



*Projet Tropiclim « Favoriser l'émergence
de la climatisation efficace à La Réunion »*

Tâche 2 : Evaluation des solutions techniques de climatisation en contexte tropical

Livrables 2.1 et 2.2

mai 2020

rédigé par  **Green Tech**



Le projet Tropiclim est lauréat du 11^{ème} appel à projets du programme PACTE (Programme d'Action pour la qualité de la Construction et la Transition Energétique) intitulé « Améliorer la qualité de la construction dans les territoires ultra-marins ». Il a été cofinancé par l'Ademe Réunion et EDF Réunion.

Green Tech

81 rue des Navigateurs 97434 Saint-Gilles les Bains

Tél. 0262 01 03 16

SIREN 790 016 182 APE 3530Z



Table des matières

NOMENCLATURE.....	4
I. INTRODUCTION.....	5
1. CONTEXTE.....	5
2. DISCUSSION SUR LES INDICATEURS	6
A. INDICATEURS TECHNIQUES	6
B. INDICATEURS ECONOMIQUES.....	7
C. AVANTAGES ET INCONVENIENTS DES DIFFERENTS INDICATEURS.....	7
II. RETOUR D'EXPERIENCE SUR UNE INSTALLATION DE CLIMATISATION SOLAIRE THERMIQUE	8
1. INSTALLATION ETUDIEE.....	8
A. SITE D'ETUDE.....	8
B. PRINCIPE DE FONCTIONNEMENT DE LA CLIMATISATION A ADSORPTION	8
C. INSTALLATION ETUDIEE	9
D. INSTRUMENTATION	10
E. DONNEES ECONOMIQUES	13
2. PERFORMANCES ENERGETIQUES	13
A. BILAN ENERGETIQUE	13
B. CARACTERISATION DES SOUS-SYSTEMES	17
C. CARACTERISATION DU SYSTEME DANS SON ENSEMBLE.....	20
D. COMPARAISON AVEC L'ETUDE DE PREFAISABILITE.....	24
3. ANALYSE ECONOMIQUE.....	26
4. CONCLUSION	28
III. COMPARAISON DES DIFFERENTES ALTERNATIVES	30
1. ALTERNATIVES ETUDIEES.....	30
A. DOUBLEMENT DE LA PART SOLAIRE.....	30
B. PRODUCTION CLASSIQUE AVEC CONDENSEUR EVAPORATIF.....	30
C. PRODUCTION CONVENTIONNELLE (AVEC AEROCONDENSEUR).....	31
D. CLIMATISATION SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	33
2. HYPOTHESES SUR LES COUTS RESPECTIFS.....	34
3. ETUDE DE LA CLIMATISATION SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE.....	34
A. HYPOTHESES	34
B. CAS DE REFERENCE	35
C. ANALYSE DE SENSIBILITE ET VARIANTES.....	40
4. PERFORMANCES RESPECTIVES DES DIFFERENTES ALTERNATIVES.....	44
A. BILANS ENERGETIQUES	44
B. IMPACT SUR LA COURBE DE CHARGE ELECTRIQUE DU SITE	45
C. COUTS.....	46
5. CONCLUSION	47

<u>IV. CRITERES D’EVALUATION ET DE CHOIX D’UNE TECHNOLOGIE DE CLIMATISATION DANS LE CONTEXTE REUNIONNAIS.....</u>	<u>49</u>
1. PROPOSITION D’INDICATEURS POUR L’EVALUATION DES SYSTEMES DE CLIMATISATION	49
A. INDICATEURS TECHNIQUES	49
B. INDICATEUR DE COUT	49
C. AUTRES BENEFICES	51
2. RECOMMANDATIONS CONCERNANT LA CLIMATISATION SOLAIRE PHOTOVOLTAÏQUE	52
A. APPROFONDIR LE POTENTIEL DE LA SOLUTION	52
B. TYPES DE BATIMENTS ADAPTES	52
C. POLITIQUE DE SUBVENTIONNEMENT	53
D. SCENARIOS DE GENERALISATION	54
<u>V. CONCLUSION.....</u>	<u>55</u>
<u>ANNEXE 1</u>	<u>57</u>
<u>ANNEXE 2</u>	<u>58</u>
<u>ANNEXE 3</u>	<u>59</u>
<u>ANNEXE 4</u>	<u>62</u>
<u>ANNEXE 5</u>	<u>65</u>
<u>ANNEXE 6</u>	<u>68</u>
<u>ANNEXE 7</u>	<u>71</u>
<u>ANNEXE 8</u>	<u>73</u>

Nomenclature

conv	conventionnel
C_{peau}	chaleur spécifique de l'eau = 4.18 kJ/kg/K
EER	Energy Efficiency Ratio
Eff	Efficacité
GF	Groupe froid
M_{eau}	masse d'eau
pv	photovoltaïque
Q_f , P _{froid}	énergie froide, puissance froide
SEER	Seasonal Energy Efficiency Ratio
STD	Simulation Thermique Dynamique
T_c	taux de charge
T_{cond}	température au condenseur (prise égale à la température extérieure dans le cas d'un aérocondenseur)
T_{evap}	température à l'évaporateur (prise égale à la température de départ eau glacée)
ΔT	différence de température entre départ et retour eau glacée
kW _f , kWh _f , MWh _f	kilowatt froid, kilowattheure froid, mégawattheure froid
We, kW _e , kWh _e , MW _e	watt électrique, kilowatt électrique, kilowattheure électrique, mégawattheure électrique
kWh _c , MW _c	kilowattheure chaud, mégawattheure chaud
W _c , kW _c	watt-crête, kilowatt-crête

I. Introduction

1. Contexte

A La Réunion, la maîtrise de la consommation électrique est un enjeu majeur, compte tenu du fait qu'il s'agit d'un territoire insulaire et de ce fait non interconnecté. Le poids de la climatisation dans la consommation électrique de l'île est en constante augmentation pour répondre à des problématiques de confort. La consommation électrique pour la climatisation dans le secteur tertiaire représente de l'ordre de 500 GWh par an, ce qui en fait un levier d'action important d'autant qu'une grande partie des installations sont centralisées.

Pourtant, les observations réalisées sur des installations de climatisation dans le secteur tertiaire à La Réunion au cours des années précédentes font état d'un manque de bonnes pratiques concernant la conception des installations, avec le plus souvent un surdimensionnement important des équipements par rapport aux besoins réels, pénalisant tant que le plan des performances que des coûts.

D'autre part, l'arrivée de nouvelles technologies innovantes telles que la climatisation solaire sur le marché laisse souvent les maîtres d'ouvrage confus devant les choix à réaliser et ce malgré leur bonne volonté. En effet, les critères d'évaluation usuels, qui s'appuient sur une vision technique uniquement (rendement, coefficient de performance) ne sont pas pertinents dès lors qu'on a recours à une ressource solaire.

Green Tech et Enertech se sont associés pour proposer le projet Tropiclim, qui avait pour objectifs principaux de contribuer :

- à l'amélioration de la connaissance de la demande en climatisation des bâtiments tertiaires à La Réunion (en s'appuyant sur des simulations et mesures) pour permettre une conception optimisée des équipements ;
- à l'évaluation de la performance énergétique et économique des différentes solutions techniques possibles, en partant de l'exemple de la climatisation solaire thermique (sur la base de mesures approfondies d'une installation existante sur une année complète) en comparaison avec des solutions classiques.

La finalité du projet était la production de guides librement diffusables à destination des professionnels du bâtiment et des maîtres d'ouvrage afin de permettre une amélioration des pratiques dans le domaine de la climatisation centralisée à La Réunion. Le projet comportait deux grands volets :

Action 1 : Développement d'outils d'aide à la conception optimale des installations de climatisation centralisée en milieu tropical en lien avec une meilleure connaissance de la demande réelle des bâtiments

Après un état de l'art large des pratiques en vigueur actuellement, le travail consistera à réaliser une série de simulations thermiques dynamiques sur une sélection de bâtiments tertiaires représentative en termes de modes de construction et d'usages à La Réunion. Des résultats de mesure sur des bâtiments existants issus de projets connexes serviront de référence pour caler les hypothèses de simulation et valider les résultats. Il en ressortira des bonnes pratiques à généraliser pour exploiter au mieux les potentialités des outils de simulation thermique dynamique, qui sont parfois utilisés par les bureaux d'étude lors de la conception des installations. D'autre part, l'éventail de simulations réalisées permettra d'établir un outil simplifié spécifique à La Réunion reproduisant le plus fidèlement possible les résultats de simulation tout en limitant le nombre de paramètres d'entrée pour en faciliter l'usage auprès des bureaux d'étude, qui n'ont pas toujours le temps ni les compétences pour avoir recours à la simulation thermique dynamique. Enfin, une confrontation des différentes méthodologies de conception (actuelles et développées avec ou sans simulation) entre elles et avec des résultats de mesure sur bâtiments réels sera proposée.

Action 2 : Evaluation et critères de choix d'une solution technique performante pour la climatisation centralisée dans le contexte réunionnais

En partant de l'exemple de la climatisation solaire thermique, nous proposons de définir et tester des indicateurs techniques et économiques permettant d'évaluer la pertinence d'une solution particulière en comparaison aux solutions classiques ou à d'autres solutions innovantes. L'instrumentation d'une installation existante sur une année complète ainsi que l'accès aux coûts réels permettra : (i) de réaliser un retour d'expérience complet sur

le fonctionnement et les performances de la technologie, (ii) d'observer l'utilisation réelle du bâtiment (demande de froid en fonction de l'usage du bâtiment), (iii) de tester les indicateurs proposés sur un cas réel pour éprouver leur pertinence et les ajuster si besoin. Une comparaison des différentes alternatives de climatisation centralisée à La Réunion sera ensuite menée.

Le présent rapport concerne uniquement la Tâche 2 du projet sur l'évaluation des solutions techniques de climatisation en climat tropical (la Tâche 1 fait l'objet de livrables séparés).

2. Discussion sur les indicateurs

Les indicateurs ont pour vocation d'évaluer des solutions techniques les unes par rapport aux autres. Le choix d'indicateurs pertinents n'est pas trivial et dépend intimement des objectifs poursuivis et du point de vue selon lequel on se place (maitre d'ouvrage ou institutionnel), étant entendu que le choix d'un indicateur unique n'est généralement pas suffisant. Cette problématique est rarement discutée par les professionnels de l'énergie qui se cantonnent bien souvent aux indicateurs de performance technique faute d'autres indicateurs usuels. Il est souvent pertinent de faire intervenir des critères économiques en complément des critères techniques.

a. Indicateurs techniques

Le SEER annuel (ratio entre la quantité de froid produite et la quantité d'électricité consommée) est l'indicateur usuel pour évaluer les performances d'une solution classique. Cependant, les technologies n'ayant pas recours à l'électricité comme la climatisation solaire ne répondent pas aux critères d'évaluation habituels comme le rendement ou le coefficient de performance. En effet, dès lors que la source d'énergie est illimitée, la performance purement technique importe peu puisqu'une plus ou moins bonne utilisation de la ressource ne nuira pas à son utilisation par autrui ; au final avec deux modèles de climatisation solaire dont l'une est plus performante que l'autre, le résultat sera le même : on s'affranchit de l'usage de l'électricité. Il est alors pertinent de faire intervenir d'autres critères comme le critère économique : quelle est la solution la moins chère des deux (par exemple au kWh produit), indépendamment de leur performance purement technique ?

Dans le cas des solutions ayant recours à l'électricité, la consommation électrique annuelle (MWh/an) permet de comparer plusieurs alternatives entre elles pour un même site mais pas de les mettre en perspective avec des valeurs de référence habituelles car il s'agit d'une grandeur absolue (« extensive »). Il faut la rapporter à une grandeur appropriée pour s'affranchir de l'impact des caractéristiques du site, ce qui aboutit à une consommation électrique spécifique (« intensive ») qui sera plus facilement comparable.

Le choix de la grandeur à laquelle rapporter la consommation électrique est elle-même un point de discussion. :

- La surface climatisée (kWh/m² climatisé/an) : présente l'inconvénient majeur de dépendre à la fois de la performance technique de la solution et de la demande de froid : une solution technique peu performante techniquement mise en œuvre sur un site où la demande de froid est faible peut être mieux notée qu'une solution technique performante sur un site fortement consommateur. Cela dit, la diminution de la consommation électrique par m² climatisé peut être une finalité en soi qui rend l'indicateur pertinent (ce qui signifie qu'un site à forte demande de froid aura un effort plus important à fournir sur la performance technique qu'un site à faible demande de froid pour atteindre la même consommation électrique spécifique). De plus, il y a souvent un flou sur la surface considérée : s'agit-il de la surface utile ? de la surface de plancher ? de la SHON ?
- Le volume climatisé (kWh/m³ climatisé/an) : permet de s'affranchir de la hauteur sous plafond de l'espace climatisé (qui a un impact sur la demande de froid) mais il s'agit d'un indicateur peu usité pour lequel on a par conséquent peu de références de comparaison.
- La demande de froid (kWh/kWhf produit) : il s'agit en fait de l'inverse du SEER, mais qui peut être plus facile à appréhender pour des non spécialistes.

b. Indicateurs économiques

Assortir l'indicateur énergétique d'un indicateur économique permet d'identifier les solutions les plus performantes sur les deux aspects technique et économique afin d'écartier les solutions au coût exorbitant qui ne seraient pas souhaitables même si elles sont vertueuses (type 100% solaire).

La comparaison du coût des différentes alternatives doit toujours être faite en coût global (incluant investissement, maintenance, fluides) pour tenir compte du fait que les solutions vertueuses énergétiquement sont nécessairement plus intensives en investissement que les solutions conventionnelles (ce qui explique qu'elles ne soient pas choisies d'office par les maitres d'ouvrage). La maintenance et les fluides sont des coûts récurrents tandis que l'investissement se fait en une seule fois en début de vie. Il est pertinent de ramener l'ensemble de ces coûts à une même période de temps : pour ce faire, les investissements doivent être amortis sur la durée de vie des équipements.

De la même manière que pour la consommation électrique, le coût global annuel (€/an) ne permet pas de comparer différents sites entre eux. Il faut raisonner en coût spécifique, rapporté au m² climatisé ou à la demande de froid comme pour l'électricité. On peut se placer à deux niveaux :

- du point de vue du maitre d'ouvrage en déduisant les subventions des investissements (et donc des amortissements)
- du point de vue institutionnel en raisonnant en coût « complet » c'est-à-dire en incluant le coût couvert par les subventions (coût supporté par la société)

La 1ère approche est adaptée pour sélectionner une solution technique plutôt qu'une autre à l'échelle du maitre d'ouvrage tandis que la 2ème approche est plus utile pour orienter une politique publique de subventionnement vers les technologies les plus performantes d'un point de vue technique et économique à l'échelle de la société.

c. Avantages et inconvénients des différents indicateurs

Il n'existe pas d'indicateur universel parfait : il faut généralement avoir recours à un panel d'indicateurs (et non à un indicateur unique), sélectionnés en fonction des objectifs de l'évaluation. Le Tableau 1 récapitule quelques caractéristiques des principaux indicateurs possibles.

Tableau 1 : Avantages/inconvénients des différents indicateurs proposés

	Avantages	Inconvénients
SEER	- indicateur usuel dans le milieu technique	- ne s'applique pas à des technologies n'ayant pas recours à l'électricité - limites pas toujours bien définies (quelles consommations sont prises en compte ou non dans le calcul) pouvant porter à confusion dans la comparaison - indicateur qui ne se suffit pas à lui-même (uniquement performance de la production) - pas facile à appréhender pour des non spécialistes
kWhe/m ² clim/an + €/m ² clim/an	- facile à comprendre (en lien avec les flux énergétiques et économiques) - facile à transposer à un autre site	- dépend à la fois de la performance technique et de l'intensité de la demande de froid - difficile à appliquer pour des sites particuliers avec une demande de froid non représentative
kWhe/kWhf + €/MWhf	- caractérise réellement la performance de la technologie	- pas d'éléments concernant l'intensité de la demande de froid

II. Retour d'expérience sur une installation de climatisation solaire thermique

1. Installation étudiée

a. Site d'étude

Bâtiment

Le site d'étude est un bâtiment appartenant à l'Aurar (établissement de santé agissant dans le domaine de la dialyse) dont l'usage principal est le stockage de médicaments. Quelques bureaux sont également présents sur le site.

Les locaux sont situés dans le quartier du Mont Roquefeuil à St Gilles les Bains (97434). Le bâtiment, a une surface de l'ordre de 560 m², avec une hauteur de plafond comprise entre 4 et 7.5 m (sheds), soit un volume climatisé de l'ordre de 3200 m³. La Figure 1 montre une vue générale du bâtiment.

Figure 1 : Vue du bâtiment étudié et des capteurs solaires installés en toiture



L'ensemble du bâtiment est climatisé toute l'année de 6h à 19h (7 jours/7) à une température de l'ordre de 24-26°C, afin de préserver la qualité des médicaments. Une climatisation solaire thermique hybride a été mise en service en 2017 afin de diminuer les charges de climatisation et l'impact environnemental du site.

Climatisation solaire

Au préalable, le maître d'ouvrage a commandé une étude de faisabilité au bureau d'étude Cotel afin de :

- déterminer la demande en froid du bâtiment (simulation thermique dynamique)
- dimensionner au mieux l'installation de climatisation solaire et donner quelques éléments de mise en œuvre
- réaliser un bilan énergétique et économique de l'installation
- comparer la solution solaire hybride à une solution conventionnelle

A l'issue de ce diagnostic, le maître d'ouvrage a mandaté la société Solution Solaire Réunion pour fournir une machine de production de froid hybride solaire à adsorption/électrique.

b. Principe de fonctionnement de la climatisation à adsorption

Il existe deux grandes familles de machines de production d'eau glacée à partir de chaleur (solaire dans le cas présent) :

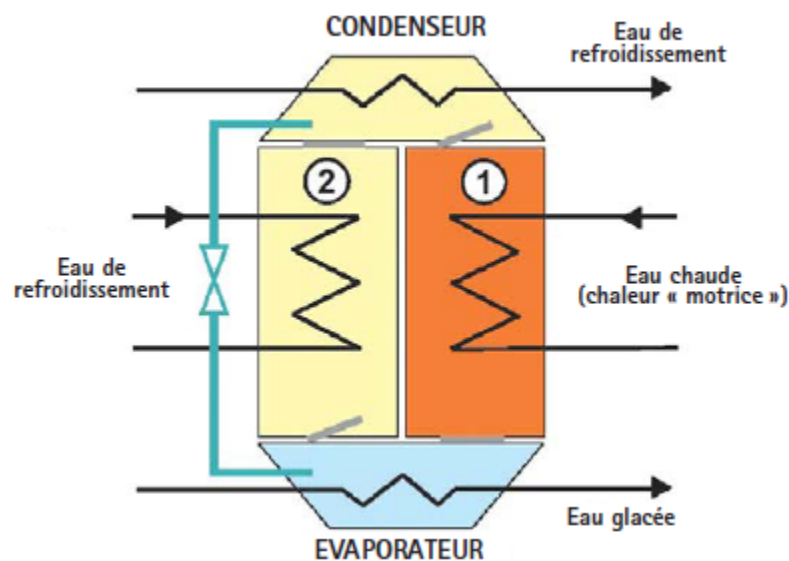
- les machines à absorption (sorption liquide)
- les machines à adsorption (sorption solide)

Les deux types de machines ont l'avantage de n'avoir pas de pièce en mouvement par rapport aux machines à compression conventionnelles. La technologie retenue dans notre cas est la machine à adsorption, qui a l'avantage de pouvoir fonctionner avec une température côté solaire plus faible que les machines à absorption, ce qui permet la mise en œuvre de capteurs solaires plans classiques et non de capteurs sous vide.

Une machine de froid à adsorption se compose d'un récipient sous vide subdivisé en quatre chambres¹. Deux des chambres sont remplies d'un adsorbant (compartiments 1 et 2 sur la Figure 2). Le réfrigérant est de l'eau.

- L'eau liquide est envoyée à basse pression et à basse température dans l'évaporateur où elle s'évapore. La chaleur d'évaporation nécessaire est extraite de l'eau du réseau à refroidir, c'est la phase de production de froid.
- La vapeur d'eau est envoyée vers le compartiment 2 où elle est adsorbée (ce qui maintient la basse pression).
- L'adsorbant du compartiment 1 est régénéré par chauffage (chaleur solaire >70°C), libérant de la vapeur d'eau.
- Cette vapeur d'eau est envoyée vers le condenseur où elle se condense avant d'être renvoyée vers l'évaporateur.
- Lorsque la production de froid diminue (saturation de l'adsorbant du compartiment 2), les deux compartiments sont permutés via un système de clapets et l'adsorbant saturé peut ainsi être régénéré.

Figure 2 : Schéma de principe d'une climatisation à adsorption



Source : http://www.auvergnerhonealpes-ee.fr/fileadmin/user_upload/mediatheque/raee/Documents/Publications/2004/RAEE_clim_solaire.pdf

c. Installation étudiée

Le modèle retenu est une machine de froid hybride de type SPS1-40, d'une puissance froide totale de 42 kWf (12 kWf solaire (InvenSor HTC 18)/30 kWf électrique), assorti d'un condenseur évaporatif (configuration la plus couramment fournie par l'entreprise Solution Solaire Réunion).

Elle est couplée à 24 capteurs solaires Heliofrance V272 pour une surface totale de 62 m² (absorbeur), inclinés à 25° et orientés à 55° Est (pente des sheds du toit). La Figure 3 montre une vue de la machine de froid hybride et du ballon de stockage.

¹ Description inspirée de http://www.auvergnerhonealpes-ee.fr/fileadmin/user_upload/mediatheque/raee/Documents/Publications/2004/RAEE_clim_solaire.pdf

Figure 3 : Vues de l'installation de climatisation solaire



d. Instrumentation

L'installation de climatisation solaire a été instrumentée durant une année complète de manière à pouvoir :

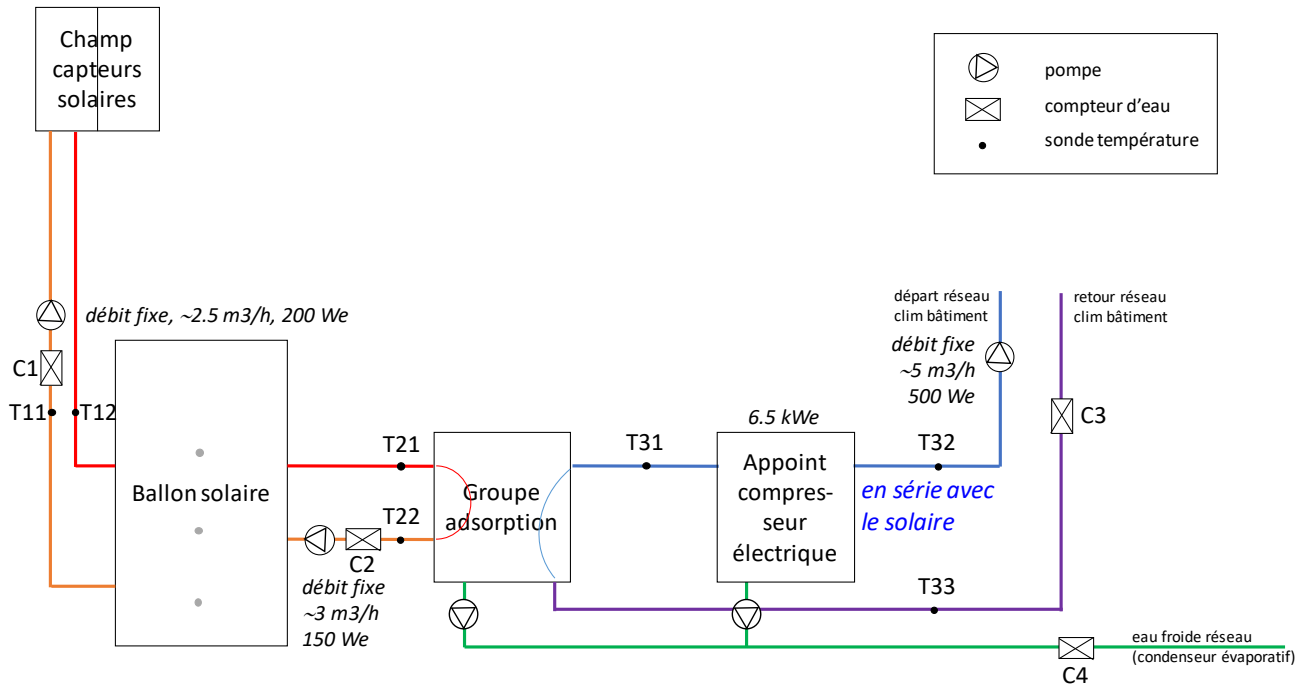
- analyser le fonctionnement du système en lien avec son environnement (demande de froid du bâtiment, météo)
- déterminer les principaux flux énergétiques (énergie solaire captée et stockée, énergie frigorifique produite par les deux systèmes (solaire et électrique), électricité consommée par les principaux postes...)

La Figure 4 présente le schéma de principe simplifié de l'installation ainsi que la position des différents capteurs. Le plan de comptage complet est proposé en Annexe 1. La Figure 5 montre quelques exemples d'équipements de comptage. Au total, l'instrumentation de l'installation est composée de :

- 4 débitmètres/compteurs de frigories
- 7 sondes de température
- 5 compteurs électriques

Le pas de temps de mesure est de 10s avec un enregistrement toutes les minutes (les cycles de fonctionnement de la machine à adsorption sont inférieurs à 1 minute). L'instrumentation est complètement opérationnelle depuis février 2019, mais était déjà en place en grande partie dès mi-décembre 2018.

Figure 4 : Schéma de principe simplifié de l'installation



Fonctionnement de l'installation

Les capteurs solaires alimentent un ballon solaire d'un volume de 1500 L. Le ballon solaire alimente le groupe à adsorption lorsque la température à l'intérieur du ballon est suffisante (>65°C) et qu'il y a une demande de froid. L'eau glacée qui revient du bâtiment passe d'abord par le groupe à adsorption puis par l'appoint électrique si nécessaire avant d'être renvoyée dans le réseau d'eau glacée du bâtiment. L'installation est équipée d'un condenseur évaporatif qui permet d'améliorer les performances en abaissant la température de condensation (mais qui induit une consommation d'eau non négligeable). Une régulation centralisée gère l'ensemble de l'installation.

Figure 5 : Vue de quelques exemples d'équipements de comptage (débitmètre, doigts de gant pour les sondes de température, compteurs électriques)



Figure 6 : Vue de la station météo

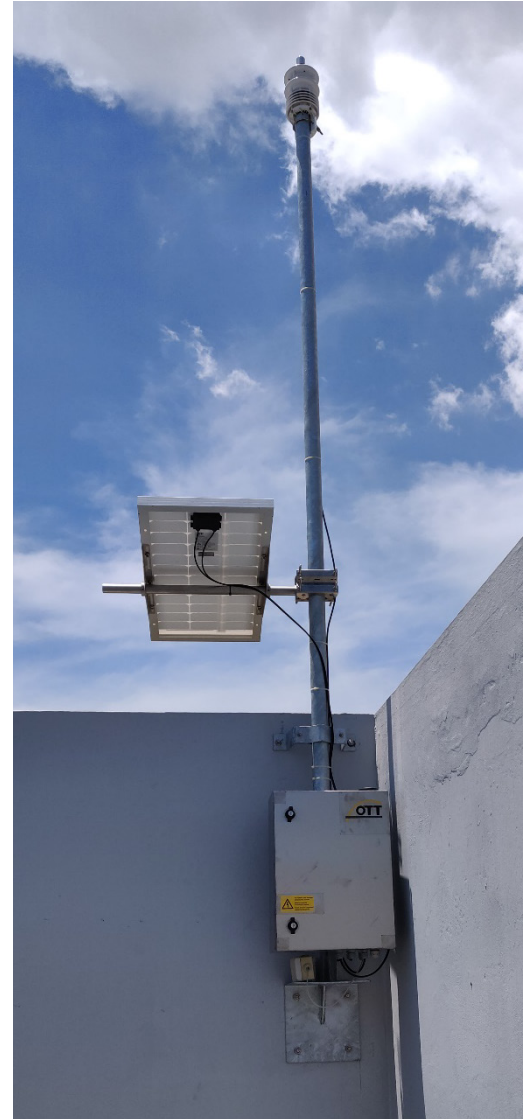
Une station météo mesurant : ensoleillement horizontal, température/humidité relative de l'air, vitesse et direction du vent, pression atmosphérique a également été installée sur le toit d'un bâtiment voisin (enregistrement au pas de temps 10min). Elle est opérationnelle depuis novembre 2018.

Traitement des données

Un prétraitement est appliqué aux données de mesure avant analyse :

- Les données sont enregistrées au pas de temps 1 min, puis moyennées pour obtenir des valeurs moyennes sur 10 min, 1 heure, 1 jour.
- Les énergies (froid et chaud) sont calculées grâce aux compteurs d'eau et aux sondes de température aller/retour :

$$Q_f = M_{eau} \times c_{p_{eau}} \times (\Delta T)$$
- Les données de température des réseaux d'eau sont filtrées (valeurs supprimées si le débit d'eau sur le réseau concerné est nul).
- Le débitmètre déjà en place sur le réseau d'eau glacée du bâtiment (C3) donne parfois des valeurs aberrantes (x10 par rapport au débit maximum de la pompe en place) : le débit de la pompe étant fixe, les valeurs erronées sont remplacées par le débit moyen mesuré lorsque la pompe est en marche, à savoir 4.77 m³/h.
- Il y a deux périodes où il manque des données de comptage : 29/01-21/02/19 (mémoire pleine sur les enregistreurs) et 17/04-13/05/19 (dysfonctionnement d'une sonde de température sur le réseau d'eau glacée). Sur ces périodes, les données de chaque jour manquant ont été remplacées par les données horaires d'un autre jour où la température extérieure moyenne a été similaire. De cette façon, nous obtenons un « set » de données horaires sans discontinuité sur une année complète, notamment utile pour la simulation des alternatives en §0. L'Annexe 2 récapitule les jours problématiques et les données de substitution qui ont été utilisées.
- Les deux débitmètres installés sur le circuit solaire n'ont été mis en service qu'en février 2019, suite à une erreur dans le modèle livré par le fournisseur. Dans le bilan annuel, les quantités d'énergie correspondantes pour ces périodes ont été reconstruites de manière journalière grâce aux caractérisations réalisées avec les données de mesure sur le reste de l'année.



Définition des indicateurs

Pour l'évaluation des performances, nous avons recours dans la suite à différents indicateurs :

- Energy Efficiency Ratio EER (instantané)

$$EER = \frac{\text{Puissance froide produite (kWf)}}{\text{Puissance électrique consommée (kWe)}}$$

Equivalent du Coefficient de Performance pour la production de chaleur.

Peut être défini pour l'ensemble du système ou pour des parties du système (ex : solaire uniquement). Les frontières doivent être bien définies (ex : avec ou sans distribution).

- Seasonal Energy Efficiency Ratio SEER

$$SEER = \frac{\text{Energie froide produite sur la période (kWhf)}}{\text{Electricité consommée sur la période (kWhc)}}$$

EER sur une période déterminée (mois, année).

- EER « thermique » (solaire)

$$EER \text{ thermique} = \frac{\text{Puissance froide produite (kWf)}}{\text{Puissance chaude solaire (kWc)}}$$

Performance de conversion de la machine à adsorption.

- Rendement des capteurs solaires

$$\eta_{\text{capteurs}} = \frac{\text{Chaleur fournie au ballon par les capteurs solaires } (\frac{W}{m^2 \text{ capt}})}{\text{Ensoleillement dans le plan capteurs } (\frac{W}{m^2 \text{ capt}})}$$

- Part solaire

$$F_{\text{solaire}} = \frac{\text{Demande de froid couverte par le solaire}}{\text{Demande de froid totale}}$$

- Taux de couverture solaire (des besoins électriques)

$$Tx \text{ cov sol} = \frac{\text{Electricité fournie par le photovoltaïque}}{\text{Consommation d'électricité totale}}$$

e. Données économiques

Une analyse économique a été réalisée en parallèle de l'analyse énergétique. Les données de coûts utilisées sont issues soit du maître d'ouvrage (Aurar), soit des prix publics (catalogues fournisseurs) des différents équipements, soit des prix moyens constatés selon notre expérience. La source des différents éléments de coût est mentionnée systématiquement.

L'analyse est menée sur le coût global annuel des installations (€ HTVA par an) afin de les rendre comparables entre elles. Il peut être décomposé en 3 grandes familles de coûts :

- coûts d'amortissement des investissements
- coûts de maintenance-exploitation
- coûts de fluides (électricité et eau)

Les subventions reçues sont également intégrées. Elles viennent en déduction des coûts d'amortissement mais sont tout de même représentées dans le coût global de la solution en tant que coût « supporté par la société », étant entendu que les subventions sont issues de l'argent public.

L'indicateur le plus pertinent pour évaluer la performance économique des différentes solutions est le coût de l'énergie froide produite (€/MWhf).

Toutes les analyses présentées s'entendent hors TVA.

2. Performances énergétiques

a. Bilan énergétique

Flux énergétiques et performances

La Figure 7 présente le bilan énergétique de l'installation mesurée sur l'année 2019.

Figure 7 : Flux énergétiques et performances de l'installation mesurée sur l'année 2019

		janv-19	févr-19	mars-19	avr-19	mai-19	juin-19	juil-19	août-19	sept-19	oct-19	nov-19	déc-19	Total
Demande de froid bâtiment	MWhf	9.58	8.85	9.98	8.80	6.56	5.08	4.14	3.82	5.74	7.19	9.90	11.18	90.81
<i>froid solaire</i>	<i>MWhf</i>	<i>0.53</i>	<i>0.53</i>	<i>0.66</i>	<i>0.64</i>	<i>0.39</i>	<i>0.37</i>	<i>0.50</i>	<i>0.68</i>	<i>0.85</i>	<i>0.91</i>	<i>0.74</i>	<i>0.85</i>	7.64
<i>froid conventionnel</i>	<i>MWhf</i>	<i>9.05</i>	<i>8.32</i>	<i>9.32</i>	<i>8.16</i>	<i>6.17</i>	<i>4.71</i>	<i>3.63</i>	<i>3.14</i>	<i>4.89</i>	<i>6.28</i>	<i>9.16</i>	<i>10.33</i>	83.17
Consommation électrique totale	MWhe	2.63	2.41	2.70	2.89	1.94	1.45	1.34	1.16	1.61	2.03	2.94	3.32	26.43
<i>conso élec froid solaire</i>	<i>MWhe</i>	<i>0.04</i>	<i>0.04</i>	<i>0.04</i>	<i>0.06</i>	<i>0.03</i>	<i>0.02</i>	<i>0.04</i>	<i>0.05</i>	<i>0.06</i>	<i>0.07</i>	<i>0.07</i>	<i>0.08</i>	0.59
<i>conso élec froid conventionnel</i>	<i>MWhe</i>	<i>2.33</i>	<i>2.13</i>	<i>2.36</i>	<i>2.56</i>	<i>1.63</i>	<i>1.16</i>	<i>1.03</i>	<i>0.85</i>	<i>1.28</i>	<i>1.69</i>	<i>2.61</i>	<i>2.97</i>	22.61
<i>conso élec pompe distribution (+divers)</i>	<i>MWhe</i>	<i>0.26</i>	<i>0.25</i>	<i>0.29</i>	<i>0.28</i>	<i>0.27</i>	<i>0.27</i>	<i>0.26</i>	<i>0.26</i>	<i>0.27</i>	<i>0.27</i>	<i>0.27</i>	<i>0.28</i>	3.23
Solaire														
<i>énergie solaire incidente plan capteurs</i>	<i>MWhc</i>	<i>10.66</i>	<i>10.77</i>	<i>13.16</i>	<i>11.12</i>	<i>9.17</i>	<i>8.75</i>	<i>10.25</i>	<i>10.88</i>	<i>11.60</i>	<i>11.91</i>	<i>11.53</i>	<i>13.24</i>	133.04
<i>production capteurs solaires</i>	<i>MWhc</i>	<i>3.78</i>	<i>3.02</i>	<i>4.41</i>	<i>3.28</i>	<i>2.30</i>	<i>2.03</i>	<i>2.84</i>	<i>2.93</i>	<i>3.90</i>	<i>3.64</i>	<i>3.60</i>	<i>5.56</i>	41.29
<i>eau chaude sortie ballon</i>	<i>MWhc</i>	<i>2.53</i>	<i>2.07</i>	<i>2.96</i>	<i>2.21</i>	<i>1.27</i>	<i>1.15</i>	<i>1.62</i>	<i>2.09</i>	<i>2.75</i>	<i>2.67</i>	<i>2.61</i>	<i>3.30</i>	27.24
Eau	m³	10.3	10.5	12.0	7.9	7.7	6.4	4.4	4.9	6.8	7.8	9.1	8.1	95.8
Répartition														
<i>froid solaire</i>		5%	6%	7%	7%	6%	7%	12%	18%	15%	13%	7%	8%	8%
<i>froid conventionnel</i>		95%	94%	93%	93%	94%	93%	88%	82%	85%	87%	93%	92%	92%
Performances														
SEER global		3.6	3.7	3.7	3.0	3.4	3.5	3.1	3.3	3.6	3.5	3.4	3.4	3.4
SEER hors distribution		4.0	4.1	4.1	3.4	3.9	4.3	3.9	4.2	4.3	4.1	3.7	3.7	3.9
SEER solaire		13.7	14.3	15.5	11.2	12.0	14.7	12.8	13.8	14.3	13.8	11.0	10.7	12.9
SEER conventionnel		3.9	3.9	3.9	3.2	3.8	4.1	3.5	3.7	3.8	3.7	3.5	3.5	3.7
SEER solaire "thermique"		0.21	0.26	0.22	0.29	0.31	0.32	0.31	0.32	0.31	0.34	0.28	0.26	0.28
Rendement capteurs		35%	28%	33%	30%	25%	23%	28%	27%	34%	31%	31%	42%	31%

La demande de froid du bâtiment a été de l'ordre de 90 MWhf sur l'année 2019. Le solaire a couvert 8% de la demande, l'installation conventionnelle 92%. La part solaire varie entre 5% en janvier et 18% en août.

La consommation électrique associée est de l'ordre de 26 MWhe sur 2019, à 85% pour le froid conventionnel (compresseur+pompes+ventilocondenseur), 2% pour le froid solaire (pompes+ventilocondenseur) et 12% pour la pompe de distribution (+GTC, etc).

La consommation d'eau pour le condenseur adiabatique est de 96 m³ pour 2019 (soit l'équivalent de la consommation annuelle d'un foyer).

Le SEER global du système s'élève à 3.4 sur l'année (3.9 si on ne compte pas la distribution). Il varie légèrement selon la saison (entre 3.1 en hiver et 3.7 en été), mais essentiellement à cause de la consommation de la pompe de distribution de l'eau glacée qui a un poids plus important en hiver qu'en été : en considérant les valeurs hors distribution, on n'observe plus d'écart saisonnier.

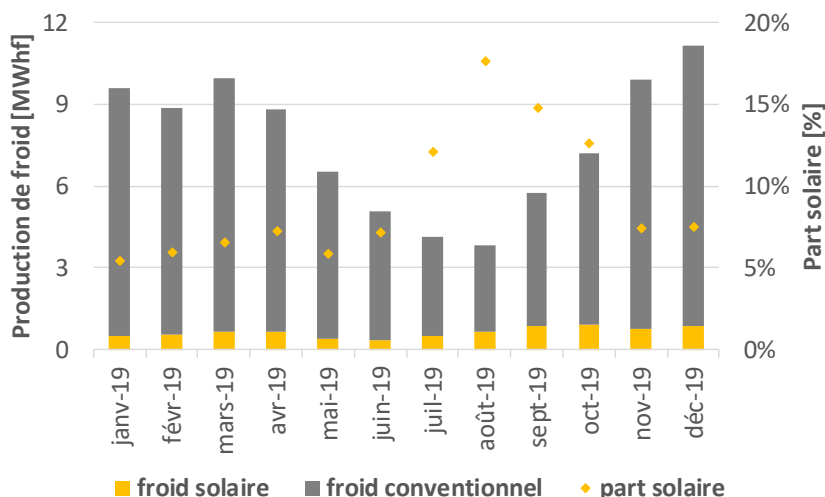
Le SEER de la production de froid conventionnelle est de 3.7 (hors distribution), ce qui est une bonne valeur comparée à celles observées sur d'autres installations, typiquement inférieures à 2 en moyenne sur l'année.

Le SEER de la production de froid solaire est de 11.9 (hors distribution), le SEER « thermique » du solaire est de 0.28. Le rendement des capteurs solaires thermiques est de 31%, il tombe à 20% si on considère l'énergie réellement valorisée pour la production de froid solaire ; ces valeurs sont faibles par rapport à celles observées sur des installations de préchauffage ECS, qui sont plutôt de l'ordre de 50%. Ce phénomène s'explique par la température de travail élevée (au-dessus de 80°C) qui ne permet pas de valoriser les faibles ensoleillements. D'autre part, une différence de l'ordre de 35% est observée entre l'énergie récupérée par les capteurs solaires et l'énergie réellement utilisée par le groupe à adsorption : cela paraît étonnamment élevé pour correspondre aux pertes thermiques du ballon mais nous n'avons pas d'explication à ce jour.

La Figure 8 (page suivante) présente la production de froid solaire et conventionnelle pour l'année 2019.

De manière contre-intuitive, la part solaire est plus importante en hiver qu'en été (5% en janvier, 18% en août). Cette différence s'explique par le plafonnement de la puissance de froid solaire (12 kWf), qui n'a pas été dimensionnée pour couvrir la demande de froid estivale en totalité.

Figure 8 : Production de froid solaire et conventionnelle et part solaire en 2019



Consommations spécifiques

Les consommations spécifiques sont les suivantes :

Demande de froid du bâtiment	162 kWhf/m ² clim/an
	28 kWhf/m ³ clim/an
Consommation électrique pour le froid	47 kWhe/m ² clim/an
	8 kWhe/m ³ clim/an
Productivité des capteurs	667 kWhc/m ² capt/an
Consommation d'eau	1.1 L/kWhf

La demande de froid par m² climatisé n'est pas si élevée si on tient compte de la grande hauteur sous plafond (entre 4 et 7 m de haut). La consommation de froid par m³ serait plus représentative mais il s'agit d'un indicateur qui est rarement calculé, ce qui donne peu de points de comparaison avec d'autres installations.

La consommation d'électricité correspondante est faible (<50 kWhe/m² clim/an), ce qui découle du bon coefficient de performance mesuré sur le site.

Sur d'autres installations tertiaires mesurées dernièrement à La Réunion, on a obtenu les valeurs suivantes (consommations par m³ calculées en considérant une hauteur sous plafond de 2.5 m) :

- site avec climatisation 365 jrs/an, 24h/24 : 264 kWhf/m² clim/an / 106 kWhf/m³ clim/an / 147 kWhe/m² clim/an
- site avec climatisation 365 jrs/an, coupure nocturne, hauts plafonds : 268 kWhf/m² clim/an / 110 kWhe/m² clim/an
- site avec coupure hivernale, nuits et week-ends : 89 kWhf/m² clim/an / 36 kWh/m³ clim/an / 66 kWhe/m² clim/an

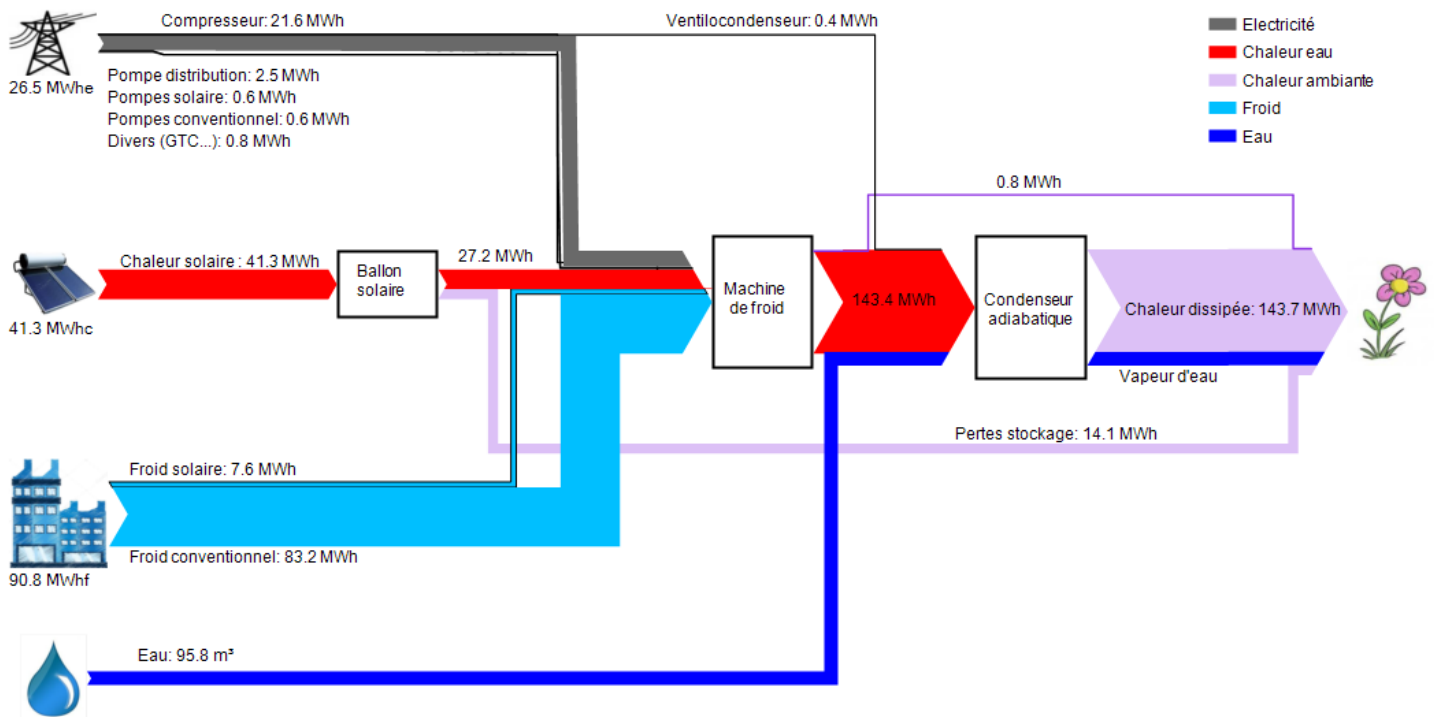
Les capteurs solaires ont produit 667 kWhc/m² en 2019, dont seulement 440 ont effectivement été valorisés pour la production de froid par la machine à adsorption.

La consommation d'eau du réseau est supérieure à 1 L/kWhf (pas négligeable), ce qui est à mettre en balance avec la hausse de performance engendrée par l'utilisation du condenseur adiabatique (l'impact environnemental du recours à l'eau potable du réseau est à prendre en compte).

Diagramme de flux

Un diagramme de flux (ou diagramme de Sankey) permet de visualiser rapidement l'importance des différents flux énergétiques au sein d'un système. La Figure 9 présente le diagramme de flux du système sur l'année 2019.

Figure 9 : Diagramme de flux (ou diagramme de Sankey) du système sur l'année 2019



Comment lire un diagramme de Sankey

Les flèches représentent l'énergie (électricité, chaleur) entrant et sortant de chacun des sous-systèmes composant le système. On part des ressources à gauche pour aboutir à la forme finale de l'énergie à droite, en passant par des transformateurs (rectangles). A chaque étape de transformation (=sur chaque rectangle), la somme des flux d'énergie entrants est strictement égale à la somme des flux d'énergie sortants afin de respecter le principe de conservation de l'énergie. L'épaisseur des flèches est proportionnelle au flux d'énergie.

Remarques :

- Conventionnellement, l'énergie est représentée « positivement », si bien que l'énergie froide fournie au bâtiment est en fait représentée sous la forme de chaleur retirée au bâtiment (donc à gauche du diagramme).
- Seule l'énergie captée par les capteurs (et non l'énergie solaire incidente) est représentée pour ne pas alourdir la présentation.
- L'eau consommée par le condenseur adiabatique est également représentée sous la forme de matière (et non d'énergie).

L'énergie entrant dans le système est composée de 26.5 MWh électriques et de 41.3 MWh thermiques issus des capteurs solaires. Les auxiliaires (pompes, ventilateurs, GTC) comptent pour 18% dans la consommation électrique, dont la moitié est imputable à la pompe de distribution de l'eau glacée. L'énergie froide fournie au système (représentée sous la forme de chaleur retirée au bâtiment) est de 90.8 MWh froid. La chaleur évacuée à l'environnement est de 158.6 MWh et correspond exactement à la somme de tous ces flux. La prépondérance de la production de froid conventionnelle (92%) par rapport à la production de froid solaire est bien visible sur le diagramme.

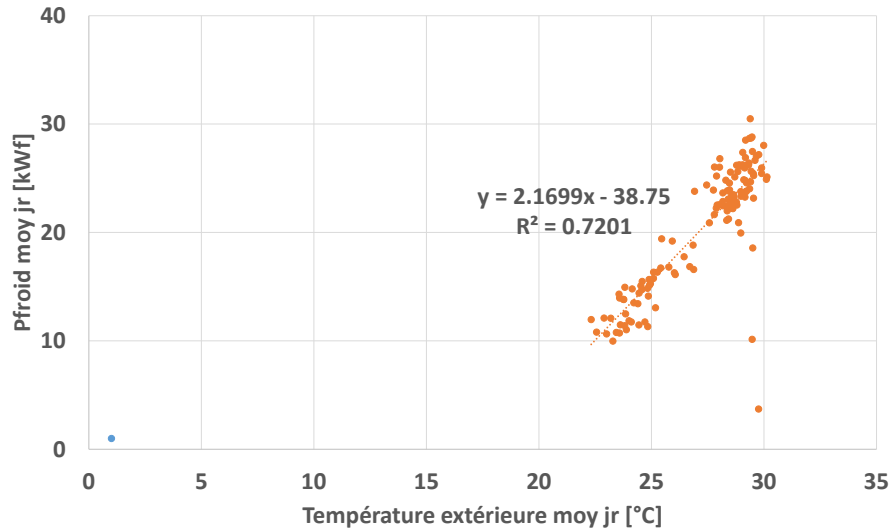
b. Caractérisation des sous-systèmes

Demande de froid du bâtiment

Le comportement du bâtiment vis-à-vis de la température extérieure peut être caractérisé par l'évolution de la puissance froide appelée par le bâtiment en fonction de la température extérieure, aussi appelée signature énergétique du bâtiment. Elle est généralement représentée en moyennes journalières afin de limiter la dispersion.

La Figure 10 représente la signature énergétique du bâtiment étudié.

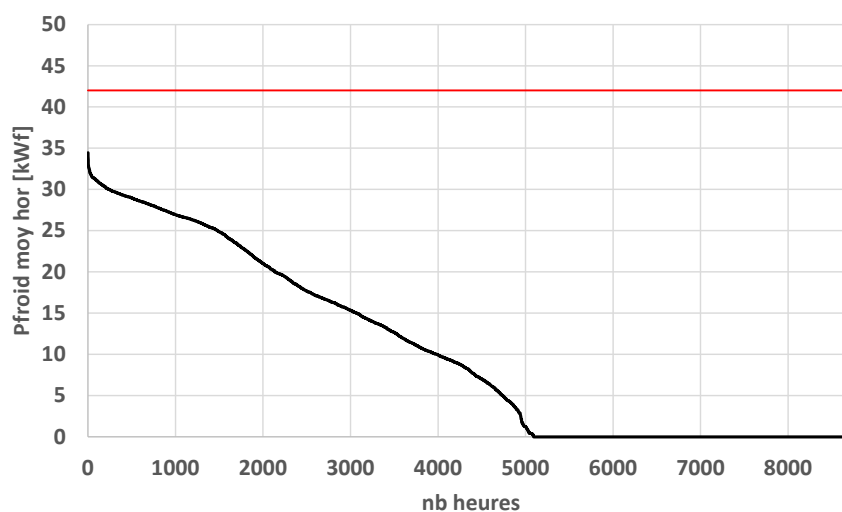
Figure 10 : Signature énergétique du bâtiment étudié



Le bâtiment a un comportement relativement linéaire par rapport à la température extérieure, ce qui est un résultat classique. La puissance appelée est de l'ordre de 25 kWf pour une température extérieure de 30°C (NB : de résultat s'entend en moyenne journalière, ce qui explique que des fluctuations en dessus et au-dessous de cette valeur soient observée).

La structure de la demande de froid peut être caractérisée par la courbe monotone de charge, à savoir la puissance froid appelée par le bâtiment en moyenne horaire pour chaque heure de l'année, classées de la plus grande à la plus petite. Cette représentation permet une lecture rapide du niveau de puissance effectivement nécessaire au bâtiment par rapport au dimensionnement des installations par exemple. La Figure 11 présente la monotone de froid du bâtiment étudié sur l'année 2019.

Figure 11 : Monotone de froid du bâtiment sur 2019

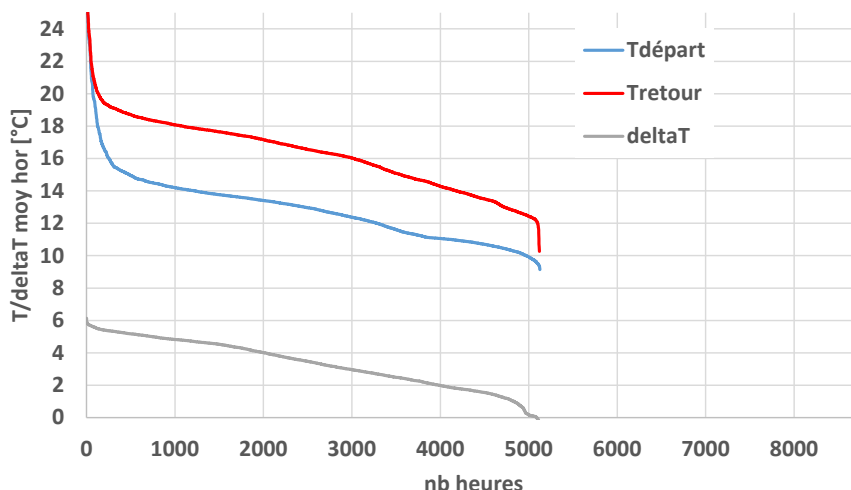


On lit que la puissance maximale appelée sur l'année est de l'ordre de 33 kWf à comparer aux 42 kWf de puissance installée, soit un surdimensionnement de l'ordre de 20%, ce qui est tout à fait raisonnable. On compte

en cumulé 5000 heures de climatisation par an, ce qui est cohérent avec un fonctionnement 365 jours/an mais avec une coupure nocturne.

Le même type de représentation peut être adopté pour caractériser le niveau des températures de travail dans le bâtiment (aller et retour eau glacée). La Figure 12 représente la courbe monotone des températures d'eau glacée observées sur 2019, à savoir les températures d'eau en moyenne horaire classées de la plus grande à la plus petite.

Figure 12 : Monotone des températures d'eau glacée sur 2019



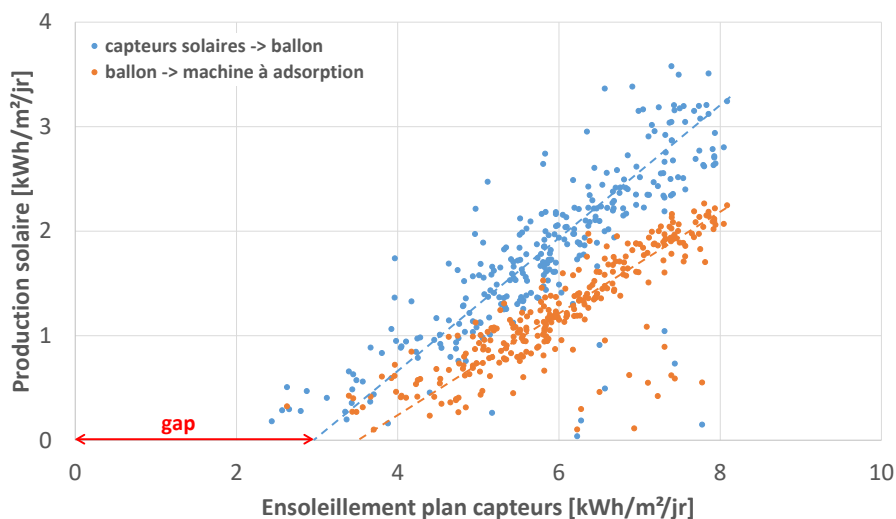
La température de départ de l'eau glacée est élevée (entre 10 et 15°C) avec un ΔT départ-retour compris entre 1 et 6 degrés. Une telle configuration est caractéristique d'une installation bien conçue, qui permet d'optimiser les performances de la production de froid : une augmentation de la température de départ permet une augmentation de performance de la production. La pompe de distribution (à débit fixe) est également bien dimensionnée, puisqu'on vise en général un ΔT de 5 degrés au plus fort de l'été, qui est atteint ici.

Pour comparaison, les observations menées sur d'autres sites tertiaires audités dernièrement font état d'un surdimensionnement compris entre 2 et 3, une température de départ d'eau glacée comprise entre 6 et 11°C avec un ΔT typiquement inférieur à 2 degrés.

Capteurs solaires

Le rendement solaire est le rapport entre la production solaire et l'ensoleillement dans le plan capteurs. On peut définir le rendement des capteurs (production solaire envoyée au ballon par les capteurs solaires) et le rendement utile (production solaire réellement valorisée par la machine à adsorption). Sur la Figure 13, la représentation est faite en valeurs journalières (kWh/m²/jr) pour limiter la dispersion.

Figure 13 : Production solaire en fonction de l'ensoleillement dans le plan capteurs (2019)



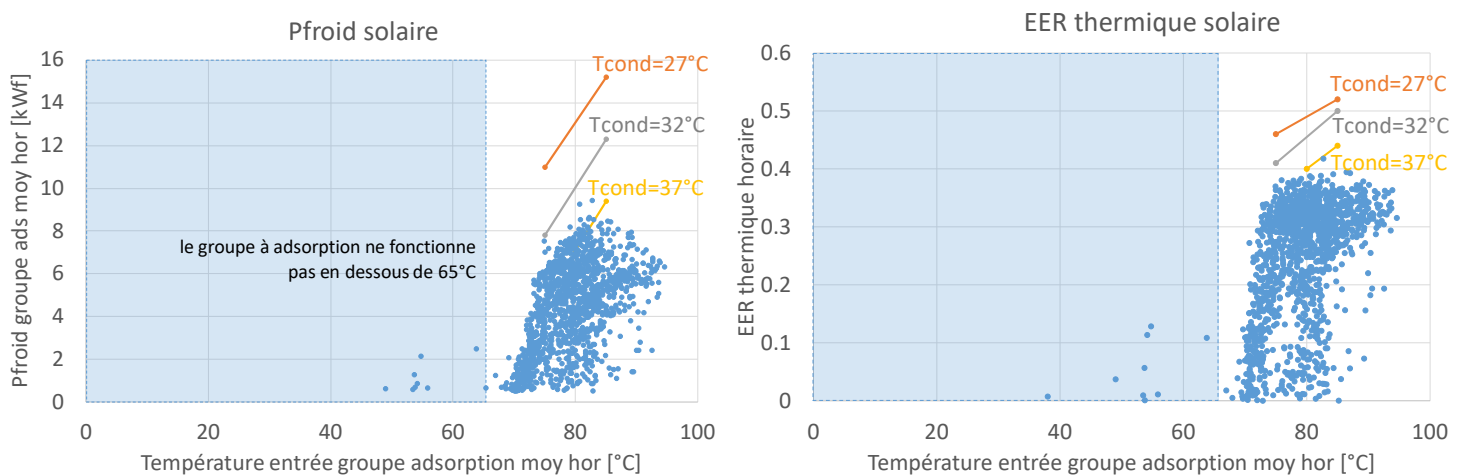
La relation entre la production solaire et l'ensoleillement est relativement linéaire. On note un « gap » dû au fait que le ballon reste en température car la machine à adsorption ne peut fonctionner qu'à partir d'une température de 65°C : cela implique que le matin, l'énergie solaire ne peut être valorisée que si on peut atteindre une température supérieure à 65°C (en dessous elle sert uniquement à remonter la température du ballon).

Le rendement des capteurs solaires est compris entre 10 et 40%. Cette valeur est à comparer aux valeurs de 45-50% mesurées sur des installations de préchauffage d'ECS en métropole, pour lesquelles on n'a pas ce problème de seuil de température puisqu'on peut valoriser la chaleur solaire dès le 1^{er} kWh (on préchauffe l'eau froide du réseau).

Production de froid

La Figure 14 permet de comparer les performances de la production de froid solaire mesurées sur le système étudié aux données fournies par le constructeur.

Figure 14 : Performances mesurées (points en bleu) et théoriques (données constructeur) de la machine à adsorption, Puissance froide fournie (gauche) et EER thermique (droite) en fonction de la température de l'eau chaude à l'entrée du groupe à adsorption



Les données constructeur sont fournies pour différentes températures au retour du condenseur (cf. fiche technique en Annexe 3). Cette température n'a pas été mesurée mais elle est vraisemblablement de l'ordre de 32°C (plutôt moins élevée le matin et plus élevée le soir).

La puissance froide fournie et l'EER thermique sont inférieurs aux données constructeur :

- la puissance froide maximum fournie est de 8.5 kWf alors que la fiche technique donne 12 kWf
- l'EER thermique est inférieur à 0.4 alors que la fiche technique donne entre 0.4 et 0.5

Cet écart n'est pas choquant et même habituel étant donné que les données constructeur sont mesurées dans des conditions normées (similaires à des conditions de laboratoire) et non dans des conditions réelles d'utilisation.

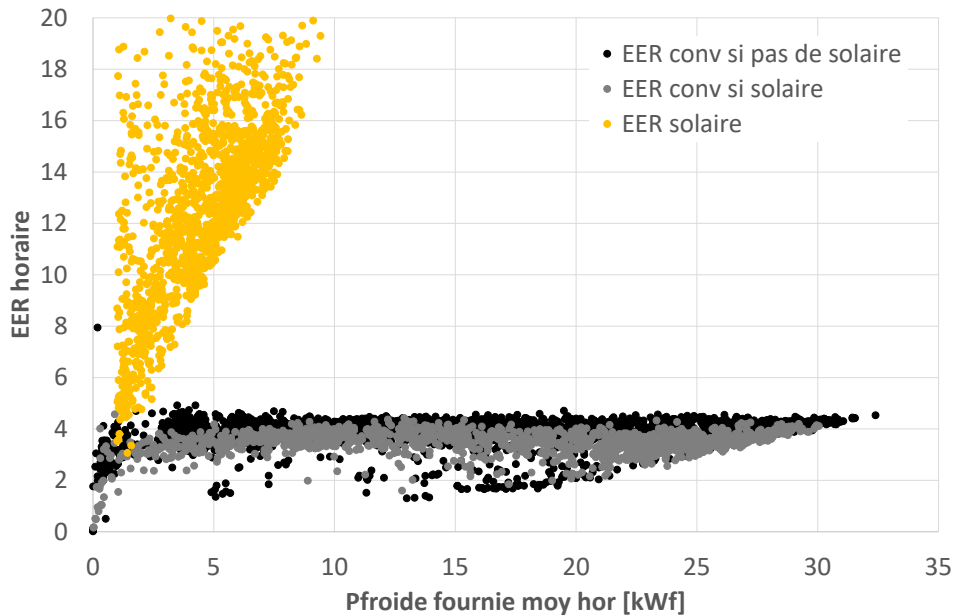
La Figure 15 présente l'évolution des EER des deux systèmes considérés séparément selon la puissance froide qu'ils fournissent.

Remarques quant à l'estimation de la consommation des auxiliaires par chacun des deux systèmes :

- Le compteur électrique installé sur le départ « pompes » mesure la consommation de l'ensemble des pompes de l'installation (hors pompe de distribution), qui peuvent fonctionner pour la production conventionnelle mais aussi pour la production solaire. Afin d'affecter la part de la consommation des pompes à chacun des deux modes de production, nous avons caractérisé leur consommation sur les périodes où la production conventionnelle fonctionnait seule puis appliqué le résultat aux périodes où les deux fonctionnaient en simultané. La différence de consommation a été imputée à la production solaire.

- La consommation du ventilocondenseur (commun aux deux modes de production) a été répartie au prorata de la production de froid respective.
- A noter que l'erreur induite par ces modes de calcul est faible car les consommations en jeu ne sont pas significatives.

Figure 15 : EER des deux systèmes (conventionnel et solaire)



L'EER de la production conventionnelle varie entre 2 et 4.5, ce qui est plutôt bon, en grande partie grâce à la présence du condenseur adiabatique qui abaisse la température de condensation de plusieurs degrés (moyennant une consommation d'eau non négligeable). L'EER de la production conventionnelle est plus faible lorsqu'il y a une production de froid solaire concomitante (entre 3 et 4) que lorsqu'il n'y en a pas (entre 3.5 et 4.5), ce qui s'explique par le fait que la production solaire (quand il y en a) utilise également le condenseur adiabatique. L'EER n'est pas dépendant de la puissance froide fournie.

L'EER de la production solaire varie entre 4 et 18, ce qui est très bon. Il augmente avec la puissance froide car la consommation électrique se résume à la consommation des pompes qui est fixe quelle que soit la puissance froide : elle a donc un impact plus important sur l'EER lorsque la puissance froide fournie est faible.

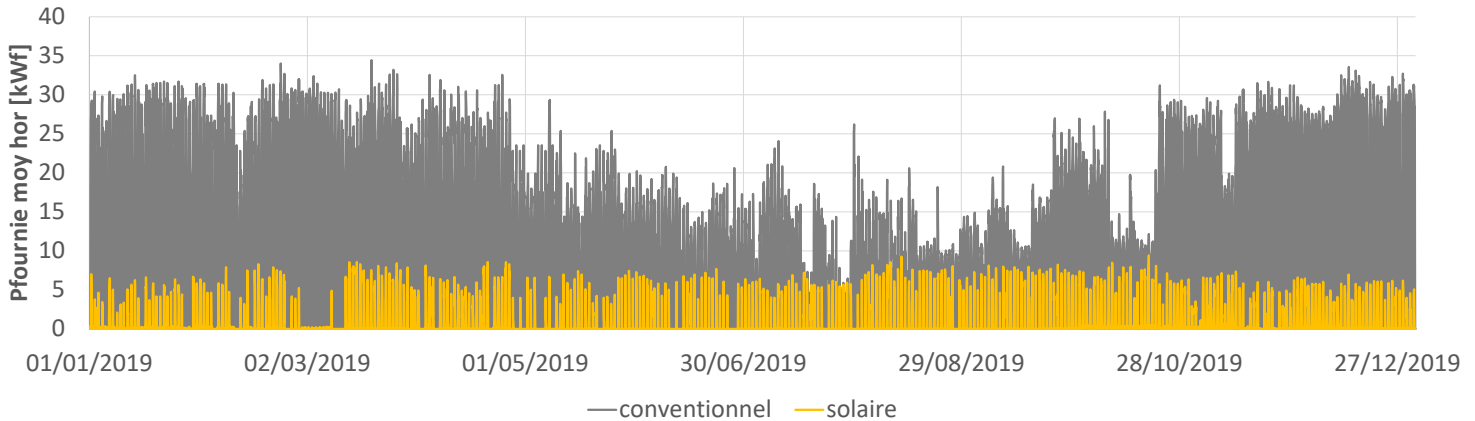
c. Caractérisation du système dans son ensemble

Analyse du dimensionnement

Dans une installation hybride comme celle-ci, il n'est pas pertinent de dimensionner la production solaire de manière trop large car dans les faits il y a peu d'heures dans l'année où la puissance froide appelée est maximale. Dans le cas étudié, le parti pris était de dimensionner l'installation solaire pour couvrir les besoins de froid hivernaux (et non estivaux). Le dimensionnement retenu était de 30% solaire / 70% conventionnel (12 kWf solaire/30 kWf conventionnel) : ce niveau de dimensionnement est judicieux pour maximiser le recours à la production solaire tout en optimisant le coût (une installation solaire étant plus intense en investissement qu'une installation conventionnelle). Une augmentation importante de la puissance de l'installation solaire augmenterait significativement l'investissement sans augmenter proportionnellement la quantité de froid solaire fournie...

La Figure 16 illustre la puissance froide couverte par le solaire et par le conventionnel pour chaque heure de l'année 2019.

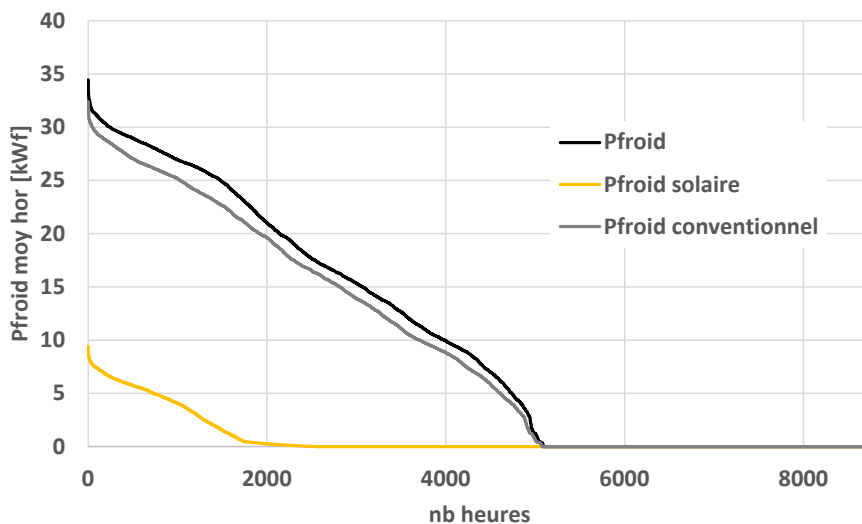
Figure 16 : Puissance moyenne horaire fournie par le solaire et complément conventionnel (2019)



La demande de froid est de l'ordre de 10-20 kWf en hiver et 30 kWf en été. La puissance froide fournie par le solaire est quant à elle relativement stable sur l'ensemble de l'année, et on voit clairement que la part solaire est nettement plus élevée en hiver qu'en été. Les périodes sans (ou avec faible) production solaire en début d'année sont relatives à des dysfonctionnements sur la production de froid solaire.

La Figure 17 présente les courbes monotones de la production de froid solaire et conventionnelle observées sur l'année 2019, en regard de la demande totale de froid. *Attention : les deux courbes ne s'ajoutent pas.*

Figure 17 : Courbes monotones des différentes modes de production de froid (2019)



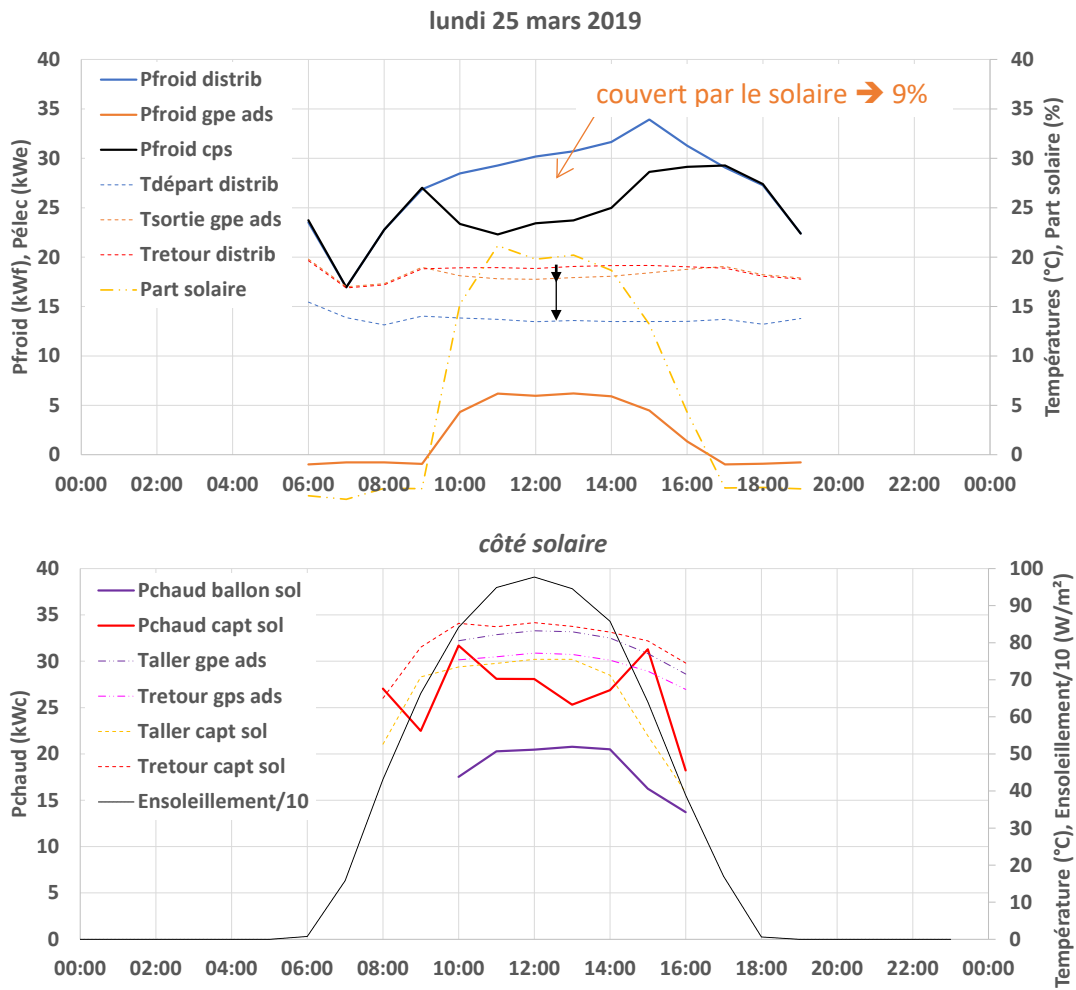
Conformément au bilan énergétique, on note que la part de froid solaire fournie par rapport à la demande totale (aire sous la courbe jaune par rapport à l'aire sous la courbe noire) est faible : la puissance de l'installation solaire atteint plutôt 25 que 30% (notamment à cause du fait que la puissance froide solaire théorique n'est pas atteinte). Le solaire fonctionne 1800 h par an sur les 4900 h de fonctionnement total de la climatisation (35-40% du temps).

Exemples de beaux jours

L'analyse de « beaux jours » (=jours avec une courbe d'ensoleillement « en cloche ») permet de mieux comprendre le fonctionnement du système.

La Figure 18 illustre le fonctionnement du système lors d'un beau jour d'été.

Figure 18 : Exemple de beau jour d'été (25 mars 2019)



Côté production de froid :

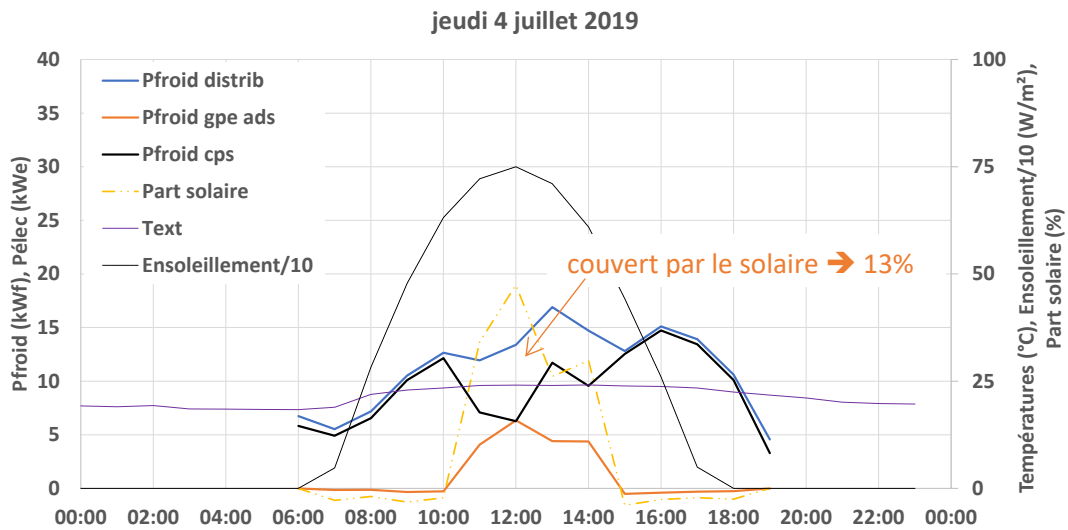
- La distribution de froid se lance à 6h (conventionnel seulement) jusqu'à 19h.
- Le groupe à adsorption se lance à 10h, la part solaire augmente jusqu'à 20% puis s'arrête à 16h (fonctionne 45% du temps).
- La température de retour de la distribution est de 19°C ; la température baisse de 1 degré après le passage dans le groupe à adsorption, puis de 3.5 degrés après passage dans le compresseur ; la température de distribution est finalement de 13.5 °C.
- Le taux de couverture solaire est de 9% pour cette journée.

Côté solaire :

- Le soleil se lève à 6h.
- Le ballon commence à se charger à 8h, l'eau dans le ballon est encore à une température supérieure à 50°C.
- Le groupe à adsorption se lance à 10h, quand la température dépasse 80°C, et s'arrête à 16h, quand on atteint 70°C.

La Figure 19 illustre le fonctionnement du système sur un beau jour d’hiver.

Figure 19 : Exemple d’un beau jour d’hiver (4 juillet 2019)



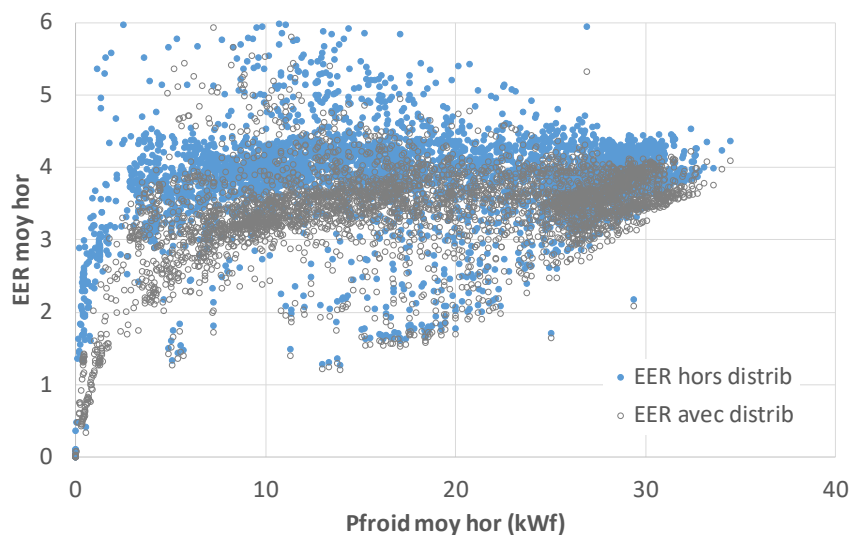
Sur l’hiver, on observe le même type de fonctionnement, mais avec :

- une période de production de froid solaire moins longue (de 11h à 14h)
- un soleil qui se lève 1/2h plus tard et se couche 1/2h plus tôt et un ensoleillement plafonné à 750 W/m²
- une demande de froid plus faible (entre 5 et 15 kWf), conduisant à un taux de couverture solaire plus élevé (13% sur cette journée) avec une part solaire montant ponctuellement à quasiment 50%

Performances

La Figure 20 présente l’EER du système complet en fonction de la puissance froide fournie sur l’année 2019.

Figure 20 : EER du système complet (avec et sans la consommation de la distribution de froid) en fonction de la puissance froide fournie (2019)

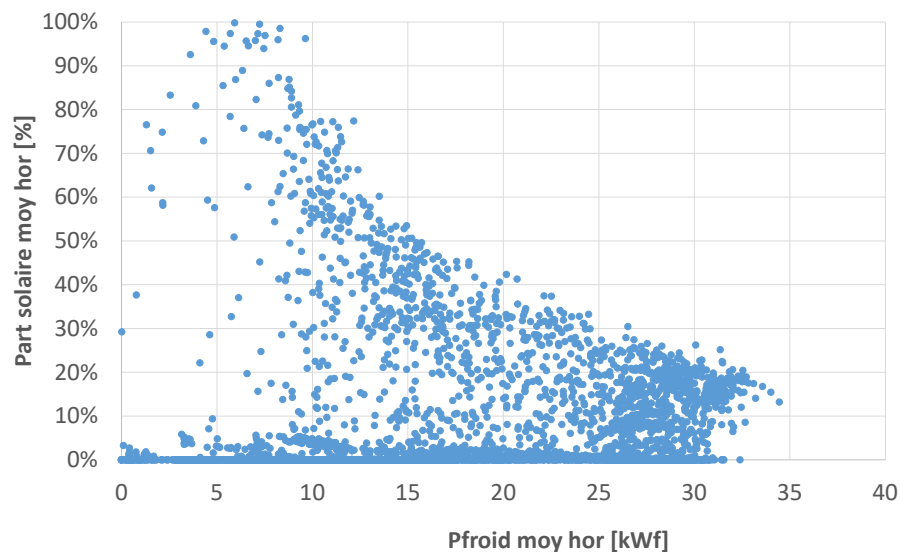


Sans comptabiliser la consommation de la pompe de distribution, l’EER du système est majoritairement compris entre 3 et 4.5. Il est peu dépendant de la puissance froide fournie.

La pompe de distribution fait perdre entre 0.3 et 0.8 point sur l’EER, si bien que l’EER du système complet plafonne à 4.1. Il augmente avec la puissance froide fournie (le poids de la consommation de la pompe de distribution diminuant).

La Figure 21 montre l'évolution de la part solaire en fonction de la puissance froid appelée en moyenne horaire.

Figure 21 : Part solaire en fonction de la puissance froid appelée en moyennes horaires (2019)



On note que la part solaire diminue lorsque la demande de froid augmente, ce qui s'explique par le plafonnement de la puissance du groupe à adsorption qui n'a pas été dimensionné pour couvrir l'intégralité de la demande de froid : lorsque la puissance appelée est de 30 kWf (en été), la part solaire est de l'ordre de 20%, tandis qu'elle monte jusqu'à 80% lorsque la demande de froid est de 10 kWf (en hiver).

d. Comparaison avec l'étude de préféabilité

En amont du projet, une étude de préféabilité² avait été réalisée par le bureau d'études Cotel Ingénierie à la demande du maître d'ouvrage (financement à 70% par l'Ademe). L'objectif était de déterminer de manière prévisionnelle les principaux flux énergétiques afin de dégager l'intérêt énergétique et économique de la solution.

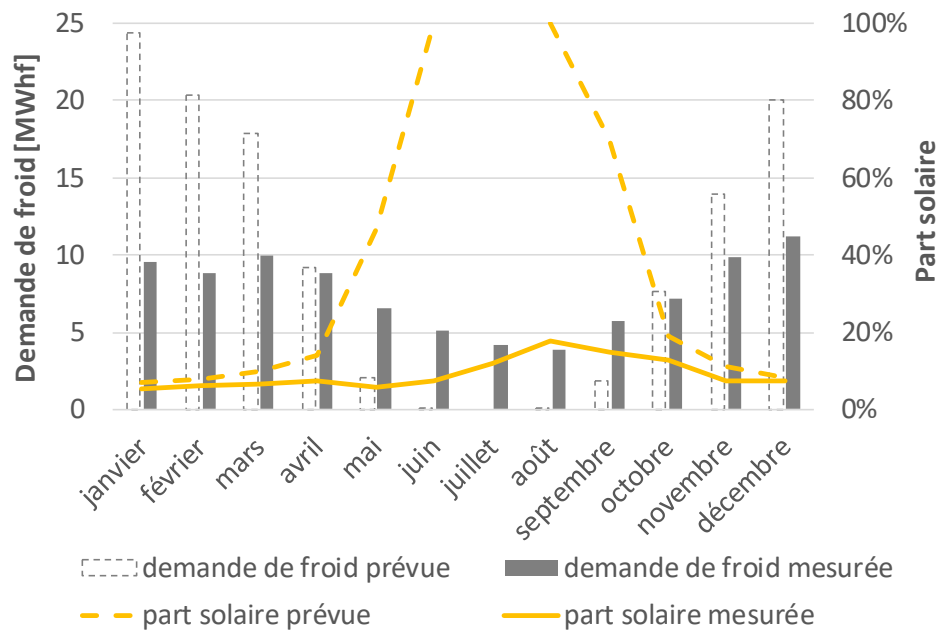
La demande de froid prévisionnelle a été déterminée par simulation thermique dynamique (STD) du bâtiment tandis que la production de froid solaire et la consommation électrique attendues ont été calculées à partir des données constructeur (capteurs solaires et machine de froid) disponibles dans différentes conditions de fonctionnement.

Les résultats de mesure ont été comparés aux résultats de l'étude de préféabilité pour évaluer l'écart entre le prévisionnel et le réel. La Figure 22 (page suivante) présente la demande de froid et la part solaire mensuelles prévues par l'étude de préféabilité et réelle (mesurée sur 2019).

Le profil prévisionnel de demande de froid n'est pas du tout le même que le profil mesuré. La STD aboutissait à un profil très fortement variable avec une demande de froid élevée l'été et nulle l'hiver. Dans la réalité, le profil est plus plat avec tout de même une demande de froid minimale (août 2019) de l'ordre du tiers de la demande de froid maximale (décembre 2019). L'évolution de la part solaire est par conséquent très différente avec des valeurs prévisionnelles entre 7% (janvier) et 100% (hiver) et des variations observées entre 5% (janvier 2019) et 18% (août 2019).

² Faisabilité de climatisation solaire sur l'entrepôt pharmaceutique de l'Aurar au Mont Roquefeuil, Cotel Ingénierie, 30 p., 2016

Figure 22 : Demande de froid et part solaire mensuelle prévue et mesurée sur 2019



Concernant la demande de froid, deux hypothèses majeures prises dans l'étude de pré faisabilité diffèrent notablement de la réalité :

- un fonctionnement de la climatisation 365j/an et 24h/24 dans l'étude de pré faisabilité et une coupure nocturne (19h-6h) dans la réalité
- une température de consigne de 26-28°C dans la STD contre 24-26°C dans la réalité (aux dires des occupants de site car nous n'avons pas de mesures).

Ces différences peuvent en partie expliquer la différence de profil observé :

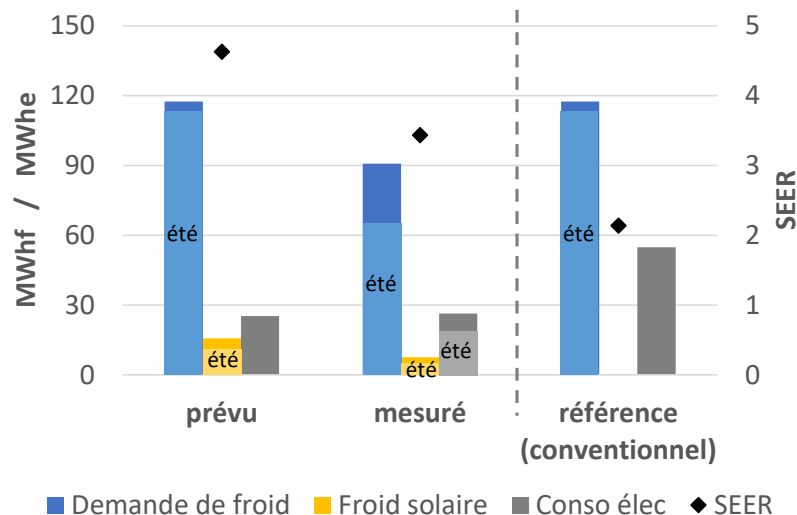
- la demande de froid estivale doublée par rapport à la réalité peut être liée à la demande de froid nocturne qui serait élevée en été (la température extérieure ne baissant pas beaucoup la nuit)
- la demande de froid hivernale nulle pourrait être due à la température de consigne plus haute qui n'est jamais dépassée même en l'absence de climatisation

Cependant nous n'avons pas suffisamment d'éléments pour étayer ces suppositions.

A l'échelle annuelle, la demande de froid totale n'est que de 30% supérieure à la réalité malgré la différence flagrante de profil (cf. Figure 23 page suivante).

La quantité de froid solaire produite est par contre inférieure d'un facteur 2 par rapport à la quantité de froid prévisionnelle, ce qui est cohérent avec la comparaison entre les données mesurées et les données constructeur (cf. §II.2.b). Cela aboutit à une part solaire réelle bien plus faible que la valeur prévue (8.4% contre 13.5%). A noter qu'au début de l'année de mesure (janvier-février 2019 surtout), la production de froid solaire a été affectée par des pannes plus ou moins importantes. Les jours de panne n'ont cependant pas été « corrigés » dans le bilan annuel car ce phénomène est représentatif de la réalité. C'est la différence entre une situation « normée » (conforme aux données constructeur comme dans l'étude de pré faisabilité) et une situation réelle (il y a toujours des pannes à déplorer et les performances en conditions réelles sont inférieures aux données constructeur).

Figure 23 : Flux énergétiques annuels prévisionnels et mesurés (2019)



Au final, la consommation électrique globale prévisionnelle se trouve proche de la consommation électrique réelle par un concours de circonstances (demande de froid prévisionnelle plus élevée conjuguée avec des performances prévisionnelles plus élevées (SEER prévu de 4.6 au lieu 3.4 mesuré)).

Les mesures montrent que le SEER ne dépend pas de la saison (3.5 en été (octobre-avril), 3.4 en hiver (mai-septembre)). Les données disponibles dans l'étude de préféabilité ne permettent pas d'analyser la saisonnalité des SEER prévisionnels (consommation électrique annuelle uniquement). Comme déjà évoqué, la répartition de la demande de froid est très différente dans l'étude de préféabilité (97% de la demande de froid en été) par rapport à la réalité (seulement 72%).

Les données concernant le cas de référence (installation conventionnelle) sont également mentionnées pour information. Le SEER annuel considéré est de 2.1, ce qui est comparable à ce que nous avons mesuré sur différentes installations dans le cadre du projet SWACool³. Le ratio de performance serait de 2.2 d'après les hypothèses de l'étude de préféabilité et de 1.6 dans la réalité, ce qui confirme l'intérêt de la solution étudiée.

En conclusion, on note des différences importantes entre les valeurs prévues et les valeurs réelles, ce qui n'est pas étonnant étant donné que l'étude de préféabilité part de peu de données de départ (essentiellement les données constitutives du bâtiment pour paramétrer la STD et les données constructeur pour estimer les performances de la production de froid).

3. Analyse économique

NB : tous les coûts présentés s'entendent hors TVA.

En parallèle de l'analyse énergétique, une analyse économique a été menée sur l'installation mesurée. Le Tableau 2 (page suivante) présente les hypothèses de coût utilisées pour l'analyse économique.

L'investissement global s'élève à 70000 € + 3650 € d'étude de préféabilité, dont 35555 € de subventions. Nous avons essayé de réaliser une décomposition du coût d'investissement. Les données sont pour certaines issues de catalogues fournisseurs (prix publics) des équipements installés sur le site, considérés avec une remise de 20% et un surcoût lié au transport à La Réunion de 15%. Elles ont en règle générale été ramenées à un ratio par m² ou par kW pour permettre d'évaluer leur pertinence. Les autres coûts ont été estimés par rapport aux prix moyens constatés habituellement.

D'après nos estimations, plus de la moitié de l'investissement global serait imputable à la machine de froid (machine à adsorption + compresseur d'appoint + condenseur adiabatique) et les capteurs solaires

³ Projet SWACool : Potentiel de réduction de la demande de climatisation en climat tropical et optimisation du raccordement des bâtiments à un réseau de froid vertueux

représenteraient le tiers. Pour le calcul des amortissements annuels, les capteurs solaires ainsi que le ballon de stockage ont été considérés amortis sur 25 ans tandis que les autres éléments sont amortis sur 15 ans. Les taux d'intérêt retenus sont volontairement conservateurs car les montants en jeu ne sont pas élevés.

D'après les consommations mesurées sur 2019, les coûts liés à la consommation d'électricité (compresseur d'appoint + condenseur adiabatique + pompes) s'élèvent à 3700 €/an (tarif bleu) et la consommation d'eau pour le condenseur adiabatique représente moins de 150 €/an.

Tableau 2 : Hypothèses de coût pour l'installation de climatisation solaire thermique étudiée

Investissements	Taille	Matériel	Pose	Source	Prix/ratio retenu fourni posé
Etude pré faisabilité		3 650 €		Aurar	3 650 €
Production de froid		63 000 €	7 000 €	Aurar	70 000 €
Capteurs solaires	62 m ²	250 €/m ²	100 €/m ²	Prix moyens constatés	350 €/m ²
Ballon stockage	1 500 L	3 819 €		Prix public Atlantic (Annexe 4) + remise 20% + transport 15%	3 513 €
Groupe adsorption	12 kWf	27 200 €		Prix public Invensor (Annexe 5) + remise 20% + transport 15%	2 000 €/kWf
Compresseur appoint	30 kWf			Par différence avec les autres éléments	262 €/kWf
Condenseur à air	42 kWf	9 900 €		Prix public Invensor (Annexe 5)	
Condenseur adiabatique	42 kWf			Prix condenseur à air majoré de 20% + remise 20% + transport 15%	260 €/kWf
Régulation avancée		1 000 €		Estimé	1 000 €
Pose machine de froid			1 000 €	Estimé	1 000 €

NB : Equipements de production uniquement, hors réseau de distribution d'eau glacée et terminaux d'émission

Amortissements	Durée	Taux intérêt
Capteurs solaires + ballon	25 ans	3%
Autres éléments	15 ans	2.5%

Subventions	Taux	Bailleur/Source
Etude pré faisabilité	70%	Ademe
Production	60% du surcoût par rapport à une installation conventionnelle, plafonné à 50 000 €/site et 4 000 €/kWf	
		FEDER-Région Réunion, Action 4.02 ¹ , grandes entreprises
Installation conventionnelle	15 000 €	Etude pré faisabilité Cotel

Maintenance-exploitation	Montant	Source	Remarque
Production	1 731 €/an	Aurar	Montant de 3462€/an pour la maintenance pour la production ET l'émission de froid (entretien des terminaux) => seule la moitié du montant a été imputée à la production de froid
Installation conventionnelle	800 €/an	Prix moyens constatés (2x6h/an)	

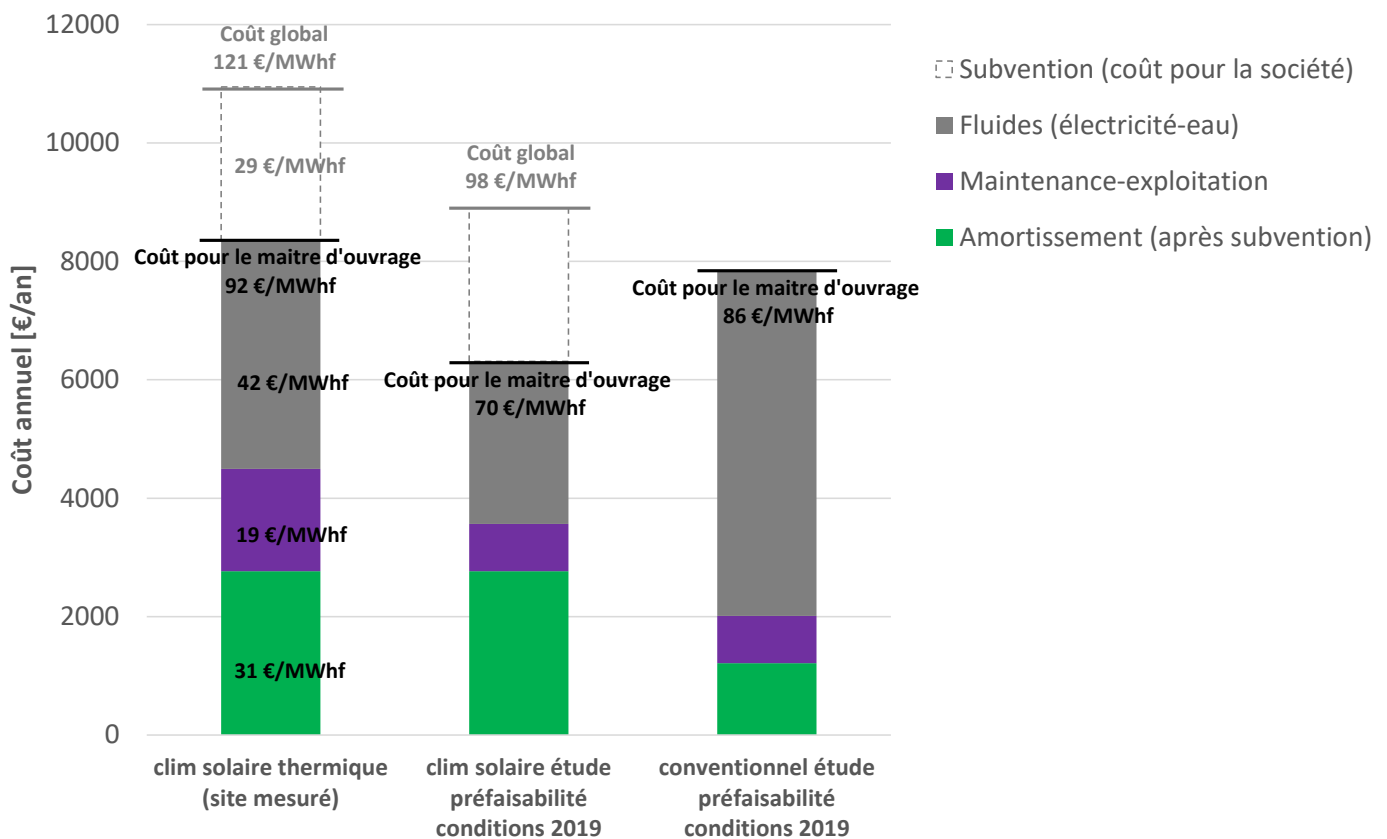
Fluides	Prix	Source
Eau	1.5 €/m ³ hors assainissement	Prix moyens constatés
Electricité	Tarif Bleu EDF	Option Base 2019, abonnement 24 kVA

¹[http://www.reunion-europe.org/DOCUP/REGION/1420_IDDE_4-](http://www.reunion-europe.org/DOCUP/REGION/1420_IDDE_4-02_Promouvoir_les_projets_de_valorisation_des_energies_renouvelables_notamment_de_la_biomasse_et_du_biogaz.pdf)

02_Promouvoir_les_projets_de_valorisation_des_energies_renouvelables_notamment_de_la_biomasse_et_du_biogaz.pdf

La Figure 24 présente la décomposition du coût estimé de la production de froid de l'installation mesurée sur l'année 2019, ainsi que le coût prévisionnel de la production de froid d'après les éléments fournis dans l'étude de pré faisabilité et enfin celui de l'installation conventionnelle prise en référence dans cette même étude.

Figure 24 : Répartition du coût de la production de froid sur l'installation de climatisation solaire thermique étudiée sur 2019, coût prévisionnel selon l'étude de préféabilité et coût de la solution conventionnelle de référence



Le coût pour le maître d'ouvrage est estimé à 8 350 €/an ou 92 €/MWhf à raison d'un tiers pour les coûts d'amortissement, 20% pour les coûts de maintenance, le reste pour l'électricité. Si on considère le coût global en incluant les subventions (amorties sur la même durée que les équipements), on arrive à 120 €/MWhf, soit un coût « supporté par la société » de l'ordre de 30 €/MWhf.

Ce coût est plus élevé que le coût prévisionnel calculé selon les éléments fournis dans l'étude de préféabilité réalisée selon le cahier des charges Ademe et rapporté aux conditions de l'année 2019 (demande de froid réelle et tarif bleu de l'année 2019), à savoir 70 €/MWhf après subvention. L'écart se situe principalement sur les coûts d'électricité en lien avec les performances moins élevées que prévu et dans une moindre mesure sur les coûts de maintenance (pris égaux à ceux d'une installation conventionnelle dans l'étude de préféabilité, mais le contrat de maintenance en vigueur est plus onéreux dans la réalité).

Au final, le coût de la production de froid pour le maître d'ouvrage sur l'installation étudiée est plus élevé que le coût de l'installation conventionnelle prise en référence dans l'étude de préféabilité (qui aboutit à 86 €/MWhf selon nos calculs), alors qu'il aurait dû être moins élevé selon les prévisions.

4. Conclusion

Le retour d'expérience mené in situ sur une année complète de mesures sur une installation de climatisation solaire thermique hybride a montré un taux de couverture solaire des besoins de froid de 8.4%, contre 13.5% dans l'étude de préféabilité. Cette valeur plus faible que prévue n'est pas étonnante car les performances en conditions réelles sont généralement moins élevées que les performances constructeur en conditions normées. D'autre part, le solaire thermique n'est pas très adapté pour travailler à haute température (70-80°C dans ce cas) car aucune énergie ne peut être valorisée avant d'avoir atteint la température de fonctionnement de la machine à adsorption... Les applications à basse température telles que le préchauffage d'eau chaude sanitaire, sont plus pertinentes.

Le SEER de la production de froid solaire est de 12.9 sur 2019 tandis que le SEER de l'appoint conventionnel est de 3.7 (bonne valeur grâce au recours au condenseur adiabatique). Au final, le SEER global est de 3.4 en prenant en compte la consommation de la distribution, ce qui est une bonne valeur par rapport au SEER de 2.1 de

l'installation prise en référence dans l'étude de préféabilité (valeur compatible avec celles mesurées récemment sur des installations conventionnelles).

Au final, le coût global du froid (incluant amortissement, maintenance, électricité) est de l'ordre de 90 € HT/MWhf après subventions, ce qui est élevé (cf. §III.4.c).

Parmi les points forts sur ce site, on note une bonne gestion de la climatisation, avec un arrêt nocturne programmé toute l'année (la température extérieure plus basse permettant de conserver les médicaments à une température acceptable sans climatisation). Les températures de travail sont élevées (départ eau glacée à 10-15°C) ce qui permet d'améliorer les performances de la production et le ΔT atteint 5 degrés en pleine saison grâce à une pompe de distribution bien dimensionnée. La production de froid est bien dimensionnée, ce qui est loin d'être une généralité (les installations auditées ces dernières années font état d'un surdimensionnement systématique compris entre 2 et 3).

En conclusion, la solution technique offre de bonnes performances par rapport à une solution conventionnelle, notamment grâce à la présence du condenseur adiabatique qui abaisse de plusieurs degrés la température de condensation par rapport à un aérocondenseur (moyennant une consommation d'eau significative). Les points faibles de la solution sont d'une part son coût relativement élevé, d'autre part l'aspect « spécifique » du matériel, qui requiert des compétences particulières (qui ne sont pas disponibles largement sur le marché actuel) pour en optimiser l'exploitation.

III. Comparaison des différentes alternatives

Contrairement à la production de chaleur, il existe malheureusement peu d'alternatives pour la production de froid vertueuse en contexte tropical. On citera principalement :

- Climatisation solaire thermique (absorption ou adsorption) ou récupération de chaleur fatale
- Climatisation solaire photovoltaïque : couplage d'un groupe de froid classique à une installation photovoltaïque
- Condensation sur eau de nappe ou de mer
- SWAC (Sea Water Air Conditioning) : pompage d'eau de mer profonde (800-1000 m) pour le refroidissement direct (=sans machine de froid) d'un réseau de froid alimentant les preneurs via un échangeur de chaleur eau de mer/eau douce

La climatisation solaire thermique a été étudiée dans le cadre de ce projet avec les difficultés évoquées (technologies peu répandues avec un coût élevé) rendant leur généralisation difficile.

La climatisation solaire photovoltaïque est une voie prometteuse dans le cas où on a recours uniquement à des technologies répandues (groupe froid, panneaux photovoltaïques, ballon de stockage), ce qui les rend accessibles techniquement aux différents acteurs du métier avec un coût raisonnable. L'inconnue réside à l'heure actuelle dans la régulation de ce type de système qui est proposé par quelques prestataires seulement (pas de système clé-en-main à notre connaissance).

La condensation sur eau de mer ou de nappe permet d'améliorer les performances de la production de froid en abaissant la température de condensation, mais implique d'avoir à proximité une source d'eau à température plus froide que l'air extérieur. La différence de température avec l'air extérieur doit être significative pour justifier de tels investissements. Pour l'eau de nappe, la difficulté peut se situer au niveau de la disponibilité de la ressource en eau (compétition avec les nappes d'eau potable) et de la température parfois élevée de l'eau. Pour l'eau de mer, l'accessibilité au rivage peut rendre la mise en œuvre difficile, ainsi que le gradient de température (couches superficielles chaudes).

Le SWAC n'est envisageable que pour des demandes de froid importantes (gros preneurs ou réseau de froid urbain) au vu des coûts associés, en lien avec les infrastructures lourdes à mettre en place (pompage d'eau de mer à une profondeur de 800-1000 m, réseau de froid...).

1. Alternatives étudiées

Le périmètre étudié est le moyen et grand tertiaire (quelques milliers de m² climatisés), qui représente une part importante du parc actuel et pour lequel le recours à l'eau glacée est pertinent.

L'analyse a été menée sur une année complète (1^{er} au 31 décembre 2019) en conservant la demande thermique horaire mesurée ainsi que la météo. Seules les deux premières alternatives sont étudiées, les deux dernières étant trop spécifiques et non généralisables. Des variations de l'installation étudiée au §0 sont également proposées. Une « simulation » horaire simplifiée sur l'année complète a été réalisée pour chaque scénario afin d'arriver aux conclusions présentées.

a. Doublement de la part solaire

Un scénario mettant en jeu une installation semblable à l'installation solaire hybride étudiée mais avec une installation solaire doublée en taille (surface capteurs, ballon de stockage et groupe à adsorption) a été analysé. Pour simplifier, la production de froid solaire instantanée est également considérée comme doublée par rapport à l'installation existante (dans la limite de la demande de froid instantanée), ce qui fait baisser la part de l'énergie d'appoint nécessaire (conventionnel).

b. Production classique avec condenseur évaporatif

Une installation faisant intervenir un groupe froid classique (compresseur électrique) sans solaire mais avec un condenseur évaporatif a été étudiée. Les performances instantanées pour la production du froid « classique » ont été conservées égales à celles mesurées : une quantité d'électricité supplémentaire correspondant à la production du froid solaire (dans ce cas couvert par la production classique) a été ajoutée.

c. Production conventionnelle (avec aérocondenseur)

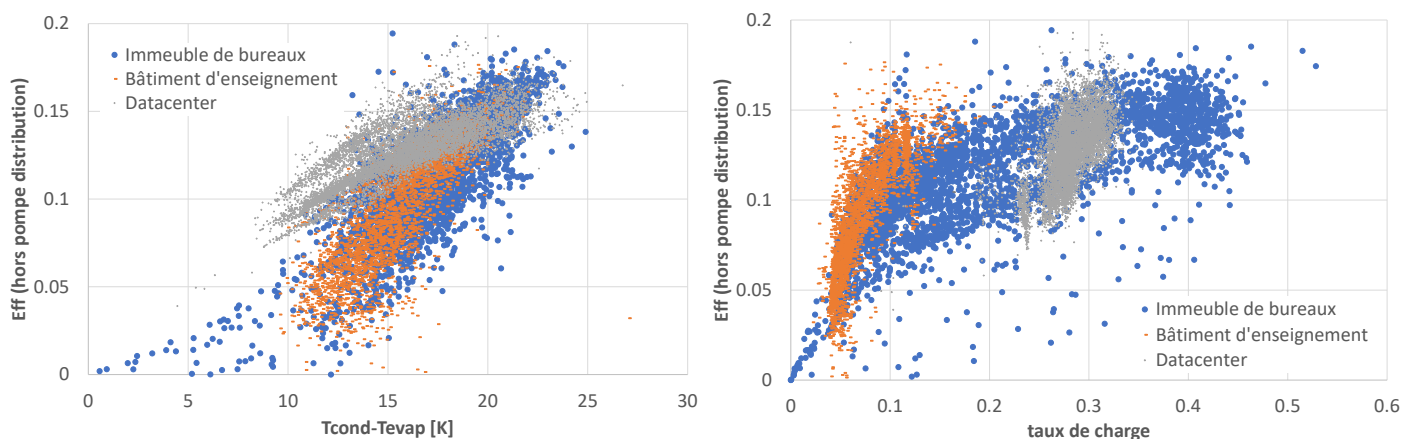
Dans le cadre du projet SWACool, trois sites tertiaires ont été instrumentés sur plusieurs mois en 2018. Il s'agit d'un immeuble de bureaux (puissance installée 100 kWf), d'un bâtiment d'enseignement (puissance installée 400 kWf) et d'un datacenter (puissance installée 250 kWf). Ils sont équipés de groupes d'eau glacée sur lesquels ont été mesurées la production/demande de froid et la consommation électrique au pas de temps 10 min. Dans le cadre du projet Tropiclim, une installation conventionnelle (avec aérocondenseur) a été simulée en reprenant les performances instantanées mesurées sur ces sites.

Les performances mesurées consistent en l'EER (Energy Efficiency Ratio, cf. définition au §II.1.d). Pour leur donner un caractère plus « universel », elles sont représentées sur la Figure 25 sous la forme d'une « Efficacité » :

$$Eff = \frac{EER \text{ réel}}{EER \text{ Carnot}} \text{ où } EER \text{ Carnot} = \frac{T_{\text{évap}} (K)}{T_{\text{cond}} - T_{\text{évap}} (K)}$$

L'efficacité est le rapport entre l'EER mesuré et le maximum possible thermodynamiquement (EER Carnot), et qui mesure l'éloignement par rapport à une machine « parfaite ». Elle est influencée à la fois par la différence de température au condenseur et à l'évaporateur $\Delta T = T_{\text{cond}} - T_{\text{évap}}$ (à cause de la thermodynamique) et par le taux de charge $T_C = \frac{\text{Puissance froide fournie (kWf)}}{\text{Puissance froide max (kWf)}}$ (à cause des auxiliaires). L'influence individuelle de chacun des paramètres n'est pas évidente à distinguer car des faibles taux de charge sont également associés à une température extérieure – et donc un ΔT – plus faibles.

Figure 25 : Performances des trois groupes de froid instrumentés dans le cadre du projet SWACool (2018), en fonction de la différence de température entre condenseur et évaporateur (gauche) et en fonction du taux de charge (droite)



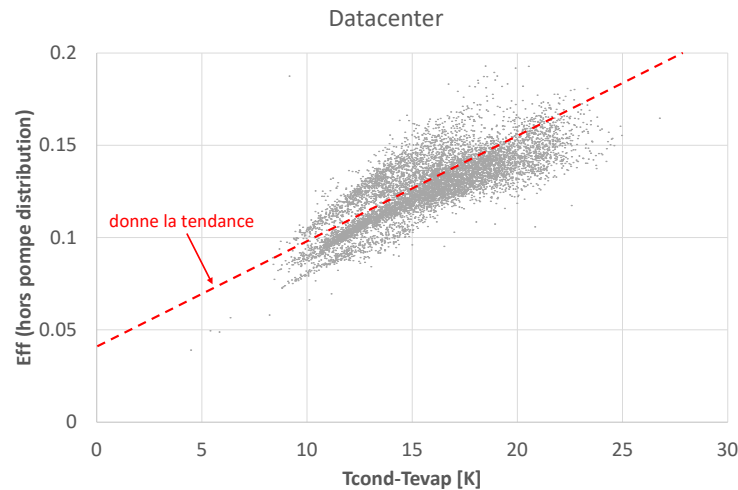
Dans les 3 cas, l'efficacité augmente avec la différence entre la température au condenseur (prise égale à la température extérieure) et la température à l'évaporateur (prise égale à la température de départ du réseau d'eau glacée). L'efficacité augmente également avec le taux de charge du groupe froid, ce qui s'explique par le fait que les auxiliaires du groupe froid (pompes) sont dimensionnés pour un fonctionnement à pleine puissance, donc leur consommation (fixe quel que soit le taux de charge) pèse sur les performances à bas taux de charge.

La dispersion des valeurs est importante dans les deux représentations, mais celles-ci donnent tout de même une tendance qui va permettre d'estimer l'EER « instantané » de notre installation conventionnelle de manière plus précise qu'en lui donnant une valeur fixe comme on le fait habituellement.

La caractérisation proposée tient compte à la fois du ΔT et du taux de charge :

- La dépendance au ΔT est définie par les valeurs mesurées sur le datacenter (points en gris sur le graphique de gauche) ; en effet sur cette installation, le taux de charge du groupe froid n'est pas lié à la température extérieure – et donc au ΔT , la demande de froid d'un datacenter étant majoritairement liée aux apports internes et pas aux échanges avec l'extérieur, comme on le voit sur le graphique de droite où le taux de charge est quasiment constant quel que soit le ΔT .

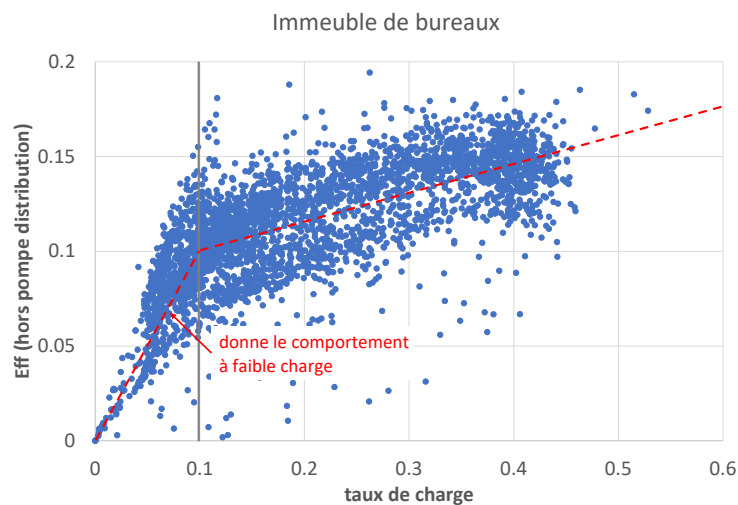
Figure 26 : Dépendance de l'efficacité au ΔT (Datacenter)



$$Eff(\Delta T) = 0.0053 \times \Delta T + 0.04$$

- La dépendance au taux de charge est établie grâce aux valeurs mesurées sur l'immeuble de bureaux, le bâtiment d'enseignement n'étant pas considéré au vu de son surdimensionnement évident (le taux de charge dépasse rarement 15% sur 2019). On distingue deux « zones » au comportement différent, une pour les très faibles taux de charge (<0.1), l'autre pour les taux de charge supérieurs à 10%.

Figure 27 : Dépendance de l'efficacité au taux de charge (Immeuble du bureaux)



$$si T_C \leq 0.1, Eff(T_C) = T_C$$

$$si T_C > 0.1, Eff(T_C) = 0.15 \times T_C + 0.085$$

- La valeur retenue pour l'efficacité est ensuite le minimum des valeurs obtenues par les deux méthodes.

Cette caractérisation permet de remonter à une valeur instantanée de l'efficacité et donc de l'EER en connaissant les conditions de température et le taux de charge (au lieu de considérer une valeur forfaitaire fixée a priori).

Pour tenir compte de la dispersion des valeurs et de la vétusté des groupes froid mesurés (datant du début des années 2000), nous avons considéré une augmentation de performance de 20% par rapport à la performance calculée. Deux scénarios bas (performance égale) et haut (+40%) sont également étudiés.

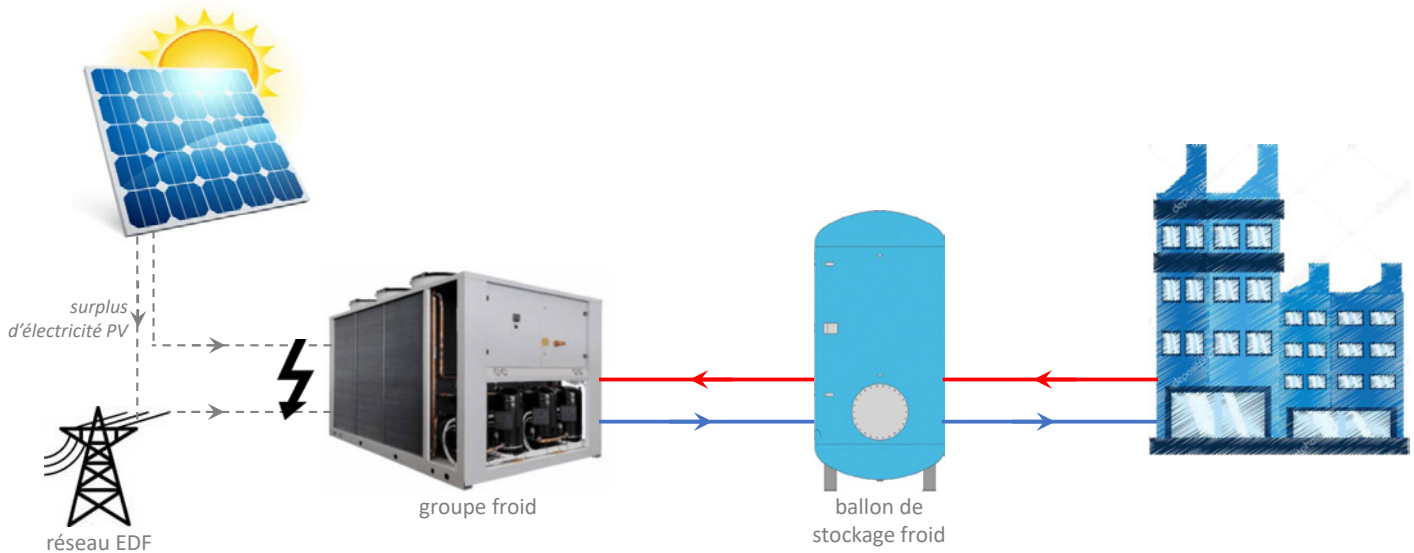
En connaissant la température de condensation (température extérieure) et la température d'évaporation (température de départ réseau eau glacée) à chaque pas de temps, nous sommes remontés à la performance

instantanée (et donc à la consommation électrique) de notre installation conventionnelle de référence pour chaque heure de l'année 2019.

d. Climatisation solaire photovoltaïque

La dernière installation étudiée est une climatisation conventionnelle couplée à une installation photovoltaïque et munie d'un ballon de stockage de froid. *NB : les deux installations sont couplées entre elles, il ne s'agit pas d'un groupe froid conventionnel d'un côté et d'une installation photovoltaïque en autoconsommation de l'autre.* Le schéma de principe simplifié d'une telle installation est présenté en Figure 28.

Figure 28 : Schéma de principe simplifié d'une installation de climatisation solaire photovoltaïque



Un « modèle » simplifié a été développé, qui s'exécute pour chaque pas de temps (horaire) et dont une description schématique est donnée ci-dessous :

1. S'il y a de la production photovoltaïque et une demande en froid, l'électricité photovoltaïque est utilisée pour produire du froid en direct à la température de départ du réseau d'eau glacée (à la performance définie par la température extérieure et la température de départ)
2. S'il y a un surplus d'électricité photovoltaïque :
 - si la puissance max du groupe froid n'est pas atteinte, le résidu est utilisé pour charger le stock (NB : le stock peut être sous refroidi jusqu'à une température plus froide que la température de départ eau glacée (ex : 6°C) avec la performance correspondante)
 - si la puissance max du groupe froid est atteinte, l'électricité est revendue à EDF ou perdue
3. S'il manque de l'électricité photovoltaïque, la demande de froid manquante est couverte :
 - par déstockage si la température le permet (température stock < température départ eau glacée)
 - en utilisant l'électricité du réseau EDF si le stock est trop chaud
 - un déphasage a également été programmé pour favoriser le déstockage aux heures de pointe critiques pour EDF (entre 18h et 20h) : ainsi aucun déstockage de froid n'est possible entre midi et 18h afin de garder le stock froid pour limiter la consommation électrique durant ce créneau horaire (demandé par EDF)

Différentes analyses de sensibilité ont été menées :

- surface de panneaux photovoltaïques
- plafonnement de la puissance du groupe froid
- volume du ballon de stockage
- température de « sous-refroidissement » du ballon de stockage

- une variante analyse l'impact d'un « forçage » du groupe froid en heures creuses afin de remplir le stock et limiter ainsi la consommation en heures pleines tout en profitant de la différence de tarif

2. Hypothèses sur les coûts respectifs

NB : tous les coûts présentés s'entendent hors TVA.

Le Tableau 3 regroupe les hypothèses utilisées pour l'analyse économique des différentes alternatives. Ces coûts de référence sont issus pour partie de coûts réels et pour partie de coûts estimés en fonction des prix moyens constatés habituellement.

Tableau 3 : Hypothèses de coûts pour l'analyse économique des différentes alternatives

	climatisation solaire thermique (site étudié)	avec partie solaire multipliée par 2	groupe froid conventionnel avec condenseur adiabatique	groupe froid conventionnel	climatisation solaire photovoltaïque	Remarques	Amortissement
Investissements							
Etude préféabilité	3 650 €	3 650 €			3 650 €		15 ans, 2.5%
Capteurs solaires	350 €/m ²	350 €/m ²				fourni posé	25 ans, 3%
Installation photovoltaïque					2 250 €/kWc	fourni posé (prix moyens constatés)	25 ans, 3%
dont panneaux					1 800 €/kWc		
dont onduleurs					150 €/kWc	à remplacer 2 fois sur la durée de vie	
Installation photovoltaïque 3 kWc					8 200 €	fourni posé ¹	25 ans, 3%
Machine à adsorption	2 000 €/kWf					rendu Réunion	15 ans, 2.5%
Compresseur d'appoint	262 €/kWf	262 €/kWf				rendu Réunion	15 ans, 2.5%
Condenseur adiabatique	260 €/kWf	260 €/kWf	260 €/kWf			rendu Réunion	15 ans, 2.5%
Pose groupe froid	1 000 €	1 000 €					15 ans, 2.5%
Groupe froid conventionnel				500 €/kWf	500 €/kWf	fourni posé (prix moyens constatés)	15 ans, 2.5%
Ballon de stockage	Atlantic	Atlantic			Atlantic	prix publics Atlantic (cf. Annexe 4) + remise 20% + transport 15%	25 ans, 3%
Régulation avancée	1 000 €	1 000 €			1 000 €		15 ans, 2.5%
Subventions							
Etude préféabilité	70%	70%			70%	Ademe	
Equipements de production	60%	60%			60%	du surcoût par rapport à une installation conventionnelle, plafonné à 50 000 €/site et 4 000 €/kWf	FEDER-Région Réunion, Action 4.02 ² , grandes entreprises
	Installation conventionnelle	15 000 €	15 000 €				
Maintenance-exploitation							
Production	1 731 €/an	2 597 €/an (x1.5)	1 000 €/an (2x8h/an)	800 €/an (2x6h/an)	800 €/an + 45 €/Wc/an	Maintenance installation photovoltaïque : 2% investissement/an	
Fluides							
Eau	1.5 €/m ³	1.5 €/m ³	1.5 €/m ³				
Electricité	Tarif Bleu EDF	Tarif Bleu EDF	Tarif Bleu EDF	Tarif Bleu EDF	Tarif Bleu EDF	Option Base 2019, abonnement 24 kVA	

¹Source : Présentation SPL Energies Reunion "Dispositif Chèque Photovoltaïque : Bilan et pistes d'amélioration 2017-2018"

²http://www.reunion-europe.org/DOCU/REGION/1420_IDDE_4-02_Promouvoir_les_projets_de_valorisation_des_energies_renouvelables_notamment_de_la_biomasse_et_du_biogaz.pdf

3. Etude de la climatisation solaire photovoltaïque

a. Hypothèses

Production photovoltaïque

La production photovoltaïque est simulée au pas de temps horaire grâce au logiciel PVsyst pour un cas de référence avec les hypothèses suivantes :

- données météorologiques de l'année étudiée (station météo installée à proximité du bâtiment dans le cadre du projet)
- inclinaison et orientation du toit du bâtiment étudié (inclinaison à 25°, 55° Est)
- puissance-crête de 19.8 kWc (66 modules Sillia VL de 300 Wc) pour une surface de 108 m²
- onduleur Ingeteam de 20 kWac

Le rapport de simulation est proposé en Annexe 6. La production électrique d'installations photovoltaïques de taille différente (analyse de sensibilité) est modifiée proportionnellement à celle du cas de référence.

Performances de la production de froid (conventionnelle)

Les performances instantanées de l'installation de production de froid (conventionnelle) sont celles présentées au §III.1.c (scénario moyen, +20%). A chaque pas de temps, l'EER de la production de froid est calculé à partir des conditions de fonctionnement du groupe froid (température extérieure, température de départ de l'eau glacée, taux de charge). La consommation électrique instantanée du groupe froid est déduite de ces valeurs. La consommation de la pompe de distribution est ajoutée.

Stockage froid

Pour simplifier, le stockage a été simulé comme un nœud unique (homogène en température), et l'état du stockage est reporté d'un pas de temps à l'autre. Le ballon a les caractéristiques suivantes :

- cuve en acier : épaisseur 5 mm, conductivité 50 W/m/K
- isolant : épaisseur 100 mm, conductivité 0.04 W/m/K

Les pertes de stockage du ballon vers l'environnement ont été déterminées de manière classique grâce à ses caractéristiques techniques. Le volume de stockage du ballon est un paramètre de l'analyse de sensibilité. La puissance de stockage/déstockage est toujours considérée comme suffisante pour permettre les échanges thermiques.

b. Cas de référence

Nous avons retenu un cas de référence avec les hypothèses suivantes :

- 1 groupe froid « classique » (aérocondenseur) de 40 kWf
- 1 ballon de stockage froid de 1500 L, sous-refroidi à 6°C pour permettre de stocker le froid plus efficacement en période de surproduction photovoltaïque
- 1 installation photovoltaïque de 25 kWc (136 m²)

Bilan énergétique

Avertissement important : Ce modèle simplifié est une « vue de l'esprit » : les résultats ne sauraient être pris pour argent comptant. De nombreux phénomènes n'ont pas été simulés : les échanges imparfaits avec le stock (dans le modèle, la production de froid direct à partir de l'électricité n'interagit pas avec le stock ; dans la réalité, on refroidit le stock puis on fournit le froid au bâtiment), la stratification du stock, la régulation (dans le modèle, 1 kW d'électricité photovoltaïque est converti en 1xEER kW de froid ; dans la réalité, le groupe froid (même à variation de vitesse) ne peut pas consommer exactement la quantité d'électricité photovoltaïque disponible)... Il est d'une part difficile de les évaluer sans disposer de cas réel et d'autre part cela sortirait de l'objectif de ce travail. Les performances réelles d'une telle installation (mesurées in-situ) seront nécessairement inférieures aux performances simulées. Ce modèle permet néanmoins de quantifier les flux d'énergie en jeu de manière assez explicite (à quels moments dispose-t-on d'électricité photovoltaïque résiduelle, à quels moments en manque-t-il et combien...) et de dégager les enjeux de cette solution technique. Pour aller plus loin, il faudrait réaliser un retour d'expérience complet sur une installation réelle de ce type.

La simulation horaire annuelle avec la demande de froid mesurée sur 2019 donne les résultats suivants (cf. Tableau 4 et Figure 29 page suivante) :

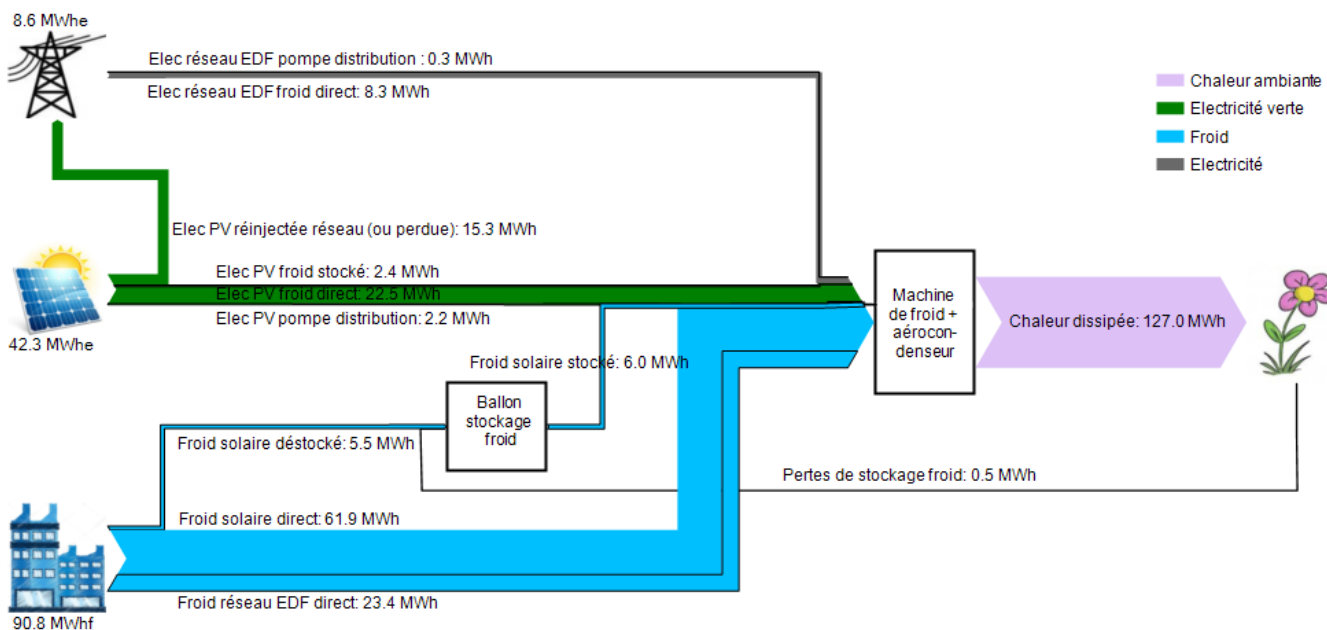
D'après la simulation, la demande électrique résiduelle (complément EDF) serait de 8.6 MWhe, soit un ratio de l'ordre de 0.1 kWh/kWhf ou un SEER de l'ordre de 10 (en ne comptant que l'électricité prélevée sur le réseau). La production photovoltaïque couvre 76% des besoins électriques. A noter que les pertes de stockage représentent moins de 10% de l'énergie stockée et moins de 1% de la demande de froid totale.

Tableau 4 : Flux énergétiques annuels et indicateurs de performance pour une climatisation solaire photovoltaïque dans le cas de référence simulé sur l'année 2019

Demande de froid	90.8 MW hf
Demande électrique	35.9 MW he
Production élec pv	42.3 MW he
<i>prod froid direct</i>	22.5 MW he
<i>prod froid stocké</i>	2.6 MW he
<i>pompe distribution</i>	2.2 MW he
<i>perdu/revendu EDF</i>	15.0 MW he
Complément élec EDF	8.6 MW he

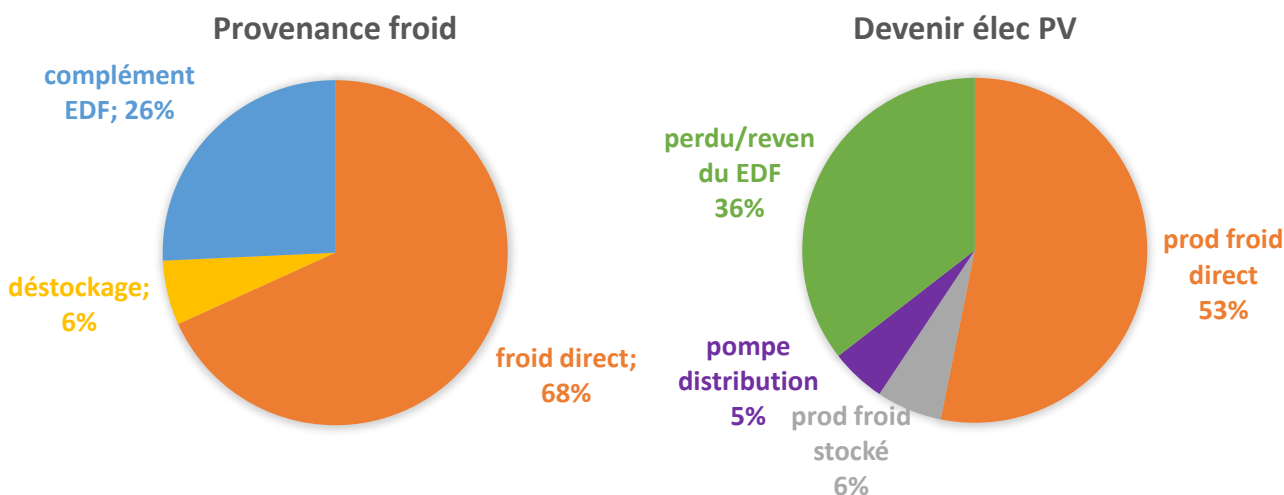
Taux de couverture solaire	76%
Part de l'électricité valorisée sur site	65%
Productivité pv (valorisé sur site)	1091 kWh e/kW c/an
Conso élec EDF spécifique	0.1 kWh e/kW hf

Figure 29 : Diagramme de Sankey d'une climatisation solaire photovoltaïque (résultats de simulation du cas de référence)



La Figure 30 montre la provenance du froid fourni au bâtiment et le devenir de l'électricité photovoltaïque produite d'après la simulation.

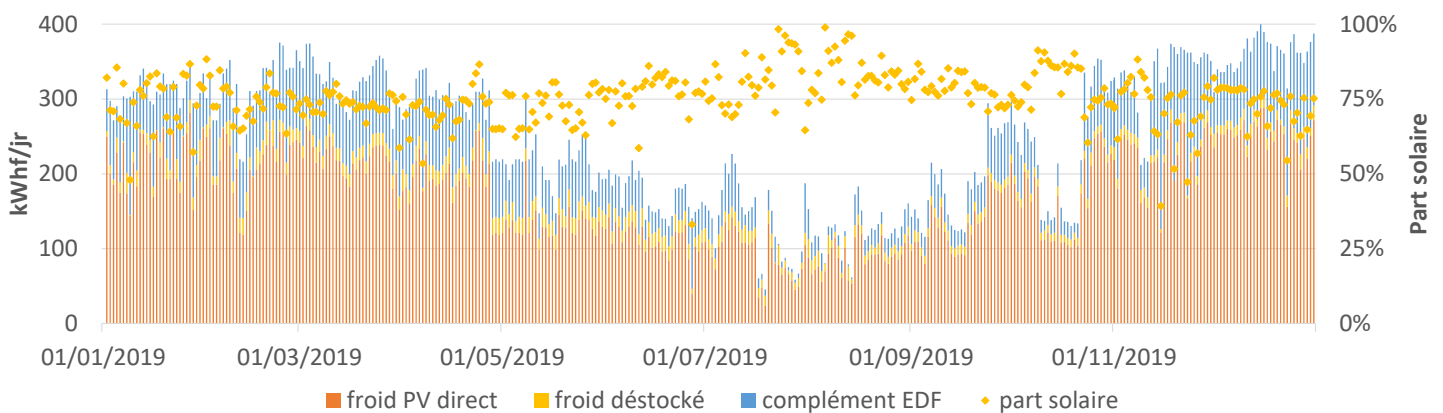
Figure 30 : Provenance du froid (gauche) et devenir de l'électricité photovoltaïque produite (droite)



Dans le cas de référence, le froid fourni au bâtiment serait aux 2/3 fourni en direct (au fil du soleil, ce qui témoigne de la bonne concordance), le déstockage couvrant seulement de l'ordre de 5% de la demande (NB : demande en journée uniquement). Le quart du froid restant serait produit en ayant recours à l'électricité du réseau EDF. La Figure 31 illustre la part de la demande de froid couverte par le solaire (direct + déstocké) et par le complément EDF pour chaque jour de l'année. Les taux de couverture solaire sont quasiment constants au cours de l'année (de l'ordre de 75%) quoique légèrement plus élevés en hiver.

Quant à l'électricité produite par l'installation photovoltaïque, elle serait utilisée à plus de la moitié pour une production directe de froid, de l'ordre de 5% pour la production de froid à stocker ainsi que pour alimenter la pompe de distribution de l'eau glacée. Il resterait environ 35% de l'électricité photovoltaïque (15 MWhe/an) qui ne pourrait être valorisée pour la climatisation du site (pas de besoins et stock déjà froid) : elle serait soit perdue, soit autoconsommée pour les autres usages du site, soit revendue à EDF. Au final, la productivité photovoltaïque serait tout de même de 1000 à 1100 kWh/kWc/an (en considérant uniquement ce qui est valorisé pour la climatisation du site).

Figure 31 : Part de la demande de froid fournie par le PV en direct, par le stockage de froid et grâce au réseau EDF

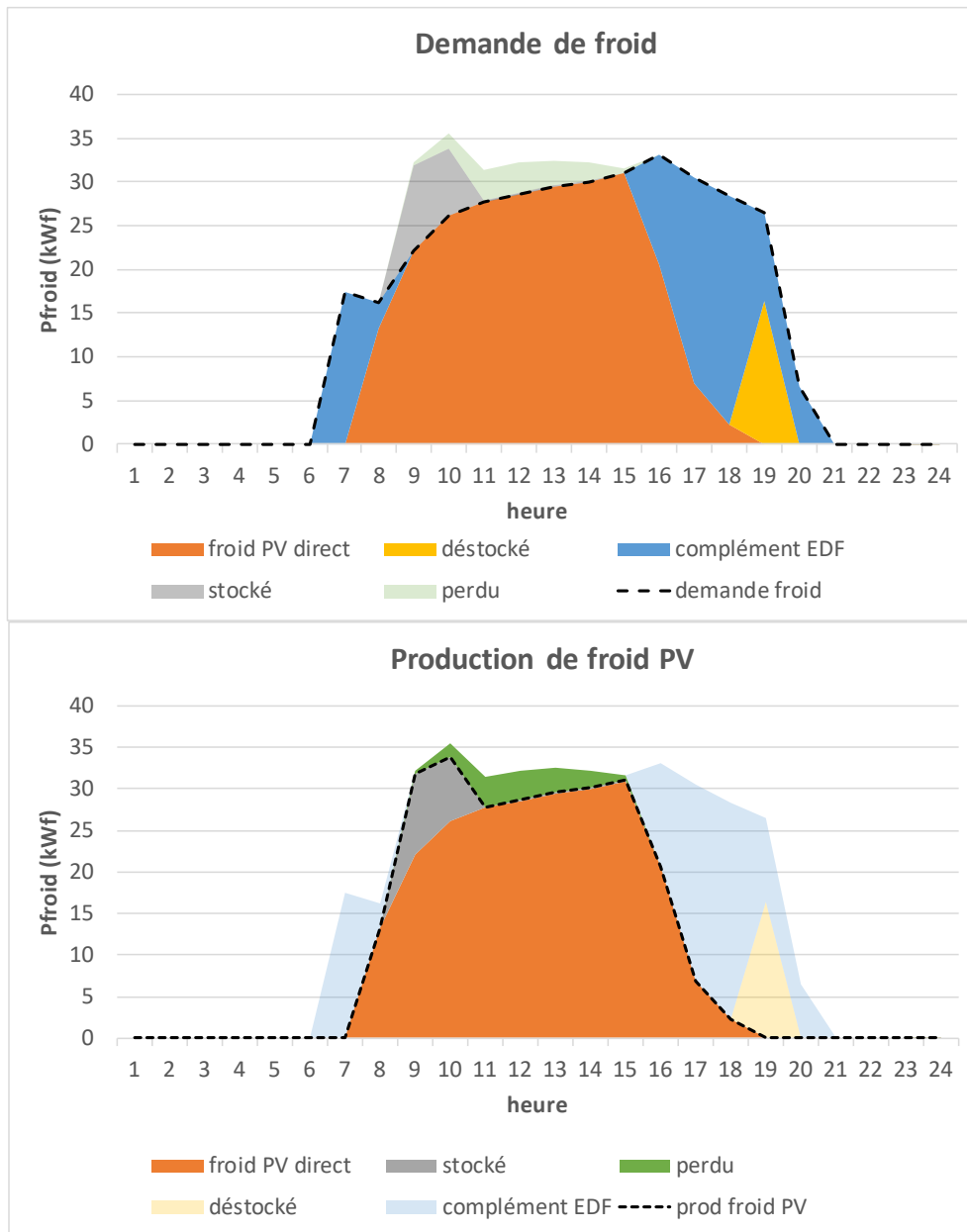


Exemple de jour

La Figure 32 (page suivante) illustre le comportement de l'installation simulée lors d'un beau jour d'été (25 mars 2019)

Les deux graphiques représentent l'évolution des puissances froides respectives de façon cumulée. Les aires représentées sont des énergies froides. Dans le cas où le flux à représenter est de l'électricité (ex : électricité photovoltaïque perdue), il est représenté en équivalent de production de froid correspondante (ex : froid non produit – pas de demande et stock plein). Les mêmes données sont représentées sur les deux graphiques mais le graphique du haut montre comment est couverte la demande de froid tandis que le graphique du bas montre à quoi est utilisée l'électricité photovoltaïque produite.

Figure 32 : Exemple de comportement de l'installation de référence pour un beau jour d'été (25 mars 2019)



Sur ce jour particulier, on note que :

- Le matin, la production photovoltaïque n'est pas suffisante pour couvrir les besoins de froid, si bien qu'un complément EDF est nécessaire (bleu).
- Puis la production photovoltaïque est supérieure aux besoins ce qui fait qu'on remplit le stock avec le froid produit en surplus (gris) ; lorsque le stock est plein ou que la puissance maximale du groupe froid est atteinte, le surplus d'électricité produite est perdu ou revendu à EDF (vert).
- La production photovoltaïque diminue rapidement l'après-midi (dès 15-16h) car les panneaux sont orientés vers l'Est. Bien que le stock de froid soit plein, on a recours au réseau EDF pour le complément d'électricité nécessaire à couvrir la demande de froid, afin de pouvoir déstocker plutôt aux heures de pointe pour EDF (jaune) et ainsi réduire l'appel électrique de l'installation durant cette période critique (après 18h).
- Le froid photovoltaïque direct couvre 67% de la demande de froid de la journée, 5% de l'énergie est stockée et déstockée, soit une part solaire totale de 72%. 4% de l'énergie ne peut être valorisée sur l'installation de climatisation du site et un complément de 28% d'énergie doit être apportée par le réseau EDF pour pouvoir couvrir les besoins.

Les alternatives suivantes peuvent encore permettre de limiter encore les appels de puissance sur le réseau EDF en période de pointe :

- forçage de fonctionnement du groupe froid en heures creuses (la nuit) pour remplir le stock (effacement de la pointe du matin)
- augmentation de la taille de l'installation photovoltaïque, de la taille du stockage de froid et la puissance du groupe froid pour stocker plus de froid solaire en journée (effacement de la pointe du soir)

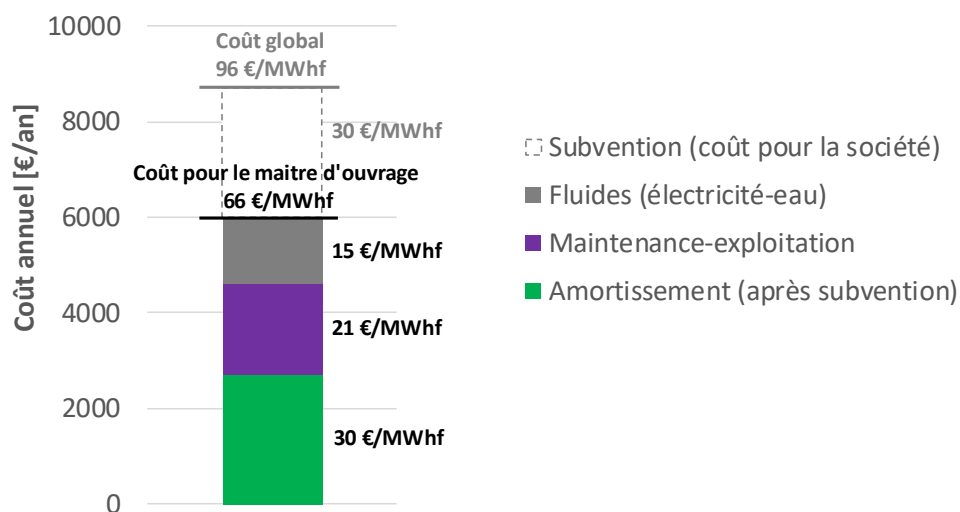
Ces alternatives seront étudiées dans la suite. On note déjà la bonne adéquation entre l'intensité du rayonnement solaire et la demande de froid : plus il y a de soleil et plus la demande de climatisation augmente. Cette caractéristique est moins valable au cours de l'année : la part de l'électricité photovoltaïque non valorisable quotidiennement pour la climatisation est plus élevée en hiver (>75% en plein hiver) qu'en été (de l'ordre de 25%), car la production d'électricité photovoltaïque ne varie pas autant que la demande de froid... ce qui confirme l'intérêt de pouvoir réinjecter le surplus sur le réseau EDF (même gratuitement) à défaut de pouvoir l'autoconsommer pour d'autres usages.

Coûts

NB : tous les coûts présentés s'entendent hors TVA.

Les coûts de production du froid de l'installation de climatisation solaire photovoltaïque simulée avec la demande de froid et la météo 2019 sont présentés sur la Figure 33.

Figure 33 : Coût estimé du froid sur une installation de climatisation solaire photovoltaïque (cas de référence simulé dans les conditions 2019)



Le coût pour le maître d'ouvrage est estimé à 5600 €/an ou 66 €/MWhf dont presque la moitié sont dédiés aux coûts d'amortissement, 30% aux coûts de maintenance, le reste pour l'électricité. Si on considère le coût global en incluant les subventions (amorties sur la même durée que les équipements), on arrive à 96 €/MWhf, soit un coût « supporté par la société » de l'ordre de 30 €/MWhf.

Comparaison avec l'installation mesurée

Le Tableau 5 présente une comparaison entre la climatisation solaire photovoltaïque (cas de référence simulé) et la climatisation solaire thermique (site mesuré).

Tableau 5 : Comparaison entre la climatisation solaire photovoltaïque (cas de référence) et la climatisation solaire thermique (site étudié)

	climatisation solaire thermique (mesuré)	climatisation solaire PV (simulé)
Demande de froid	91 MWhf	91 MWhf
Demande électrique nette (complément EDF)	26 MWhe	~10 MWhe
Conso élec spécifique	0.3 kWhe/kWhf	0.1 kWhe/kWhf
Part solaire	8.4%	~75%
Coût du MWhf	92 €/MWhf après subventions	66 €/MWhf après subventions

Pour une même demande de froid par rapport au système mesuré, la demande électrique nette (complément EDF) est de l'ordre de 10 MWh/an (0.1 kWhe/kWhf) dans le cas de la climatisation solaire photovoltaïque à comparer aux 26 MWh/an (0.3 kWhe/kWhf) de la climatisation solaire thermique mesurée (cf. §II.2.a), tandis que les parts solaires sont respectivement de l'ordre de 75% et inférieure à 10%. Enfin le coût de la solution photovoltaïque est estimé à 60-70 €/MWhf après subventions contre 90 €/MWhf pour le site étudié.

Malgré les limites du modèle développé, le potentiel de la solution solaire photovoltaïque se dégage clairement des ordres de grandeur obtenus. En comparaison, les performances de la climatisation solaire thermique peuvent paraître décevantes, mais il ne faut pas oublier qu'on confronte une solution simulée de manière simplifiée (et donc un fonctionnement supposé « parfait » *a priori*) à une solution réellement mise en œuvre (avec tous les aléas qui sont découverts *a posteriori*). Il faut également souligner tous les enseignements apportés par la mise en œuvre d'une solution innovante en situation réelle, qui sont d'une valeur inestimable car ils n'auraient jamais pu être dégagés en l'absence de réalisation effective et du retour d'expérience auquel le prestataire a accepté de se soumettre.

c. Analyse de sensibilité et variantes

Afin d'étudier la variabilité des résultats aux principaux paramètres, une analyse de sensibilité a été menée sur les grandeurs suivantes :

cas de référence :

- taille de l'installation photovoltaïque (entre 5 et 45 kWc) **25 kWc**
- puissance maximale du groupe froid (entre 20 et 60 kWf) **40 kWf**
- performances du groupe froid (entre +0% et +40% par rapport aux installations mesurées) **+20%**
- volume du ballon de stockage (entre 500 et 2500 L) **1500 L**
- température de « sous-refroidissement » du ballon de stockage (entre 2 et 10°C) **6°C**

Afin d'identifier l'influence individuelle des différents paramètres sur le cas de référence, nous avons dans un 1^{er} temps fait varier chacun de ces paramètres indépendamment.

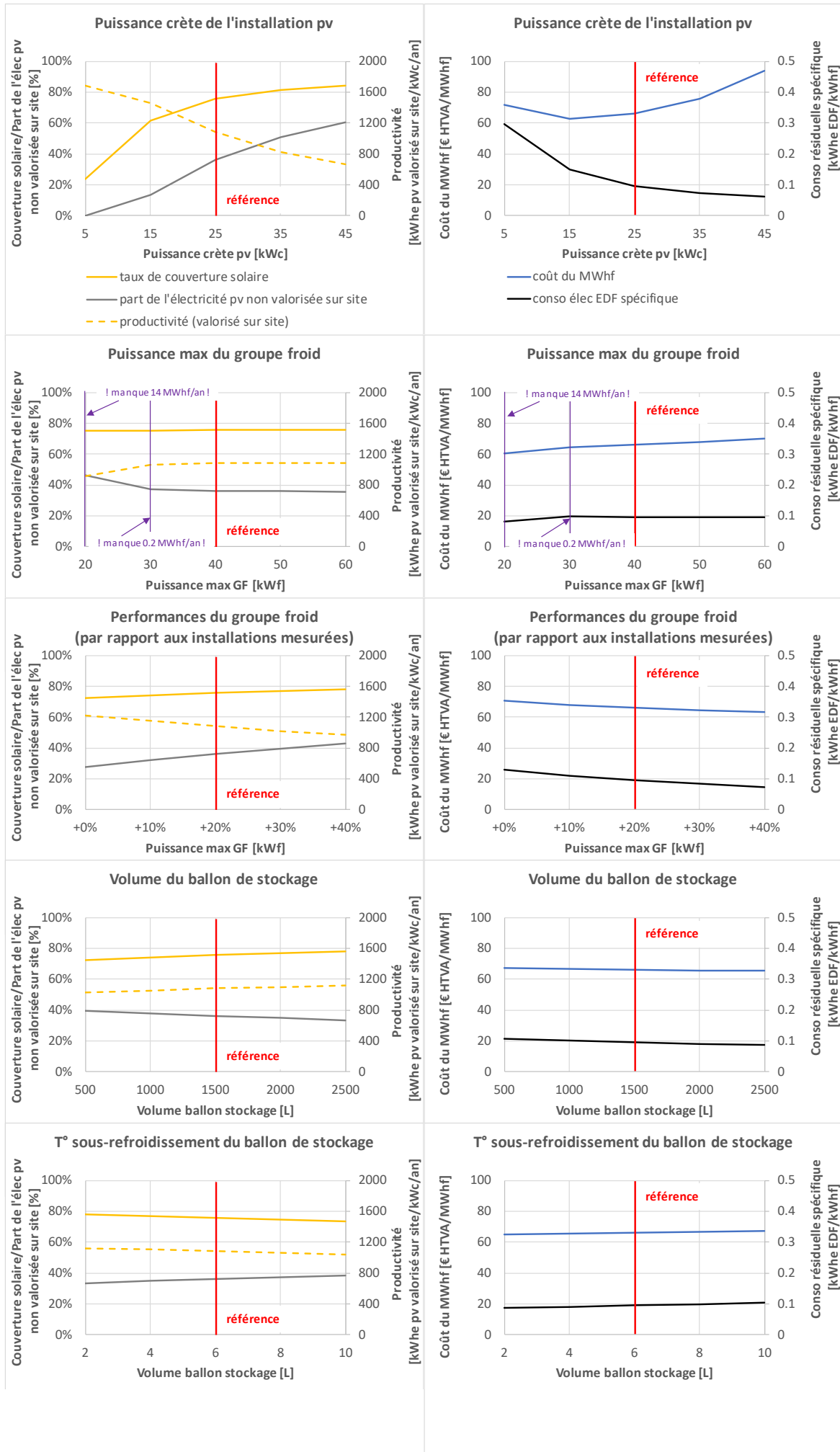
Les indicateurs analysés sont les suivants :

cas de référence :

- Taux de couverture solaire des besoins électriques **76%**
- Part de l'électricité photovoltaïque non valorisable sur le site **36%**
- Productivité des panneaux solaires **1080 kWhe/kWc/an**
- Consommation résiduelle spécifique (complément EDF) **0.1 kWhe/kWhf**
- Coût du MWhf (après subventions) **66 € HTVA/MWhf**

La Figure 34 présente les résultats obtenus.

Figure 34 : Analyse de sensibilité d'une installation de climatisation solaire photovoltaïque



Taille de l'installation photovoltaïque

Une variation de la taille de l'installation photovoltaïque (5 à 45 kWc) fait varier le taux de couverture solaire entre 25 et 85% (contre 76% pour le cas de référence) et la part d'électricité non valorisée sur le site entre 0 et 60% (contre 35%). La productivité tombe vite en dessous de 1000 kWh/kWc/an à cause de la part d'électricité non valorisée sur site.

Parallèlement, le coût du MWhf après subventions varie entre 70 et 90 €/MWh (contre 66 €/MWhf) et la consommation électrique résiduelle spécifique entre 0.06 et 0.3 kWh/kWhf. A noter que la variation du coût du MWhf est fortement influencée par les hypothèses de coût de l'installation photovoltaïque pour les installations de petite taille, qui est prise proportionnelle à la taille de l'installation (ratio €/kWc) dans l'analyse, ce qui n'est sûrement pas réaliste (une installation de petite taille est proportionnellement plus chère qu'une installation de grande taille).

Puissance du groupe froid

Une baisse drastique de la puissance nominale du groupe froid (20 kWc) n'est pas envisageable car elle ne permet plus de satisfaire la demande de froid à tout moment malgré le ballon de stockage (il manquerait 14 MWhf sur l'année). Une puissance de 30 kWf permettrait de couvrir la quasi-totalité des besoins. Au-delà de 40 kWf, une augmentation de la puissance du groupe froid seul (sans augmentation de la taille de l'installation photovoltaïque ni du volume de stockage) n'a aucun effet sur les performances de l'installation.

Performances du groupe froid

Une variation sur les performances réelles du groupe froid (entre +0% (identiques) et +40% par rapport aux performances mesurées sur des groupes datant des années 2000, estimés comme étant les extrêmes possibles) fait varier le taux de couverture solaire entre 72 et 78% : l'impact d'une erreur sur l'estimation des performances de la production de froid n'est finalement pas si élevé à l'échelle du système. La consommation résiduelle spécifique ne varie qu'entre 0.09 et 0.11 kWh/kWhf.

Volume du ballon de stockage

Une variation du volume du ballon de stockage (500 à 2500 L) fait peu varier les performances de l'installation : entre 72 et 78% pour le taux de couverture solaire et entre 39 et 33% pour la part de production photovoltaïque non valorisée sur site. L'influence sur le coût du kWhf est négligeable.

Température de sous-refroidissement du ballon de stockage

Pour rappel, le ballon est supposé être sous refroidi à une température plus basse que la température de départ sur le réseau d'eau glacée afin de stocker plus d'énergie.

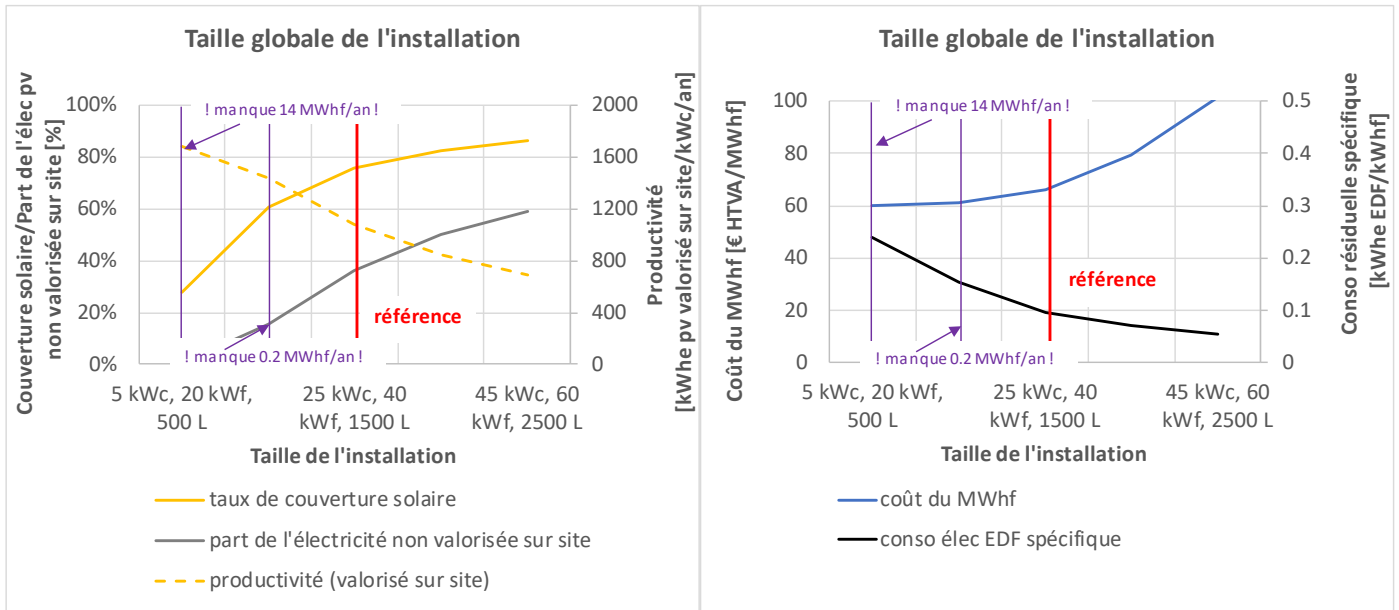
Une variation de la température de sous-refroidissement du ballon (2 à 10°C) a une influence faible sur les performances de l'installation : entre 78 et 74% pour le taux de couverture solaire et entre 32 et 38% pour la part de l'électricité photovoltaïque non valorisée sur site. L'impact sur le coût du MWhf est négligeable.

Taille globale de l'installation (variation simultanée de plusieurs paramètres)

De manière intuitive, tous les paramètres dimensionnants de l'installation doivent être « assortis » afin de s'approcher d'un optimum. Nous avons exploré l'impact de la taille « globale » de l'installation sur les performances. Nous avons pour cela fait varier tous les paramètres dimensionnants simultanément (taille de l'installation photovoltaïque, puissance du groupe froid, volume du ballon de stockage). La Figure 35 (page suivante) montre les résultats obtenus.

Au final, l'impact de la variation de tous les paramètres dimensionnants simultanément se rapproche de l'impact de la variation de la taille de l'installation photovoltaïque seule... Dans la théorie, on pourrait envisager d'opter pour une installation photovoltaïque de 15 kWc avec un groupe froid de 30 kWf et un ballon de stockage de 1000 L pour optimiser les coûts sans perdre trop en performance : 61 €/MWhf au lieu de 66 €/MWhf pour un taux de couverture solaire qui passe de 75 à 60% (ce qui reste tout à fait acceptable). Dans la pratique, il paraît plus raisonnable de rester sur le dimensionnement du cas de référence pour tenir compte des limites du modèle, qui vont affecter les performances réelles de l'installation.

Figure 35 : Impact de la variation simultanée de plusieurs paramètres dimensionnants



Déphasage du déstockage aux heures de pointe EDF (18h-20h)

Sur demande d'EDF, nous avons intégré un déphasage du déstockage du surplus de froid stocké durant la journée. Dans le modèle, cela revient à interdire le déstockage de froid entre midi et 18h pour préserver le stock de froid. Cela peut avoir un impact sur la consommation d'électricité résiduelle dans le cas où le stock de froid ne serait pas totalement vidé avant la fin de la journée (alors qu'il l'aurait été sans le déphasage).

Une simulation sans déphasage a été réalisée afin d'identifier son impact sur la consommation électrique résiduelle. Elle montre que l'augmentation de consommation électrique est de l'ordre de 1% tandis que la consommation dans la tranche horaire « critique » 18h-20h est réduite de moitié (2.9 à 1.4 MWh/an), la part de l'électricité consommée durant cette tranche horaire passant de 34 à 16%.

Forçage en heures creuses

Afin d'exploiter la différence de prix de l'électricité entre heures creuses et heures pleines, nous avons intégré un forçage du groupe froid en période creuse (entre 22h et 6h) pour permettre un remplissage du ballon de stockage froid (effacement de la pointe du matin). La température de consigne a été fixée à 12°C (pas plus bas pour éviter de refroidir inutilement le ballon en dessous de la température de départ de l'eau glacée).

Un tel forçage entraîne une légère augmentation de la consommation électrique résiduelle (<1%) – due au fait qu'on refroidisse la totalité du ballon à 12°C inutilement par moments – mais décalée vers les heures creuses. Malgré cela, la facture globale est plus élevée (de l'ordre de 5%) par rapport à la solution sans forçage : la différence de prix entre heures pleines et heures creuses n'est pas assez importante pour que la solution soit intéressante économiquement (hypothèse tarif bleu). D'autre part, dans le cas de référence (ballon de 1500 L), la pointe du matin ne serait que partiellement effacée.

Une simulation complémentaire a montré que seul le recours à un ballon de 3000 L assorti d'un forçage en heures creuses permettrait d'effacer la pointe du matin à peu près complètement. La consommation électrique globale baisserait d'à peu près 10% et la facture électrique de l'ordre de 5% pour une augmentation de l'investissement minimale (différence de prix entre un ballon de 1500 L et un ballon de 3000 L). On pourrait envisager un refroidissement partiel du stock (uniquement ce qui est nécessaire selon la saison) afin d'optimiser encore la solution.

Conclusion

Au final, l'analyse de sensibilité montre que la variation individuelle des paramètres (hors taille de l'installation photovoltaïque) a peu d'influence sur les performances dès lors qu'on se situe proche d'un optimum (taille de l'installation photovoltaïque, puissance du groupe froid et volume du ballon bien assortis).

Il n'y a pas de dimensionnement optimal, les choix dépendent des objectifs poursuivis : maximiser le taux de couverture solaire, favoriser une valorisation maximale de la production photovoltaïque sur site, effacer les

appels de puissance sur le réseau EDF aux périodes de pointe, etc. Il n'y a cependant pas d'intérêt à surdimensionner trop l'installation, le coût du MWhf augmentant plus vite que le taux de couverture solaire.

Bien que représentant peu d'énergie au global (~5%), la gestion intelligente du stock ressort comme un enjeu important car elle apporte de la flexibilité et offre d'autres possibilités en termes de stratégies de régulation (notamment pour limiter les pointes d'appels de puissance).

4. Performances respectives des différentes alternatives

Les différentes alternatives (classiques ou vertueuses) ont été comparées aux solutions solaires thermique (site mesuré) et photovoltaïque (simulé).

a. Bilans énergétiques

Les alternatives suivantes ont été « simulées » en considérant la demande de froid horaire et la météo mesurées sur l'année 2019 :

- climatisation solaire thermique (site mesuré)
- climatisation solaire thermique avec une part solaire doublée
- groupe froid conventionnel avec condenseur adiabatique
- groupe froid conventionnel avec aérocondenseur (3 scénarios sur les EER)
- climatisation solaire photovoltaïque avec une part solaire du même ordre que le site étudié (10%), soit une installation photovoltaïque de 3 kWc, un ballon de stockage de 500 L et un groupe froid de 40 kWf
- climatisation solaire photovoltaïque avec une part solaire de l'ordre de 75%, soit une installation photovoltaïque de 25 kWc, un ballon de stockage de 1500 L et un groupe froid de 40 kWf
- climatisation solaire photovoltaïque avec forçage en heures creuses, soit une installation photovoltaïque de 25 kWc, un ballon de stockage de 3000 L et un groupe froid de 40 kWf

Le Tableau 6 présente les bilans énergétiques respectifs sur l'année 2019 (mesuré ou simulé). Les diagrammes de flux correspondant aux différents scénarios sont fournis en Annexe 7 pour alléger la présentation.

Tableau 6 : Bilans énergétiques respectifs des différentes alternatives étudiées

		climatisation solaire thermique (site étudié)	avec partie solaire multipliée par 2	groupe froid conventionnel avec condenseur adiabatique	groupe froid conventionnel			climatisation solaire photovoltaïque avec même part solaire	climatisation solaire photovoltaïque	climatisation solaire photovoltaïque avec forçage HC
					hypothèse EER moy	hypothèse EER bas	hypothèse EER haut			
Demande de froid	MWhf	90.8	90.8	90.8	90.8	90.8	90.8	90.8	90.8	90.8
	<i>dont solaire</i> MWhf	7.6	14.7	0	0	0	0	8.9	67.4	71.7
	<i>dont conventionnel</i> MWhf	83.2	76.1	90.8	90.8	90.8	90.8	81.9	23.4	19.1
Production capteurs solaires	MWhc	27.2	52.5							
Production panneaux photovoltaïques	MWhe							5.1	42.3	42.3
	<i>dont valorisé pour la clim</i> MWhe							5.1	27.0	28.4
	<i>dont revendu EDF ou perdu</i> MWhe							0.0	15.3	13.9
Consommation électrique EDF résiduelle	MWhe	26.4	25.1	28.8	37.3	41.8	32.3	30.2	8.6	7.7
Part solaire		8.4%	16%	0%	0%	0%	0%	10%	74%	79%
SEER annuel ¹		3.4	3.6	3.2	2.4	2.2	2.8	3.0	10.5	11.9
Consommation d'eau	L/kWhf	1.1	1.1	1.1	0	0	0	0	0	0

¹en considérant uniquement l'électricité EDF résiduelle

La demande de froid considérée est la même pour toutes les alternatives. Les indicateurs pertinents à considérer sont la part de froid solaire et le SEER annuel. La part solaire est nulle pour les solutions conventionnelles (avec condenseur adiabatique ou non) et monte jusqu'à 74% pour la climatisation solaire photovoltaïque.

Le SEER des solutions solaires thermiques (hybrides) est bon : 3.4 pour l'installation mesurée, l'augmentation liée au doublement de la part solaire est faible (+0.2) par rapport aux investissements engendrés. Le SEER du groupe froid conventionnel avec condenseur adiabatique (mais sans solaire) est estimé à 3.2 en extrapolant les performances mesurées sur le site, ce qui est une bonne valeur. La présence du condenseur adiabatique sur ces 3 solutions permet d'en augmenter les performances en diminuant efficacement la température de

condensation, par contre elle a l'inconvénient de consommer une quantité non négligeable d'eau (>1 L/kWhf) de l'ordre de 100 m³ par an sur ce site.

Le SEER de l'installation conventionnelle (hypothèse moyenne) est de l'ordre de 2.4 en valeur annuelle. Pour comparaison, dans le cadre du projet SWACool, les mesures réalisées montraient des SEER en dessous de 2 en valeur annuelle, mais pour des groupes froids datant d'une vingtaine d'années (on peut supposer que les performances de groupes récents seraient meilleures). Afin de prendre en compte l'incertitude sur la détermination de l'EER instantané, nous avons également considéré une hypothèse haute et une hypothèse basse permettant de déterminer une fourchette de consommation. Ainsi, le scénario « min » aboutirait à un SEER annuel de 2.2 et le scénario « max » à un SEER de 2.8, le SEER réel se trouvant probablement entre ces deux valeurs.

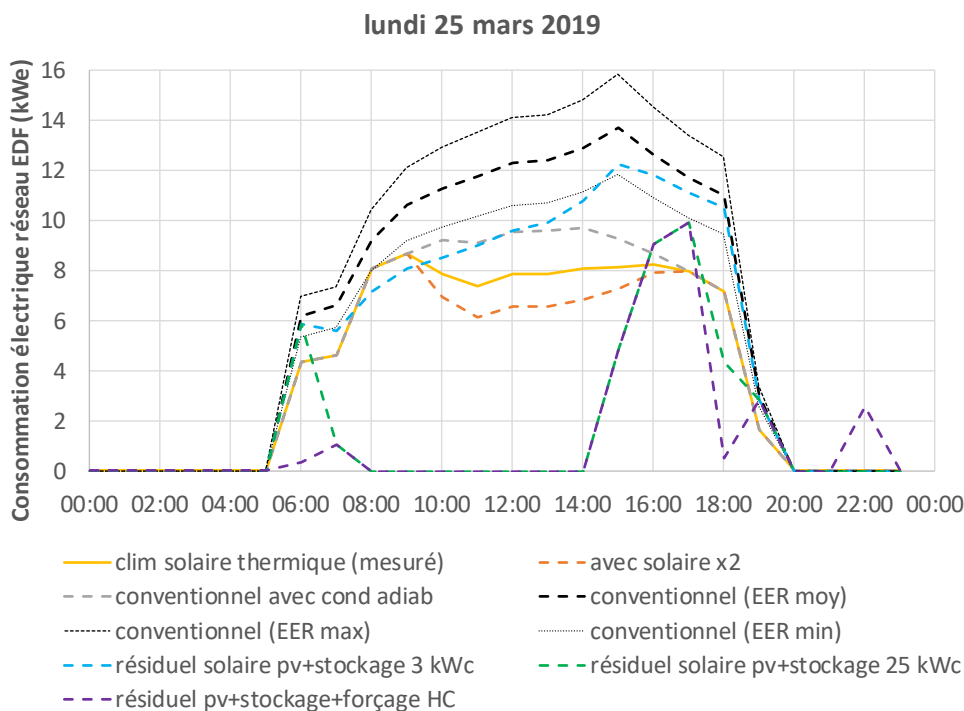
Pour la détermination du SEER de la climatisation solaire photovoltaïque, nous avons comptabilisé uniquement la consommation résiduelle prélevée sur le réseau EDF. En effet, l'électricité photovoltaïque n'est qu'un « vecteur » permettant de produire du froid de manière vertueuse (de la même manière que l'eau chaude solaire dans la climatisation solaire thermique) et l'intégrer dans le calcul du SEER reviendrait à caractériser uniquement les performances de la production de froid et non celles du système dans son ensemble. Le SEER annuel d'une climatisation solaire photovoltaïque de même part solaire que le site étudié (~10%) serait de l'ordre de 3, donc comparable aux autres alternatives. Par contre, le SEER annuel du cas de référence avec une part solaire de 75% serait de l'ordre de 10, ce qui est notablement plus élevé que les autres solutions techniques. La situation est encore un peu améliorée avec la solution « forçage en heures creuses » et son ballon de stockage de 3000 L.

Bien entendu, l'ensemble de ces résultats doit être assorti d'une analyse économique pour en évaluer la pertinence.

b. Impact sur la courbe de charge électrique du site

Il est intéressant d'analyser l'impact de ces différentes alternatives sur les appels de charge électrique du site. La Figure 36 illustre cet impact sur une journée d'été (25 mars 2019).

Figure 36 : Consommation électrique résiduelle sur le réseau EDF pour les différentes alternatives pour un beau jour d'été (25 mars 2019)



Pour l'installation mesurée (jaune), on note un appel de puissance électrique de l'ordre de 8 kW entre 8 et 18h. L'apport du solaire se voit nettement par différence avec l'installation conventionnelle avec condenseur adiabatique (gris pointillé). L'écart se creuse encore en journée si on multiplie la part solaire par 2 (moyennant

un doublement de la surface de capteurs solaires). L'effet du condenseur adiabatique se dessine par comparaison avec la solution conventionnelle avec aérocondenseur (noir pointillé), dont la consommation est clairement plus élevée.

Pour la climatisation solaire photovoltaïque (vert pointillé), on observe un pic de consommation le matin au lancement de la climatisation (le soleil n'étant pas encore assez fort pour couvrir la demande de froid), puis la consommation électrique est totalement effacée jusqu'à 14h. Les panneaux photovoltaïques étant orientés vers l'Est sur le site étudié, la production photovoltaïque n'est plus suffisante l'après-midi pour couvrir la demande de froid et comme nous avons intégré un déphasage du déstockage de froid pour favoriser l'effacement de consommation électrique en heures de pointe EDF (entre 18h et 20h), on note une nouvelle consommation sur le réseau EDF à partir de 15h et jusqu'à 19h. A noter que ce profil serait différent avec une autre orientation des panneaux photovoltaïques. La climatisation solaire photovoltaïque avec même part solaire que le site étudié (bleu pointillé) n'a pas d'intérêt majeur sur la courbe de charge.

On voit également l'effet du forçage en heures creuses combiné avec un ballon de 3000 L au lieu de 1500 (violet pointillé). La pointe du matin est quasiment totalement effacée grâce au remplissage du ballon en heures creuses, tandis que la consommation aux heures de pointe (18h-20h) est divisée par 2 (différence entre courbe verte et violette) mais ne peut être effacée totalement.

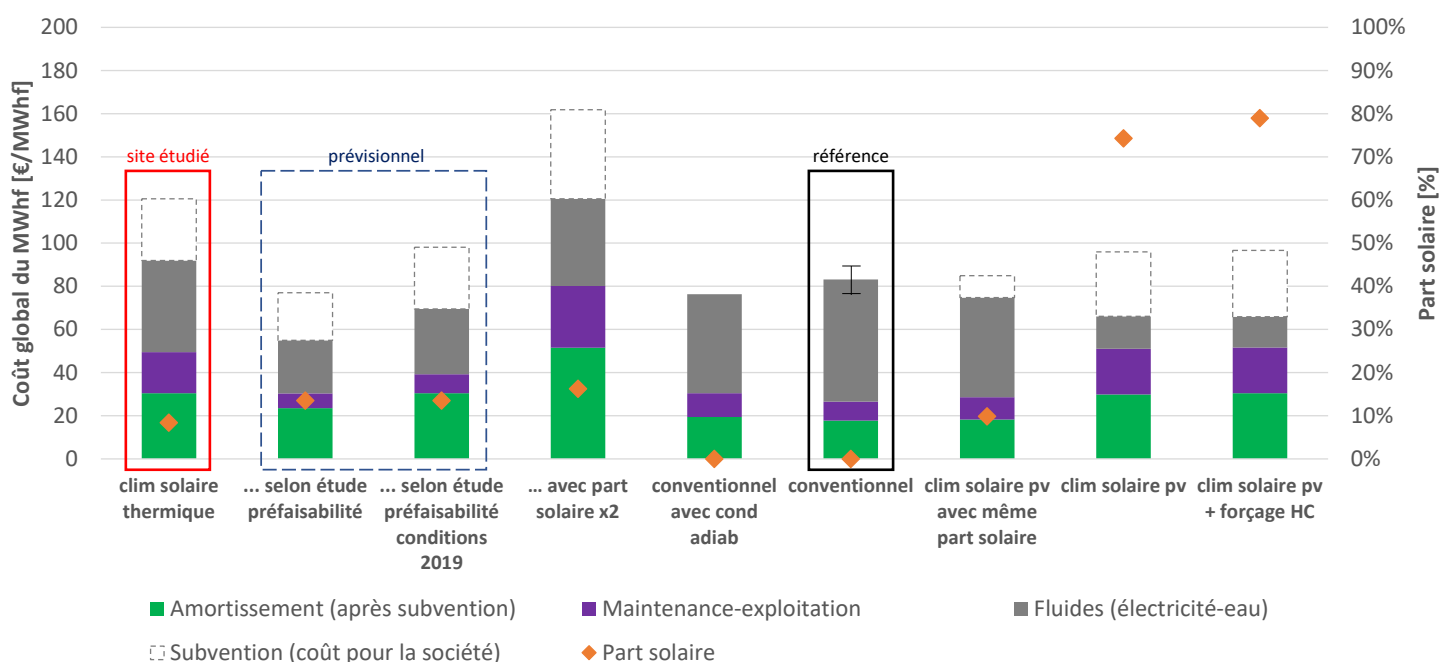
c. Coûts

NB : tous les coûts présentés s'entendent hors TVA.

Une analyse économique a été menée sur l'ensemble des alternatives étudiées sur la base des hypothèses mentionnées au §III.2. Les résultats complets sont présentés en Annexe 8. La Figure 37 montre le coût global du MWhf pour les différentes alternatives, en faisant apparaître le rôle des subventions (NB : les subventions ont été amorties sur la même durée que les équipements pour permettre de mesurer leur effet sur les amortissements).

Pour l'électricité, le tarif bleu en vigueur en 2019 (incluant 2 changements de tarif en juin et août) a été retenu pour toutes les solutions, étant donné qu'il s'agit du tarif contractualisé par le maître d'ouvrage du site étudié. Le tarif bleu option Heures pleines/Heures creuses a été retenu pour la dernière variante (climatisation solaire photovoltaïque avec forçage en heures creuses).

Figure 37 : Coûts comparés du MWhf rendu entre les différentes alternatives étudiées



Le coût est compris entre 66 et 92 €/MWhf après subventions (sauf la solution solaire thermique avec part solaire doublée qui culmine à 120 €/MWh). La solution conventionnelle présente un coût compris entre 76 et 90 €/MWh selon les hypothèses de performances. Après subvention, la climatisation solaire photovoltaïque est

moins onéreuse que la climatisation conventionnelle (de l'ordre de 15 €/MWhf). La subvention permet de baisser le coût du MWhf de 30 € (carré blanc entouré en pointillé sur le graphe). Le forçage en heures creuses (avec ballon de stockage de 3000 L au lieu de 1500) n'a pas un grand impact sur le coût. Le dimensionnement de la climatisation solaire photovoltaïque pour atteindre un taux de couverture équivalent à celui de l'installation mesurée n'a pas plus d'intérêt économique que technique.

Il est intéressant de noter que les coûts prévisionnels de la solution climatisation solaire thermique selon les éléments de l'étude préféabilité (55 €/MWhf avec la demande de froid prévue, 70 €/MWhf avec la demande de froid réelle mesurée en 2019) étaient beaucoup plus bas que la réalité (92 €/MWhf) : le coût réel est au-dessus de celui de la solution conventionnelle même après subvention.

Remarque concernant les subventions : pour être exact, il faudrait inclure la part couverte par la CSPE (Contribution au Service Public de l'Electricité) au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI (Zones Non Interconnectées) qui est également une forme de subvention, et qui avantage le modèle conventionnel puisqu'elle diminue artificiellement le prix de l'électricité.

Le Tableau 7 montre la répartition des coûts pour les différentes alternatives étudiées.

Tableau 7 : Répartition des coûts par famille dans les différentes alternatives étudiées

	solaire thermique	conventionnel	solaire photovoltaïque
amortissement	30-40%	20-25%	40-50%
maintenance	20-25%	10-15%	30-35%
électricité	35-45%	60-70%	20-25%
subvention	+25-30%		+30-35%

En toute logique, les amortissements sont moins élevés pour les solutions conventionnelles que pour les solutions vertueuses. Dans le cas de la climatisation solaire photovoltaïque, l'amortissement représente près de la moitié des coûts, notamment car la facture d'électricité résiduelle est faible (la part solaire est de 75%). Inversement, la part de l'électricité est prépondérante dans le cas des installations conventionnelles. Quant aux subventions, elles représentent entre 25 et 35% du coût « complet » du MWhf dans les solutions solaires.

5. Conclusion

Différentes alternatives disponibles sur le marché pour la climatisation de sites tertiaires (équipés de groupes froids à eau glacée) ont été étudiées : climatisation solaire thermique et photovoltaïque, climatisation conventionnelle avec condenseur adiabatique ou avec aérocondenseur. La climatisation solaire (thermique ou photovoltaïque) a un intérêt certain étant donnée la très forte adéquation entre l'intensité du rayonnement solaire et la demande de froid.

Les performances de la climatisation solaire thermique sont celles mesurées sur le site d'étude. Pour l'évaluation de la climatisation solaire photovoltaïque, un modèle a été développé au pas de temps horaire, qui même s'il est simplifié permet d'identifier les grands enjeux énergétiques. A noter qu'il ne s'agit pas d'un simple effacement de consommation par autoconsommation ou même d'une compensation annuelle de l'électricité mais bien d'un couplage entre un groupe froid et une installation photovoltaïque par l'intermédiaire d'un stockage de froid. Les performances du groupe froid ont été estimées de manière instantanée en tenant compte des conditions de fonctionnement connues pour influencer l'EER (niveaux de température au condenseur et à l'évaporateur, taux de charge) sur la base de données mesurées sur des groupes froids existants dans le cadre d'un autre projet. Enfin, une analyse économique a été adossée à l'analyse énergétique pour l'ensemble des alternatives étudiées.

La climatisation solaire photovoltaïque permet d'atteindre une part solaire de l'ordre de 75% dans le cas de référence (contre 8.4% pour l'installation de climatisation solaire thermique mesurée). La consommation électrique résiduelle (réseau EDF) est de l'ordre de 0.1 kWhe/kWhf (contre 0.3 kWhe/kWhf pour la climatisation solaire thermique), avec une valorisation de l'électricité photovoltaïque pour la climatisation de l'ordre de 65% de la production totale. L'analyse de sensibilité a montré que les performances étaient essentiellement liées à

la taille de l'installation photovoltaïque et qu'il n'y avait pas d'intérêt à trop la surdimensionner car cela occasionne une augmentation significative du coût mais pas de l'électricité économisée. Soulignons l'intérêt de bien dimensionner l'installation photovoltaïque pour permettre une valorisation maximale de l'électricité produite sur site, et la nécessité d'autoriser la réinjection du surplus d'électricité sur le réseau EDF (voire une obligation de réinjecter gratuitement pour parer à la tentation de surdimensionner), qui peut dépasser 75% de la production quotidienne en hiver.

Malgré les limites du modèle développé, le potentiel de la solution solaire photovoltaïque se dégage clairement des ordres de grandeur obtenus. En comparaison, les performances de la climatisation solaire thermique peuvent paraître décevantes, mais il ne faut pas oublier qu'on confronte une solution simulée de manière simplifiée (et donc un fonctionnement supposé « parfait » *a priori*) à une solution réellement mise en œuvre (avec tous les aléas qui sont découverts *a posteriori*). Il faut également souligner tous les enseignements apportés par la mise en œuvre d'une solution innovante en situation réelle, qui sont d'une valeur inestimable car ils n'auraient jamais pu être dégagés en l'absence de réalisation effective et du retour d'expérience auquel le prestataire a accepté de se soumettre.

Au final, parmi les alternatives étudiées, la climatisation solaire photovoltaïque est la seule à pouvoir faire baisser drastiquement la consommation électrique sur le réseau EDF, avec même un effacement total une partie de la journée. Subsistent tout de même un pic de consommation le matin et le soir, qui peuvent être amortis par un surdimensionnement du ballon de stockage et un forçage en heures creuses. Le coût de la climatisation solaire photovoltaïque serait de l'ordre de 60-70 €/MWhf, soit environ 15 €/MWh de moins que sur une installation conventionnelle (moyennant subventions).

IV. Critères d'évaluation et de choix d'une technologie de climatisation dans le contexte réunionnais

1. Proposition d'indicateurs pour l'évaluation des systèmes de climatisation

A la lumière des analyses menées dans le cadre de ce travail, nous proposons dans la suite différents indicateurs qui peuvent permettre d'une part de comparer des technologies innovantes entre elles et d'autre part avec des technologies conventionnelles – étant entendu que le choix d'un indicateur unique n'est généralement pas suffisant.

A savoir que les indicateurs à retenir dépendent intimement des objectifs poursuivis par l'évaluation et de l'angle suivant lequel on se place (maitre d'ouvrage ou institutionnel). Il est souvent pertinent de faire intervenir des critères économiques en complément des critères techniques.

a. Indicateurs techniques

Performance énergétique

Le SEER annuel est l'indicateur usuel pour évaluer les performances d'une solution technique. Il s'applique bien dans le cas d'une solution hybride (solaire/conventionnel par exemple) car il permet de quantifier clairement l'électricité résiduelle (et donc l'électricité économisée) par la solution technique.

Il peut cependant y avoir confusion car le SEER est généralement utilisé pour qualifier la performance purement technique du groupe de froid or dans ce cas il s'agit plus de la performance de l'installation dans son ensemble au regard de sa consommation résiduelle sur le réseau EDF. On peut dans ce cas utiliser plutôt la consommation spécifique (kWh_e résiduels/kWh_f) qui est simplement l'inverse du SEER mais qui est plus facile à appréhender.

La consommation électrique rapportée au m² est délicate à utiliser car elle n'est pas pertinente dans tous les cas. Sur le site étudié par exemple, la grande hauteur sous plafond ne permet pas une comparaison aisée avec d'autres sites. D'autre part, l'usage particulier du site (conservation de médicaments) implique une demande de froid non représentative (température de consigne plus haute mais climatisation 7jours/7). Un indicateur à réserver pour comparer des sites de même typologie (en benchmark au sein d'un parc par exemple) mais pas idéal pour l'évaluation de solutions techniques.

Pour intégrer les enseignements de ce travail, nous proposons de compléter les indicateurs proposés au §1.2 par d'autres indicateurs :

Prise en compte de l'ensemble des flux

Si on est en présence d'autres flux (comme par exemple l'eau dans la solution étudiée), l'indicateur de performance ne peut se suffire à lui-même : il faut impérativement lui adjoindre un indicateur de consommation des autres flux lors de la comparaison à d'autres solutions techniques.

Fiabilité et accessibilité de la solution

Il peut y avoir d'autres aspects qui sont difficilement quantifiables mais qui influent sur le choix final. Ainsi, certaines solutions présentent une bonne performance sur le papier mais sont connues pour être difficiles à exploiter dans la réalité, à cause de problèmes techniques (intrinsèques) récurrents ou une trop grande spécificité qui rend le maitre d'ouvrage captif d'un prestataire unique qui est le seul à maîtriser la technologie localement et à avoir accès aux pièces détachées en cas de panne.

b. Indicateur de coût

De la même manière que pour la consommation électrique, le coût rapporté au m² climatisé n'est pas très adapté pour comparer des solutions techniques entre elles. Le coût global du MWh_f (incluant les coûts d'amortissement, maintenance et électricité) reste l'indicateur de choix.

On peut se placer à deux niveaux :

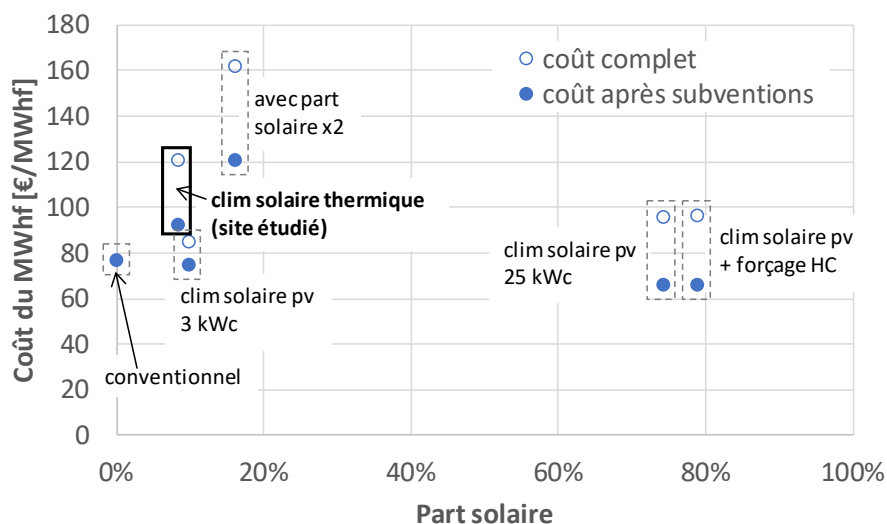
- du point de vue du maitre d'ouvrage en déduisant les subventions des investissements (et donc des amortissements)

- du point de vue institutionnel en raisonnant en coût « complet » c'est-à-dire en incluant le coût couvert par les subventions (coût supporté par la société)

La 1^{ère} approche est adaptée pour sélectionner une solution technique plutôt qu'une autre à l'échelle du maître d'ouvrage tandis que la 2^{ème} approche est plus utile pour orienter une politique publique de subventionnement vers les technologies les plus performantes d'un point de vue technique et économique à l'échelle de la société.

Différentes représentations permettent d'évaluer l'intérêt relatif de solutions techniques diverses. La Figure 38 représente le coût du MWhf en fonction de la part solaire pour les différentes solutions techniques étudiées.

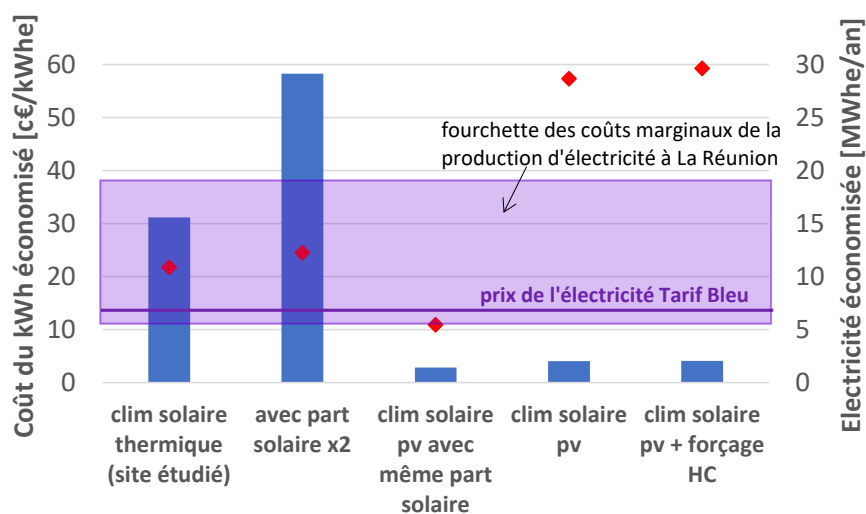
Figure 38 : Coût du froid produit avec les différentes solutions techniques étudiées en fonction de la part solaire



On note que la climatisation solaire photovoltaïque (après subventions) est moins chère que la climatisation conventionnelle dans les 3 cas. Moyennant subvention, elle permettrait d'atteindre une part solaire respectable dans des conditions économiques acceptables pour le maître d'ouvrage : il s'agit *a priori* d'une solution technique vertueuse intéressante à explorer.

L'analyse du coût du kWh économisé, présenté en Figure 39, confirme l'intérêt de la solution. Le coût du kWh économisé est calculé comme le rapport entre la différence de coût de chaque solution avec la solution conventionnelle (référence) et l'économie d'électricité de chaque solution par rapport à la solution conventionnelle.

Figure 39 : Coût du kWh économisé (hors subventions) des différentes solutions techniques vertueuses étudiées

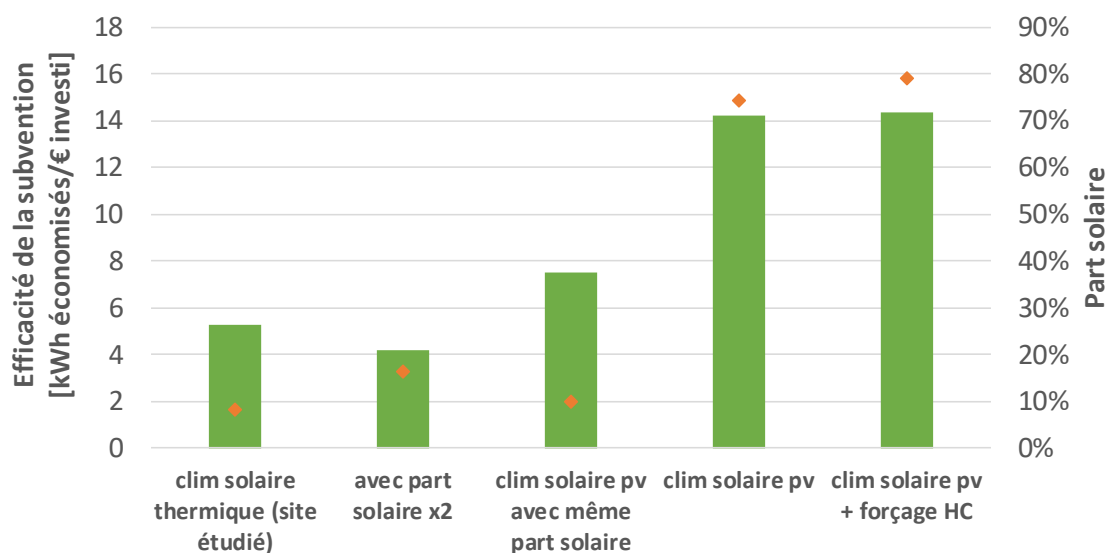


Le coût « objectif » du kWh économisé (sans prendre en compte les subventions) dans le cas des solutions de climatisation solaire photovoltaïque est de l'ordre de quelques centimes d'euro, soit bien moins que le prix

d'achat du kWh sur le réseau EDF, et ce pour une quantité d'électricité économisée significative. La fourchette des coûts marginaux prévisionnels du parc de production réunionnais à l'horizon 2022⁴, bien supérieur au prix de vente de l'électricité au Tarif Bleu, est également mentionnée pour information. La différence entre le coût de production de l'électricité et le prix de vente au consommateur est couvert par la CSPE au titre de la péréquation tarifaire dans les ZNI. Ainsi, la différence entre le coût du kWh économisé par les solutions photovoltaïques et le coût de production de l'électricité à La Réunion est en réalité plus important.

La Figure 40 illustre l'« efficacité » de la subvention pour chaque solution, c'est-à-dire le nombre de kWh économisés (sur la durée de vie des équipements) pour un euro d'argent public investi :

Figure 40 : Efficacité de la subvention (kWh économisés/€ investi)



Les solutions solaires photovoltaïques avec une part solaire importante sont nettement plus efficaces que les autres pour valoriser les subventions : il est donc pertinent de les privilégier.

c. Autres bénéfices

Dans l'évaluation d'une solution technique par rapport à une autre, il faut également prendre en compte les co-bénéfices liés à chacune des solutions.

Impact sur la courbe de charge électrique du site

L'impact sur la courbe de charge électrique du site (par rapport à une installation conventionnelle) et en particulier durant les périodes critiques (comme la pointe du soir de 18h à 20h durant laquelle les coûts marginaux sont les plus élevés pour EDF) peut faire partie des critères pertinents pour les décideurs dans l'évaluation d'une solution technique.

L'indicateur à retenir pourrait être le pourcentage de réduction de la consommation durant cette tranche horaire (en moyenne sur quelques jours représentatifs). A noter que cela implique de connaître le profil horaire de consommation d'électricité.

A titre d'exemple, pour la journée présentée en Figure 36, la climatisation solaire photovoltaïque diminue la consommation par 2 par rapport à la climatisation conventionnelle au moment de la pointe du soir tandis qu'avec l'alternative « forçage en heures creuses » elle est diminuée par 4 (grâce au surdimensionnement du ballon de stockage).

⁴ Délibération de la commission de régulation de l'énergie du 9 mai 2017 portant communication relative à la publication des coûts marginaux prévisionnels de production d'électricité dans les zones non interconnectées aux horizons 2022 et 2032 (délibération n°2017-107)

Indicateurs environnementaux

Des indicateurs environnementaux comme les émissions spécifiques de CO₂ (gCO₂/kWhf) peuvent venir compléter avantageusement l'indicateur de performance énergétique, surtout à La Réunion où la production de CO₂ est majoritairement d'origine fossile.

2. Recommandations concernant la climatisation solaire photovoltaïque

a. Approfondir le potentiel de la solution

Les résultats de simulation du modèle simplifié sont prometteurs mais il faudrait valider les tendances sur une installation réelle afin de prendre en compte le fonctionnement de la régulation, l'effet du stock, etc. Néanmoins les grands enjeux énergétiques dégagés grâce au modèle devraient rester valables car le modèle s'appuie sur des technologies individuellement bien maîtrisées aux performances respectives connues.

b. Types de bâtiments adaptés

Typologie

Cette solution technique s'adresse à des bâtiments climatisés par eau glacée (pour permettre le stockage de froid dans le ballon), donc généralement à partir de quelques centaines de m².

Demande de froid

Bien entendu, l'étape préalable à l'installation de toute solution de climatisation efficace est la réduction de la demande de froid par la maîtrise de l'énergie (bonne gestion de l'occupation, coupure hivernale, actions sur le bâtiment, etc).

Ensuite, la solution est pertinente pour des bâtiments ayant une demande de froid :

- diurne : les sites de type hôtelier avec une demande de froid essentiellement nocturne ne sont *a priori* pas adaptés sauf à prévoir un stockage de froid disproportionné
- régulière (7jours/7 et 365 jours/an) : afin de valoriser au mieux la production photovoltaïque (et la subvention qui y est reliée), sauf si on a la possibilité de revendre le surplus d'électricité photovoltaïque sur le réseau EDF ; *NB : le choix de la climatisation solaire photovoltaïque ne doit pas conduire à climatiser un bâtiment plus que nécessaire pour atteindre cette condition !!!*

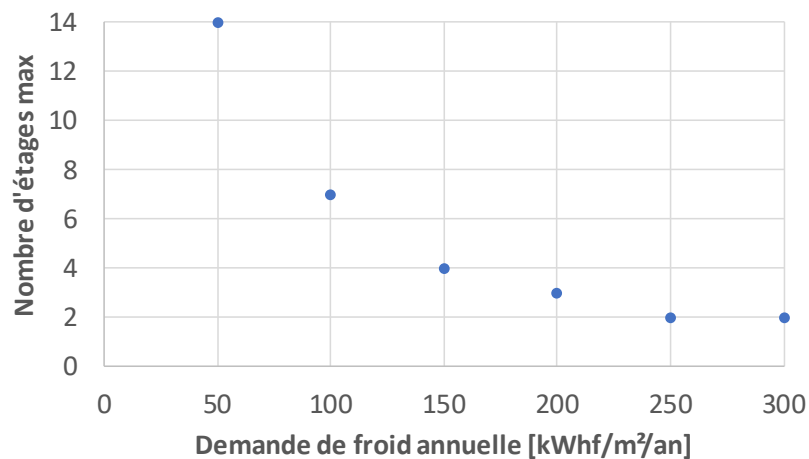
A noter que le recours à des batteries en local sur site pour le stockage de l'électricité photovoltaïque qui ne pourrait pas être valorisée par la climatisation solaire est à proscrire car non vertueux. Il faut privilégier la réinjection sur le réseau EDF – étant donné que le site y est relié – car le coût économique et environnemental des batteries n'est pas neutre : ainsi, le stockage d'électricité doit se faire à l'échelle du réseau afin de pouvoir mobiliser les capacités de stockage électrique de manière optimale pour l'ensemble du système énergétique.

Surface de toit

La surface et l'orientation de toit disponible pour la pose des panneaux photovoltaïques est également un critère déterminant de la pertinence de la solution sur un site. Ainsi, les bâtiments présentant une compacité trop élevée (beaucoup d'étages) ne permettront pas d'atteindre des taux de couvertures solaires élevés par manque de place sur le toit pour les panneaux photovoltaïques (sauf à trouver d'autres espaces disponibles à proximité).

Dans le cas de référence simulé, l'installation photovoltaïque couvre 136 m² de toit (25 kWc) pour une demande annuelle de 91 MWhf. En 1^{ère} approximation (avec les mêmes panneaux, la même orientation de toit, la même météo, le même profil de demande de froid, etc), on peut donc considérer qu'un ratio de 1.5 m² de panneau solaire (et donc de toit) par MWhf/an permettrait d'atteindre une part solaire de l'ordre de 75%. Ainsi, la Figure 41 présente le nombre d'étages maximum qu'un bâtiment peut comporter pour que sa toiture (inclinée comme dans le cas étudié) puisse accueillir l'installation photovoltaïque nécessaire à couvrir 75% des besoins en froid :

Figure 41 : Nombre d'étages qu'un bâtiment peut comporter pour que sa surface de toit soit suffisante pour accueillir une installation photovoltaïque couvrant 75% des besoins en froid



Ainsi, l'importance de la demande en froid spécifique peut vite devenir un obstacle à couvrir une part élevée des besoins en froid grâce à une climatisation solaire photovoltaïque dans le cas d'un bâtiment compact (beaucoup d'étages) :

- pour une demande de froid de 100 kWhf/m²/an (en journée seulement mais 365 jours/an), le bâtiment peut comporter jusqu'à 7 étages
- pour une demande de froid de 250 kWhf/m²/an (élevé, en général lié à une activité particulière) : le bâtiment ne peut pas comporter plus de 2 étages

c. Politique de subventionnement

Actuellement, il n'existe pas de dispositif de subventionnement spécifique pour la climatisation solaire photovoltaïque étant donné le peu de diffusion de la solution. Le seul cadre d'aide qui pourrait s'appliquer à la Réunion à l'heure actuelle serait l'accompagnement à l'autoconsommation photovoltaïque, à savoir un accompagnement Ademe/Région pour les installations de puissance inférieure à 50 kWc, ou FEDER/Région/Ademe (Action 4.14⁵) pour les installations de puissance supérieure à 50 kWc. Dans les deux cas, la subvention couvre 35% du surcoût de l'installation photovoltaïque par rapport à une solution conventionnelle (groupe électrogène) et le taux d'autoconsommation doit être supérieur à 85%

Ce dispositif n'est pas adapté à la climatisation solaire photovoltaïque d'une part car la part autoconsommée sur site n'est pas assez importante (35% de l'électricité photovoltaïque produite ne peut être valorisée pour la climatisation dans le cas étudié) et d'autre part car le taux de subvention ne s'applique qu'au coût de l'installation solaire et pas à l'installation dans son ensemble, aboutissant à une subvention peu élevée (de l'ordre de 25% au global dans le cas étudié, l'installation photovoltaïque ne représentant que 70% du coût total de l'installation). Il serait pourtant intéressant de favoriser cette filière car il y a une forte composante de maîtrise de la demande grâce au stockage (et pas seulement de l'effacement de puissance comme dans les autres installations d'autoconsommation).

Dans l'analyse économique précédente, nous avons considéré pour la climatisation solaire photovoltaïque le même dispositif de subvention que celui de la climatisation solaire thermique (aide FEDER/Région Action 4.02⁶). Or dans l'état actuel, cette mesure ne s'applique pas pour la climatisation solaire photovoltaïque. Cependant, il serait pleinement justifié qu'il s'applique de la même manière puisque la finalité est la même dans les deux cas : produire du froid d'origine solaire et effacer de la consommation électrique. L'électricité photovoltaïque n'est qu'un « vecteur » énergétique, de la même manière que la chaleur solaire récupérée par les capteurs solaires. **Ainsi, pour la période suivante (les actions FEDER/Région en vigueur s'appliquent pour la période 2014-2020), il serait judicieux de réfléchir à intégrer la climatisation solaire photovoltaïque dans le champ de l'action 4.02,**

⁵ http://www.reunioneurope.org/DOCUP/REGION/1420_IDDE_4-14_Installations_photovoltaiques.pdf

⁶ http://www.reunion-europe.org/DOCUP/REGION/1420_IDDE_4-02_Promouvoir_les_projets_de_valorisation_des_energies_renouvelables_notamment_de_la_biomasse_et_du_biogaz.pdf

d'autant qu'on a vu que l'efficacité de la subvention (kWh économisé/€ d'argent public investi) serait bien meilleure dans le cas de la climatisation solaire photovoltaïque.

Selon les objectifs des politiques publiques, d'autres critères pourraient être pris en compte pour calibrer le niveau d'aide. Par exemple si l'accent est mis sur la réduction de la demande électrique durant les heures de pointe pour EDF, on pourrait envisager une incitation économique à augmenter la taille du stockage puis déphaser le déstockage du froid vers le soir (pour limiter la pointe du soir) voire à faire du forçage en heures creuses (pour limiter la pointe du matin) car ces stratégies ne sont pas rentables pour le maître d'ouvrage mais peuvent avoir une plus-value à l'échelle du réseau.

d. Scénarios de généralisation

En parallèle d'une analyse de l'efficacité de la solution en situation réelle, il serait intéressant d'étudier l'impact potentiel (économique et énergétique) d'une généralisation de la climatisation solaire photovoltaïque dans les bâtiments tertiaires à La Réunion. Une telle analyse est hors du périmètre de ce travail mais nous dégagons quand même quelques pistes dans la suite.

Pour creuser l'apport de la solution technique à l'échelle de La Réunion (et plus seulement à l'échelle du site), on pourrait envisager un scénario de déploiement large, par exemple sur la moitié des bâtiments tertiaires équipés d'une climatisation à eau glacée à l'heure actuelle (en estimant qu'on ne pourra pas avoir recours à cette solution sur la totalité des sites pour des problèmes d'espace en locaux techniques, de place disponible en toiture, d'incompatibilité de profil de demande de froid, etc). Dès lors il faudrait :

- définir des demandes de froid types en fonction de l'usage (bureaux, hôpital, enseignement, datacenter, etc)
- fixer une météo et une orientation de référence pour prédire la production photovoltaïque potentielle
- évaluer le gain énergétique à attendre par rapport à une solution conventionnelle en couplant les deux au pas de temps horaire grâce au modèle développé
- comparer l'appel de charge électrique résultant (en cumulé sur l'ensemble des sites) avec l'appel de charge de ces mêmes sites équipés de solutions conventionnelles afin d'évaluer l'impact potentiel sur la courbe de charge électrique d'EDF à l'échelle de La Réunion, notamment les gains possibles sur les périodes de pointe (particulièrement problématiques dans les zones non interconnectées comme La Réunion)
- durcir les hypothèses de coût pour considérer des coûts représentatifs
- analyser l'enjeu économique d'un tel déploiement en terme de volume de subventions à porter par les acteurs institutionnels afin de développer un programme de subventionnement adapté et fixer un niveau d'aide cohérent avec les enjeux énergétiques

Cette analyse pourrait être menée dans un second volet en complément d'un retour d'expérience in-situ du même type que celui qui a été mené sur l'installation de climatisation solaire thermique étudiée dans le cadre de ce travail.

V. Conclusion

La tâche 2 du projet Tropiclim s'est attachée à l'évaluation des différentes solutions techniques de climatisation pour le moyen tertiaire (quelques centaines à quelques milliers de m²) en contexte tropical en partant de l'exemple de la climatisation solaire thermique, pour laquelle nous avons réalisé un retour d'expérience complet (technique et économique) sur la base de données mesurées sur une installation existante sur l'année 2019. Le site d'étude est un hangar de stockage de produits pharmaceutiques appartenant à l'Aurar et situé à St Gilles les Bains. Il a été équipé en 2017 d'une climatisation solaire thermique hybride (capteurs solaires 62 m² + stockage 1500 L + groupe à adsorption 12 kWf + appoint conventionnel 30 kWf) permettant de maintenir les médicaments à une température compatible avec leur bonne conservation.

L'instrumentation sur une année complète a permis de déterminer que la part solaire du froid produit avait été de 8.4% sur l'année 2019, le complément étant apporté par l'appoint conventionnel. Cette valeur peut paraître faible mais n'est pas étonnante car le solaire thermique n'est pas adapté pour travailler à haute température (aucune énergie ne peut être valorisée avant d'avoir atteint la température de travail du groupe à adsorption). Néanmoins, le SEER (Seasonal Energy Efficiency Ratio) de l'installation est bon, puisqu'une valeur annuelle de 3.4 a été mesurée, en grande partie grâce au recours au condenseur adiabatique qui permet d'abaisser la température de condensation de plusieurs degrés. Pour comparaison, des valeurs annuelles inférieures à 2 ont été mesurées sur 4 sites instrumentés récemment dans le cadre d'un autre projet. Parmi les points forts sur ce site, on note une bonne gestion de la climatisation avec un arrêt nocturne programmé toute l'année, des températures de travail élevées (départ eau glacée à 10-15°C) et un bon dimensionnement de la production de froid et de la pompe de distribution. Les points faibles de la solution sont son coût relativement élevé (~90 €/MWhf en coût global après subventions) et l'aspect « spécifique » du matériel, qui requiert des compétences particulières (qui ne sont pas disponibles largement sur le marché actuel) pour en optimiser l'exploitation.

Une étude de préféabilité avait été réalisée par un bureau d'étude indépendant selon le cahier des charges Ademe en amont de la réalisation de cette installation. La demande de froid et les performances estimées *a priori* s'avèrent assez différentes des performances réelles mesurées, ce qui n'est pas étonnant lorsqu'on compare des performances évaluées *ex-ante* et *ex-post*. Cela se répercute sur les coûts réels qui sont plus élevés que les coûts planifiés. Ce cas d'étude illustre bien l'écart entre « planifié » et « réel » couramment observé et montre qu'il faut considérer les résultats des études préliminaires avec précautions tant qu'ils n'ont pas été confrontés aux résultats obtenus lors de retours d'expérience *in-situ*, qui sont les seuls à permettre d'accéder aux performances techniques et économiques réelles.

La solution étudiée a été comparée aux alternatives possibles pour des sites tertiaires équipés d'une climatisation à eau glacée (donc d'une surface supérieure à quelques centaines de m²), à savoir : la climatisation solaire photovoltaïque, la climatisation classique mais avec condenseur adiabatique et la climatisation conventionnelle (avec aérocondenseur). Les performances respectives ont été estimées grâce à une simulation horaire permettant la fourniture de la demande de froid horaire mesurée sur le site d'étude (puissance et température de départ de l'eau glacée) via les différentes alternatives grâce à des modélisations simplifiées. Il en ressort que la climatisation solaire photovoltaïque semble présenter un potentiel intéressant à creuser (malgré les limites du modèle développé).

Dans le cas de référence (installation photovoltaïque de 25 kWc couplée à un ballon de stockage de froid de 1500 L), on atteint une part solaire de l'ordre de 75% de la demande annuelle de froid et un SEER de l'ordre de 10 (en considérant uniquement la consommation d'électricité résiduelle sur le réseau EDF). La climatisation solaire photovoltaïque permet de faire baisser drastiquement la consommation électrique sur le réseau EDF, et notamment en période de pointe pour EDF (18h-20h) si on met en place une stratégie de régulation adaptée. Le coût de la climatisation solaire photovoltaïque serait de l'ordre de 60-70 €/MWhf en coût global après subventions, ce qui est moins onéreux que la climatisation conventionnelle (>80 €/MWhf en coût global). La solution a d'autre part l'avantage de faire appel uniquement à des technologies individuellement bien maîtrisées par un ensemble d'acteurs (contrairement à la climatisation solaire thermique avec groupe à adsorption) :

l'innovation consiste « uniquement » dans le couplage de ces différentes technologies entre elles, donc avec une forte composante de régulation avancée des systèmes.

On comprend facilement qu'il faut avoir recours à un ensemble d'indicateurs (et pas à un indicateur unique) pour qualifier la performance d'une solution technique. Ils sont nécessairement différents selon le point de vue adopté, par exemple :

- maître d'ouvrage : SEER (gain énergétique par rapport à une installation conventionnelle), coût global du MWhf produit (après subventions) → pour orienter sa décision à l'échelle du site
- institutionnel (bien commun) : impact sur la courbe de charge électrique du site, coût du kWh économisé, efficacité de la subvention (kWh économisés/€ d'argent public investi) → pour guider les politiques publiques

Il semble intéressant d'approfondir le potentiel de la climatisation solaire photovoltaïque par le biais d'un retour d'expérience sur un site réel du même type que celui mené dans ce travail sur une installation de climatisation solaire thermique pour conforter les tendances des résultats de simulation. En effet, les performances annoncées dans le cadre de ce travail représentent le potentiel maximum qui ne pourra en aucun cas être atteint dans la réalité (les performances réelles sont toujours moins élevées que les performances simulées). Un tel retour d'expérience permettrait d'appréhender les problèmes pratiques liés à la mise en œuvre d'une telle solution et d'affiner le modèle développé (comportement réel du stock (stratification, échanges thermiques) et du groupe froid (contraintes techniques à ajuster le taux de charge du groupe froid à l'électricité photovoltaïque disponible instantanément, même avec une technologie inverter), etc). Si l'intérêt est confirmé, un ou des scénarios de généralisation pourraient être étudiés à partir de ces résultats pour déterminer les enjeux énergétiques et économiques d'un déploiement à grande échelle, établir une politique de subventionnement en conséquence et un dispositif de formation adapté pour les professionnels (les technologies – usuelles – sont bien maîtrisées individuellement mais pas leur couplage).

En complément à ce rapport, deux « guides » synthétiques ont été réalisés :

- *à l'usage des maîtres d'ouvrage : reprend le retour d'expérience sur l'installation de climatisation solaire thermique mesurée et la comparaison à ses alternatives*
- *à l'usage des institutionnels : synthèse de l'ensemble des enseignements du projet*

Annexe 1

Plan de comptage de l'installation de climatisation solaire étudiée

COMPTEURS ELECTRIQUES				
	Poste / Position	Type/ technologie capteur	Modèle	Sortie
E1	Départ général armoire production	Traversant triphasé	Schneider A9MEM3110	impulsionnelle 1Wh/imp
E2	Compresseur	Traversant triphasé	Schneider A9MEM3110	impulsionnelle 1Wh/imp
E3	Ventilateur condenseur	Traversant monophasé	Schneider A9MEM3110	impulsionnelle 1Wh/imp
E4	Général pompes	Traversant monophasé	Schneider A9MEM3110	impulsionnelle 1Wh/imp
E5	Départ pompe eau glacée	Traversant monophasé	Schneider A9MEM3110	impulsionnelle 1Wh/imp

COMPTEURS D'EAU				
	Poste	Technologie compteur	Modèle	Sortie
C1	Capteurs solaires/ballon solaire	électromagnétique	Endress+Hauser Proline Promag 10 P	impulsionnelle 1L/imp
C2	Ballon solaire/groupe adsorption	électromagnétique	Endress+Hauser Proline Promag 10 P	impulsionnelle 1L/imp
C3	Distribution bâtiment	turbine multijets	Sappel	impulsionnelle 1L/imp
C4	Alimentation du condenseur évaporatif			impulsionnelle 1L/imp

TEMPERATURES				
	Position	Type sonde	Modèle	Sortie
T11	Aller capteur solaires	sonde sous tube inox	Prosensor TMC6-H	Compatible enregistreur Hobo UX120-006M
T12	Retour capteurs solaires	sonde sous tube inox	Prosensor TMC6-H	Compatible enregistreur Hobo UX120-006M
T21	Aller machine adsorption	sonde sous tube inox	Prosensor TMC6-H	Compatible enregistreur Hobo UX120-006M
T22	Retour machine adsorption	sonde sous tube inox	Prosensor TMC6-H	Compatible enregistreur Hobo UX120-006M
T31	Sortie groupe absorption	sonde sous tube inox	Prosensor TMC6-H	Compatible enregistreur Hobo UX120-006M
T32	Sortie compresseur	sonde sous tube inox	Prosensor TMC6-H	Compatible enregistreur Hobo UX120-006M
T33	Retour distribution	sonde sous tube inox	Prosensor TMC6-H	Compatible enregistreur Hobo UX120-006M

Annexe 2

Journées où les données de mesure n'étaient pas utilisables et données substituées

Journée sans données :	Text moy	Substitué par données du :	Text moy
29/01/2019	26.3°C	12/03/2019	26.3°C
30/01/2019	27.5°C	18/01/2019	27.5°C
31/01/2019	27.3°C	24/01/2019	27.3°C
01/02/2019	27.5°C	18/01/2019	27.5°C
02/02/2019	27.0°C	03/01/2019	27.0°C
03/02/2019	27.0°C	03/01/2019	27.0°C
04/02/2019	26.4°C	11/03/2019	26.4°C
05/02/2019	27.5°C	18/01/2019	27.5°C
06/02/2019	28.2°C	12/01/2019	28.2°C
07/02/2019	28.0°C	23/03/2019	28.0°C
08/02/2019	27.8°C	23/01/2019	27.8°C
09/02/2019	27.2°C	07/03/2019	27.2°C
10/02/2019	25.6°C	21/05/2019	25.6°C
11/02/2019	25.8°C	22/05/2019	25.7°C
12/02/2019	25.4°C	24/05/2019	25.3°C
13/02/2019	25.9°C	17/03/2019	26.0°C
14/02/2019	26.9°C	28/01/2019	26.9°C
15/02/2019	26.0°C	17/03/2019	26.0°C
16/02/2019	26.1°C	16/03/2019	26.1°C
17/02/2019	26.7°C	07/04/2019	26.7°C
18/02/2019	26.8°C	25/02/2019	26.8°C
19/02/2019	27.1°C	16/01/2019	27.1°C
20/02/2019	28.0°C	23/03/2019	28.0°C
21/02/2019	28.6°C	27/03/2019	28.6°C
17/04/2019	27.7°C	08/04/2019	27.7°C
18/04/2019	27.4°C	13/04/2019	27.4°C
19/04/2019	27.0°C	14/03/2019	27.0°C
20/04/2019	26.6°C	15/03/2019	26.6°C

Journée sans données :	Text moy	Substitué par données du :	Text moy
21/04/2019	26.4°C	11/03/2019	26.4°C
22/04/2019	27.1°C	16/01/2019	27.1°C
23/04/2019	27.1°C	16/01/2019	27.1°C
24/04/2019	26.9°C	04/04/2019	26.9°C
25/04/2019	26.6°C	15/03/2019	26.6°C
26/04/2019	26.2°C	16/03/2019	26.1°C
27/04/2019	25.7°C	22/05/2019	25.7°C
28/04/2019	25.5°C	21/05/2019	25.6°C
29/04/2019	25.7°C	22/05/2019	25.7°C
30/04/2019	25.6°C	21/05/2019	25.6°C
01/05/2019	24.8°C	26/05/2019	24.8°C
02/05/2019	24.3°C	09/06/2019	24.3°C
03/05/2019	24.8°C	26/05/2019	24.8°C
04/05/2019	25.5°C	21/05/2019	25.6°C
05/05/2019	25.5°C	21/05/2019	25.6°C
06/05/2019	25.8°C	22/05/2019	25.7°C
07/05/2019	26.3°C	12/03/2019	26.3°C
08/05/2019	25.6°C	21/05/2019	25.6°C
09/05/2019	25.9°C	23/05/2019	26.0°C
10/05/2019	25.2°C	24/05/2019	25.3°C
11/05/2019	24.1°C	16/05/2019	23.9°C
12/05/2019	24.4°C	18/05/2019	24.5°C
13/05/2019	24.2°C	09/06/2019	24.3°C
19/01/2019	27.9°C	22/01/2019	27.9°C
20/01/2019	27.9°C	22/01/2019	27.9°C
21/01/2019	28.1°C	25/01/2019	28.1°C
04/12/2019	25.4°C	03/12/2019	25.4°C

Annexe 3

Fiche constructeur pour la machine à adsorption installée sur le site d'étude

InvenSor HTC 18

Adsorption Chiller

InvenSor HTC 18 plus

Compact solution with integrated hydraulic unit for efficient thermal cooling at high outside temperatures

The adsorption chiller InvenSor HTC 18 plus can be used efficiently with dry coolers at outside temperatures of up to 40°C. All HTC machines reach their optimal capacity at driving temperatures from 85°C. For operation at lower driving temperatures, the InvenSor LTC 10 plus is available.

18 kW cooling capacity – compact design

The nominal capacity of the HTC 18 plus is 18 kW. The compact design allows for space saving set-up. For an easy installation, all hydraulic connections are accessible on the top of the machine. The unit is optimized for transport by pallet jack.

Easy operation and setting – prepared for heat pump operation

The target water temperatures in the chilled water circuit, the driving circuit return flow and the recooling circuit are easily adjustable on the touch display. The heat pump mode is already installed and can easily be activated.

Maintenance-free cold water production by ActiVac

ActiVac is an InvenSor development for optimizing the operating pressure in the adsorber. Pressure control, otherwise needed in sorption chillers, becomes obsolete.



HTC 18 plus: Hydraulic unit integrated

The HTC 18 plus is integrated with all basic components for thermal cooling. It includes a complete hydraulic unit with three electronically regulated high-efficiency pumps, so that all necessary water circuit pipes for heat supply, cold distribution and recooling can be connected directly to the chiller.

HTC 18 plus-FC: Hydraulic unit & free cooling function integrated

The free cooling function allows for even more energy savings: If the outside air temperature is cold enough, it can be used directly for climatization and no driving heat is necessary to operate the chiller.

Dimensions of the machine

Length	1,100 mm
Height	1,370 mm
Width	750 mm
Weight HTC 18 plus	420 kg
Weight HTC 18 plus-FC	425 kg

Position of the connectors

from the ground	1,400 mm
-----------------	----------

Nominal widths

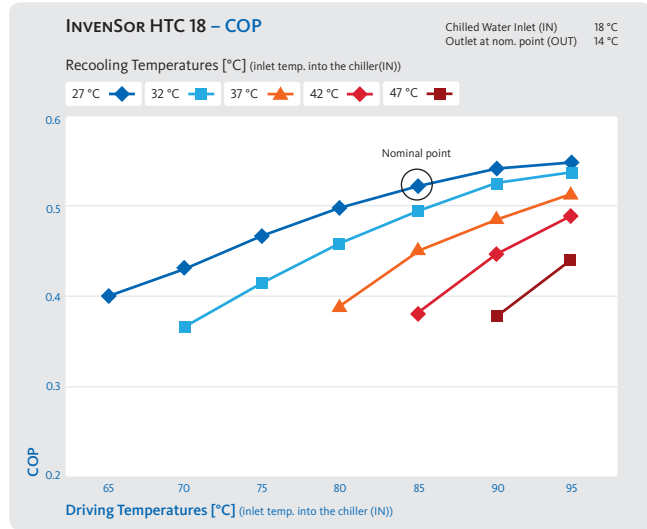
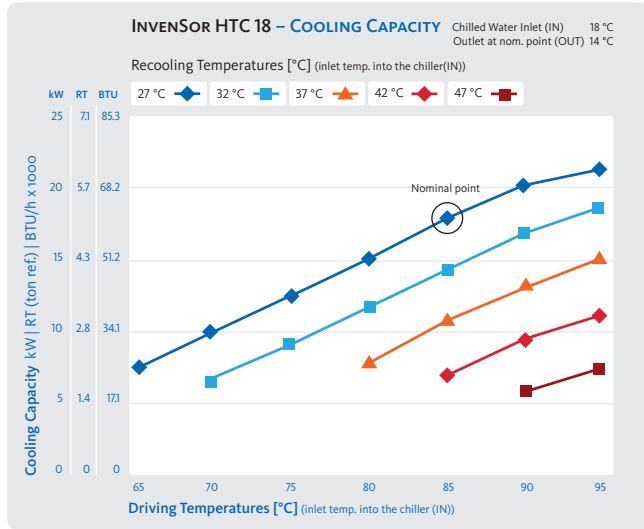
Drive (2x)	G 1 1/4"
Chilling (2x)	G 1 1/2"
Recooling (2x)	G 1 1/2"

General technical specifications				
Cooling capacity range	kW RT (ton.ref.) BTU/h x1000	6-22 1.7-6.3 20-75		
COP maximum		0.55		
Max. overpressure	bar	4		
Electrical connection	V~ Hz A	230 50/60 max. 8.5		
Electrical power consumption Ø incl. pumps	W	495		
Specifications at nominal conditions		Chilling circuit	Recooling circuit	Drive circuit
COP		0.52		
Capacity	kW RT (ton.ref.) BTU/h x1000	18 5.1 61.4	52.6 15 179.5	34.6 9.8 118.1
Temperatures chiller inlet (IN)	°C	18	27	85
Temperatures chiller outlet (OUT)	°C	14	34.5	76.5
Temperature ranges	°C	9-25	20-47	75-100
Volume flows	l/h	3,900	6,000	3,600
Available external pressure head	mbar	400	400	300

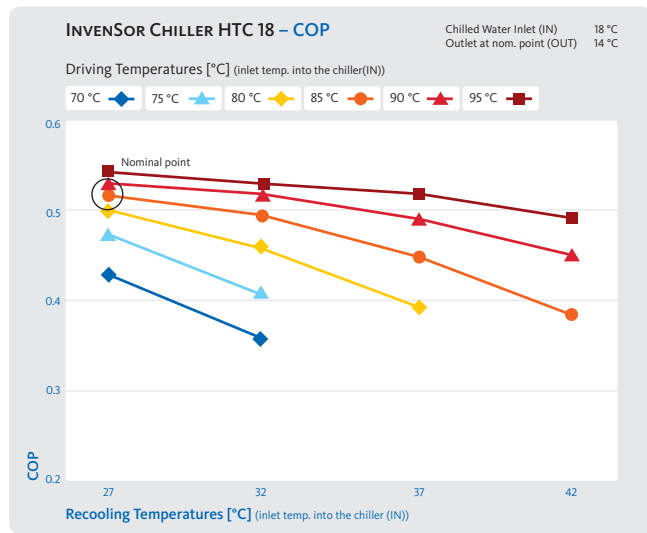
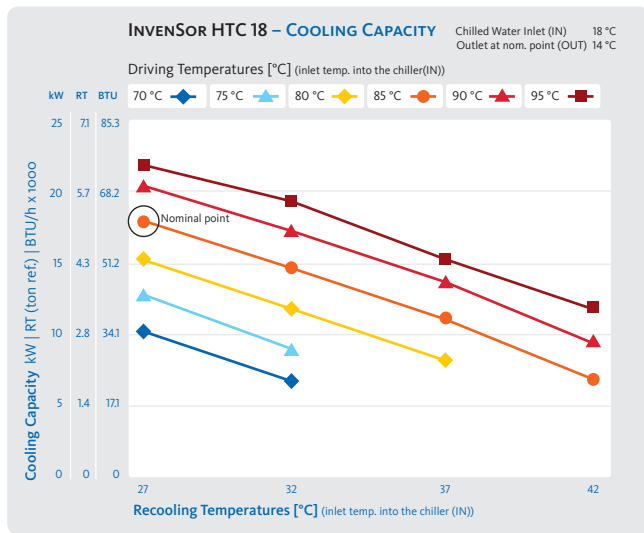
All specifications apply for operation with water in hydraulic circuits

Technical specifications at different conditions

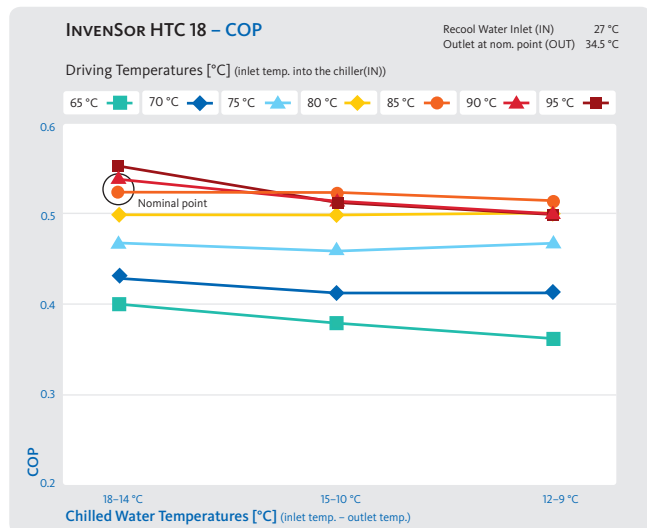
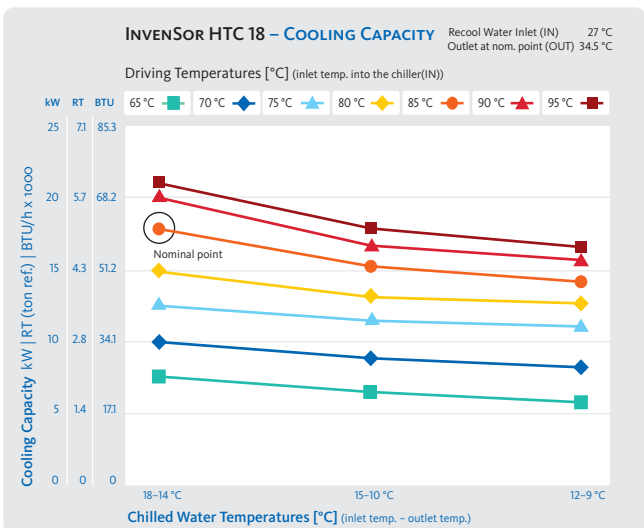
Capacity and COP at different temperatures of recooling and driving energy



Capacity and COP at different temperatures of driving energy and recooling



Capacity and COP at different temperatures of driving energy and chilled water



Annexe 4

Extrait du catalogue Atlantic – Ballons de stockage Corhydro (prix publics)

Corhydro

Ballon de stockage sanitaire



Modèle 500 L



12 modèles de 500 à 3 000 L

PRODUIT

- Revêtement émaillé résistant aux températures élevées
- Modèles taille basse inférieurs à 2 m 20 pour toutes les capacités jusqu'à 3000 L incluse
- Jaquettes souple M1 ou tôle M0 isolation 100 mm
- Vidange 1" 1/4 en point bas



FOURNITURES

- Cuve en acier avec revêtement sanitaire Sécur'émal
- Jaquette souple M1 (livrée non montée) ou tôle M0 isolation 100 mm (livrée montée)
- Isolation du fond inférieur
- 1 à 3 anodes magnésium (livrées non montées)
- Vidange 1" 1/4 en point bas sur bride Ø 112 mm démontable
- 3 piquages 1/2" débouchants
- Piquage pour emplacement thermomètre
- Bride Ø 112 mm ou trou d'homme Ø 400 mm avec isolation
- Rehausse pour raccordement vidange (sauf 500 L)
- Deux anneaux de levage
- **Pression de service 8 bar**

OPTIONS & ACCESSOIRES

- Jaquette souple TOP NC : nous consulter (voir rabat intérieur couverture)
- Équipement complémentaire : réchauffeur de boucle (voir page 182)
- Autres options : voir gamme Corflex (voir pages 164 à 169)
- Kit résistance blindée de 5 à 30 kW livré avec aquastat de sécurité et régulation réglé d'usine à 65°C et réglable entre 18 et 80°C
- Mise à terre optionnelle avec hayon pour cuves jusqu'à 2000 L (hors 1000 L) (voir page 24)

GARANTIES

- Cuve : 5 ans (possibilité d'extension à 10 ans)
- Pièces amovibles : 2 ans

vos + sérénité

Nos services en + qui vous font gagner du temps

- Exécutions spéciales (voir page 22)

Versions stéatites sur demande

TARIFS

MODÈLES	CAPACITÉ UTILE (L)	Ø CUVE SANS ISOLANT (mm)	Ø CUVE AVEC ISOLANT (mm)	HAUTEUR AVEC REHAUSSES (mm)	HAUTEUR SANS REHAUSSES (mm)	JAQUETTE SOUPLE M1 100 mm		JAQUETTE TÔLÉE M0 100 mm		OPTION GARANTIE 10 ANS	
						RÉFÉRENCE	PRIX EN € HT	RÉFÉRENCE	PRIX EN € HT	RÉFÉRENCE	PRIX EN € HT
						AVEC BRIDE					
Corhydro 500 *	517	650	850	-	1950	520 434	1 740	520 446	2 241	920 001	232
Corhydro 750 *	768	790	990	1985	1935	520 435	1 981	520 447	2 608	920 002	280
Corhydro 900 *	904	790	990	2265	2215	520 650	2 198	520 652	2 902	920 019	324
Corhydro 1000	1022	790	990	2510	2460	520 436	2 287	520 448	2 990	920 003	339
Corhydro 1000 TB *	1020	1000	1200	1740	1690	520 437	2 521	520 449	3 222	920 004	390
Corhydro 1500 *	1425	1000	1200	2265	2215	520 480	2 956	520 481	3 819	920 005	436
Corhydro 1500 TB *	1552	1250	1450	1745	1695	520 439	3 401	520 451	4 264	920 006	500
Corhydro 2000 *	2077	1250	1450	2180	2130	520 440	3 597	520 452	4 553	920 007	509
Corhydro 2500	2512	1250	1450	2540	2490	520 441	4 257	520 453	5 396	920 008	636
Corhydro 2500 TB	2521	1500	1700	1956	1906	520 442	4 896	520 454	6 035	920 009	696
Corhydro 3000	3025	1250	1450	2965	2915	520 443	5 004	520 455	6 355	920 010	718
Corhydro 3000 TB	2904	1500	1700	2176	2126	520 444	5 755	520 456	7 107	920 011	776
AVEC TROU D'HOMME											
Corhydro 750 *	768	790	990	1985	1935	520 610	2 531	520 620	3 262	920 002	280
Corhydro 900 *	904	790	990	2265	2215	520 651	2 765	520 653	3 551	920 019	324
Corhydro 1000	1022	790	990	2510	2460	520 611	2 854	520 621	3 641	920 003	339
Corhydro 1000 TB *	1020	1000	1200	1740	1690	520 612	3 075	520 622	3 826	920 004	390
Corhydro 1500 *	1425	1000	1200	2265	2215	520 654	3 565	520 655	4 471	920 005	436
Corhydro 1500 TB *	1552	1250	1450	1745	1695	520 614	4 040	520 624	5 012	920 006	500
Corhydro 2000 *	2077	1250	1450	2180	2130	520 615	4 249	520 625	5 203	920 007	509
Corhydro 2500	2512	1250	1450	2540	2490	520 616	4 909	520 626	6 047	920 008	636
Corhydro 2500 TB	2521	1500	1700	1956	1906	520 617	5 623	520 627	6 761	920 009	696
Corhydro 3000	3025	1250	1450	2965	2915	520 618	5 654	520 628	7 006	920 010	718
Corhydro 3000 TB	2904	1500	1700	2176	2126	520 619	6 504	520 629	7 855	920 011	776

TB : modèles Taille Basse * : Mise à terre possible avec hayon.

(1) En option : Extension de garantie 10 ans sur cuve

KIT RÉSISTANCE ÉLECTRIQUE

Dans la colonne «Associations recommandées», vous retrouverez les couples capacité/puissance recommandés pour une production accumulée. Vous pouvez également consulter le tableau des compatibilités en page 167 et celui des temps de chauffe estimatifs en page 168 pour sélectionner le couple qui convient le mieux à votre application.

MODÈLES	ASSOCIATIONS RECOMMANDÉES	TENSION	À AJUSTER SUR BRIDE		À AJUSTER SUR TROU D'HOMME*	
			RÉFÉRENCE	PRIX EN € HT	RÉFÉRENCE	PRIX EN € HT
Ouverture seule sans kit	750 à 3000 L	-	Inclus en version bride		029 442	215
Kit résistance blindée 5 kW	500 L	Tri 230/400V 3~	029 405	261	029 726	456
Kit résistance blindée 10 kW	750 à 1000 L	Tri 230/400V 3~	029 406	349	029 727	545
Kit résistance blindée 15 kW	750 à 1500 L	Tri 230/400V 3~	029 407	390	029 728	600
Kit résistance blindée 25 kW	1500 à 3000 L	Tri 230/400V 3~	029 408	443	029 729	656
Kit résistance blindée 30 kW	1500 à 3000 L	Tri 400V 3~	029 419	464	029 730	677

*Un kit résistance à ajuster sur trou d'homme doit impérativement être commandé en association avec un ballon.

Prévoir un relais contacteur et un groupe de sécurité (non fournis).

VOLUME CHAUFFÉ* (avec résistance coudée) (L)	MODÈLES CORHYDRO												
	500	750	900	1000	1000 TB	1500	1500 TB	2000	2500	2500 TB	3000	3000 TB	
KIT ÉLECTRIQUE MONTÉ SUR													
Bride	484	716	851	970	889	1295	1292	1817	2252	2069	2765	2452	
Trou d'homme	-	557	692	810	728	1134	1041	1566	2001	1708	2514	2090	



Astuce : Il est possible d'avoir un volume chauffé* plus important dans le cas d'un ballon avec trou d'homme grâce à la gamme Corflex. Voir pages 164 à 169 et sélectionner la solution 2 : kit bride basse + résistance électrique souhaité et un trou d'homme.

*Volume d'eau réellement disponible au dessus du point le plus bas de la résistance.

CARACTÉRISTIQUES TECHNIQUES ET PERFORMANCES

Retrouvez l'ensemble des données de constantes de refroidissement et pertes thermiques page 183.

CARACTÉRISTIQUES GÉNÉRALES	MODÈLES CORHYDRO												
	500*	750*	900*	1000	1000 TB*	1500*	1500 TB*	2000*	2500	2500 TB	3000	3000 TB	
Capacité utile (L)	517	768	904	1022	1020	1425	1552	2077	2512	2521	3025	2904	
Largeur de passage (mm)	Bride	680	795	795	795	1015	1015	1265	1265	1515	1265	1515	
	Trou d'homme	-	880	880	880	1055	1055	1270	1270	1270	1510	1270	1510
Cote de basculement ⁽¹⁾ (mm)	1980	1960	2240	2480	1730	2270	1720	2180	2530	1970	2950	2180	
Hauteur mini du local pour installation (mm)	2100	2135	2415	2660	1890	2415	1895	2330	2690	2106	3115	2326	
Cote mini de mise en place de l'anode (mm) avec rehausses	2350	2535	2965	3210	2440	3165	2645	2680	3090	2506	3465	2576	
Poids cuve à vide (kg)	Bride	82	122	142	155	185	234	290	360	415	470	478	515
	Trou d'homme	-	152	172	185	215	264	320	390	445	500	508	545
Pertes thermiques ⁽²⁾ Ua (W/K)	Souple M1	1,472	1,852	2,139	2,250	2,306	2,685	2,991	3,389	3,815	4,120	4,324	4,444
	Tôle M0	1,311	1,646	1,899	1,997	2,046	2,381	2,651	3,003	3,379	3,648	3,828	3,935

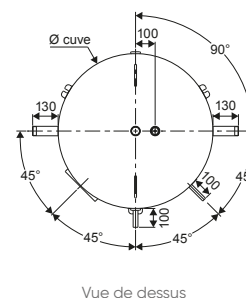
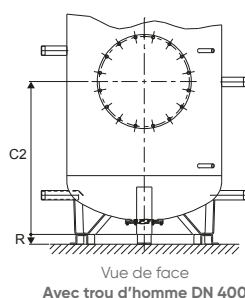
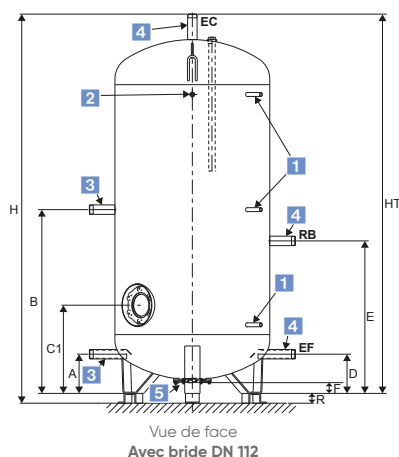
* Mise à terre possible avec hayon.

(1) Rehausses non montées. (2) Stockage à 65 °C - Température ambiante à 20 °C. Valeurs justifiées selon RT2012. Rajouter 0,176 W/K pour les modèles trou d'homme.

CARACTÉRISTIQUES DIMENSIONNELLES (en mm)

DÉSIGNATION	REPÈRES	MODÈLES CORHYDRO												
		500	750	900	1000	1000 TB	1500	1500 TB	2000	2500	2500 TB	3000	3000 TB	
Diamètre cuve	Ø	650	790	790	790	1000	1000	1250	1250	1250	1500	1250	1500	
Hauteur avec rehausses	H	-	1985	2265	2510	1740	2265	1745	2180	2540	1956	2965	2176	
Hauteur hors tout sans rehausses	HT	1950	1935	2215	2460	1690	2215	1695	2130	2490	1906	2915	2126	
Connexion supérieure	B	950	937	1078	1200	815	1077	818	1036	1216	923	1428	1033	
Retour boucle	E	812	778	890	988	683	893	690	864	1007	778	1179	866	
Hauteur ouverture	Trou d'homme	C2	-	780	780	780	733	733	799	799	799	866	799	866
	Bride	C1	470	450	450	450	525	525	591	591	591	658	591	658
Entrée eau froide	D	250	200	200	200	320	320	320	320	320	320	320	320	
Connexion inférieure	A	250	200	200	200	320	320	320	320	320	320	320	320	
Hauteur sous vidange	F	110						60						
Hauteur rehausses	R	-						50						
Piquage de sonde de température	1							Piquage F 1/2" débouchant						
Piquage de thermomètre	2							Piquage F 1/2" débouchant						
Connexion échangeur	3			M 40/49					M 50/60					
Eau froide (EF) / eau chaude (EC) / retour bouclage (RB)	4			M 40/49					M 50/60					
Vidange	5							F 33/42						

Corhydro



Annexe 5

Extrait du catalogue InvenSor – Machine à adsorption HTC 18 et condenseur BE 53

(prix publics)

Price List Summer 2013

valid as of April 1, 2013

All prices net ex works (excluding VAT and shipping costs)



Item no	Product	Price / €
10 21 18	<p>InvenSor HTC 18 plus (ActiVac)</p> <p>High Temperature Chiller, integrated hydraulic unit, 18 kW Product description: Adsorption chiller InvenSor HTC 18 plus with integrated hydraulic unit, optimized for dry recooling at driving temperatures above 85°C, nominal capacity 18kW, suitable for room cooling at 14/18°C e.g. Multi-color touch-display controller, ready for online-service, allows on-site configuration of water temperatures in cold and hot water circuit. Recommended re cooler: item no. 30 30 53. Re cooler control included (EC fan speed control and spraying).</p> <p>INCL.: 1 pc</p>	27.200,00
10 22 18	<p>InvenSor HTC 18 plus - FC (ActiVac)</p> <p>High Temperature Chiller, integrated hydraulic unit and FreeCooling function, 18 kW Product description: Adsorption chiller InvenSor HTC 18 plus-FC with integrated hydraulic unit and free cooling function, optimized for dry recooling at driving temperatures above 85°C, nominal capacity 18kW, suitable for room cooling at 14/18°C e.g. Multi-color touch-display controller, ready for online-service, allows on-site configuration of water temperatures in cold and hot water circuit. Recommended re cooler: Art-No. 30 30 53. Re cooler control included (EC-fan speed control and spraying).</p> <p>INCL.: 1 pc</p>	28.200,00
10 31 10	<p>InvenSor LTC 10 plus (ActiVac)</p> <p>Low Temperature Chiller, integrated hydraulic unit, 10 kW Product description: Adsorption chiller InvenSor LTC 10 plus with integrated hydraulic unit, optimized for driving temperatures of 65-70°C, nominal capacity 10kW, suitable for room cooling at 15/18°C e.g. Multi-color touch-disp lay controller, ready for online-service, allows on-site configuration of water temperatures in cold and hot water circuit. Recommended re cooler: Art-No. 30 30 32. Re cooler control included (EC fan speed control and spraying).</p> <p>INCL.: 1 pc</p>	18.800,00

Item no	Product	Price / €
30 30 32	Recooler BE 32 with EC motors, 32 kW Product description: Recooler BE 32, for use with adsorption chiller LTC 10 plus, for operation with water or anti-freeze fluid. (Please note required fluid specification!) Complete with power-saving and quiet EC fans (fan speed control, 31 dB(A) at a distance of 10 m), prepared for optional peak load spraying (spraying kit, item no. 30 60 30). Nominal capacity 27 kW. Length: 2.25 m, width: 1.15 m, height: 0.9 m. INCL.: 1 pc	5.500,00
30 30 53	Recooler BE 53 with EC motors, 53 kW Product description: Recooler BE 53, for use with adsorption chiller HTC 18, for operation with water or anti-freeze fluid. (Please note required fluid specification!) Complete with power-saving and quiet EC fans (fan speed control, 38 dB(A) at a distance of 10 m), prepared for optional peak load spraying (spraying kit, item no. 30 60 30). Nominal capacity 53,6 kW. Length: 4.125 m, width: 1.15 m, height: 0.95 m. INCL.: 1 pc	9.900,00
30 31 05	Recooler BE 105 with EC motors, 107 kW Product description: Recooler BE 105, for use with 4 units adsorption chiller LTC 10, for operation with water or anti-freeze fluid. (Please note required fluid specification!) Complete with power-saving and quiet EC fans (fan speed control, 42 dB(A) at a distance of 10 m), prepared for optional peak load spraying (spraying kit, item no. 30 60 30). Nominal capacity 107 kW. INCL.: 1 pc	21.900,00
30 31 30	Recooler BE 130 with EC motors, 133 kW Product description: Recooler BE 130, for use with 5 units adsorption chiller LTC 10, for operation with water or anti-freeze fluid. (Please note required fluid specification!) Complete with power-saving and quiet EC fans (fan speed control, 40 dB(A) at a distance of 10 m), prepared for optional peak load spraying (spraying kit, item no. 30 60 30). Nominal capacity 133,3 kW. MA&E INCL.: 1 pc	29.900,00

Annexe 6

Extrait du rapport de simulation PVsyst pour l'installation photovoltaïque de référence

Système couplé au réseau: Paramètres de simulation

Projet : Tropiclim

Site géographique Saint Gilles - Tropiclim Pays France Réunion

Situation Latitude -21.06° S Longitude 55.24° E
 Temps défini comme Temps légal Fus. horaire TU+4 Altitude 65 m
 Albédo 0.20

Données météo: Saint Gilles - Tropiclim Custom file - Imported

Variante de simulation : Tropiclim 20 kWc

Date de la simulation 16/01/20 à 11h44

Paramètres de simulation Type de système **Pas de scène 3D, pas d'ombrages**
Orientation plan capteurs Inclinaison 25° Azimut -55°
Modèles utilisés Transposition Perez Diffus Perez, Meteonorm
Horizon Pas d'horizon
Ombrages proches Sans ombrages
Besoins de l'utilisateur : Charge illimitée (réseau)

Caractéristiques du champ de capteurs

Module PV Si-mono Modèle **M60/300 PERC**
 Base de données PVSyst originale Fabricant Sillia VL
 Nombre de modules PV En série 22 modules En parallèle 3 chaînes
 Nombre total de modules PV Nbre modules 66 Puissance unitaire 300 Wc
 Puissance globale du champ Nominale (STC) **19.80 kWc** Aux cond. de fonct. 17.82 kWc (50°C)
 Caractéristiques de fonct. du champ (50°C) U mpp 640 V I mpp 28 A
 Surface totale Surface modules **108 m²** Surface cellule 96.8 m²

Onduleur Modèle **Ingecon Sun 20TL**
 Base de données PVSyst originale Fabricant Ingeteam
 Caractéristiques Tension de fonctionnement 560-820 V Puissance unitaire 20.0 kWac
 Batterie d'onduleurs Nbre d'onduleurs 1 unités Puissance totale 20 kWac
 Rapport Pnom 0.99

Facteurs de perte du champ PV

Encrassement du champ Frac. pertes 1.0 %
 Fact. de pertes thermiques U_c (const) 20.0 W/m²K U_v (vent) 0.0 W/m²K / m/s
 Perte ohmique de câblage Rés. globale champ 384 mOhm Frac. pertes 1.5 % aux STC
 Perte diode série Chute de tension 0.7 V Frac. pertes 0.1 % aux STC
 Perte de qualité module Frac. pertes 2.0 %
 Perte de "mismatch" modules Frac. pertes 1.0 % au MPP
 Perte de "mismatch" strings Frac. pertes 0.10 %
 Effet d'incidence (IAM): Fresnel, verre normal, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

Facteurs de perte du système

Perte ohmique de câblage Conducteurs: 3x4.0 mm² 26 m Frac. pertes 1.5 % aux STC

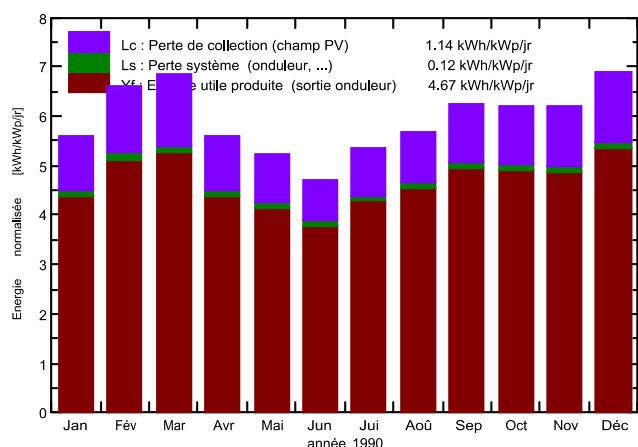
Système couplé au réseau: Résultats principaux

Projet : Tropiclim
Variante de simulation : Tropiclim 20 kWc

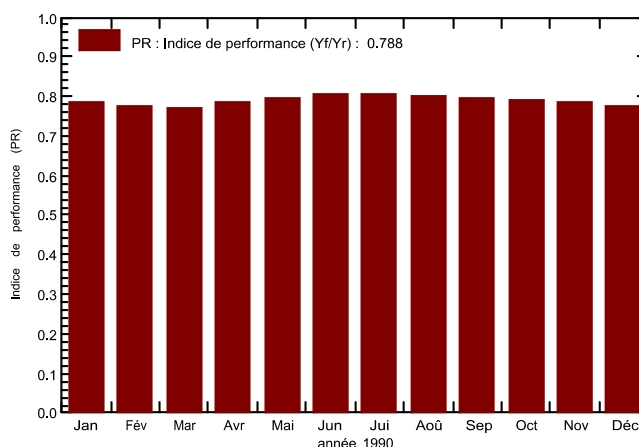
Principaux paramètres système	Type de système	Pas de scène 3D, pas d'ombrages	
Orientation plan capteurs	inclinaison	25°	azimut -55°
Modules PV	Modèle	M60/300 PERC	Pnom 300 Wc
Champ PV	Nombre de modules	66	Pnom total 19.80 kWc
Onduleur	Modèle	Ingecon Sun 20TL	Pnom 20.00 kW ac
Besoins de l'utilisateur	Charge illimitée (réseau)		

Principaux résultats de la simulation
 Production du système **Energie produite 33.73 MWh/an** Productible 1703 kWh/kWc/an
 Indice de performance (PR) **78.77 %**

Productions normalisées (par kWp installé): Puissance nominale 19.80 kWc



Indice de performance (PR)



Tropiclim 20 kWc Bilans et résultats principaux

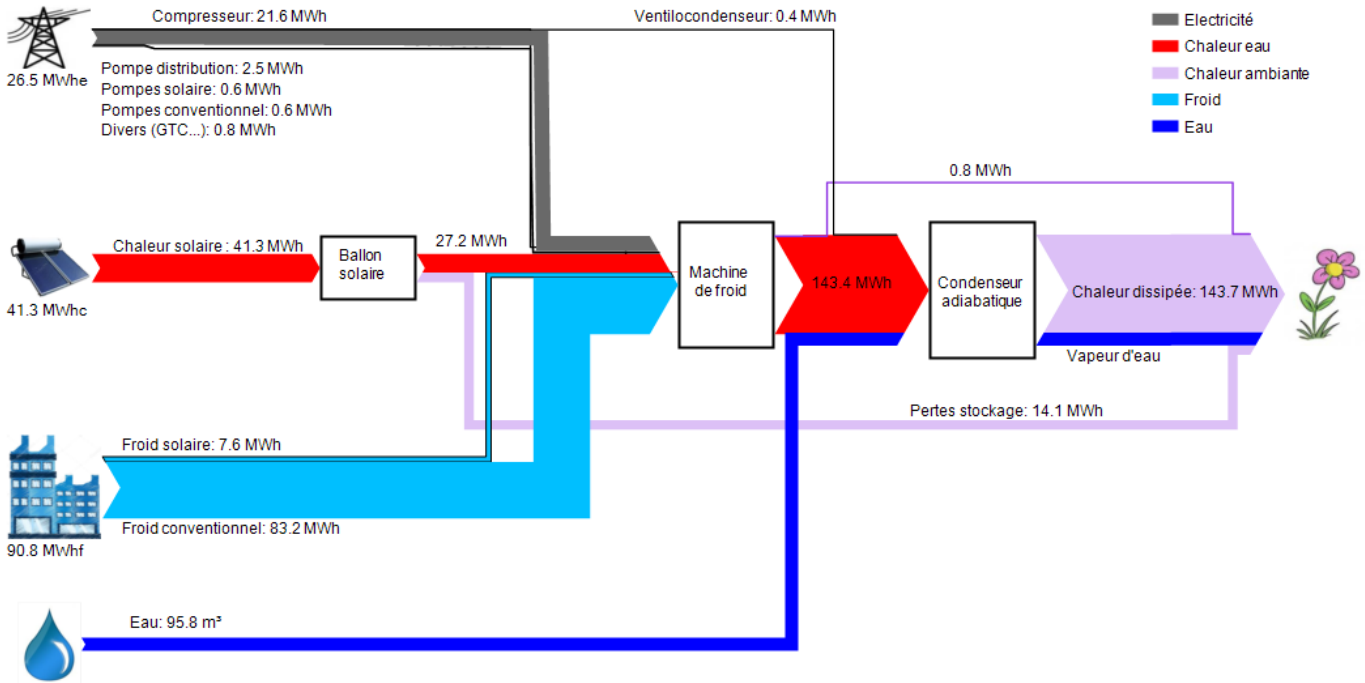
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
Jan. 90	180.3	85.19	27.64	173.3	166.3	2,765	2,698	0.786
Fév. 90	189.5	67.23	27.20	185.1	178.3	2,916	2,842	0.775
Mars 90	207.1	58.22	27.49	212.4	204.9	3,320	3,233	0.768
Avr. 90	153.5	55.12	26.86	167.6	161.3	2,669	2,603	0.784
Mai 90	144.3	43.90	24.57	162.3	155.8	2,614	2,549	0.793
Juin 90	121.4	39.30	22.71	141.2	135.6	2,308	2,250	0.804
Jui. 90	142.1	39.70	22.12	165.5	158.9	2,701	2,634	0.804
Août 90	159.0	50.58	21.93	175.6	168.8	2,860	2,789	0.802
Sep. 90	178.0	58.59	22.52	187.3	180.5	3,023	2,946	0.794
Oct. 90	193.4	73.41	23.91	192.1	184.8	3,087	3,010	0.791
Nov. 90	196.7	72.89	25.35	186.1	178.8	2,967	2,891	0.784
Déc. 90	237.6	71.59	27.28	213.9	205.5	3,368	3,283	0.775
Année	2102.9	715.70	24.95	2162.6	2079.6	34,597	33,727	0.788

Légendes: GlobHor Irradiation globale horizontale
 DiffHor Irradiation diffuse horizontale
 T_Amb T amb.
 GlobInc Global incident plan capteurs
 GlobEff Global "effectif", corr. pour IAM et ombrages
 EArray Energie effective sortie champ
 E_Grid Energie injectée dans le réseau
 PR Indice de performance

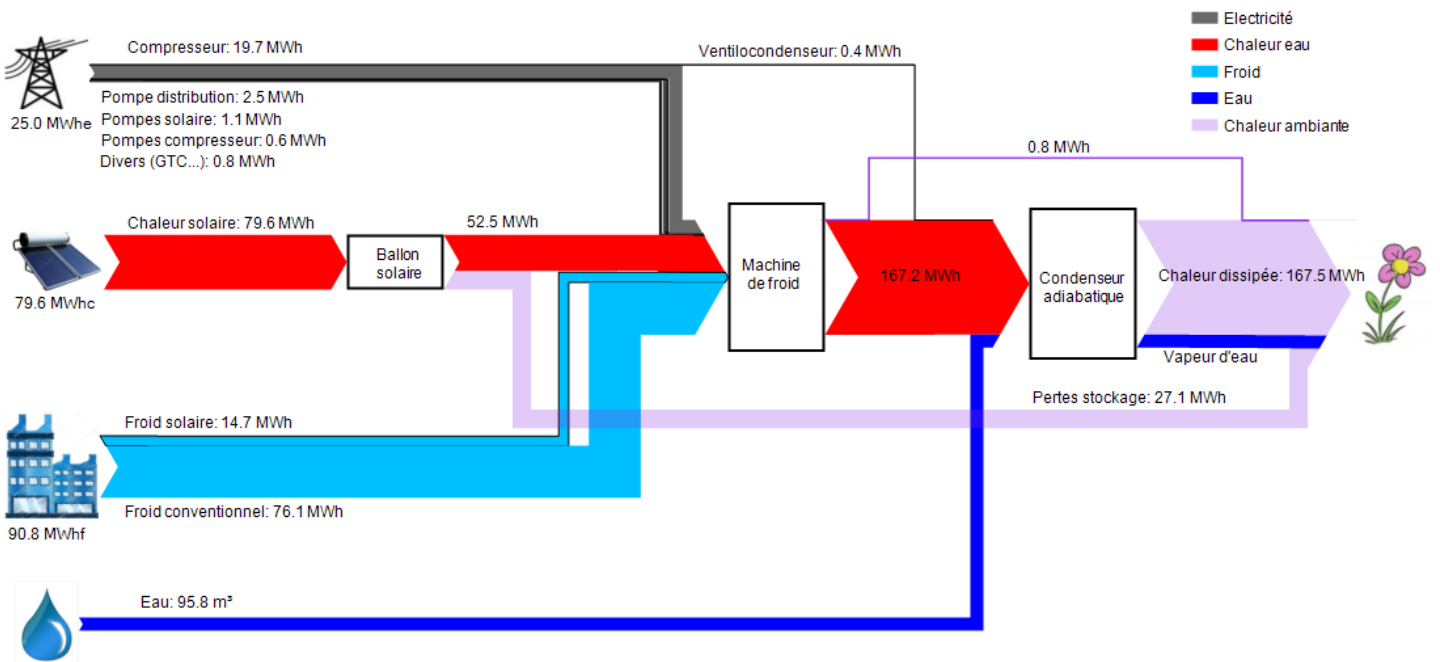
Annexe 7

Diagrammes de Sankey des différentes alternatives étudiées

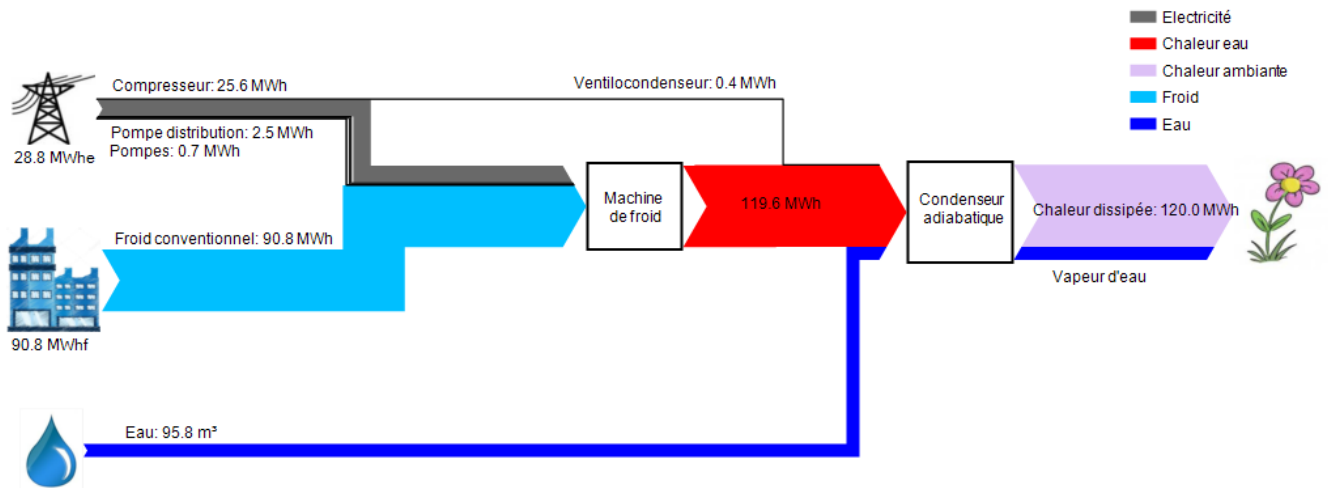
Climatisation solaire thermique (site mesuré)



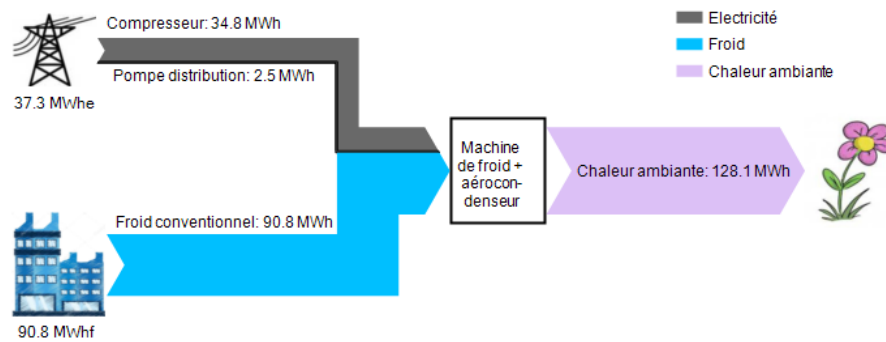
Climatisation solaire thermique avec part solaire x2



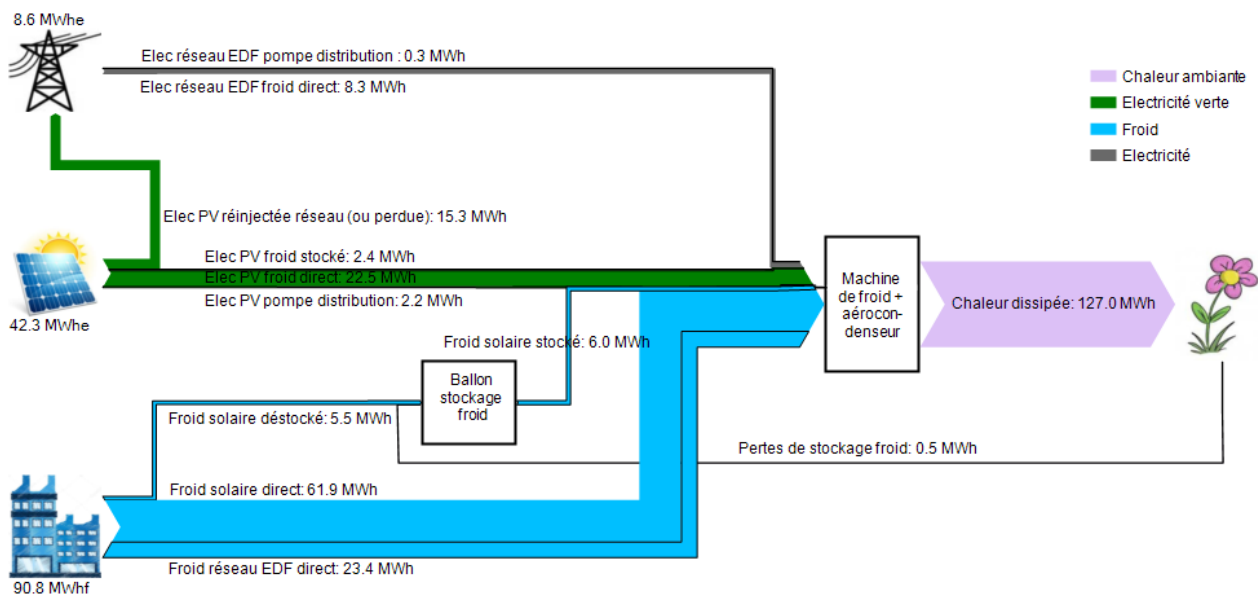
Climatisation classique avec condenseur adiabatique



Climatisation conventionnelle (avec aérocondenseur)



Climatisation solaire photovoltaïque (cas de référence)



Annexe 8

Résultats de l'analyse économique des différentes alternatives étudiées

		clim solaire thermique (site étudié)	avec part solaire x2	convention nel avec cond adiab	convention nel (EER moy)	convention nel (EER haut)	convention nel (EER bas)	clim solaire pv avec même part solaire	clim solaire pv	clim solaire pv + forçage HC
Caractéristiques techniques										
Puissance froid adsorption	kWf	12	24							
Puissance froid conventionnel	kWf	30	18	40	40	40	40	40	40	40
Surface capteurs solaires	m ² capt	62	124							
Puissance crête panneaux pv	kWc							3	25	25
Volume ballon stockage	L	1 500	3 000					500	1 500	3 000
Investissements										
Etude préféabilité	€	3 650	3 650					3 650	3 650	3 650
Investissement production	€	70 000	114 887	21 889	20 000	20 000	20 000	31 262	80 763	83 097
Capteurs solaires/panneaux pv	€	21 700	43 400					8 200	56 250	56 250
Ballon stockage	€	3 513	5 847					2 062	3 513	5 847
Groupe froid	€	32 867	53 720	11 489	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
Condenseur	€	10 920	10 920	10 400	inclus	inclus	inclus	inclus	inclus	inclus
Régulation avancée	€	1 000	1 000					1 000	1 000	1 000
Subventions	€	35 555	52 555	0	0	0	0	12 312	42 013	43 413
Global	€	73 650	118 537	21 889	20 000	20 000	20 000	34 912	84 413	86 747
	€/kWf	1 754	2 822	547	500	500	500	873	2 110	2 169
Global après subvention	€	38 095	65 982	21 889	20 000	20 000	20 000	22 600	42 400	43 334
	€/kWf	907	1 571	559	500	500	500	565	1 060	1 083
Fluides										
Consommation froid	MWhf/an	91	91	91	91	91	91	91	91	91
Consommation électricité	MWhe/an	26	25	29	37	32	42	32	9	8
	€/an	3 710	3 529	4 024	5 140	4 486	5 726	4 196	1 368	1 291
Consommation eau	m ³ /an	96	96	96	0	0	0	0	0	0
	€/an	144	144	144	0	0	0	0	0	0
Bilan annuel										
Amortissement (après subvention)	€/an	2 766	4 680	1 768	1 615	1 615	1 615	1 661	2 711	2 763
Maintenance-exploitation	€/an	1 731	2 597	1 000	800	800	800	935	1 925	1 925
Fluides (électricité-eau)	€/an	3 854	3 672	4 168	5 140	4 486	5 726	4 196	1 368	1 291
Subvention (coût pour la société)	€/an	2 594	3 744	0	0	0	0	920	2 712	2 794
CSPE (subvention)	€/an	126	120	138	178	154	200	152	41	37
Total	€/an	10 945	14 693	6 936	7 555	6 901	8 141	7 711	8 716	8 773
Total après subvention	€/an	8 351	10 949	6 936	7 555	6 901	8 141	6 792	6 004	5 980
Coût du froid										
Amortissement (après subvention)	€/MWhf	30.5	51.5	19.5	17.8	17.8	17.8	18.3	29.9	30.4
Maintenance-exploitation	€/MWhf	19.1	28.6	11.0	8.8	8.8	8.8	10.3	21.2	21.2
Fluides (électricité-eau)	€/MWhf	42.4	40.4	45.9	56.6	49.4	63.1	46.2	15.1	14.2
Subvention (coût pour la société)	€/MWhf	28.6	41.2	0.0	0.0	0.0	0.0	10.1	29.9	30.8
Total	€/MWhf	120.5	161.8	76.4	83.2	76.0	89.7	84.9	96.0	96.6
Total après subvention	€/MWhf	92.0	120.6	76.8	83.2	76.0	89.7	74.8	66.1	65.8
Performances										
SEER ¹		3.4	3.6	3.2	2.4	2.8	2.2	2.9	10.5	11.9
Part solaire		8.4%	16%	0%	0%	0%	0%	10%	74%	79%
Ratio conso eau	L eau/kWf	1.1	1.1	1.1	0	0	0	0	0	0

¹en considérant uniquement l'électricité EDF résiduelle