



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

Département fédéral de l'environnement, des  
transports, de l'énergie et de la communication DETEC

**Office fédéral de l'énergie OFEN**  
Section recherche énergétique et cleantech

Rapport final du 25 novembre 2025

---

# OptiCADSol

## Comparaison et optimisation des chaufferies pour des chauffages à distance solaires

---





**Prestataire de subvention :**

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

**Bénéficiaires de la subvention :**

HEIG-VD  
Institut des énergies (IE)  
Route de Cheseaux 1, CH-1401 Yverdon-les-Bains  
[heig-vd.ch/rad/instituts/ie](http://heig-vd.ch/rad/instituts/ie)

**Auteur(s) :**

Stefano Pauletta, HEIG-VD IE, [stefano.pauletta@heig-vd.ch](mailto:stefano.pauletta@heig-vd.ch)  
Marc-André Baillifard, HEIG-VD IE, [marc-andre.baillifard@heig-vd.ch](mailto:marc-andre.baillifard@heig-vd.ch)  
Alexis Duret, HEIG-VD IE, [alexis.duret@heig-vd.ch](mailto:alexis.duret@heig-vd.ch)

**Suivi du projet à l'OFEN :**

Andreas Eckmanns, [abdreas.eckmanns@bfe.admin.ch](mailto:abdreas.eckmanns@bfe.admin.ch)  
Stephan Mathez, [stephan.a.mathez@solarcampus.ch](mailto:stephan.a.mathez@solarcampus.ch)

**Numéro du contrat de l'OFEN :** SI/502569-01

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



## Résumé

Le couplage d'une installation solaire thermique avec une production de chaleur à bois sur un réseau de chauffage à distance (CAD) permet de réduire significativement la consommation de combustible, comme l'ont montré les résultats de plusieurs études antérieures. Le projet OptiCADSol a visé à définir des règles précises de dimensionnement, à concevoir des schémas hydrauliques optimisés et à développer des stratégies de régulation adaptées permettant d'intégrer efficacement l'énergie solaire dans les chaufferies biomasse, sans compromettre leur rendement ni la rentabilité du réseau. Dans ce cadre, plusieurs architectures d'intégration bois-solaire ont été conçues et modélisées sous TRNSYS afin d'évaluer leur performance énergétique, leurs émissions et leurs coûts à travers une analyse de sensibilité sur un ensemble de variables de conception représentatives. Les simulations ont permis de comparer différents schémas d'intégration et volumes de stockage, ainsi que d'analyser le comportement du système solaire et son impact sur le fonctionnement des chaudières à bois. L'étude a ensuite été élargie pour inclure deux solutions alternatives combinant photovoltaïque, pompe à chaleur et biomasse, afin d'évaluer les différences de performance technique et économique entre les différentes approches. Les résultats montrent que le couplage bois-solaire thermique permet de réduire dans le cas de référence étudié la consommation annuelle de bois de plus de 27 %, pour une fraction solaire d'environ 25 %, tout en diminuant les émissions de NOx et de particules fines et en augmentant légèrement les émissions CO de la centrale. Parmi les différentes configurations étudiées, le schéma d'intégration en série avec stockage solaire dédié s'est distingué par sa meilleure productivité solaire et son coût de chaleur actualisé (LCOH) le plus bas. Avec les mesures d'incitation actuellement disponibles et le niveau de prix du combustible actuel, la chaleur solaire thermique devient plus compétitive que la chaleur issue de la biomasse seule, et se positionne favorablement par rapport aux solutions à pompe à chaleur pour des coûts de la chaleur biomasse inférieurs à 120 CHF/MWh. L'étude comparative entre deux zones climatiques (Ponts-de-Martel et Payerne) a permis d'éteindre le concept à des conditions plus favorables mais avec une demande inférieure, avec une meilleure productivité solaire et une réduction accrue de la consommation de bois. Cependant, les effets des amortissements des investissements dans les différentes technologies impactent le potentiel économique de chaque solution hybrides, qu'elle soit bois-solaire thermique ou bois avec PAC sur air extérieur et PV. À l'échelle nationale, une généralisation de ces systèmes hybrides bois-solaire couvrant 25 % des besoins des CAD permettrait d'économiser environ 700 GWh/an de bois, soit 4,3 % du potentiel exploitable, et jusqu'à 1 TWh/an à l'horizon 2050 avec la croissance prévue des réseaux. Tous ces éléments permettent de confirmer que l'hybridation bois-solaire représente une voie réaliste et performante pour contribuer à la décarbonation du chauffage à distance en Suisse. C'est une solution dotée des capacités réelles à concilier efficacité énergétique, réduction des émissions locales et valorisation durable de la ressource en bois.

## Zusammenfassung

Die Kopplung einer thermischen Solaranlage mit einer Holzheizung an ein Fernwärmenetz (CAD) ermöglicht eine erhebliche Senkung des Brennstoffverbrauchs, wie die Ergebnisse mehrerer früherer Studien gezeigt haben. Das Projekt OptiCADSol hatte zum Ziel, genaue Dimensionierungsregeln festzulegen, optimierte Hydraulikschemata zu entwerfen und geeignete Regelungsstrategien zu entwickeln, um Solarenergie effizient in Biomasseheizwerke zu integrieren, ohne deren Wirkungsgrad oder die Rentabilität des Netzes zu beeinträchtigen. In diesem Zusammenhang wurden mehrere Holz-Solar-Integrationsarchitekturen entworfen und unter TRNSYS modelliert, um ihre Energieeffizienz, Emissionen und Kosten anhand einer Sensitivitätsanalyse einer Reihe repräsentativer Konstruktionsvariablen zu bewerten. Die Simulationen ermöglichten den Vergleich verschiedener Integrationsschemata und Speichervolumina sowie die Analyse des Verhaltens des Solarsystems und seiner Auswirkungen auf den Betrieb der Holzkessel. Die Studie wurde anschliessend um zwei alternative Lösungen erweitert, die Photovoltaik, Wärmepumpe und Biomasse kombinieren, um die Unterschiede in der technischen und wirtschaftlichen Leistung der verschiedenen Ansätze zu bewerten. Die Ergebnisse zeigen, dass die Kombination von Holz und Solarthermie im untersuchten Referenzfall den jährlichen Holzverbrauch um mehr als



27 % bei einem Solaranteil von etwa 25 % senken kann, während gleichzeitig die NO<sub>x</sub>- und Feinstaubemissionen reduziert und die CO-Emissionen der Heizzentrale leicht erhöht werden. Unter den verschiedenen untersuchten Konfigurationen zeichnete sich das Schema der Serienintegration mit dediziertem Solarspeicher durch die beste Solarproduktivität und die niedrigsten Wärmegegostehungskosten (LCOH) aus. Mit den derzeit verfügbaren Fördermassnahmen und dem aktuellen Brennstoffpreisniveau wird solarthermische Wärme wettbewerbsfähiger als Wärme aus Biomasse allein und positioniert sich bei Biomasse-Wärmekosten unter 120 CHF/MWh günstig gegenüber Wärmepumpenlösungen. Die Vergleichsstudie zwischen zwei Klimazonen (Ponts-de-Martel und Payerne) ermöglichte es, das Konzept unter günstigeren Bedingungen, aber mit einer geringeren Nachfrage, einer besseren Solarproduktivität und einer stärkeren Verminderung des Holzverbrauchs zu realisieren. Die Auswirkungen der Abschreibungen auf die Investitionen in die verschiedenen Technologien beeinflussen jedoch das wirtschaftliche Potenzial jeder Hybridlösung, sei es Holz-Solarthermie oder Holz mit Luftwärmepumpe und PV. Auf nationaler Ebene würde eine allgemeine Einführung dieser Holz-Solar-Hybridssysteme, die 25 % des Bedarfs der Fernwärmenetze decken, Einsparungen von etwa 700 GWh/Jahr an Holz ermöglichen, was 4,3 % des nutzbaren Potenzials entspricht, und bis 2050 mit dem prognostizierten Wachstum der Netze bis zu 1 TWh/Jahr. All diese Faktoren bestätigen, dass die Holz-Solar-Hybridisierung einen realistischen und leistungsstarken Weg darstellt, um zur Dekarbonisierung der Fernwärme in der Schweiz beizutragen. Es handelt sich um eine Lösung, die tatsächlich in der Lage ist, Energieeffizienz, Reduzierung der lokalen Emissionen und nachhaltige Nutzung der Holzressourcen in Einklang zu bringen.

## Summary

Combining a solar thermal installation with wood-fired heat production in a district heating network (DH) can significantly reduce fuel consumption, as shown by the results of several previous studies. The OptiCADSol project aimed to define precise sizing rules, design optimized hydraulic diagrams, and develop appropriate control strategies to effectively integrate solar energy into biomass boiler rooms without compromising their efficiency or the profitability of the network. Within this framework, several wood-solar integration architectures were designed and modelled using TRNSYS in order to evaluate their energy performance, emissions, and costs through a sensitivity analysis on a set of representative design variables. The simulations made it possible to compare different integration schemes and storage volumes, as well as to analyze the behaviour of the solar system and its impact on the operation of wood boilers. The study was then expanded to include two alternative solutions combining photovoltaics, heat pumps, and biomass in order to evaluate the differences in technical and economic performance between the different approaches. The results show that combining wood and solar thermal energy can reduce annual wood consumption by more than 27% in the reference case studied, while also reducing NO<sub>x</sub> and fine particle emissions and slightly increasing the plant's CO emissions. Among the various configurations studied, the series integration scheme with dedicated solar storage stood out for its higher solar productivity and lowest levelized cost of heat (LCOH). With the incentives currently available and the current fuel price level, solar thermal heat can be more competitive than heat from biomass alone, and is well positioned compared to heat pump solutions for biomass heat costs below 120 CHF/MWh. The comparative study between two climatic zones (Ponts-de-Martel and Payerne) made it possible to extend the concept to more favourable conditions but with lower demand, with better solar productivity and a greater reduction in wood consumption. However, the effects of investment depreciation in the various technologies impact the economic potential of each hybrid solution, whether wood-solar thermal or wood with outdoor air heat pumps and PV. On a national scale, widespread adoption of these wood-solar hybrid systems covering 25% of district heating needs would save around 700 GWh/year of wood, or 4.3% of the remaining exploitable resource, and up to 1 TWh/year by 2050 with the expected growth of district heating networks. All these factors confirm that wood-solar hybridization is a realistic and effective way to contribute to the decarbonization of district heating in Switzerland. It is a solution with real potential to reconcile energy efficiency, local emissions reduction, and sustainable use of wood resources.



# Table des matières

|                                                                                    |           |
|------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>Résumé.....</b>                                                                 | <b>3</b>  |
| <b>Zusammenfassung.....</b>                                                        | <b>3</b>  |
| <b>Summary .....</b>                                                               | <b>4</b>  |
| <b>Table des matières .....</b>                                                    | <b>5</b>  |
| <b>Liste des abréviations.....</b>                                                 | <b>7</b>  |
| <b>1 Introduction.....</b>                                                         | <b>9</b>  |
| 1.1. Contexte et arrière-plan.....                                                 | 9         |
| 1.2. Justification du projet.....                                                  | 9         |
| 1.3. Objectifs du projet.....                                                      | 9         |
| <b>2 Activités, méthodes, résultats et discussions .....</b>                       | <b>10</b> |
| 2.1. Méthodologie .....                                                            | 10        |
| 2.2. Chaufferie de référence.....                                                  | 11        |
| 2.3. Installations hybrides bois-solaire .....                                     | 13        |
| 2.3.1. Technologie solaire thermique .....                                         | 16        |
| 2.3.2. Ressource solaire et charge du réseau de chauffage.....                     | 17        |
| 2.3.3. Modèles économiques.....                                                    | 17        |
| 2.4. Installations avec PAC.....                                                   | 18        |
| 2.4.1. Solution bivalente bois – PAC sur air extérieure .....                      | 18        |
| 2.4.2. Solution monovalente avec PAC sur eau de nappe.....                         | 19        |
| 2.4.3. Technologie solaire photovoltaïque.....                                     | 19        |
| 2.4.4. Eléments de modélisation économique.....                                    | 20        |
| 2.5. Paramètres et indicateurs clés de performance.....                            | 20        |
| 2.5.1. Installations hybrides bois-solaire.....                                    | 20        |
| 2.5.2. Installations hybrides bois-PAC ou PAC monovalent.....                      | 22        |
| 2.6. Méthodes de prédimensionnement des variantes.....                             | 23        |
| 2.6.1. Installations bois-solaire .....                                            | 23        |
| 2.6.2. Installations à PAC .....                                                   | 24        |
| 2.7. Analyse et comparaison de circuits d'intégration bois-solaire thermique ..... | 24        |
| 2.7.1. Performance technique.....                                                  | 24        |
| 2.7.2. Consommation de combustible, cycles de chaudières et émissions .....        | 27        |
| 2.7.3. Performance économique des installation bois-solaire .....                  | 29        |
| 2.8. Analyse et comparaison avec solutions à PAC.....                              | 35        |
| 2.8.1. Résultats de performance pour les solutions bivalentes à PAC et bois.....   | 35        |
| 2.8.2. Résultats de performance pour les solutions monovalentes à PAC .....        | 38        |
| 2.8.3. Émissions des solutions à PAC.....                                          | 38        |
| 2.8.4. Résultats économiques pour les solutions à PAC.....                         | 39        |



|          |                                                                                                        |           |
|----------|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| 2.8.5.   | Comparaison économique entre solutions bois-solaire, bois-PAC et PAC seule. ....                       | 41        |
| 2.9.     | Installation de référence at dimensionnement.....                                                      | 42        |
| 2.10.    | L'impact de la zone météorologique.....                                                                | 44        |
| 2.10.1.  | Performance et émissions .....                                                                         | 44        |
| 2.10.2.  | Impact économique et comparaison de valeurs du LCOH.....                                               | 47        |
| 2.10.3.  | Extrapolation des performances à la Suisse .....                                                       | 50        |
| 2.10.4.  | Potentiel à niveau national .....                                                                      | 51        |
| <b>3</b> | <b>Conclusions et perspectives.....</b>                                                                | <b>51</b> |
| 3.1.     | Centrale hybrides bois-solaire thermique.....                                                          | 52        |
| 3.2.     | Installation équipée des systèmes à PAC: .....                                                         | 52        |
| 3.3.     | Comparaison des différentes solutions : .....                                                          | 52        |
| 3.4.     | Généralisation des résultats et impact à l'échelle nationale : .....                                   | 53        |
| 3.5.     | Perspectives .....                                                                                     | 53        |
| <b>4</b> | <b>Publications et autres communications .....</b>                                                     | <b>54</b> |
| <b>5</b> | <b>Bibliographie.....</b>                                                                              | <b>54</b> |
| <b>6</b> | <b>Annexe.....</b>                                                                                     | <b>56</b> |
| 6.1.     | Données source pour la modélisation énergétique .....                                                  | 56        |
| 6.1.1.   | Météo de Ponts-Les-Martels .....                                                                       | 56        |
| 6.1.2.   | Météo de Payerne .....                                                                                 | 56        |
| 6.1.3.   | Température de l'eau de la nappe.....                                                                  | 56        |
| 6.1.4.   | Transposition de la consommation du CAD au climat de Payerne .....                                     | 57        |
| 6.2.     | Technologies et modèles.....                                                                           | 57        |
| 6.2.1.   | Panneau PV.....                                                                                        | 57        |
| 6.2.2.   | PAC.....                                                                                               | 58        |
| 6.3.     | Éléments de modélisation économique.....                                                               | 59        |
| 6.3.1.   | Fonctions de coût pour le CAPEX .....                                                                  | 59        |
| 6.3.2.   | Éléments de l'OPEX .....                                                                               | 62        |
| 6.3.3.   | Incitations publiques pour les énergies renouvelables prise en compte .....                            | 62        |
| 6.3.4.   | Paramètres financiers.....                                                                             | 63        |
| 6.3.5.   | Tarif électrique .....                                                                                 | 63        |
| 6.4.     | Graphiques et résultats des simulations pour les circuits bois-solaire.....                            | 64        |
| 6.4.1.   | Performance de 4 circuits dans les 3 variantes pour Ponts-Les-Martel.....                              | 64        |
| 6.4.3.   | Consommation de combustible et émissions des 4 circuits dans la variante C pour Ponts-Les-Martel. .... | 69        |



## Liste des abréviations

| Acronyme, sigle                                                  | Description                                                                                                   | Unité                                 |
|------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------|
| A ou A <sub>SF</sub>                                             | Surface d'ouverture du champ de collecteurs solaires thermiques ou de PV                                      | m <sup>2</sup>                        |
| Auto <sub>c</sub>                                                | Autoconsommation électrique                                                                                   |                                       |
| CàD ou CAD                                                       | Chauffage à distance.                                                                                         | -                                     |
| CAPEX                                                            | Dépenses d'investissement                                                                                     | CHF                                   |
| CO                                                               | Monoxyde de carbone                                                                                           |                                       |
| CO <sub>2</sub>                                                  | Dioxyde de carbone                                                                                            | %                                     |
| COV                                                              | Composés Organiques Volatils                                                                                  | %                                     |
| cvRMSE                                                           | Coefficient de variation de la racine de l'erreur quadratique moyenne (RMSE)                                  | %                                     |
| ECS                                                              | Eau chaude sanitaire                                                                                          | -                                     |
| f <sub>em,CO</sub> , f <sub>em,NOx</sub> , f <sub>em,FiPar</sub> | Facteur d'émission CO, NOx et FiPar                                                                           | g/GJ                                  |
| f <sub>CO2</sub>                                                 | Facteur d'émission CO <sub>2</sub> des PAC                                                                    | g/kWh                                 |
| FiPar                                                            | Émissions de particules fines (PM <sub>2,5</sub> ) et en suspension (PM <sub>10</sub> )                       | -                                     |
| FS                                                               | Fraction solaire                                                                                              | %                                     |
| LCOH                                                             | Coût Actualisé de la chaleur ( <i>Levelized Cost Of Heat</i> )                                                | CHF/MWh                               |
| LCOH <sub>bio,ref</sub>                                          | LCOH de référence pour la chaleur biomasse                                                                    | CHF/MWh                               |
| LCOH <sub>bio</sub>                                              | LCOH de la chaleur biomasse de la centrale hybride                                                            | CHF/MWh                               |
| LCOH <sub>hyb</sub>                                              | LCOH de la centrale hybride                                                                                   | CHF/MWh                               |
| LCOH <sub>HP</sub>                                               | LCOH de la chaleur produite par la PAC                                                                        | CHF/MWh                               |
| LCOH <sub>sol</sub>                                              | LCOH de la chaleur collectée par le solaire thermique                                                         | CHF/MWh                               |
| NOx                                                              | Oxyde d'azote                                                                                                 | %                                     |
| OPEX                                                             | Dépenses et recettes originaires par le fonctionnement de la centrale                                         | CHF/an                                |
| PAC                                                              | Pompe à chaleur                                                                                               | -                                     |
| PCI                                                              | Pouvoir calorifique inférieur                                                                                 | MJ/kg                                 |
| PCS ou GHV                                                       | Pouvoir calorifique supérieur                                                                                 | MJ/kg                                 |
| PM <sub>1</sub>                                                  | Particules ultrafines de diamètre ≤ 1 µm                                                                      | -                                     |
| PM <sub>10</sub>                                                 | Particules fines de diamètre ≤ 10 µm                                                                          | -                                     |
| PM <sub>2.5</sub>                                                | Particules fines de diamètre ≤ 2,5 µm                                                                         | -                                     |
| PV                                                               | Photovoltaïque                                                                                                | -                                     |
| QM Bois                                                          | Système de gestion de la qualité pour les chauffages au bois dans la production et la distribution de chaleur | -                                     |
| TES                                                              | <i>Thermal Energy Storage</i> – Stockage d'Énergie Thermique                                                  | -                                     |
| V <sub>TES</sub>                                                 | Volume du TES.                                                                                                | m <sup>3</sup>                        |
| V <sub>Spe</sub>                                                 | Volume spécifique du TES en rapport à A <sub>SF</sub>                                                         | m <sup>3</sup> /m <sup>2</sup>        |
| Y <sub>PV</sub>                                                  | Productivité solaire PV spécifique                                                                            | kWh <sub>e</sub> /kW <sub>c</sub> /an |
| Y <sub>sol</sub>                                                 | Productivité solaire thermique spécifique                                                                     | kWh <sub>th</sub> /m <sup>2</sup> /an |
| Abréviation                                                      | Description                                                                                                   | Unité                                 |



|            |                                          |      |
|------------|------------------------------------------|------|
| Boi or ch. | Boiler (Chaudière)                       | -    |
| BT         | Baisse Tension                           |      |
| Con        | Condenser (Condenseur)                   | -    |
| fg         | Flue gas (gaz de combustion ou de fumée) | -    |
| Mfr ou Qm  | Débit massique                           | kg/h |
| MT         | Moyenne Tension                          |      |



# 1 Introduction

## 1.1. Contexte et arrière-plan

La ressource en bois durable pour le chauffage, bien que renouvelable, est limitée en quantité. Actuellement en Suisse, les deux tiers de la ressource sont exploités [1]. Pour limiter les impacts environnementaux liés au transport, elle doit aussi être localement disponible. Comme prévu par les perspectives chaleur du canton de Vaud [2], il convient aussi de sauvegarder le bois pour des besoins nécessitant des niveaux de température supérieurs (par exemple pour les procédés industriels). Dans le rapport des autorités cantonales, il est prévu de réserver 520 GWh de biomasse pour les procédés industriels contre 469 GWh pour les besoins de chaleur résidentiels.

Les concepts couplant le bois-énergie avec l'énergie solaire thermique représentent une excellente solution pour pallier le manque de ressource en bois, comme cela a été démontré dans le projet SolCAD [3]. En effet le solaire permet de couvrir les besoins en été et d'éteindre complètement les chaudières durant cette période. Il est conclu dans cette étude qu'un potentiel de chaleur solaire non négligeable, entre 0.5 et 1 TWh, pourrait être produit pour les chauffages à distance (CAD) en Suisse. Ce potentiel serait doublé en prenant en compte l'augmentation du nombre de CAD à l'horizon 2050.

## 1.2. Justification du projet

Le couplage d'une installation solaire thermique avec des chaudières biomasse présente des défis sur le plan technique, d'impact environnemental et financière. En effet, l'hybridation solaire d'installations à biomasse reste difficile en raison de plusieurs aspects, concernant, entre autres, l'impact sur les émissions polluantes lors des phases d'arrêt et de démarrage et une dynamique de modulation de la puissance des chaudières bois limitée. L'intégration d'une source intermittente de chaleur renouvelable à une chaudière biomasse, toutefois, permet de réduire sa charge et donc d'économiser du combustible. Cependant, cela a aussi potentiellement pour conséquence d'augmenter le temps de fonctionnement à charge partielle ainsi que les phases d'arrêt et de démarrage de la chaudière biomasse. Cela peut réduire le rendement de conversion et surtout augmenter les émissions de polluants tel que les particules fines, le monoxyde de carbone et les NOx. Aujourd'hui, aucune étude ne quantifie l'ampleur de cet effet. Face à ce problème, QM-bois donne quelques pistes pour la combinaison d'installations solaires thermiques et de chaudières à bois dans son manuel de dimensionnement [4] ainsi que dans sa FAQ 32, sans pour autant donner de règles de dimensionnement précises. L'enjeu majeur semble être le stockage de la chaleur nécessaire autant pour l'installation solaire que pour les chaudières à bois : l'espoir est de pouvoir mutualiser les capacités de stockage nécessaires aux deux technologies pour permettre d'optimiser la place ainsi que de réduire les investissements nécessaires.

D'autre part, les PAC de grande puissance commencent à faire leur apparition pour décarboner efficacement les CAD avec les exemples du CAD Laurana [5] et des Vergers [6]. Couplé à une installation photovoltaïque (PV), ce concept pourrait permettre de fournir le même service qu'une installation solaire thermique avec une implémentation bivalente équipée d'une chaudière bois. Ou bien, il pourrait fournir la totalité de la chaleur avec une implémentation monovalente et une connexion au réseau d'électricité. En revanche, il n'est pas établi qu'ils soient plus avantageux d'un point de vue économique et environnemental.

## 1.3. Objectifs du projet

Les objectifs du projet de recherche appliquée OptiCADSol ont été défini comme suit :

- 1) Quantification et réduction des émissions des chaudières à charge partielle et durant les phases transitoires
- 2) Estimation du potentiel de sauvegarde de la ressource bois à l'échelle Suisse avec la pénétration des technologies solaires (thermique et PV+PAC) dans les CAD



- 3) Investigation du potentiel de la mutualisation des stockages de chaleur entre producteurs de chaleur afin de réduire les coûts

Ces objectifs peuvent être atteints à travers la modélisation des systèmes énergétiques, et leur mis en œuvre sur la base de cas d'étude. Des simulations dynamiques du fonctionnement de ces installations permettront en effet d'optimiser les concepts d'intégration tant sur le plan hydraulique que sur la régulation des équipements et leur dimensionnement.

Dans le contexte et les objectifs présenté ci-dessus, le projet OptiCADSol propose de répondre aux questions de recherche suivantes dans le domaine des CAD :

- Quel est le potentiel d'économie de combustible et de réduction des impacts environnementaux qui peut être obtenu en combinant des chaudières bois et une installation solaire thermique ?
- Quel est le potentiel d'économie d'électricité importé du réseau électrique et le potentiel de réduction des impacts environnementaux en couplant une grande PAC utilisé dans un CAD avec un champs photovoltaïques ?
- Quels sont les bénéfices et contraintes en termes d'intégration et de dimensionnement des équipements (chaudières et stockage) lors d'un couplage d'une chaudière à bois avec une installation solaire thermique ?
- Est-ce que des situations économiques gagnant-gagnant peuvent être définies pour le couplage du solaire thermique et des chaudières bois, notamment au niveau du stockage de chaleur et des opérations d'arrêt et révision estivales ?

## 2 Activités, méthodes, résultats et discussions

### 2.1. Méthodologie

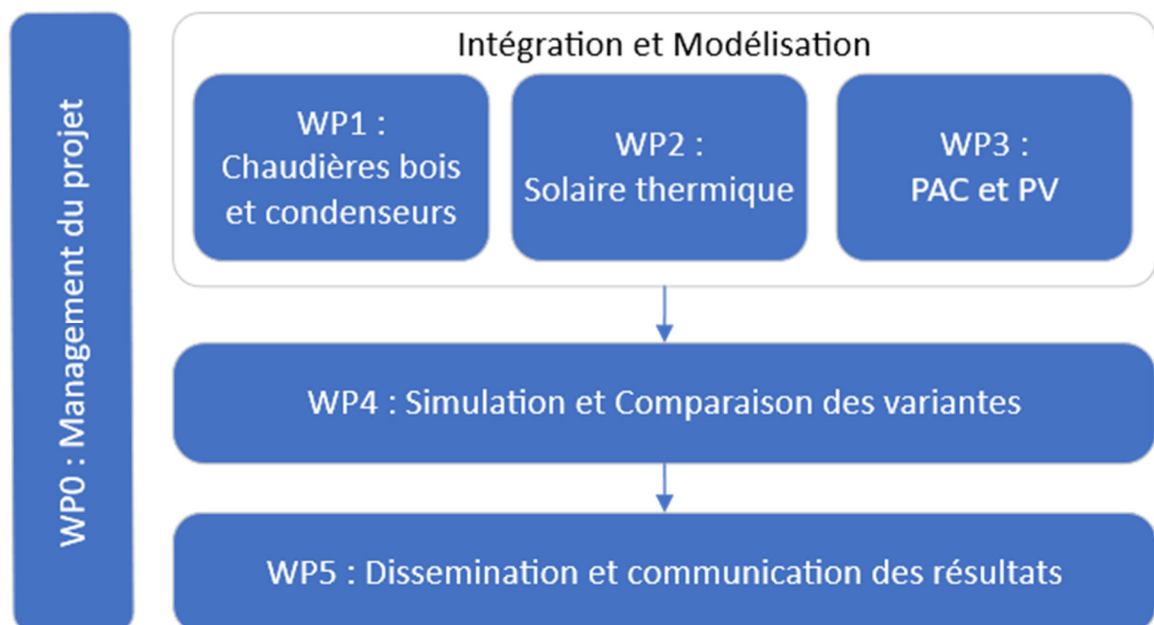


Figure 1: Structure du projet avec détails de 6 volets prévus (WP: *Work Package* en anglais)



Afin d'atteindre les objectifs du projet et de répondre aux questions de recherche, le projet a été structuré en 4 volets, comme montrée en Figure 1.

La problématique de la modélisation de la chaudière à plaquette et du condenseur de fumée a été abordée dans le Work Package 1 (WP1), en première partie du projet. Au WP2, 4 schémas hydrauliques pour le couplage des chaudières avec une installation solaire thermique et un stockage de chaleur ont été développés, avant d'élaborer de indications pour la régulation de l'installation hybride et des règles de dimensionnement.

Pendant le WP3, l'attention s'est concentrée sur la modélisation d'une chaufferie bois couplée avec une PAC et un champ photovoltaïque. Dans ce WP, un schéma hydraulique de couplage de la PAC avec la chaufferie bois a été adopté, et des règles de dimensionnement et de régulation des deux producteurs de chaleur et de l'installation photovoltaïque ont été codifiées.

Les modèles numériques ont été enfin combinés et paramétrés afin d'estimer le potentiel de réduction des émissions, de la consommation de bois et des coûts pour le cas d'une installation bois-solaire à Ponts Les Martels. La transposition de données d'irradiance et de la demande en énergie du CAD ont ensuite permit d'étudier le même cas à Payerne, pour estimer l'impact de la météo sur les résultats.

## 2.2. Chaufferie de référence

Dans le but d'étudier et de comparer différentes variantes pour intégrer de la chaleur solaire à la production d'une chaufferie bois pour les applications de chauffage à distance (CAD), des indicateurs de performance doivent être évalués par rapport à la situation existante (c'est-à-dire) sans l'apport du solaire. Pour cette raison, une des premières étapes a été de définir une chaufferie de référence, sans apport d'installations solaires thermiques.

En effet, cette chaufferie de référence a été dimensionnée sur la base des consommations de chaleur du CAD des Ponts-de-Martel (géré par la société coopérative "Marais Rouge"). La signature énergétique du réseau et les données présentées dans le Tableau 1 ont été prises comme valeurs de référence pour les simulations. Ces valeurs ont été par la suite utilisées afin de dimensionner la production de chaleur selon le guide QM bois [4] à l'aide du fichier Excel de relevé de situation, disponible sur le site internet de QM-bois. La chaufferie de référence, représentée dans la Figure 2, a été ainsi dimensionnée en accord avec la variante standard WE6 du manuel QM bois, et son contrôle et sa régulation ont été analysés. En particulier, l'analyse de la régulation s'est concentrée sur les points suivants :

- L'architecture de contrôle recommandée par QM Bois,
- La régulation de la cascade des chaudières,
- La régulation de l'état de charge du stockage thermique,
- La régulation de la température de retour aux chaudières.

| Paramètre                                       | Valeur       |
|-------------------------------------------------|--------------|
| Production totale de chaleur (MWh/an)           | 5'830 MWh/an |
| Part de la production de chaleur dédiée à l'ECS | 30%          |
| Puissance de pointe chauffage @-11°C            | 1.6 MW       |
| Puissance de pointe pour la production d'ECS    | 400 kW       |
| Température de non-chauffage                    | 14°C         |
| Pertes de chaleur du réseau (%)                 | 10%          |



Un modèle numérique de la chaufferie de référence a donc été développé sous TRNSYS (modèle de Haller et al.[7], avec le type 869) et validé sur les données de consommation du CAD de Ponts-Les-Martel. Les émissions de polluants des chaudières bois ont été quantifiées sur la base des données définies au Tableau 2 (voir [8] : Tableau A.17, cat. 16a pour chaudières automatique au bois de plus de 500 KW, hors entreprises de transformation du bois), ce tableau précisant les facteurs d'émission considérés pour l'analyse de chaque phase de fonctionnement.

| Phases de fonctionnement | CO, en [g/GJ] | Particules fines, en [g/GJ] | NOx, en [g/GJ] |
|--------------------------|---------------|-----------------------------|----------------|
| Démarrage                | 685           | 50                          | 182            |
| Arrêt                    | 1209          | 50                          | 139            |
| Pleine charge            | 45            | 10                          | 125            |
| Charge partielle         | 64            | 2.8                         | 104            |
| Standby                  | 665           | 10                          | 101            |

Le modèle de simulation de la chaufferie de référence, développé sous TRNSYS, a premièrement été utilisé pour quantifier le plus précisément possible le bilan énergétique de l'installation purement à bois et la valeur de référence de plusieurs paramètres utilisés dans les comparaisons et calculés pour l'année 2021. En particulier le nombre de cycles de démarrage/arrêt des chaudières et leurs émissions dans les différentes variantes ont été étudiés. Cependant, étant donné que le modèle numérique ne comptabilisait que les arrêts des chaudières dus à la régulation, leur valeur a dû être "calibrée" sur des valeurs usuelles pour cette technologie (voir [9]).

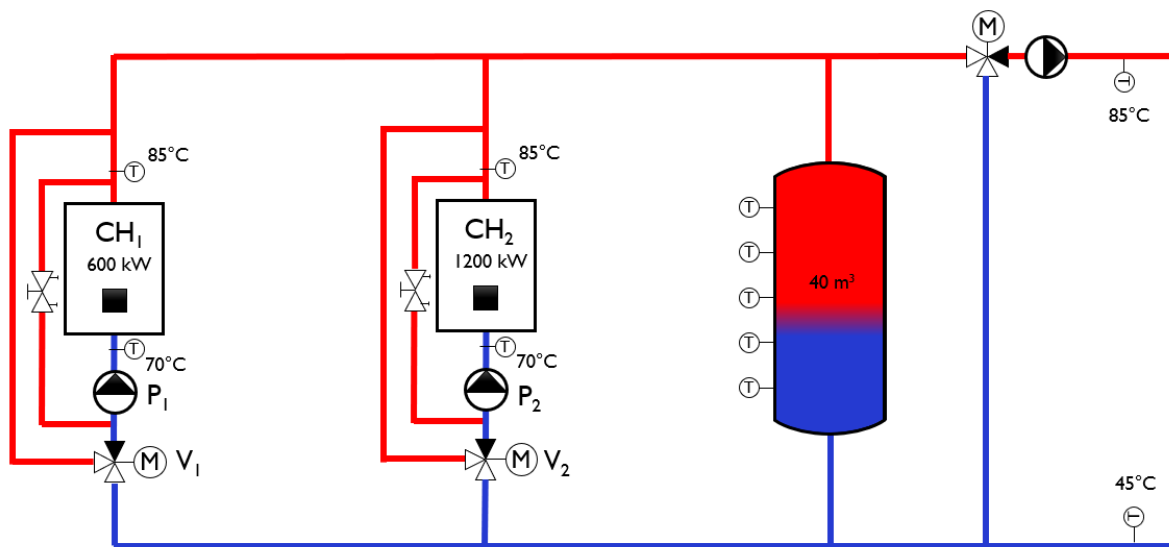


Figure 2: Variante standard WE6 de chaufferie à bois selon le manuel QM bois

La chaufferie de référence, représentée à la Figure 2 et constituée par deux chaudières en cascade d'une puissance thermique totale de 1800 kW (1200 kW + 600 kW, voir à l'Annex 6.2.2), devrait enregistrer environ 350 arrêts par an, dus aux arrêts de régulation et ces dus aux opérations de déchargement. Ce nombre est nettement supérieur aux 90 arrêts initialement estimés par les simulations dynamiques pour l'installation idéale.

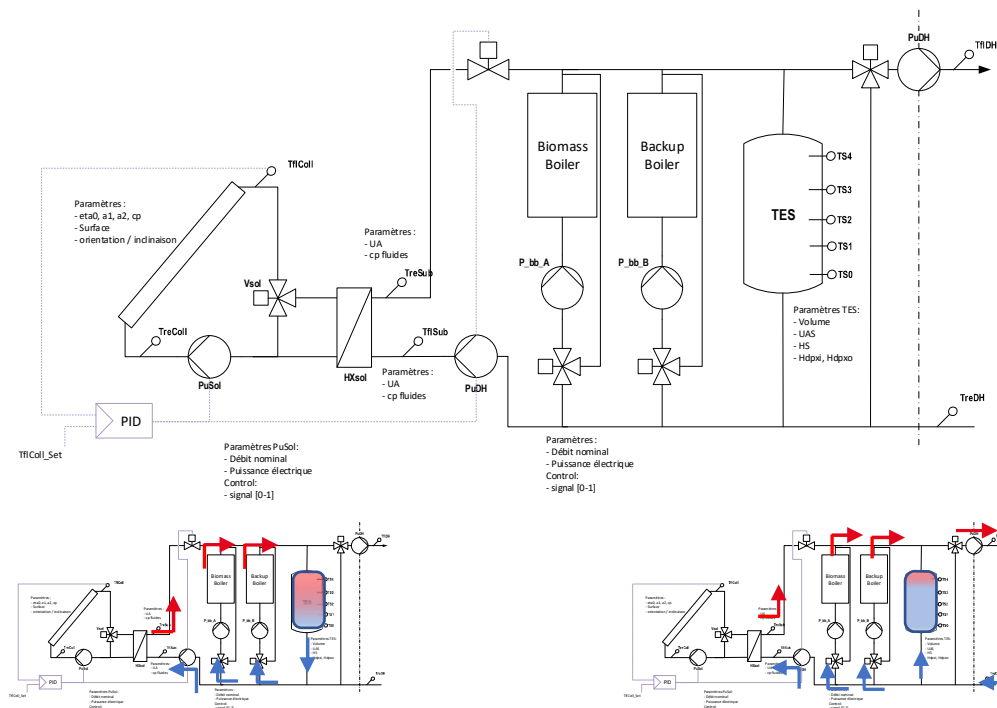


Figure 3 : Circuit d'intégration solaire N. 1 : diagramme de principe (haut) ; charge (gauche) ; décharge (droite).

Afin d'obtenir des estimations plus représentatives de la réalité, le nombre d'allumages/arrêts a été calibré à 350 par an. Les émissions liées aux différentes phases transitoires ont ensuite été réparties sur l'année en fonction de la chaleur produite par chaque chaudière. Pour répartir correctement cette augmentation du nombre de cycles, le rapport entre les cycles des deux chaudières, tel que calculé par TRNSYS, a été respecté. Cette correction, mise à l'échelle selon le fonctionnement horaire des installations, a ensuite été appliquée aux scénarios hybrides analysés.

## 2.3. Installations hybrides bois-solaire

Sur la base de l'architecture et la performance de la chaufferie-bois de référence, plusieurs solutions d'intégration des installations solaires thermiques peuvent être considérées. Pour standardiser l'étude et la comparaison de la performance technique, environnemental et financière de ces différents cas, l'attention a été concentrée sur un nombre limité de type d'intégration. Les Figure 3 à Figure 6 montrent les 4 circuits hydrauliques d'intégration qui ont été adoptés pour être modélisés sous TRNSYS.

### Circuit 1

Le schéma de principe du Circuit 1, montré en Figure 3, permet d'étudier le comportement d'une installation hybride où les collecteurs solaires thermiques produisent de l'énergie qui est injectée en parallèle aux générateurs biomasse dans le haut du stockage d'énergie. De plus, dans cette topologie, le champ de capteurs solaires est amené à produire à la température de production des chaudières, normalement réglée à 5 K en plus de la température de consigne du départ du CAD ([1]). Dans le cas du Circuit 1, l'installation solaire est donc opérée en parallèle aux chaudières à plaquettes et en aval de la récupération de chaleur des condensats de fumée.

Les opérations de charge et décharge du stockage sont facilement gérables, et le stockage d'énergie thermique (désormais désigné par l'acronyme TES, de l'anglais "Thermal Energy Storage") peut être chargé et déchargé sans perturber la stratification thermique et sans nécessiter de lances de stratification pour l'injection de la chaleur solaire dans le TES.



## Circuit 2

Le schéma de principe du Circuit 2, présenté à la Figure 4 permet d'étudier le comportement d'une installation hybride où l'énergie solaire est injectée dans un TES solaire, installé en série après les condenseurs de fumée.

D'autre part, les chaudières à biomasse sont équipées d'un TES de 40 m<sup>3</sup>, conformément aux recommandations de la branche pour cette taille d'installation automatique à plaquettes. La chaleur accumulée dans le TES solaire est transférée soit :

- à l'entrée des chaudières (Figure 4 - gauche), si la température du TES solaire est inférieure à la température de consigne du CAD,
- soit directement injectée dans le circuit du CAD (Figure 4 - droite), si la température du TES solaire le permet

Les deux TES sont donc chargés chacun par sa propre source d'énergie. Cependant, la décharge peut se réaliser avec les deux TES en série, ce qui permet une mutualisation des volumes réservés à chaque circuit générateur. Pour la charge et la décharge du TES solaire et afin de maintenir la stratification, des équipements spécialisés peuvent être prévus : par exemple, une lance de stratification pour le circuit solaire et un diffuseur pour le circuit du retour du CAD.

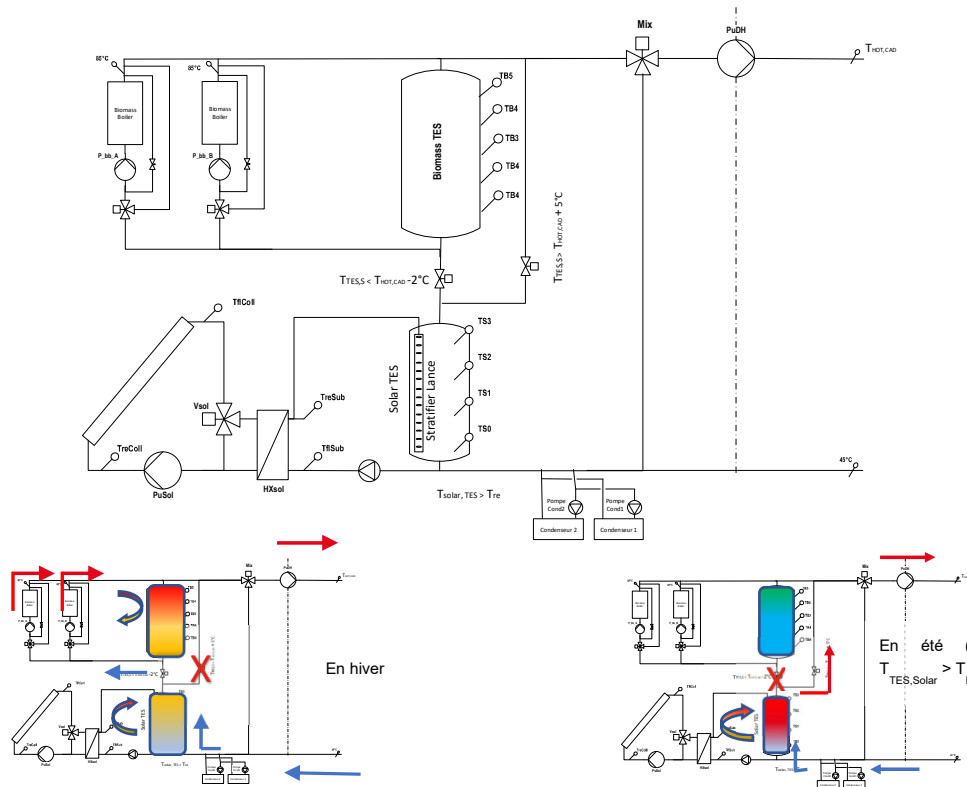


Figure 4 : Circuit d'intégration solaire N. 2 : diagramme de principe (haut) ; charge en hiver (gauche) ; injection solaire directe estivale (ou pour  $T_{TES,Solar} > T_{DH,allé} + \Delta T$  - droite).

En outre, la répartition de la chaleur entre plusieurs sources améliore la résilience et l'adaptabilité du réseau. Même s'il n'est pas possible de charger le stockage solaire avec les chaudières, le volume ajouté par le circuit solaire stabilise la température à l'entrée de ces dernières, ce qui contribue à stabiliser leur rendement.

Il convient de noter qu'une variante équipée d'une vanne de bypass à l'entrée du TES solaire, et permettant de relier l'entrée des chaudières biomasse directement au retour du CAD, a été écartée après



une première étude. En effet, dans ce cas, le TES solaire ne serait by-passé que lors du démarrage de la centrale (pendant la charge initiale et jusqu'à atteindre la température de retour du CAD). Durant le temps normal d'opération, il ne serait jamais plus utilisé.

### Circuit 3

Le schéma de principe du Circuit 3, présenté à la Figure 5, permet d'étudier le comportement d'une installation hybride où l'énergie solaire est injectée soit dans un stockage d'énergie thermique (TES) dédié au solaire (installé en série après les condenseurs de fumée), soit dans la partie supérieure du TES dédié aux générateurs biomasse.

La chaleur accumulée dans le TES solaire est toujours transférée à l'entrée des chaudières. Cependant, si la température de production solaire est supérieure à la température de consigne du CAD, elle est directement injectée dans la partie haute du TES biomasse (Figure 5 – centre en bas), créant ainsi une configuration en série entre le TES solaire et le TES biomasse pour la charge solaire.

Les TES solaire et biomasse sont également en série pendant la décharge. Dans le cas du Circuit 3, le TES solaire doit être équipé de dispositifs de stratification afin d'aider à maintenir la stratification dans le stockage.

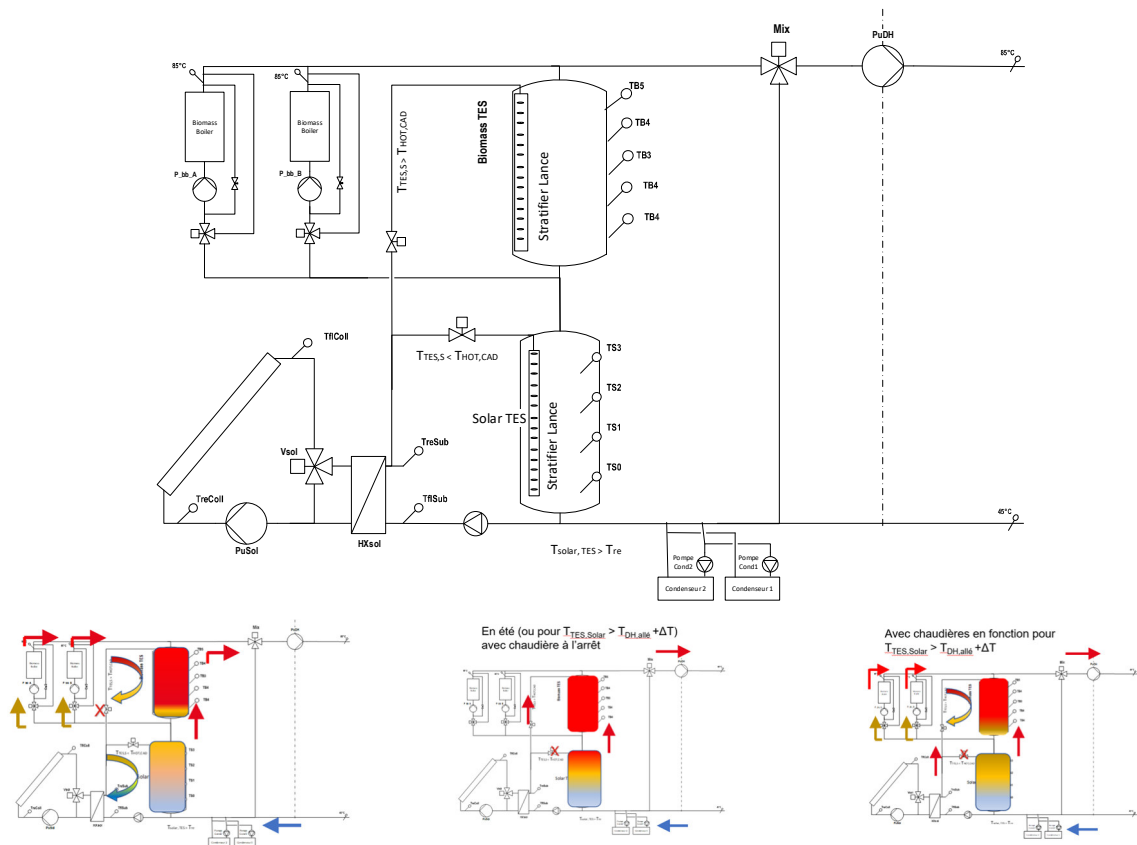


Figure 5 : Circuit d'intégration solaire N. 3 : diagramme de principe (haut) ; charge en hiver (gauche) ; décharge (centre) injection solaire directe estivale (ou pour  $T_{TES,Solar} > T_{DH,allé} + \Delta T$  - droite).

### Circuit 4

Le schéma de principe du Circuit 4, présenté à la Figure 6, permet d'étudier le comportement d'une installation hybride où l'énergie solaire et celle générée par la biomasse sont intégrées dans un TES unique.

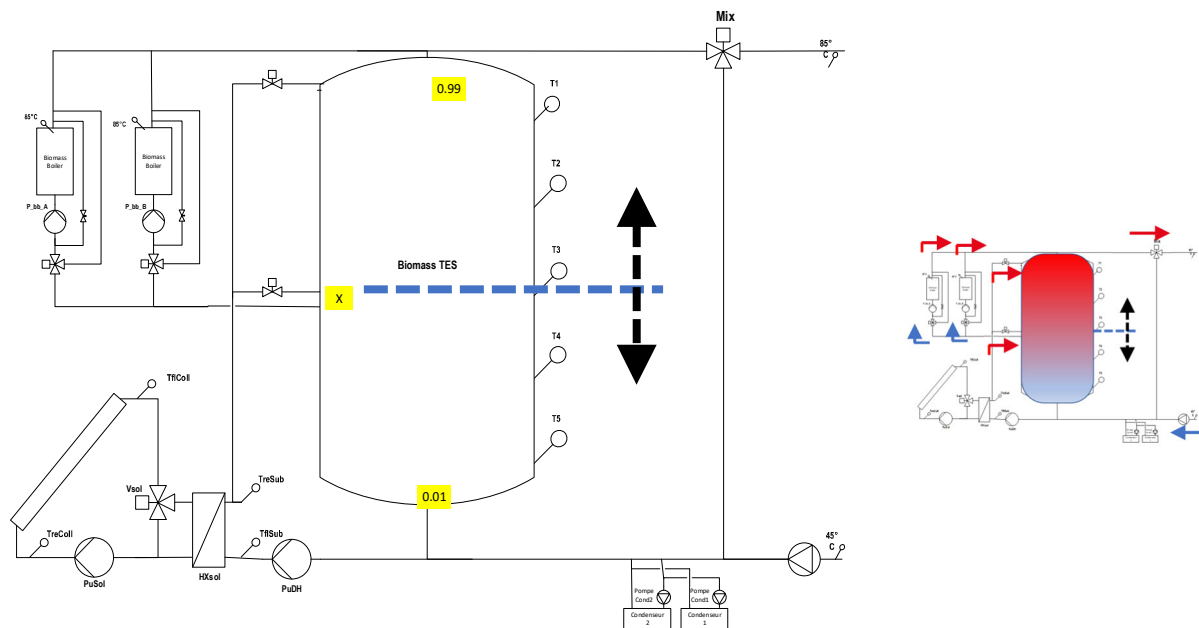


Figure 6 : Circuit d'intégration solaire N.4 : diagramme de principe (gauche) ; fonctionnement en opération (droite).

Dans ce cas, le circuit solaire peut injecter soit dans la partie supérieure du TES (si la température de production le permet), soit à la hauteur du retour aux chaudières biomasse. La localisation de ce dernier point d'injection le long de la hauteur du TES a d'ailleurs été étudiée par simulation pour déterminer son impact sur la performance du circuit.

Il a été vérifié que, étant donné que le volume à prévoir pour stocker l'énergie solaire dépasse largement les 40 m<sup>3</sup> réservés à la biomasse, le point de retour aux chaudières doit être le plus haut possible, tout en restant compatible avec la dimension de la couche du TES réservée à la chaleur biomasse.

Dans le Circuit 4, le solaire opère en préchauffage dans la partie inférieure du TES unique. De cette façon, les capteurs opèrent la plupart du temps à la température du retour du CAD, assurant ainsi un des meilleurs rendements possibles dans ce type d'application. Cependant, le mélange des sources de chaleur et la cohabitation de la biomasse et du solaire dans le même TES complexifient la séparation des niveaux de température, posant ainsi des défis pour un fonctionnement optimal.

### 2.3.1. Technologie solaire thermique

Les quatre concepts hydrauliques d'hybridation des chaufferies biomasse se basent sur l'adoption d'une technologie solaire capable de produire aux températures d'intérêt pour les applications de réseaux de chaleur (chauffage et production d'eau chaude sanitaire) dans le secteur tertiaire et l'habitat. Les températures en jeu, qui sont d'environ 85 à 90°C, imposent l'adoption de capteurs solaires thermiques sous vide : notamment les capteurs à tubes évacués (possiblement de type CPC) ou les capteurs plans sous vide poussé.

Dans le cadre de ce projet, la partie solaire a été modélisée en adoptant les résultats du monitoring du projet SolarCADII ([10]) et le modèle numérique développé pour l'occasion sous TRNSYS. La technologie solaire retenue est donc celle du capteur plan sous vide produit par TVP Solar SA. Ces capteurs affichent un rendement de pic moyen d'environ 70% entre 50°C et 90°C (sous une irradiance globale incidente de 1000 W/m<sup>2</sup> et une température ambiante de 20°C, voir Tableau 3).

En comparant les conditions de fonctionnement du SolarCADII et celles de la centrale hybride du projet OptiCADSol, une bonne approximation pour la productivité de ce capteur à ces latitudes est de 50% de



l'irradiation incidente. Comme il sera illustré par la suite, cette valeur peut être adoptée pour un prédimensionnement de la surface solaire nécessaire pour couvrir une partie des besoins en énergie du réseau de chaleur.

Tableau 3 : Caractéristiques du collecteur MT4 de TVP Solar SA.

| Dimensions                                                                                |      |                | Différence de température caloporteur – ambiant, en [K] | Puissance nominale* du collecteur, en [W] |
|-------------------------------------------------------------------------------------------|------|----------------|---------------------------------------------------------|-------------------------------------------|
| Surface hors-tout                                                                         | 1.96 | m <sup>2</sup> | 30                                                      | 1395                                      |
| Longueur hors-tout                                                                        | 975  | mm             | 50                                                      | 1356                                      |
| Largeur hors-tout                                                                         | 2015 | mm             | 70                                                      | 1308                                      |
| épaisseur                                                                                 | 51   | mm             | 185                                                     | 850                                       |
| *pour $G_b = 850 \text{ W/m}^2$ , $G_d = 150 \text{ W/m}^2$ , vitesse du vent de 1.3 m/s. |      |                |                                                         |                                           |

### 2.3.2. Resource solaire et charge du réseau de chauffage

Les modèles numériques de la centrale hybride, dans ses différentes topologies, basent leurs calculs sur les données d'ensoleillement et les données météorologiques du lieu d'installation (Annexe 6.1.1) ainsi que sur les caractéristiques du réseau et ses besoins en énergie (Annexe 6.1.4). Dans le cadre du projet OptiCADSol, il a été supposé que l'installation de référence serait placée sur le site du réseau thermique de référence, pour lequel les données étaient disponibles. Les résultats des simulations effectuées pour le site "Les Ponts-de-Martel" ont ensuite été transposés et comparés avec les données des simulations réalisées pour Payerne, une localité située dans une zone climatologique différente (voir SIA 2028 [11]).

### 2.3.3. Modèles économiques

Si les modèles développés sous TRNSYS permettent de caractériser les différentes solutions d'intégration du solaire d'un point de vue des performances et des émissions, il est crucial de pouvoir les comparer également sous l'aspect économique.

Pour chaque circuit de référence et chaque variante, le CAPEX (dépenses d'investissement) et l'OPEX (dépenses d'exploitation) ont été modélisés afin de permettre une analyse des flux de trésorerie et de comparer les différentes solutions à l'aide d'indicateurs clés de performance (ICP) économiques.

Les modèles de coûts pour les différents sous-composants des installations ont été basés sur des informations de marché et des partenaires industriels. Ils sont décrits à l'Annexe 6.3.1, tandis que les valeurs des principaux paramètres du modèle de flux de trésorerie appliqué seront décrites à la Section 2.5.

Chaque installation a été supposée être constituée des systèmes suivants :

- Stockage d'énergie thermique (TES).
- Chaufferie à bois avec un TES dédié de 40 m<sup>3</sup> (pour les circuits 2 et 3 ; pour les circuits 1 et 4, les 40 m<sup>3</sup> sont inclus dans le TES unique).
- Champ solaire avec la tuyauterie de liaison à la chaufferie.

Dans les estimations des dépenses d'exploitation (OPEX), les coûts des pièces de rechange et la consommation en électricité des pompes de circulation ont été inclus. Le tarif d'électricité a été pris sur la base d'une tarification typique basse ou moyen tension (voir 'à l'Annexe 6.3.5).



## 2.4. Installations avec PAC

L'adoption de pompes à chaleur (PAC) pour l'alimentation des réseaux de chauffage à distance se développe rapidement en Europe. Cette évolution suscite un vif intérêt car elle promet une réduction de la dépendance aux énergies fossiles. Cependant, l'impact réel de ces systèmes hybrides sur les émissions globales et la durabilité reste encore mal connu. Leur association avec le photovoltaïque (PV) et d'autres sources renouvelables ouvre néanmoins des perspectives intéressantes d'optimisation énergétique. Ces solutions intégrées pourraient donc jouer un rôle central dans la transition vers des réseaux thermiques plus flexibles et résilients.

C'est pourquoi deux modèles dynamiques ont été développés afin de fournir des points de comparaison avec la technologie hybride bois-solaire. En particulier, deux cas de figure ont été prévus :

- Une application bivalente hybride bois-PAC utilisant une PAC air-extérieur et associée à une installation de panneaux solaires PV, où :
  - La PAC est dimensionnée sur la charge estivale et se substitue à la chaudière la plus petite de la chaufferie de référence.
  - Le champ PV est relié au réseau électrique.
  - Dans la variante "*Grid*", la PAC peut fonctionner en tout temps grâce à l'électricité du réseau.
  - Dans la variante "*Îlot*", bien que l'installation PV soit reliée au réseau, la PAC est contrainte de fonctionner uniquement avec le courant PV disponible.
- Une application monovalente, utilisant une PAC eau-eau sur eau de nappe, équipée d'un champ solaire PV relié au réseau électrique.
  - Dans la variante "*Grid*", la PAC peut fonctionner en tout temps grâce à l'électricité du réseau électrique.
  - Dans la variante "*Îlot*", la PAC est contrainte de fonctionner uniquement avec le courant PV disponible.

### 2.4.1. Solution bivalente bois – PAC sur air extérieure

La technologie de pompe à chaleur (PAC) adoptée dans le modèle TRNSYS est celle des PAC eau/eau à cycle à ammoniac, dotées d'un échangeur air/liquide pour extraire l'énergie de l'air ambiant (PAC à air indirect – voir l'Annexe 6.2.2 pour plus des détails).

Le circuit pour l'intégration de la PAC qui a été retenu est celui présenté à la Figure 7, conformément aux recommandations du QM bois pour permettre à la PAC de couvrir la charge estivale du réseau de chaleur [1]. Le dimensionnement de la puissance thermique de la pompe à chaleur (PAC) a été établi sur la base de la puissance de la petite chaudière existante de la chaufferie (600 kW), laquelle était initialement conçue pour couvrir la charge estivale. Cependant, la PAC étant destinée à remplacer cette petite chaudière afin d'éviter les investissements associés, elle est également amenée à produire de l'énergie en hiver, période où les températures de l'air extérieur sont moins favorables.

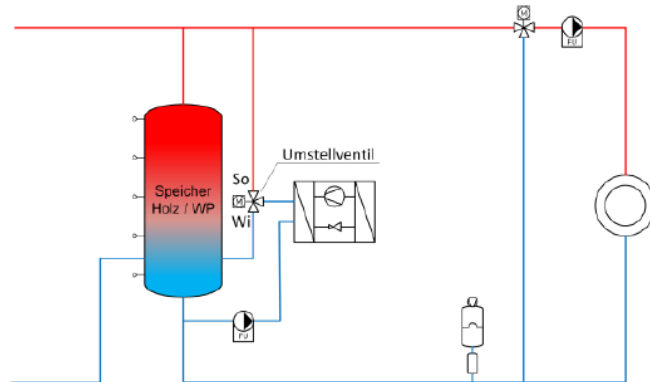


Figure 7 : Diagramme de circuit préconisé par QM bois ([1]) pour l'intégration des PAC pour la couverture de la charge estivale d'installations hybrides PAC et biomasse.

Selon le circuit de Figure 7 et la régulation implémentée dans les simulations TRNSYS, la PAC préchauffe le retour du CAD en hiver, est à l'arrêt en intersaison et couvre le besoin du CAD en été, tandis que la chaudière à plaquette de 1200 kW reste le producteur principal en hiver et couvre le besoin en intersaison, étant à l'arrêt durant l'été.

#### 2.4.2. Solution monovalente avec PAC sur eau de nappe.

Dans le cas d'une installation monovalente équipée d'une pompe à chaleur (PAC) eau/eau sur eau de nappe, le cycle adopté dans la modélisation est similaire à celui du cas hybride utilisant l'ammoniac. Ce choix s'explique par les hauts gradients de température côté condenseur et les hautes températures de condensation que permet cette technologie à fluide naturel.

La taille de la PAC dans ce cas doit être suffisante pour alimenter le CAD et couvrir la totalité des besoins. Le circuit retenu pour cette variante est présenté à la Figure 8 et prévoit l'intégration d'un TES qui peut être utilisé soit pour coupler la production PV et la production de la PAC, soit uniquement pour soulager la PAC des cycles d'arrêt et d'allumage.

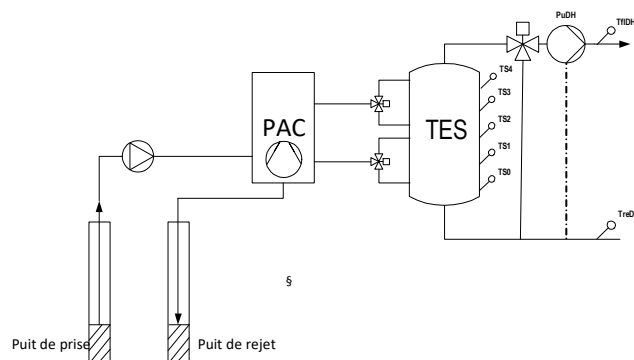


Figure 8 : Schéma hydraulique adopté dans les simulations de l'installation monovalent à PAC sur eau de nappe.

#### 2.4.3. Technologie solaire photovoltaïque

Les installations PV incluses dans les simulations des circuits équipés de PAC ont été modélisées à l'aide d'un panneau standard affichant une efficacité de pic de 23% (voir à l'Annexe 6.2.1 pour plus de détails). À l'exception des pertes de transformation DC/AC, qui sont prises en compte par le TYPE



TRNSYS adopté, les modèles ne tiennent pas compte de l'interaction avec le réseau ou des éventuels écrêtements de la production :

- Dans le cas "Îlot", la PAC a été contrainte de produire de la chaleur uniquement lorsque l'électricité PV le permet.
- Dans la variante "Grid", le champ PV a été considéré comme capable d'injecter son surplus dans le réseau électrique sans aucune limitation de puissance ou d'énergie.

Afin de pouvoir étudier des solutions de différentes tailles, il a été choisi de parcelliser le champ solaire PV de chaque solution en multiples de rangées de 17 panneaux PV en série. Cette approche assure la compatibilité avec les contraintes en termes de tension et de courant du modèle de l'onduleur adopté dans TRNSYS (TYPE 194).

#### 2.4.4. Eléments de modélisation économique

Pour les cas d'installations composées de PAC et de champs PV, les hypothèses suivantes ont été retenues :

- Modèle économique pour le cas bivalent : Il considère le CAPEX et l'OPEX pour la PAC, l'échangeur air/eau, le TES et le champ PV (voir l'Annexe 6.3 pour les détails). Le tarif de l'électricité considéré dans ce cas est celui en Basse Tension (BT) pour les profils "PRO", conformément à la tarification adoptée (voir à l'Annexe 6.3.5)
- Le modèle économique pour le cas monovalent considère le CAPEX et OPEX pour la PAC, le doublet d'extraction et rémission d'eau de nappe, le TES, le champ PV et la cabine d'alimentation électrique Moyenne Tension (MT) (voir l'Annexe 6.3 pour les détails). Le tarif d'électricité considéré dans ce cas est celui en MT pour les profils "PRO" à haute DUP (Durée d'Utilisation de la Puissance), conformément à la tarification adoptée (voir à l'Annexe 6.3.5).

## 2.5. Paramètres et indicateurs clés de performance

### 2.5.1. Installations hybrides bois-solaire

Les résultats de simulations de différents circuits et variantes du projet ont été analysés en focalisant l'attention sur les flux d'énergie entre sous-systèmes (solaire, TES, chaudières et CAD) et sur les paramètres suivants :

- La surface d'ouverture du champ de collecteurs ( $A$ , en  $[m^2]$ );
- Le ratio entre le volume totale du stockage ( $V_{TES}$ ) et la surface solaire ( $A$ ),  $VS_{spe}$  en  $[m^3/m^2]$  ;
- Le nombre de cycles de démarrage et d'arrêt des chaudières à bois ;
- La consommation de combustible de la chaufferie, en  $[m^3/an]$  ;
- Les facteurs d'émission ( $NOx$ ,  $CO$  et  $FiPar$ , en  $[g/GJ]$ ).

Concernant ce dernier paramètre, il a été jugé utile de distinguer entre le facteur d'émission de la centrale hybride ( $f_{cen,[CO,NOx,FiPar]}$ ), et le facteur d'émission de la chaufferie à biomasse seule ( $f_{ch,[CO,NOx,FiPar]}$ ) :

$$f_{cen,[CO,NOx,FiPar]} = \frac{gEmissions[CO,NOx,FiPar]}{E_{DH}} \text{ en } \frac{g[CO,NOx,FiPar]}{GJ}$$

$$f_{ch,[CO,NOx,FiPar]} = \frac{gEmissions[CO,NOx,FiPar]}{E_{bio}} \text{ en } \frac{g[CO,NOx,FiPar]}{GJ}$$

Où  $E_{DH}$  et  $E_{bio}$  identifient, respectivement, l'énergie distribuée par le réseau et l'énergie apportée par les chaudières à bois.

L'analyse de ces données a ensuite permis de calculer les indicateurs clés de performance (ICP) choisis, en particulier :



- Le rendement solaire spécifique annuel :

$$\circ Y_{sol,an} = \frac{E_{sol}}{A}, \text{ en } \left[ \frac{kWh}{m^2 \text{ an}} \right];$$

- La fraction solaire :

$$\circ FS = \frac{E_{DH} - E_{bio}}{E_{DH}}, \text{ en } [\%];$$

- La variation en pourcentage (%) des cycles de démarrage/arrêt ;
- La variation en pourcentage (%) des facteurs d'émission ;
- La variation en pourcentage (%) de la consommation de combustible.

Dans le cadre de l'analyse économique et de la comparaison entre les différentes variantes, l'ICP économique analysé a été le coût actualisé de la chaleur ( $LCOH$ , de l'anglais « Levelized Cost of Heat »), qui représente le coût moyen auquel la chaleur doit être vendue pendant la durée de vie de l'installation pour amortir l'investissement initial et justifier les dépenses de fonctionnement. Cependant, pour calculer le  $LCOH$  de l'installation hybride bois-solaire, il a été choisi de combiner le calcul du  $LCOH_{sol}$  (coût dû au sous-système solaire-TES) avec les informations de terrain concernant le coût de la chaleur des chaufferies à bois (le  $LCOH_{bio}$ ). En outre, vu que la comparaison ne concerne pas des variantes du réseau de chauffage, les valeurs du  $LCOH$  des installations ne comprennent pas les dépenses d'investissements ou les charges d'exploitation du réseau de chauffage.

Dans le cas du calcul du  $LCOH_{sol}$ , étant donné la typologie du projet combinant différents sous-systèmes avec des durées de vie variables — allant de 25 ans pour la technologie solaire thermique à 50 ans pour la cuve de stockage —, le modèle de flux de trésorerie appliqué a prévu expressément un renouvellement à mi-vie de l'installation. La durée de vie totale de cette dernière coïncide avec celle du TES, soit au moins 50 ans.

C'est ainsi que la définition utilisée pour le calcul du  $LCOH_{sol}$ , le coût actualisé de la chaleur solaire, est la suivante :

$$\circ LCOH_{sol} = \frac{Capex_{TES} + Capex_{ST} \cdot (1+r)^{-\frac{N}{2}} + Capex_{pp} \cdot (1+r)^{-\frac{N}{2}} + \sum_{t=1}^N \frac{OPEX_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{Q_t}{(1+r)^t}}, \text{ en } \left[ \frac{CHF}{MWh} \right];$$

Où

- $Capex_{[TES, ST, pp]}$  est la somme des dépenses d'investissement initiales (CAPEX) pour les sous-systèmes concernés (TES, ST, etc.) à l'année  $t=0$  ;
- $N$  est la durée de vie de l'installation (ou du TES).
- $OPEX_t$  est la somme des dépenses et recettes d'exploitation (OPEX) à l'année  $t$ .
- $Q_t$  est la quantité de chaleur livrée au réseau dans l'année  $t$ .

Dans le cas du calcul du  $LCOH$  de la centrale, en se basant sur des informations du terrain et des partenaires du projet, il a été considéré que le coût de revient ( $LCOH_{bio,ref}$ ) d'une chaufferie à bois de la taille considérée se situe entre 80 et 100 CHF/MWh. Ceci correspond à un prix de la plaquette forestière de 40 ou 60 CHF/MWh ( $\eta_{ch,bois} \approx 85\%$ ), respectivement ([12]).

Cependant, étant donné que l'apport solaire diminue la quantité de combustible brûlé par les chaudières ainsi que leur durée de fonctionnement, le  $LCOH_{bio,ref}$  doit être corrigé. Cette correction intègre l'augmentation due aux amortissements qui doivent être normalisés sur une production réduite par le solaire par rapport à la production de la chaufferie de référence.

C'est ainsi qu'il a été établi une distinction entre une fraction fixe du  $LCOH_{bio,ref}$  (ne dépendant pas du prix du combustible) et une fraction variable (proportionnelle au prix du combustible). La définition suivante a donc été adoptée :



$$LCOH_{bio} = \frac{(1 - F_v) \cdot LCOH_{bio,ref}}{(1 - FS)} + F_v \cdot LCOH_{bio,ref}, \text{ en } \left[ \frac{CHF}{MWh} \right]$$

Où  $F_v$  est la fraction du  $LCOH_{bio,ref}$  proportionnel au prix du combustible et  $(1-F_v)$  constitue la fraction 'fixe' du  $LCOH_{bio,ref}$  due aux dépenses de gestions, les amortissements, les loyers, etc. qui ne sont pas liées à la quantité de chaleur livrée ; et  $FS$  est la fraction solaire.

Le  $LCOH_{hybr}$  de la centrale a été enfin calculé en combinant le  $LCOH_{sol}$  et le  $LCOH_{bio}$ , selon la définition suivante :

$$LCOH_{hybr} = (1 - FS) \cdot LCOH_{bio} + FS \cdot LCOH_{sol}, \text{ en } \left[ \frac{CHF}{MWh} \right]$$

## 2.5.2. Installations hybrides bois-PAC ou PAC monovalent

Si de nombreux paramètres évalués à partir des résultats des simulations sont communs avec le cas des installations hybrides bois-solaire, la caractérisation des solutions comportant l'électrification de la chaleur et la couverture des besoins par des panneaux PV doit également comprendre l'étude des indicateurs suivants :

- L'électricité produite par le PV,  $E_{PV}$ , en [kWh<sub>e</sub>] ;
- L'électricité injectée dans le réseau,  $E_{inj}$  en [kWh<sub>e</sub>] ;
- L'électricité consommée par la PAC,  $E_{PAC,e}$  en [kWh<sub>e</sub>] ;
- L'énergie transféré au circuit par le condenseur de la PAC,  $E_{PAC,c}$  en [kWh<sub>t</sub>] ;
- L'électricité d'origine PV consommée par la PAC,  $E_{PAC,PV,e}$  en [kWh<sub>e</sub>] ;
- La chaleur produite par la PAC avec de l'électricité d'origine PV,  $E_{PAC,PV,c}$  en [kWh<sub>t</sub>] ;

Ces paramètres permettent les calculs d'autres ICP présentant un intérêt pour les solutions équipées de PAC, notamment :

- La productivité spécifique PV :

$$Y_{PV} = \frac{E_{PV}}{P_{PV}}, \text{ en } \left[ \frac{kWh_e}{kW_c} \right] ;$$

- L'autoconsommation électrique :

$$Auto_e = \frac{E_{PAC,PV,e} + E_{aux,PV,e}}{E_{PV}}, \text{ en } [\%] ,$$

où  $E_{aux,PV,e}$  est la portion des dépenses électriques auxiliaires (p.ex., due aux pompes) couvertes avec de l'électricité PV.

- La fraction solaire  $FS_{PAC}$ , définie sur la base de la chaleur produite par la PAC grâce à de l'électricité PV :

$$FS_{PAC} = \frac{E_{PAC,PV,c}}{E_{DH}} \text{ en } [\%]$$

- Le COP saisonnier de la PAC, définie comme :

$$COP_{PAC,s} = \left( \frac{E_{PAC,c}}{E_{PAC,e}} \right)_{an}, \text{ en } \left[ \frac{kWh_e}{kWh_t} \right].$$

Dans le cadre de l'analyse économique, le LCOH des installations équipées d'une PAC a été calculé de manière analogue aux méthodes appliquées pour les cas bois-solaire. Cependant, le  $LCOH_{bio,ref}$  a dû être adapté afin de prendre en compte le fait que la PAC se substitue à la chaudière la plus petite dans la chaufferie à bois de référence. C'est ainsi qu'une réduction de 30% a été appliquée à la partie fixe du  $LCOH_{bio,ref}$ . Ce pourcentage est dérivé du ratio entre la puissance de la plus petite chaudière de 600 kW<sub>th</sub> et la puissance totale installée (1800 kW<sub>th</sub>).



## 2.6. Méthodes de prédimensionnement des variantes

### 2.6.1. Installations bois-solaire

Chaque variante de centrale bois-solaire analysée dans le cadre du projet OptiCADSol a été initialement dimensionnée pour un cas d'étude, caractérisé par une contrainte sur la fraction de la consommation du réseau de référence couverte par le solaire. La Figure 9 illustre l'approche simplifiée suivie pour le prédimensionnement de la surface solaire nécessaire pour couvrir 25% des besoins en énergie du réseau de référence. L'approche présentée est basée sur des hypothèses concernant l'efficacité de la technologie solaire (850 et 750 correspondent à des valeurs de référence pour la productivité solaire spécifique, en  $\text{kWh/m}^2/\text{an}$ , pour nos latitudes). Ces hypothèses peuvent être adaptées au cas par cas pour tenir compte d'un changement dans la température moyenne du champ solaire ou dans l'irradiation de référence (pour des latitudes différentes, par exemple). En particulier, lors des simulations de sensibilité visant à comparer les différentes stratégies de régulation, l'une des variantes étudiées (désignée Variante A) consistait en l'arrêt total des chaudières durant l'été (voir la Section 2.7.1 pour la description des variantes A, N et C). Les résultats de la Variante A peuvent être comparés à ceux de la Variante N (où la régulation reste inchangée) afin de:

- Visualiser un éventuel déficit de fourniture de chaleur au réseau.

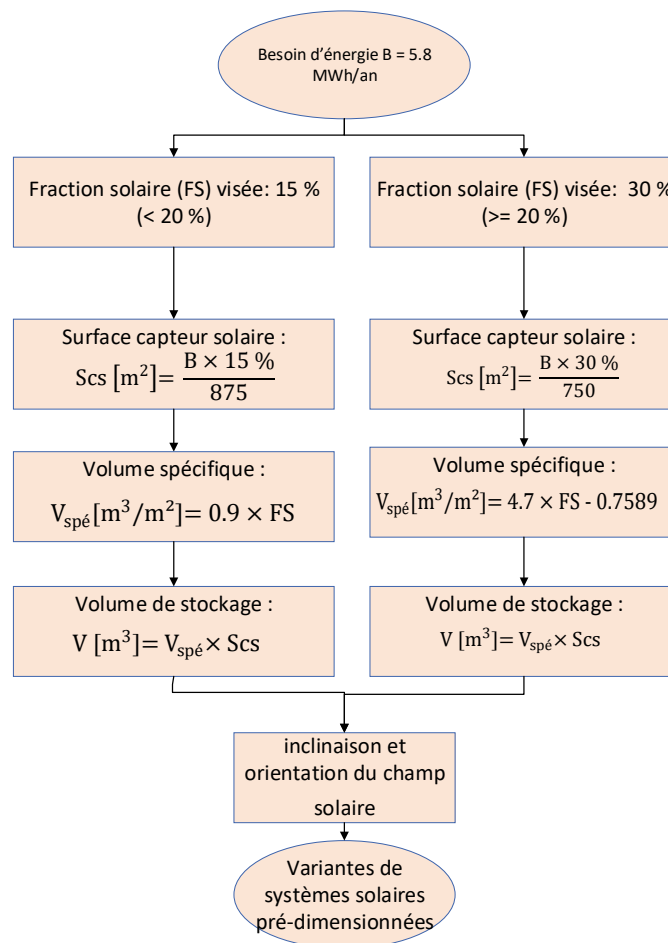


Figure 9: Procédure de prédimensionnement du champ solaire et du stockage thermique.

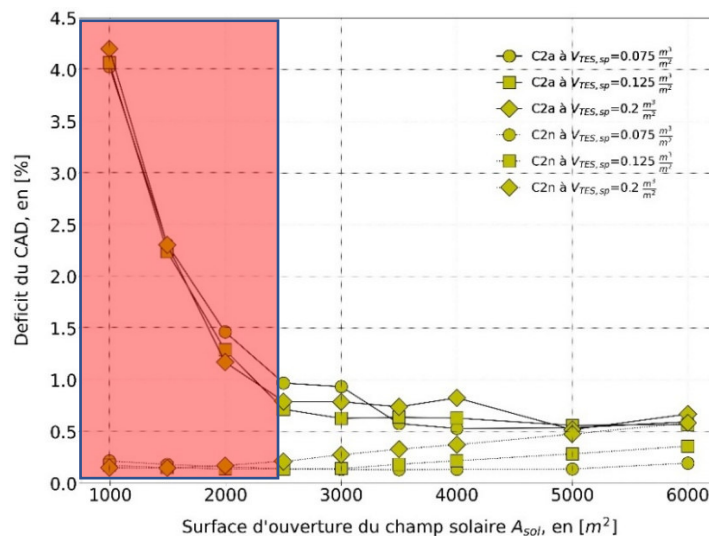


Figure 10 : Comparaison du déficit d'alimentation du CAD entre variante A et variante N pour le circuit de référence N.2 comme moyen pour dimensionner ou vérifier le dimensionnement de la solution solaire adoptée.

- Vérifier que la surface solaire adoptée répond effectivement aux exigences du projet.

Comme l'illustre la Figure 10 pour le circuit 2, jusqu'à une surface de 2500 m², la Variante A présente un déficit de plus de 1%. Au-delà de cette valeur, le déficit se stabilise, signalant que la surface est suffisante pour couvrir les besoins du réseau de chaleur à distance (CAD) en été, même avec les chaudières complètement à l'arrêt.

## 2.6.2. Installations à PAC

Dans le cas des installations à PAC, le dimensionnement a été effectué sur la base des dimensions des équipements auxquels la PAC se substitue : la petite chaudière de 600 kW<sub>th</sub> dans le cas hybride et 1800 kW<sub>th</sub> dans le cas monovalent.

Le point de référence pour le dimensionnement a été choisi sur la base des températures à l'évaporateur et au condenseur du cycle à l'ammoniac retenu (voir à l'Annexe 6.2.2). Pour l'évaporateur, les températures minimales des sources de chaleur ont été choisies sur la base des températures moyennes journalières en été pour l'air extérieur, ou sur la base d'un profil sinusoïdal de température pour l'eau de nappe.

## 2.7. Analyse et comparaison de circuits d'intégration bois-solaire thermique

### 2.7.1. Performance technique

Les modèles TRNSYS développés pour chaque circuit d'intégration hydraulique présentés à la Section 2.3 ont été adaptés pour analyser les trois variantes suivantes :

- Variante N : la régulation de la chaufferie n'est pas modifiée. Les limites pour la charge et la décharge du TES sont maintenues constantes, entre 30% au minimum et 90% au maximum.
- Variante A : la régulation de la chaufferie est modifiée pour forcer les deux chaudières à l'arrêt entre le 1<sup>er</sup> juin et le 31 Août de chaque année.
- Variante C : la régulation de la chaufferie est modifiée et la priorité est donnée au solaire. Les limites pour la charge et la décharge du TES sont maintenues entre 30% au minimum et 90% au maximum pendant l'hiver et l'intersaison, et elles sont réglées à 10% au minimum et 40% au maximum pendant les trois mois d'été.



Pour la comparaison entre les variantes, le lieu d'installation retenu a été Les Ponts-de-Martel, dans le canton de Neuchâtel, car des données de monitoring du réseau de CAD à bois existant étaient disponibles.

Les graphiques de la variation de la productivité spécifique ( $Y_{sol,an}$ ) et de la fraction solaire ( $FS$ ) pour les quatre circuits de référence et les trois variantes sont présentés à l'Annexe 6.4.1 en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire thermique (dans la plage de 1000 m<sup>2</sup> à 6000 m<sup>2</sup>), et du volume spécifique du TES ( $VS_{spe}$ ) (entre 0.075 et 0.2 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>).

Les Figure 11 et Figure 12, présentent, respectivement, l'évolution de la fraction solaire ( $FS$ ) et de la productivité spécifique ( $Y_{sol,an}$ ) en fonction de la surface solaire installée ( $A_{SF}$ ) pour la variante C de quatre circuits de référence, pour des volumes de stockage spécifique ( $VS_{spe}$ ) de 0.075 et 0.2 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>.

Le Circuit N. 2 se distingue par les meilleures performances pour une surface solaire donnée, offrant à la fois une meilleure productivité solaire  $Y_{sol}$  et une couverture des besoins ( $FS$ ) supérieure.

Le circuit 4 affiche des performances inférieures, suivi par 3 et 1. En effet, la température de fonctionnement moyenne du champ solaire dans les circuits 2 et 4 est bien inférieure à celle des cas 1 et 3, où souvent les collecteurs se trouvent à fonctionner à la température d'alimentation du CAD. D'une façon similaire, la Figure 13 montre la variation de productivité spécifique en fonction de la fraction solaire : le circuit 2 permet de couvrir le plus de besoins du CAD à meilleure productivité.

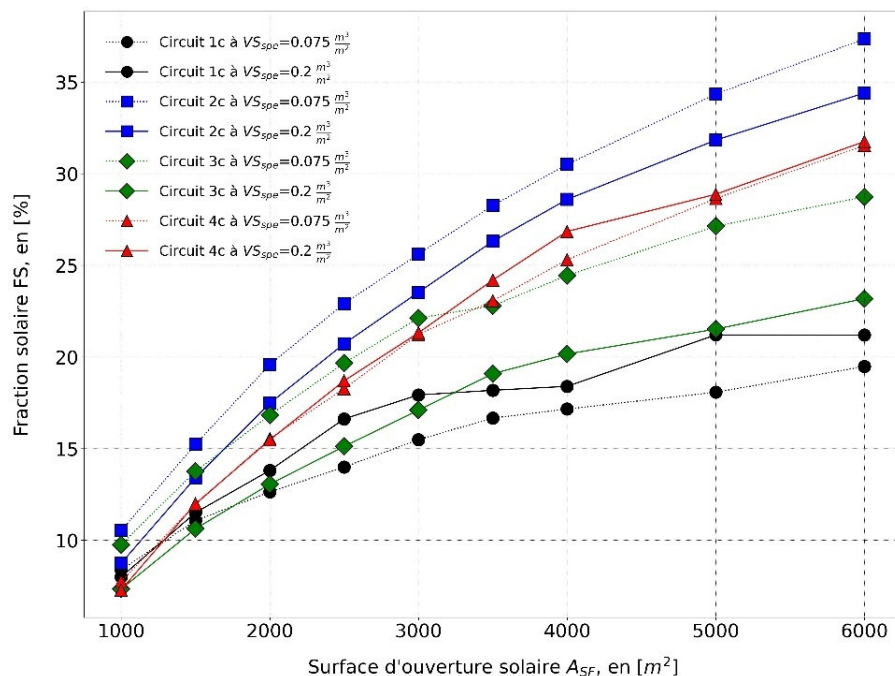


Figure 11 : Comparaison de la fraction solaire en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire pour la variante C des 4 circuits de référence et  $VS_{spe}$  0.075 et 0.2 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>.

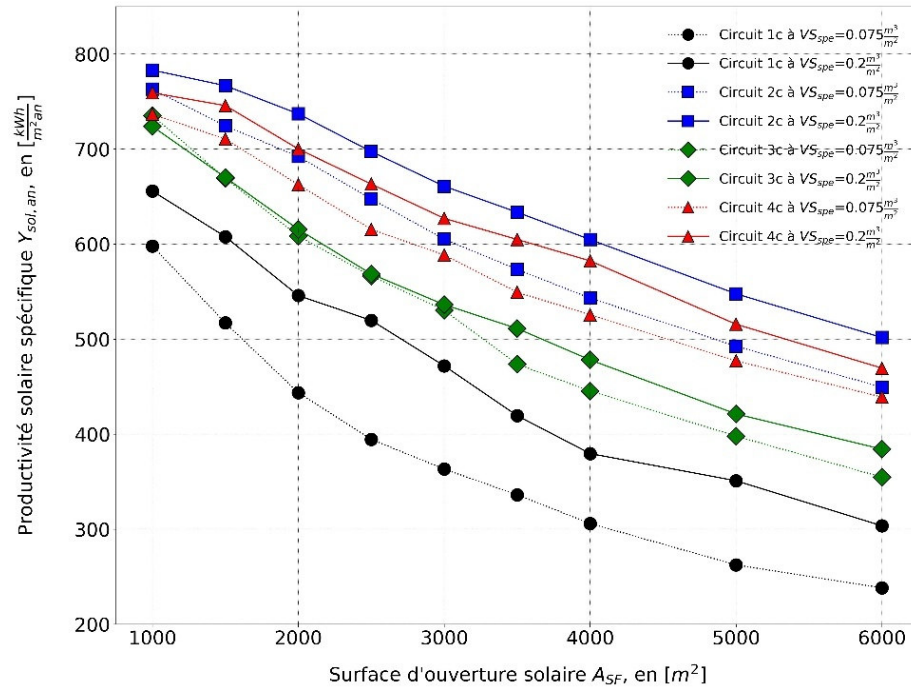


Figure 12 : Comparaison de la productivité spécifique  $Y_{sol}$  en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire pour la variante C des 4 circuits de référence pour  $VS_{spe}$  0.075 et 0.2  $\frac{m^3}{m^2}$ .

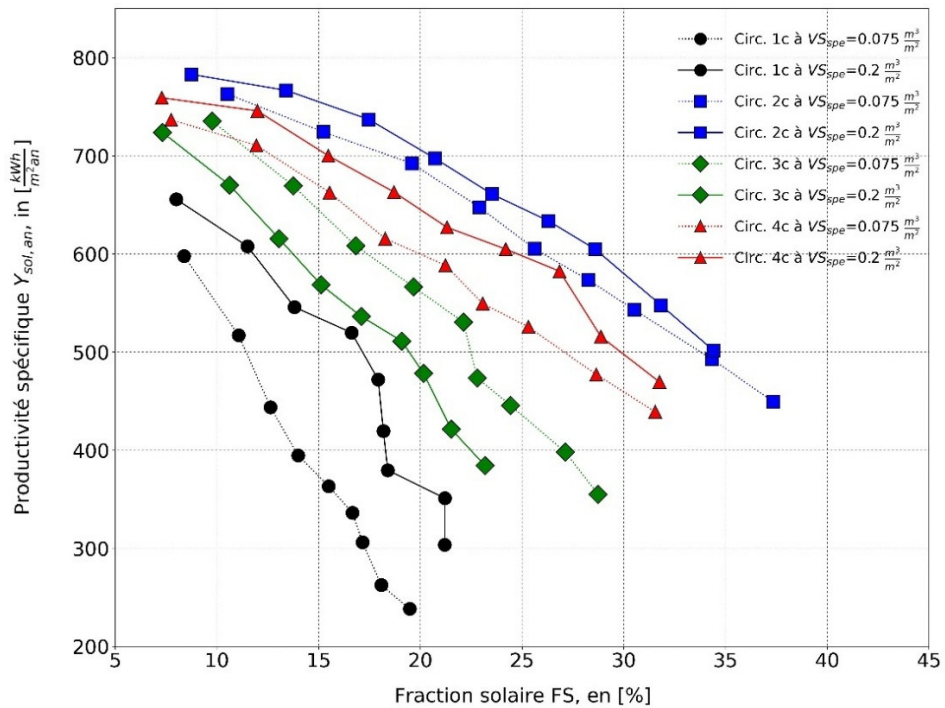


Figure 13 Comparaison de la productivité spécifique  $Y_{sol}$  en fonction de la fraction solaire  $FS$  pour la variante C des 4 circuits de référence pour  $VS_{spe}$  0.075 et 0.2  $\frac{m^3}{m^2}$ .



Selon ce qui est montré par les graphiques de comparaison, on peut relever les points suivants (à parité de besoin d'énergie du réseau CAD):

- La productivité spécifique des collecteurs solaires thermiques décroît avec l'augmentation de la surface solaire installée, car plus on augmente la surface solaire et plus on a de l'excédent durant l'année ;
- La fraction solaire augment avec l'installation d'une plus grande surface de collecteurs solaire, cependant la croissance est moins que linéaire vu l'augmentation de l'excédent et la baisse de productivité des surfaces rajoutées.
- Le circuit d'intégration 2 offre les performances meilleures, suivi par le 4, le 3 et le 1. Les circuits 1 et 3 récoltent la quantité d'énergie solaire inférieure car dans ce cas le champ solaire travaille souvent (circuit 3) ou toujours (circuit 1) entre la température d'allé et celle de retour du CAD. Dans le circuit 2, la température moyenne du champ des capteurs est la plus basse et la possibilité de bypasser le volume dédié à la biomasse réduit les pertes par rapport au circuit 4.
- L'augmentation du  $VS_{spe}$  de  $0.075$  à  $0.2 \text{ m}^3/\text{m}^2$  a un impact similaire entre les circuits, cependant d'une amplitude différente. L'augmentation du  $VS_{spe}$  permet de stocker plus d'énergie et ainsi la fraction solaire, à parité de surface solaire, augmente. Cependant la productivité spécifique en est affectée, car plus d'énergie est perdue dans un système à inertie majeure. L'impact du  $VS_{spe}$  est inversé pour le circuit 3.

## 2.7.2. Consommation de combustible, cycles de chaudières et émissions

L'ajout d'une installation solaire, surtout si équipé d'un TES d'une dimension non négligeable, a des importants impacts sur le fonctionnement des chaudières à bois. En effet, l'énergie solaire récoltée et accumulée dans le TES permet d'épargner du combustible, comme montré en Figure 14. Cependant, en faisant arrêter les chaudières, le solaire entraîne une variation du nombre des cycles de la chaudière

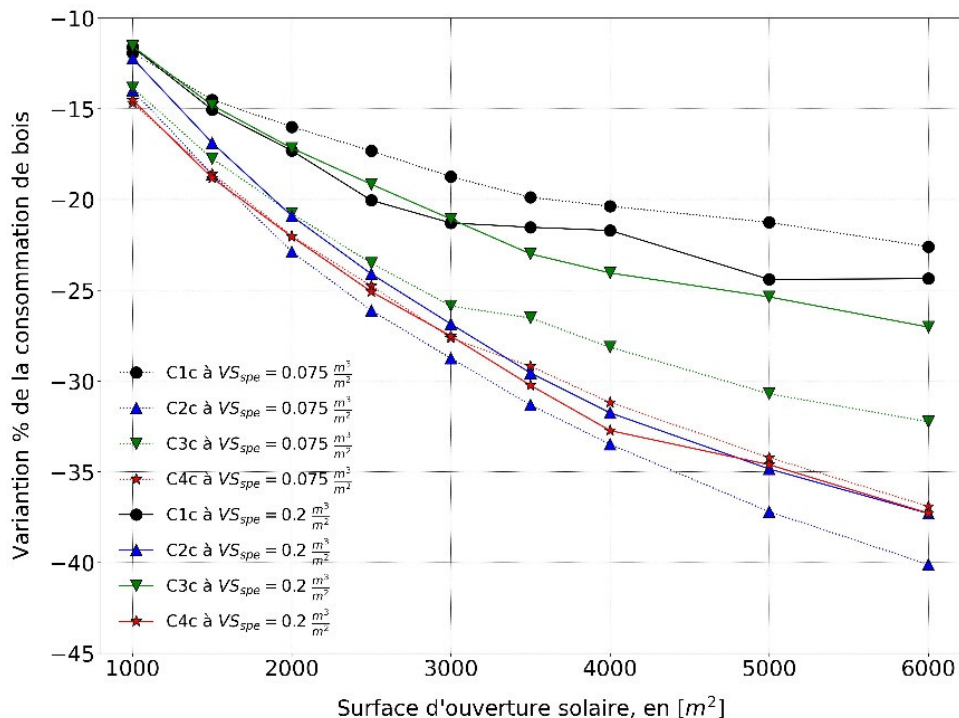


Figure 14: variation en pourcentage de la consommation de combustible totale des chaudières à bois dans le cas des 4 circuits pour la variante C à  $VS_{spe}$   $0.075 \text{ m}^3/\text{m}^2$  (trait continu) et  $0.2 \text{ m}^3/\text{m}^2$  (trait pontillé).



qui est un paramètre critique pour évaluer l'impact sur les émissions. La variation des cycles, en effet, fait varier les émissions reliées aux phases d'allumage et arrêt des chaudières.

La Figure 15 montre la variation en pourcentage du nombre de cycles totaux des chaudières à bois dans le cas des 4 circuits pour la variante C à  $VS_{spe}$  0.075 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> (gauche) et 0.2 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> (droite). Comme montré, l'ajout du solaire impact le fonctionnement des chaudières, mais l'impact est différent selon le type d'intégration adopté et du  $VS_{spe}$  du TES de l'installation. En effet, à faible  $VS_{spe}$ , tous les circuits font augmenter le nombre de cycles des chaudières. À  $VS_{spe}$  plus grand, aussi le circuit 3 et 2 permettent de diminuer le nombre de cycles. Dans le cas du circuit 1, toutefois, même un plus large TES ne permet pas de rectifier l'augmentation des cycles par rapport à la situation sans solaire. Cette variation de nombre de cycle de la chaudière se traduit en variation des émissions de polluant de l'installation. Cependant, l'impact diffère selon le type de polluant et de circuit d'intégration. La variation du facteur

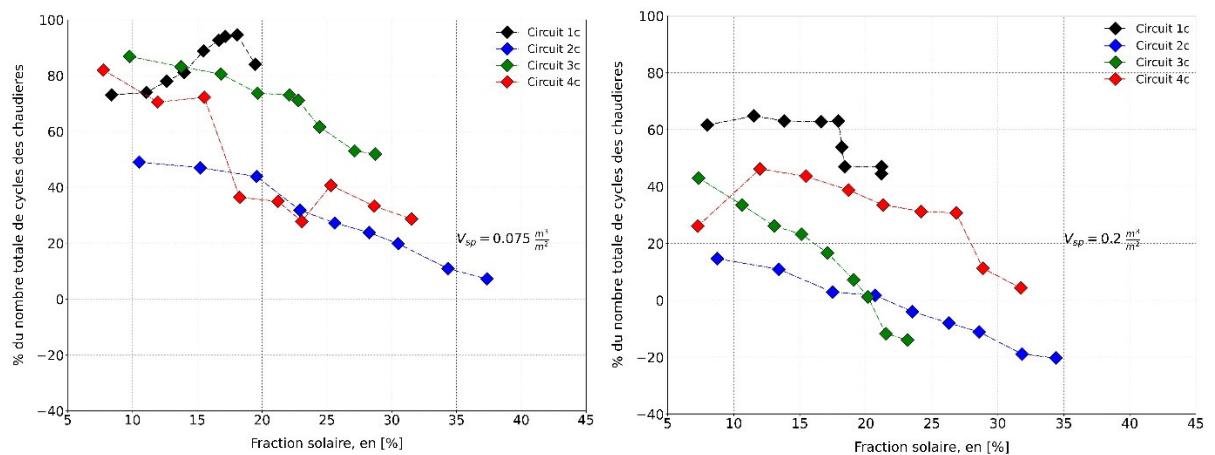


Figure 15 : Variation en pourcentage du nombre total d'allumages des chaudières à bois de l'installation hybride pour les 4 circuits de référence dans la variante C et pour une valeur de  $VS_{spe}$  de 0.075 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> (gauche) et 0.2 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> (droite).

d'émission de la centrale et des chaudières pour les 4 circuits dans la variante C sont reportées à l'Annexe 6.4.36.4.2 .

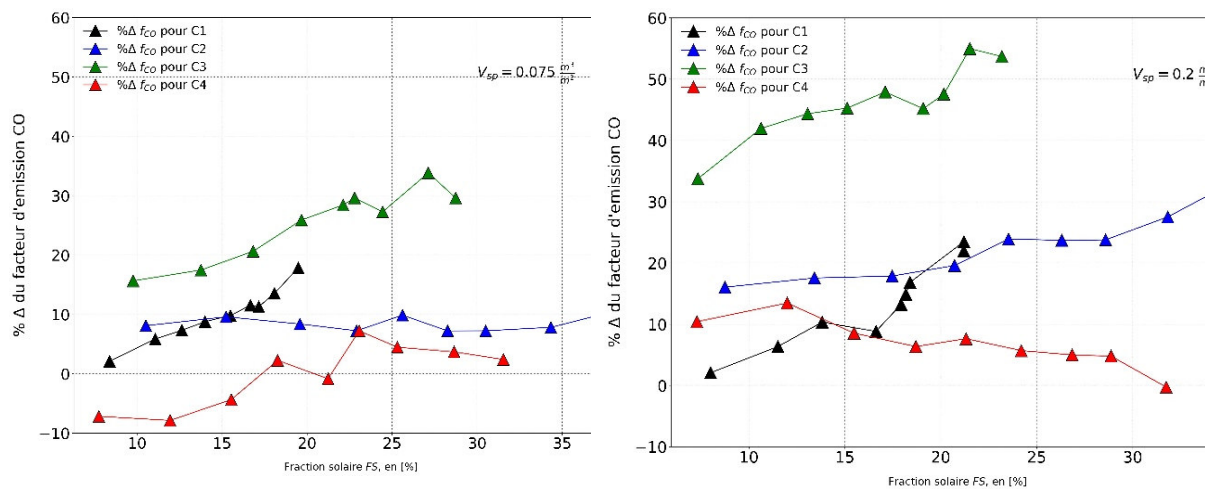


Figure 16: Variation en pourcentage des facteurs d'émission CO de la centrale pour le 4 circuits dans la variante C et pour un  $VS_{spe}$  de 0.075 (gauche) ou 0.2 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> (droite).

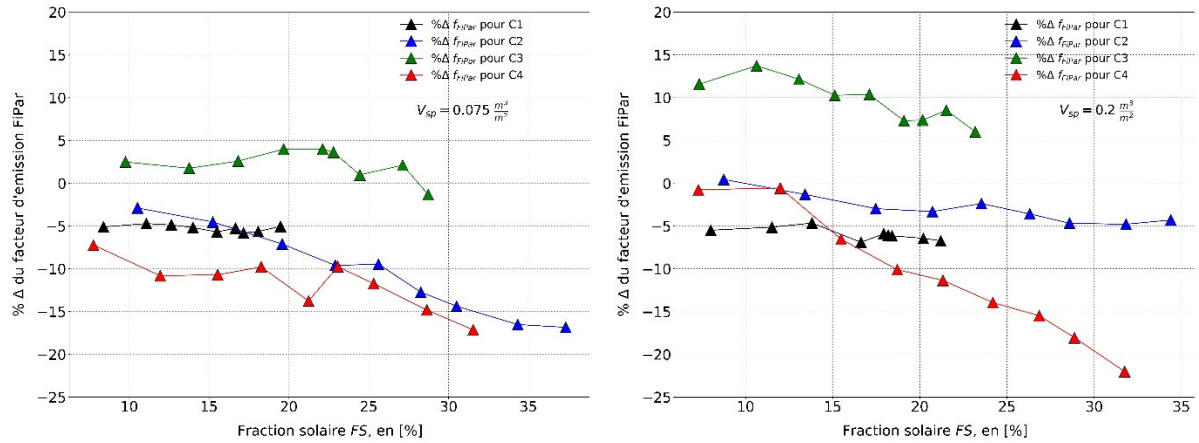


Figure 17: Variation en pourcentage des facteurs d'émission FiPar de la centrale pour le 4 circuits dans la variante C et pour un  $VS_{spe}$  de 0.075 (gauche) ou 0.2  $m^3/m^2$  (droite).

En forme de résumé, Figure 16, Figure 17 et Figure 18 montrent, respectivement, la variation en pourcentage des facteurs d'émission CO, FiPar et NOx de la centrale pour le 4 circuits dans la variante C et pour un  $VS_{spe}$  de 0.075 (gauche) ou 0.2  $m^3/m^2$  (droite). Dans le cas du CO, seul le circuit 4 permet de diminuer le facteur d'émission de la centrale. L'augmentation du  $VS_{spe}$  agrandi les émissions des installations basées sur tous les concepts de circuit étudiés.

Dans le cas des particules fines (FiPar), comme montré par Figure 17, tous les circuits solaires, sauf le C3, permettent d'en diminuer les émissions, tandis que l'agrandissement du  $VS_{spe}$  a un impact mixte.

L'impact du solaire est bénéfique sur les émissions NOx de la centrale dans toutes les topologies de circuits et variantes de simulation, comme montré par Figure 18, le schéma d'intégration N.2 permettant la plus grosse diminution de la consommation de combustible.

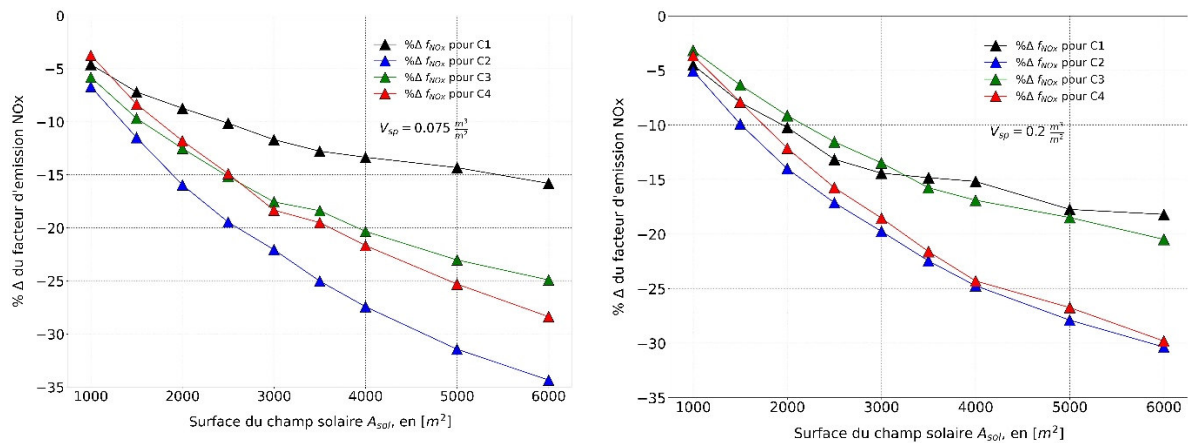


Figure 18 : Variation en pourcentage des facteurs d'émission NOx de la centrale pour le 4 circuits dans la variante C et pour un  $VS_{spe}$  de 0.075 (gauche) ou 0.2  $m^3/m^2$  (droite).

### 2.7.3. Performance économique des installation bois-solaire

Selon les indications données au 2.5.1, le coût actualisé de la chaleur ( $LCOH$ ) est adopté dans les analyses qui suivent comme ICP permettant la comparaison de la performance économique de différents circuits de référence et variantes.

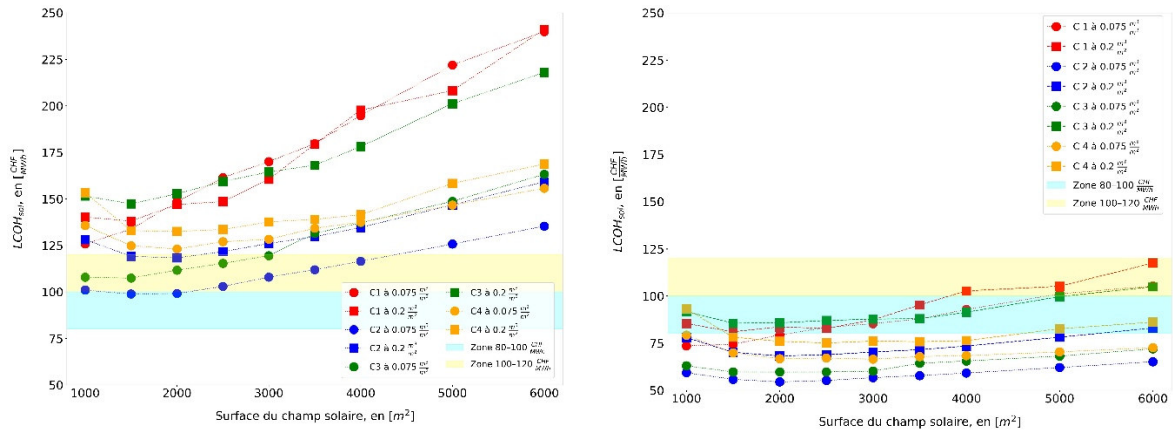


Figure 19:  $LCOH_{sol}$  en fonction de la surface du champ solaire, respectivement avant (à gauche) et après (à droite) application de financements incitatifs dédiés à la technologie solaire thermique.

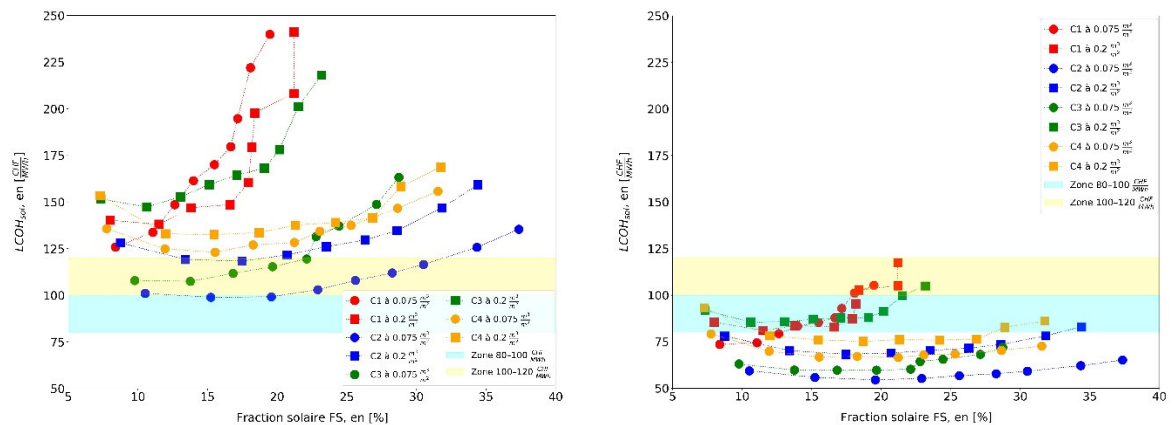


Figure 20:  $LCOH_{sol}$  en fonction de la fraction solaire, respectivement avant (à gauche) et après (à droite) application des financements incitatifs dédiés à la technologie solaire thermique.

La Figure 19 montre le  $LCOH_{sol}$  avec et sans les financements provenant des mesures d'incitation pour le solaire thermique (voir annexe 6.3.3). Le coût actualisé de la chaleur y est donné en fonction de la surface d'installation pour les circuits de référence dans la variante C et pour  $VS_{spe}$  de 0.075 et 0.2  $m^3/m^2$ . Dans les graphiques avec et sans financement et en accord avec une fraction variable du  $LCOH_{bio,ref}$  de 50 ou 40 % (voir au chapitre 2.5.1), la zone ombragée en azur identifie un intervalle de  $LCOH$  correspondant au prix courant de la biomasse (40 – 60 CHF/MWh), tandis que celle en jaune identifie un intervalle de  $LCOH$  correspondant à un prix de combustible relativement haut (60 – 80 CHF/MWh).

Si les coûts de production solaire sans financement tombent, dans la plupart des cas, dans la zone de coût de combustible élevé, le coût du kWh solaire descend bien en dessous de 80 CHF/MWh si les mesures d'incitation pour le remplacement d'un système à énergie fossile sont appliquées.

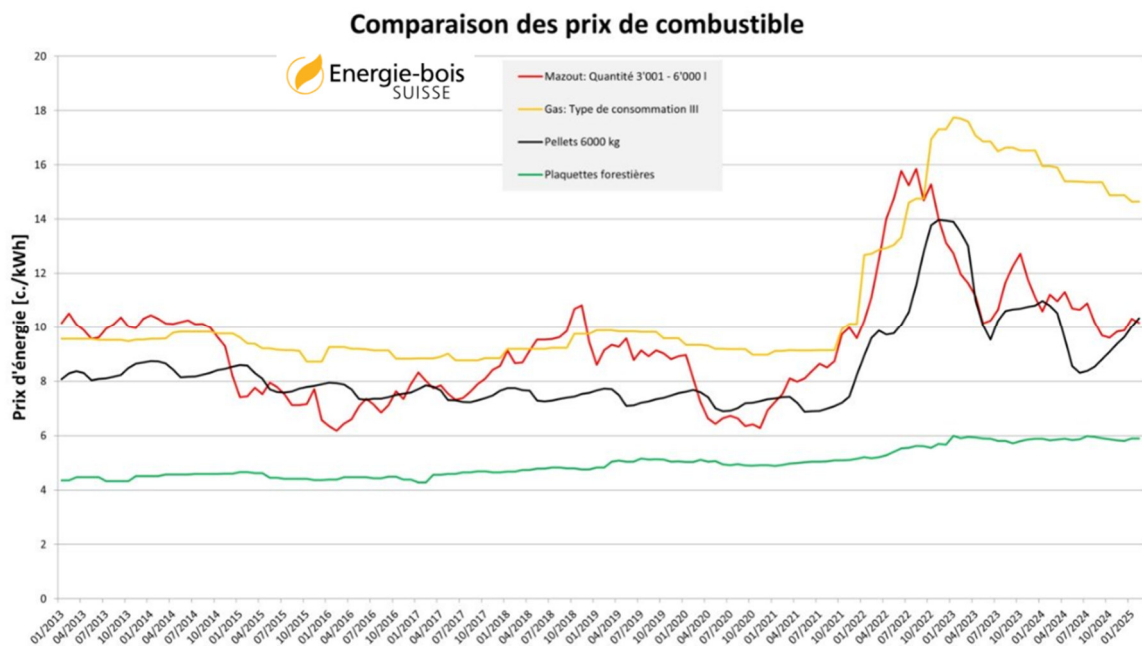


Figure 21: Variation du prix de combustible depuis 2013 (source [12])

Sous une autre perspective, la Figure 20 montre les mêmes résultats que la Figure 19 en fonction de la fraction solaire. Il est évident que le circuit d'intégration 2 permet de couvrir, à parité de surface solaire installée, une fraction des besoins plus ample que les autres et à un prix plus bas. Cependant, si le circuit 3 affiche des performances inférieures au circuit d'intégration 4, le  $LCOH_{sol}$  du premier est plus bas de celui de ce dernier, donnant une indication de la criticité de l'analyse économique pour discerner entre différents variants d'intégration de la chaleur solaire.

À partir de ces deux images, en outre, l'impact d'une augmentation du  $VS_{spe}$  du TES peut être apprécié : si la fraction solaire augmente suite à la croissance de  $VS_{spe}$ , aussi le  $LCOH_{sol}$  en est impacté, d'une façon qui dépend du type d'intégration. Pour les circuits 2,3 et 4, l'augmentation de  $VS_{spe}$  augmente le coût de la chaleur. Cependant, pour le circuit d'intégration 1, l'augmentation de  $VS_{spe}$  a un impact positif, rendant la solution à haut  $VS_{spe}$  plus rentable au-delà d'une certaine fraction solaire (et indirectement au-delà d'une valeur de surface du champ solaire).

Pour donner une estimation du coût de la chaleur issue de l'installation hybride, ces résultats doivent être combinés avec le coût équivalent de la chaleur générée par la biomasse selon la formulation donnée au 2.5.1. Selon ces indications, le prix de référence du combustible pour la chaufferie bois a été pris dans la plage entre 40 CHF/MWh à 60 CHF/MWh, en accord avec la variation du prix moyenne montrée en Figure 21 [12]. La fraction du  $LCOH_{bio}$  qu'on appelle "variable" et proportionnelle à la consommation du combustible, est prise à 0.5.

Figure 22 montre le  $LCOH_{hyb}$  pour la variante C des 4 circuits de référence en fonction de  $A_c$  et de  $FS$ , pour  $VS_{spe}$  de 0.075 et 0.2 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> et pour un  $LCOH_{bio,ref}$  de 80 CHF/MWh. Si, en revanche, le coût de référence de la chaleur biomasse augmente à 120 CHF/MWh, le coût de la chaleur hybride varie comme indiqué dans la Figure 23. Et, enfin, si le coût de la chaleur biomasse passe à 100 CHF/MWh dans une application présentant une fraction variable du  $LCOH_{bio,ref}$  de 60 %, le  $LCOH_{hyb}$  des quatre circuits est modifié comme illustré dans la Figure 24.

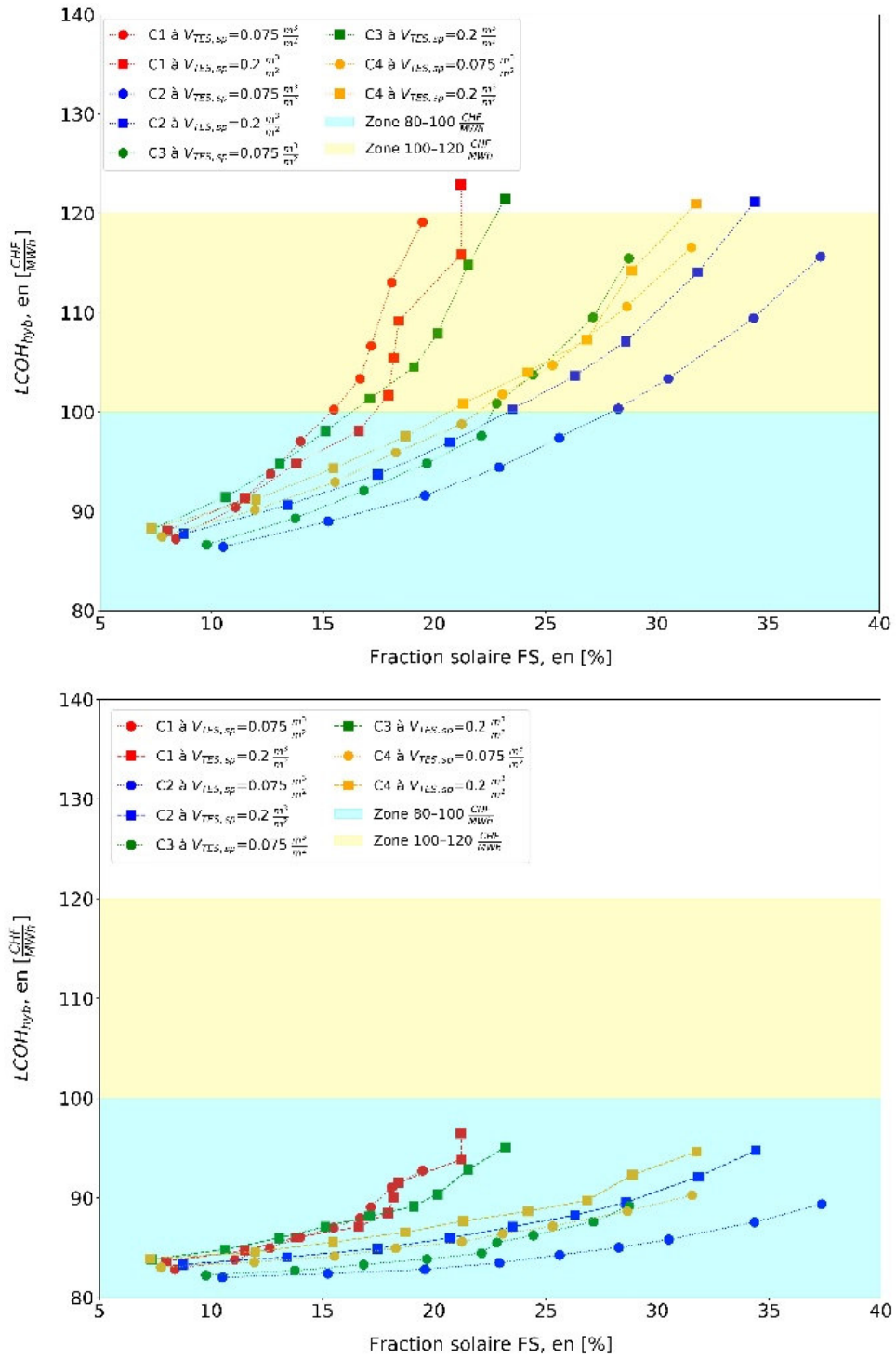


Figure 22:  $LCOH_{hyb}$  en fonction de la fraction solaire pour une installation hybride bois-solaire avec un prix  $LCOH_{bio,ref}$  de 80 CHF/MWh, respectivement avant (en haut) et après (en bas) application des financements incitatifs dédiés à la technologie solaire thermique.

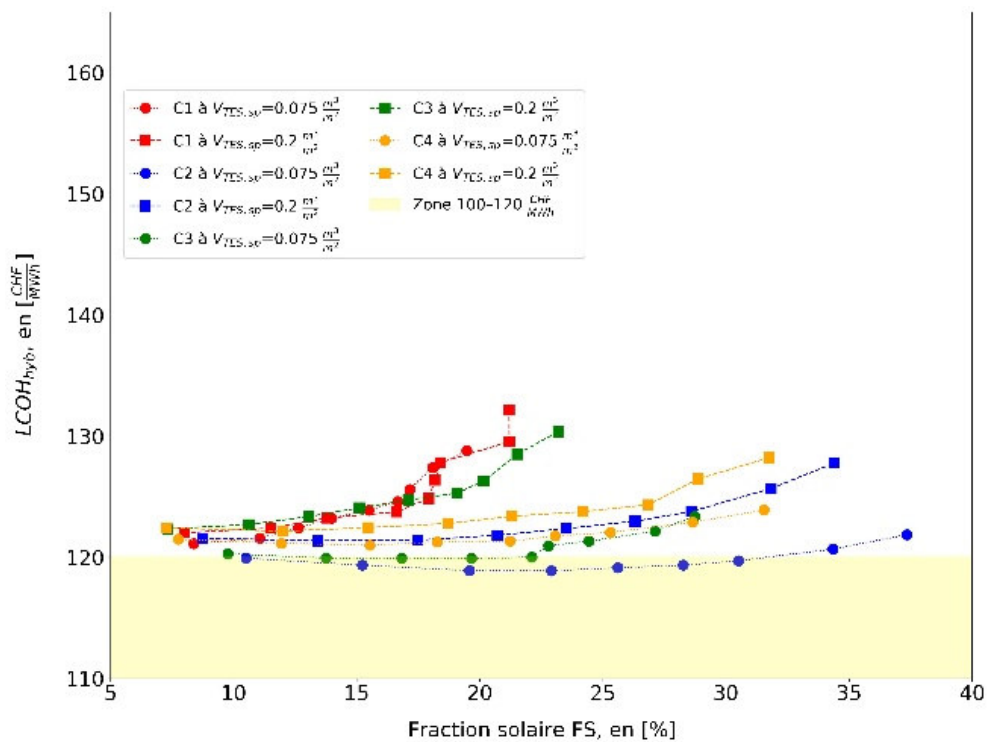
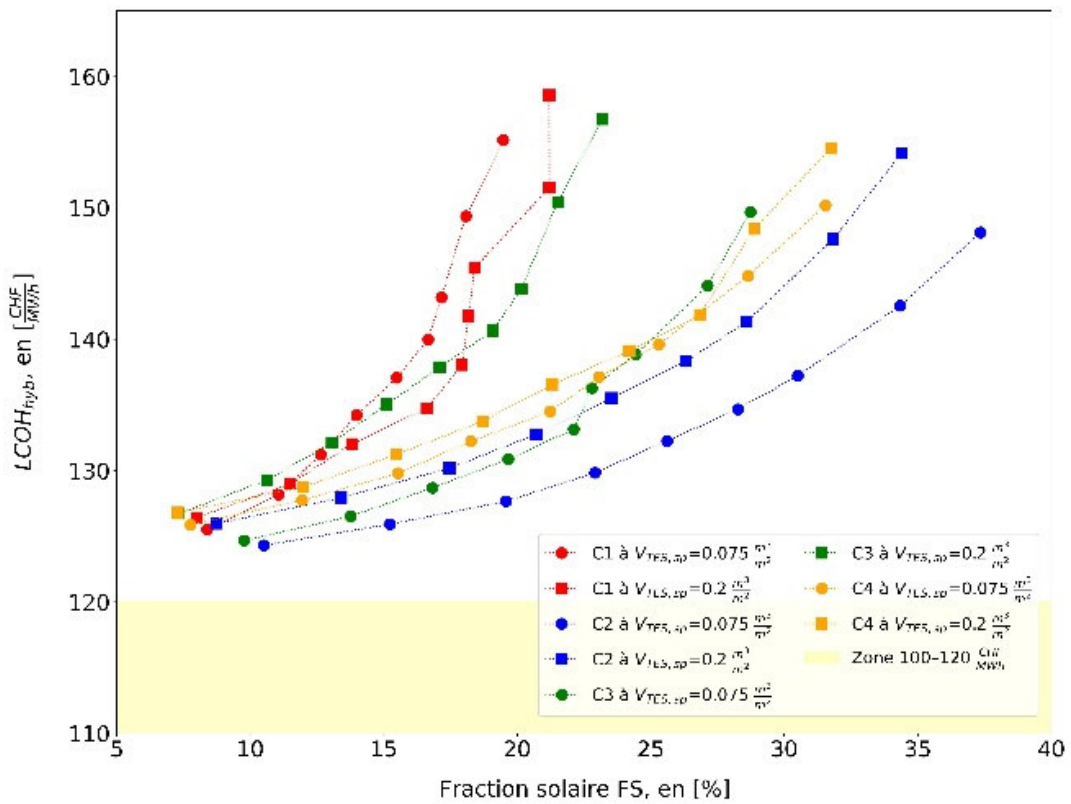


Figure 23:  $LCOH_{hyb}$  en fonction de FS pour  $LCOH_{bio,ref}$  à 120 CHF/MWh, respectivement avant (en haut) et après (en bas) application des financements incitatifs pour le solaire.



L'existence d'un minimum visible dans les graphiques du  $LCOH_{hyb}$  calculés pour  $LCOH_{bio,ref}$  de 120 et de 100 CHF/MWh, indique que l'ajout du solaire, si subventionné par les mesures d'incitation pour le solaire thermique, apporte une amélioration de la rentabilité du projet à biomasse. Cependant, vu que l'amortissement de l'investissement dans la technologie à bois est distribué sur les kWh produits, plus haute est la FS, plus haute est l'augmentation que la fraction "fixe" du  $LCOH_{bio,ref}$  doit subir pour contrebalancer l'ajout du solaire. Le fait qu'à 20-25% de FS le prix de la chaleur hybride soit inférieur au prix de référence pour la biomasse dans le cas à 100 et 120 CHF/MWh indique que, en présence d'aide étatique à l'installation, le coût de la chaleur solaire est inférieur au coût de la chaleur biomasse de référence autant qu'il arrive à compenser l'augmentation de la part du  $LCOH$  lié aux amortissements des chaudières

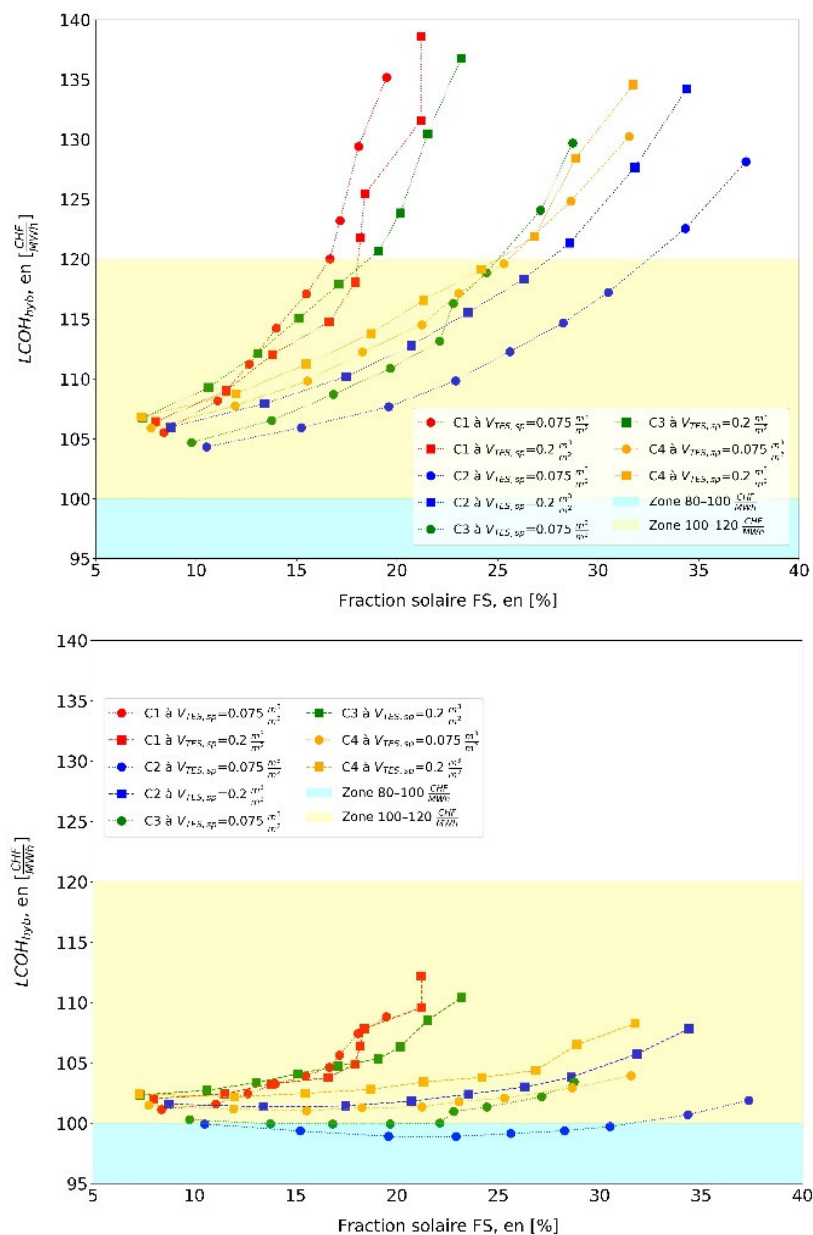


Figure 24:  $LCOH_{hyb}$  en fonction de FS pour  $LCOH_{bio,ref}$  à 100 CHF/MWh, respectivement avant (en haut) et après (en bas) application des financements incitatifs pour le solaire.



De Figure 22, Figure 23 et Figure 24, il peut être constaté que, même dans les cas pour lequel la chaleur biomasse est plus cher, l'augmentation du volume spécifique du TES de 0.075 à 0.2 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup> a des effets qui dépendent du type d'intégration : négatif pour les circuits 2, 3 et 4; positif pour les circuit 1.

## 2.8. Analyse et comparaison avec solutions à PAC

La technologie PAC est de plus en plus adoptée dans différentes applications pour utiliser la chaleur ambiante et générer de la chaleur pour le chauffage et l'eau chaude. Dans le projet OptiCADSol, il a été considéré intéressant d'estimer les performances des systèmes employant des PAC pour les comparer avec le binôme biomasse-solaire thermique. Deux types d'application ont été étudiés (voir 6.2.2 pour plus des détails):

- Une application bivalente, combinant une centrale biomasse composée par 1 chaudière à plaquette de 1200 kW avec un PAC eau-eau de ~600 kW<sub>th</sub>, équipée par un échangeur air-liquide sur air extérieure comme source à basse températures ;
- Une application monovalente, équipée par une PAC de 1800 kW<sub>th</sub> sur eau de nappe, pour l'alimentation exclusive du réseau CAD.

### 2.8.1. Résultats de performance pour les solutions bivalentes à PAC et bois

Le cas hybride biomasse – Pac à air (indirecte) a été simulé dans les deux variantes *Îlot* et *Grid*, décrites auparavant. Dans la variante *Îlot*, vu que la PAC peut fonctionner seulement sur électricité photovoltaïque, l'installation n'est pas en mesure de couvrir les besoins thermiques du CAD si la puissance PV installée n'est pas suffisante. En conséquence, une partie des simulations en *Îlot* ne doivent pas être incluses dans la comparaison. Figure 25 montre le déficit dans la couverture des besoins du réseau avec la variante *Grid* et en *Îlot*. Cette dernière affiche un déficit plus grande que 2% de la demande annuel pour des puissance PV inférieures à 1250 kWc (~5800 m<sup>2</sup>) et pour un V<sub>TES</sub> en dessous de 250 m<sup>3</sup>. Surtout, dans cet intervalle de valeurs, le déficit est fortement affecté par la puissance PV installé, signe que le système n'est pas en moyen de couvrir le besoin. Ces données ne seront donc plus utilisées dans la suite de l'analyse.

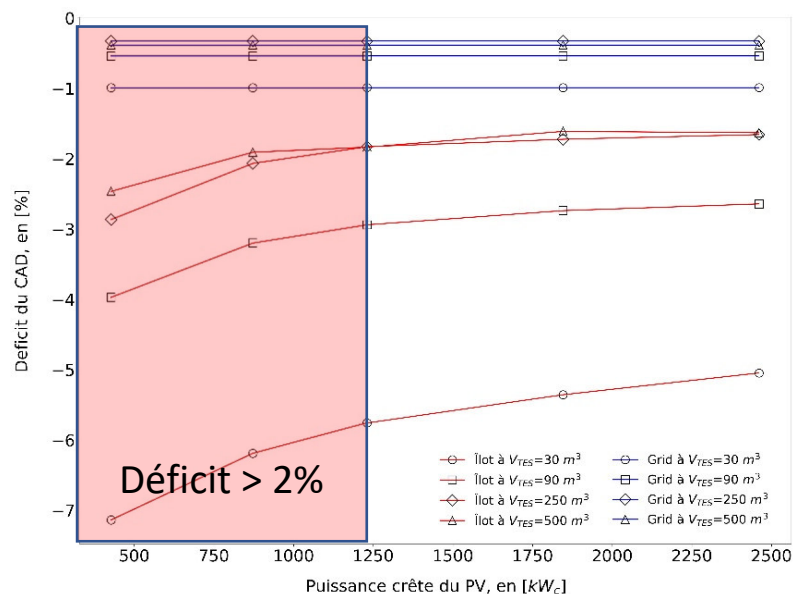


Figure 25 : Déficit de couverture des besoins du CAD pour les variant *Grid* et *Îlot*. Les données de la variante *Îlot* pour des puissance de pic inférieures à 1250 kW et pour un V<sub>TES</sub> en dessous de 250 m<sup>3</sup> affichent un déficit de fourniture de chaleur au CAD non négligeable.



La Figure 26 montre l'autoconsommation et la fraction solaire en fonction de la puissance crête de l'installation PV et pour plusieurs valeurs totales de TES (au net des 40 m<sup>3</sup> pour la biomasse). Les graphiques montrent la performance de l'installation dans les deux variantes : « *Grid* » (à droite) et « *Îlot* » (à gauche).

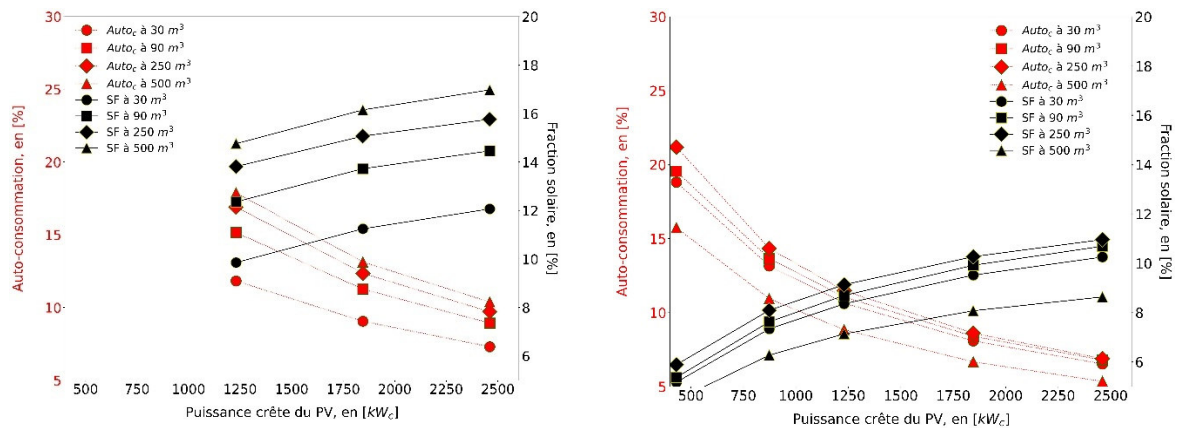


Figure 26 : Autoconsommation et fraction solaire en fonction de la puissance crête du champ PV dans la variante *Îlot* (gauche) et *Grid* (droite).

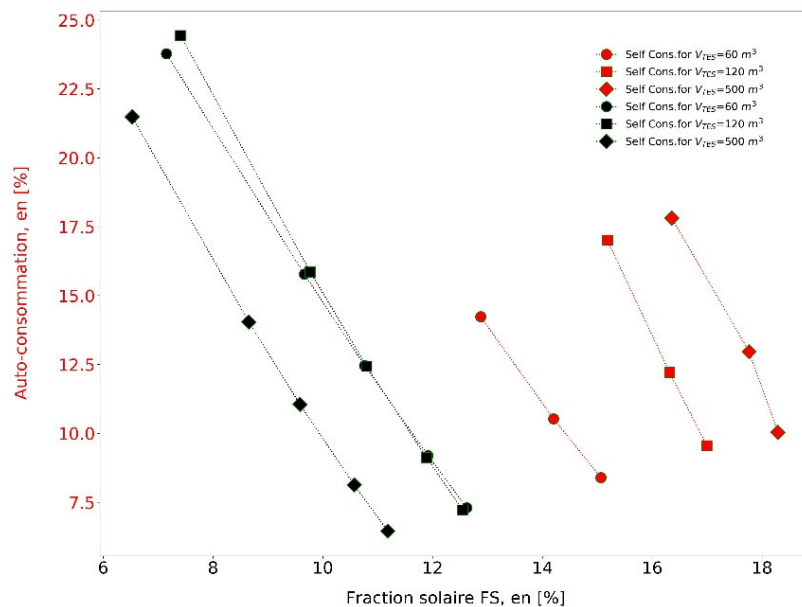


Figure 27 : Autoconsommation de la solution bivalente à PAC à air (indirect) en fonction de la fraction solaire FS.

Dans le cas *Grid* comme en *Îlot*, l'augmentation de la puissance crête PV installée diminue l'autoconsommation et augmente la fraction solaire. Cependant, si dans le cas en *Îlot* l'augmentation du volume du TES augmente l'autoconsommation, car le TES permet de générer plus de chaleur utilisée ensuite pendant l'absence d'électricité PV, dans la variante *Grid* l'augmentation du TES ne se traduit pas toujours dans une augmentation de la fraction solaire ou de l'autoconsommation. Ce point indique que pour une solution en réseau il est possible d'identifier un volume « optimale » dans la plage de volume choisi, contrairement au cas en *Îlot*, pour lequel plus le TES est grande plus la performance est haute. Ce



dernier point est encore plus évident en analysant le graphique de l'autoconsommation et fonction de la fraction solaire, montré en Figure 27. La superposition entre les résultats de la variante *Grid* à  $V_{TES}$  de 60 et 120  $m^3$ , confirme que le volume du TES optimisant les performances de cette variante est à rechercher dans cet intervalle, tandis que pour la variante en Îlot, dans la plage de valeur des  $V_{TES}$  investiguée, il n'y a pas de superposition et la valeur correspondant à l'optimum technique est plus grand de 120  $m^3$ .

Le COP de la centrale, prenant en compte la consommation électrique de la PAC et des auxiliaires telles que la pompe de circulation sur la coté évaporateur et l'aérotherme, est montré en fonction de la surface du champ solaire PV et du volume du TES. Pour le cas de référence de comparaison entre technologies, caractérisé par une surface solaire de 3500  $m^2$ , le COP net moyen annuel est de 2.37  $kWh_{th}/kWh_e$  pour une fraction solaire d'environ 7%.

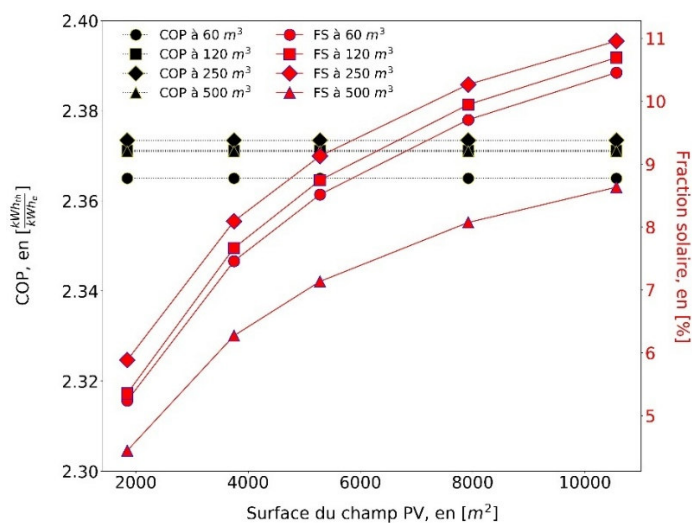


Figure 28: Net COP et fraction solaire en fonction de la surface du champ PV et du volume de TES pour la variante hybride biomasse et PAC avec PV dans la variante *Grid*.

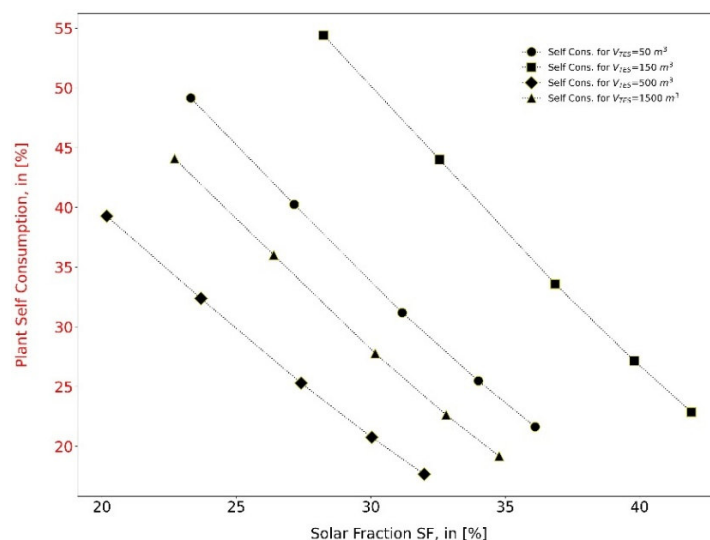


Figure 29 : Autoconsommation de la solution monovalente à PAC sur eau de nappe en fonction de la fraction solaire FS.



### 2.8.2. Résultats de performance pour les solutions monovalentes à PAC

La variante monovalente est basée sur une solution de PAC eau/eau sur eau de nappe (voir à l'Annexe 6.2.2 pour de détails sur le modèle adopté pour la température de l'eau de nappe). Dans cette variante, les résultats de simulations ont été obtenus seulement pour le cas d'installation relié au réseau, car la surface PV nécessaire pour alimenter en totalité une installation monovalente (y compris pendant l'hiver) est excessive et la solution n'est pas considérée intéressante. La Figure 29 montre l'autoconsommation de la variante monovalente à PAC en fonction de la fraction solaire. Aussi dans ce cas, l'autoconsommation diminue avec l'augmentation de la fraction solaire. Cependant le volume  $V_{TES}$  a un impact positif jusqu'à une certaine taille, après laquelle la performance se dégrade, due aux pertes grandissantes.

Le COP de la centrale, prenant en compte la consommation électrique de la PAC et de la pompe de circulation côté évaporateur, est montré dans la Figure 30 en fonction de la surface du champ solaire PV et du volume du TES. Dans le cas de référence retenu pour la comparaison entre technologies, caractérisé par une surface solaire de 3500 m<sup>2</sup>, le COP annuel moyen est de 2 kWh<sub>th</sub>/kWh<sub>e</sub> pour une fraction solaire de 16%.

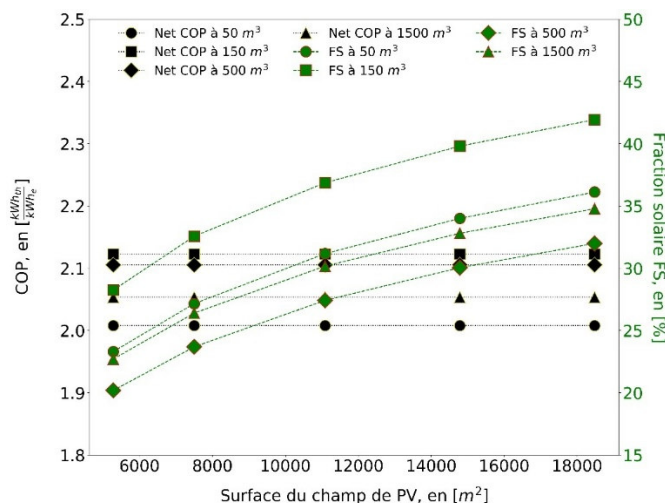


Figure 30: Net COP et fraction solaire en fonction de la surface du champ PV et du volume de TES pour la variante monovalente à PAC.

### 2.8.3. Émissions des solutions à PAC

L'adoption d'un système de génération couplant une PAC à la biomasse ou équipé d'une PAC seule (application monovalente) entraîne une augmentation des émissions de la centrale, surtout en termes de CO<sub>2</sub> non-neutre. Dans le cas bivalent, la PAC utilise de l'électricité PV et celle du réseau, tandis que la chaudière de 1200 kW consomme du combustible biomasse. En adoptant un profile horaire du contenu CO<sub>2</sub> du kWh<sub>e</sub> en Suisse ainsi que le même profile selon le mix énergétique prévu à l'horizon 2050 [13], il est possible de quantifier le facteur d'émission de la PAC actuel et futur. Ceci permet d'estimer les émissions qui s'ajoutent à celles de la chaufferie à bois. La Figure 31 montre la variation du facteur d'émission CO<sub>2</sub> due à la PAC avec électricité PV ( $f_{HP,PV}$ ) et sans PV ( $f_{HP}$ ) en fonction de la surface du champ solaire.

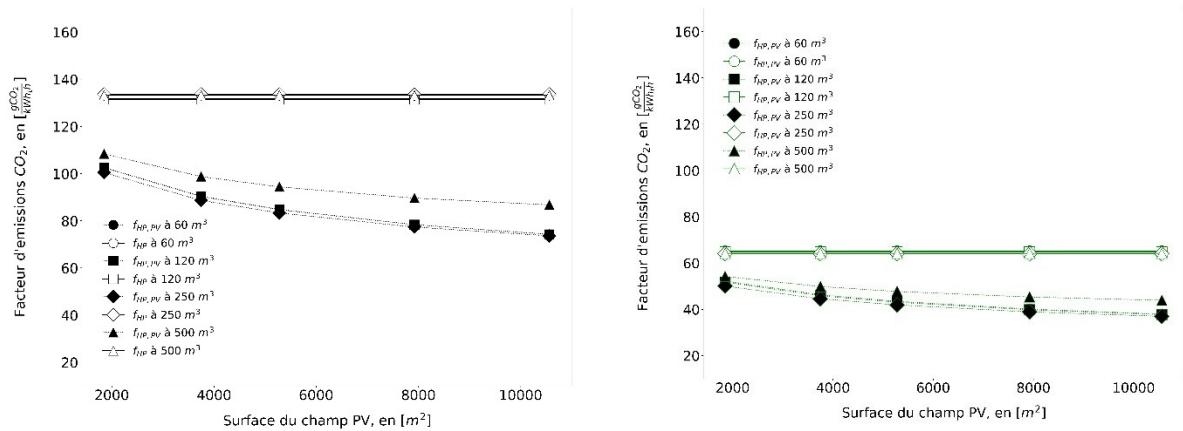


Figure 31: Facteur d'émission CO<sub>2</sub> de la PAC dans les variantes bivalentes selon le mix énergétique actuel (gauche) ou à l'horizon 2050 (droite).

Sans PV, le facteur d'émission de la PAC serait couramment de 132 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> tandis qu'à l'horizon 2050 descendrait à 64 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub>. L'augmentation de la surface de PV permet de baisser les émissions de la PAC. Pour le cas de référence d'une surface solaire d'environ 3500 m<sup>2</sup>, le facteur d'émission CO<sub>2</sub> de la PAC serait couramment d'environ 90 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> et de 47 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> à l'horizon 2050.

Dans le cas monovalent, la centrale n'utilise que l'électricité pour alimenter le CAD, en provenance du champ PV ou prise du réseau électrique. Figure 32 montre la variation du facteur d'émission en fonction de la surface du champ PV avec et sans contribution de l'électricité PV (respectivement,  $f_{HP,PV}$  et  $f_{HP}$ ). Sans PV, le facteur d'émission de la centrale est couramment d'environ 150 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> et, en 2050, 71 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub>. Pour le cas de référence d'une surface solaire d'environ 3500 m<sup>2</sup>, le facteur d'émission CO<sub>2</sub> de la PAC est d'environ 127 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> et il est prévu descendre à 63 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> à l'horizon 2050.

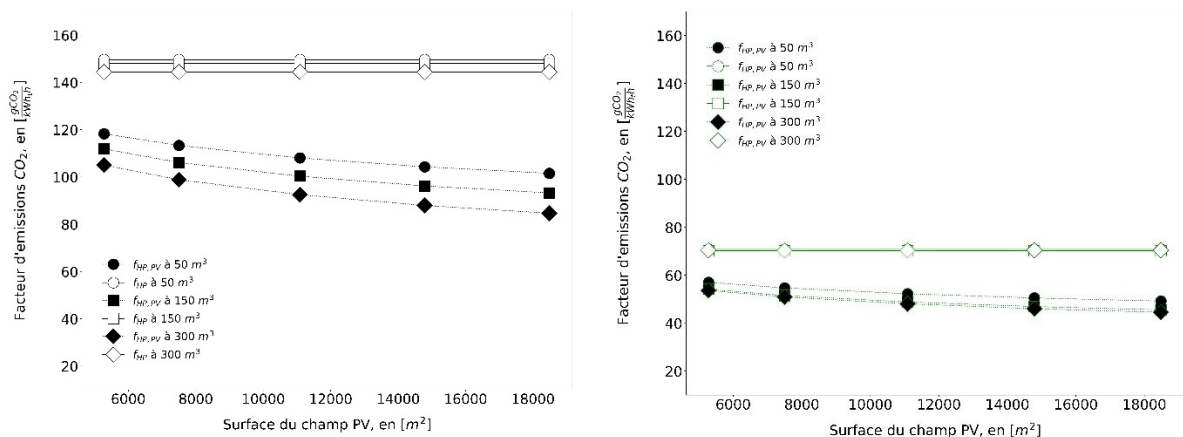


Figure 32: Facteur d'émission CO<sub>2</sub> de la PAC dans les variantes monovalentes selon le mix énergétique actuel (gauche) ou à l'horizon 2050 (droite).

## 2.8.4. Résultats économiques pour les solutions à PAC

Le calcul du LCOH dans les cas adoptant des PAC monovalent et bivalent est différent. En effet, le LCOH de l'installation dans le cas bivalent doit être dérivé de la combinaison du coût de la chaleur biomasse et du coût de revient de la chaleur produite par la PAC. Par contre, dans le cas monovalent, le LCOH de la production de la PAC est le résultat final.

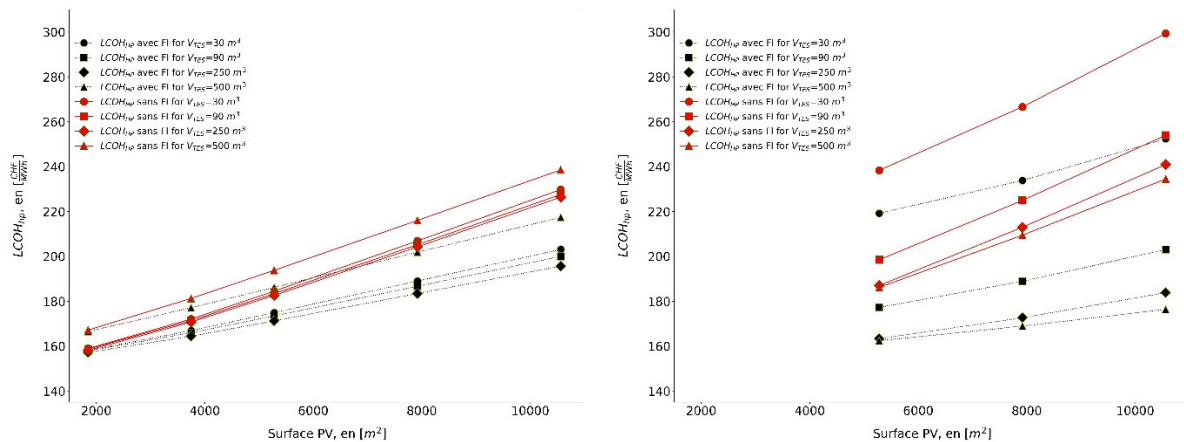


Figure 33 :  $LCOH_{HP}$  pour la variante hybride *Grid* (gauche) et en *Îlot* (droite)

Figure 33 montre le  $LCOH_{HP}$ , dû à la PAC dans la solution bivalent (voir 6.3 pour plus des détails sur les éléments du modèle économique) avec et sans rachat de l'électricité injectée dans le réseau : à droite pour la variante en *Îlot* et à gauche pour la variante *Grid*. Le graphique permet d'estimer qu'en absence du rachat de l'électricité excédentaire et pour des volumes de TES limités, les solutions reliées au réseau sont plus économiques des solutions en *Îlot*.

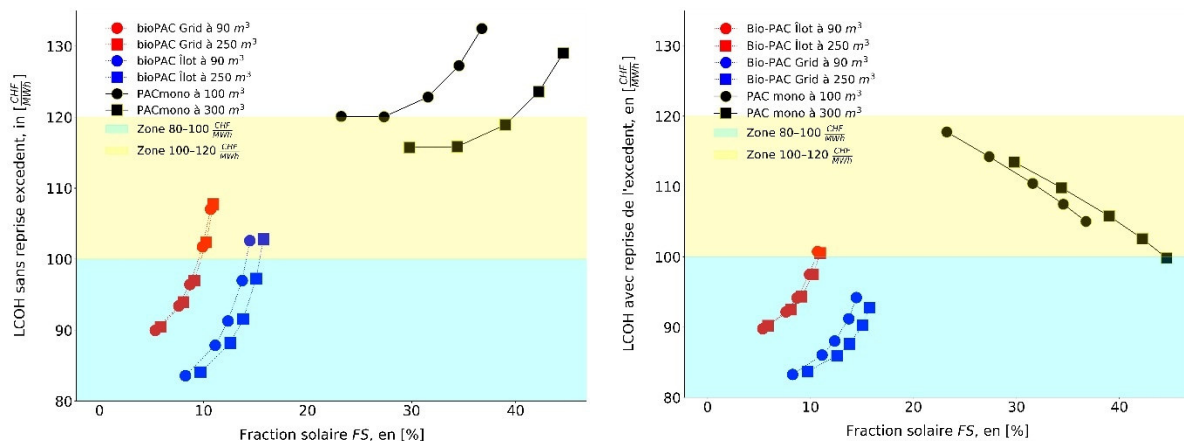


Figure 34 : Comparaison du LCOH pour les solutions à PAC : LCOH sans tarif de reprise de l'excédentaire (à gauche) et avec tarif de reprise pour l'électricité PV (à droite).

Cependant, avec un TES convenable et la rétribution de l'électricité injectée dans le réseau, le fait de contraindre la PAC à fonctionner seulement quand l'électricité PV est disponible améliore significativement le  $LCOH_{HP}$  de la solution en *Îlot*. Inversement, il faut aussi souligner que la solution en réseau offre moins de déficit au réseau CAD, tandis que même les solutions dotées d'une ample surface PV présentent un déficit de ca. 2% dans la variante en *Îlot* (voir à la Section 2.6.2). La solution en réseau, où la production de la PAC peut intervenir en tout moment, atteint une fraction solaire inférieure à celle offerte par la solution en *Îlot*. Figure 34 montre la comparaison directe du LCOH de l'installation pour les deux variantes biomasse-PAC (avec et sans rachat de l'électricité excédentaire) et pour la variante monovalente à PAC. Les valeurs pour les solutions hybrides à PAC affichées par la Figure 34 sont calculées avec un prix de référence pour la chaleur biomasse de 80 CHF/MWh, adapté au cas où la partie fixe du  $LCHO_{bio,ref}$  est diminué de 30%, car la PAC substitue une de deux chaudières de la chaufferie de référence. L'impact des recettes en provenance du rachat de l'électricité injectée dans le



réseau est très faible dans le cas des solutions hybrides à cause des composantes du LCOH reliées à la biomasse. Dans le cas monovalent, par contraste, l'impact est plus fort car la totalité de la demande en chaleur est électrifiée.

## 2.8.5. Comparaison économique entre solutions bois-solaire, bois-PAC et PAC seule.

Dans le but de comparer les différents solutions étudiés, Figure 35, Figure 36 et Figure 37 montrent la comparaison du LCOH avec et sans mesures incitatives de la technologie du solaire pour le cas, respectivement, d'un prix  $LCOH_{bio,ref}$  de 80, 100 ou 120 CHF/MWh.

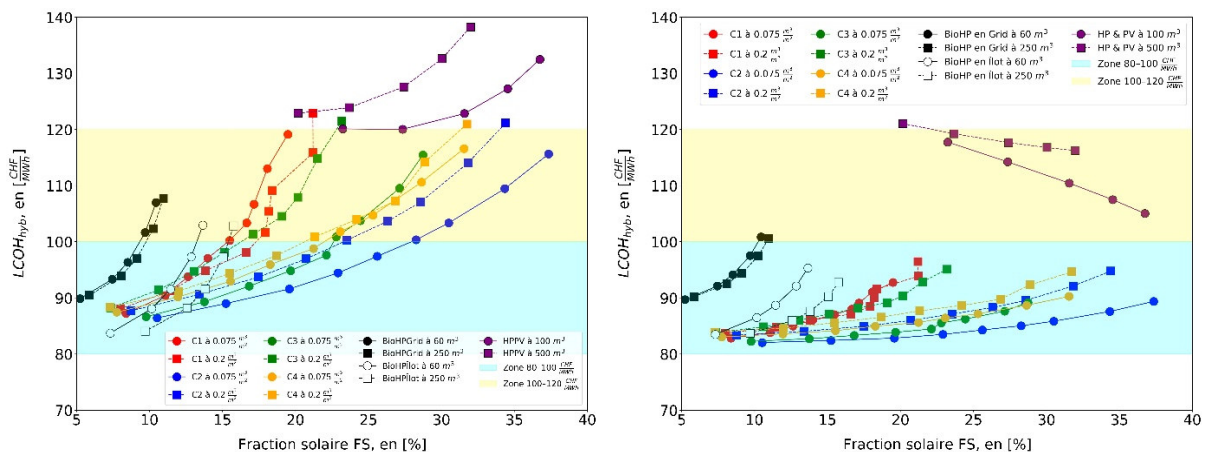


Figure 35 : Comparaison du LCOH de l'installation totale pour les cas étudiés en correspondance d'un coût  $LCOH_{bio,ref}$  de 80 CHF/MWh : sans mesures incitatives pour le solaire (panneau à gauche) ou avec (panneau à droite)

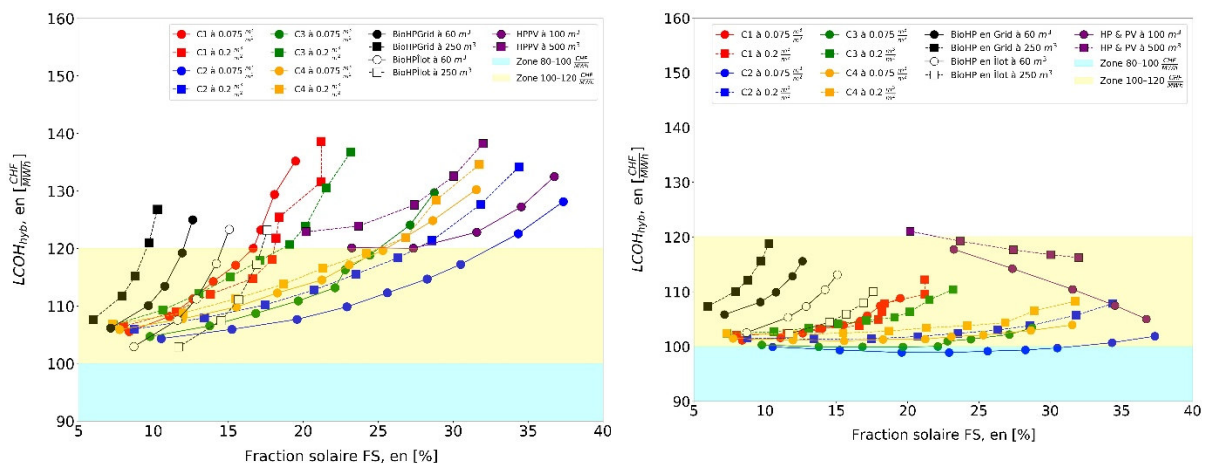


Figure 36 Comparaison du LCOH de l'installation totale pour les cas étudiés en correspondance d'un coût  $LCOH_{bio,ref}$  de 100 CHF/MWh : sans mesures incitatives pour le solaire (panneau à gauche) ou avec (panneau à droite)

D'après les graphiques, les installations hybrides bois-solaire et les installation bois-PAC sur air extérieure en variante Îlot affichent le LCOH plus bas pour un  $LCOH_{bio,ref}$  jusqu'à 100 CHF/MWh en absence de mesures incitatives pour le solaire. Dans ce cas, la technologie solaire thermique permet facilement de couvrir une fraction solaire plus intéressante de autres solutions à PAC, surtout dans le cas du circuit de référence 2. Cependant, déjà autour d'un coût de la biomasse de 100 CHF/MWh, les solutions à PAC à air indirecte deviennent plus rentables pour des faibles valeurs de FS. Pour des valeurs de FS



"usuels" (plus grandes de 16-20%), les solutions solaires thermiques sont nettement plus avantageuses jusqu'à un prix de 100 CHF/MWh (en absence des financements incitatifs). Si les mesures d'incitation pour le solaire thermique et la tarif de reprise pour l'électricité photovoltaïque sont considérés dans le calcul du LCOH, le circuit 2 devient l'alternative plus rentable jusqu'à un coût  $LCOH_{bio,ref}$  de 120 CHF/MWh. À partir d'un prix  $LCOH_{bio,ref}$  de 120 CHF/MWh, les solutions à PAC, et en particulier la solution monovalent sur eau de nappe, deviennent plus avantageuse de la biomasse et du solaire sans financements incitatifs. En présence de financements, les solutions à PAC sur eau de nappe sont plus avantageuses du solaire (et de la biomasse) à partir d'une fraction solaire de 25%.

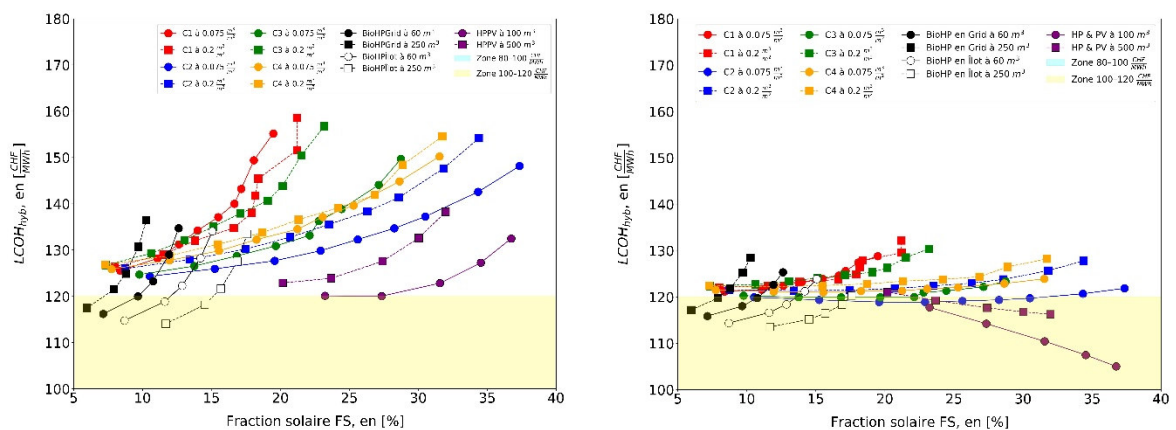


Figure 37 : Comparaison du LCOH de l'installation totale pour les cas étudiés en correspondance d'un coût  $LCOH_{bio,ref}$  de 120 CHF/MWh : sans mesures incitatives pour le solaire (panneau à gauche) ou avec (panneau à droite).

## 2.9. Installation de référence at dimensionnement

Selon les indications données dans le chapitre sur la méthodologie de dimensionnement des solutions hybrides biomasse – solaire, plusieurs routes peuvent être suivies dans le but de déterminer l'extension optimale des surfaces solaires à intégrer à une installation biomasse. Selon le processus montré en Figure 9, une fois la valeur de fraction solaire désirée déterminée, il est fondamental de choisir une valeur de productivité spécifique le plus proche possible des valeurs réelles, pour ensuite optimiser le concept à l'aide de simulations dynamiques. Cependant, la solution optimale à intégrer aux chaudières biomasse ne peut ignorer les contraintes financières, qui ne dépendent pas seulement de la technologie solaire choisie, mais aussi du type d'intégration adopté.

C'est ainsi que, si on prend à référence le  $LCOH_{sol}$  de la variante C du circuit hydraulique 2 montrée en Figure 19, on pourrait considérer optimale une surface de 1500 m<sup>2</sup>, en absence de financement incitatifs du solaire, ou plutôt 2000 m<sup>2</sup>, si les financements sont pris en compte. D'un autre côté, si l'on prend en considération un prix de référence de production de la chaleur biomasse de 100 CHF/MWh<sub>th</sub> (40% de coûts fixes, 60% de coûts liés au combustible), il est préférable de considérer une surface solaire de 2500 m<sup>2</sup>. Cette configuration offre, dans le cas de financements incitatifs, le  $LCOH_{hyb}$  le plus bas en correspondance de la plus basse valeur de volume spécifique du TES considérée dans l'étude, c'est-à-dire 0.075 m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>.

Comme montré en Figure 11 et Figure 12, cette configuration permettrait de couvrir 22.5% du besoin du CAD avec une productivité spécifique de 650 kWh/m<sup>2</sup>/an. La même configuration, toutefois, en l'absence de financements, ne permet pas d'améliorer le coût de la chaleur de la centrale hybride, à cause des impacts des amortissements manqués des chaudières à biomasse. Dans ce cas, l'optimum ne peut pas être déterminé directement. Le point de référence serait alors celui correspondant au  $LCOH_{sol}$  minimum, c'est-à-dire une surface de 1500 m<sup>2</sup>, garantissant une FS de 16% et 725 kWh/m<sup>2</sup>/an de productivité spécifique annuelle.



Tableau 4 : Comparaison entre solutions hybrides avec un champ solaire (ST ou PV) de 2500 m<sup>2</sup>.

| Solution →                                                                   | Chaudière bois de référence                                                                 | Bois – ST, Circuit N. 2, variante C                                                         | Bois + PAC sur air + PV                                                                    | PAC sur eau + PV                                                                  |
|------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| ↓ Paramètre                                                                  |                                                                                             |                                                                                             |                                                                                            |                                                                                   |
| Surface du champ ST / PV                                                     | na                                                                                          | 2488 m <sup>2</sup>                                                                         | 2481 m <sup>2</sup>                                                                        | 2481 m <sup>2</sup>                                                               |
| Volume du TES (40 m <sup>3</sup> réservés pour biomasse)                     | (40)                                                                                        | (40 +) 187.5 m <sup>3</sup>                                                                 | (40 +) 60 m <sup>3</sup>                                                                   | 150 m <sup>3</sup>                                                                |
| Structure du champ                                                           | na                                                                                          | 170 x 8 collecteurs en série                                                                | 47 x 17 PV en série                                                                        | 47 x 17 PV en série                                                               |
| Fraction solaire nette                                                       | 0 %                                                                                         | 23 %                                                                                        | 7.3 %                                                                                      | 16.5 %                                                                            |
| Productivité spécifique                                                      | na                                                                                          | 647 kWh <sub>th</sub> /m <sup>2</sup> /an                                                   | 1026 kWh <sub>e</sub> /kW <sub>c</sub> /an                                                 | 1026 kWh <sub>e</sub> /kW <sub>d</sub> /y                                         |
| Autoconsommation électrique                                                  | na                                                                                          | na                                                                                          | 19.3 %                                                                                     | 70 %                                                                              |
| % du besoin couvert par le bois (MWh/an)                                     | 100 % (5830)                                                                                | 77 % (4489)                                                                                 | 76 % (4431)                                                                                | na                                                                                |
| % du besoin couvert par la chaleur non biomasse                              | na                                                                                          | 23 % (1341)                                                                                 | 24 % (1399)                                                                                | 100 % (5830)                                                                      |
| Puissance de pic ST / PV                                                     | na                                                                                          | 1494.3 kW <sub>th</sub>                                                                     | 635.2 kW <sub>e</sub>                                                                      | 635.2 kW <sub>e</sub>                                                             |
| Puissance chaudières bois                                                    | 1200 kW <sub>th</sub> + 600 kW <sub>th</sub>                                                | 1200 kW <sub>th</sub> + 600 kW <sub>th</sub>                                                | 1200 kW <sub>th</sub>                                                                      | na                                                                                |
| Puissance PAC                                                                | na                                                                                          | na                                                                                          | 684 kW <sub>th</sub><br>(T <sub>air</sub> = 10°C;<br>T <sub>out,cond</sub> =70°C)          | 1700 kW <sub>th</sub><br>(T <sub>eau</sub> = 5°C;<br>T <sub>out,cond</sub> =90°C) |
| Consommation bois                                                            | 4025 m <sup>3</sup> /an                                                                     | 3220 m <sup>3</sup> /an                                                                     | 3172 m <sup>3</sup> /an                                                                    | na                                                                                |
| Consommation électricité                                                     | 28 MWh <sub>e</sub> /an                                                                     | 175 MWh <sub>e</sub> /an                                                                    | 644 MWh <sub>e</sub> /an<br>(70% à la PAC)                                                 | 3313 MWh <sub>e</sub> /an<br>(95 % à la PAC)                                      |
| Augmentation en CAPEX vis-à-vis du référence                                 | na (référence)                                                                              | 1877 kCHF                                                                                   | 1270 kCHF                                                                                  | 1660 kCHF                                                                         |
| Augmentation en CAPEX avec financements                                      | na (référence)                                                                              | 250 kCHF                                                                                    | 1270 kCHF                                                                                  | 1660 kCHF                                                                         |
| LCOH <sub>biomasse</sub> (fixe + variable), en [CHF/MWh <sub>th</sub> ]      | 100 (40 + 60)                                                                               | 112 (52 + 60)                                                                               | 92 (32 + 60)                                                                               | na                                                                                |
| LCOH <sub>non biomasse sans FI (avec FI)</sub> , en [CHF/MWh <sub>th</sub> ] | na                                                                                          | 103 (55)                                                                                    | 152 (150)                                                                                  | 123 (122)                                                                         |
| LCOH <sub>hybr sans FI (avec FI)</sub> , en [CHF/MWh <sub>th</sub> ]         | na                                                                                          | 109 (99)                                                                                    | 107.5 (106)                                                                                | na                                                                                |
| Facteur d'émission de la centrale (CO, FiPar, NOx)                           | f <sub>CO</sub> : 154 g/GJ;<br>f <sub>FiPar</sub> : 11 g/GJ;<br>f <sub>NOx</sub> : 123 g/GJ | f <sub>CO</sub> : 179 g/GJ;<br>f <sub>FiPar</sub> : 12 g/GJ;<br>f <sub>NOx</sub> : 101 g/GJ | f <sub>CO</sub> : 98 g/GJ;<br>f <sub>FiPar</sub> : 8.5 g/GJ;<br>f <sub>NOx</sub> : 97 g/GJ | na                                                                                |
| Facteur d'émission CO <sub>2eq</sub> de la centrale (horiz. 2050)            | na                                                                                          | na                                                                                          | 24 g/kWh <sub>th</sub><br>(12 g/kWh <sub>th</sub> )                                        | 128 g/kWh <sub>th</sub><br>(70 g/kWh <sub>th</sub> )                              |



Tableau 4 montre les données principales du dimensionnement de référence de la solution hybride biomasse – solaire thermique et la comparaison avec les solutions d'installations équipées de PAC et d'une même surface de PV. Comme déjà montré par Figure 26, les solutions hybrides biomasse + PAC + PV couvrent une fraction réduite du besoin du réseau avec de l'énergie solaire, au moins de forcer la PAC à fonctionner seulement lorsque l'électricité PV est disponible. Dans ce dernier cas, toutefois, la centrale hybride biomasse + PAC + PV nécessite au moins de 1250 kW<sub>c</sub> pour satisfaire la demande du CAD avec un déficit négligeable (inférieure à 2% sur l'année - voir Figure 25).

Tenant en compte des dimensions et du nombre de panneaux PV installés dans une ligne (17 x 1.303 m x 2.384 m, soit 52.8 m<sup>2</sup> et 13.5 kW<sub>e</sub>), si la PAC fonctionnait seulement avec l'électricité PV, il faudrait au minimum une surface de 4890 m<sup>2</sup> de PV pour alimenter le CAD sans déficit et couvrir plus de 21% des besoins. Il s'agirait donc d'une solution non comparable aux 2500 m<sup>2</sup> de la solution hybride bois – solaire thermique. Et en effet, une installation biomasse et PAC alimentée par le réseau et par un champ PV d'une surface de 2500 m<sup>2</sup>, pourrait assurer seulement une FS de 7.3 %.

Le même champ PV de 2500 m<sup>2</sup> et 634 kW<sub>c</sub>, par contre, pourrait assurer une FS de 16.5% avec une autoconsommation de 70% dans le cas doté d'un système de production à PAC monovalent.

## 2.10. L'impact de la zone météorologique

Les analyses et simulations décrites dans les paragraphes précédents ont été initialement basées sur Ponts-Les-Martels, car les données de suivi du CAD étaient disponibles pour la chaufferie de ce lieu. Cependant, ce village est situé à 1000 m d'altitude, dans une zone géographique classifiée comme "2", ce qui ne constitue pas un endroit très représentatif du reste de la Suisse.

Afin de permettre l'évaluation de l'impact des conditions météorologiques sur les résultats, l'analyse a été "déplacée" (ou transposée) à Payerne, une ville de la zone météo SIA 4. Pour cela, la courbe de charge du réseau de chauffage à distance de Ponts-Les-Martels a été adaptée et transposée à Payerne, caractérisée par un climat et une irradiation différente (voir Annexe 6.1 pour plus de détails sur les données météo et du CAD).

Pour une surface solaire exposée plein SUD avec une inclinaison de 37° sur le plan horizontal, l'irradiation globale incidente reçue sur l'année est, respectivement, de 1450 kWh/m<sup>2</sup> à Ponts-Les-Martels et de 1560 kWh/m<sup>2</sup> à Payerne. Parallèlement, le besoin du CAD passe de 5830 MWh/an à Ponts-Les-Martels à 5340 MWh/an à Payerne.

### 2.10.1. Performance et émissions

La Figure 38 présente une comparaison des performances pour Payerne (PAY) dans les cas des circuits 1 et 2, et pour la variante C (adaptation de la régulation selon la saison), par rapport à la performance simulée à Ponts-Les-Martels (PdM).

L'irradiation sur le plan des capteurs étant supérieure à Payerne par rapport à Ponts-Les-Martels, et la consommation du CAD y étant inférieure au cas de référence, les performances sont sensiblement meilleures : à surface solaire installée égale, la fraction solaire est plus élevée à Payerne qu'à Ponts-Les-Martels, et les collecteurs affichent une meilleure productivité spécifique.

La Figure 39 illustre la réduction de la consommation de bois (en pourcentage) par rapport à une chaufferie purement à biomasse, et ce pour les sites de Ponts-Les-Martels et de Payerne. Les meilleures performances se traduisent par une réduction plus importante de la consommation de bois. L'impact d'une augmentation du volume spécifique du TES est négatif : la consommation de bois augmente lorsque l'on adopte un volume de stockage dont le volume spécifique est supérieur à 75 litres par mètre carré de surface solaire.

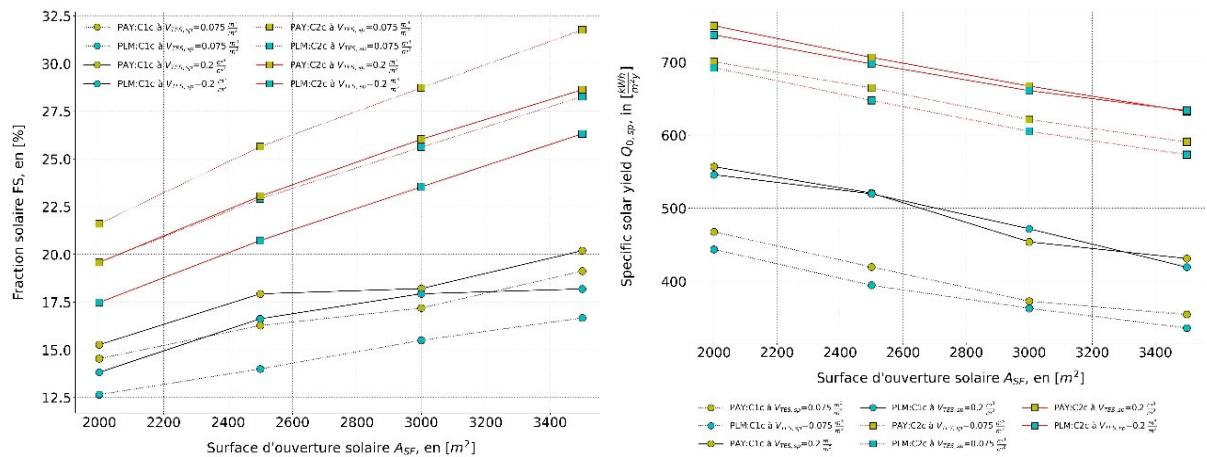


Figure 38 : Comparaison de la performance des installations hybrides bois-solaire selon le circuit d'intégration 1 et 2 (variante C) dans deux zone climatiques différentes (Ponts-Les-Martels, PLM – Payerne – PAY): FS (gauche) et Y<sub>sol</sub> (droite)

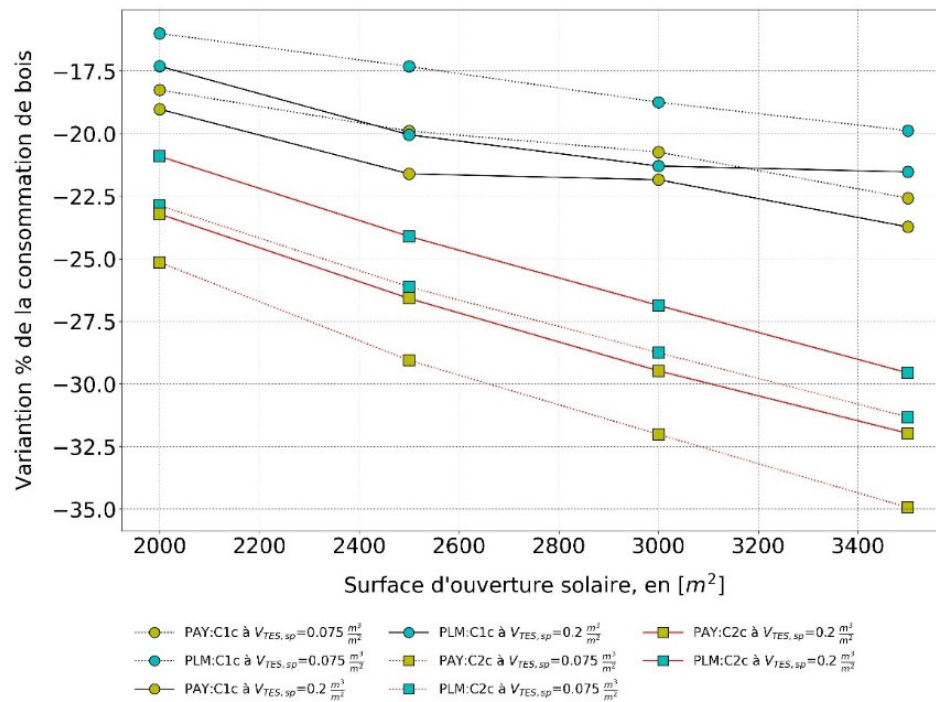


Figure 39: Variation en pourcentage de la consommation du bois de circuits de référence 1 et 2 entre Ponts-Les-Martels (PLM) et Payerne (PAY).

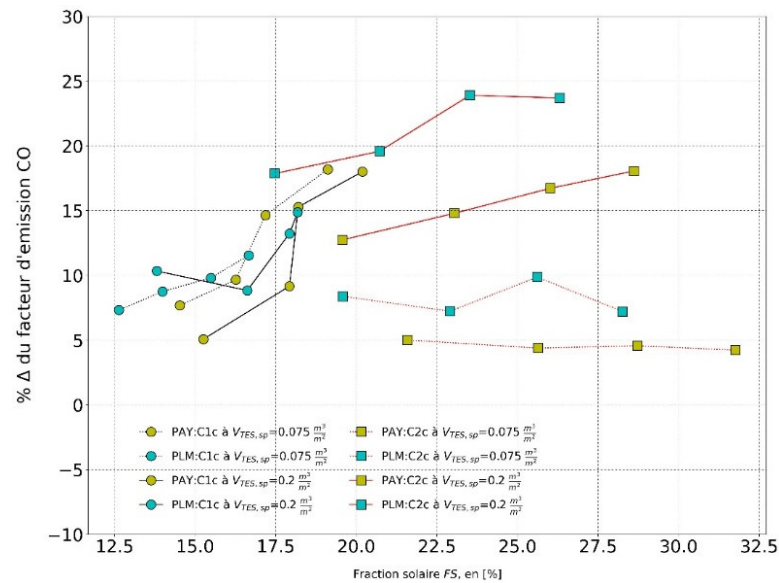


Figure 40 : Variation en pourcentage du facteur d'émission CO pour le cas d'installation hybride bois-solaire installé à Payerne (PAY) ou Ponts Les Martels (PdM) pour le circuit de référence 1 et 2 dans la variante C et pour  $V_{TES,sp}$  de 0.075 et 0.2 m³/m².

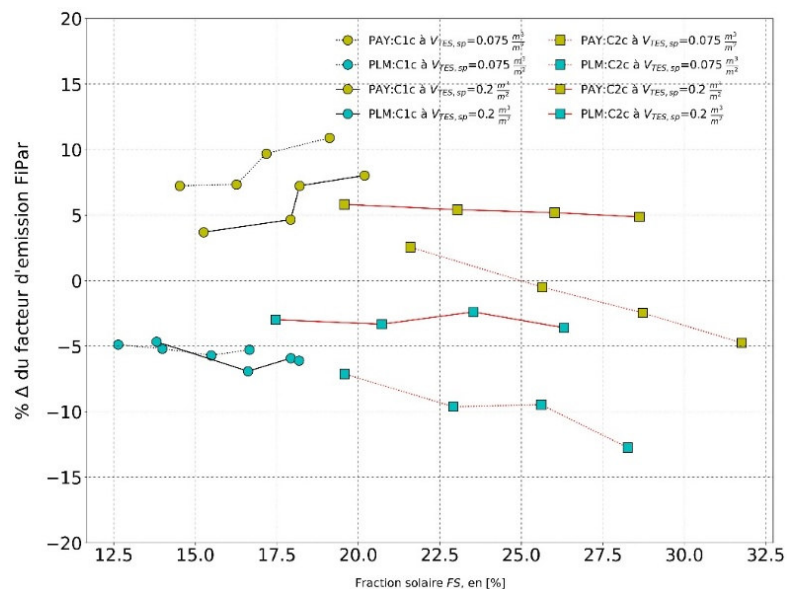


Figure 41 : Variation en pourcentage du facteur d'émission FiPar pour le cas d'installation hybride bois-solaire installé à Payerne (PAY) ou Ponts Les Martels (PdM) pour le circuit de référence 1 et 2 dans la variante C et pour  $V_{TES,sp}$  de 0.075 et 0.2 m³/m².

La variation de la consommation de biomasse et du nombre des cycle d'allumage et arrêt entraine une variation des émissions, déjà amplement discuté à la Section 2.7.2 pour le cas de Ponts-Les-Martels. Si comparés à ce dernier cas, les facteurs d'émission CO d'une installation hybride localisée à Payerne en résulte améliorée, surtout pour le cas du circuit 2, comme montré par Figure 40. Dans le cas du facteur d'émission des FiPar (montré en Figure 41) l'impact est plutôt indéterminé, voir en faveur du cas

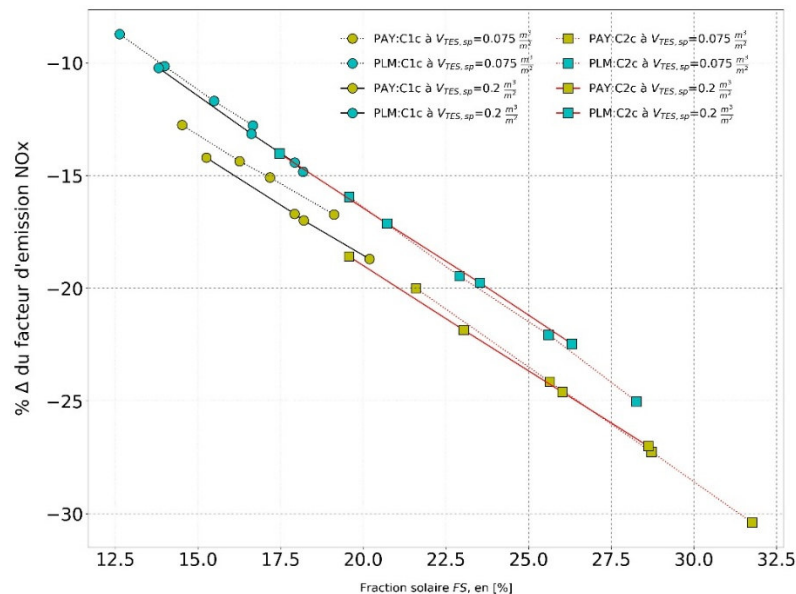


Figure 42 : Variation en pourcentage du facteur d'émission NOx pour le cas d'installation hybride bois-solaire installé à Payerne (PAY) ou Ponts Les Martels (PdM) pour le circuit de référence 1 et 2 dans la variante C et pour  $V_{TES,sp}$  de 0.075 et 0.2 m³/m².

à densité d'énergie majeure, celui de Ponts-Les-Martels. Dans le cas des NOx (montré en Figure 42), d'une façon similaire à la réduction de la consommation de bois, l'installation hybride à Payerne affiche moins d'émissions NOx que celle de Ponts Les Martels.

#### 2.10.2. Impact économique et comparaison de valeurs du LCOH

Comme montré précédemment, l'installation hybride bois-solaire offre de meilleures performances si elle est installée dans un endroit bénéficiant d'une irradiation supérieure et d'une demande de chaleur inférieure. Cependant, la performance technique ne coïncide pas toujours avec la rentabilité de la solution choisie, en particulier en raison de l'amortissement des investissements et de la quantité d'énergie vendue annuellement.

La Figure 43 présente la comparaison directe du coût de revient de la chaleur par technologie pour les différentes installations hybrides ou à PAC, en fonction de la fraction solaire (FS) avant (graphique de gauche) ou après (graphique de droite) avoir considérées les aides gouvernementales pour le PV et le solaire thermique. Le solaire thermique affiche un LCOH qui est inférieur à celui des solutions basées sur la PAC et le PV, que ce soit dans la variante bivalente ou monovalente. En effet, particulièrement dans le cas bivalent, l'amortissement de la PAC a un impact négatif sur le LCOH de cette technologie en raison du nombre d'heures limité pendant lequel la PAC peut fonctionner efficacement. Toutefois, même dans le cas monovalent, pour lequel les heures de fonctionnement de la machine coïncident avec celles du CAD, le coût de production de la PAC dépasse les coûts de la chaleur solaire.

En ce qui concerne le  $LCOH_{hybr}$  de la centrale, le calcul du LCOH pour les variantes installées à Payerne a nécessité l'ajustement du coût de revient de référence de la chaleur biomasse. Cet ajustement est essentiel pour tenir compte de la réduction de la quantité annuelle de chaleur "vendue" par le CAD, sur laquelle sont calculés les amortissements. Le nouveau coût de la chaleur biomasse est calculé au prorata des besoins annuels du CAD. Selon cette approche simplifiée :

- Si une installation située à Ponts-Les-Martels, alimentant un CAD avec une demande de chaleur de 5830 MWh/an, affiche un coût de revient de la chaleur de 80 CHF/MWh, la même installation affichera un  $LCOH_{bio,ref}$  d'environ 87,4 CHF/MWh si elle est placée à Payerne.

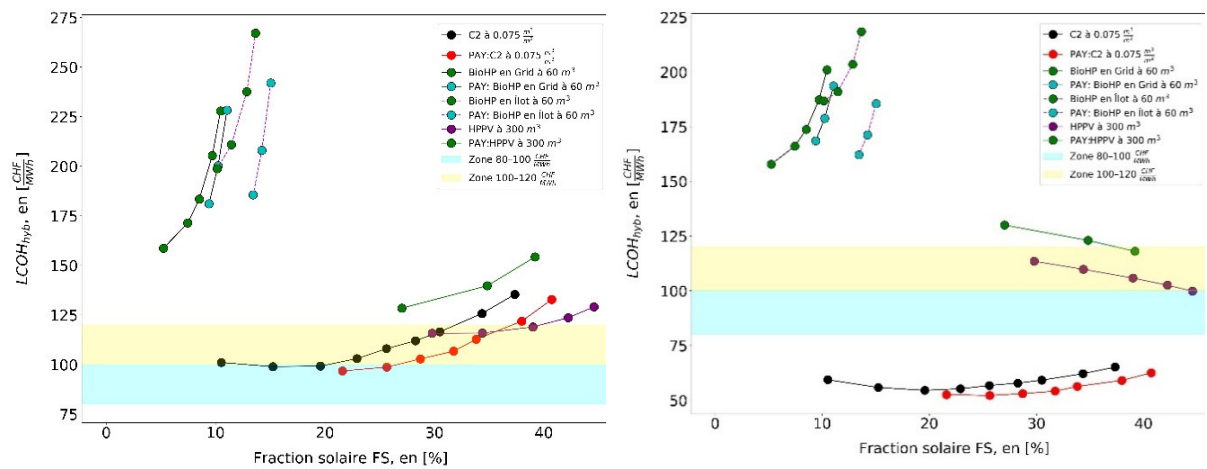


Figure 43 :  $LCOH_{hyb}$  de solutions technologiques (Solaire thermique, PAC bivalent, PAC monovalent) sans composant biomasse.

- D'une manière analogue, si le coût de revient de référence est de 100 ou 120 CHF/MWh pour Ponts-Les-Martels, il sera respectivement de 109 ou 131 CHF/MWh à Payerne.

Vu le graphique de Figure 43, l'hybridation avec le solaire est l'alternative la plus rentable pour la biomasse, surtout dans les cas prévus par les mesures d'incitation du solaire thermique de l'ordonnance pour le climat ([15]), comme, par exemple, la substitution des réseaux CAD à source fossile pour lequel le  $LCOH_{solaire}$  avoisine le 50 CHF/MWh.

Les Figure 44, Figure 45 et Figure 46 montrent la comparaison du  $LCOH_{hyb}$  avec et sans mesures incitatives pour le cas de Ponts-Les-Martels et pour Payerne dans le cas du circuit hybride biomasse – solaire 2 et dans les cas d'installations équipées de PAC et PV, pour un coût  $LCOH_{bio,ref}$  (à Ponts Les Martels) de 80, 100 ou 120 CHF/MWh respectivement (pour Payerne le  $LCOH_{bio,ref}$  est de 87, 109 ou 131 CHF/MWh).

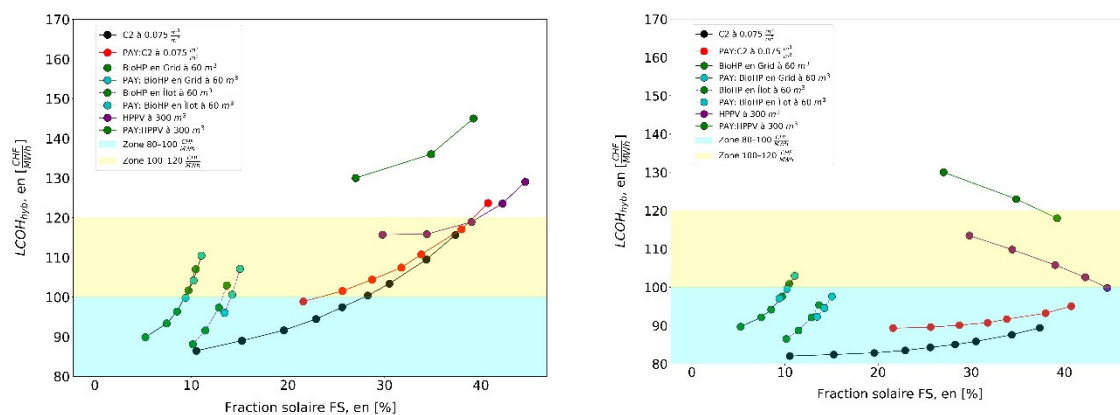


Figure 44  $LCOH_{hyb}$  dans les différentes variantes pour un coût de référence de la biomasse de 80 (Pont-Les-Martels) et 87.4 CHF/MWh (Payerne) sans les aides incitatives du solaire (PV et ST – à gauche) et après financement d'incitation (à droite).

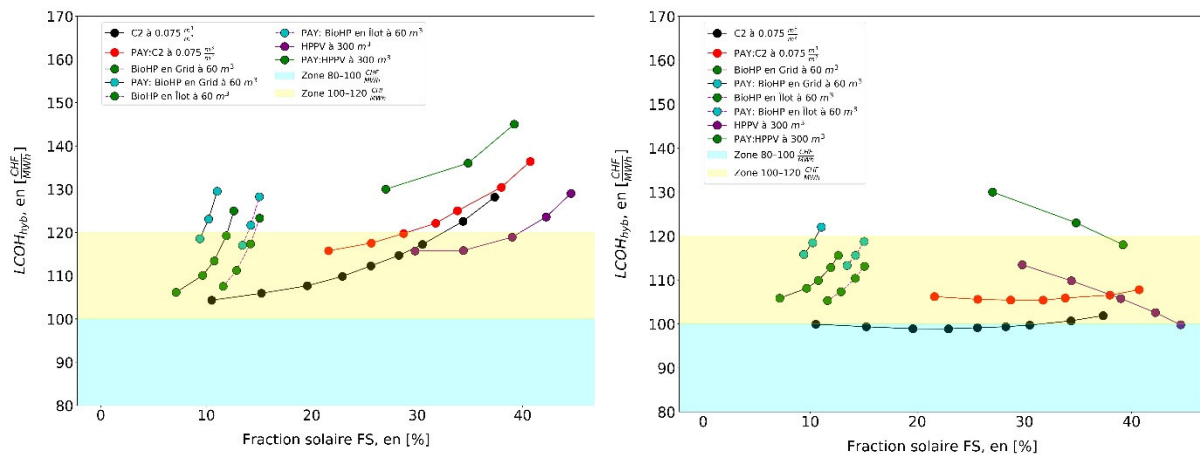


Figure 45  $LCOH_{hyb}$  dans les différentes variantes pour un coût de référence de la biomasse de 100 (Pont-Les-Martels) et 109 CHF/MWh (Payerne) sans les aides incitatives du solaire (PV et ST – à gauche) et après financement d'incitation (à droite).

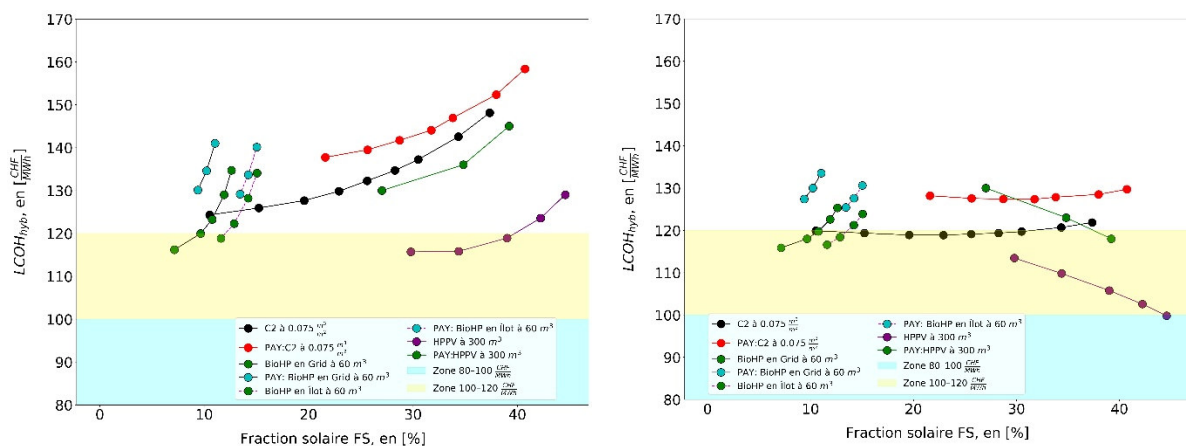


Figure 46  $LCOH_{hyb}$  dans les différentes variantes pour un coût de référence de la biomasse de 120 (Pont-Les-Martels) et 131 CHF/MWh (Payerne) sans les aides incitatives du solaire (PV et ST – à gauche) et après financement d'incitation (à droite).

Les graphiques montrent que le calcul du LCOH de la centrale est impacté par les amortissements des chaudières à bois dans les cas hybrides bois-solaire, ou, dans les cas bivalents, par celui de la PAC sur air. De fait, la combinaison de plusieurs technologies complexifie les aspects financiers et augmente la part de l'amortissement dans le LCOH.

Sans aides gouvernementales, le coût de la chaleur produite par des solutions hybrides est toujours plus élevé que le coût de revient de la biomasse seule. Toutefois, au-delà de 120 CHF/MWh, même une combinaison PAC + bois peut devenir intéressante. À ce niveau de coût, cependant, la solution monovalente de PAC sur eau de nappe devient l'option offrant le LCOH le plus bas, avec le potentiel de devenir encore plus rentable une fois que le tarif de rachat de l'électricité injectée dans le réseau est pris en compte.

Néanmoins, pour un  $LCOH_{bio,ref}$  entre 100 et 120 CHF/MWh et avec les aides gouvernementales, la solution bois-solaire thermique offre les meilleures performances économiques. Par exemple, l'augmentation du prix de base de la chaleur biomasse au-delà de 100 CHF/MWh permettrait au solaire thermique d'apporter une solution compétitive et plus rentable dans le cas de la substitution complète d'un réseau



alimenté à énergie fossile, scénario pour lequel des mesures incitatives au solaire pourraient être appliquées (voir [15]).

Pour un coût  $LCOH_{bio,ref}$  entre 110 et 120 CHF/MWh (et une fraction variable du LCOH de 50 %), les solutions avec PAC sur air extérieur deviennent plus rentables car le CAPEX (dépenses d'investissement) de la PAC devient plus avantageux que celui de la chaudière biomasse. Cependant, avec une solution à PAC reliée au réseau, la fraction solaire obtainable pour la configuration adoptée, même si elle s'améliore en passant d'un climat plus rigide (Ponts-Les-Martels) à un climat plus doux (Payerne), couvre un besoin beaucoup plus faible que dans le cas du solaire thermique. Ce dernier permet d'atteindre le  $LCOH_{hyb}$  le plus bas pour une fraction solaire d'environ 25 % à 30 %.

### 2.10.3. Extrapolation des performances à la Suisse

La comparaison technique et économique entre les différentes solutions à bois-solaire et PAC-PV pour l'alimentation de réseau de chauffage est sûrement limitée dans son extension et par des hypothèses sur les conditions aux limites impactant les performances, les émissions et les analyses économiques. Cependant, la transposition du cas d'étude initialement analysé à Ponts-Les-Martels vers une autre zone climatique SIA, à Payerne, permet d'identifier des intervalles de valeurs typiques pour l'application très spécifique d'installations hybrides bois-solaire.

En généralisant les résultats obtenus pour les deux zones climatique SIA investigués, dans le cas d'une installation bois-solaire selon le circuit d'intégration 2 et pour un intervalle de FS consistant avec le LCOH optimal montré à la Figure 36 (à droite), en Suisse une installation solaire thermique à capteur sous vide d'environ 3500 m<sup>2</sup> peut substituer entre 22 et 27 % de la demande en chaleur d'un réseau CAD alimenté au bois avec un productivité spécifique entre 600 et 680 kWh/m<sup>2</sup>/an. Cette solution pourrait diminuer la consommation du bois entre 27 et 32 % par rapport à une chaufferie purement à plaque, avec cependant des impacts négatives sur les émissions CO (+ 5 à 25 %), des impacts mixtes sur les émissions des particules fines PM10 et PM25 (+10% jusqu'à -5%) et très positifs sur les émissions NOx (- 20 à -25 %). Ce dernier indicateur présent, en outre, une forte linéarité avec la fraction solaire.

Pour un prix du combustible de 50 à 60 CHF/MWh et un coût de production de plus de 100 CHF/MWh, une telle installation afficherait un LCOH inférieur à 95 CHF/MWh, si elle est incluse dans les mesures d'incitation pour le solaire thermique[15].

D'autre côté, une installation hybride biomasse et PAC équipé d'un champ PV de la même extension et relié au réseau, affiche un LCOH comparable à celui de solutions hybride à solaire thermique avec, cependant, une fraction solaire de seulement 7 à 8 % avec un COP net annuel moyen de  $\sim 2.3 \text{ kWh}_{th}/\text{kWh}_e$ . Cependant, même si la fraction solaire est très réduite par rapport au cas du solaire thermique, la PAC permet d'épargner le 27% de la consommation de bois de la chaufferie de référence en utilisant l'électricité du réseau en outre de celle du PV. Les facteurs d'émissions de la seule chaudière biomasse affichent une réduction des particules PM10 et PM2.5 (-12%, à 6.4 grCO/kWh<sub>th</sub>), des émissions CO (-17%, à 84 grCO/kWh<sub>th</sub>) et un changement négligeable des émissions NOx (- 1.5%, à 95 grCO/kWh<sub>th</sub>). Cependant l'utilisation de la courant du réseau rajoute 24 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> (factuer d'émission de la centrale) A l'horizon 2025, ces émissions passeraient à 12 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> vu le mix énergétique futur, fortement décarboné.

Avec une même extension du PV, une installation monovalente pourrait couvrir 16% de la demande du CAD en autoconsommation avec un COP net annuel moyen de  $2 \text{ kWh}_{th}/\text{kWh}_e$ . Dans ce cas, ils n'y auraient pas d'émissions CO, FiPar et NOx, correspondant pour la chaufferie de référence à 2.9 ton de CO, 231 kg de particule fines et 2.7 ton de NOx d'émissions annuels. Cependant, la centrale afficherait un facteur d'émission CO<sub>2</sub> d'environ 127 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub>, estimation réduite à 63 grCO<sub>2</sub>/kWh<sub>th</sub> à l'horizon 2050 (en total, pour le cas de référence, 868 ton/an de CO<sub>2</sub> avec le mix énergétique actuel, et 410 ton/an de CO<sub>2</sub> avec le mix énergétique futur.



#### 2.10.4. Potentiel à niveau national

Si l'on tient compte des indications de la Confédération concernant l'état actuel et les scénarios futurs d'alimentation des réseaux de chauffage à distance ([16]), à l'échelle suisse, les réseaux CAD ont distribué, en 2019, environ 8.4 TWh de chaleur, dont 30 % provenaient du bois.

Les scénarios futurs indiquent que le bois pourrait couvrir environ 10 % des besoins pris en charge par les CAD, face à un potentiel de bois-énergie exploitable de manière écologique estimé entre 16 et 19 TWh (en énergie primaire, tous usages confondus) ([17]).

En 2019, les besoins en chaleur de la Suisse s'élevaient à environ 100 TWh, dont 75 TWh pour la chaleur de confort. Selon les Perspectives énergétiques 2050+, ces besoins pourraient diminuer d'environ 30 % d'ici 2050. Bien qu'il n'existe pas d'estimation précise de la part de la demande totale couverte par les réseaux de chaleur en futur, leur forte expansion est clairement envisagée dans les Perspectives énergétiques 2050+ de la Confédération, tandis que les acteurs du secteur visent une couverture de 50 à 75 % des besoins dans les zones urbaines ([17]).

Compte tenu de ces données, les solutions hybrides bois-solaire atteignant une fraction solaire d'environ 25 % permettraient de réduire la consommation annuelle de bois de plus de 27 %, soit une économie de plus de 680 GWh/an, correspondant à environ 4.3 % de la ressource exploitable (16 TWh/an). En prenant 650 kWh/m<sup>2</sup>/an comme productivité de référence, cela signifie que le potentiel à niveau de surface solaire thermique nécessaire dépasse le 1'000'000 m<sup>2</sup> de collecteurs solaires thermiques.

Dans le cas d'une croissance des CAD à 50 % de la demande en 2050, la part de marché de la biomasse augmenterait légèrement, passant de 3.4 % à 4.8 % (en raison d'une baisse de 30 % à 10 % de la part de chaleur fournie par le bois dans les CAD), tandis que le volume de production resterait stable à 2.52 TWh. Pour une adoption des CAD atteignant 75 % de la demande (soit un facteur 3.7 par rapport aux volumes actuels), la consommation de bois augmenterait à environ 4 TWh/an. Dans ce cas, l'intégration du solaire permettrait une économie supplémentaire d'environ 1 TWh de ressource exploitable, impliquant l'installation de plus de 1'500'000 m<sup>2</sup> de collecteurs solaires thermiques en totale.

Dans le cas des solutions à PAC, la solution hybride bois-PAC et PV pourrait faire épargner 27% de la consommation de bois à travers l'augmentation de la consommation électrique du réseau, mais avec une fraction solaire de seulement 7.5%. En effet, pour économiser ~700 GWh/an de bois, les centrales hybrides biomasse-PAC consommeraient 300 GWh/an d'électricité, dont 23 GWh/an d'origine PV, rajoutant 63000 ton/an de CO<sub>2</sub> dans l'atmosphère (32900 ton à l'horizon 2025) et nécessitant la pose de plus de 22 MW<sub>c</sub> de PV, correspondant à 87'000 m<sup>2</sup>, si on prend comme référence une productivité de 1030 kWh/kW<sub>c</sub>/an.

Pour l'application monovalent, d'autre côté, il est très difficile de faire des hypothèses sur le taux de pénétration et substitution de la solution à biomasse. Si l'on prend comme hypothèse que cette solution puisse substituer 27% de la demande en bois, les 700 GWh/an couverts par cette solution seraient exempt d'émissions CO, FiPar et NOX mais engendraient l'ajout de 105 000 ton/an de CO<sub>2</sub> (ou 49700 ton de CO<sub>2</sub> à l'horizon 2050).

## 3 Conclusions et perspectives

L'étude conduite dans le cadre du projet OptiCADSol a permis de modéliser, simuler et comparer plusieurs architectures d'intégration pour le couplage de chaudières biomasse et collecteurs solaires thermiques, étudiant aussi l'alternative d'une hybridation de la biomasse avec les pompes à chaleur et les systèmes photovoltaïques pour l'alimentation des réseaux de chauffage à distance. En s'appuyant sur le cas de référence du CAD des Ponts-de-Martel, l'analyse a d'abord permis d'établir un modèle de chaufferie bois représentatif et calibré, servant de base pour évaluer les impacts techniques, environnementaux et économiques de différentes stratégies d'hybridation. L'étude a ensuite été étendue à deux zones climatiques distinctes (Ponts-de-Martel et Payerne) afin d'évaluer la robustesse des résultats et leur transposabilité à l'échelle suisse.



Les résultats issus des simulations dynamiques TRNSYS ont permis d'évaluer de manière détaillée la performance des circuits hybrides, la variation du nombre de cycles de chaudières, la consommation de bois, les émissions et le coût actualisé de la chaleur (LCOH). Ces analyses ont conduit à plusieurs constats autour de plusieurs sujets d'investigation.

### 3.1. Centrale hybrides bois-solaire thermique

- Le circuit d'intégration solaire n°2, équipé d'un TES solaire dédié installé en série après le condenseur de fumée, s'est révélé le plus performant, combinant une fraction solaire élevée et une productivité spécifique optimale.
- L'introduction du solaire permet de réduire la consommation annuelle de bois de l'installation de référence de 25 à 30 % pour une fraction solaire d'environ 25 % dans le cas d'un champ solaire thermique de 3000 m<sup>2</sup>.
- L'impact du volume spécifique du stockage thermique (en [m<sup>3</sup>/m<sup>2</sup>]) est déterminant : une capacité de stockage plus élevée accroît la fraction solaire, mais baisse la productivité et augmente les coûts. Un  $VS_{spe}$  de 0.075 permet d'obtenir les LCOH plus bas.
- Les émissions de NOx diminuent systématiquement dans tous les scénarios hybrides, tandis que celles de CO et de particules fines (FiPar) varient selon la topologie ; le circuit 2 permet globalement les réductions les plus marquées.
- Le coût actualisé de la chaleur (LCOH) de la solution bois-solaire devient inférieur à celui de la biomasse seule dès que des mesures d'incitation pour le solaire thermique sont appliquées.

### 3.2. Installation équipée des systèmes à PAC:

- Dans la configuration bivalente *Grid*, la PAC à air indirect présente un bon compromis entre coût d'investissement et disponibilité de chaleur, mais son autoconsommation photovoltaïque reste limitée en raison de la faible simultanéité entre production PV et demande thermique.
- En configuration bivalente *Îlot*, la PAC ne fonctionne qu'avec l'électricité produite localement par le champ PV, permettant d'atteindre une autoconsommation et une fraction solaire plus élevée, mais elle entraîne parfois un déficit de couverture du CAD, sauf (dans le cas de Pont Les Martel) si la puissance PV installée dépasse environ 1,25 MWc et que le stockage dépasse 250 m<sup>3</sup>.
- L'analyse de sensibilité a montré que l'augmentation du volume du stockage thermique améliore nettement les performances de la variante *Îlot*, alors qu'elle a un effet neutre, voire négatif, sur la solution *Grid*, où un volume optimal de 60 à 120 m<sup>3</sup> maximise le rendement global.
- La solution monovalente à PAC sur eau de nappe peut assurer la couverture totale des besoins avec une fraction solaire élevée, mais son LCOH reste supérieur à celui du solaire thermique en raison des coûts d'investissement élevés et de la dépendance aux tarifs électriques. Néanmoins, avec des incitations adéquates et un prix élevé de la chaleur biomasse (> 120 CHF/MWh), elle devient économiquement concurrentielle même aux solutions purement à bois.
- Enfin, le rachat de l'électricité excédentaire injectée dans le réseau améliore significativement la rentabilité des variantes *Îlot* et monovalente, montrant qu'une intégration intelligente du PV et des PAC peut renforcer la flexibilité et la viabilité économique des réseaux thermiques bas-carbone.

### 3.3. Comparaison des différentes solutions :

- L'hybridation avec le solaire est l'alternative la plus rentable pour la biomasse, surtout dans les cas prévus par les mesures d'incitation du solaire thermique de l'ordonnance pour le climat
- Le calcul du  $LCOH_{hyb}$  de la centrale est impacté par les amortissements des chaudières à bois dans les cas hybrides bois-solaire, ou, dans les cas bivalents, par celui de la PAC sur air.



- Pour un  $LCOH_{bio,ref} \leq 120$  CHF/MWh, le solaire thermique est plus compétitif que les solutions à PAC, en particulier pour des fractions solaires supérieures à 20 %.
- À des coûts de biomasse supérieurs ( $\geq 120$  CHF/MWh), les PAC sur eau de nappe deviennent compétitives, mais leur avantage économique reste sensible aux tarifs de reprise de l'électricité et aux subventions.

### 3.4. Généralisation des résultats et impact à l'échelle nationale :

- La transposition du modèle à Payerne (zone SIA 4) a montré une amélioration de la productivité solaire et une réduction accrue de la consommation de bois, confirmant la dépendance des performances au climat local.
- En extrapolant ces résultats à l'ensemble des CAD suisses, l'adoption de solutions hybrides bois-solaire couvrant 25 % des besoins permettrait de réduire la consommation nationale de bois de plus de 27 %, soit environ 700 GWh/an, correspondant à 4,3 % du potentiel exploitable de 16 TWh/an.
- À l'horizon 2050, avec une extension de la couverture des CAD à 50 % de la demande nationale, la part de biomasse passerait de 3,4 % à 4,8 %, pour un volume de production stable d'environ 2,5 TWh/an, et une économie potentielle de 1 TWh/an de ressource bois grâce à l'intégration du solaire thermique.

En conclusion, les travaux menés démontrent que le couplage solaire-bois constitue une voie techniquement robuste, écologiquement avantageuse et économiquement compétitive pour la décarbonation des réseaux thermiques suisses. L'optimisation des schémas hydrauliques, de la régulation et du dimensionnement des stockages apparaît comme la clé d'une généralisation réussie de ces systèmes hybrides à l'échelle nationale. D'autres solutions existent qui peuvent être compétitive sous certaines conditions.

### 3.5. Perspectives

Les résultats obtenus dans le cadre du projet ouvrent des perspectives prometteuses pour le développement de réseaux de chaleur hybrides bois-solaire à grande échelle. Les analyses menées démontrent que la combinaison d'un champ solaire thermique performant avec des chaudières biomasse bien régulées peut offrir une solution durable, robuste et économiquement compétitive pour la décarbonation du parc énergétique suisse. Dans un contexte où la ressource en bois devient une matière stratégique, le solaire thermique se positionne comme un vecteur d'économie du combustible local, contribuant directement à préserver le potentiel national de biomasse tout en stabilisant les émissions polluantes. L'intégration de stockages de chaleur mutualisés représente également un levier majeur pour accroître la flexibilité des chaufferies, limiter l'impact du solaire sur les cycles des chaudières et optimiser la valorisation de la production solaire estivale.

À moyen terme, la généralisation de tels concepts pourrait soutenir la transition des réseaux CAD existants vers des systèmes 100 % renouvelables, en s'appuyant sur les incitations déjà prévues par les politiques climatiques nationales. L'approfondissement des travaux devrait viser l'optimisation du pilotage énergétique multi-sources, la validation expérimentale des régulations saisonnières et l'évaluation du rôle du stockage dans l'équilibre bois-solaire. Enfin, bien que les solutions à PAC représentent une alternative crédible pour certains contextes urbains, le couplage bois-solaire conserve une pertinence particulière dans les zones rurales et mixtes, où il peut conjuguer autonomie énergétique, réduction des émissions locales et valorisation des ressources territoriales.



## 4 Publications et autres communications

Présentation orale dans le cadre de la conférence EuroSun2024 tenue à Chypres :

Pauletta S, Jobard X., Duret A., Quentin F, Optimizing energy and economic performance of solar-biomass systems for rural district heating: a technical and financial analysis, (in-press) présenté à EuroSun24, Cyprus

## 5 Bibliographie

- [1] Nussbaumer T. Guide de planification - Chauffage à distance. Bern: 2018.
- [2] CSD ingénieurs SA. Perspectives chaleur - Perspectives de valorisation du potentiel de chaleur renouvelable du canton de Vaud. Lausanne: 2021.
- [3] Von Gunten D, Rager J, Puthod L, Dériaz T, Deschaintre L, Robineau J-L, et al. SolCAD – Potentiel du solaire thermique chauffages à distance en Suisse dans. Bern: 2022.
- [4] Good J, Thalmann S, Nussbaumer T, Keel A, Jenni A, Küttel P, et al. Planungshandbuch, Schriftenreihe QM Holzheizwerke Band 4. 3. Auflage. Straubing: C.A.R.M.E.N. e.V.; 2022.
- [5] Faessler J, Hollmuller P, Mermoud F, Sig R, Monnard : M. Réseaux thermiques multi-resources efficaces et renouvelables : Retour d'expérience sur la rénovation de la chaufferie de quartier de Laurana-Parc à Thônex (GE) 2016.
- [6] Schneider S, Brischoux P, Santandrea D, Hollmuller P. Retour d'expérience énergétique sur le quartier des Vergers à Meyrin (Genève) - Rapport intermédiaire 2020.
- [7] Haller MY, Paavilainen J, Konersmann L, Haberl R, Dröschner A, Frank E, et al. A unified model for the simulation of oil, gas and biomass space heating boilers for energy estimating purposes. Part I: Model development. J Build Perform Simul 2011;4:1–18. <https://doi.org/10.1080/19401491003671944>.
- [8] Zotter, P., Nussbaumer, T. (2022). *Aktualisierung Emissionsmodell Holzfeuerungen 2020 - Schlussbericht*. Rapport final commandé par l'Office fédéral de l'environnement (OFEV). Verenum AG, Zurich, 21 novembre 2022
- [9] Zotter, Peter, Jürgen Good, et Thomas Nussbaumer. *Starts von automatischen Holzfeuerungen – Emissionsmessungen und Daten von Praxisanlagen*. 18. Holzenergie-Symposium: Von der Forschung zur Umsetzung, édité par Thomas Nussbaumer, 61–80. Zürich: Verenum AG, 2024.
- [10] Duret, A., Jobard, X., Pauletta, S., & Demonchy, G. (2024). *Performance Monitoring of an 800m2 Solar Thermal Plant with Evacuated Flat Plate Collectors coupled to a DHN*. (2022) EuroSUN2022, <https://doi.org/10.18086/eurosun.2022.04.02>
- [11] Société Suisse des Ingénieurs et des Architectes (SIA). *SIA 2028 : Données climatiques pour la physique du bâtiment, l'énergie et les installations du bâtiment*. Zurich : SIA, 2010.
- [12] Energie Bois. « Indice des prix des plaquettes et des pellets ». Consulté le 7 octobre 2025. <https://www.energie-bois.ch/themes-specialises/indice-des-prix-des-plaquettes-et-des-pellets>.
- [13] Zenhäusern D. et al., *SolHOOD: Solar energy neighbourhoods – Optimal design and operation of heat, cold and electricity supply on the neighbourhood scale*, Rapport intérimaire (Rapperswil : SPF Institut für Solartechnik, OST Ostschweizer Fachhochschule et IGT Institut de génie thermique, HEIG-VD, 26 septembre 2023).



- [14] [Good J. et al., QM Holzheizwerke \(2022\) QM bois](#)
- [15] *Ordonnance sur la protection du climat, OCl. Recueil officiel du droit fédéral* 2024: 772. Publié par FedLex. Accessed [Date of Access]. <https://www.fedlex.admin.ch/eli/oc/2024/772/fr>.
- [16] Conseil fédéral. *Potentiel des installations de chauffage et de refroidissement à distance*. Rapport du Conseil fédéral en réponse au postulat 19.4051, groupe libéral-radical, 18 septembre 2019. Berne: Office fédéral de l'énergie (OFEN), 2021. Consulté à l'adresse <https://www.news.admin.ch/news/message/attachments/69677.pdf>.
- [17] Office fédéral de l'énergie (OFEN). *Perspectives énergétiques 2050+. Résumé des principaux résultats*. Berne: Confédération Suisse, 2020. Consulté à l'adresse <https://www.bfe.admin.ch/bfe/fr/home/politique/perspectives-energetiques-2050-plus.html/>
- [18] Schürch, Marc, Monica Bulgheroni, et Michael Sinreich. "Températures des eaux souterraines: un aperçu de l'état et de l'évolution en Suisse." *Aqua & Gas* No 7/8 (juillet/août 2018). [https://www.aquaetgas.ch/fr/eau/eau-potable-et-eaux-souterraines/ag2018-07\\_fasch%C3%BCrch/](https://www.aquaetgas.ch/fr/eau/eau-potable-et-eaux-souterraines/ag2018-07_fasch%C3%BCrch/)
- [19] Swiss Federal Office of Energy (SFOE). *TriSolHP – Couplage direct d'un champ de modules PVT avec un système PAC utilisant des réfrigérants naturels pour le chauffage des bâtiments d'habitation collectif et la production d'eau chaude sanitaire*. ARAMIS Project No. SI/502283. Accessed 15.10.2025. <https://www.aramis.admin.ch/Texte/?ProjectID=49261>
- [20] B. Wiederkehr (AES). *Recommandation pour l'évaluation des réseaux. Projet Merkur Access II*. Association des entreprises électriques suisses, 18 juin 2008 (Aarau) N° d'édition 1012/A f.
- [21] Bloch L, Sauter Y et Jacqmin F. *Observation des prix de marché photovoltaïque 2024. Rapport final, 10 juillet 2025*. SuisseÉnergie, 2025
- [22] SuisseEnergie, *Coûts d'exploitation des installations photovoltaïques*. Consulté le 7 octobre 2025. <https://pubdb.bfe.admin.ch/fr/publication/download/8665>.
- [23] Romande Énergie, *"Tarifs d'électricité 2024", pdf*, consulté le 7 octobre 2025, [https://www.romande-energie.ch/images/files/prix-electricite/2024\\_prix-electricite\\_re.pdf](https://www.romande-energie.ch/images/files/prix-electricite/2024_prix-electricite_re.pdf)



## 6 Annexe

### 6.1. Données source pour la modélisation énergétique

#### 6.1.1. Météo de Ponts-Les-Martels

Figure 47 montre la distribution d'ensoleillement et des températures diurnes et nocturnes dans l'année considéré (2021) pour Ponts-Les-Martels. L'irradiation globale sur le plan horizontal est de 1238 kWh/m<sup>2</sup>/an, dont 590 kWh/m<sup>2</sup>/an due à la fraction diffuse et 647 kWh/m<sup>2</sup>/an à la fraction directe, tandis que sur le plan des capteurs inclinés à 37° sur l'horizontal, l'irradiation globale atteint 1450 kWh/m<sup>2</sup>/an.

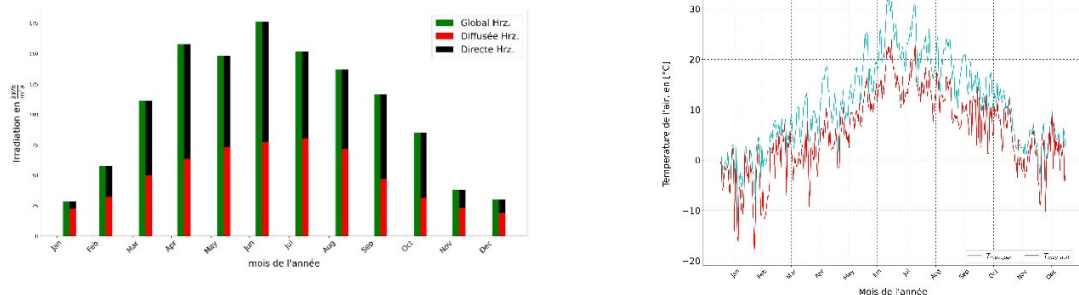


Figure 47 : Irradiation sur le plan horizontal (gauche) et moyennes journalières et nocturnes de la température de l'air extérieure (droite) à Ponts-Les-Martels.

#### 6.1.2. Météo de Payerne

Figure 48 montre la distribution d'ensoleillement et des températures diurnes et nocturnes dans l'année considéré (2021) pour Payerne. L'irradiation globale sur le plan horizontal est de 1323 kWh/m<sup>2</sup>/an, dont 523 kWh/m<sup>2</sup>/an due à la fraction diffuse et 799 kWh/m<sup>2</sup>/an à la fraction directe, tandis que sur le plan des capteurs inclinés à 37° sur l'horizontal, l'irradiation globale atteint 1560 kWh/m<sup>2</sup>/an.

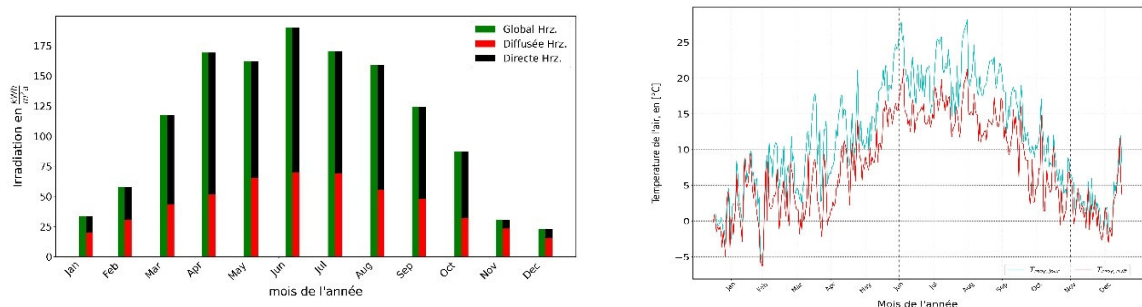


Figure 48 : Irradiation sur le plan horizontal (gauche) et moyennes journalières et nocturnes de la température de l'air extérieure (droite) à Payerne.

#### 6.1.3. Température de l'eau de la nappe

Pour déterminer la température de l'eau de nappe, un modèle de profil journalier de variation de température sinusoïdale a été couplé avec des informations de littérature curant, selon lesquels la température des aquifères alpins diminue d'environ 0,37 °C par 100 m d'altitude. Sur le Plateau et au sud des Alpes, les aquifères alluviaux situés en plaine présentent une température moyenne pluriannuelle comprise entre 10 °C et 13 °C. ([18]).



En particulier, le profil de température de l'eau de nappe dans la région météorologique de Payerne a été prise entre 12 et 10.5°C, tandis que celui pour le cas hypothétique placée aux 1000 m d'altitude de Ponts-Les-Martel entre 4.5 et 8°C.

#### 6.1.4. Transposition de la consommation du CAD au climat de Payerne

Les besoins en énergie du réseau CAD alimentée par la chaufferie de référence, localisé dans la zone météorologique SIA n.2, ont été transposée à la zone météorologique SIA N.5, où Payerne est situé.

Pour adapter la courbe de charge du réseau, la méthode de degrés-heures a été appliqué aux besoins de chauffage, tandis que les besoins pour la production ECS ont été calculés sur la base de la charge du besoin estivale et rajoutés aux besoins pour le chauffage du CAD « déplacé ». Selon les profils des moyenne diurnes et nocturne de deux endroits d'installation montrés en Figure 47 et Figure 48, la météo de Pont-Les-Martels affiche des valeurs de températures de l'air maximum autour de 30°C et minimal jusqu'à -10°C, tandis que Payerne affiche un climat plus doux avec moins de valeurs extrêmes (maximum autour de 27°C, minimum autour de -7°C).

Figure 49 montre la comparaison du profil d'énergie fournie au réseau CAD à granularité mensuelle (gauche, en MWh) et horaire (droite, en kWh). En totale, la demande du réseau CAD d'origine situé à Pont Les Martels est de 5830 MWh/an tandis que le CAD transposé à Payerne afficherait une consommation de 5340 MWh/an.

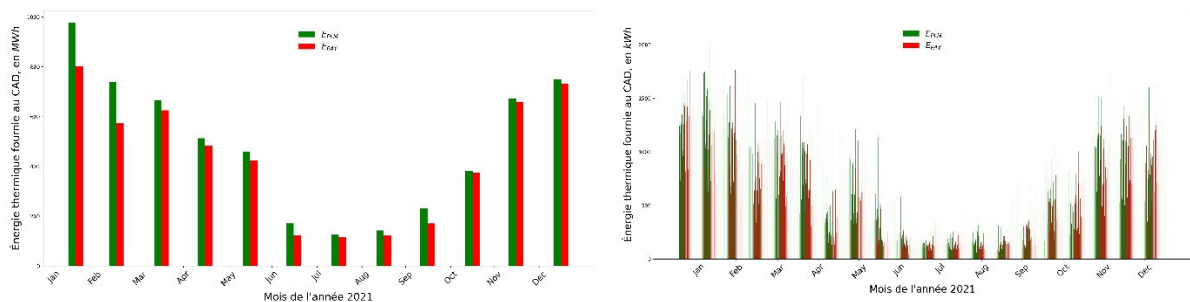


Figure 49: Comparaison de profils de demande du CAD à granularité mensuelle (gauche, en [MWh]) ou horaire (droite, en [kWh]).

## 6.2. Technologies et modèles

### 6.2.1. Panneau PV

Le panneau PV a été choisi parmi les modèles à disposition sur le marché avec les performances montrée en Figure 50 (à gauche), avec une puissance crête de 795 W, des dimensions 1.303 m x 2.384 m et une efficacité de pic de 23.3%.

Dans le modèle TRNSYS, l'installation PV a été modélisé avec le TYPE 194, qui permet de modéliser aussi l'onduleur. Le champ PV a été dimensionné en multiples de lignes de 17 panneaux en série, d'une puissance de pic de 13.5 kWc. L'efficacité de l'onduleur introduite dans le TYPE 194 a été basée sur les données-constructeur montrées en Figure 50 (à droite).



Number of cells in series within a module =  $132$  [-]  
Open circuit voltage at reference conditions =  $50.88$  [V]  
Short circuit current at reference conditions =  $19.44$  [amp]  
Max. power voltage at reference conditions =  $42.83$  [V]  
Max. power current at reference conditions =  $18.57$  [amp]  
Temperature. coef. of short circuit current =  $0.007092$  [1/K]  
Temperature. coef. of open circuit voltage =  $-0.0012$  [V/K]

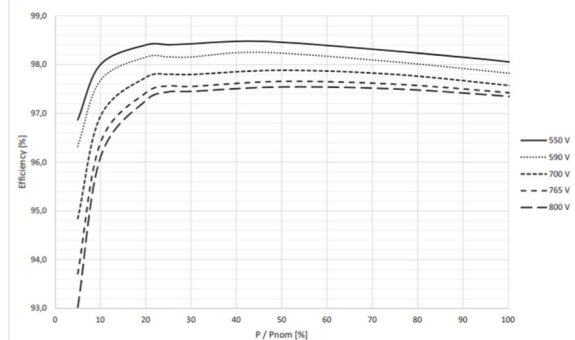


Figure 50 : Paramètres du model de panneau PV adopté dans les simulations (à gauche), et performance de référence pour l'onduleur (à droite).

### 6.2.2. PAC

La modélisation de la Pompe à Chaleur (PAC) repose sur le cycle de l'ammoniac. Ce choix est justifié par les hautes températures d'application visées et par la polyvalence de ce réfrigérant naturel, qui peut être adapté aux différentes plages de températures typiques des applications monovalentes ou bivalentes.

Pour des raisons de simplicité, nous avons retenu un cycle thermodynamique simple. La possibilité d'optimiser le Coefficient de Performance (COP) en utilisant plusieurs machines raccordées hydrauliquement en série côté condenseur n'a pas été prise en compte.

Les deux types d'applications étudiées ont été supposées être équipées, chacune, d'un modèle de PAC eau/eau dimensionnée selon les conditions nominales de fonctionnement suivantes :

- Cas bivalent : puissance de  $684 \text{ kW}_{\text{th}}$  pour  $2\text{--}7^\circ\text{C}$  à l'évaporateur et  $51\text{--}70^\circ\text{C}$  au condenseur. La température est choisie sur la base du minimum de température journalière moyenne pendant la période de fonctionnement monovalent (entre mai et septembre). Vu que la PAC utilise un aérotherme comme source de chaleur à basse température, au point nominale la température de l'air est prise à  $10^\circ\text{C}$ .
- Cas monovalent : puissance de  $1700 \text{ kW}_{\text{th}}$  pour  $5^\circ\text{C}$  à l'évaporateur et  $90^\circ\text{C}$  en sortie du condenseur ( $\Delta T_{\text{max}}$  dans le condenseur  $25^\circ\text{C}$ ). La température est choisie sur la base du minimum de température de l'eau de nappe durant la période hivernale.

Dans les deux cas, les performances ont été calculés sur la base d'un modèle physique développé pour le projet TriSolHP [19] et ils sont montrés en Figure 51 pour le cas monovalent, et en Figure 52 pour le cas bivalent.

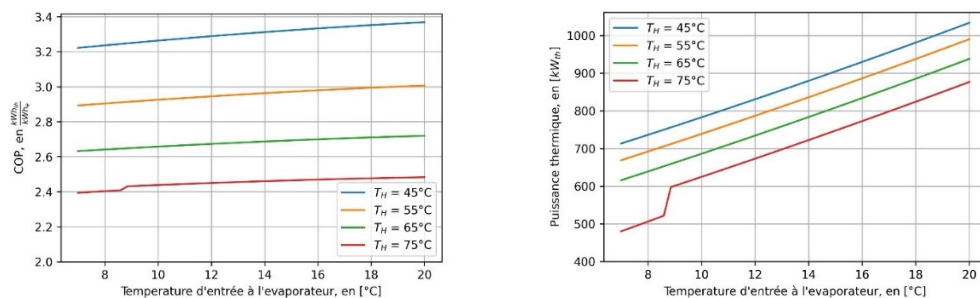


Figure 51 : Performances de la PAC pour le cas bivalent.

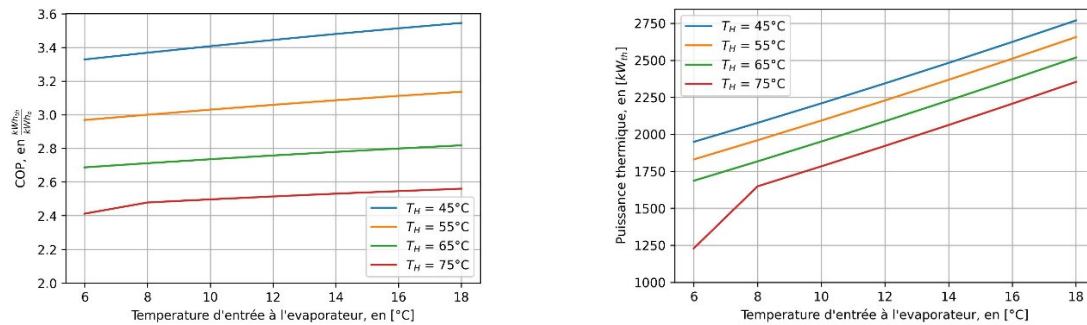


Figure 52 : Performances de la PAC pour le cas monovalent.

## 6.3. Éléments de modélisation économique

### 6.3.1. Fonctions de coût pour le CAPEX

Dans la suite, les différents modèles de coût utilisés dans l'analyse économique sont affichés sans discussion. Ils proviennent d'informations de terrain de partenaire du projet et de l'HEIG-VD. La fonction de coût pour le TES et pour la conduite de connexion entre solaire et chaufferie sont montrée en Figure 53, et la fonction de coût utilisée pour le champ solaire est montrée en Figure 54. La longueur  $L$  de la conduite de connexion à la chaufferie est estimée sur la base de la surface du champ solaire  $A$ , selon l'approximation  $L = 2\sqrt{A}$ , en [m].

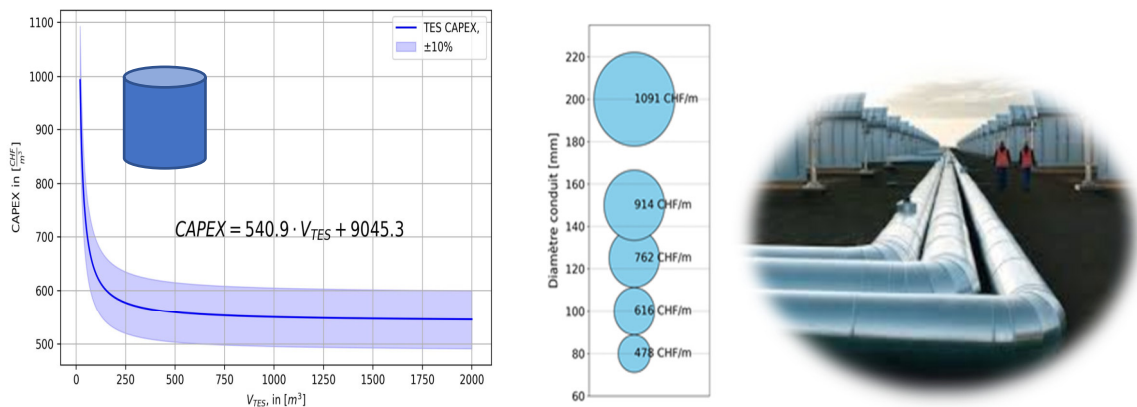


Figure 53: Fonction de coût pour le CAPEX du TES (gauche) et des conduites de connexion (droite).

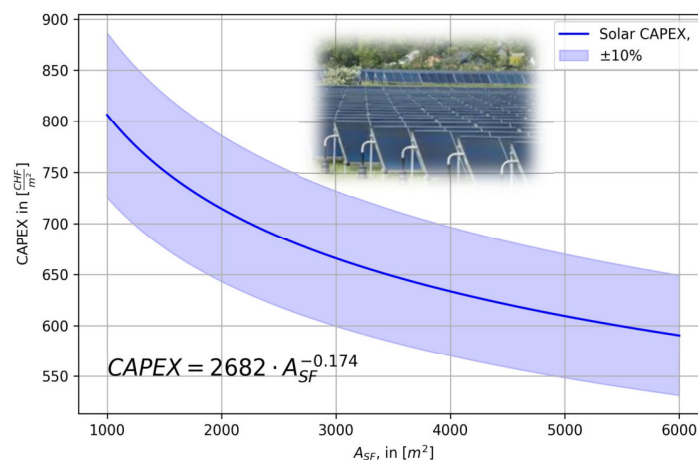


Figure 54: Fonction de coût en [CHF/m<sup>2</sup>] pour évaluer le CAPEX du champ solaire.

Dans le cas des variantes basées sur technologie PAC et PV, il faut distinguer les deux cas de production monovalent ou bivalent (mix biomasse + PAC). Dans le cas monovalent (PAC de 1800 kW sur eau de nappe), l'installation a été considérée composée par les sous-systèmes suivants :

- PAC eau / eau à cycle ammoniac de 1800 kW ;
- puit d'extraction et de réinjection à basse profondeur pour l'eau de la nappe (à un coût estimé à 150 kCHF / MW<sub>th</sub>) ;
- cabine MT pour accéder aux tarifs MT ou au marché libre de l'électricité (pour la composante énergie seulement) ;
- Installation PV reliée au réseau (pas des batteries).

Dans le cas bivalent, au-delà de l'installation biomasse, la chaufferie a été divisée selon le schéma suivant :

- PAC eau / eau à cycle ammoniac de 600 kW en lieu de la chaudière plus petite de la cascade (B1) ;
- échangeur air-liquide (montré en figure, d'un prix de ca 135 KCHF) ;
- Installation PV reliée au réseau (pas des batteries).

Figure 55 montre la fonction de coût utilisée pour la PAC eau / eau (y.c. accessoires et pose) et le Tableau 5 montre le modèle de prix pour la cabine MT, dérivé de données publiées par la branche pour le marché suisse de l'électricité en 2007 ([20]), et adaptés aux prix 2024 avec l'index de prix de la construction (Baupreisindex). Le CAPEX pour la source à basse température doit inclure le prix de l'aérotherme (135kCHF), la pose et l'intégration hydraulique (yc MCR). Pour parvenir au CAPEX effectif de ce sous-système, donc, on applique un facteur 1.7 au prix de base (1.7 étant un "educated guess" du personnel de terrain).

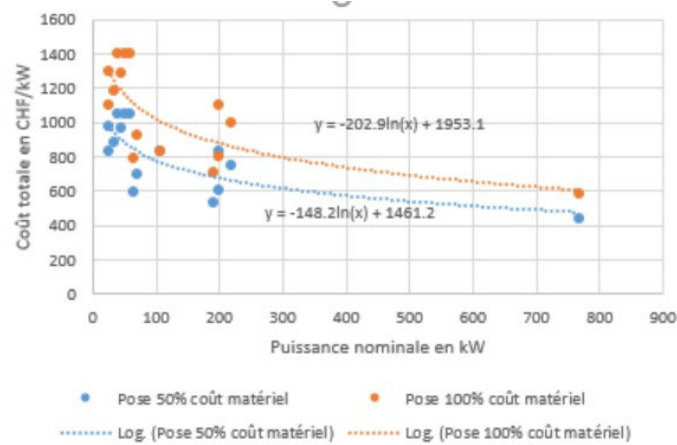


Figure 55: Fonction de cout utilisée pour l'estimation du cout spécifique pour le PAC eau-eau.

Tableau 5: Estimations de coûts principaux pour la réalisation des cabines MT.

| Puissance de la cabine                                           | 300 kVA | 600 kVA | 800 kVA | 2000 kVA |
|------------------------------------------------------------------|---------|---------|---------|----------|
| Station transformatrice (moyenne, extérieur)                     | 61      | 76      | 90      | 175      |
| Transformateur                                                   | 18      | 25      | 28      | 57       |
| Bâtiment                                                         | 25      | 28      | 30      | 60       |
| Usage propre                                                     | 26      | 26      | 26      | 26       |
| Dispositifs secondaires (protection, commande, mesure, 2 champs) | 86      | 100     | 100     | 155      |
| Cabine de distribution câbles                                    | 9       | 10      | 11      | 12       |
| Total estimé                                                     | 225     | 265     | 285     | 485      |

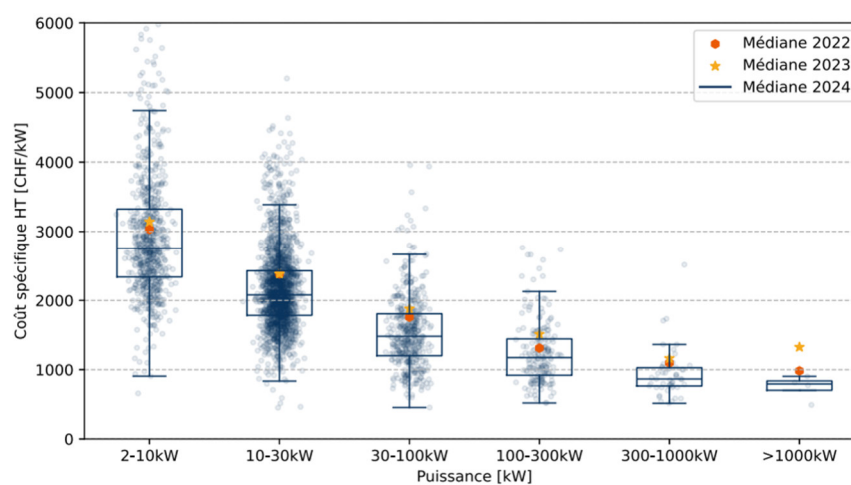


Figure 56: Coûts spécifiques pour le PV publiés par l'Observatoire des prix de marché photovoltaïque 2024 [21].

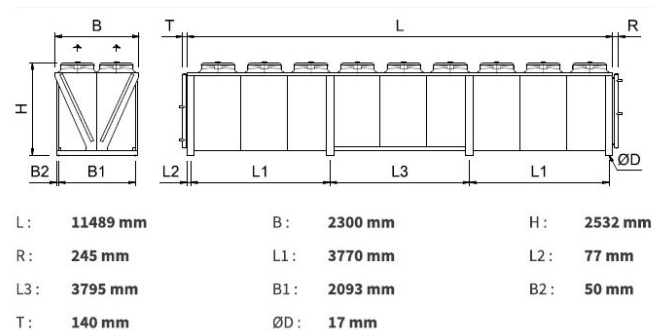


Figure 57: Échangeur air-liquide pris comme source à basse température pour le cas bivalent PAC-biomasse.

Pour la technologie photovoltaïque, la fonction de coût pour l'installation PV a été dérivée à partir de données publiées de l'Observatoire des prix de marché photovoltaïque et montrés en Figure 56.

### 6.3.2. Éléments de l'OPEX

Dans le modèle économique, les OPEX suivantes ont été considérés :

- La consommation électrique des pompes et de PAC selon le profil tarifaire adopté et au net de l'injection dans le réseau ;
- Dépenses pour les pièces de rechange, évalués à 0.5 % du CAPEX / an ;
- OPEX pour le PV : 20 CHF/MWh<sub>e</sub>, selon ce qu'on peut conclure des informations présentées en Figure 58 (source [22]).

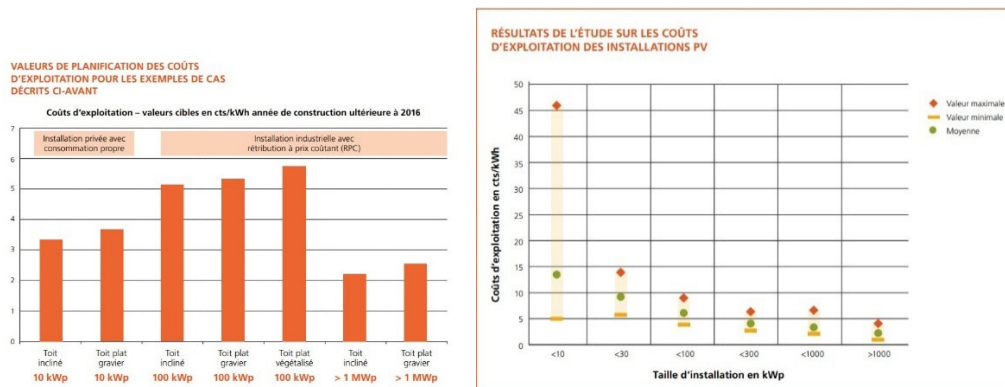


Figure 58: Informations considérées pour établir le coût d'exploitation du PV (source [22]).

### 6.3.3. Incitations publiques pour les énergies renouvelables prise en compte

Le modèle économique adopté pour l'analyse des différentes variantes a été appliqué dans le cas où des incitations publiques pour les énergies renouvelables soient accessibles ou non. Les incitations publiques considérées sont les suivantes :

- Pour la technologie solaire thermique : la mesure du programme d'Impulsion pour le chauffage et l'eau chaude dans les bâtiments pour des installations de plus de 100 kW avec un apport maximal fossile de 10% et dédié aux installations de remplacement des chauffages aux énergies fossiles. La mesure prévoit 2400 CHF + 1000 CHF/kW, où la puissance de référence des collecteurs est



donnée par l'outil en ligne <https://www.kollektorliste.online/>. Selon la "Kollektorliste", le collecteur solaire thermique a une puissance nominale de 1172 W par collecteur, d'une surface hors-tout de 1.96 m<sup>2</sup>.

- Pour la technologie solaire photovoltaïque : possibilité de reprise de l'électricité excédentaire produite à la tarif "Sans garantie d'origine" montrée en Figure 59. Dans le cas où l'incitation n'est pas considérée, la possibilité d'injecter dans le réseau l'excédentaire électrique est maintenue.

|             | Prix de reprise<br>(ct. / kWh)       |                                      |
|-------------|--------------------------------------|--------------------------------------|
|             | Sans garantie d'origine <sup>2</sup> | Avec garantie d'origine <sup>2</sup> |
| Trimestre 1 | 9.65                                 | 10.15                                |
| Trimestre 2 | 8.26                                 | 8.76                                 |
| Trimestre 3 | 8.65                                 | 9.15                                 |
| Trimestre 4 | 9.52                                 | 10.02                                |

Figure 59: tarif de reprise de l'électricité excédentaire et injectée dans le réseau électrique.

#### 6.3.4. Paramètres financiers

Le Tableau 6 montre les valeurs adoptées pour les principaux paramètres du modèle économique.

Tableau 6: Principaux paramètres adoptés pour l'analyse économique.

| Paramètre                                                    | Valeur | Unité             |
|--------------------------------------------------------------|--------|-------------------|
| Durée de vie de l'installation solaire / conduite de liaison | 25     | ans               |
| Durée de vie du TES                                          | 50     | ans               |
| OPEX (pièces de rechange)                                    | 1      | %/an              |
| Taux d'actualisation                                         | 3      | %                 |
| Densité du combustible                                       | 240    | kg/m <sup>3</sup> |
| PCS du combustible                                           | 22570  | kJ/kg             |

#### 6.3.5. Tarif électrique

En référence aux tarifs pour l'électricité de la Romande Energie (voir [18]), le tarif électrique appliqué pendant les simulations a été le suivant :

- Cas d'installation hybride bois-solaire ou bois-PAC : le tarif électrique appliqué est celui BT à haute DPU (22.57 – 30.78 ctsCHF/kWh)
- Cas d'installation monovalent à PAC sur eau de nappe : le tarif appliqué est celui MT à haute DPU (21.52 – 28.82 ctsCHF/kWh)



## 6.4. Graphiques et résultats des simulations pour les circuits bois-solaire

### 6.4.1. Performance de 4 circuits dans les 3 variantes pour Ponts-Les-Martel.

Figure 60 à Figure 63 montrent la productivité spécifique et la fraction solaire en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire et du volume spécifique pour les 4 circuits de référence dans les 3 variantes de simulation.

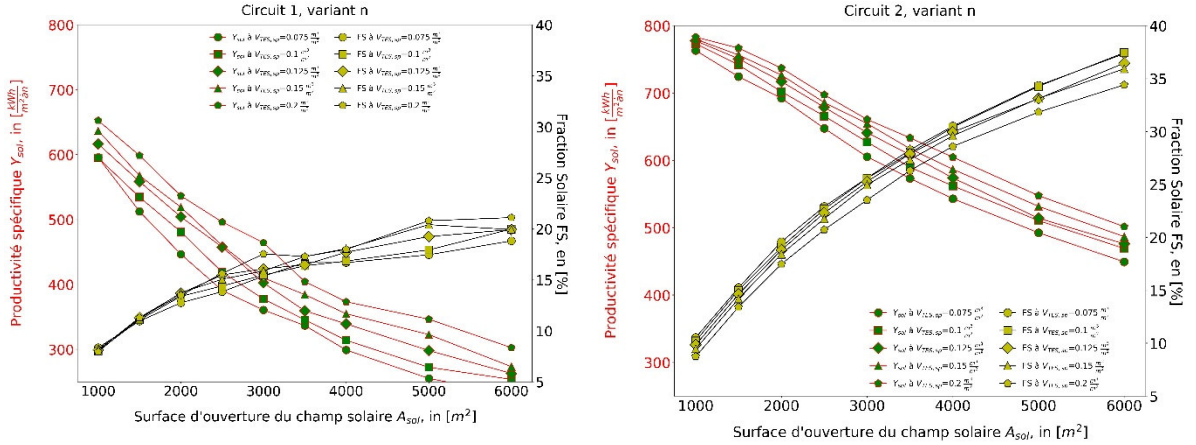


Figure 60 : Productivité spécifique  $Y_{sol}$  et fraction solaire FS en fonction de la surface du champ solaire et du volume spécifique du TES pour la variante N des circuits hydrauliques de référence 1 et 2.

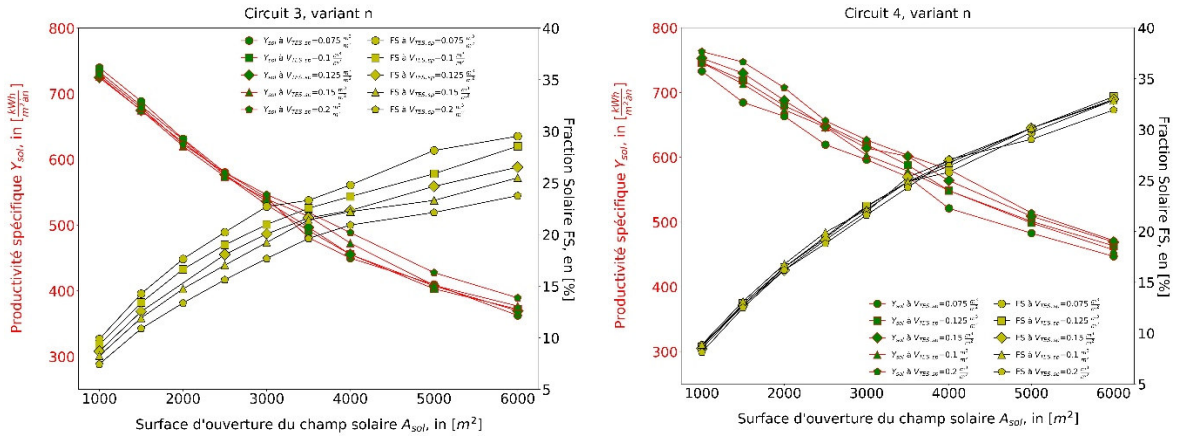


Figure 61 : Productivité spécifique  $Y_{sol}$  et fraction solaire FS en fonction de la surface du champ solaire et du volume spécifique du TES pour la variante N des circuits hydrauliques de référence 3 et 4.

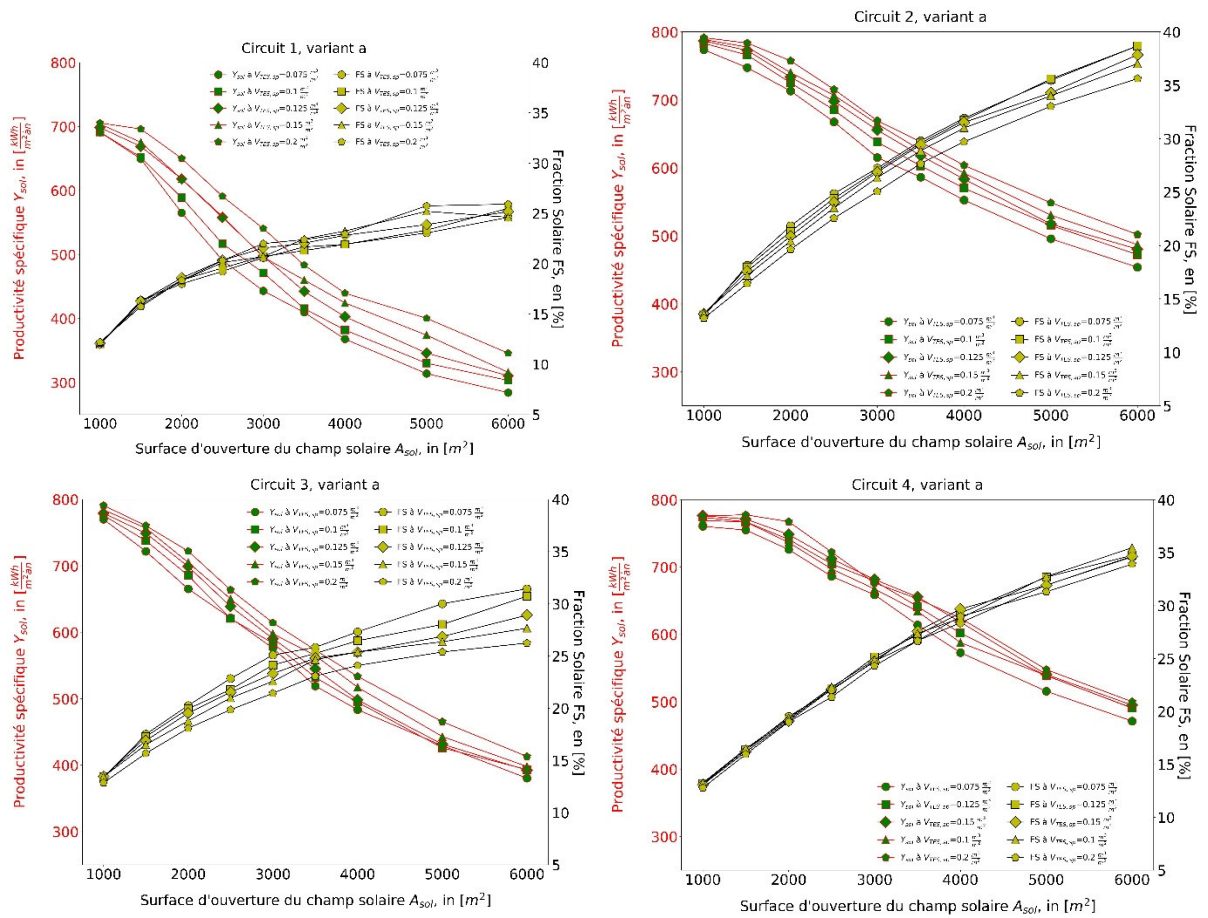
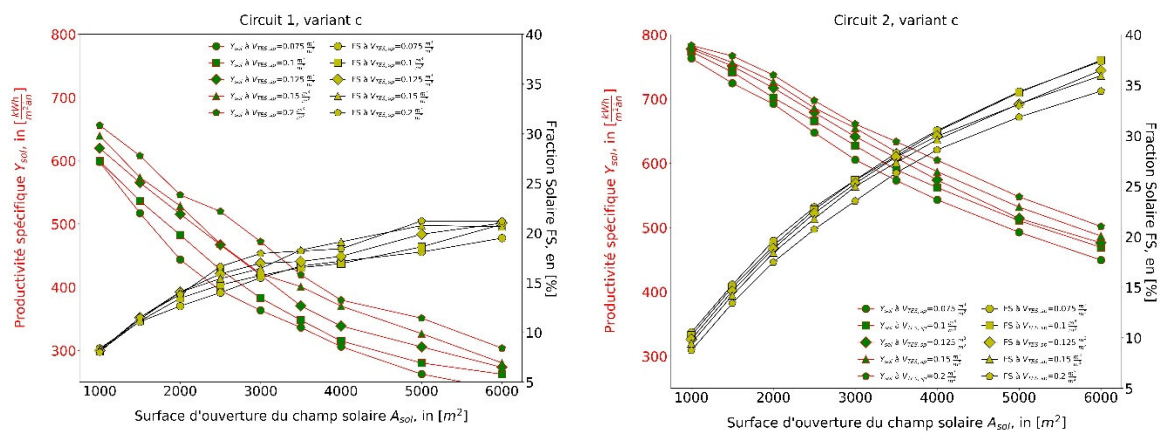


Figure 62 : Productivité spécifique  $Y_{sol}$  et fraction solaire FS en fonction de la surface du champ solaire et du volume spécifique du TES pour la variante A des circuits hydrauliques de référence.



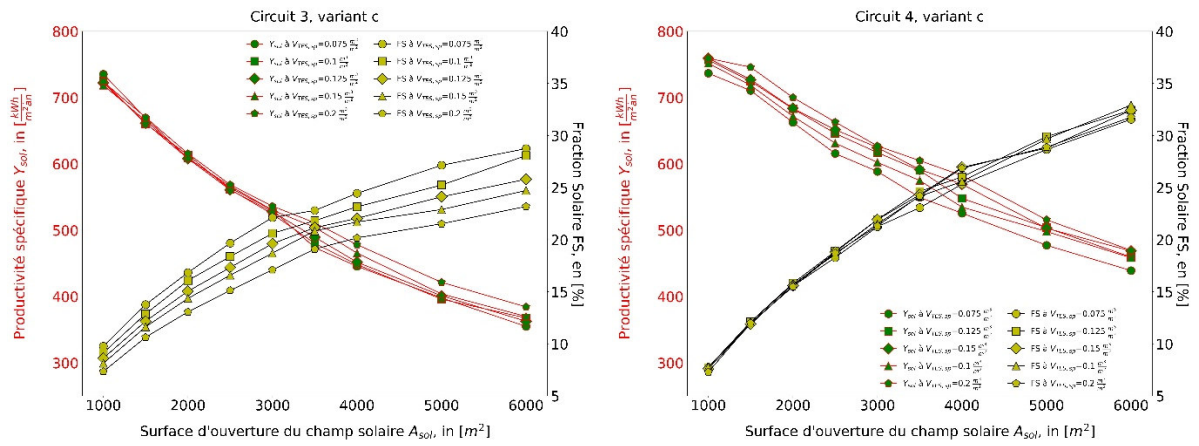


Figure 63 : Productivité spécifique  $Y_{sol}$  et fraction solaire FS en fonction de la surface du champ solaire et du volume spécifique du TES pour la variante C des circuits hydrauliques de référence.

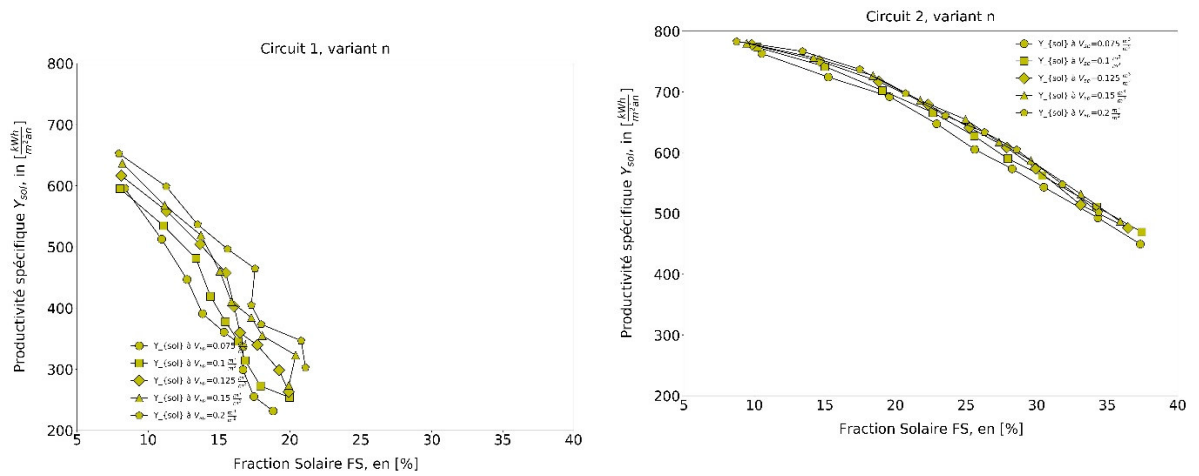


Figure 64 : Productivité spécifique  $Y_{sol}$  en fonction de la fraction solaire FS et du volume spécifique du TES pour la variante N des circuits hydrauliques de référence 1 et 2.

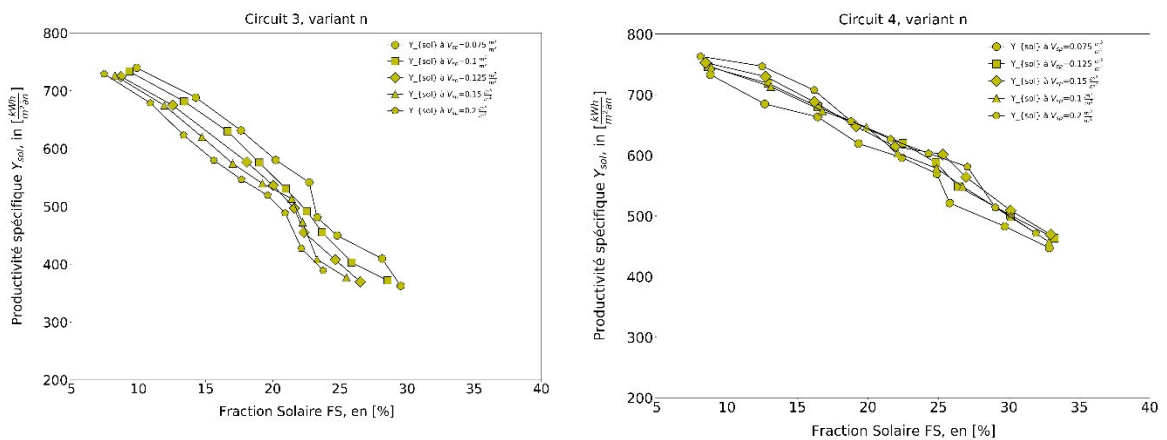


Figure 65 : Productivité spécifique  $Y_{sol}$  en fonction de la fraction solaire FS et du volume spécifique du TES pour la variante N des circuits hydrauliques de référence 3 et 4.

Figure 64 à Figure 67 montrent la productivité spécifique et la fraction solaire en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire et du volume spécifique pour les 4 circuits de référence dans les 3 variantes de simulation.

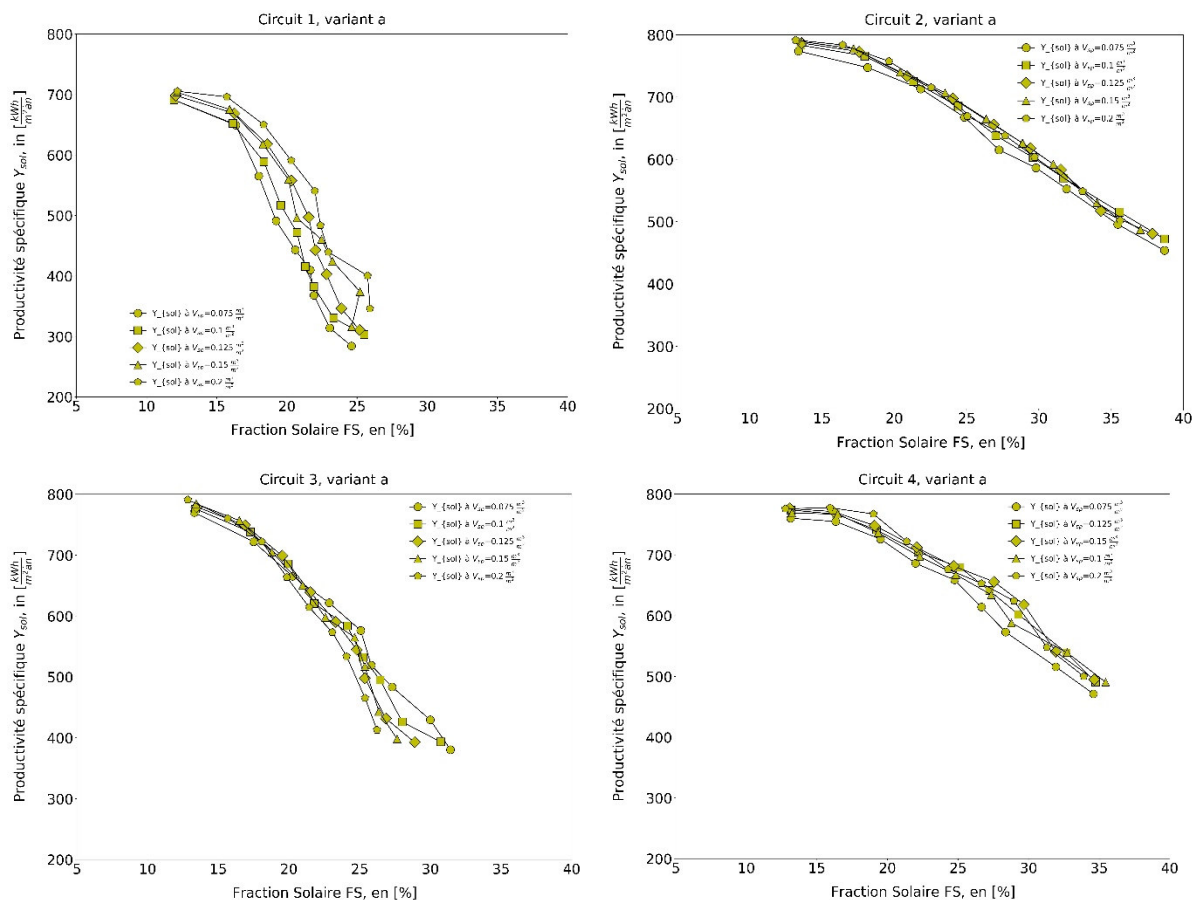


Figure 66 : Productivité spécifique  $Y_{sol}$  en fonction de la fraction solaire FS et du volume spécifique du TES pour la variante A des circuits hydrauliques de référence.

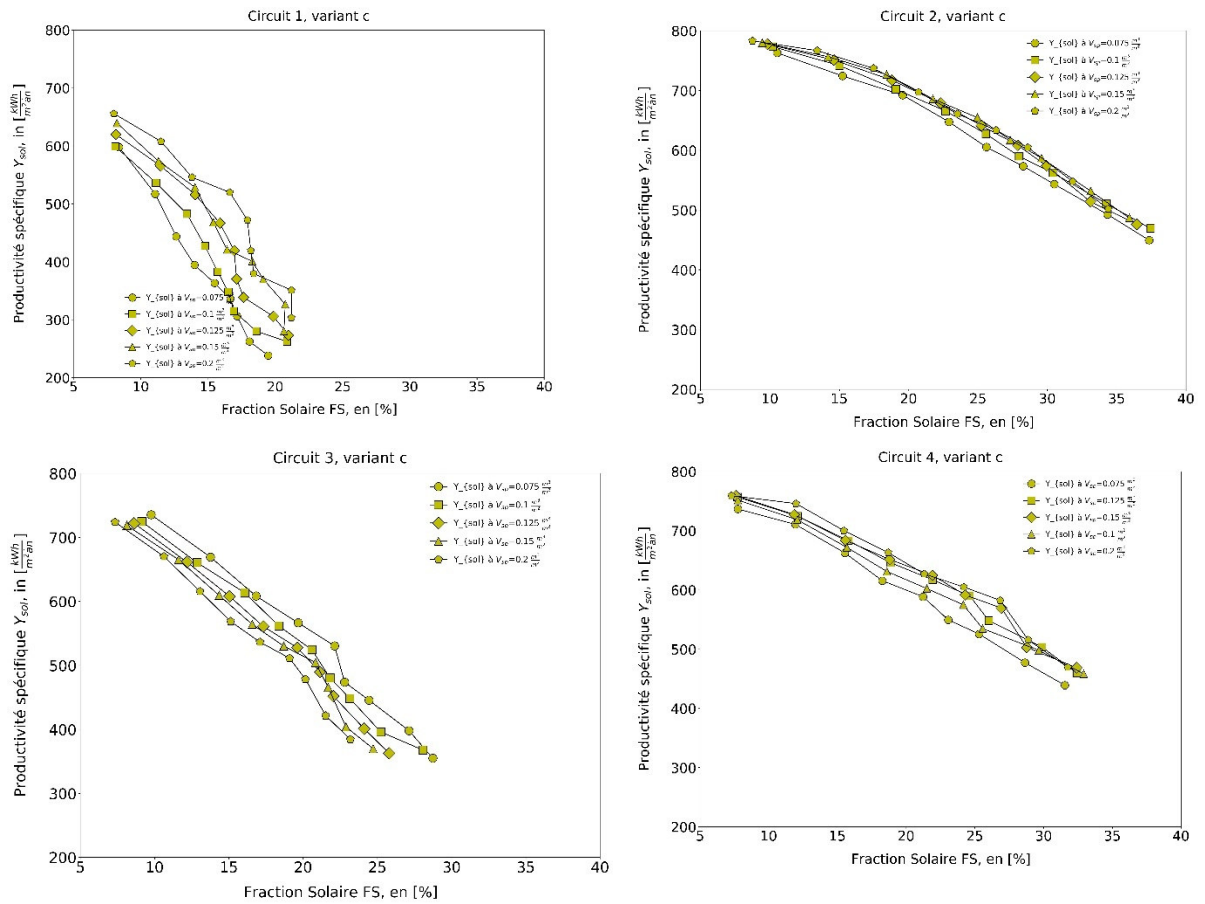


Figure 67 : Productivité spécifique  $Y_{sol}$  en fonction de la fraction solaire FS et du volume spécifique du TES pour la variante C des circuits hydrauliques de référence.



### 6.4.3. Consommation de combustible et émissions des 4 circuits dans la variante C pour Ponts-Les-Martel.

La Figure 68 et Figure 69 montrent la consommation de combustible des 4 circuits de référence en fonction de la surface de l'installation solaire pour la variante de simulation C.

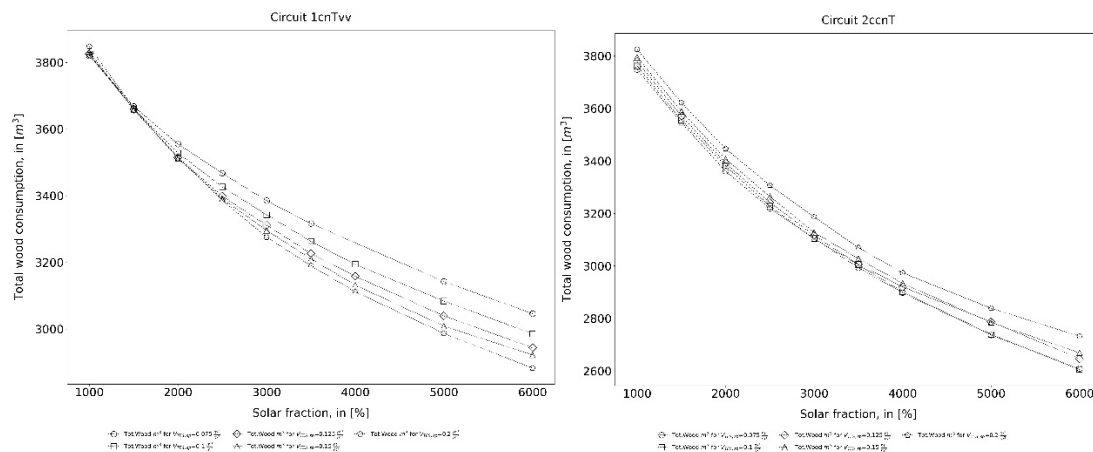


Figure 68 : Consommation de combustible en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire et du  $VS_{spe}$  pour les circuits de référence 1 et 2 dans la variante C.

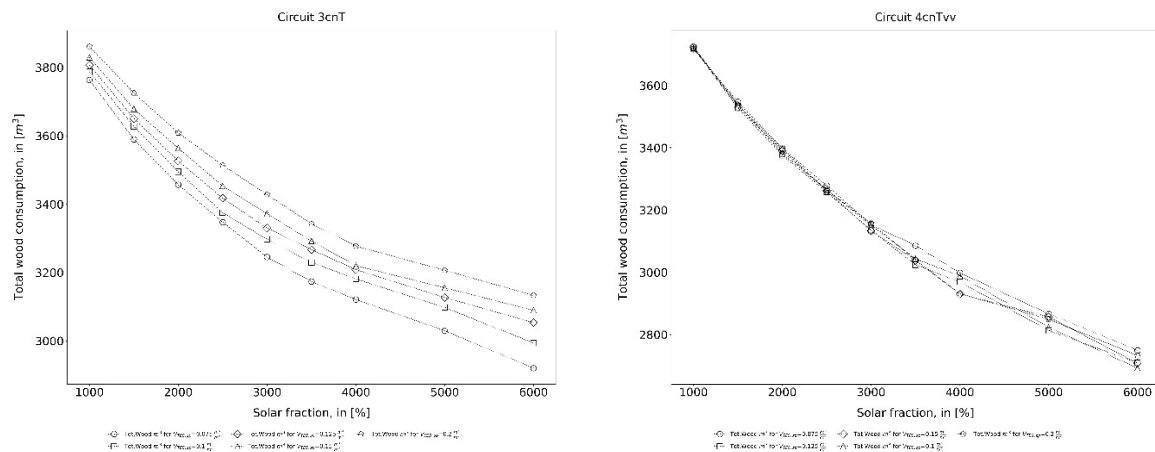


Figure 69 : Consommation de combustible en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire pour les circuits de référence 1 et 2.

Les Figure 71 et la Figure 72 montrent la variation % des facteurs d'émission de la centrale (à gauche dans les figures) et des chaudières (à droite dans les figures) dans le cas de 4 circuits des référence (variante C) et pour  $VS_{spe}$  de 0.075 et 0.2  $m^3/m^2$ .

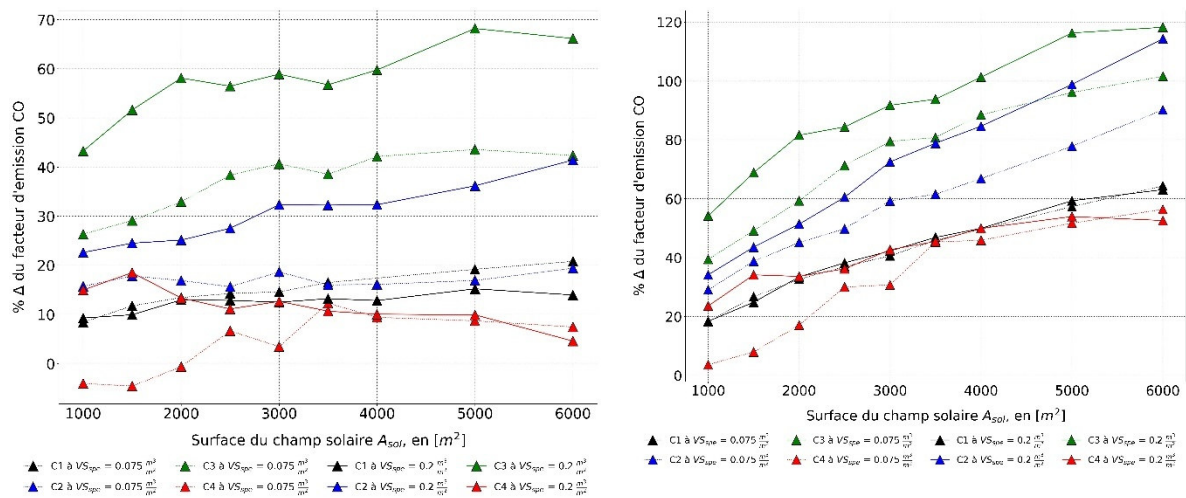


Figure 70 : Variation % du facteur d'émission CO de la centrale (gauche) et des chaudières (droite) en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire pour les circuits de référence à  $VS_{spe}$  0.075 et 0.2  $m^3/m^2$ .

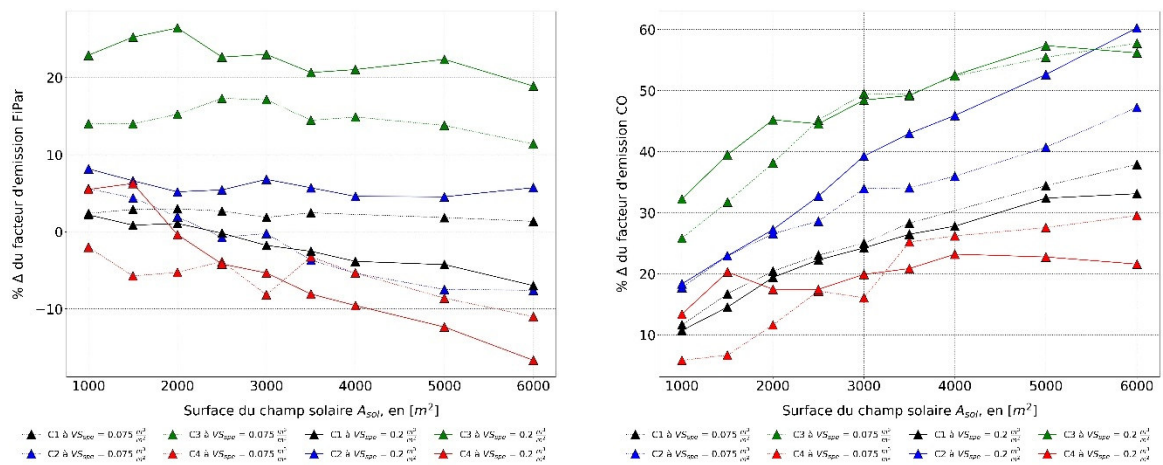


Figure 71 : Variation % du facteur d'émission FiPar de la centrale (gauche) et des chaudières (droite) en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire pour les circuits de référence à  $VS_{spe}$  0.075 et 0.2  $m^3/m^2$ .

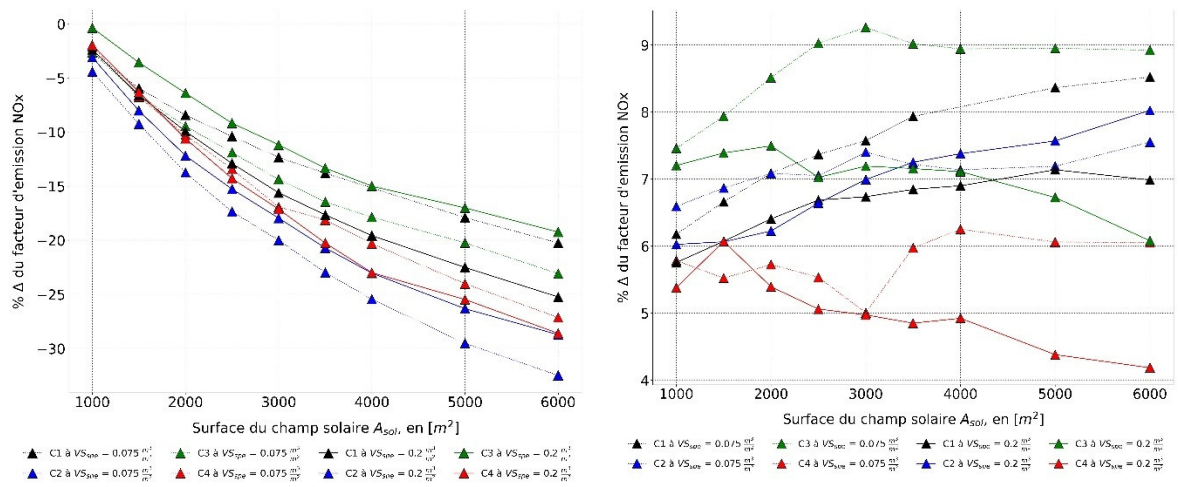


Figure 72 : Variation % du facteur d'émission NOx de la centrale (gauche) et des chaudières (droite) en fonction de la surface d'ouverture du champ solaire pour les circuits de référence à  $VS_{spe}$  0.075 et 0.2  $m^3/m^2$ .