pour la planification du système et avec une conception des mètres de sondes adaptée à chaque projet.
- L'investissement dans un système de chauffage durable s'est avéré rentable pour les copropriétaires de l'immeuble collectif double de Ländisch.
- La légère augmentation des loyers se justifie par l'amélioration du confort dans les appartements.
- La transformation de bâtiments existants en bâtiments compatibles avec un bilan zéro émission nette peut s'effectuer de manière socialement acceptable au moyen d'une intervention peu invasive, sans qu'il ne soit nécessaire d'évacuer les logements pendant les travaux de rénovation.

«Je reste convaincu que ce concept est vraiment pertinent», a déclaré un copropriétaire et représentant du maître d'ouvrage en novembre 2016. Sa réponse à la question de savoir s'il voyait toujours les choses de la même manière aujourd'hui était la suivante en décembre 2020: *«Sur le principe, oui. Nous avons rencontré des difficultés techniques avec la pompe à chaleur au cours de la première année d'exploitation, mais elles ont été résolues entre-temps. Le système de monitoring n'a pas entièrement répondu à nos attentes, car la mise à disposition des nombreuses données n'est pas très conviviale. Après les problèmes initiaux avec la pompe à chaleur, l'ensemble de l'installation fonctionne désormais parfaitement depuis plusieurs années. En ce qui concerne l'installation PV, deux optimiseurs ont dû être remplacés en été 2020 et 2021, ce qui a entraîné une légère baisse du rendement solaire pendant de courtes périodes. Mais en conclusion, je dirais qu'il s'agit d'une rénovation énergétique extrêmement bien réussie.»*

6.5 Réflexions finales

La rénovation de bâtiments analysée dans le cadre de la présente étude montre de manière exemplaire qu'il est possible, moyennant les technologies actuellement disponibles et à des coûts d'investissement tout à fait raisonnables, de rénover des immeubles collectifs habités dans le respect de l'environnement et de manière socialement acceptable, tout en générant des rendements attrayants. Une rénovation globale, qui met l'accent sur le zéro émission et une faible consommation d'électricité en hiver, permet d'améliorer le confort des habitantes et habitants, tout en tenant compte des exigences en matière d'esthétique, d'architecture et des cycles de rénovation du bâtiment. On peut par ailleurs démontrer qu'une utilisation durable de l'énergie géothermique par régénération solaire est possible et économiquement viable dans les zones résidentielles. Il s'agira probablement de la seule possibilité d'utiliser la géothermie à moyen terme dans les zones densément bâties, comme l'ont déjà montré deux études de la ville de Zurich (cf. études «*Erdsondenpotenzial der Stadt Zürich*» sur le potentiel des sondes géothermiques de la ville de Zurich et «*RegenOpt*»).

7. Annexe

7.1 Défaillances des données de mesure

Dans les cas suivants, il y a eu des défaillances prolongées des données de mesure, qui ont été extrapolées selon la méthodologie décrite pour le traitement des données de mesure.

Tableau 15: Résumé des défaillances prolongées des données de mesure qui ont été corrigées selon la méthodologie.

Défaillances des données de mesure	2017	2018	2019	2020
Système partiel électrique	-	2–3 fév	-	5–6 déc
Système partiel chaleur solaire	21–22 avr	1–2 jan 25–27 mars	-	2–4 jan 24–26 jan
Système partiel ECS	-	26–27 mars 30–31 oct	-	-
Système partiel pompe à chaleur	12–13 fév	23–24 mars 26–27 mars 5–6 sep	-	2–4 jan 6–7 sep
Système partiel chauffage	-	26–27 mars	-	-

7.2 Examen de la stratification de la température du réservoir d'eau chaude sanitaire

L'évaluation des mesures de température dans le réservoir d'eau chaude sanitaire installé, d'un volume de 3500 litres, indique une stratification intacte de la température dans le réservoir. Dans l'illustration 279, la stratification de la température dans le réservoir est clairement visible, mais en raison de l'absence de capteurs de mesure, il n'est pas possible de se prononcer sur un éventuel courant de court-circuit entre le départ et le retour pour l'alimentation en chaleur de la station d'eau fraîche.

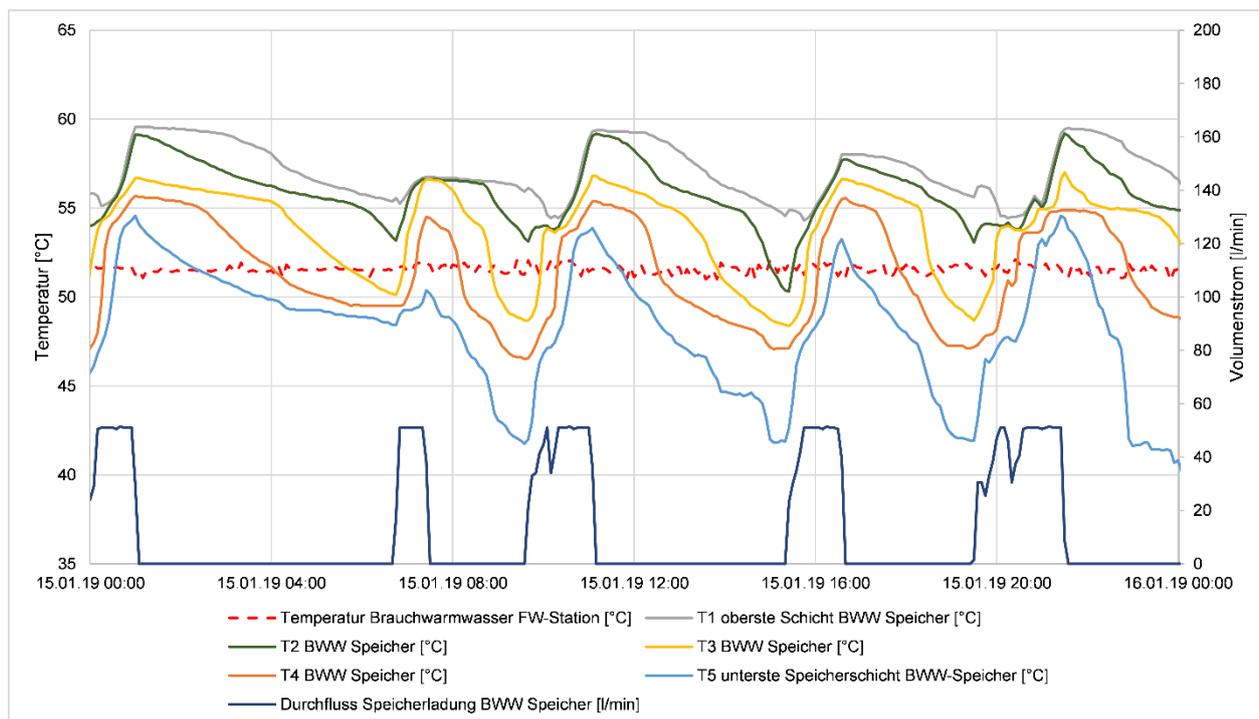


Illustration 29: Examen de la stratification du réservoir d'eau chaude sanitaire

7.3 Concept de mesure Monitoring

7.4 Supports de formation

7.5 Guide 2SOL Simulation Polysun

7.6 Documentation photographique