



HAL
open science

**Modélisation et validation expérimentale de solutions
solaires thermiques : application à l'Europe du
Nord-Ouest**
Julien Gambade

► **To cite this version:**

Julien Gambade. Modélisation et validation expérimentale de solutions solaires thermiques : application à l'Europe du Nord-Ouest. Thermique [physics.class-ph]. Université de Bretagne Sud, 2023. Français. NNT : 2023LORIS665 . tel-04554962

HAL Id: tel-04554962

<https://theses.hal.science/tel-04554962>

Submitted on 22 Apr 2024

HAL is a multi-disciplinary open access archive for the deposit and dissemination of scientific research documents, whether they are published or not. The documents may come from teaching and research institutions in France or abroad, or from public or private research centers.

L'archive ouverte pluridisciplinaire **HAL**, est destinée au dépôt et à la diffusion de documents scientifiques de niveau recherche, publiés ou non, émanant des établissements d'enseignement et de recherche français ou étrangers, des laboratoires publics ou privés.

THESE DE DOCTORAT DE

L'UNIVERSITE BRETAGNE SUD

ECOLE DOCTORALE N° 647

Sciences pour l'Ingénieur

Spécialité : *Energétique-Thermique-Combustion*

Par

Julien GAMBADE

Modélisation et validation expérimentale de solutions solaires thermiques. Application à l'Europe du Nord-Ouest.

Thèse présentée et soutenue à Lorient, le 11 juillet 2023

Unité de recherche : IRDL UMR CNRS 6027

Thèse N° : 665

Rapporteurs avant soutenance :

Mme. Monica Siroux Professeur des Universités, INSA Strasbourg, ICube

M. Fabien Delaleux Maître de Conférences, Université Paris-Est Créteil, CERTES

Composition du Jury :

Président : M. Patrick Salagnac Professeur des Universités, Université de La Rochelle, LaSIE

Examineur : M. Matthieu Labat Maître de Conférences, INSA Toulouse, LMDC

Dir. de thèse : M. Patrick Glouannec Professeur des Universités, Université de Bretagne Sud, IRDL

Co-encadrant : M. Hervé Noël Maître de Conférences, Université de Bretagne Sud, IRDL

Invité : M. Liqun Feng Docteur, Fengtech

Table des matières

Table des matières	3
Liste des figures	5
Liste des tableaux	9
Nomenclature	10
Introduction générale	13
Chapitre I Etat de l'art	15
I.1 Problématique énergétique	15
I.1.1 Contexte dans le secteur de l'agriculture	15
I.1.2 Applications du solaire thermique dans les process industriels	16
I.1.3 Potentiel solaire en Europe	19
I.2 Etat de l'art des capteurs solaires thermiques	20
I.2.1 Capteurs plans	23
I.2.2 Capteurs solaires à concentration	24
I.2.3 Capteurs à tubes sous vide	26
I.3 Caractérisation expérimentale des capteurs solaires	32
I.3.1 Contexte normatif	33
I.3.2 Caractérisation des performances d'un capteur solaire individuel	34
I.4 Etude de la production d'un assemblage de capteurs solaires	34
I.5 Modélisation numérique et simulation thermique dynamique	35
I.5.1 Modèles numériques de capteurs unitaires	37
I.5.2 Modèles numériques d'installations solaires	38
I.5.3 Validation d'un modèle numérique	39
I.5.4 Analyse de sensibilité	41
I.5.5 Algorithmes d'optimisation appliqués aux modèles numériques	42
I.6 Conclusion	44
Chapitre II Etudes expérimentales préliminaires	45
II.1 Caractéristiques du chauffe-eau solaire étudié	45
II.2 Etude des performances du capteur individuel	46
II.2.1 Instrumentation	47
II.2.2 Energies considérées	48
II.2.3 Mesures expérimentales	48
II.3 Suivi in situ du site de pré-audit	53
II.3.1 Présentation de l'installation	53
II.3.2 Méthodologie	55
II.3.3 Résultats	58
II.4 Conclusion	71
Chapitre III Etudes numériques du site de pré-audit	73
III.1 Modèle du capteur en série	74
III.1.1 Hypothèses de fonctionnement	74
III.1.2 Modèle des tubes sous vide	75
III.1.3 Modèle du réservoir	81
III.1.4 Corrélation du débit	82
III.2 Identification des coefficients d'efficacité du modèle d'un capteur série	84
III.2.1 Méthode d'identification	84
III.2.2 Résultats de l'identification	86
III.2.3 Résultats de la simulation sur la période de référence	86
III.2.4 Résultats de la simulation sur une période différente	90

III.3	Modèle du capteur parallèle	93
III.4	Modélisation du site de pré-audit	95
III.4.1	<i>Structuration du modèle de l'installation solaire</i>	95
III.4.2	<i>Prise en compte de l'arrangement série/parallèle dans le modèle</i>	97
III.5	Résultats sur la ligne complète de capteurs solaires	99
III.5.1	<i>Résultats de la simulation sur la période de référence</i>	99
III.5.2	<i>Résultats de la simulation sur une période différente</i>	101
III.6	Conclusion	103
Chapitre IV	Modélisation et simulation du site pilote	105
IV.1	Description du site, de l'instrumentation et bilans expérimentaux	106
IV.1.1	<i>Présentation de l'installation</i>	106
IV.1.2	<i>Instrumentation</i>	107
IV.1.3	<i>Bilan expérimental sur un cycle d'élevage</i>	108
IV.1.4	<i>Traitement des données expérimentales</i>	112
IV.2	Modèle numérique	114
IV.2.1	<i>Adaptation au site pilote</i>	114
IV.2.2	<i>Modélisation de la dissipation dans le sol</i>	115
IV.2.3	<i>Paramètres significatifs</i>	115
IV.3	Méthodologie de la calibration du modèle	117
IV.3.1	<i>Analyse de sensibilité</i>	118
IV.3.2	<i>Algorithme d'identification des paramètres</i>	123
IV.3.3	<i>Récapitulatifs des paramètres</i>	123
IV.3.4	<i>Présentation de la séquence expérimentale</i>	124
IV.4	Résultats	125
IV.4.1	<i>Analyses de sensibilité</i>	125
IV.4.2	<i>Résultats de l'identification du modèle</i>	131
IV.4.3	<i>Validation du modèle</i>	132
IV.5	Conclusion	139
Chapitre V	Etudes paramétriques sur un cycle d'élevage	141
V.1	Cohérence du modèle durant des simulations longue durée	142
V.1.1	<i>Validation du modèle</i>	142
V.1.2	<i>Données météorologiques</i>	143
V.1.3	<i>Définition des indicateurs cibles étudiés</i>	147
V.2	Etudes sur la configuration de l'installation	148
V.2.1	<i>Etudes paramétriques sur l'angle d'inclinaison, l'orientation et la localisation</i>	148
V.2.2	<i>Influence du nombre de capteurs en série</i>	155
V.3	Etudes paramétriques du protocole de fonctionnement de l'installation	160
V.3.1	<i>Optimisation des scénarios de soutirage</i>	160
V.3.2	<i>Etude paramétrique de la planification annuelle des cycles d'élevage</i>	167
V.3.3	<i>Incidence de la température de consigne sur les besoins énergétiques</i>	171
V.4	Conclusion	174
	Conclusion générale et perspectives	177
	Bibliographie	180
	Annexe 1 : Partenaires du projet ICarE4Farms	192
	Annexe 2 : Solar keymark	194

Liste des figures

<i>Figure I-1 : Consommation d'énergie par secteur dans l'Union Européenne (source : https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/overview/final-energy-consumption-by-sector.html)</i>	16
<i>Figure I-2 : Nombre de centrales solaires documentées par applications industriels (2006) [9]</i>	17
<i>Figure I-3 : Revue des différents procédés industriels et leur plage de température désirée [10]</i>	18
<i>Figure I-4: Irradiation globale horizontale sur le continent européen [13]</i>	20
<i>Figure I-5 : Classification des capteurs solaires thermiques [14]</i>	21
<i>Figure I-6 : Capacité des capteurs solaires vitrés et non vitrés [16]</i>	22
<i>Figure I-7 : Liste des 20 pays ayant la plus grande utilisation de capteur solaire</i>	23
<i>Figure I-8 : Classification générale des capteurs plans selon Gorjian et al. [14]</i>	24
<i>Figure I-9 : Capteurs solaires à concentration : (1) linéaire de Fresnel (source : AREVA Solar) ; (2) cylindro-parabolique (source : Experiment) ; (3) centrale à tour (source : Abengoa Solar) et parabolique (source : courtesy of Stirling Energy) (issu de la thèse de Tapachès [23])</i>	25
<i>Figure I-10: Vue en coupe d'un caloduc [29]</i>	27
<i>Figure I-11 : a) Vue en coupe et b) section d'un tube sous vide en U [34]</i>	28
<i>Figure I-12: Mise en évidence de la zone inactive dans les tubes sous vide par a) Morrison et al. [41] et b) Vasanthaseelan et al. [43]</i>	30
<i>Figure I-13 : (a) Mesures des températures dans un arrangement de capteurs solaires et (b) propositions d'arrangement série/parallèle par Dunkle et Davey [59]</i>	34
<i>Figure I-14 : Evolution de la modélisation et de la simulation . Figure repris de Shrivastava et al. 2017 [64] d'après les travaux de Banks (2005) [65]</i>	36
<i>Figure I-15 : Schémas explicatifs des deux différents types de modèles de système solaire thermiques d'après Belessiotis et al. (2010) [70]</i>	38
<i>Figure I-16 : Revue des méthodes d'analyse de sensibilité inspirée de Tian</i>	41
<i>Figure II-1 : a) Vue de coupe et b) photographie du capteur solaire</i>	46
<i>Figure II-2 : Section du réservoir cylindrique</i>	46
<i>Figure II-3: Photographie du chauffe-eau solaire</i>	47
<i>Figure II-4: Schéma d'instrumentation du banc expérimental</i>	47
<i>Figure II-5 : Conditions météorologiques et évolution de la température moyenne durant l'essai (14/06/2022)</i>	49
<i>Figure II-6 : Températures mesurées durant l'essai nocturne</i>	50
<i>Figure II-7 : Conditions météorologiques (04/07/2022)</i>	51
<i>Figure II-8 : Grandeurs mesurées (4/07/2022)</i>	52
<i>Figure II-9 : Energie journalière fournie par un chauffe-eau solaire selon 4 climats différents [41]</i>	53
<i>Figure II-10 : Circulation hydraulique entre les capteurs séries et parallèles</i>	54

<i>Figure II-11 : Photographie du site de pré-audit</i>	54
<i>Figure II-12 : Instrumentation du site de pré-audit</i>	56
<i>Figure II-13 : Conditions météorologiques (Hiver)</i>	58
<i>Figure II-14 : Températures en partie haute des réservoirs (Hiver)</i>	59
<i>Figure II-15 : Températures en entrée et en sortie de la rangée (Hiver)</i>	59
<i>Figure II-16 : Conditions météorologiques (Printemps)</i>	60
<i>Figure II-17 : Températures en partie haute des réservoirs (Printemps)</i>	61
<i>Figure II-18 : Températures en entrée et en sortie de la rangée (Printemps)</i>	61
<i>Figure II-19 : Conditions météorologiques (Été)</i>	62
<i>Figure II-20 : Températures en partie haute des réservoirs (Été)</i>	63
<i>Figure II-21 : Températures en entrée et sortie de la rangée (Été)</i>	63
<i>Figure II-22 : Conditions météorologiques (Automne)</i>	64
<i>Figure II-23: Températures en partie haute des réservoirs (Automne)</i>	65
<i>Figure II-24 : Températures en entrée et en sortie de la rangée (Automne)</i>	65
<i>Figure II-25 : Irradiations mesurées durant les quatre période</i>	66
<i>Figure II-26 : Énergies fournies et requises durant les quatre périodes</i>	67
<i>Figure II-27: Conditions météorologiques</i>	69
<i>Figure II-28: Températures moyennes et débits</i>	69
<i>Figure III-1: Récapitulatif de l'arrangement des types pour concevoir le modèle numérique du capteur solaire</i>	75
<i>Figure III-2 : Entrées/sorties du type 71 « Capteurs à tubes sous vide »</i>	76
<i>Figure III-3 : Plans des facteurs d'angle d'incidence d'un tube sous vide</i>	79
<i>Figure III-4 : Modèle nodal du réservoir en série</i>	82
<i>Figure III-5 : Conditions météorologiques sur le site de pré-audit (période de Mai)</i>	85
<i>Figure III-6 : Confrontation simulation/mesure $T_{moy,2}$</i>	87
<i>Figure III-7 Confrontation simulation/mesure $T_{haut,6}$</i>	88
<i>Figure III-8 : Stratification thermique dans le réservoir n°2</i>	89
<i>Figure III-9 : Conditions météorologiques sur le site de pré-audit (période de Septembre)</i>	90
<i>Figure III-10 : Confrontation simulation/mesure $T_{moy,2}$</i>	91
<i>Figure III-11 : Confrontation simulation/mesure $T_{haut,6}$</i>	92
<i>Figure III-12 : Vue en coupe du niveau d'eau dans le réservoir cylindrique</i>	94
<i>Figure III-13: Modèle du site de pré-audit</i>	95
<i>Figure III-14 : Macros « Capteurs en série » et « Capteurs en parallèle »</i>	97
<i>Figure III-15 : Variation du niveau du réservoir en parallèle n°11</i>	98

<i>Figure III-16 : Principe de fonctionnement du Type "Répartition des débits"</i>	99
<i>Figure III-17 : Comparaison modèle/mesure de la température en partie basse du réservoir n°9</i>	100
<i>Figure III-18 : Energies fournies par l'installation solaire</i>	100
<i>Figure III-19 : Evolutions des températures d'eau simulées et mesurées a) en partie basse du réservoir 9 et b) en sortie du collecteur</i>	101
<i>Figure III-20 : Energies journalières fournies par l'installation simulées et mesurées</i>	102
<i>Figure IV-1 : Photographie du site pilote français</i>	107
<i>Figure IV-2: Instrumentation du site pilote</i>	108
<i>Figure IV-3 : Irradiation solaire journalière reçue dans le plan horizontal</i>	108
<i>Figure IV-4 : Volumes soutirés des capteurs solaires en parallèle</i>	109
<i>Figure IV-5 : Température moyenne en sortie du collecteur</i>	110
<i>Figure IV-6 : Energies fournies par l'installation solaire durant le cycle d'élevage</i>	110
<i>Figure IV-7 : Taux de couverture solaire journalier de l'installation</i>	111
<i>Figure IV-8 : Taux de couverture solaire cumulé de l'installation</i>	111
<i>Figure IV-9 : Volume dissipé journalier</i>	112
<i>Figure IV-10 : Modélisation du site pilote</i>	114
<i>Figure IV-11 : Logigramme du modèle numérique mettant en évidence les paramètres essentiels</i>	116
<i>Figure IV-12 : Conditions météorologiques (Septembre)</i>	125
<i>Figure IV-13 : Indices de sensibilité de Morris</i>	126
<i>Figure IV-14 : Coefficients de régression standardisés</i>	127
<i>Figure IV-15 : Evolution de Q_{sup} en fonction de la variation de η_0 (a), a_1 (b), a_2 (c), b_0 (d), b_1 (e), U_{edge} (f) et de l'albédo (g)</i>	128
<i>Figure IV-16 : Indices de Sobol obtenus avec la méthode BACCO</i>	129
<i>Figure IV-17 : Résultats de l'algorithme d'identification</i>	131
<i>Figure IV-18 : Comparaison entre les énergies fournies mesurées et simulées (Septembre)</i>	132
<i>Figure IV-19 : Conditions météorologiques durant la période estivale</i>	133
<i>Figure IV-20 : Comparaison entre énergies fournies mesurées et simulées sur la période d'Aout</i>	133
<i>Figure IV-21: Températures simulées dans le premier et dernier chauffe-eau solaire en série et débit en entrée</i>	134
<i>Figure IV-22 : Conditions météorologiques durant la période hivernale</i>	135
<i>Figure IV-23: Comparaison entre énergies fournies mesurées et simulées (période hivernale)</i>	136
<i>Figure IV-24 : Températures en entrée, sortie de l'arrangement série et sortie des capteurs en parallèle</i>	137
<i>Figure IV-25 : Confrontation simulation/mesure des températures en entrée et en sortie du système de dissipation</i>	138

Liste des figures

<i>Figure V-1 : Comparaison des énergies mesurées et simulées sur l'ensemble du cycle d'élevage</i>	143
<i>Figure V-2 : Comparaison entre les irradiances mesurées et fournies par Solcast</i>	144
<i>Figure V-3 : Année météorologique typique [137]</i>	145
<i>Figure V-4 : Eclairagements énergétiques reçus sur le plan horizontal (Données typiques et 2022)</i>	146
<i>Figure V-5 : Comparaison des résultats des simulations avec les données météorologiques typiques et historiques (2022)</i>	146
<i>Figure V-6 : Bilans énergétiques sous forme de diagramme de Sankey avec (a) ou sans installation solaire (b)</i>	147
<i>Figure V-7 : Données météorologiques représentatives des quatre sites</i>	149
<i>Figure V-8 : Volumes d'eau requis pour la préparation au cours du cycle</i>	150
<i>Figure V-9 : Résultats de l'étude paramétrique ($\beta=15^\circ$)</i>	152
<i>Figure V-10 : Résultats de l'étude paramétrique ($\beta=45^\circ$)</i>	153
<i>Figure V-11 : Résultats de l'étude paramétrique ($\beta=75^\circ$)</i>	153
<i>Figure V-12 : Taux de couverture journalier pour chaque site. Résultats de la meilleure simulation</i>	154
<i>Figure V-13 : Histogrammes empilés de l'augmentation de l'énergie fournie journalière par rapport à la simulation de référence avec 8 capteurs solaires (Simulation janvier)</i>	156
<i>Figure V-14 : Evolution des températures journalières moyennes du premier capteur en série (a) et du dernier (b) (Simulation janvier)</i>	157
<i>Figure V-15 : Evolution de la température moyenne du dernier capteur en série</i>	158
<i>Figure V-16 : Evolution de la température moyenne du premier capteur en série</i>	158
<i>Figure V-17 : Différences d'énergies fournies par rapport à la simulation de référence avec 8 capteurs solaires (Simulation juillet)</i>	160
<i>Figure V-18 : Profils de soutirage</i>	161
<i>Figure V-19 : Evolution du taux de couverture en fonction des heures de début des soutirages</i>	163
<i>Figure V-20 : Evolution de l'énergie fournie cumulée en fonction des heures de début des soutirages</i>	164
<i>Figure V-21 : Energie fournie et volume dissipé journaliers pour la simulation optimale et minimale</i>	165
<i>Figure V-22 : Températures moyennes journalières des capteurs solaires en série</i>	165
<i>Figure V-23 : Températures initiales en janvier et en juillet</i>	168
<i>Figure V-24 : Conditions météorologiques typiques sur une année</i>	168
<i>Figure V-25 : Evolution de l'énergie requise sur l'ensemble d'un cycle en fonction de la température exigée</i>	172
<i>Figure V-26 : Evolution du taux de couverture moyen en fonction de la température requise</i>	173
<i>Figure Annexe 1-1 : Localisation des partenaires du projet</i>	193

Liste des tableaux

<i>Tableau I-1: Liste des essais décrits dans la norme EN 12976-2</i>	33
<i>Tableau II-1 : Dimensions du chauffe-eau solaire</i>	46
<i>Tableau II-2 : Incertitudes des instruments de mesure</i>	48
<i>Tableau II-3 : Energies produites et reçues (14/06/2022)</i>	49
<i>Tableau II-4 : Energies produites et reçues (14/06/2022)</i>	52
<i>Tableau II-5 : Incertitudes des instruments de mesure</i>	57
<i>Tableau II-6 : Energies stockées et fournies durant les différentes périodes</i>	70
<i>Tableau III-1 : Liste des modèles de calcul d'éclairement dans le plan</i>	80
<i>Tableau III-2 : Paramètres adoptés pour l'optimisation par essaim particulière avec coefficient de constriction</i>	84
<i>Tableau III-3 : Liste des paramètres constants</i>	96
<i>Tableau IV-1 : Incertitude de mesure de l'instrumentation du site pilote</i>	113
<i>Tableau IV-2 : Paramètres adoptés pour l'optimisation par essaim particulière avec coefficient de constriction</i>	123
<i>Tableau IV-3 : Liste des paramètres</i>	124
<i>Tableau IV-4 : Coefficients de Pearson</i>	127
<i>Tableau IV-5 : Comparaison entre les indices de sensibilité totaux et les SRC²</i>	130
<i>Tableau IV-6 : Paramètres identifiés (Septembre)</i>	131
<i>Tableau V-1 : Angle d'inclinaison optimal pour chaque ville étudiée dans l'étude paramétrique selon la méthode de Chinchilla et al. [142]</i>	151
<i>Tableau V-2 : Energies fournies cumulées en fonction du nombre de capteurs solaires en série</i>	155
<i>Tableau V-3 : Volumes dissipés et taux de couverture journalier moyen (cycle de janvier à juillet)</i>	159
<i>Tableau V-4 : Résultats des simulations sur deux cycles avec un mois de départ différent</i>	169

Nomenclature

Lettres latines

A	aire [m ²]
c _p	chaleur spécifique [J.kg ⁻¹ .K ⁻¹]
d	diamètre [m]
e	épaisseur [m]
F _R	facteur de récupération de la chaleur d'un capteur [-]
g	accélération due à la gravité [m.s ⁻²]
G	irradiance [kJ.hr ⁻¹ .m ⁻² ou W.m ⁻²]
Gr _d	nombre de Grashof [-]
h	hauteur [m]
H	irradiation journalière [MJ.m ⁻² ou kWh.m ⁻²]
I	irradiation horaire [MJ.m ⁻² ou kWh.m ⁻²]
k	conductivité thermique [W.m ⁻¹ .K ⁻¹]
L	longueur [m]
\dot{m}	débit massique [kg.h ⁻¹]
Nu _d	nombre de Nusselt [-]
Pr	nombre de Prandtl [-]
Q	énergie [MJ]
r	rayon [m]
Ra _d	nombre de Rayleigh [-]
Re _d	nombre de Reynolds [-]
S	surface ou section [m ²]
T	température [°C]
U	coefficient de déperdition
v	débit volumique [l.min ⁻¹]
V	volume [m ³ ou l]

Lettres grecques

α	absorptance [-]
β	coefficient de dilation volumique [K ⁻¹]
γ	angle [°]
η	efficacité [-]
θ	angle d'inclinaison du capteur [°]
μ	viscosité dynamique [kg.m ⁻¹ .s ⁻¹]
ν	viscosité cinématique [m ² .s ⁻¹]
ρ	masse volumique [kg.m ⁻³]
τ	transmittance [-]

Indices

<i>abs</i>	absorbé
<i>amb</i>	ambient
<i>B</i>	direct
<i>bot</i>	bas
<i>D</i>	diffus
<i>edge</i>	frontière
<i>ext</i>	extérieur
<i>f</i>	final
<i>G</i>	global
<i>H</i>	horizontal
<i>i</i>	initial
<i>in</i>	entrée
<i>int</i>	intérieur
<i>H</i>	horizontal
<i>mes</i>	mesuré
<i>mid</i>	milieu
<i>moy</i>	moyenne
<i>opt</i>	optimal
<i>out</i>	sortie
<i>sim</i>	simulé

Nomenclature

<i>soil</i>	relatif au sol
<i>st</i>	stockée
<i>strat</i>	stratifié
<i>sup</i>	fournie
<i>T</i>	relatif au plan des capteurs
<i>top</i>	haut

Abréviation

CFD	<i>Computational Fluid Dynamics</i>
DHI	Irradiance diffuse horizontale
GHI	Irradiance globale horizontale
LHS	<i>Latin Hypercube Sampling</i>
PMAE	<i>Percentage Mean Absolute Error</i>
SRC	Coefficients de Régression Standard
SRRC	Coefficients de Régression Standard sur les Rangs
TMY	<i>Typical Meteorological Year</i>
TRNSYS	<i>Transient System Simulation</i>

Introduction générale

Dans le contexte énergétique global actuel, il est nécessaire de développer des solutions pour réduire la consommation d'énergie fossile et les émissions de gaz à effet de serre. La maîtrise de l'énergie est un facteur essentiel d'un développement socio-économique durable. La consommation mondiale d'énergie ne cesse d'augmenter et cette tendance devrait perdurer durant les prochaines décennies [1]. L'utilisation des énergies renouvelables est une des réponses à ces problématiques mais son développement doit être soutenu. Le solaire thermique est une alternative minoritaire, plus particulièrement en Europe du nord-ouest dont le potentiel solaire est déprécié. Afin d'assurer son déploiement, des travaux sont nécessaires afin d'améliorer les performances et de montrer la pertinence des systèmes solaires thermiques. Leur utilisation pourrait atteindre plus de 16% de la consommation totale d'énergie finale pour la chaleur à basse température [2].

Ce mémoire de thèse s'inscrit dans le cadre du projet ICaRE4Farms [3] dont l'objectif est de promouvoir l'utilisation de l'énergie solaire thermique dans le secteur de l'agriculture en Europe du Nord-Ouest. Les finalités du projet sont de participer à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à l'augmentation de la part des énergies renouvelables pour atteindre 27% à l'horizon de 2030. Une collaboration entre 7 partenaires européens est mise en place pour construire 4 sites pilotes afin de mettre en évidence la contribution des installations aux besoins énergétiques. Parmi les différents outils développés dans le cadre du projet, la modélisation numérique de ces sites pilotes participera à la propagation du solaire thermique pour répondre aux besoins énergétiques de diverses exploitations agricoles en Europe du Nord-Ouest.

Dans le cadre de cette thèse, des études expérimentales sont effectuées sur deux installations solaires. Elles serviront de base de données pour le développement du modèle

numérique du site pilote français qui sera utilisé pour étudier l'impact de plusieurs paramètres sur la production d'eau chaude.

Le chapitre I est dédié à l'état de l'art des solutions solaires thermiques existantes. Il présente également des travaux expérimentaux et numériques réalisés pour étudier les caractéristiques des capteurs solaires thermiques individuels. Un intérêt est porté sur les travaux effectués sur des installations solaires et leur modélisation.

Les études expérimentales préliminaires menées sur un chauffe-eau solaire individuel et sur un site de pré-audit sont présentées dans le chapitre II. Le capteur solaire étudié est constitué de tubes sous vide associé à un réservoir, la circulation du fluide s'effectuant par effet thermosiphon. L'installation, objet de cette étude, est composée d'un arrangement spécifique série/parallèle de ces capteurs. L'instrumentation mise en œuvre permet de réaliser des bilans énergétiques et les relevés *in-situ* contribuent à l'élaboration et à la validation du modèle numérique du capteur solaire utilisé.

Le chapitre III porte sur une première approche de développement du modèle. Il présente les travaux préliminaires entrepris pour modéliser un arrangement de capteurs solaires séries et parallèles. Une méthodologie d'identification de paramètres est ensuite introduite et son application donne un premier jeu de coefficients d'efficacité du capteur solaire.

La première partie du chapitre IV présente les travaux réalisés pour adapter le modèle préliminaire à un site pilote situé en France. La seconde concerne la calibration du modèle numérique effectuée au moyen d'une analyse de sensibilité et d'un algorithme d'identification. Enfin, la validation du modèle est réalisée par comparaison des énergies produites simulée et mesurée sur deux périodes climatiques différentes.

Dans le dernier chapitre, une simulation sur un cycle d'élevage entier est effectuée pour évaluer la robustesse du modèle numérique sur une longue période. Des études paramétriques sont ensuite réalisées afin de déterminer la variation de l'énergie produite en fonction de différents critères.

Chapitre I Etat de l'art

I.1 Problématique énergétique

Lutter contre le réchauffement climatique est l'un des grands enjeux du XXIème siècle. Cette expression fait référence à l'effet de l'activité humaine sur le climat [4]. Ses principales causes sont l'utilisation d'énergie fossile (charbon, pétrole and gaz) et la déforestation. Ces activités génèrent une forte émission de gaz à effet de serre (dont le dioxyde de carbone) qui absorbent le rayonnement infrarouge émis par la surface de la terre. Ce phénomène est responsable du réchauffement climatique. De plus, les émissions de gaz à effet de serre entraînent une pollution atmosphérique qui est responsable de millions de décès chaque année [5]. En 2015, 6,4 millions de décès sont imputés à la qualité de l'air dont 4,2 millions dues à la pollution de l'air ambiant.

Des feuilles de route sont rédigées afin d'estimer les changements nécessaires sur nos moyens de productions d'énergie pour effectuer une transition vers 100% d'énergies vertes [6]. Cette conversion serait à la fois bénéfique pour l'environnement mais également d'un point de vue social et économique. Elle permettrait de créer environ 24,3 millions de travaux et de stabiliser l'augmentation du prix de l'énergie. Ces feuilles de route sont plus strictes et ambitieuses que celle prévue par les accords de Paris.

I.1.1 Contexte dans le secteur de l'agriculture

Le secteur de l'agriculture est un consommateur important d'énergie. En 2019, plus de 29, millions de tonnes équivalent pétrole sont consommées dans ce secteur (Figure I-1). Cela représente 3,1% de l'énergie totale consommée dans l'Union Européenne. Actuellement en Europe du Nord-Ouest, les énergies fossiles sont utilisées pour chauffer l'eau car les besoins journaliers sont importants.

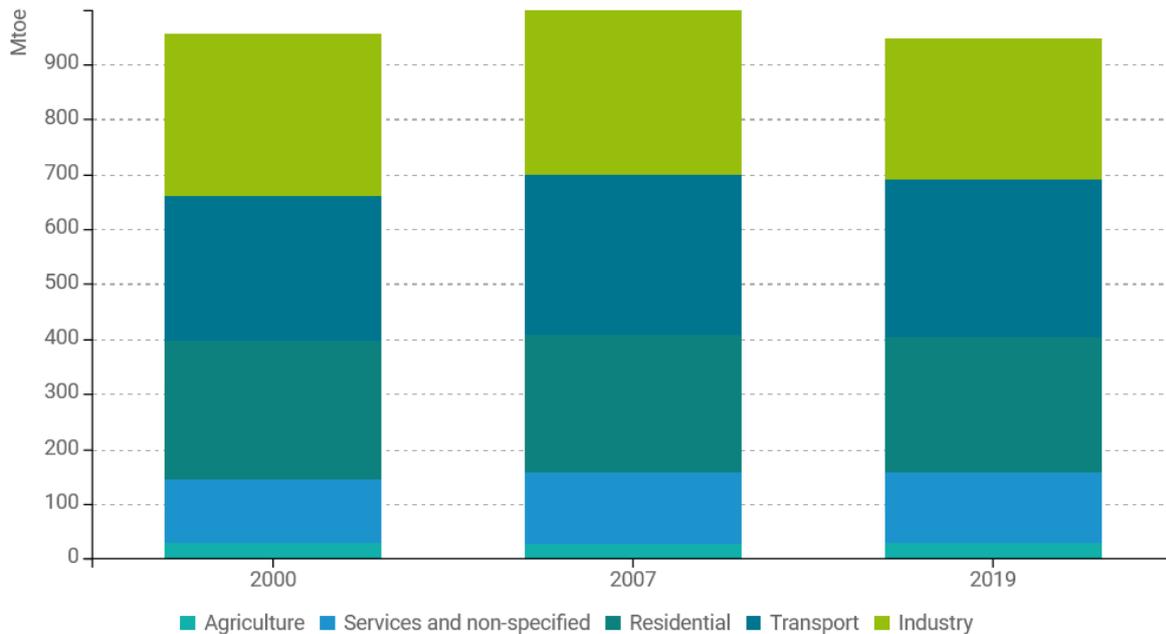


Figure I-1 : Consommation d'énergie par secteur dans l'Union Européenne

(source : <https://www.odyssee-mure.eu/publications/efficiency-by-sector/overview/final-energy-consumption-by-sector.html>)

Les besoins en eau chaude dans le secteur agroalimentaire sont plus proches des besoins du secteur industriel que des applications domestiques. Les niveaux de températures désirés dans les différents process des entreprises de produits laitiers varient entre 60 et 180°C [7]. Il y a une réelle nécessité à développer les énergies renouvelables dans ce secteur.

I.1.2 Applications du solaire thermique dans les process industriels

L'utilisation des technologies solaires thermiques a augmenté pour diverses applications domestiques mais aussi industrielles. L'état de l'art suivant montre un intérêt à choisir des capteurs solaires pour répondre aux besoins importants dans l'industrie et dans l'agriculture.

I.1.2.1 Industrie

Kumar et al. ont proposé un état de l'art du solaire thermique dans les procédés industriels [8]. Le secteur de l'industrie représente 35% de la consommation totale d'énergie mondiale dont 74% est utilisée pour produire de la chaleur. Dans le cadre d'un programme de l'Agence internationale de l'énergie, plus de 60 centrales solaires ont été documentées et triées selon leurs applications industrielles [9]. La Figure I-2 montre que les besoins sont variées allant des

industries alimentaires jusqu'aux procédés chimiques en passant par les entreprises de textile.

Chaque secteur nécessite des niveaux de température différents allant de 30°C à 300°C.

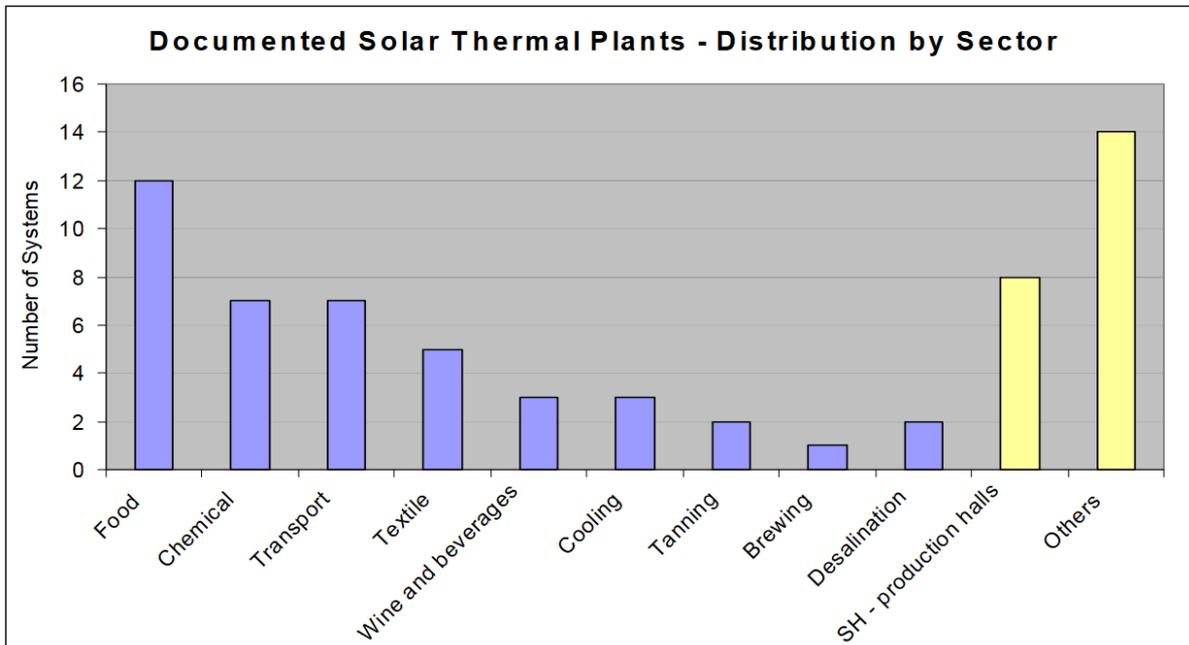


Figure I-2 : Nombre de centrales solaires documentées par applications industriels (2006) [9]

Plusieurs exemples d'intégrations de technologie solaire thermique pour subvenir aux besoins de diverses applications industrielles existent. Schoeneberger et al. dénombrent les différents secteurs possédant des besoins en eau chaude importants [10]. Parmi eux sont cités les entreprises de textile, de l'alimentation et de boisson, les industries pétrochimiques ou encore les activités à partir des minéraux ou des métaux. Chaque secteur possède plusieurs travaux nécessitant de l'eau chaude avec une plage de température visée différente (Figure I-3).

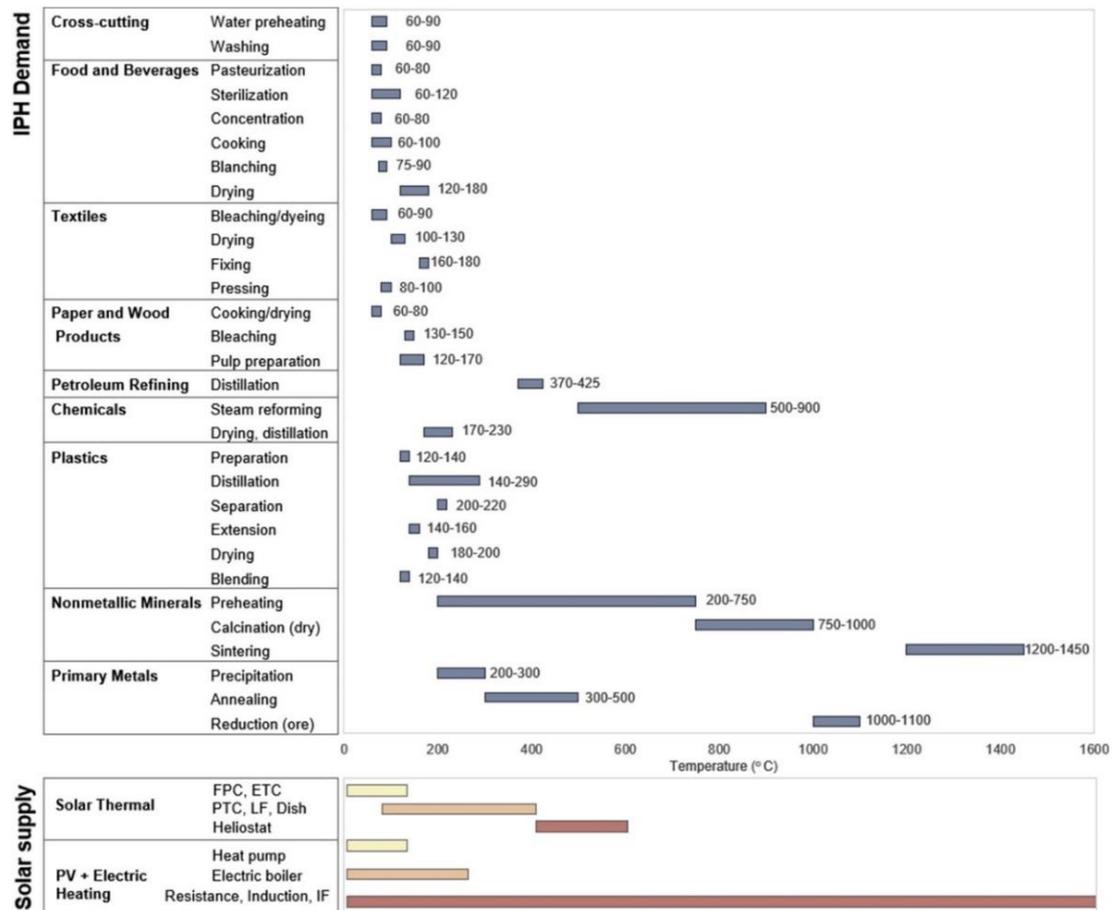


Figure I-3 : Revue des différents procédés industriels et leur plage de température désirée [10]

Ces besoins sont mis en perspective avec les températures pouvant être obtenues par les technologies solaires thermiques et il apparaît qu'elles sont potentiellement aptes à couvrir une majorité des besoins en eau chaude dans l'industrie.

1.1.2.2 Agriculture

Sakhare et al. dressent un état de l'art des opportunités pour intégrer l'énergie solaire dans le secteur de l'agriculture [11] Des systèmes photovoltaïques sont capables de produire de l'électricité en convertissant l'éclairement solaire qui servira à alimenter par exemple les pompes ou l'éclairage. Le solaire thermique aurait lui un intérêt pour le séchage et le chauffage de l'eau. Des séchoirs solaires sont utilisés afin de retirer l'humidité contenu dans les graines, les légumes et les fruits. L'eau chaude sert à nettoyer les équipements agricoles et pour assainir des locaux ou encore pour le chauffage de serre.

L'intégration d'une installation solaire thermique pour subvenir aux besoins d'une exploitation laitière a été étudié par Quijera et al. [12]. Ce procédé consomme beaucoup d'énergie (1584 MWh/an) à cause de ses différentes étapes comme la pasteurisation et le nettoyage des équipements. Les auteurs présentent un modèle mathématique pour estimer la production d'eau chaude en fonction des conditions météorologiques locales (Pays Basque). Ils concluent de leurs simulations que les besoins énergétiques sont comblés à plus de 50% pour plus de la moitié de l'année avec 805 m² de capteurs solaires. La production est faible durant les mois d'hiver mais la surproduction en printemps et en été pourrait être réutilisé dans des systèmes de refroidissement. Ils préconisent également l'utilisation de capteurs à tubes sous vide étant donné que le rayonnement solaire est majoritairement du diffus.

I.1.3 Potentiel solaire en Europe

Prävălie et al. ont étudié le potentiel solaire sur l'ensemble de la planète [13]. L'Europe est le continent avec le potentiel solaire le plus faible. D'après la Figure I-4, moins de 1% de sa superficie possède une irradiation supérieure à 1840,9 kWh/m² et un ratio Irradiation Globale Horizontale ($H_{G,H}$) sur Irradiation Directe Normale ($H_{B,N}$) favorable. Cependant, l'Europe est le deuxième continent producteur de photovoltaïque et possède la plus grande capacité de production d'énergie thermique utilisant des capteurs solaires à concentration.

L'Europe du Nord-Ouest est une région avec un rayonnement solaire annuel global qualifié de faible ($H_{G,H} < 1191,8$ kWh/m²) et un rayonnement direct annuel allant de faible ($H_{B,N} < 936,9$ kWh/m²) à marginal ($936,9 < H_{B,N} < 1255,7$).

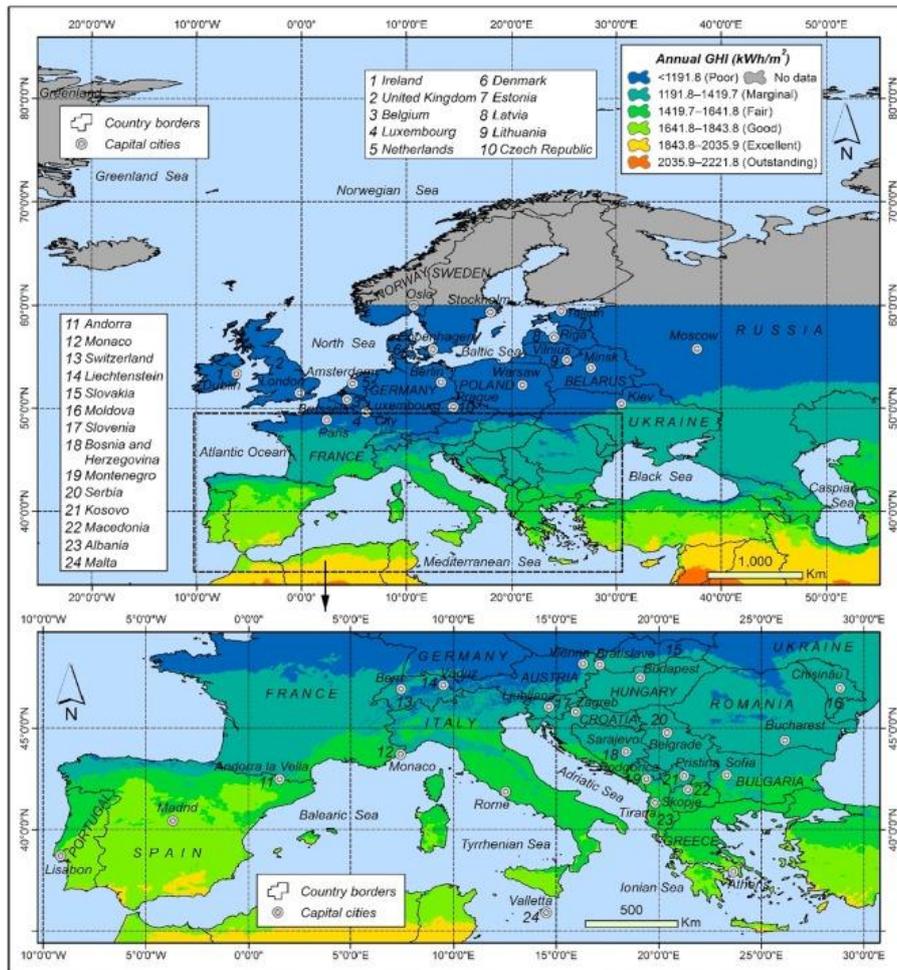


Figure I-4: Irradiation globale horizontale sur le continent européen [13]

I.2 Etat de l'art des capteurs solaires thermiques

Le capteur solaire thermique convertit l'éclairement solaire sous forme de chaleur à un fluide caloporteur. Plusieurs technologies de capteur solaire thermique existent (Figure I-5). Chaque modèle possède des avantages et des inconvénients. Le choix d'un capteur solaire thermique dépend des conditions météorologiques, du mode de consommation et de la gamme de température désiré.

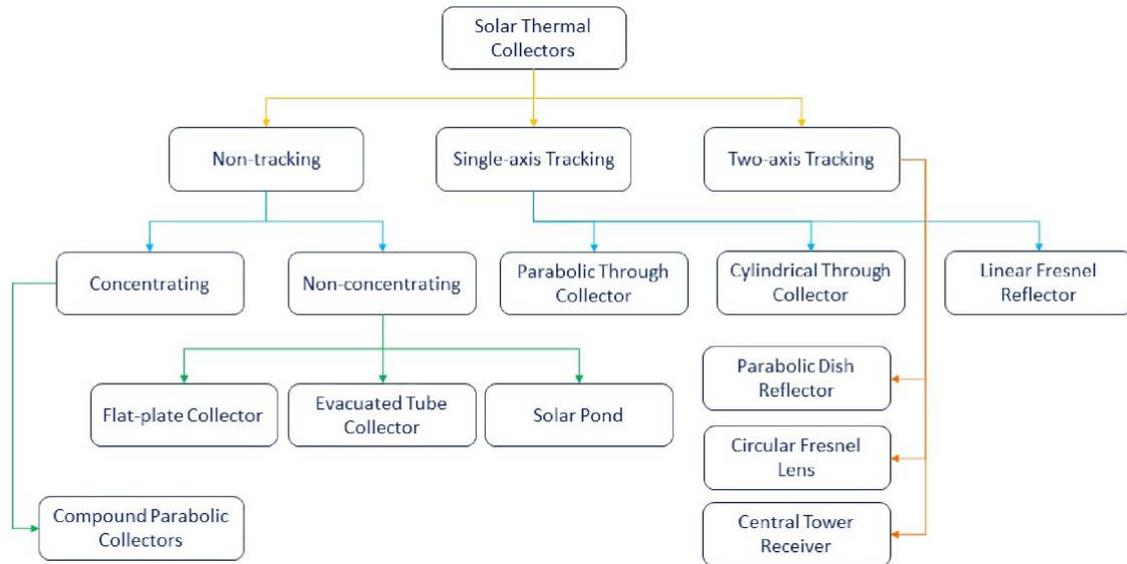


Figure I-5 : Classification des capteurs solaires thermiques [14]

En 2021 Faisal Ahmed et al. ont présenté une revue des progrès récents dans le domaine des chauffe-eaux et des capteurs solaires [15]. Les contributions des modèles numériques des capteurs solaires à l'amélioration de leurs efficacités ont été analysées. De plus, l'impact des conditions géographiques et météorologiques, de l'angle d'inclinaison sur les performances des systèmes solaires est étudié. Les capacités de génération d'énergie de plusieurs centrales solaires thermiques sont présentées. Enfin, une discussion est proposée sur les aspects économiques et politiques. Les auteurs indiquent que des activités R&D, des soutiens financiers et des lois favorables sont encore nécessaires pour améliorer l'acceptation du solaire thermique et maximiser son utilisation.

Une communauté regroupant des acteurs scientifiques, gouvernementaux, industriels et des ONG dressent chaque année un bilan sur le développement des énergies renouvelables dans le monde. Dans un rapport de 2022 [16], ils annoncent que la capacité des capteurs solaires thermiques est en constante augmentation depuis 2011 pour atteindre 522 GW-thermique en 2021 (Figure I-6).

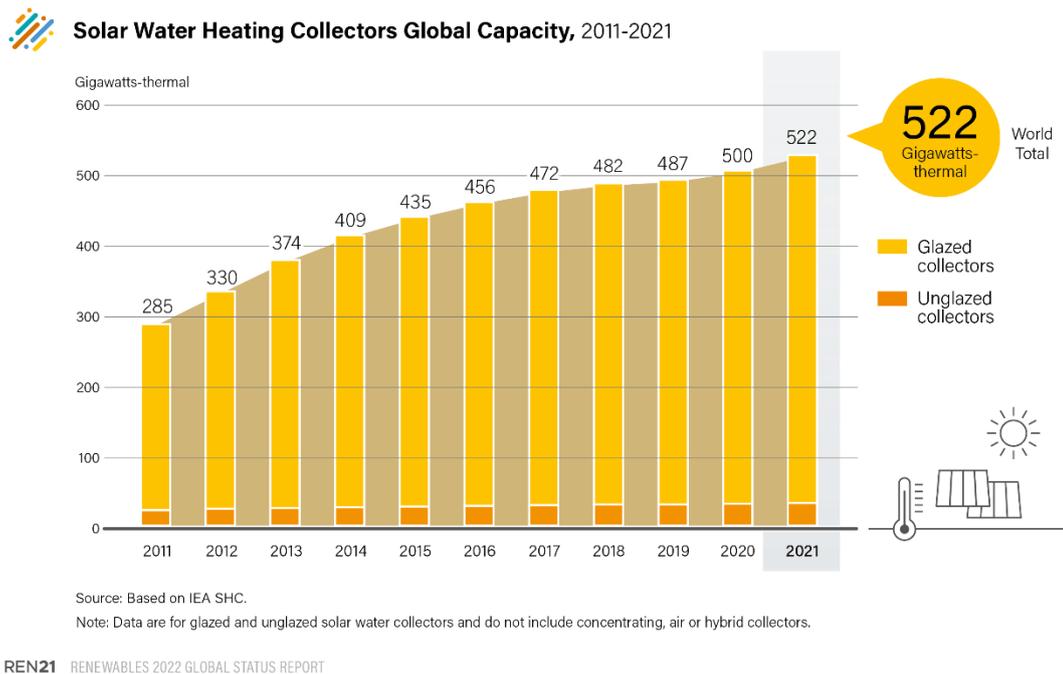


Figure I-6 : Capacité des capteurs solaires vitrés et non vitrés [16]

Cette production est majoritairement due à la Chine qui représente 73% de la capacité mondiale (Figure I-7). Alors que sa production était en chute depuis 8 ans, elle progresse à nouveau en 2021 grâce à la mise en place de centrale solaire thermique imposante et à des politiques favorables à ces technologies. La vente annuelle de capteurs solaires augmente considérablement dans des pays ayant des irradiances normales directes élevées comme l'Inde, les Etats-Unis et la Grèce. D'un point de vue nord-européen, l'Allemagne montre une stagnation dans la capacité de production solaire thermique entre 2020 et 2021 aux alentours de 0,5 GW-thermique. Derrière, la Grèce, l'Italie et l'Espagne avec des conditions météorologiques favorables sont en forte augmentation. La France et la Pologne avec un éclairage solaire moins important augmentent également leur vente de capteurs solaires thermiques, respectivement +70% et +17%.

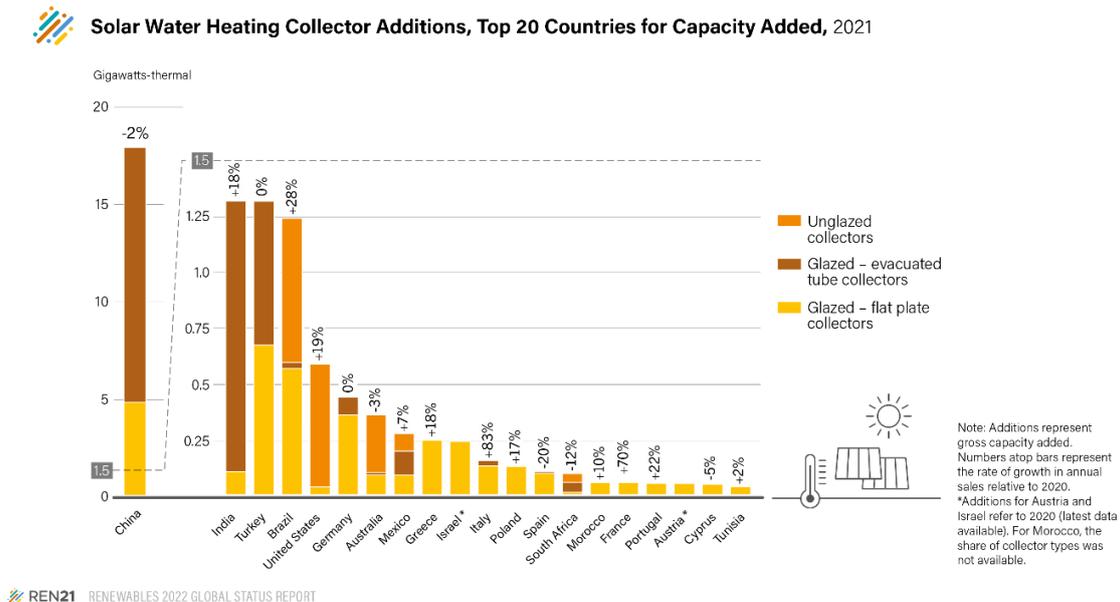


Figure I-7 :Liste des 20 pays ayant la plus grande utilisation de capteur solaire

L'impact environnemental du système solaire thermique sur l'ensemble de son cycle de vie a été évalué par Koroneos et al. [17]. L'analyse prend en compte les différentes étapes allant de l'extraction des matières premières jusqu'à l'élimination du produit. L'impact majeur d'un chauffe-eau solaire est dû au réservoir. Enfin, d'un point de vue économique, le système solaire a une période de retour sur investissement d'environ cinq ans grâce à un coût de maintenance et de suivi très faible (approximativement 1 à 4% du coût d'investissement).

I.2.1 Capteurs plans

Les capteurs plans sont les dispositifs de captage solaire les plus répandus dans le monde et les premiers travaux étudiant leur développement remontent à 1942 [18]. Ils sont composés d'un châssis contenant un absorbeur où circule un fluide caloporteur récupéré la chaleur. Le capteur peut être isolé et couvert par un vitrage qui permet de bloquer les rayonnements infrarouges et créer une lame d'air stockant la chaleur au-dessus de l'absorbeur. Leurs applications sont principalement le chauffage de l'eau dans une gamme de température de 30 à 60°C et le chauffage de local. Plusieurs innovations ont été étudiées afin d'améliorer leurs performances parmi lesquelles l'utilisation de nano fluide et de matériau à changement de phase [19].

Pandey et Chaurasiya passent en revue et analysent les développements en cours sur les capteurs plans [20]. En plus des deux améliorations précédemment citées, ils présentent l'utilisation de polymère pour remplacer les éléments en métal grâce à leur coût de matériel et de manufacture plus faible. Enfin ; ils évoquent les innovations liées à la structure de l'absorbeur, les ajouts de dispositifs pouvant augmenter la turbulence dans le flux sans augmenter la puissance requise pour la pompe et les techniques pour réduire les déperditions thermiques.

Une classification élargie des capteurs plans est proposée par Gorjian et al. [14] dans la Figure I-8. Elle distingue les capteurs à air et ceux utilisant un liquide. Enfin, les capteurs sont répartis selon les technologies choisies pour faire circuler le fluide, la conception du boîtier et de la surface absorbante

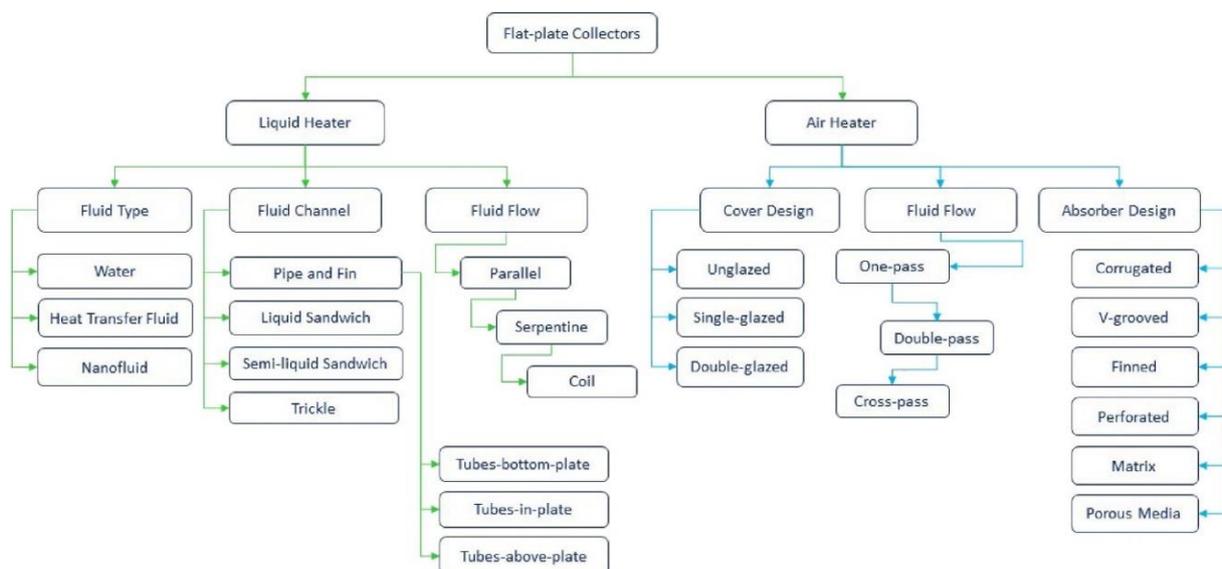


Figure I-8 : Classification générale des capteurs plans selon Gorjian et al. [14]

I.2.2 Capteurs solaires à concentration

Un capteur solaire à concentration est généralement composé d'un récepteur et d'un concentrateur permettant de concentrer de grandes quantités d'irradiation solaire au récepteur. Leur aire d'absorption est différente de leur aire brute ce qui les différencie des autres types de capteurs solaires. Leurs surfaces sont concaves et réfléchissantes afin de concentrer

l'éclairement énergétique solaire sur une plus petite zone. Par conséquent, le flux de chaleur est « plus important et le cycle thermodynamique peut atteindre un rendement de Carnot plus élevé lorsque des températures très élevées sont atteintes » [21].

Parmi les technologies existantes, les quatre types de capteurs solaires à concentrations les plus utilisés sont :

- Capteur linéaire de Fresnel
- Capteur cylindro-paraboliques
- Centrale à tour
- Capteur parabolique

Chaque système se différencie par leur type d'absorbeur, de concentrateur ou par le fluide caloporteur employé (Figure I-9).

Plusieurs revues des centrales solaires thermodynamiques ont été proposés [22] [23] [24].

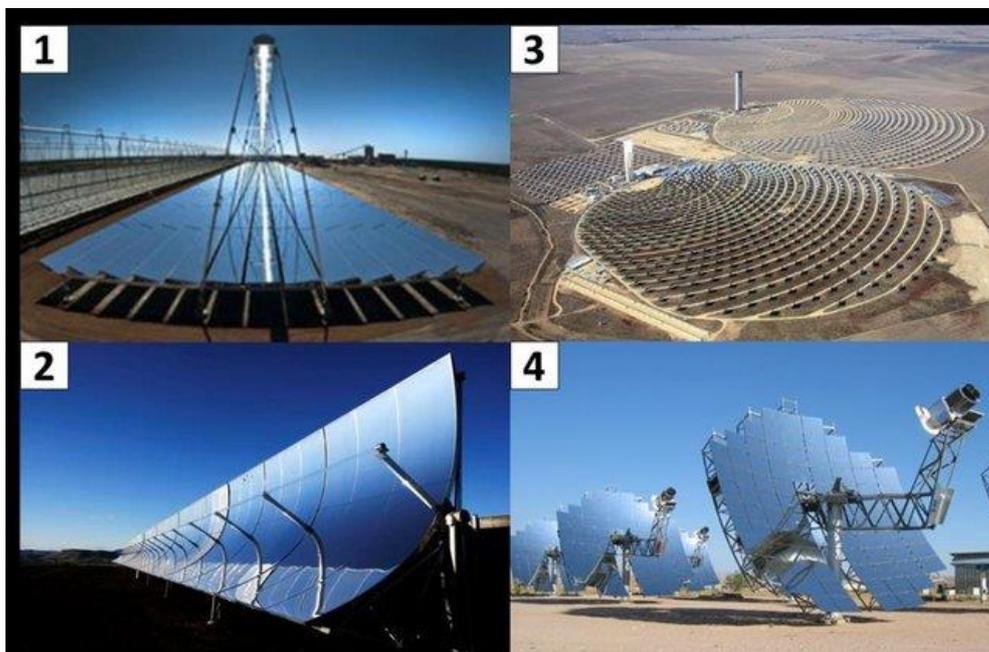


Figure I-9 : Capteurs solaires à concentration : (1) linéaire de Fresnel (source : AREVA Solar) ; (2) cylindro-parabolique (source : Experiment) ; (3) centrale à tour (source : Abengoa Solar) et parabolique (source : courtesy of Stirling Energy) (issu de la thèse de Tapachès [23])

I.2.3 Capteurs à tubes sous vide

Cette technologie est adaptée pour répondre au besoin de production d'eau chaude même avec des conditions météorologiques peu favorables. Chaque tube est composé de deux tubes concentriques afin de créer un vide entre l'environnement extérieur et le fluide contenu dans le tube intérieur. Ce vide permet de minimiser les échanges convectifs et donc de réduire les déperditions thermiques. Les capteurs à tubes sous vide fonctionnent sur des gammes de températures plus élevées et ils sont plus efficace que les capteurs plans lorsqu'ils atteignent des températures proches de 100°C. Ils sont donc opérationnels pour des applications nécessitant de l'eau à très haute température comme la désalinisation et le traitement de l'eau, la climatisation, la réfrigération et le chauffage pour des procédés industriels [25]. Le tube intérieur est recouvert d'un revêtement sélectif afin d'optimiser la récupération de chaleur fournie par l'éclairement solaire.

Une analyse thermo-économique a été réalisée par Sokhansefat et al. afin de comparer un capteur plan et un capteur à tubes sous vide dans des conditions climatiques froides [26]. Pour chaque modèle, trois capteurs sont connectés en série et modélisés sur le logiciel TRNSYS pour étudier les températures en sortie et la production d'énergie. Les résultats montrent que les capteurs à tubes sous vide ont une performance supérieure de 41% tandis que les capteurs plans voient leurs efficacités diminuer plus fortement pour des conditions météorologiques défavorables. En effet, les capteurs à tubes fournissent 31% de plus d'énergie que les capteurs plans dans le climat froid étudié. Les deux modèles sont économiquement viables dans ce climat avec un avantage pour le modèle à tubes qui a un temps de retour de 6 ans.

Tang et al. ont étudié les incertitudes sur le coefficient de déperdition thermique d'un tube sous vide lors d'essais de certification [27]. La détermination de ce coefficient est très sensible à la température ambiante durant l'essai. Les auteurs suggèrent donc une modification dans la norme pour imposer des conditions quasi-statiques afin d'éliminer certaines incertitudes.

Une étude théorique sur le débit thermosiphon dans un capteur solaire à tube sous vide horizontal a été publiée par Shah et Furbo [28]. Le modèle numérique CFD développé a montré que les longueurs de tubes avaient un impact sur les performances.

Les trois types de capteurs à tubes sous vide les plus utilisés sont :

- Tubes sous vide à caloduc
- Tubes sous vide en U
- Tubes sous vide « Water-in-glass ».

I.2.3.1 Tubes sous vide à caloduc

Ces capteurs sont constitués de deux composants principaux : un caloduc et un tube sous vide (Figure I-10). Un caloduc est un tube fermé contenant un fluide caloporteur (eau, méthanol et éthanol). Il récupère la chaleur absorbée par les tubes sous vide. Le fluide caloporteur se vaporise et traverse la section adiabatique pour atteindre la zone de condensation. La vapeur se condense puis se déplace en partie basse du caloduc [29].

La conductivité thermique du fluide a un impact significatif sur les performances thermiques des caloducs [30]. Plusieurs prototypes de capteurs solaires ont été élaborés pour tester différents fluides caloporteurs. Yurddaş a étudié l'effet des nano-fluides sur les performances d'un capteur solaire à tubes sous vide [31].

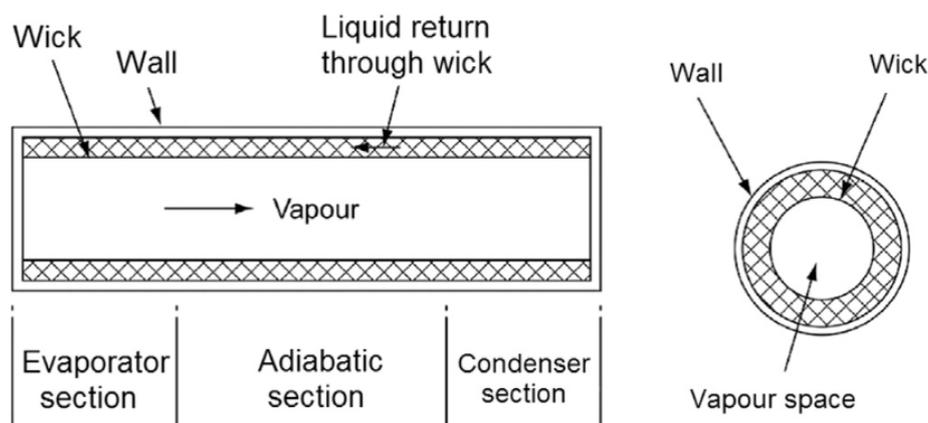


Figure I-10: Vue en coupe d'un caloduc [29]

Les capteurs à tubes sous vide à caloduc améliorent les transferts de chaleur et, sous des conditions favorables, des températures excédant les 100°C peuvent être atteintes. Dans le cadre d'application domestique, cela signifie qu'une quantité non-négligeable d'énergie est perdue.

I.2.3.2 Tubes sous vide en U

Ils sont identiques aux deux autres types de capteurs mais ils se différencient par la circulation de l'eau dans un tube en cuivre en forme de U placé dans les tubes (Figure I-11). Ce type de capteur est particulièrement adapté pour des applications à haute pression avec des températures requises élevées [32]. Les études sur cette technologie ont débuté durant les années 1970 et ont fortement augmenter ces dernières années [33]. Dans ce même article, Naik et al. présentent une étude expérimentale sur un capteur solaire à tube en U pour déterminer ses performances thermiques et valider un modèle numérique. Ils ont mesuré une efficacité maximale de 72% avec une moyenne à 51%.

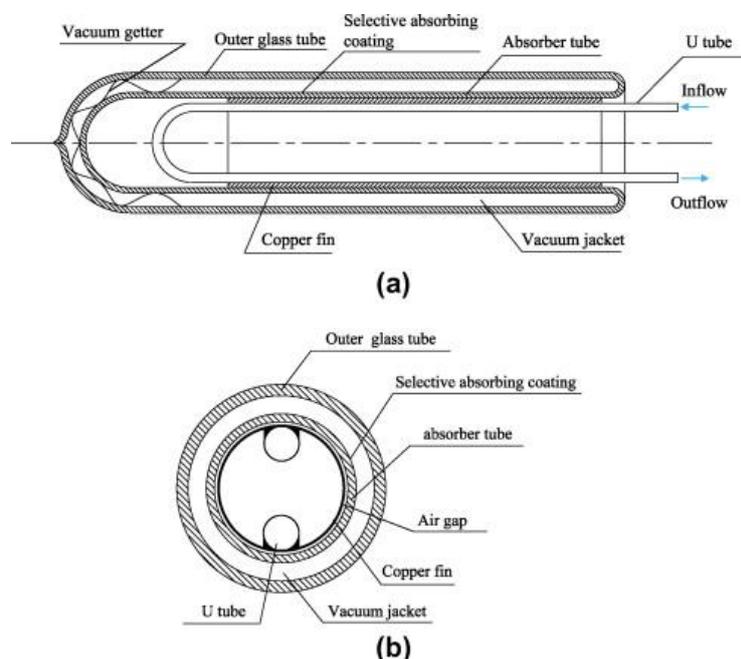


Figure I-11 : a) Vue en coupe et b) section d'un tube sous vide en U [34]

Les performances énergétiques de type de capteur ont été étudiées. Ma et al. ont évalué les performances d'un capteur solaire à tubes sous vide en U en fonction du coefficient de

déperdition thermique et de l'efficacité [35]. Ils ont montré que la résistance thermique de l'air dans la zone sous vide a une forte influence sur l'efficacité du capteur solaire.

Une étude comparative entre un capteur à tubes sous vide à caloduc et en forme de U est présentée par O'Neil et Sobhansarbandi [36]. Chaque tube est connecté à un réservoir placé en partie haute. Le prototype avec le tube en U atteint une température maximale plus élevée ce qui induit une augmentation de l'efficacité de 13% par rapport au caloduc. Selon les auteurs, ce résultat montre que le tube en U améliore le transfert de chaleur entre le tube et l'eau stockée.

Une amélioration étudiée pour ce type de capteur solaire est la forme du tube en U [37]. Kim et Seo ont conçu quatre modèles différents :

- Tube à ailettes
- Tube en U soudé à l'intérieur d'une ailette circulaire
- Tube en U soudé sur une plaque en cuivre
- Tube en U soudé à l'intérieur d'un conduit rectangulaire

Parmi les quatre différents prototypes, le troisième modèle absorbe le plus d'énergie solaire et présente donc l'efficacité la plus élevée. Une autre piste d'amélioration de ce type de capteur est l'utilisation de nanofluide [38] [39].

Un exemple d'application est présenté par Lai et al. avec l'implémentation d'un capteur solaire à tubes sous vide en U pour désaliniser de l'eau de mer [40].

1.2.3.3 Tubes sous vide « Water-in-glass »

Le capteur à tubes sous vide et réservoir associé est une solution simple et à faible coût pour chauffer de l'eau. Ces derniers sont qualifiés de chauffe-eau monobloc et fonctionnent grâce à l'effet thermosiphon. L'eau contenu dans le tube intérieur est chauffé par le rayonnement solaire. L'eau chaude étant moins dense que l'eau froide. Une circulation naturelle se met en place entre les tubes et le réservoir.

Ils ont le potentiel pour répondre aux besoins importants du secteur agroalimentaire grâce à leurs tubes sous vide et à la réserve d'énergie accumulée dans le réservoir associé.

Morrison et Budihardjo ont évalué l'efficacité et les performances de ce type de capteur dans le cadre de plusieurs publications. Le débit thermosiphon entre les tubes et le réservoir a été modélisé puis validé par l'expérimentation en utilisant la vélocimétrie par images de particules. Grâce à leurs simulations, ils ont montré que l'influence de l'éclairement solaire et de la température dans le réservoir sur le débit. Une corrélation faisant intervenir les nombres de Reynolds et de Rayleigh a été développée afin de calculer le débit thermosiphon. Cette même corrélation a été implémentée sur TRNSYS afin de modéliser les performances d'un chauffe-eau solaire à effet thermosiphon sur une année.

Morrison et al. ont mis en évidence une zone inactive (ou région stagnante) en partie basse des tubes sous vide où il n'y a pas de circulation due à l'effet thermosiphon (Figure I-12) [41]. Pour résoudre ce problème, un "bypass" reliant le réservoir avec la partie basse des tubes a été ajouté à un prototype de chauffe-eau solaire thermosiphon [42] L'expérimentation et les simulations montrent que ce prototype a une plus grande efficacité et fournit plus d'énergie. Une autre solution a été proposée par Vasanthaseelan et al. avec l'ajout d'un turbulateur dans les tubes sous vide qui génère des tourbillons et améliorerait le transfert de chaleur [43]. Pour une journée ensoleillée, la température maximale dans le réservoir a augmenté de 10°C environ.

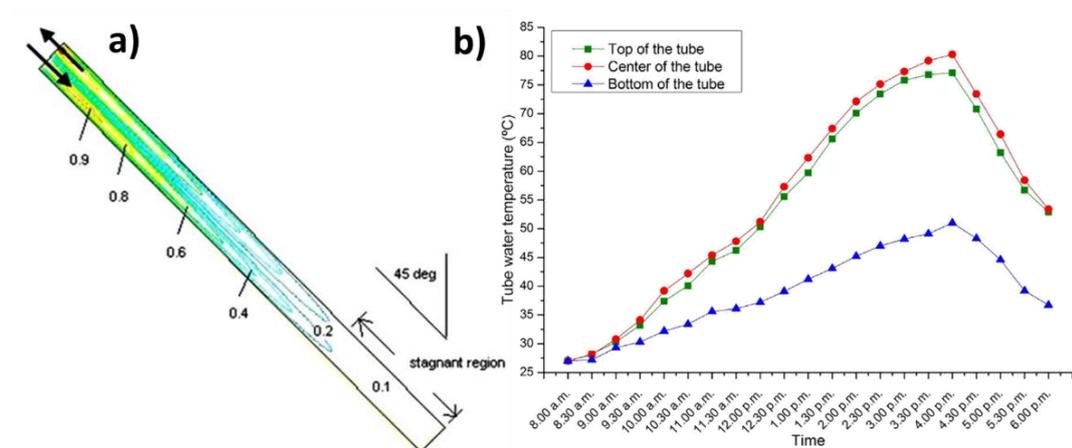


Figure I-12: Mise en évidence de la zone inactive dans les tubes sous vide par a) Morrison et al. [41] et b) Vasanthaseelan et al. [43]

La stratification thermique a un impact important sur les performances des chauffe-eaux solaires. Assari et al ont développé un modèle numérique validé par des mesures expérimentales afin de déterminer la position optimale des entrée et sortie d'un réservoir associé à un capteur plan [44]. L'absence de stratification thermique induit une eau plus froide en sortie et donc une efficacité moindre. Une introduction d'eau chaude en haut du réservoir favorise la stratification thermique.

Dans un autre publication, Bracamonte et al. développent un autre modèle numérique pour étudier cette influence [45]. Ils ont validé leur modèle par l'expérimentation et ont déterminé que l'angle d'inclinaison du capteur solaire avait un impact sur la vitesse du fluide. Plus l'angle est important, plus le débit thermosiphon est élevé. Par conséquent, un faible angle d'inclinaison réduit le débit thermosiphon et favorise la stratification thermique dans le réservoir. Ainsi, une amélioration des performances du chauffe-eau solaire est observée.

Dans la publication de Zhang et al, de nombreux capteurs solaires ont été testés pour mettre en évidence l'impact de la longueur et de l'espacement des tubes sous vide sur leurs performances énergétiques [46]. De plus, ils ont défini une gamme de ratio optimal entre le volume du réservoir et l'aire du chauffe-eau solaire (de 57 à 72 L/m²). Un autre constat montre qu'une épaisseur d'isolation d'environ 50 mm est suffisante.

L'impact de l'inclinaison du capteur sur la production du chauffe-eau solaire a aussi été étudié par Tang et al. [47]. Les résultats expérimentaux montrent que l'angle a une influence importante sur le rayonnement solaire absorbé et sur l'énergie fournie. De plus, les résultats montrent que l'efficacité thermique journalière du capteur solaire était presque indépendante des conditions climatiques.

Dans le cadre d'une utilisation domestique et un climat subtropical, une comparaison a été faite entre un chauffe-eau solaire à tubes sous vide avec un réservoir associé et un chauffe-

eau solaire à tubes sous vide à caloduc [48]. Ce dernier a un gain énergétique annuel plus important. Cependant, le retour sur investissement est le même étant donné son coût plus élevé.

Al-Joboory compare les deux technologies [49]. Le capteur avec caloduc est capable de fournir de l'eau dans une gamme de température plus élevée et dans des conditions météorologiques peu favorables. Néanmoins, le capteur solaire thermosiphon a une meilleure efficacité dans les configurations « sans soutirage » et « soutirage par intermittence ».

Différents prototypes de chauffe-eau solaire à effet thermosiphon ont été créés pour améliorer leur performance.

Le réservoir horizontal cylindrique est remplacé par un bassin en acier doux recouvert d'une vitre dans la publication de Panchal et Awasthi afin de désaliniser de l'eau de mer [50]. L'expérimentation met en évidence des performances supérieures aux capteurs plans. Cependant, l'utilisation de ce type de bassin se montre pertinent uniquement pour cette application.

Des recherches récentes sur l'utilisation des matériaux à changement de phase pour améliorer les performances d'un capteur solaire à réservoir associé sont disponibles dans la littérature [51] [52]. Un récipient cylindrique rempli du matériau étudié est placé à l'intérieur du ballon cylindrique. Cette solution est susceptible d'améliorer les capacités de stockage thermique et d'augmenter les performances globales.

I.3 Caractérisation expérimentale des capteurs solaires

Cette partie introduit les normes de référence pour caractériser les performances des différentes technologies solaires thermiques. Des articles scientifiques étudient expérimentalement des capteurs solaires en s'appuyant sur ces normes.

I.3.1 Contexte normatif

La norme ISO 9806 [53] régit les méthodes d'essai des différents capteurs solaires à circulation de fluide produisant de l'énergie thermique et électrique. Elle concerne les essais en laboratoire et les essais *in-situ*. Les systèmes disposant de stockage thermique ne rentrent pas dans le domaine d'application de cette norme.

En revanche, la norme NF EN 12976 renseigne les méthodes d'essai des systèmes solaires dont les chauffe-eaux solaires thermosiphons. Cette dernière est divisée en deux parties. La NF EN 12976-1 [54] présente les exigences générales de durabilité, de sécurité et de performance. La NF EN 12976-2 [55] introduit les méthodes d'essais destinées à évaluer la réponse des systèmes solaires thermiques préfabriqués aux exigences précédentes. La liste des essais est fournie dans le Tableau I-1 :

Tableau I-1: Liste des essais décrits dans la norme EN 12976-2

Type d'essai
<i>Résistance au gel</i>
<i>Protection contre les températures excessives</i>
<i>Résistance à la pression</i>
<i>Contamination de l'eau</i>
<i>Essai de résistance aux charges mécaniques</i>
<i>Protection contre la foudre</i>
<i>Caractérisation des performances thermiques</i>
<i>Aptitude des installations solaires avec appoint à couvrir le besoin</i>
<i>Protection contre l'inversion du sens d'écoulement</i>
<i>Sécurité électrique</i>

Pour caractériser les performances de ces systèmes, la norme ISO 9459-5 préconise des essais expérimentaux ainsi qu'une méthode par simulation numérique [56].

I.3.2 Caractérisation des performances d'un capteur solaire individuel

Ayompe et Duffy ont réalisé des mesures en condition réelle pour évaluer les performances d'un capteur solaire individuel à Dublin [57]. La température de sortie et l'énergie fournie par un chauffe-eau solaire à tubes sous vide à caloduc ont été mesuré pendant un an. Cette solution présente des résultats satisfaisants mais une stratégie de régulation plus adaptée durant les journées nuageuses aurait un impact positif.

Hayek, Assaf et Lteif ont mené une étude expérimentale sur un système solaire thermique dans un climat hivernal au Liban [58]. L'objectif était de comparer un capteur à tubes sous vide « *Water-in-glass* » et à caloduc. Ce dernier a eu une efficacité de 15 à 20% supérieure mais une période de retour sur investissement plus longue. Par ailleurs, ils ont identifié les coefficients d'efficacité du capteur solaire de manière satisfaisante au moyen d'un banc expérimental avec une instrumentation moindre.

I.4 Etude de la production d'un assemblage de capteurs solaires

Différents travaux ont été menés sur l'assemblage de plusieurs capteurs solaires thermiques (Dunkle et Davey, 1970) [59]. Le fonctionnement de douze capteurs connectés en parallèle est étudié. Ce suivi a montré l'impact évident du débit sur l'évolution des températures des capteurs (Figure I-13). Afin d'obtenir une distribution du débit et des températures plus uniforme, Dunkle et Davey proposent d'utiliser alternance série/parallèle.

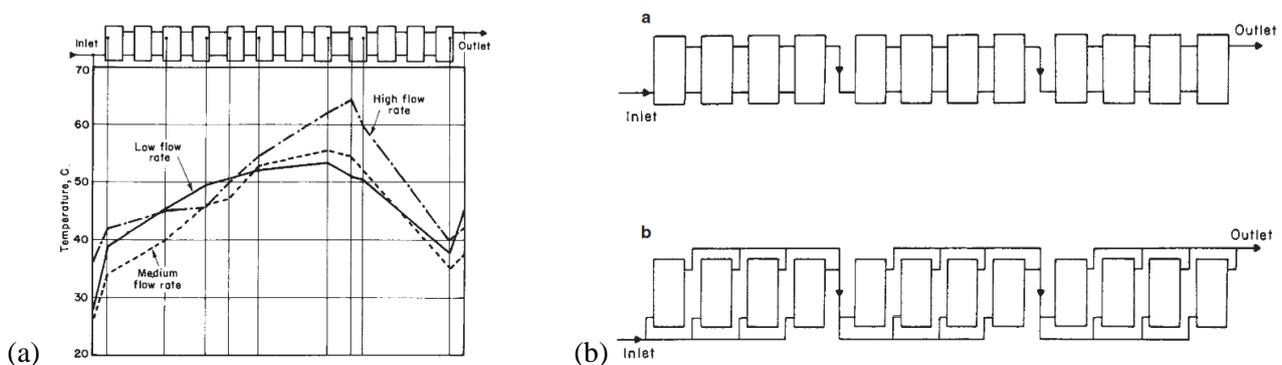


Figure I-13 : (a) Mesures des températures dans un arrangement de capteurs solaires et (b) propositions d'arrangement série/parallèle par Dunkle et Davey [59]

L'assemblage de plusieurs capteurs plans utilisant l'effet thermosiphon a été étudié afin d'évaluer leur potentiel pour répondre aux besoins d'applications énergivores [60]. Liu et al. ont étudié le couplage de plusieurs chauffe-eaux thermosiphons. L'objectif était d'étudier les performances énergétiques de 8 chauffe-eaux connectés en série sous différentes conditions de soutirages (intermittent ou en continu). L'installation solaire présente des rendements différents selon les profils de soutirage utilisés.

Chaque capteur solaire de l'installation a une efficacité différente. A l'exception du premier, chaque système récupère en entrée l'eau chauffé par le capteur précédent. La différence de température entre l'entrée et la sortie d'un capteur solaire diminue avec l'efficacité plus on progresse le long de l'installation.

I.5 Modélisation numérique et simulation thermique dynamique

Deux définitions d'un modèle numérique sont citées par Varenne [61] : celle de Minsky et celle de Legay. En 1965, Minsky déclare que « *pour un observateur B, un objet A* est un modèle d'un objet A dans la mesure où B peut utiliser A* pour répondre à des questions qui l'intéressent au sujet de A* » [62]. Selon Varenne, Legay décrit les modèles « *comme des outils permettant d'amplifier les expérimentations mais pas prioritairement comme des représentations* » [63].

Le premier signe d'un modèle remonterait au début du XVIIe siècle avec le problème de l'aiguille du Comte de Buffon [64]. Seulement des préfigurations de modèle peuvent être lus dans la littérature et la modélisation va connaître un véritable tournant vers la fin du XIXe siècle [61]. A partir de ce moment, les modèles deviennent de plus en plus souvent formels ; c'est-à-dire de nature mathématique (statistique, algébrique et analytique). Cela a permis aux méthodes des modèles de revenir au premier plan des études scientifiques avec les méthodes expérimentales. Le deuxième tournant se déroule au milieu du XXe siècle, avec le développement et l'essor de la machine numérique programmable. Depuis, la modélisation et

la simulation a connu plusieurs périodes d'évolution dont l'apparition et l'amélioration des langages de programmation, la création et la commercialisation des logiciels de modélisation [65]. Parmi les derniers développements notables, on peut citer la modélisation 3D, le développement des modules d'analyse statistique et d'optimisation ou encore la possibilité d'avoir les logiciels de modélisation sur des ordinateurs personnels (Figure I-14).

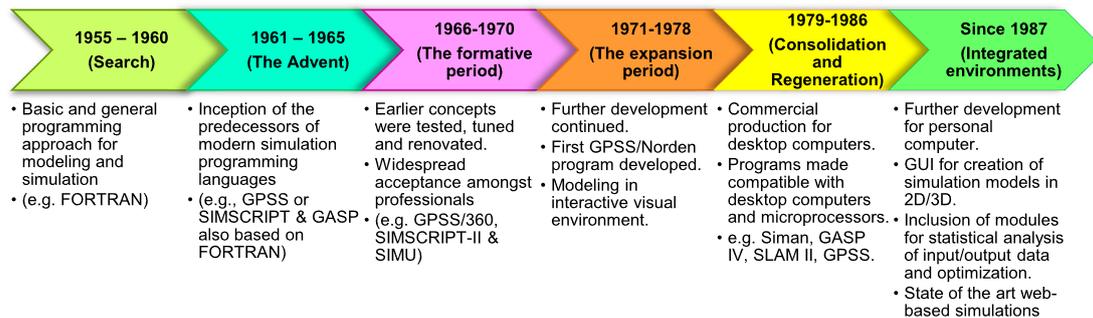


Figure I-14 : Evolution de la modélisation et de la simulation . Figure repris de Shrivastava et al. 2017 [64] d'après les travaux de Banks (2005) [65]

La modélisation numérique est un outil essentiel dans le développement du solaire thermique. L'évaluation et la certification de systèmes reposent essentiellement sur des essais expérimentaux normés. Ils sont cependant fortement dépendants des conditions extérieures incertaines et variables. Les études numériques permettent l'étude de systèmes dans des conditions particulières. Ce bilan, dressé par Shrivastava et al. [64], a conduit les auteurs à passer en revue l'histoire de la modélisation pour ensuite présenter un état de l'art des modèles numériques sur le logiciel TRNSYS [66]. Il est à la fois utilisé pour des applications bâtiments mais également pour modéliser des systèmes énergétiques. Sa gamme d'utilisation va des technologies solaires (thermique et photovoltaïque) aux phénomènes physiques aérodynamiques en passant par la modélisation de circuit hydraulique.

TRNSYS possède une bibliothèque conséquente de *types* (modèle de composant individuel). Dans le domaine du solaire thermique, plusieurs technologies de capteurs sont déjà modélisées sous forme de *type* mais toutes ne sont pas dans les bibliothèques actuelles (e.g. Capteurs à tubes sous vide et réservoir associé).

I.5.1 Modèles numériques de capteurs unitaires

La littérature scientifique comporte de nombreux travaux numériques sur des systèmes solaires. La modélisation d'un capteur à tubes sous vide à caloduc a été effectuée afin d'étudier ses performances dans un climat polaire. Le modèle validé présente des meilleurs résultats qu'un capteur plan grâce à sa meilleure isolation thermique et sa capacité à récupérer le rayonnement solaire omnidirectionnel [67].

Un modèle dynamique de capteurs solaires thermiques pour des applications domestiques a été développé sur TRNSYS [68]. L'objectif de cette publication est d'étudier la contribution d'un chauffe-eau solaire plan aux besoins domestiques en eau chaude dans le climat tunisien sur une année complète. Un essai expérimental normé a permis d'obtenir les paramètres essentiels au modèle comme les coefficients d'efficacité du capteur et le coefficient de déperdition du réservoir associé. La simulation annuelle avec ces coefficients a permis la prédiction des performances à long terme du système solaire.

La géométrie des tubes sous vide améliore l'absorption du rayonnement solaire en particulier le rayonnement diffus. Selon la position du soleil, un tube peut créer une ombre sur les tubes adjacents. Kabeel et al. ont développé un modèle mathématique validé expérimentalement pour prendre en compte l'effet d'ombrage des tubes [69]. Grâce à ce modèle, plusieurs paramètres dont l'angle d'inclinaison, l'orientation, le débit massique et l'espacement des tubes ont vu leur impact sur les performances du capteur solaire à tubes sous vide et réservoir associé évalué.

I.5.2 Modèles numériques d'installations solaires

D'après Belessiotis et al. la modélisation d'un système solaire thermique peut se faire sous deux formes [70] présentées dans la Figure I-15 :

- Avec un modèle **basé sur le système** qui considère l'installation solaire comme un ensemble régit par plusieurs équations avec des données en entrée et une information en sortie
- Avec un modèle **basé sur les composants du système** où l'ensemble du système peut être divisé en sous-système. Chaque composant possède ses propres équations, ses paramètres, ses entrées et ses sorties. C'est l'approche qu'utilise le logiciel TRNSYS et d'autres logiciels équivalents.

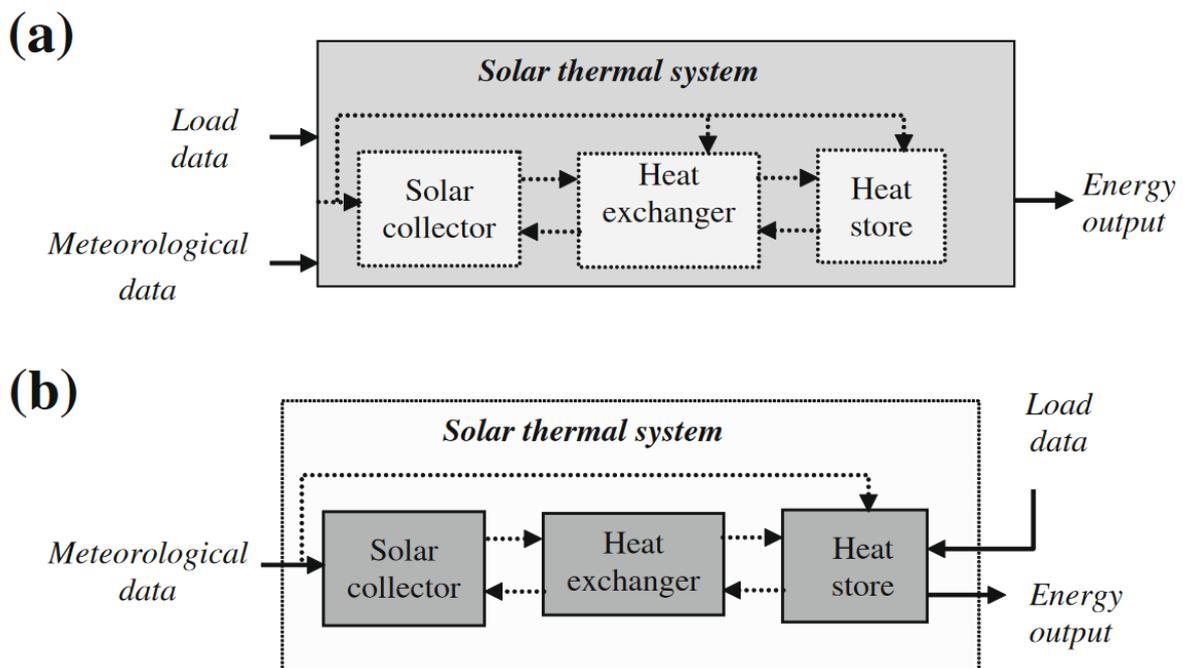


Figure I-15 : Schémas explicatifs des deux différents types de modèles de système solaire thermique d'après Belessiotis et al. (2010) [70]

Dans ce même article, Belessiotis, Mathioulakis et Papanicolaou propose un modèle basé sur le système appelé « Approche entrée/sortie ». Leur objectif est d'estimer numériquement l'énergie fournie par deux champs de capteurs solaires composés de capteurs plans en fonction des conditions météorologiques et des conditions initiales. L'approche nécessite tout de même

de procéder à une méthode des moindres carrées pour déterminer les coefficients utilisés pour calculer l'énergie fournie. Un nombre conséquent de données expérimentales est donc nécessaire afin de les déterminer.

Un autre exemple de modèle d'installation solaire sur TRNSYS est présenté dans les travaux de Bava et Furbo [71]. Un modèle d'un champ de capteurs plans de 3257 m² d'aire brute a été validé à l'aide de mesures expérimentales sur 5 jours.

La modélisation pour des installations solaire conséquentes présente un intérêt particulier pour aider à leur dimensionnement. En 2019, Venegas-Reyes et al. ont proposé une étude paramétrique pour optimiser la conception d'un arrangement série/parallèle de capteurs solaires thermiques pour des applications industrielles [72]. La contribution du système solaire thermique tend à augmenter lorsque la surface des capteurs augmente. La solution la plus optimale entre couverture solaire importante et courte période de remboursement est l'exploitation de 160 capteurs solaires en parallèle. A partir de cette valeur, une analyse technico-économique a permis de trouver l'arrangement série/parallèle optimal. Avec 32 rangées en parallèle de 5 capteurs en série, le retour sur investissement est d'environ 6 ans avec des besoins couverts à hauteur de 0,763 par les capteurs solaires.

I.5.3 Validation d'un modèle numérique

Dans la littérature, plusieurs études présentent des modèles numériques développés puis validés expérimentalement. Garcia-Menandez et al. introduisent un modèle numérique d'un arrangement de 20 capteurs plans en série [73]. Une évaluation de l'énergie horaire produite aboutit à une erreur de 1,56%. Ils présentent ensuite plusieurs ordres de grandeur d'erreurs relatives obtenues dans la littérature scientifique.

Ayompe et al. ont modélisé un chauffe-eau solaire avec circulation forcée sur TRNSYS avec un capteur plan et un capteur à tubes sous vide [74]. Ils obtiennent une moyenne des erreurs relatives respectivement de 16,9% et 18,4% sur la température d'eau fournie. L'énergie délivrée

capteurs solaires est estimée avec une erreur relative de 6,9% pour le capteur plan et 7,6% pour le capteur à tubes sous vide.

Bava et Furbo ont modélisé un champ de capteurs plan sur TRNSYS et MATLAB [71]. L'erreur sur l'énergie fournie est comprise entre +0,9% et -3,3% pour une validation faite sur 5 journées.

Tian et al. ont présenté une analyse et une validation de deux modèle quasi-dynamiques pour un champ de capteurs plans et paraboliques avec un arrangement en série [75]. Pour une journée de ciel clair, l'erreur relative pour les capteurs plans est de 1,10% et 3,00% pour les capteurs paraboliques. Dans une journée nuageuse, les erreurs sont respectivement -1,70% et 3,90%.

Zhang et al. ont développé un modèle de système photovoltaïque/thermique à tubes sous vide et caloduc [76]. La validation de leur modèle a été faite sur deux journées avec des conditions météorologiques différentes. Pour une journée de ciel clair, ils obtiennent une erreur relative allant de 0,9% à 3,3% sur l'estimation de la température de l'eau, de l'énergie électrique produite et de la température dans la section de l'évaporateur du caloduc. L'erreur relative sur la production des modules photovoltaïques augmente pour atteindre 14,5% dans des conditions nuageuses.

Une analyse de sensibilité et un algorithme d'optimisation sont des outils nécessaires dans une démarche de modélisation numérique fiable.

I.5.4 Analyse de sensibilité

Les analyses de sensibilités sont utilisées pour comprendre et améliorer les modèles thermiques dynamiques. La Figure I-16 présente plusieurs méthodes utilisées dans le cadre d'étude énergétique d'un modèle de bâtiments passées en revue par Tian [77].

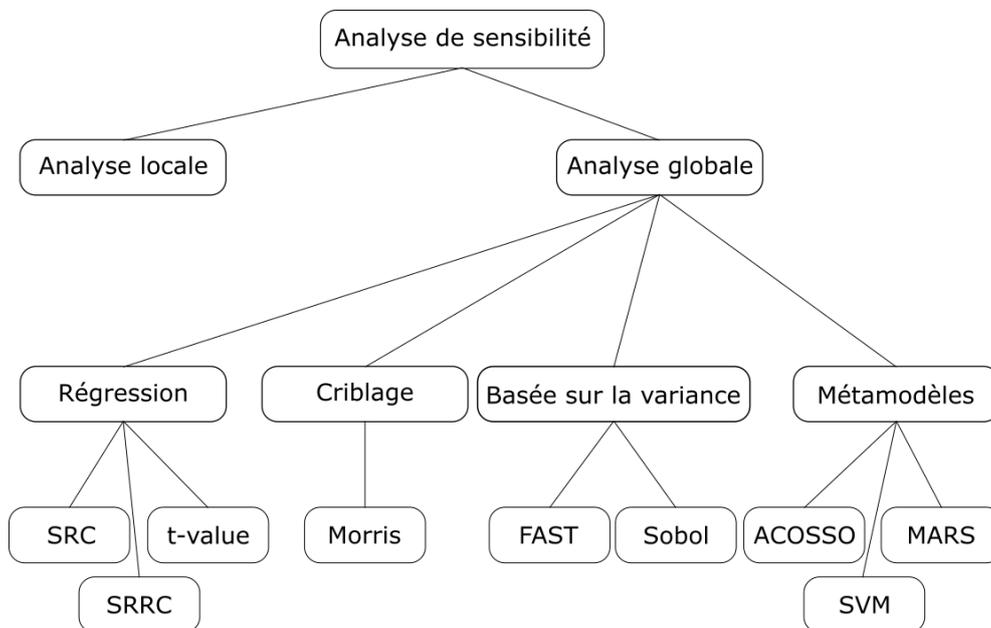


Figure I-16 : Revue des méthodes d'analyse de sensibilité inspirée de Tian

L'intérêt d'une analyse local est son faible coût en calcul car elle explore un nombre réduit d'échantillon autour de valeurs ciblées. Cependant, elle ne prend pas en compte l'interaction entre les variables étudiées.

Le choix de l'indice de sensibilité dans le cadre d'une analyse par méthode de régression va dépendre de la linéarité du modèle. Si le modèle est linéaire, les indices SRC (Coefficients de Régression Standard) et *t-value* sont adaptés. Dans le cas contraire, d'un modèle monotone, le SRRC (Coefficients de Régression Standard sur les Rangs) est plus approprié.

La méthode de criblage est quant à elle utilisable pour des modèles linéaire, monotone ou ni-linéaire ni-monotone. Elle permet de classer efficacement les paramètres selon leur impact sur la sortie du modèle et reste efficace avec un nombre important d'entrées.

Les méthodes basées sur la décomposition de la variance évaluent plus précisément les indices de sensibilités. Ils prennent en compte les effets principaux et d'interactions des

variables. L'inconvénient de ces méthodes est le temps de calcul conséquent même si des solutions sont proposées pour y remédier.

L'exploration de modèle par des méthodes de surface de réponse (ou métamodélisation) permet de mettre en évidence les relations entre une variable d'entrée et une variable de sortie en identifiant précisément la nature et la valeur de ces interactions. Adaptée aux modèles très complexes et coûteux, elle est généralement utilisée lorsqu'il « n'existe pas de forme analytique intelligible du modèle » [78].

Labat et Attonaty ont effectué une analyse de sensibilité sur 6 modèles de bâtiments industriels développés sur TRNSYS [79]. Une méthode « *One-At-a-Time* » est utilisée dans un premier temps pour identifier les paramètres les plus impactant sur les consommations d'énergie. Dans une seconde étape, une analyse de Monte Carlo est effectuée pour prendre en compte les interactions entre les variables. Un échantillonnage LHS (Latin Hypercube Sampling) a été utilisé. Les interprétations sont faites à partir des coefficients de corrélation linéaire (ou coefficients de Pearson).

Une analyse de sensibilité doit être mise en œuvre avant de procéder à l'identification des paramètres influents dans le but d'optimiser le modèle numérique. Naji et al. ont travaillé sur des modèles de bâtiments préfabriqués développés sur TRNSYS [80]. L'objectif était d'étudier l'impact de plusieurs paramètres (orientation, géométrie des parois, caractéristiques des fenêtres...) sur la consommation d'énergie, le confort thermique et visuel des logements. L'analyse de sensibilité choisie est celle basée sur la régression linéaire en utilisant un échantillonnage LHS. L'indice de sensibilité observé est le SRRC.

I.5.5 Algorithmes d'optimisation appliqués aux modèles numériques

L'utilisation d'un algorithme d'identification est présentée comme une alternative par Almeida et al. [81] aux essais normés des capteurs solaires thermiques. Grâce à cette approche, les coefficients d'efficacité de quatre capteurs solaires ont été déterminés. L'erreur relative

observée lors de la confrontation des simulations avec les relevés expérimentaux était comprise entre 5 et 7%.

Ha et al. ont une approche similaire pour la calibration d'un modèle TRNSYS d'un système photovoltaïque intégré au bâtiment [82]. L'algorithme d'optimisation par essaim particulière a nécessité 2000 itérations pour obtenir les valeurs optimums mais une convergence nette est visible après 600 itérations. La calibration a permis de diviser par deux la moyenne des écarts absolus entre le modèle et les mesures *in-situ*.

GENOPT est un logiciel d'optimisation pouvant être appelé par TRNSYS afin de réduire une « fonction coût » [83]. Plusieurs algorithmes d'optimisation sont disponibles. Plusieurs paramètres doivent être identifiés ce qui justifie l'utilisation d'un algorithme capable de résoudre des problèmes d'optimisation à plusieurs dimensions. Dans ce cas, sous GENOPT, les algorithmes suivants sont utilisables :

- Algorithme de recherche par motif généralisé
- Les méthodes par essais particulière. Trois alternatives sont proposées : avec poids d'inertie (*inertia weight*), avec coefficient de constriction et restreint à la maille.
- L'algorithme du simplex avec la méthode de Nelder-Mead. Il est souvent utilisé dans les problèmes d'optimisation avec un nombre important de variables indépendantes.

L'algorithme d'optimisation par essais particulières avec coefficient de constriction a été introduit par Clerc et Kennedy [84]. Il est efficace pour identifier plusieurs variables avec des valeurs continues et indépendantes. A chaque itération, plusieurs particules sont générées et interagissent entre elles dans le but d'atteindre leur objectif. Chaque particule est caractérisée par sa position dans l'espace de recherche et sa vitesse. Cette dernière est fonction de deux constantes d'accélération :

- Constante d'accélération cognitive définit la tendance de la particule à se diriger vers un optimum déjà rencontré ;

- Constante d'accélération sociale « modélise l'influence de l'essaim sur le comportement de la particule » [85]

Le facteur de constriction permet « d'améliorer la convergence de l'algorithme, de prévenir l'explosion de l'essaim et de contrôler la vitesse des particules afin d'échapper au problème de la divergence de l'essaim qui cause la convergence prématurée de l'algorithme »[86].

I.6 Conclusion

La réduction des émissions de gaz à effet de serre et l'augmentation de la part des énergies renouvelables sont des enjeux majeurs de notre époque. Ce constat est d'autant plus avéré dans le domaine de l'agroalimentaire dont la consommation d'énergies fossiles est majoritaire.

Parmi les différentes sources d'énergie verte, le solaire thermique a des atouts pour répondre aux besoins des divers procédés utilisant de l'eau chaude. Plusieurs technologies différentes existent dont les capteurs solaires à tubes sous vide et réservoir associé à effet thermosiphon.

Dans la littérature scientifique, aucune étude portant sur les performances d'un arrangement spécifique de plusieurs chauffe-eaux solaires dédié à la production d'eau chaude dans l'agroalimentaire n'a été traitée. Dans ce manuscrit de thèse, nous allons présenter des études expérimentales et numériques menées pour évaluer et simuler les performances d'une telle installation solaire.

Chapitre II Etudes expérimentales préliminaires

Dans le cadre de ce chapitre, deux études de performance de la solution solaire thermique ont été effectuées à différentes échelles. Dans la première partie, un chauffe-eau solaire individuel a pu être instrumenté au laboratoire afin d'étudier plus les performances d'un capteur solaire à tubes sous vide et réservoir associé.

Dans un second temps, une installation solaire en fonctionnement a été étudié afin d'obtenir des informations préliminaires sur son fonctionnement. Une instrumentation conséquente a permis de comprendre et de déterminer ses performances énergétiques à l'aide d'une méthodologie prenant en compte ses spécificité. Cette étude a été menée afin de déterminer les points de mesure nécessaires à l'établissement des bilans énergétiques et d'initier le travail de modélisation dans l'attente de la réalisation du site pilote.

II.1 Caractéristiques du chauffe-eau solaire étudié

La technologie investiguée est un capteur solaire thermique à tubes sous vide « Water-in-glass » et réservoir associé. Pour rappel de leur présentation faite dans le chapitre précédent, ces capteurs profitent de l'effet thermosiphon. La température de l'eau contenu dans les tubes va augmenter progressivement en fonction du rayonnement solaire. L'eau chaude étant moins dense que l'eau froide, une circulation naturelle va se mettre en place. L'eau chaude va remonter des tubes directement vers le réservoir tandis que l'eau plus froide fait le chemin inverse (Figure II-1).

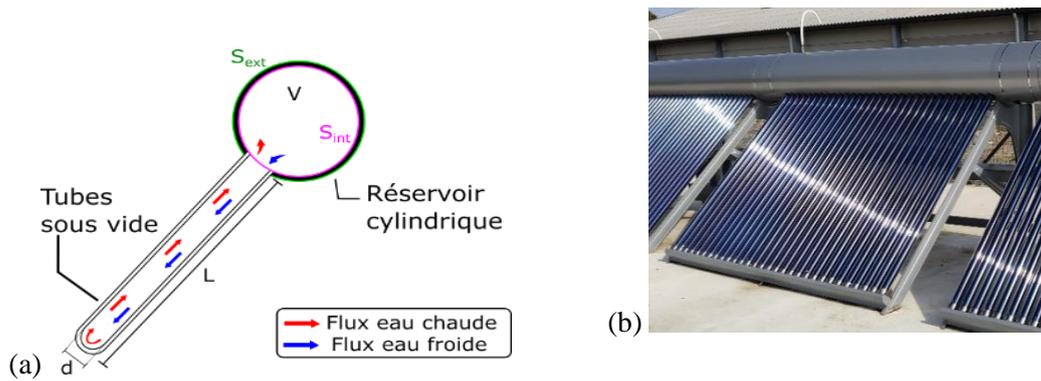


Figure II-1 : a) Vue de coupe et b) photographie du capteur solaire

Il est constitué de 30 tubes et d'un réservoir de 241 l. L'intérieur du ballon de stockage est à pression atmosphérique. Plus d'informations sur les dimensions du capteur solaire sont disponibles dans le Tableau II-1 et la Figure II-2.

Tableau II-1 : Dimensions du chauffe-eau solaire

Volume du réservoir V	241 L
Epaisseur de polyuréthane e	60 mm
Surface extérieure du réservoir S_{ext}	3,9 m ²
Surface intérieure du réservoir S_{int}	2,9 m ²
Longueur des tubes L	1,80 m
Diamètre intérieur des tubes d	4,7 mm

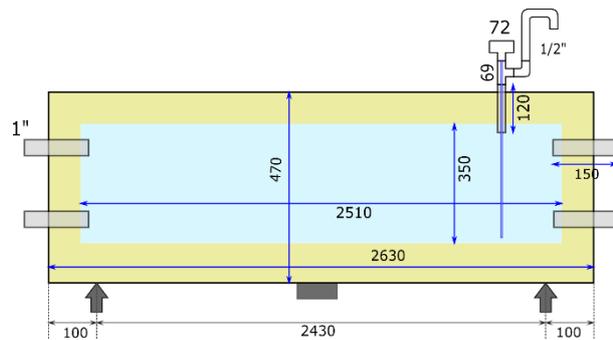


Figure II-2 : Section du réservoir cylindrique

L'utilisation d'un capteur solaire individuel ne permet pas de répondre aux besoins importants d'une exploitation agricole. La suite de ce chapitre va donc porter sur les performances d'un arrangement série/parallèle de plusieurs capteurs en commençant par l'étude d'un capteur unitaire puis du site de pré-audit.

II.2 Etude des performances du capteur individuel

Un chauffe-eau solaire a été instrumenté au sein du laboratoire. Les tubes sous vides sont similaires aux capteurs solaires à disposition des installations solaires étudiées dans le cadre du projet. La différence notable est le nombre de tubes et donc la longueur et le volume du réservoir (1,18 m³).

Un aérotherme a été couplé au capteur solaire pour simuler une décharge d'énergie. La mise en marche d'une pompe et du ventilateur peut être effectuée à l'aide d'une centrale d'acquisition. Cette activation peut être déclenchée par une température ou par un temps de fonctionnement fixé. La pompe peut être en marche sans l'aérotherme. Son débit est réglé pour correspondre à la valeur usuelle des installations solaires. La latitude est de $47,7^\circ$ et la longitude de $-3,4^\circ$.

II.2.1 Instrumentation

Le capteur solaire (Figure II-3) a été instrumenté avec sept thermocouples à différent point du circuit hydraulique. Les températures en entrée et en sortie du ballon de stockage et de l'aérotherme sont mesurées. Trois sondes de températures sont immergées à différents niveaux dans le réservoir pour observer la stratification thermique et pour calculer une température moyenne.

Un débitmètre mesure le débit v dans le circuit hydraulique. Une station météorologique mesure la température ambiante, l'irradiance globale horizontale et les propriétés du vent. Le pas de temps d'acquisition est modifiable. L'instrumentation est illustrée dans la Figure II-4.



Figure II-3: Photographie du chauffe-eau solaire

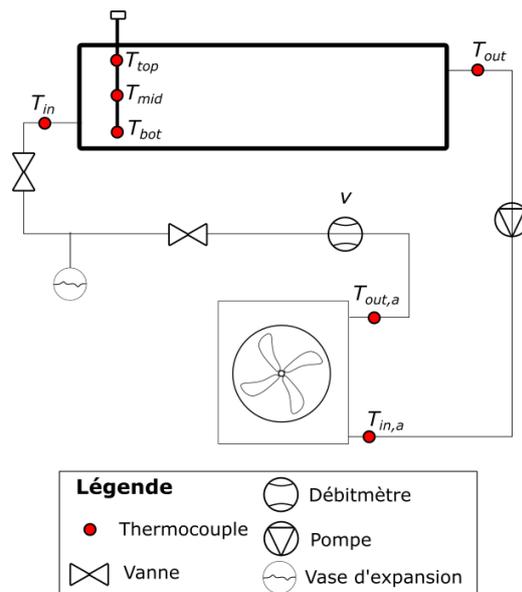


Figure II-4: Schéma d'instrumentation du banc expérimental

Les incertitudes de mesure sont présentées dans le Tableau II-2 :

Tableau II-2 : Incertitudes des instruments de mesure

Débitmètre	Thermocouples	Pyranomètre	Anémomètre
VVX 15 SIKA	type K	SR-15-A1	girouette
±2 %	±0,5 °C	±5 %	±3° et ±3°

II.2.2 Energies considérées

La spécificité du capteur solaire étudiée implique de considérer deux énergies distinctes : l'énergie liée au débit massique Q_{sup} et l'énergie stockée Q_{st} .

$$Q_{sup} = \int_{t_i}^{t_f} \rho v c_p (T_{out} - T_{in}) dt \quad (II.1)$$

$$Q_{st} = \int_{t_i}^{t_f} \rho V c_p \frac{\partial (0,38.T_{top} + 0,35.T_{mid} + 0,28.T_{bot})}{\partial t} dt \quad (II.2)$$

II.2.3 Mesures expérimentales

Plusieurs essais expérimentaux ont été effectués pour étudier et comprendre le fonctionnement du chauffe-eau solaire. Deux essais sont présentés dans cette partie pour représenter les deux situations auxquelles un chauffe-eau solaire est confronté dans le cadre de son fonctionnement en installation. Dans un premier temps, un essai sans débit est effectué et un bilan énergétique est mis en œuvre pour déterminer un rendement sur cette séquence. Dans une seconde partie, la mise en marche de la pompe est déclenchée pour étudier son influence sur la production énergétique. Enfin, un essai nocturne est réalisé pour évaluer les déperditions thermiques.

II.2.3.1 Essai sans soutirage

La séquence de mesure présentée se déroule le 14/06/2022 de 10h40 à 17h03. Le pas de temps d'acquisition est d'une minute. Il a été choisi de ne pas déclencher la mise en marche de la pompe afin de pouvoir observer l'évolution de la température moyenne au sein du réservoir en condition statique.

Les mesures sont présentées dans la Figure II-5. Au début de la séquence, les conditions d'ensoleillement sont celles d'un ciel clair. Lorsque le soleil atteint son zénith, une couverture nuageuse altère le rayonnement solaire ce qui induit un enchainement d'augmentation et de diminution de l'irradiance globale horizontale. La température ambiante est élevée et est comprise entre 20 et 30°C. La température moyenne de l'eau contenue dans le ballon de stockage suit une augmentation linéaire du début à la fin. Elle est de 20.8°C à 10h40 et elle finit à 52.1°C à 17h03. L'évolution de la température est de 4.9°C/heure.

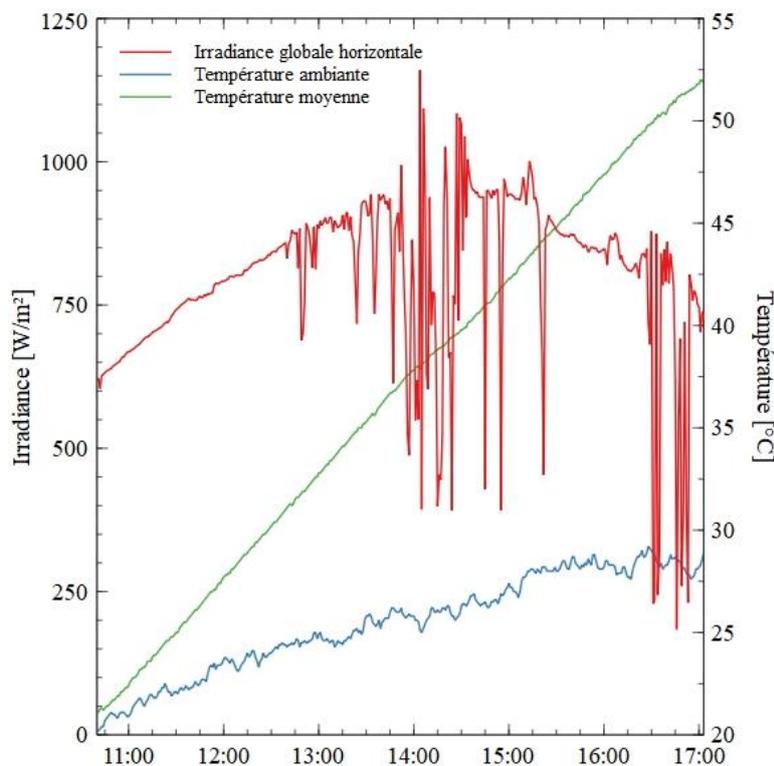


Figure II-5 : Conditions météorologiques et évolution de la température moyenne durant l'essai (14/06/2022)

Les calculs d'énergie donnent les résultats présentés dans le Tableau II-3 :

Tableau II-3 : Energies produites et reçues (14/06/2022)

Energie	
Q_{st}	15,7 MJ
H_{GH}	39,0 MJ

Le rapport énergie stockée sur l'énergie reçue durant cette journée est de 40%.

II.2.3.2 Essai nocturne

Un essai en condition nocturne a été réalisé pour estimer les déperditions thermiques du ballon de stockage. Durant la nuit du 16 au 17 Septembre 2021, le banc expérimental a été placé à l’abri du vent et exposé à la température ambiante. Avant l’essai, l’eau au sein du réservoir a été chauffé à 57°C à l’aide du rayonnement solaire. Les températures mesurées sont présentées dans la Figure II-6 :

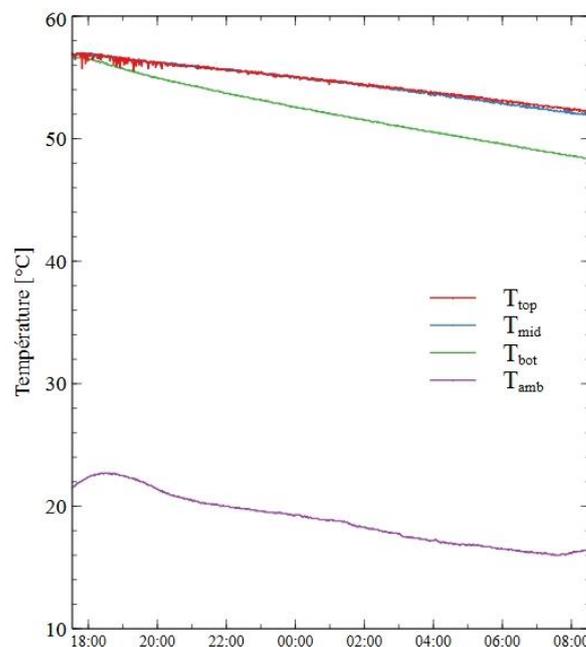


Figure II-6 : Températures mesurées durant l’essai nocturne

On observe rapidement une stratification thermique se mettre en place. La thermocline se situe entre les sondes de températures bas et du milieu. Les pentes des températures haut et milieu sont de respectivement -0,31°C/heure et -0,34°C/heure tandis que la température mesurée en partie basse décroît de -0,55°C par heure.

Les mesures permettent de calculer le coefficient de déperdition thermique du réservoir selon la norme ISO 9459-2 [88] :

$$U_{edge} = \frac{\rho c_p V}{\Delta t} \ln \left[\frac{T_i - T_{amb,moy}}{T_f - T_{amb,moy}} \right] \quad (II.3)$$

Dans le cadre de cet essai dans un environnement protégé du vent, le coefficient de déperdition thermique a une valeur calculée de 0,9 W.m⁻².K⁻¹, soit 3,3 kJ.hr⁻¹.m⁻².K⁻¹.

II.2.3.3 Essai avec la mise en marche de la pompe

La deuxième séquence de mesure présentée a pour objectif d'étudier l'impact du débit sur les performances du chauffe-eau solaire. Elle se déroule durant la journée du 04/07/2022 entre 9h33 et 16h14. Les conditions météorologiques sont présentées dans la Figure II-7 :

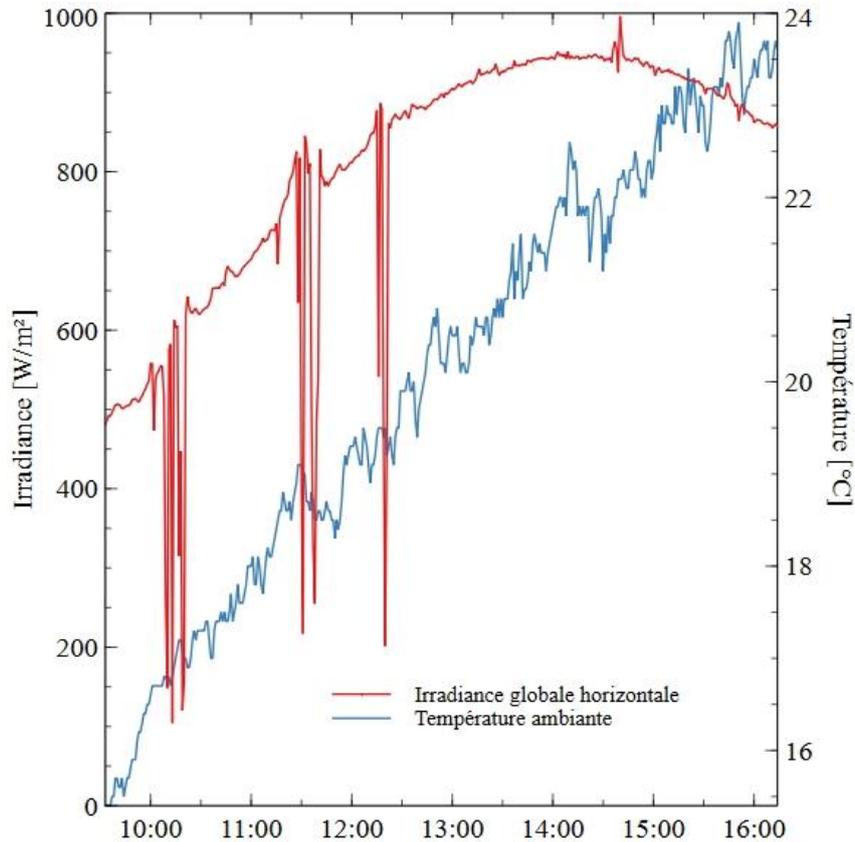


Figure II-7 : Conditions météorologiques (04/07/2022)

La température ambiante est comprise entre 15°C et 24°C et est plus faible que durant l'essai précédent. Les conditions d'ensoleillement peuvent être assimilées à des conditions de ciel clair avec trois passages nuageux observables. Au point le plus haut du soleil, l'irradiance globale horizontale est aux alentours de 950 W/m².

Le débit et la température moyenne mesurés apparaissent dans la Figure II-8. La température moyenne a une progression quasi-linéaire, jusqu'à la fin de la séquence, comme lors de l'essai précédent. La pente sur cette période est de 3.4°C/heure. Elle est plus faible que durant l'essai sans débit.

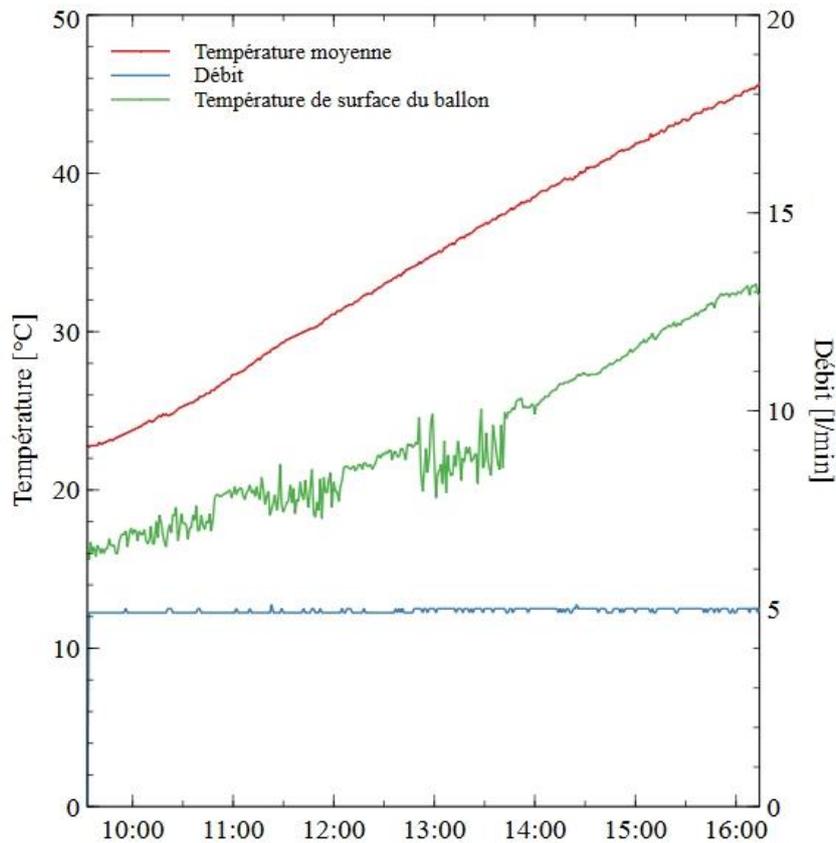


Figure II-8 : Grandeurs mesurées (4/07/2022)

Les calculs d'énergie donnent les résultats présentés dans le Tableau II-3 :

Tableau II-4 : Energies produites et reçues (14/06/2022)

Energie	
Q_{st}	11,5 MJ
Q_{sup}	17,4 MJ
H_{GH}	36,4 MJ

Durant cette journée, le rapport de la somme des énergies stockées et fournies sur l'irradiation globale horizontale est de 79%. C'est un résultat supérieur à l'essai en condition statique. La quantité de chaleur stockée dans le réservoir est probablement sous-estimée à cause de l'incapacité à pouvoir instrumenter l'ensemble du ballon.

Les résultats obtenus durant cet essai sont du même ordre de grandeur que certains travaux dans la littérature. L'énergie fournie par tube est égale à 0.66 kWh/tube et Kabeel et al. montrent des résultats équivalent pour un chauffe-eau solaire équivalent [87].

Pour un climat européen, Morrison et al. [41] annoncent une énergie fournie comprise entre 9MJ/jour et 27MJ/jour (Figure II-9).

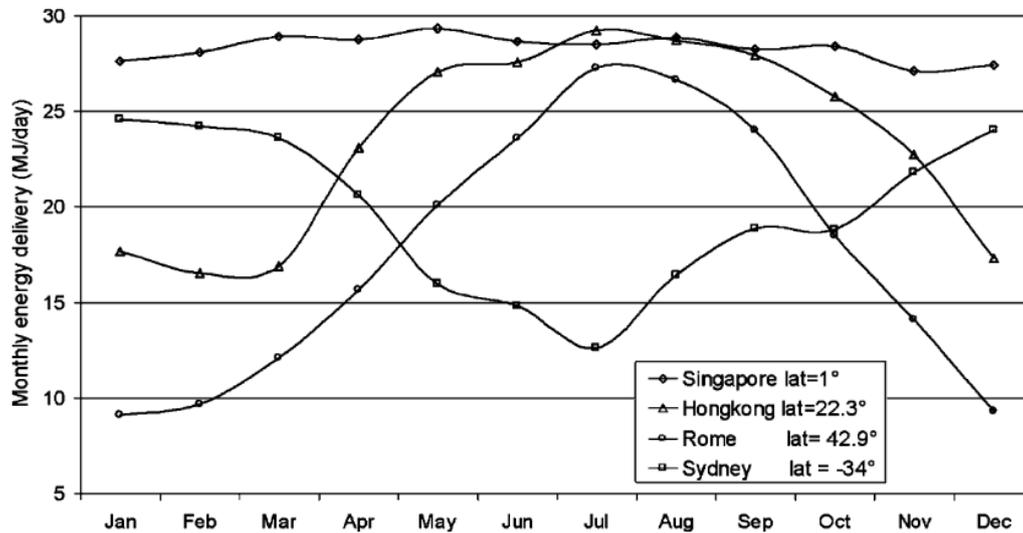


Figure II-9 : Energie journalière fournie par un chauffe-eau solaire selon 4 climats différents [41]

II.3 Suivi in situ du site de pré-audit

Cette section introduit le site de pré-audit et son fonctionnement. Une instrumentation conséquente a permis d'établir une méthodologie afin d'étudier ses performances durant des séquences de plusieurs jours. Ces périodes sont représentatives des conditions météorologiques rencontrées sur ce site durant les 4 saisons.

II.3.1 Présentation de l'installation

Le site étudié est dédié à la production d'eau chaude pour une exploitation de veaux dans le nord de la Bretagne (Latitude 48,6° Nord, Longitude 2,5° Ouest). Elle est en fonctionnement depuis Juin 2019. Au total, 24 capteurs solaires répartis en deux lignes parallèles la composent. Au sein d'une ligne, les 6 premiers capteurs sont connectés en série tandis que les 6 derniers sont reliés en parallèle à l'aide d'un collecteur. Les réservoirs associés des capteurs en série sont constamment pleins tandis que ceux en parallèle sont partiellement vidés durant un soutirage. Lorsque ces derniers atteignent un niveau limite, l'ouverture d'une vanne déclenche le remplissage en eau du réseau. L'alimentation en eau froide se fait très lentement (de 7 à 8

heures environ) afin de favoriser la stratification au sein des réservoirs. A l'inverse, un soutirage est très rapide (environ 45 minutes). La Figure II-10 présente la circulation hydraulique entre les capteurs solaires en série et en parallèle.

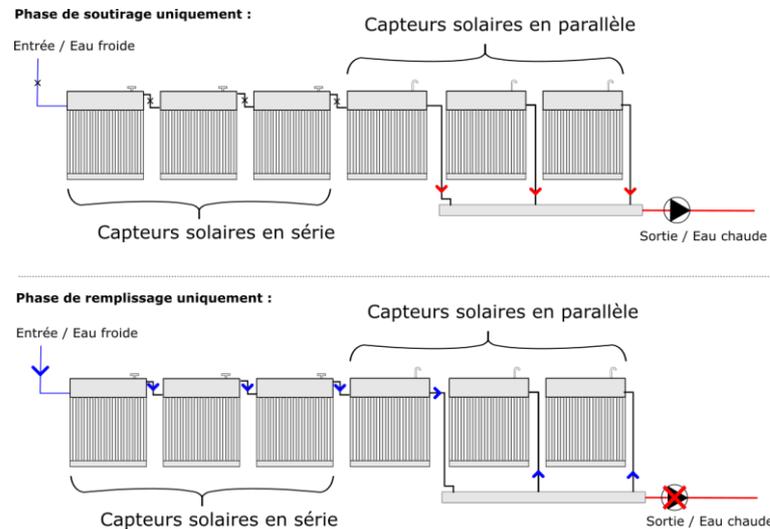


Figure II-10 : Circulation hydraulique entre les capteurs séries et parallèles

Au sein du secteur de l'agriculture, les bâtiments veau de boucherie ont des besoins énergétique importants [89]. La production d'eau chaude représente 71% de la consommation d'énergie. En France, le propane est la solution retenue pour chauffer l'eau dans 80% des fermes.

Pendant 5 à 6 mois, les veaux sont nourris avec du lait reconstitué Il est préparé en mélangeant du lait en poudre avec de l'eau chaude entre 65 et 70°C afin d'avoir une bonne émulsion des graisses. La température requise avant mélange varie selon les exploitations. Dans le cadre du site de pré-audit (Figure II-11), elle est de 80°C.



Figure II-11 : Photographie du site de pré-audit

II.3.2 Méthodologie

Afin d'étudier ses performances, l'installation solaire a été équipée de nombreux instruments de mesure pour mesurer les températures et les débits des capteurs solaires ainsi que les conditions environnementales les impactant. Ils ont permis de calculer les énergies converties à partir des éclairagements solaires par les chauffe-eaux solaires. Les spécificités des capteurs et de leurs arrangements sont pris en compte dans la méthode de calcul établie.

II.3.2.1 Instrumentation

En Juillet 2020, une instrumentation a été mise en place sur le site de pré-audit. L'installation étant déjà en fonctionnement depuis plus d'un an, le choix et l'emplacement des instruments de mesure ont été restreints. Dans un premier temps, trois débitmètres non intrusifs ont été implémentés. Un premier mesure le débit en entrée (v_{in}) des deux lignes tandis qu'un deuxième mesure le débit en sortie de la ligne instrumentée (v_{out}). Enfin, un troisième débitmètre est placé entre un réservoir en parallèle et le collecteur afin d'étudier le débit au sein de l'arrangement spécifique de l'installation.

Les conditions extérieures sont mesurées à l'aide d'une station météorologique « Thies ». La vitesse et la direction du vent sont mesurées ainsi que la pression atmosphérique, l'humidité relative et la température ambiante

Un pyranomètre mesure l'irradiance globale reçue sur le plan horizontal ($G_{G,H}$) ainsi que la composante diffuse ($G_{D,H}$). Deux irradiance-mètres mesurent le rayonnement hémisphérique reçu dans les faces avant et arrière des capteurs solaires. Enfin, le rayonnement grandes longueurs d'onde est mesuré avec un pyrgéomètre. Il permet également de calculer la température effective du ciel.

Vingt thermocouples sont disposés à plusieurs emplacements le long de la ligne. Deux thermocouples mesurent les températures en entrée et en sortie de la ligne. Plusieurs sondes de températures sont positionnées en partie haute de réservoirs de capteurs en séries. Deux

quadruplets de thermocouples sont implantés à l'intérieur de deux chauffe-eaux solaires en série et en parallèle. Ils ont pour objectif de mesurer la température de l'eau à différentes hauteurs afin de mettre en évidence la stratification thermique et de calculer les températures moyennes dans les réservoirs. Un schéma récapitulatif de l'instrumentation est présenté dans la Figure II-12.

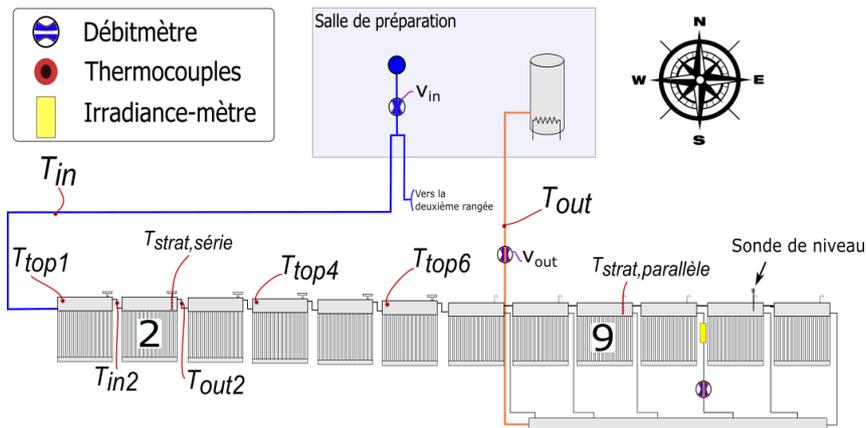


Figure II-12 : Instrumentation du site de pré-audit

II.3.2.2 Calculs d'énergie

L'instrumentation conséquente mise en place a permis de mesurer l'énergie fournie par une rangée de douze chauffe-eaux solaires. Q_{sup} est calculée entre le temps initial t_i et le temps final t_f à l'aide de l'équation (II.4) :

$$Q_{sup} = \int_{t_i}^{t_f} \rho v_{out} c_p (T_{out} - T_{in}) dt \quad (II.4)$$

Pour évaluer l'apport de l'installation solaire, il est important de prendre en compte les variations dans les volumes journaliers consommés dues à la croissance des veaux. L'énergie requise correspond à l'énergie fournie avec l'hypothèse où la température en sortie du collecteur est égale à la température requise par l'utilisateur. L'équation (II.5) correspond au calcul de l'énergie requise sur la période étudiée :

$$Q_{req} = \int_{t_i}^{t_f} \rho v_{out} c_p (T_{req} - T_{in}) dt \quad (II.5)$$

A partir des équations (II.4) et (II.5), il est possible de calculer un taux de couverture solaire f (II.6) correspondant à la contribution de l'installation solaire aux besoins énergétiques journaliers.

$$f = \frac{Q_{sup}}{Q_{req}} \quad (II.6)$$

Tous les résultats présentés suivent l'hypothèse prise durant l'instrumentation : les deux rangées de capteurs solaires en parallèle ont un fonctionnement similaire. Le taux de couverture solaire de la ligne instrumentée est transposable à l'installation complète.

A l'échelle d'un capteur, il est possible de calculer l'énergie stockée au sein d'un chauffe-eau solaire avec l'équation (II.7) :

$$Q_{st} = \int_{t_i}^{t_f} \rho V c_p \frac{dT_{moy}}{dt} dt \quad (II.7)$$

II.3.2.3 Incertitudes de mesure

Les données sont collectées avec une centrale d'acquisition et un pas de temps d'une minute. Chaque appareil de mesure a son incertitude présentée dans le Tableau II-5

Tableau II-5 : Incertitudes des instruments de mesure

Débitmètre KAIFENG	Thermocouple type K	Pyranomètre HUKSEFLUX	Pyrgéomètre HUKSEFLUX	Irradiancemètre INGENIEURBÜRO
±1 %	±0,5 °C	±5 %	±15 %	±2,5 %

Ces informations permettent de calculer les incertitude-types composées relatives aux deux énergies étudiées sur le site de pré-audit conformément à la norme ISO/IEC 98-3 de 2008 [90]:

$$\frac{\Delta Q_{sup}}{Q_{sup}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta v_{out}}{v_{out}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta T_{out}}{T_{out}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta T_{in}}{T_{in}}\right)^2} = 1,7\% \quad (II.8)$$

$$\frac{\Delta Q_{st}}{Q_{st}} = \sqrt{2 \left(\frac{\Delta T_{moy}}{T_{moy}}\right)^2} = 0,7\% \quad (II.9)$$

II.3.3 Résultats

Dans un premier temps, des séquences de mesures de plusieurs jours représentatives des conditions météorologiques rencontrées sur le site de pré-audit sont étudiées. Des bilans énergétiques sont ensuite dressés à partir des énergies reçues et fournies par les chauffe-eaux solaires. Enfin, un intérêt plus particulier est porté sur le stockage d'énergie qui est un point clé de la technologie étudiée.

II.3.3.1 Analyse de quatre séquences de mesure

Dans les paragraphes suivants, quatre périodes, avec des conditions météorologiques représentatives de la région nord-ouest de l'Europe durant les quatre saisons, sont étudiées. Chaque période a lieu à un moment différent dans le cycle d'élevage des veaux ce qui implique des volumes consommés différents.

a. Hiver

La Figure II-13 présente les conditions météorologiques mesurées pour la période hivernale. Les journées sont principalement nuageuses avec une température ambiante légèrement supérieure à 0°C.

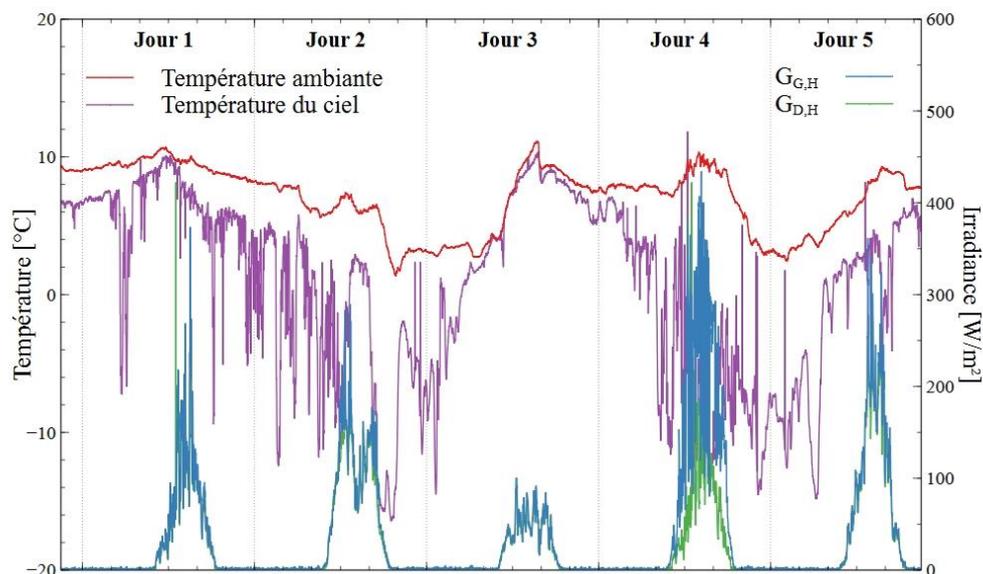


Figure II-13 : Conditions météorologiques (Hiver)

La montée en température progressive dans la rangée de capteurs solaires est observable sur la Figure II-14. T_{top2} et T_{top9} sont les températures mesurées en partie haute des réservoirs en série et en parallèle instrumentés avec le quatuor de thermocouples immergés.

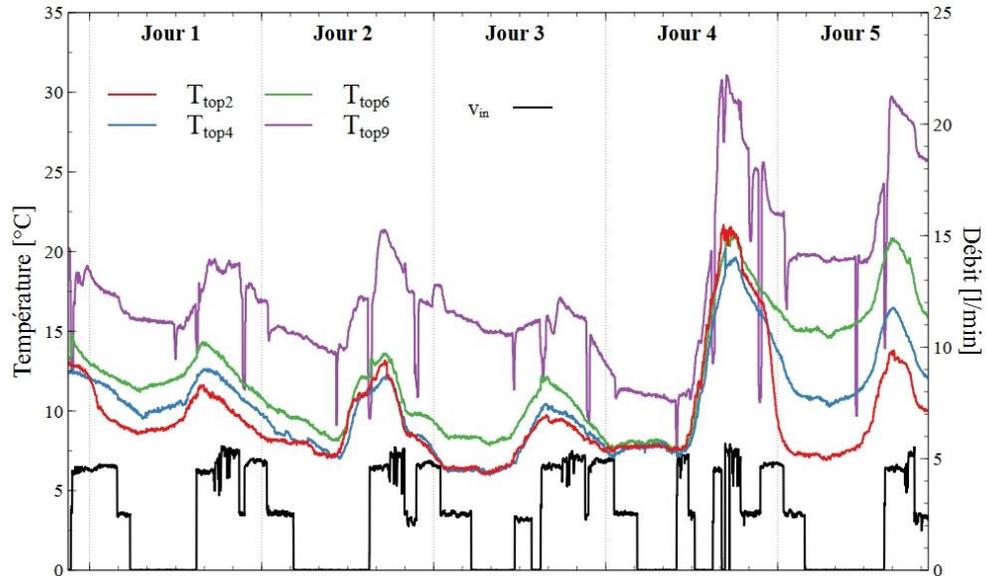


Figure II-14 : Températures en partie haute des réservoirs (Hiver)

La Figure II-15 présente les températures en entrée et en sortie de la ligne instrumentée pendant un soutirage. La température moyenne de l'eau froide du réseau est de 6°C tandis que la température soutirée varie entre 11 et 28°C. C'est une gamme de température inférieure à la température requise par l'utilisateur mais cela reste une contribution pour réduire la consommation d'énergie fossile.

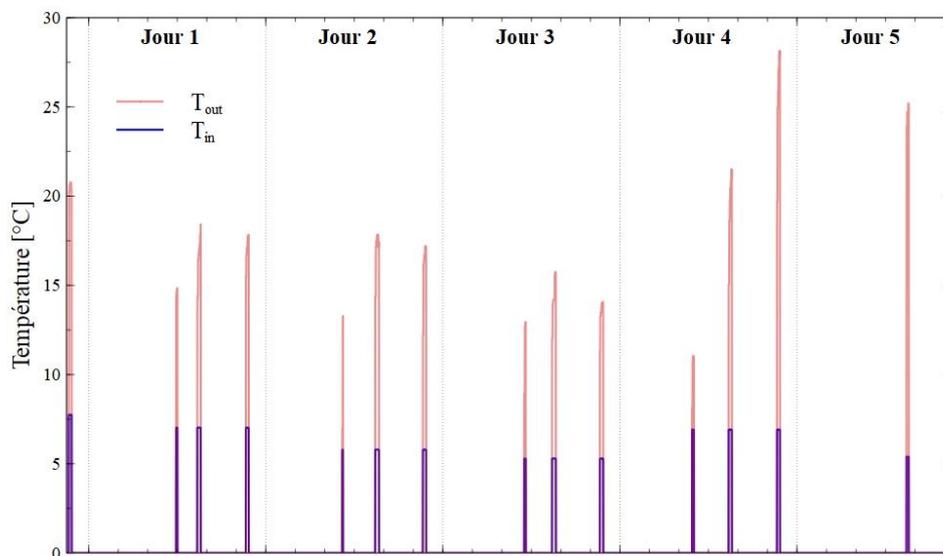


Figure II-15 : Températures en entrée et en sortie de la rangée (Hiver)

b. Printemps

Durant cette séquence, la température ambiante est en moyenne égale à 12°C et le ciel est très souvent nuageux (Figure II-16). Le rayonnement diffus par la couverture nuageuse s’ajoute au rayonnement direct. Par conséquent, le rayonnement global est parfois supérieur à la valeur attendue si les mesures étaient faites en condition de ciel clair.

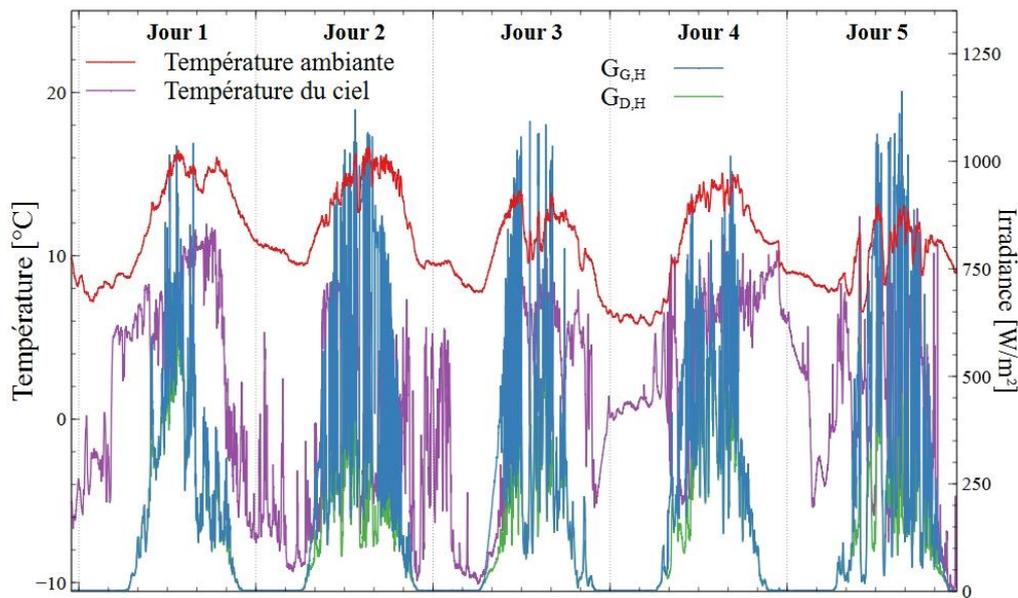


Figure II-16 : Conditions météorologiques (Printemps)

La période de printemps correspond à la date à laquelle les veaux élevés dans l’exploitation du site de pré-audit arrivent à maturité. Leurs besoins nutritionnels sont plus importants et les volumes soutirés doivent donc être plus conséquents.

L’ensoleillement assez important met encore plus en évidence l’augmentation de la température entre les capteurs en série (Figure II-17). Le chauffe-eau solaire en parallèle n°9 atteint des pics de températures aux alentours de 80°C . Après chaque soutirage, le remplissage de la rangée en eau froide entraîne l’eau préchauffé par les capteurs en série dans les réservoirs en parallèle. Cette configuration permet d’avoir, pendant toute la séquence printanière, une température supérieure à 40°C dans le réservoir n°9.

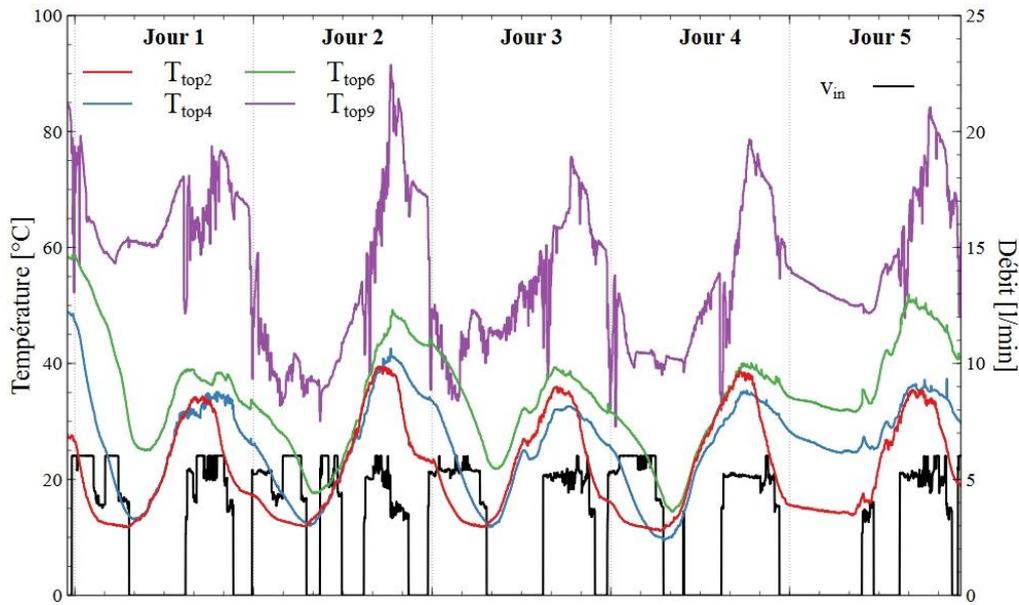


Figure II-17 : Températures en partie haute des réservoirs (Printemps)

Les températures de l'eau froide et de l'eau soutirée sont présentées dans la Figure II-18. On observe que la température en sortie est en moyenne de 60°C tandis que l'eau du réseau est proche de 11°C. L'installation solaire apporte une contribution significative aux besoins journaliers malgré les passages nuageux.

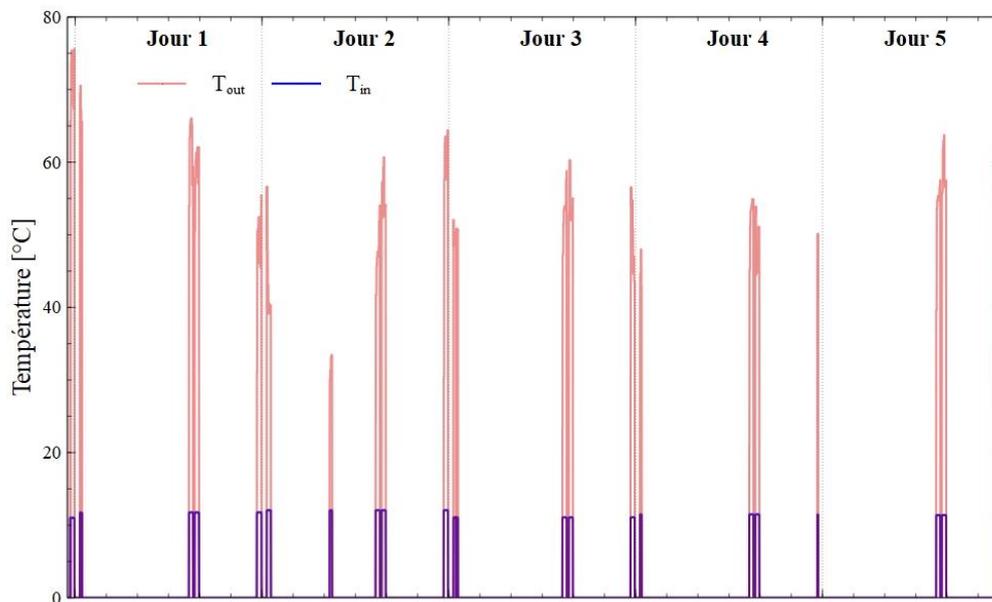


Figure II-18 : Températures en entrée et en sortie de la rangée (Printemps)

c. Été

Un vide sanitaire a été mis en place durant l'été. Cette période intervient entre deux cycles d'élevage et dure entre quatre et six semaines. Par conséquent, le choix de la période à étudier a été fait sur un échantillon restreint. La séquence de mesure contient trois premières journées très ensoleillées avec des passages nuageux puis deux journées avec un éclairage très faible pour la saison (Figure II-19).

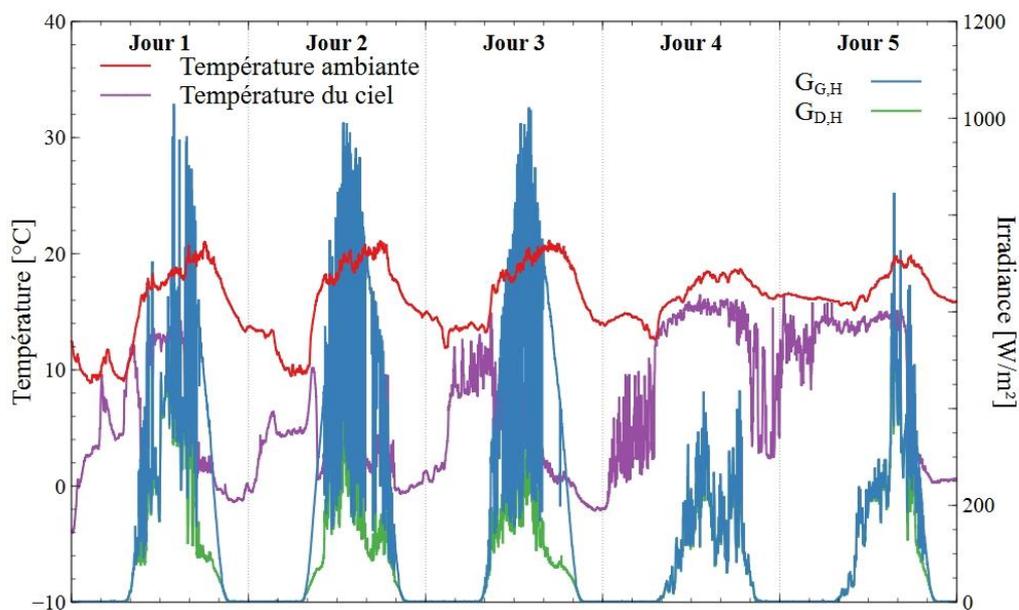


Figure II-19 : Conditions météorologiques (Été)

La « stratification thermique » au sein de la rangée des capteurs solaires est particulièrement visible et plus particulièrement pendant les nuits. Les courbes des températures mesurées sont tracées sur la Figure II-20. Durant les trois premiers jours et à l'exception du capteur n°2, l'énergie interne contenue dans les réservoirs augmente pour ensuite diminuer pendant les deux jours faiblement ensoleillés.

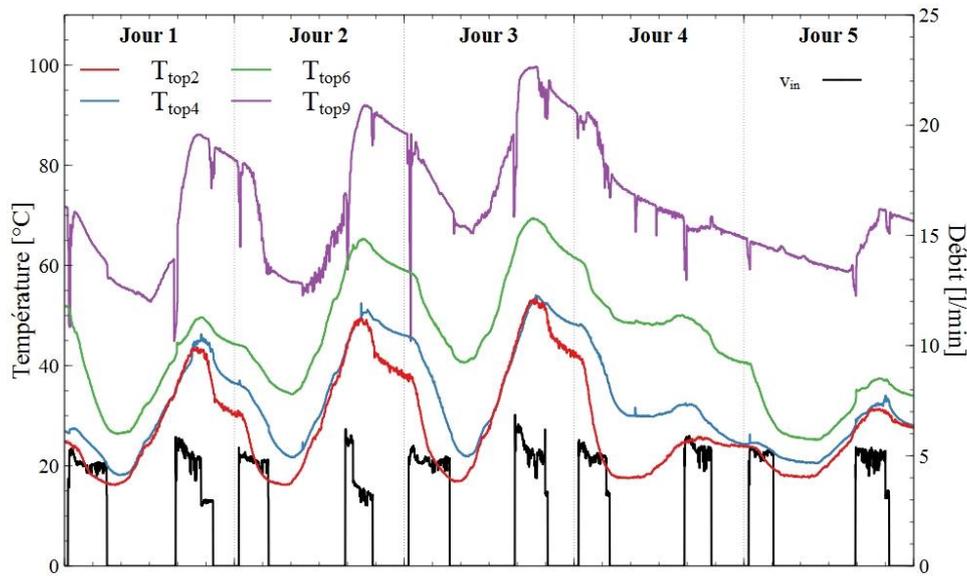


Figure II-20 : Températures en partie haute des réservoirs (Été)

Etant donné que l'apport en eau froide est modéré du fait d'un besoin en nourriture moins important en début du cycle, tous les chauffe-eaux solaires en série ne sont pas impactés par le remplissage en eau froide. Ils permettent donc de constituer un stockage d'énergie non négligeable et particulièrement intéressante les deux derniers jours.

Les températures soutirées des réservoirs en parallèles atteignent des températures très élevées (Figure II-21). Une température de presque 100°C est mesurée au niveau du collecteur à la fin de la troisième journée. Malgré des mauvaises conditions météorologiques les deux jours suivants, l'eau soutiré est d'environ 50°C.

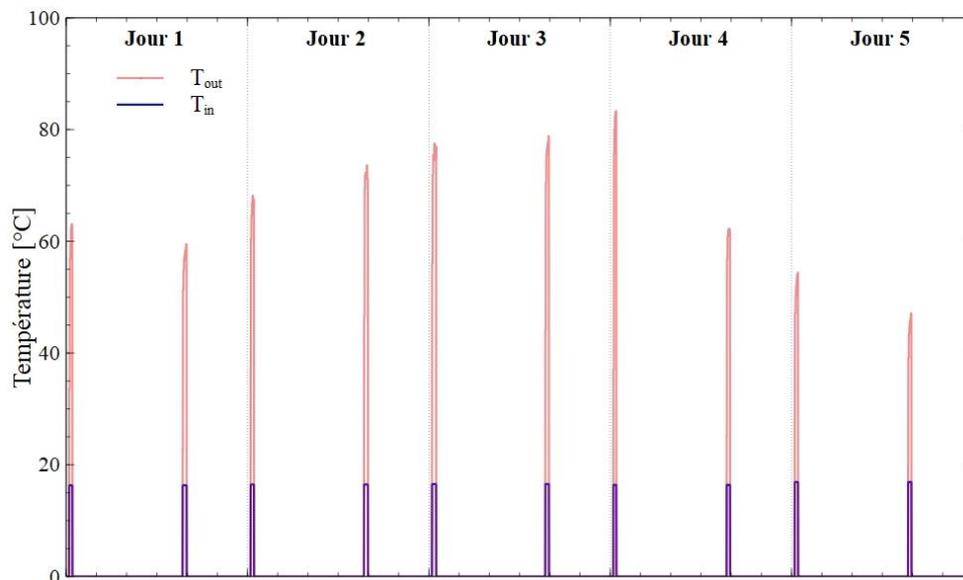


Figure II-21 : Températures en entrée et sortie de la rangée (Été)

d. Automne

Les tracés de l'éclairement énergétique et de la température du ciel (Figure II-22) montrent que la période d'automne peut être qualifiée de nuageuse. La température de l'air est comprise entre 10 et 17°C tandis que la température du ciel chute à -8°C durant les rares périodes de ciel clair.

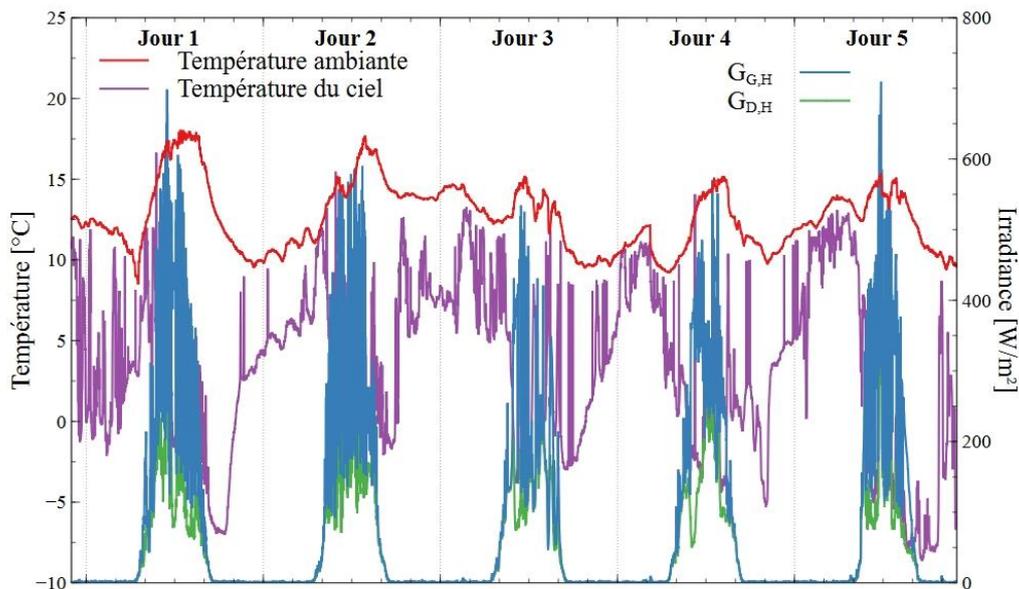


Figure II-22 : Conditions météorologiques (Automne)

La fréquence et la durée des périodes de remplissage, observables sur la Figure II-23, montrent que la période se déroule vers la deuxième moitié du cycle d'élevage. Les consommations y sont plus importantes. Initialement, les températures dans les réservoirs sont assez élevées comme on peut le voir après le premier remplissage au lever du jour où T_{top} est environ à 35°C. Le faible ensoleillement entraîne une homogénéisation des températures des capteurs en série. Les chauffe-eaux solaires ne reçoivent pas assez d'énergie pour constituer une réserve d'énergie. La tendance s'inverse durant les deux derniers jours avec une augmentation progressive des températures pour atteindre près de 60°C à la fin de la période automnale.

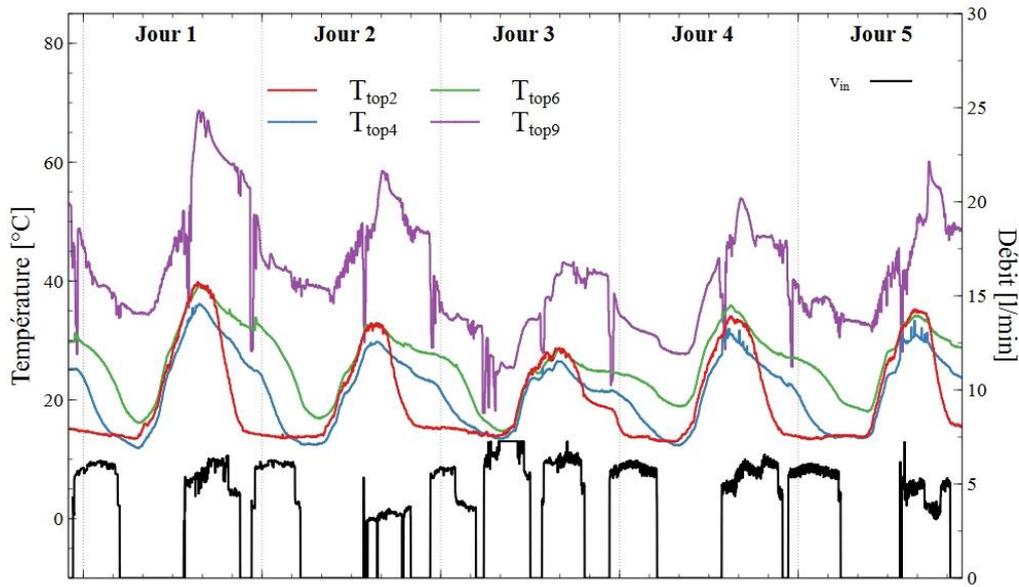


Figure II-23: Températures en partie haute des réservoirs (Automne)

La température mesurée au niveau du collecteur est supérieure à 40°C sur l'ensemble de la période à l'exception de la troisième journée où les consommations sont anormalement importantes (Figure II-24).

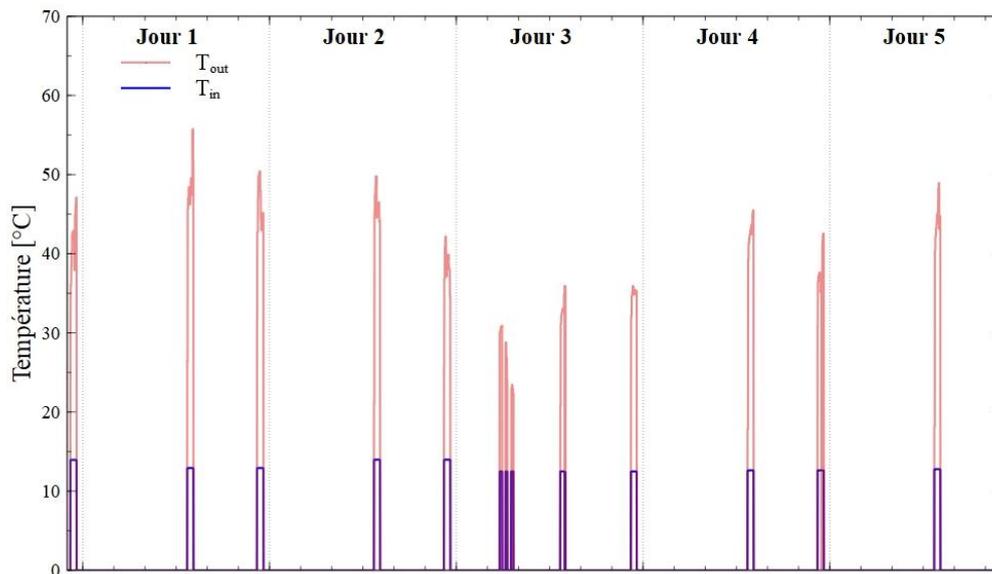


Figure II-24 : Températures en entrée et en sortie de la rangée (Automne)

II.3.3.2 Bilans énergétiques

Pour chaque période, les irradiances globale et diffuse dans le plan horizontal ont pu être mesurées. Elles vont permettre de confirmer les observations faites sur les conditions météorologiques et de les comparer avec les productions énergétiques de l'installation. De plus, l'irradiation globale dans le plan incliné des capteurs apporte une information supplémentaire compte tenu de l'évolution de la position du soleil au cours de l'année qui entraîne une variation du rapport $H_{G,T}/H_{G,H}$. Les valeurs des énergies sont présentées dans la Figure II-25.

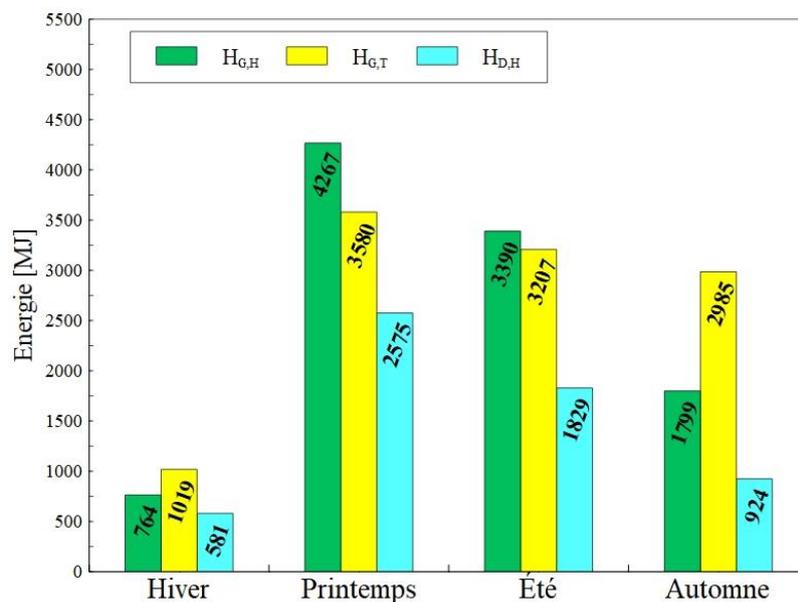


Figure II-25 : Irradiances mesurées durant les quatre période

L'inclinaison à 45° des capteurs solaires permet une augmentation du rayonnement incident reçu en hiver et en automne. En hiver, la différence n'est pas clairement observable à cause des nombreux passages nuageux. Cette explication est validée par le rapport important $H_{D,H}/H_{G,H}$. En condition de ciel clair, ce ratio devrait être aux alentours de 20% vers la fin du printemps et 30% à la fin de l'année. La séquence la plus conforme sur ce point est celle d'automne où le rapport $H_{D,H}/H_{G,H}$ est à environ 50%.

Le graphique (Figure II-26) compare les énergies fournies et requises pour chaque séquence de mesure.

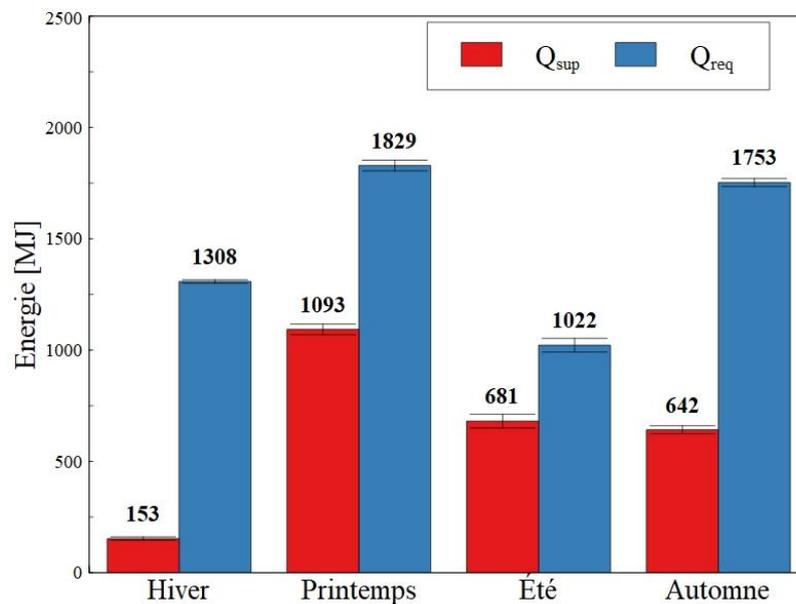


Figure II-26 : Énergies fournies et requises durant les quatre périodes

En printemps et en automne, les veaux sont à la fin de leur cycle d'élevage respectif et la température de l'eau du réseau est la même. Par conséquent, les énergies requises sont identiques. Pour les périodes estivales et hivernales, les veaux sont jeunes et les quantités de nourritures sont donc plus faibles. La différence entre les énergies nécessaires durant ces deux périodes peut s'expliquer par l'écart de 10°C entre les températures en entrée.

L'énergie fournie par l'installation solaire dépend beaucoup des conditions météorologiques et plus particulièrement de l'éclairement solaire et de la température ambiante. Des conditions défavorables combinées avec un besoin modéré en eau chaude conduisent à une faible énergie délivrée. Au contraire, si les conditions sont favorables et la consommation importante, l'énergie fournie est conséquente. C'est le cas de la période printanière durant laquelle l'énergie fournie est la plus élevée avec 1093 MJ soit 18,2 MJ/jour/capteur.

Les énergies fournies par l'installation en été et en automne sont presque égales pour des raisons différentes. En automne, le volume d'eau soutiré est important et la différence de température entrée-sortie est d'environ 30°C tandis qu'en été, le volume est plus faible mais la

température en sortie du collecteur est beaucoup plus élevée que la température en entrée. L'utilisation du taux de couverture solaire est alors pertinente. En été, il vaut 67% alors qu'il diminue à 37% en automne. En printemps, il est égal à 60% tandis que son minimum est atteint en hiver avec 12%.

Les calculs d'énergie précédents ne prennent pas en compte l'énergie stockée au sein des réservoirs. L'instrumentation ne le permet pas. Cette énergie est pourtant loin d'être négligeable comme présenté dans le paragraphe II.3.3.3 Néanmoins, la variation d'énergie interne au sein des réservoirs peut être négligée dans le cas de la période automnale. En effet, les températures initiales et finales des réservoirs sont très proches. Il est donc possible d'exprimer un rendement de l'installation complète en fonction de l'irradiation globale horizontale et dans le plan incliné des capteurs :

$$\eta_{O,H} = \frac{Q_{sup}}{H_{G,H}} \text{ et } \eta_{O,T} = \frac{Q_{sup}}{H_{G,T}} \quad (\text{II.10})$$

Sous cette hypothèse, les rendements de la rangée de chauffe-eaux solaires valent respectivement 35% et 22% en automne.

II.3.3.3 Energie stockée

La variation d'énergie interne au sein des réservoirs des capteurs solaires en série (n°2) et en parallèle (n°9) a été étudiée durant deux jours consécutifs de la période estivale présentée précédemment. Afin de mettre en place des calculs fiables, les intervalles de temps ont été choisis pour correspondre à des moments où les réservoirs sont très probablement pleins. Par conséquent, un intervalle débute à la fin d'une phase de remplissage et se termine juste avant un soutirage.

La Figure II-27 présente les sept périodes considérées et les conditions météorologiques durant les deux jours (29 et 30 Aout) tandis que la Figure II-28 représente les tracés des températures moyennes $T_{moy,2}$ et $T_{moy,9}$ et les débits de remplissage.

Les trois intervalles B, D et F correspondent aux périodes sans remplissage. B et F se déroulent durant la journée au contraire de l'intervalle nocturne D. Par conséquent, une estimation des déperditions thermiques est possible.

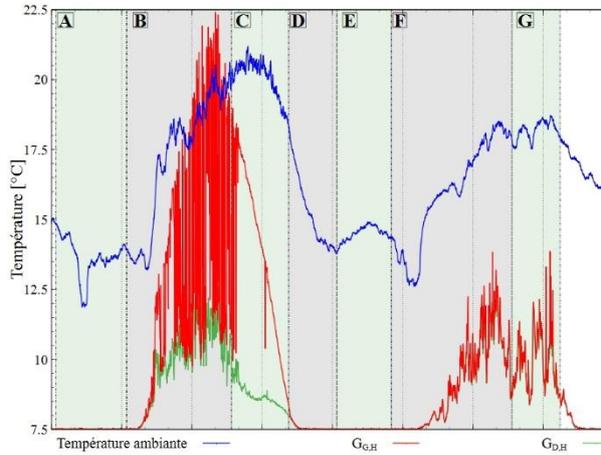


Figure II-27: Conditions météorologiques

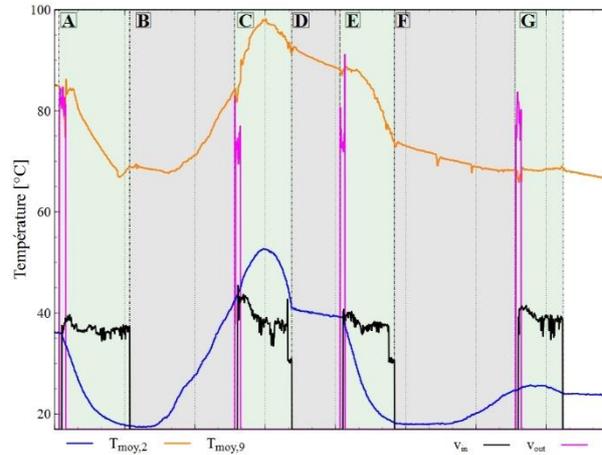


Figure II-28: Températures moyennes et débits

Les conditions météorologiques sont très différentes pendant ces deux jours consécutifs. L'irradiation globale est supérieure pendant le premier jour, ce qui explique une énergie stockée plus conséquente durant l'intervalle B que durant l'intervalle F (Tableau II-6). Les déperditions thermiques durant la période D sont respectivement égales à -1,7 MJ et -3,3 MJ pour le capteur en série et en parallèle. Même s'ils ont été exposés aux mêmes conditions, les pertes thermiques ont été plus élevées pour le capteur en parallèle car sa température moyenne était plus grande.

Pendant le deuxième jour, l'énergie fournie est restée élevée grâce à l'énergie stockée la veille. Malgré un soutirage suivi d'un remplissage avec l'eau froide du réseau, la variation d'énergie interne du réservoir en parallèle est positive (intervalle C). Cela peut s'expliquer par la contribution importante des chauffe-eaux solaires en série et l'irradiance encore disponible à ce moment de la journée. Comme observé le deuxième jour, l'éclairement énergétique solaire est principalement du diffus. Cependant, le Tableau II-6 montre que les tubes sous vide ont été capable de convertir partiellement cette énergie.

Tableau II-6 : Energies stockées et fournies durant les différentes périodes

	29/08/2021				30/08/2021		
	A	B	C	D	E	F	G
Energie stockée dans le capteur en série [MJ]	-18,4	25,0	-1,7	-1,7	-21,0	6,3	-0,4
Energie stockée dans le capteur en parallèle [MJ]	-16,1	15,6	7,1	-3,3	-15,4	-4,6	0,6
Energie fournie par le capteur 2 [MJ]	40,3 ± 4,0				25,5 ± 3,1		
Irradiation globale reçue dans le plan du capteur [MJ]	75,1 ± 7,5				22,7 ± 2,3		
Efficacité du capteur 2	58 % ± 8%				46 % ± 7%		

L'irradiation globale horizontale importante du premier jour (18,9 MJ/m²) a permis à l'installation de fournir une part importante de l'énergie requise (86%). Même avec un éclairage plus faible le deuxième jour (3,4 MJ/m²), les douze capteurs solaires ont permis de fournir 74% de l'énergie nécessaire au processus de nourrissage des veaux grâce aux énergies conservées au sein des ballons de stockage. Les efficacités journalières déterminées *in-situ* diminuent entre le premier et le deuxième jour.

II.4 Conclusion

Un chauffe-eau solaire individuel a été instrumenté au laboratoire pour effectuer des essais en statique et en dynamique dans des conditions plus contrôlées qu'en opération. Cela a permis de mettre en valeur les énergies à considérer compte tenu de la spécificité du capteur solaire. Le ballon de stockage associé aux tubes sous vide nécessite la prise en compte à la fois de l'énergie fournie liée au débit massique mais également l'énergie accumulée et stockée dans le réservoir horizontal. De plus, une séquence expérimentale nocturne a permis de déterminer un coefficient de déperdition thermique.

Dans une seconde partie de ce chapitre, la démarche expérimentale mise en place sur le site de pré-audit a été présentée. Elle a permis de mettre en évidence la spécificité de l'installation solaire étudiée : l'arrangement série/parallèle. Les capteurs en série ont pour fonction principale de préchauffer l'eau du réseau tandis que ceux en parallèle ont essentiellement pour mission le stockage de l'eau chaude.

L'instrumentation mise en place a permis d'évaluer les performances d'un assemblage de capteurs durant plusieurs périodes représentatives du climat annuel nord-européen. Des bilans énergétiques ont pu être établis et l'importance du stockage d'énergie a été mis en évidence. Les enseignements tirés de ces séquences expérimentales vont contribuer au développement du modèle numérique d'un chauffe-eau solaire utilisant l'effet thermosiphon dans le chapitre suivant.

Chapitre III Etudes numériques du site de pré-audit

Ce chapitre a pour objectif d'initier une méthodologie de développement et de validation de modèles de chauffe-eaux solaires série et parallèle permettant de simuler une installation solaire complète. Les relevés expérimentaux effectués sur le site de pré-audit sont utilisés pour leur validation. La finalité de cette partie est de définir les fondements de la modélisation du site pilote installé en France.

Dans un premier temps, un modèle numérique du capteur solaire individuel en série est développé. À l'aide de travaux de la littérature, le modèle est adapté au chauffe-eau solaire de notre étude. Les résultats des simulations sont confrontés aux mesures expérimentales. Un algorithme d'optimisation est utilisé afin d'identifier les valeurs de trois coefficients pour obtenir un modèle validé et opérationnel.

Dans un second temps, des modifications sont apportées pour s'adapter à la spécificité des capteurs en parallèle. Le choix du modèle du réservoir est changé afin de prendre en compte la variation de volume dans les ballons de stockage.

L'assemblage des modèles série et parallèle est ensuite mis en place pour simuler les performances d'un arrangement complet. La production d'eau chaude journalière est alors estimée sur des périodes de plusieurs jours.

III.1 Modèle du capteur en série

Le modèle numérique du capteur en série est adapté de la littérature pour correspondre à la réalité de notre étude. Il est développé sur le logiciel de simulation thermique dynamique TRNSYS dont le principe repose sur l'assemblage de modèles de composants individuels appelés *Types*.

Les hypothèses du modèle sont dans un premier temps présenté avant de décrire les *Types* utilisés. Les principes mathématiques employés pour simuler les différents phénomènes physiques sont également introduits.

III.1.1 Hypothèses de fonctionnement

Cette section introduit le principe et les hypothèses retenues pour développer le modèle unitaire du capteur solaire. Ce modèle doit être capable de simuler la température en sortie du réservoir en fonction des conditions météorologiques. Avec la température en entrée et le débit, il est possible de calculer l'énergie fournie par le chauffe-eau solaire.

Afin de simuler les performances du capteur solaire, il est nécessaire de prendre en compte les différents phénomènes physiques mis en jeu. Le premier à prendre en compte est le rayonnement solaire. Son intensité et ses différentes composantes (direct, diffuse ou réfléchis) ont un impact direct sur la quantité d'énergie absorbée par le capteur solaire. Celle-ci est ensuite partiellement transférée sous forme de chaleur à l'eau contenue dans les tubes sous vide selon son efficacité.

Le gradient de température génère un débit thermosiphon. L'eau chaude, moins dense, se déplace en partie haute du réservoir tandis que l'eau plus froide donc plus dense descend dans les tubes pour être à nouveau exposé à l'éclairement énergétique solaire. Cette circulation naturelle est modélisée grâce à des équations exploitant des nombres adimensionnels. Enfin, les transferts thermiques de convection et de conduction interviennent également au niveau des

dépense thermiques. Les capteurs solaires étant placés en extérieurs, ils sont exposés à l'environnement ambiant.

Le modèle est une combinaison de trois *types* : un *type* « Capteur solaire thermique à tubes sous vide », un *type* « Réservoir cylindrique » et un composant calculant le débit thermosiphon entre les tubes et le réservoir. Ce modèle introduit par la Figure III-1 est basé sur les travaux de Budihardjo et Morrison [91].

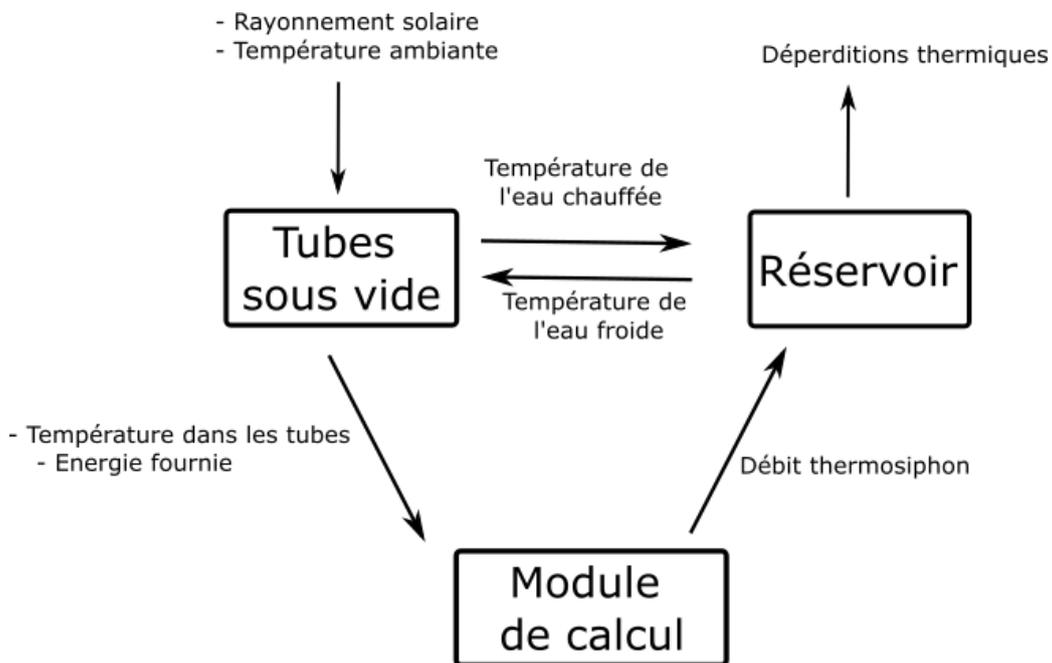


Figure III-1: Récapitulatif de l'arrangement des *types* pour concevoir le modèle numérique du capteur solaire

III.1.2 Modèle des tubes sous vide

Le *type* permettant de simuler le fonctionnement des tubes sous vide est le *type* 71 « Evacuated Tube Solar Collector » (Figure III-2). Il nécessite d'avoir en entrées les conditions ambiantes comme l'irradiance globale reçu dans le plan du capteur et la température ambiante. Le débit dû à l'effet thermosiphon est une entrée nécessaire à la modélisation du chauffe-eau solaire. Les paramètres essentiels à son fonctionnement sont renseignés en utilisant les données du capteur solaire.

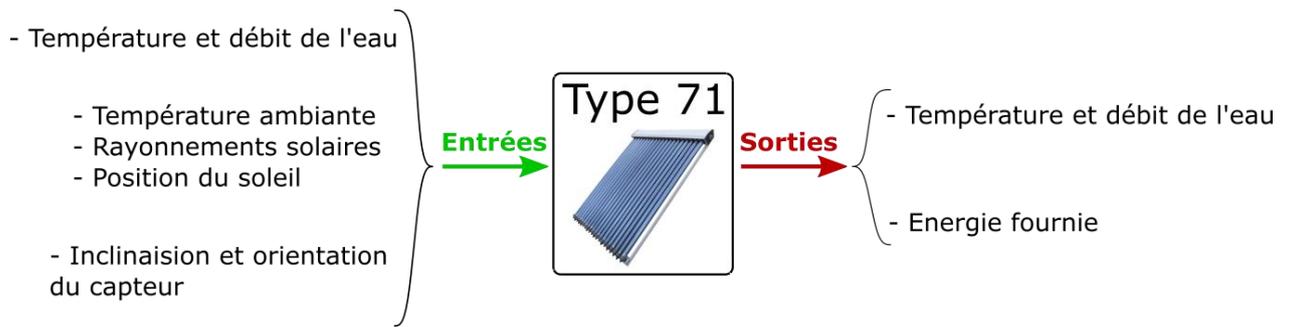


Figure III-2 : Entrées/sorties du type 71 « Capteurs à tubes sous vide »

III.1.2.1 Calcul de l'énergie fournie

En régime permanent, l'énergie fournie par un capteur solaire d'aire A est déterminée par la relation de Duffie et Beckman [92] :

$$Q_u = A[I_{abs} - U_L(T_{moy,abs} - T_{amb})] \quad (III.1)$$

Avec :

- I_{abs} le rayonnement solaire absorbé.
- U_L le coefficient de pertes thermiques du capteur.
- T_i et T_{amb} , respectivement les températures moyenne de l'absorbeur et de l'air ambiant.

Le rayonnement solaire absorbé I_{abs} est obtenu avec la relation suivante :

$$I_{abs} = I_b R_b (\tau\alpha)_b + I_d (\tau\alpha)_d \left(\frac{1 + \cos\beta}{2} \right) + \rho \cdot I \cdot (\tau\alpha)_g \left(\frac{1 - \cos\beta}{2} \right) \quad (III.2)$$

Avec :

- I l'irradiation horaire (homogène à des $J.m^2.h^{-1}$)
- R le rapport rayonnement dans le plan incliné et rayonnement reçu dans le plan horizontal
- $(\tau\alpha)_n$ le produit absorptance-transmittance. L'absorptance est la capacité d'un matériau à absorber les ondes électromagnétiques comme la lumière tandis que la transmittance caractérise la capacité du matériau à transmettre le rayonnement lumineux.

Les indices b , d et g sont respectivement les composantes direct, diffus et réfléchis par le sol du rayonnement.

En définissant un produit transmittance-absorptance moyen pour les trois composantes du rayonnement, il est possible d'exprimer I_{abs} en fonction de l'irradiance reçu dans le plan du capteur $G_{G,T}$:

$$I_{abs} = (\tau\alpha)_{moy} \cdot G_{G,T} \quad (III.3)$$

Duffie et Beckman ont introduit un facteur de récupération de la chaleur du capteur F_R associant l'énergie réelle fournie par le capteur à celle fournie si le capteur était à la température d'entrée du fluide (III.1) :

$$F_R = \frac{\dot{m}c_p(T_{out} - T_{in})}{A[I_{abs} - U_L(T_{in} - T_{amb})]} \quad (III.4)$$

Le gain d'énergie utile maximal possible (transfert de chaleur) dans un capteur solaire se produit lorsque l'ensemble du capteur est à la température du fluide d'entrée ; les pertes de chaleur vers l'environnement sont alors minimales. Le facteur de récupération de la chaleur du capteur multiplié par ce gain d'énergie utile maximal possible est égal au gain d'énergie utile réel Q_u :

$$Q_u = A \cdot F_R [I_{abs} - U_L(T_{in} - T_{amb})] \quad (III.5)$$

L'énergie fournie peut ensuite être reformulée en fonction du rayonnement incident :

$$Q_u = A \cdot F_R [(\tau\alpha)_{moy} \cdot G_{G,T} - U_L(T_{in} - T_{amb})] \quad (III.6)$$

L'efficacité instantanée d'un capteur solaire thermique est estimée avec a relation suivante :

$$\eta_i = \frac{Q_u}{A \cdot G_{G,T}} \quad (III.7)$$

En combinant (III.6) et (III.7), il est possible de reformuler l'expression de l'efficacité :

$$\eta_i = F_R(\tau\alpha) - \frac{F_R U_L(T_{in} - T_{amb})}{G_{G,T}} \quad (III.8)$$

En Europe, il est plus fréquent d'exprimer l'énergie fournie Q_u en fonction de la moyenne arithmétique des températures en entrée et en sortie du capteur. Le facteur F_R est alors remplacé par un coefficient F_{moy} . L'équation (III.8) se formule alors :

$$\eta_i = F_{moy}(\tau\alpha) - \frac{F_{moy}U_L(T_{moy} - T_{amb})}{G_{G,T}} \quad (III.9)$$

Dans le cadre d'applications à haute température, les déperditions thermiques sont évaluées à l'aide d'une expression de second ordre. L'efficacité instantanée (III.8) est alors donnée selon la relation suivante :

$$\eta_i = \eta_0 - a_1 \frac{\Delta T_m}{G_{G,T}} - a_2 \frac{\Delta T_m^2}{G_{G,T}} \quad (III.10)$$

Cette expression est celle définie dans la norme ISO 9806 [53]. Les coefficients η_0 , a_1 et a_2 doivent être renseignés sur TRNSYS.

Les chauffe-eaux solaires étudiés, comme la très grande majorité des systèmes thermosiphons similaires ne sont pas soumis aux essais normés relatifs à la norme ISO 9806. Les coefficients η_0 , a_1 et a_2 ne sont donc pas connus.

III.1.2.2 Impact de la géométrie des tubes sous vide sur l'énergie fournie

Dans la partie précédente, les calculs de l'énergie fournie et du rendement instantané d'un capteur solaire ont été présentés. La méthode s'applique aux capteurs plans comme aux capteurs à tubes sous vide. Cependant, il existe une différence liée à la prise en compte de l'angle d'incidence sur le produit transmittance-absorptance ($\tau\alpha$).

Le facteur d'angle d'incidence $K_{\tau\alpha}$ (plus souvent appelé Incidence Angle Modifier (IAM)) est le rapport entre le produit transmittance-absorptance pour un angle donné et le produit transmittance-absorptance à incidence normale. Dans le cas des capteurs solaires à tubes sous vide, le facteur d'angle d'incidence est bi-axial car ils sont optiquement non symétriques [92]. Un facteur d'angle d'incidence global est alors pris en compte comme le produit des deux facteurs relatifs aux plans longitudinal et transversal (Figure III-3) :

$$K_{\tau\alpha} = (K_{\tau\alpha})_t \cdot (K_{\tau\alpha})_l \quad (\text{III.11})$$

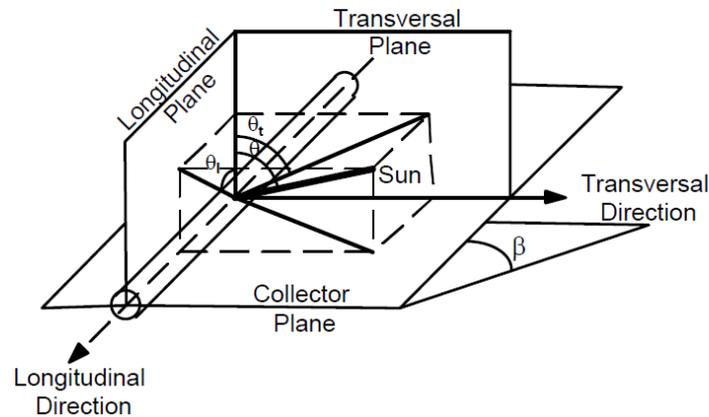


Figure III-3 : Plans des facteurs d'angle d'incidence d'un tube sous vide

Le facteur global est déterminé pour chaque composant (direct, diffus et réfléchis par le sol) de l'éclairement et intervient alors dans le calcul de l'énergie solaire absorbée. L'équation (III.2) est reformulée selon la relation suivante :

$$I_{abs} = I_b R_b K_{\tau\alpha,b}(\tau\alpha)_n + I_d K_{\tau\alpha,d}(\tau\alpha)_n \left(\frac{1 + \cos \beta}{2} \right) + \rho \cdot I \cdot K_{\tau\alpha,g}(\tau\alpha)_n \left(\frac{1 - \cos \beta}{2} \right) \quad (\text{III.12})$$

Où $(\tau\alpha)_n$ le produit transmittance-absorptance à l'incidence normale.

Les coefficients déterminés pour un capteur avec des tubes sous vide similaires dans le cadre d'un essai normé sont retenus. (Annexe 2 : Solar keymark)

III.1.2.3 Calcul de l'éclairement solaire reçu dans le plan des capteurs

Le calcul de l'éclairement énergétique reçu dans le plan incliné utilise le Type 16c « Solar radiation processor ».

Cinq modèles permettant de calculer l'éclairement énergétique sur une surface inclinée sont implémentés dans le logiciel Trnsys (Tableau III-1) :

Tableau III-1 : Liste des modèles de calcul d'éclairement dans le plan

Modèle mathématique	Références
Modèle isotrope	[93]
Modèle d'Hay et Davies	[94]
Modèle de Reindl	[95] [96]
Modèle de Perez 1988	[97]
Modèle de Perez 1999	[98]

Mubarak et al. ont comparé les différents modèles de calcul d'éclairement reçu sur une surface inclinée pour des applications photovoltaïques [99]. Ils en concluent que les modèles anisotropes surestiment l'irradiance reçue sur un plan incliné et orienté vers le Sud tandis que les modèles isotropes la sous-estiment. Enfin, ils recommandent les modèles d'Hay et Davies, ainsi que le modèle de Reindl, pour le calcul de l'éclairement dans un plan non horizontal orienté vers le Sud avec des conditions nuageuses et une valeur d'albédo inconnue.

La documentation du logiciel Trnsys recommande également l'utilisation des modèles anisotropes (Hay et Davies, Reindl et Perez). Cependant, ils suggèrent de choisir parmi les deux premières pour leur simplicité dans le calcul. Afin de limiter le temps de simulation dans le cadre de ces travaux, le modèle de Reindl a été retenu.

L'éclairement reçu dans le plan du capteur à chaque pas de temps peut être calculé à partir de l'irradiance globale horizontale, la température ambiante et l'humidité relative. Certains modèles simplifient ce calcul en considérant que le rayonnement diffus provenant du ciel est isotrope. Différents modèles ont enrichi le calcul en prenant en compte les rayonnements

provenant de l'horizon et la contribution circumsolaire. Le modèle de Reindl [95] utilisé calcule l'éclairement dans le plan incliné I_T avec l'équation suivante :

$$I_T = (I_b + I_d A_i) R_b + I_d (1 - A_i) \left(\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) + I \rho_g \left(\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \quad (\text{III.13})$$

Où A_i est l'index d'anisotropie soit le rapport entre l'éclairement direct sur l'éclairement hors atmosphère.

Le modèle de Reindl introduit un facteur f (III.14) pour moduler le composant diffus dans son calcul de l'éclairement diffus dans le plan du capteur I_{dT} (III.15).

$$f = \sqrt{\frac{I_b}{I}} \quad (\text{III.14})$$

$$I_{dT} = I_d \left[0.5(1 - A_i)(1 + \cos\beta) \left(1 + f \cdot \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right) + A_i R_b \right] \quad (\text{III.15})$$

III.1.3 Modèle du réservoir

Le choix du composant individuel pour modéliser le réservoir cylindrique est lié au fonctionnement de l'installation solaire. Une stratification thermique est observée principalement à l'intérieur des chauffe-eaux solaires en série. Le faible débit de remplissage favorise ce phénomène [100] et améliore ainsi les performances des chauffe-eaux solaires thermosiphon [45]. Le modèle de réservoir cylindrique et horizontale *type 533* intitulé « Cylindrical Storage Tank » a donc été choisi. C'est un modèle divisé en nœuds isothermes de même volume. Il est constamment plein ce qui correspond au fonctionnement des capteurs en série. Il est possible de choisir la position de l'entrée et de la sortie du fluide contenu dans le réservoir. La Figure III-4 illustre le nombre de nœuds utilisé et l'emplacement des entrée et sortie.

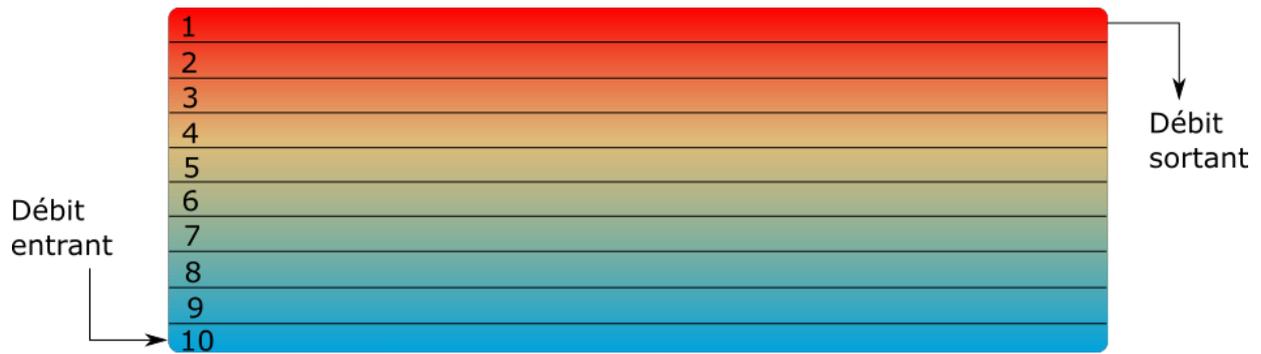


Figure III-4 : Modèle nodal du réservoir en série

Le modèle du réservoir prend en compte les transferts de chaleur suivants [101] :

- Déperditions thermiques avec l'environnement extérieur
- Conduction thermique entre les nœuds adjacents
- Conductance fluide liée au gradient de température
- Conductance fluide liée aux débits entrée/sortie

Les échanges de chaleur avec l'air ambiant s'expriment selon l'équation suivante :

$$Q_{loss} = S_{ext} \cdot U_{edge} \cdot (T_{eau} - T_{amb}) \quad (III.16)$$

Avec S_{ext} la surface en contact avec l'extérieur.

III.1.4 Corrélation du débit

La corrélation retenue est adaptée des travaux de Morrison et Budihardjo [102]. À partir de l'énergie fournie par les tubes sous vide, il est possible de calculer le débit thermosiphon entre les tubes et le réservoir.

L'énergie fournie par un tube est calculée selon la relation suivante :

$$q_{tube} = \frac{Q_{u,capteur}}{N_{tubes} S_{tube}} \quad (III.17)$$

Avec :

- $Q_{u,capteur}$ est l'énergie fournie par un capteur solaire thermique
- N_{tubes} le nombre de tubes
- S_{tube} la section où le transfert de chaleur intervient

Le produit des nombres adimensionnels Nusselt et Grashof est ensuite calculé :

$$Nu_d \cdot Gr_d = \frac{g\beta Q_{\text{tube}} d^4}{k\nu^2} \quad (\text{III.18})$$

Avec :

- g l'accélération de la pesanteur.
- β le coefficient de dilatation volumique.
- k le coefficient de conductivité thermique.
- ν la viscosité cinématique.

Le nombre de Rayleigh est déterminé pour calculer le nombre de Reynolds avec les équations suivantes :

$$Ra_d^* = \frac{Nu_d \cdot Gr_d}{Pr} \cos(\theta) \left(\frac{L}{d}\right)^{1,2} \quad (\text{III.19})$$

$$Re_d = b_0 (Ra_d^*)^{b_1} \quad (\text{III.20})$$

Où :

- Pr est le nombre de Prandtl
- θ l'inclinaison du capteur solaire
- L et d respectivement la longueur et le diamètre des tubes sous vide.

Les constantes b_0 et b_1 ont été déterminés par Morrison et Budihardjo [102] en utilisant une régression linéaire multiple.

Enfin, le débit thermosiphon est obtenu par la relation suivante :

$$\dot{m} = \frac{Re_d \pi d \mu}{4} \quad (\text{III.21})$$

La pertinence du modèle a été montrée expérimentalement par Morrison et Budihardjo [91]. Il a ensuite été repris dans plusieurs publications [48] en modifiant les *types* des réservoirs.

III.2 Identification des coefficients d'efficacité du modèle d'un capteur série

Dans un premier temps, le modèle numérique est confronté aux mesures afin de vérifier sa pertinence. L'objectif est d'identifier les coefficients de l'équation de l'efficacité opérationnelle des chauffe-eaux solaires : η_0 , a_1 et a_2 . Ils ne sont pas directement comparables à des valeurs issues d'essais normatifs. Cette détermination porte sur les capteurs en série afin de prendre en compte la montée progressive en température de l'eau en circulation. L'objectif est de disposer d'un modèle préliminaire représentatif du captage énergétique des tubes sous vide et de valider une méthodologie à reproduire sur le site pilote.

III.2.1 Méthode d'identification

Cette partie vise à développer une méthodologie de détermination des paramètres reconductible pour le site pilote. L'identification des coefficients d'efficacité est réalisée à l'aide d'algorithme d'optimisation fournie par le logiciel GENOPT introduit dans le chapitre 1. Dans le cadre de cette identification, un algorithme à essaim particulière avec coefficient de constriction est utilisé.

Cette méthode employée par Almeida et al [81] pour une application similaire a fait ses preuves pour améliorer la réponse de leur modèle : cette technique a donc été reprise avec leur configuration pour notre étude (Tableau III-2).

Tableau III-2 : Paramètres adoptés pour l'optimisation par essaim particulière avec coefficient de constriction

Paramètre	Valeur
Nombre de particules n_p	10
Constante d'accélération cognitive c_1	0.5
Constante d'accélération sociale c_2	0.5

La fonction coût à minimiser choisie est le PMAE (*Percentage Mean Absolute Error*). Il représente la moyenne des erreurs durant la simulation et est définie selon l'équation suivante :

$$PMAE = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{|T_{moy,2,mes} - T_{moy,2,sim}|}{T_{moy,2,mes}}}{N} \quad (III.22)$$

Avec $T_{moy,2,mes}$ et $T_{moy,2,sim}$, respectivement les températures mesurées et simulées et N le nombre de pas de temps. $T_{moy,2,mes}$ est la moyenne des quatre températures mesurées à différentes hauteurs dans le deuxième réservoir en série tandis que $T_{moy,2,sim}$ est fournie par le type 533.

La période utilisée pour procéder à l'identification commence le 19/05/2021 à 23h et se termine le 24/05/2021 à 23h. Le temps initial est choisi afin de n'avoir ni débit dans l'installation ni de rayonnement solaire. Ceci afin de réduire l'incertitude sur les conditions initiales. Les conditions météorologiques durant cette séquence sont présentées en Figure III-5 :

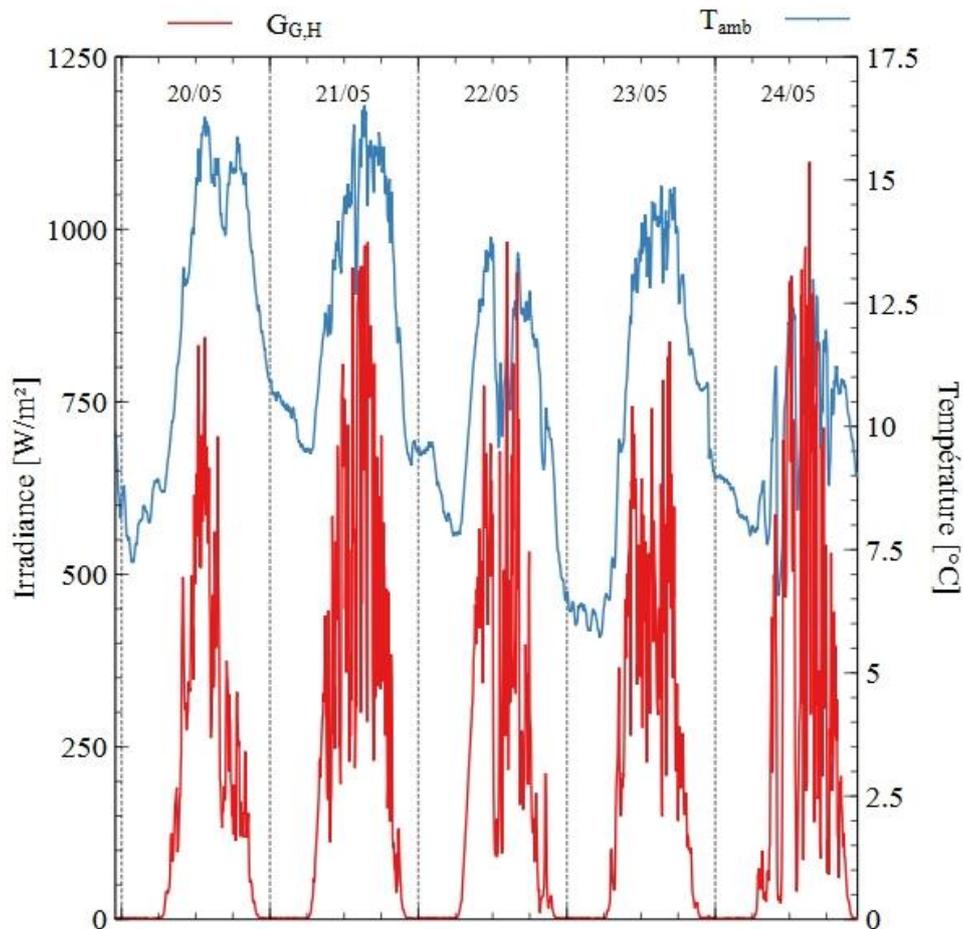


Figure III-5 : Conditions météorologiques sur le site de pré-audit (période de Mai)

Les conditions sont typiques du climat Nord-européen à cette période de l'année avec la température de l'air ambiant comprise entre 6 et 17°C et un rayonnement global horizontal

variable lié aux passages nuageux. Des pics d'éclairement, aux alentours de 1000W/m², sont observables et imputables au cumul de l'éclairement direct avec l'éclairement diffus réfléchis par les nuages.

III.2.2 Résultats de l'identification

L'identification avec $T_{moy,2}$ a permis de minimiser la fonction coût à 7,3% avec les coefficients suivants :

$$\eta_i = 0,72 - 4,98 \frac{T_c - T_{amb}}{G_{G,T}} - 0,07 \frac{(T_c - T_{amb})^2}{G_{G,T}} \quad (III.23)$$

Les coefficients identifiés dans des conditions réelles d'opération sont utilisés pour effectuer des simulations sur la période d'identification et sur une séquence différente. Les conditions initiales retenues sont définies à l'aide des mesures expérimentales.

III.2.3 Résultats de la simulation sur la période de référence

Suite à l'identification des coefficients, la réponse du modèle est présentée dans la Figure III-6. Les valeurs maximales atteintes sont proches et l'évolution de la température simulée correspond bien à celle mesurée.

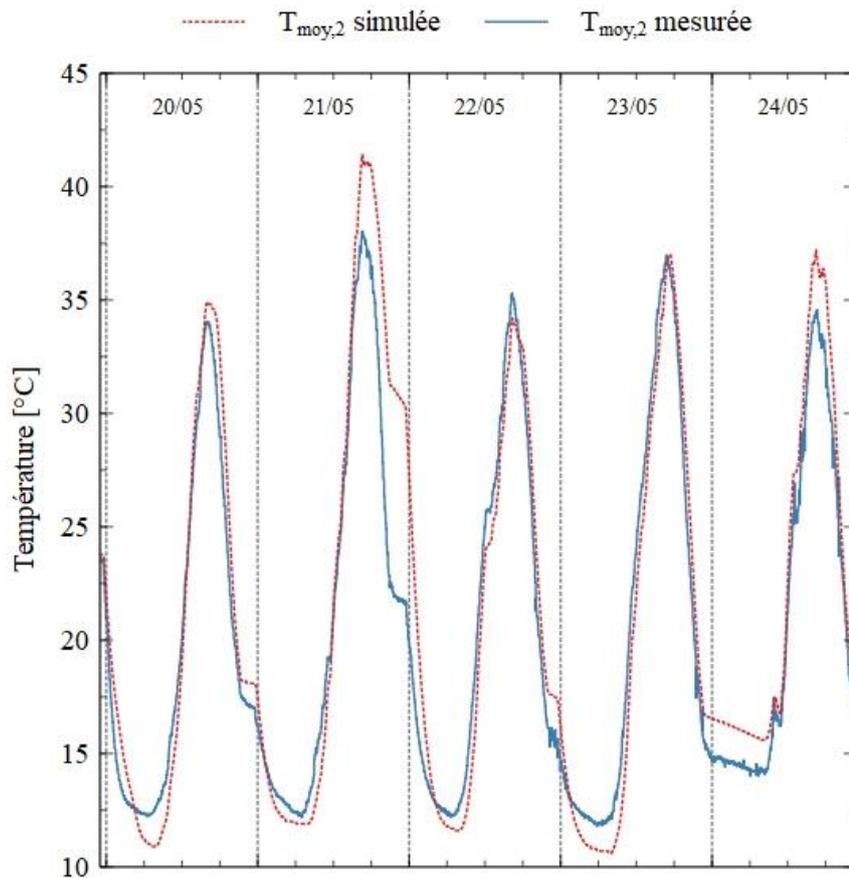


Figure III-6 : Confrontation simulation/mesure $T_{moy,2}$

Il y a une cohérence modèle/mesure également observable lorsque la température en partie haute du réservoir 6 $T_{up,6}$ est étudiée (Figure III-7). Le comportement du modèle est similaire mais une surestimation est constatée avec une moyenne de l'erreur relative de 22%.

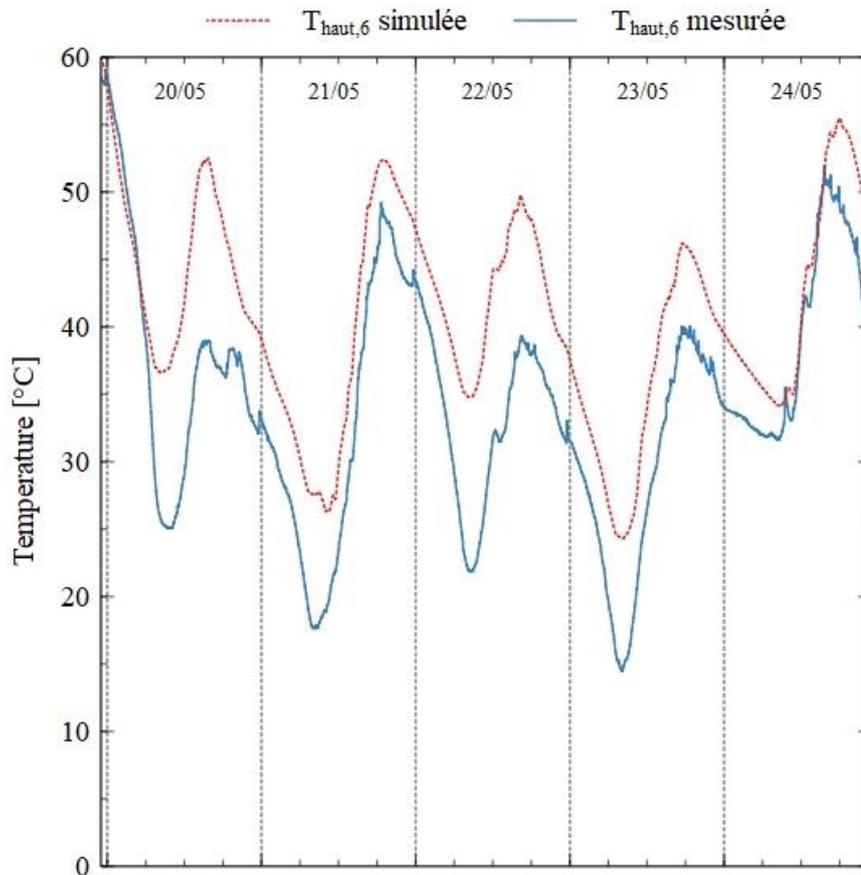


Figure III-7 Confrontation simulation/mesure $T_{\text{haut},6}$

Il est également intéressant de noter que la stratification thermique observée expérimentalement est bien reproduite par le modèle (Figure III-8). Durant trois journées, la réponse du modèle reste cohérente avec la mesure. Malgré une surestimation des deux températures le 21/05, il est tout de même intéressant d'observer que la stratification reste marquée et observable.

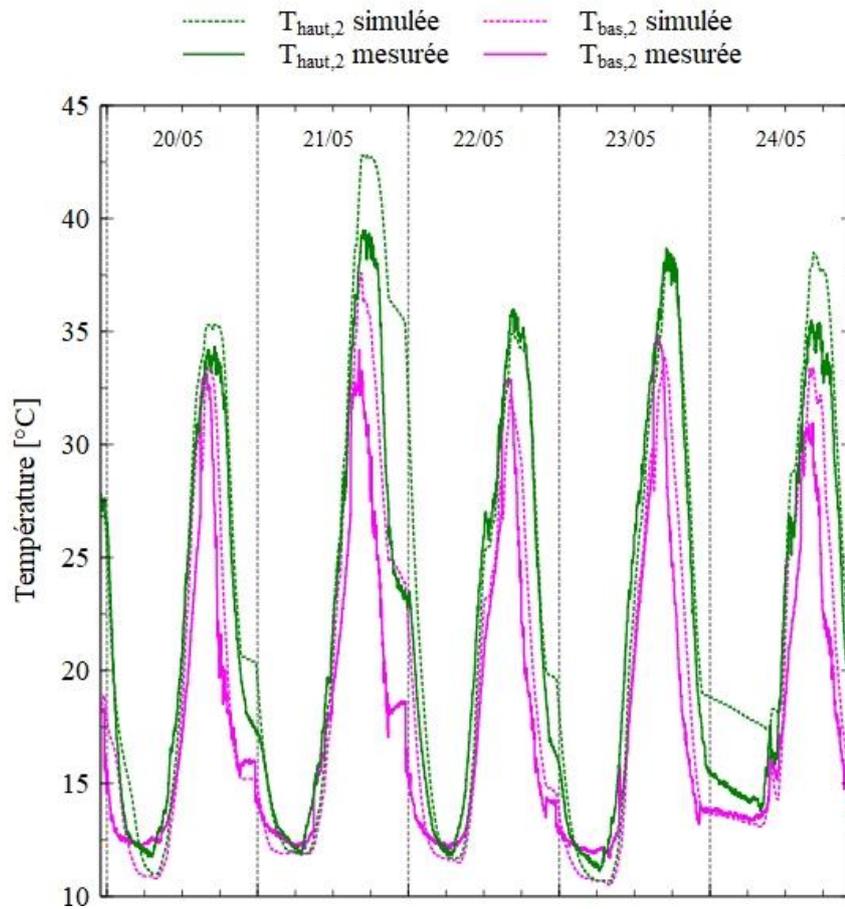


Figure III-8 : Stratification thermique dans le réservoir n°2

III.2.4 Résultats de la simulation sur une période différente

Les résultats du modèle sont maintenant comparés aux mesures expérimentales sur une séquence avec des conditions différentes se déroulant du 7/09/2021 à 23h jusqu'au 14/09/2021 à 23h. L'irradiance globale horizontale et la température ambiante sont présentées dans la Figure III-9 :

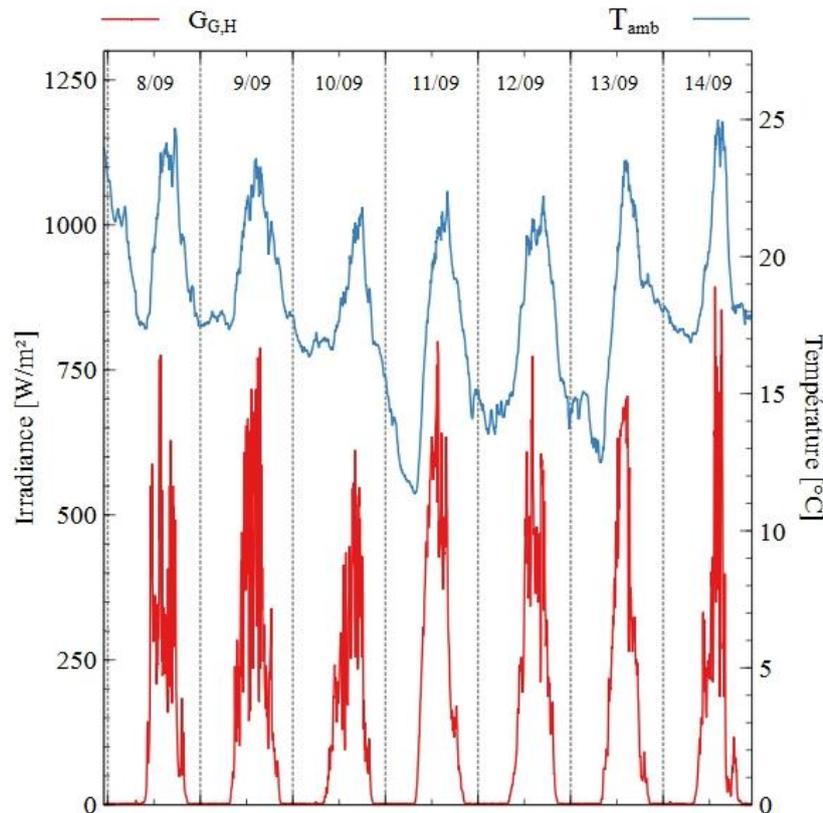


Figure III-9 : Conditions météorologiques sur le site de pré-audit (période de Septembre)

L'éclairement est plus faible que durant la période printanière. Les sept jours présentent également une quantité importante de passages nuageux à l'exception du quatrième jour où les conditions de ciel clair sont majoritaires. La température ambiante est plus élevée et est comprise entre 11°C et 24°C.

La comparaison entre la température simulée et expérimentale du capteur 2 présente toujours des résultats positifs. L'évolution du modèle est similaire à celle mesurée (Figure III-10). Les températures maximales atteintes sont bien évaluées avec une erreur relative comprise entre 0,8% et 5,1%.

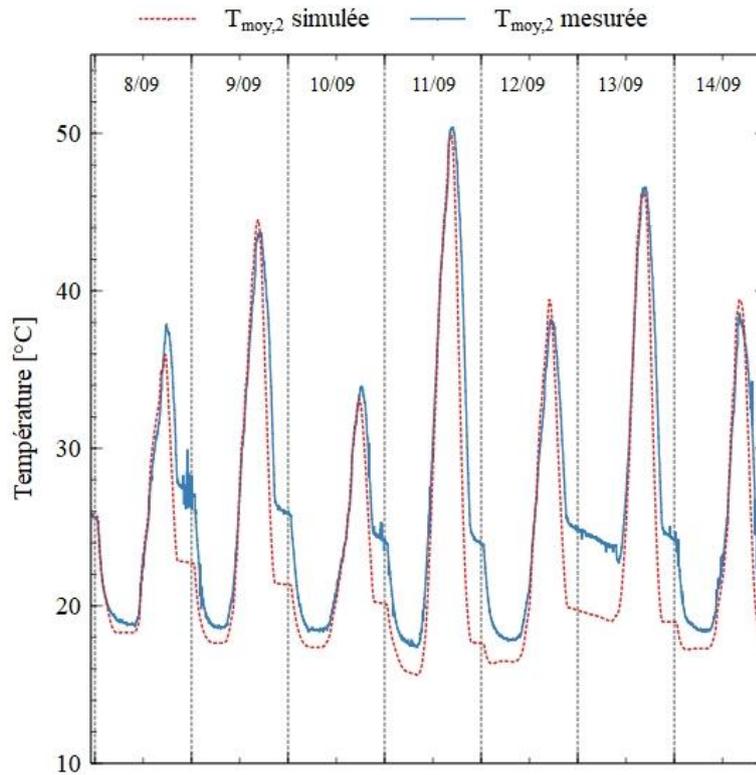


Figure III-10 : Confrontation simulation/mesure $T_{moy,2}$

La température en partie haute du réservoir 6 (Figure II-12) est bien estimée par le modèle (Figure III-11). Le PMAE est de 8,4%. De plus, le modèle reste pertinent durant l'ensemble de la simulation et l'écart n'augmente pas significativement durant la simulation.

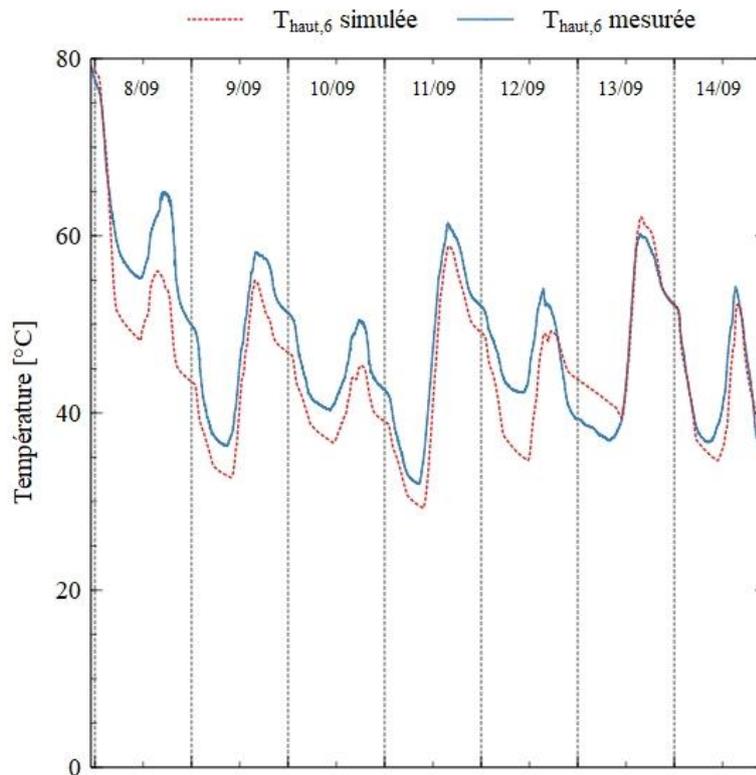


Figure III-11 : Confrontation simulation/mesure $T_{haut,6}$

Les résultats satisfaisants obtenus sur le modèle du capteur en série ouvrent la possibilité de modéliser un chauffe-eau solaire en parallèle. À la différence de ceux en série, les réservoirs en parallèles ont un volume d'eau contenu variable qui est nécessaire de prendre en compte dans les hypothèses de fonctionnement. La prochaine partie présentera la création du modèle numérique du capteur solaire à tubes sous vide et réservoir associé à volume contenu variable.

III.3 Modèle du capteur parallèle

Les capteurs en parallèle se différencient des capteurs en série car le déphasage des débits de remplissage et de soutirage impacte le volume de leurs réservoirs. Par conséquent, les volumes sont variables et le choix du type doit être différent de celui du capteur en série.

Le modèle du réservoir est une version modifiée du type 39 de la librairie TRNSYS. C'est un réservoir à volume variable avec deux flux hydrauliques pris en compte (remplissage et soutirage). La température est supposée homogène dans le réservoir.

Le type 39 modélise un réservoir avec un niveau variable d'eau à température homogène. Deux modes de fonctionnement sont proposés si le réservoir est plein. L'eau en excédent peut soit circuler dans le réservoir puis être redirigé ou alors elle est directement réorientée en amont du réservoir.

Le modèle prend en compte uniquement deux flux entrant et sortant. Contrairement au modèle en série, il n'est pas possible de renseigner l'apport en énergie des tubes sous vide sous forme de débit sans une modification dans le code source. Une solution mise en place est de considérer l'énergie fournie par les tubes comme un apport d'énergie auxiliaire au réservoir. En prenant l'hypothèse que la stratification thermique est moins marquée que dans les réservoirs en série, il est acceptable de considérer le flux entre les tubes et le réservoir comme un apport d'énergie.

Le modèle correspond donc au réservoir du chauffe-eau solaire à l'exception de sa géométrie. Le modèle initial est un parallélépipède rectangle alors que notre réservoir est cylindrique. Une modification est donc apportée afin de calculer la hauteur d'eau en fonction des débits entrant et sortant. Une itération de Newton est ajoutée au code source du type 39. A partir du volume d'eau instantanée dans le réservoir, il est possible de déterminer la surface latérale immergée S_{eau} (Figure III-12) :

$$S_{eau} = \frac{V_{eau}}{L_r} \quad (III.24)$$

Où V_{eau} est le volume d'eau et L_r la longueur du réservoir.

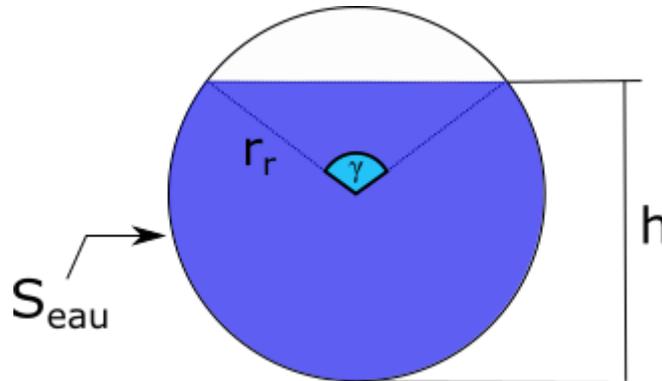


Figure III-12 : Vue en coupe du niveau d'eau dans le réservoir cylindrique

La surface peut être exprimée en fonction de l'angle γ :

$$S_{eau}(\gamma) = \pi \cdot r_r^2 - \frac{r_r^2}{2} \cdot (\gamma - \sin(\gamma)) - S_{eau} \quad (III.25)$$

Afin de procéder à l'itération de Newton, il est nécessaire de dériver la fonction en γ :

$$S_{eau}'(\gamma) = \frac{r_r^2}{2} \cdot (\cos(\gamma) - 1) \quad (III.26)$$

L'objectif est ensuite de recalculer l'angle γ à chaque itération i jusqu'à obtenir une convergence :

$$\gamma_i = \gamma_{i-1} - \frac{f'(\gamma)}{f(\gamma)} \quad (III.27)$$

La hauteur d'eau contenu dans le réservoir se calcule ainsi :

$$h_{eau} = r_r \cdot \left(1 + \cos\left(\frac{\gamma}{2}\right)\right) \quad (III.28)$$

Les paramètres requis par le modèle sont les suivants :

- **Données géométriques** : Volumes total, minimale et maximale, longueur et rayon.
- **Coefficients de déperditions thermiques** : Deux valeurs différentes sont appliquées selon si la surface est immergée ou non.
- **Caractéristiques du fluide** : densité et chaleur spécifique.
- **Conditions initiales** : température, volume et hauteur au début de la simulation.

Les débits de remplissage et de soutirage, la température ambiante et l'énergie apportée par les tubes sous vide sont à fournir en entrée du modèle

III.4 Modélisation du site de pré-audit

Cette partie présente la démarche mise en œuvre afin de combiner les deux modèles de capteurs développés pour simuler les performances de la ligne instrumentée complète du site de pré-audit. L'arrangement des réservoirs en parallèle a nécessité la création d'un *type* qui permet de déterminer la répartition des débits entrée/sortie. Les résultats de simulations sont ensuite confrontés aux relevés expérimentaux à l'échelle d'un assemblage complet de chauffe-eaux solaires.

III.4.1 Structuration du modèle de l'installation solaire

Sous TRNSYS, le modèle de l'installation solaire se présente en 4 blocs (Figure III-13) :

- Paramètres des capteurs
- Lecteur des données en entrée
- Macro « Capteurs en série »
- Macro « Capteurs en parallèle »

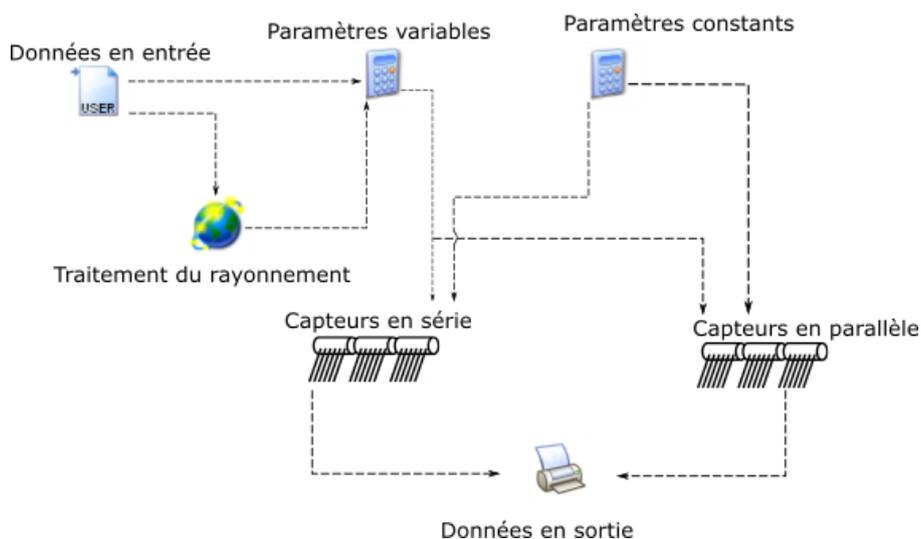


Figure III-13: Modèle du site de pré-audit

Les composants « Paramètres variables » et « Paramètres constants » regroupent tous les paramètres géométriques du chauffe-eau solaire. Ils contiennent également différents paramètres d'entrée qui sont ensuite connectées aux modèles du chauffe-eau solaire. Ce choix a été fait afin d'alléger le nombre de liens et d'assurer la paramétrisation du modèle. La liste des données contenues dans ce *type* est donnée dans le Tableau III-3:

Tableau III-3 : Liste des paramètres constants

Variables	Description	Unité
d	Diamètre intérieur des tubes	[m]
L	Longueur des tubes	[m]
N	Nombre de tubes	[-]
S_{tube}	Section où intervient le transfert de chaleur	[m ²]
A	Aire brute du capteur	[m ²]
b_0 et b_1	Coefficients intervenant dans le calcul du débit thermosiphon	[-]
L_{tank}	Longueur du réservoir	[m]
V	Volume du réservoir	[m ³]
V_{min}	Volume minimale d'un réservoir en parallèle	[m ³]

Le composant « Paramètres variables » regroupe les coefficients d'efficacité appliqués au Type 71 et permet de reporter une modification à l'ensemble des capteurs

Le *type* « *Data reader* » permet de lire les données renseignant les conditions de fonctionnement du modèle. Il va permettre d'informer les autres modèles sur les conditions météorologiques, les profils de remplissage et de soutirage ainsi que les températures mesurées qui serviront pour la confrontation mesure/simulation.

Les données météorologiques utilisées dans les simulations sont celles mesurées par les stations *in-situ*.

III.4.2 Prise en compte de l'arrangement série/parallèle dans le modèle

Des macros sont utilisées afin d'alléger l'interface du modèle. Deux macros « Capteurs en série » et « Capteurs en parallèle » regroupent l'ensemble des modèles unitaires des capteurs série et parallèle (Figure III-14).

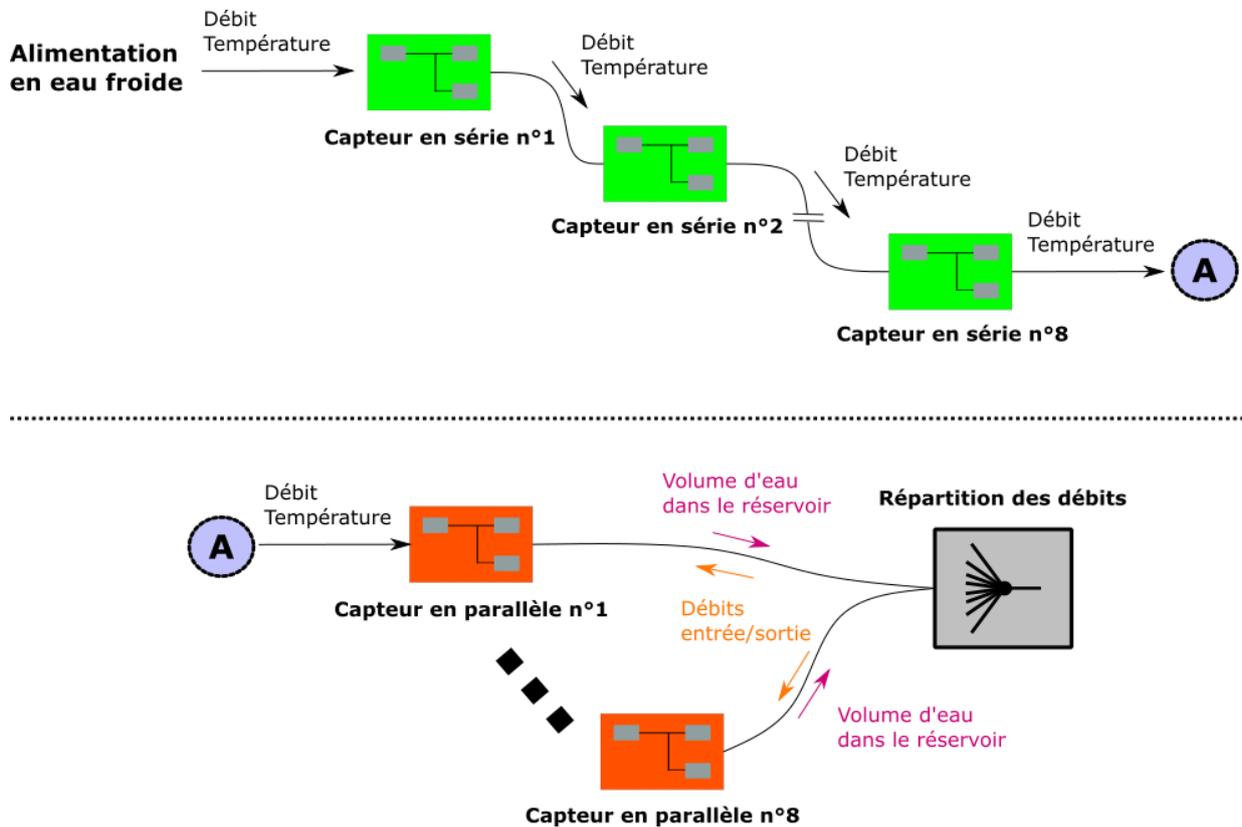


Figure III-14 : Macros « Capteurs en série » et « Capteurs en parallèle »

Chaque sous-macros « Capteur en série » fonctionnent de manière identique. La température et le débit en sortie du réservoir n sont communiqués aux réservoirs $n+1$. La température en entrée du premier capteur correspond à la température de l'eau froide du réseau. Le dernier capteur transmet l'information sur la température en sortie au premier capteur en parallèle.

L'arrangement en parallèle des capteurs solaires nécessite une prise en compte différente de la répartition des débits. A titre d'exemple, la sonde de niveau placée dans le réservoir n°11 a permis d'observer une différence sur la variation du niveau durant des soutirages en fonction du volume consommé (Figure III-15).

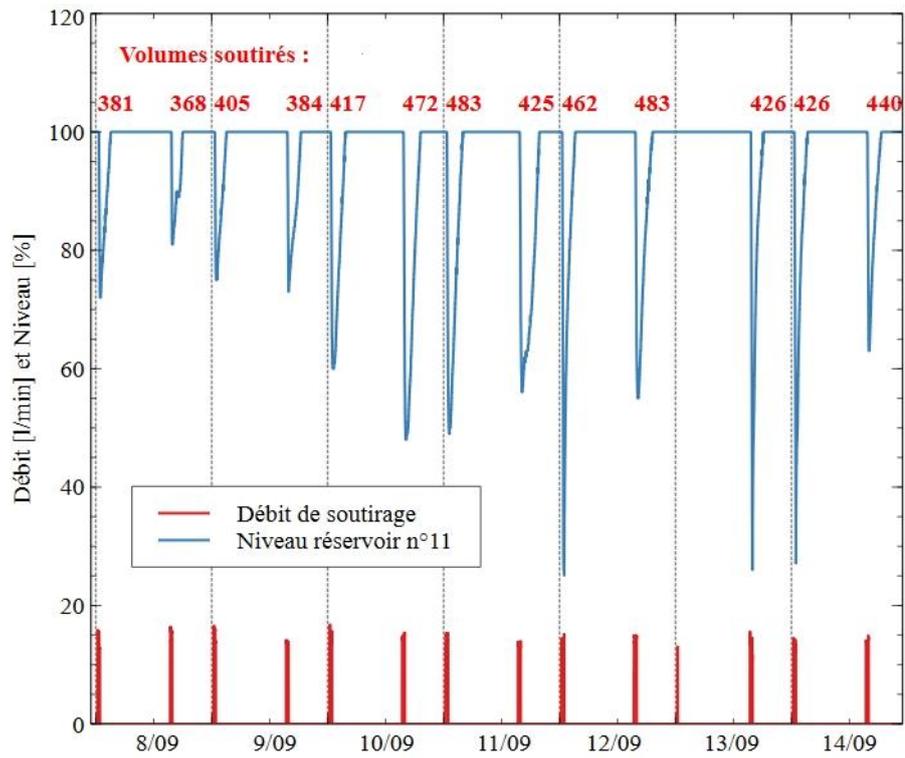


Figure III-15 : Variation du niveau du réservoir en parallèle n°11

Un *type* « Répartition de débit » a été créé pour évaluer les débits entrant et sortant de chaque réservoir en fonction de leur niveau de remplissage et du volume soutiré. Il est important de préciser que le remplissage s'effectue via le même orifice que celui utilisé pour le soutirage.

La conception du *type* « Répartition de débit » a été élaborée à l'aide des observations faites sur site et moyennant plusieurs hypothèses. La première est qu'un débit de soutirage ne peut être appliqué à un réservoir avec un volume au niveau minimum. Deuxièmement, les chauffe-eaux solaires étant à pression atmosphérique et connectés en parallèle, le principe des vases communicants s'applique. Par conséquent, la hauteur d'eau dans chaque réservoir tend à s'équilibrer. La Figure III-16 résume le fonctionnement du *type* « Répartition de débit » qui doit respecter les volumes soutirés mesurés expérimentalement.

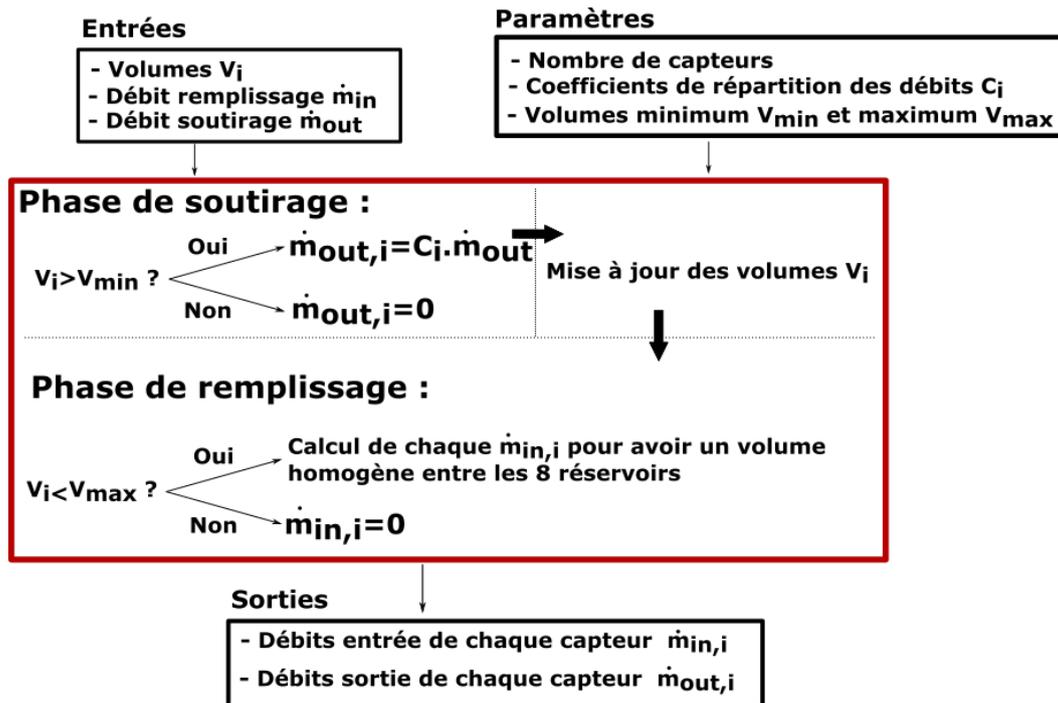


Figure III-16 : Principe de fonctionnement du Type "Répartition des débits"

III.5 Résultats sur la ligne complète de capteurs solaires

L'identification précédemment effectuée sur les coefficients d'efficacité des capteurs en série a permis d'obtenir une cohérence satisfaisante entre les simulations et les mesures expérimentales. L'ensemble des chauffe-eaux solaires (série/parallèle) sont constitués des mêmes composants (réservoirs et tubes), seul leur arrangement les différencie. Les coefficients d'efficacité étant relatifs aux performances des tubes sous vide, les mêmes paramètres sont utilisés pour les deux modes d'usage.

III.5.1 Résultats de la simulation sur la période de référence

Les résultats de simulation relatifs à la température d'eau du réservoir 9 fournie par le *type 39* sont présentés dans la Figure III-17 en comparaison à celle mesurée en partie basse. La réponse du modèle est satisfaisante compte tenu de l'incertitude sur le remplissage et les débits en entrée/sortie du réservoir. Les évolutions sont similaires mais les maximums journaliers sont différents. Les pics mesurés dans ce réservoir en parallèle sont imputables à l'imprécision de

l'estimation du niveau d'eau ainsi qu'à l'hypothèse d'homogénéité de la température qui est discutable suivant le régime hydraulique.

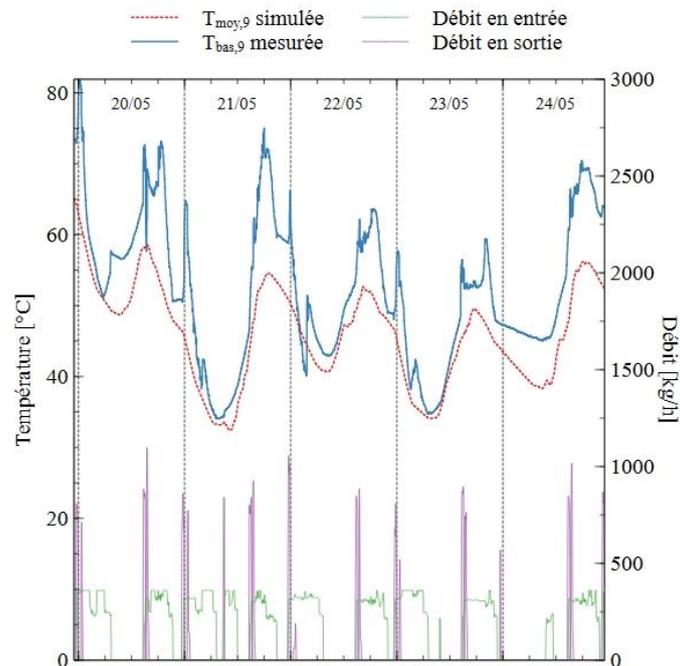


Figure III-17 : Comparaison modèle/mesure de la température en partie basse du réservoir n°9

Malgré cette limite ponctuelle liée au capteur en parallèle, l'objectif principal du modèle est d'évaluer l'énergie fournie par l'installation solaire (Figure III-18). Il surestime l'énergie produite de 5% principalement à cause de la deuxième journée où l'erreur relative atteint 19,2%.

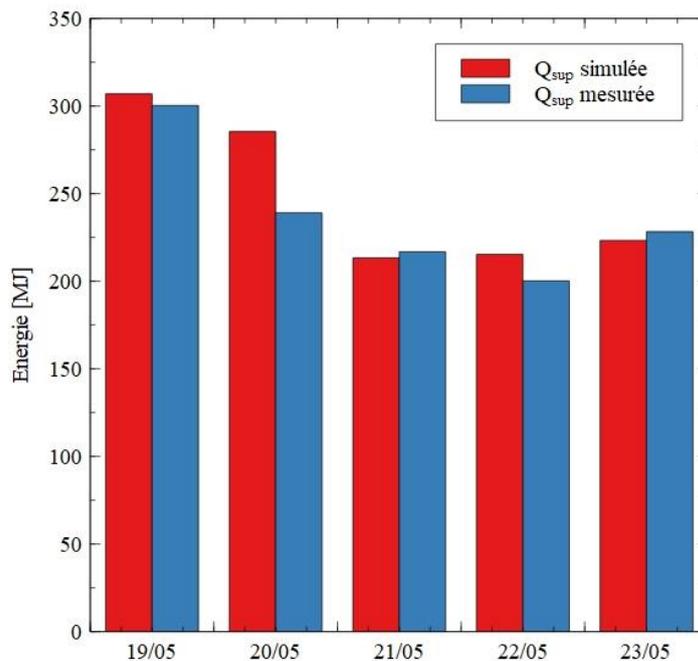


Figure III-18 : Energies fournies par l'installation solaire

III.5.2 Résultats de la simulation sur une période différente

La confrontation modèle/mesure pour la deuxième séquence expérimentale (du 7/09 au 14/09) est présentée dans la Figure III-19. La température simulée $T_{moy,9}$ varie en suivant le même profil que la température mesurée en partie basse mais avec une erreur assez importante qui tend à augmenter durant la simulation. Ce constat est en adéquation avec les observations effectuées précédemment. Cependant, l'écart modéré entre les températures mesurée et simulée en sortie du collecteur prouve que la température moyenne issue des capteurs en parallèle est correctement estimée.

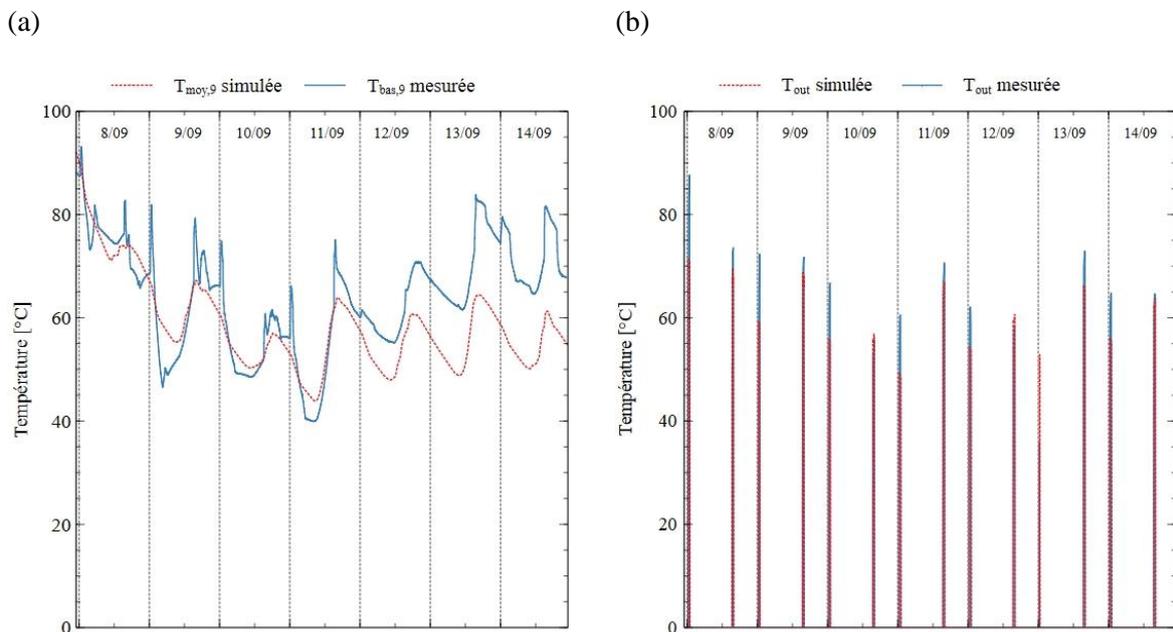


Figure III-19 : Evolutions des températures d'eau simulées et mesurées a) en partie basse du réservoir 9 et b) en sortie du collecteur

La tendance observée sur T_{out} est observable également en étudiant l'énergie journalière fournie par l'ensemble de la ligne, présentée dans la Figure III-20 :

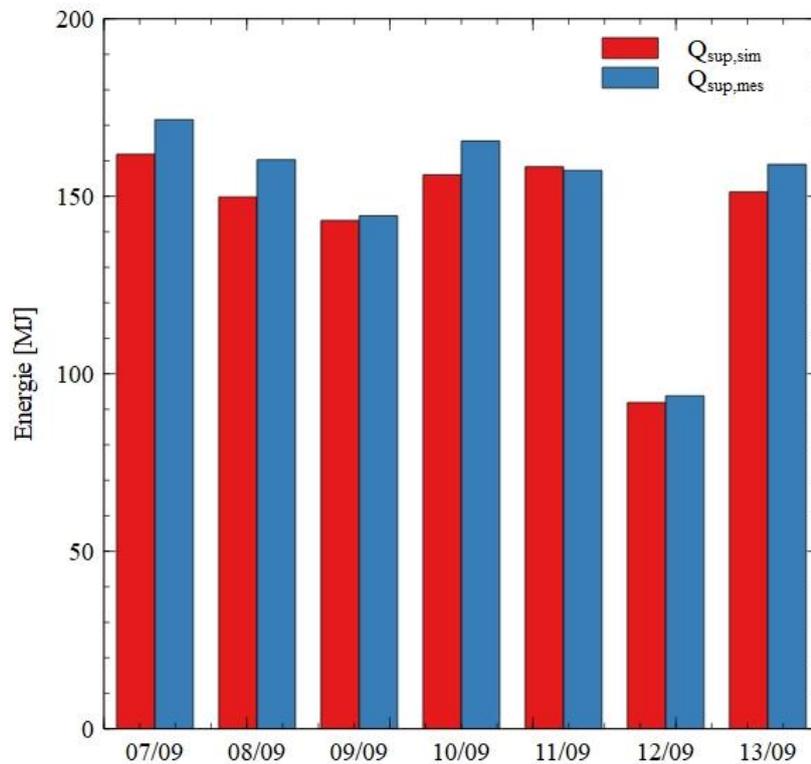


Figure III-20 : Energies journalières fournies par l'installation simulées et mesurées

L'énergie fournie est légèrement sous-estimée par le modèle durant cette période automnale. La réponse du modèle est conforme aux relevés *in-situ* : l'énergie simulée évolue en concordance avec celle mesurée. L'erreur journalière varie entre 0,7% et 6,5% tandis que l'erreur relative totale est égale à 3,8%. Malgré des conditions environnementales sensiblement différentes entre les deux périodes, la réponse du modèle est cohérente.

III.6 Conclusion

Dans ce chapitre, un modèle numérique d'un chauffe-eau solaire à effet thermosiphon développé sur TRNSYS a été présenté. En exploitant les travaux issus de la littérature scientifique, un assemblage de trois *types* est mis en œuvre pour simuler son comportement thermique. Leurs fonctionnements et les travaux d'adaptation aux caractéristiques des capteurs solaires de notre étude ont été introduits.

Un arrangement de capteurs en série a été mis en œuvre conformément au site de pré-audit. Les relevés effectués sur ce site sont exploités par un algorithme d'optimisation de GenOpt afin d'identifier les trois coefficients d'efficacité du captage des tubes sous vide. Cette étude préliminaire a permis d'obtenir un modèle de capteur en série ayant une réponse cohérente avec les relevés *in-situ*.

La spécificité de l'installation solaire a nécessité la création d'un second modèle permettant de simuler le fonctionnement des capteurs en parallèle. Le principe des trois composants est similaire mais un autre *type* est utilisé pour modéliser le ballon de stockage dont le niveau d'eau varie en fonction des soutirages. Les confrontations simulation/mesure ont montré la difficulté d'évaluer précisément ce niveau qui impacte fortement leur température moyenne.

Afin de simuler l'intégralité d'une ligne de capteurs, un *type* a été développé pour répartir les débits de remplissage et de soutirage de chaque capteur en parallèle. L'énergie fournie par l'installation solaire est relativement bien évaluée par le modèle numérique. Pour deux périodes de conditions météorologiques différentes, la production d'eau chaude est estimée avec une erreur relative inférieure à 5%. Ce critère déterminant sera au cœur de la conception du modèle de l'installation solaire du site pilote français présentée dans le chapitre suivant.

Chapitre IV Modélisation et simulation du site pilote

Ce chapitre décrit la démarche mise en œuvre pour adapter le modèle à un site pilote construit dans le cadre du projet ayant fait l'objet d'améliorations. L'objectif est de développer un modèle, d'effectuer sa calibration puis de le valider à partir de séquences expérimentales.

La première partie de ce chapitre est dédiée à la présentation du site et des évolutions par rapport au site de pré-audit sur les aspects de conception de l'installation et de l'instrumentation pour le suivi *in-situ*. Un bilan des performances énergétiques est dressé sur l'ensemble du second cycle d'élevage de 2022.

La seconde partie concerne le modèle numérique développé sur TRNSYS et les ajustements apportés. Un travail de calibration a permis d'améliorer les résultats du modèle grâce à des analyses de sensibilité. Les paramètres jugés pertinents à l'issue de ce travail sont ensuite déterminés par identification. Finalement, les simulations effectuées sont confrontées aux résultats expérimentaux sur plusieurs séquences. Ces comparaisons permettront de valider le modèle numérique pour différentes conditions météorologiques, été comme hiver.

IV.1 Description du site, de l'instrumentation et bilans expérimentaux

Le site de pré-audit a permis d'obtenir des informations importantes sur le fonctionnement d'une installation et l'instrumentation à mettre en place. Les différences d'organisation avec le site pilote français sont présentées dans cette partie dont le principal changement est la mise en place d'un système de dissipation dans le sol. L'instrumentation et la méthodologie retenues sont également introduits.

IV.1.1 Présentation de l'installation

L'installation solaire modélisée est le site pilote français installé en Sarthe (latitude $48,2^\circ$ Nord et longitude $0,5^\circ$ Est). Seize capteurs solaires répartis en deux lignes sont chargés de fournir en eau chaude une exploitation de veau de boucherie (Figure IV-1). La première ligne est constituée de chauffe-eau solaire en série et alors qu'ils sont disposés en parallèle dans la seconde ligne. Comme pour le site de pré-audit du chapitre II, les capteurs en série sont toujours pleins et une stratification thermique est observable tandis que les réservoirs des capteurs en parallèle sont partiellement vidés. A chaque soutirage les gradients de température sont moins marqués.

Pour améliorer les performances de l'installation et de limiter les risques de dégradation de matériel, l'entreprise FENGTECH a mis en place un système de dissipation dans le sol avec un circuit de tuyaux en serpentin enterré dans du sable sur deux niveaux à 60 et 80 cm de profondeur. La circulation dans ce dispositif de dissipation est déclenchée en cas de surchauffe dans les chauffe-eaux solaire en parallèle. Ce phénomène se produit lors de périodes prolongées de fort ensoleillement lorsque la demande est réduite voire nulle en cas de période de vide sanitaire. Ce système vise à allonger la durée de vie de l'installation. L'eau du réseau qui est introduite lors des phases de remplissage circule dans le serpentin et est ainsi réchauffer grâce à l'énergie accumulée.



Figure IV-1 : Photographie du site pilote français

IV.1.2 Instrumentation

Les enseignements obtenus du site de pré-audit ont influencé les choix sur le nombre et la localisation des instruments de mesure du site pilote. Leur nombre a pu être réduit et leur installation a pu se faire lors du montage des capteurs solaires.

L'instrumentation est constituée de débitmètres pour mesurer les débits en entrée (\dot{m}_{in}), en sortie (\dot{m}_{out}) et circulant dans sol (\dot{m}_{soil}). Des sondes platine intégrées aux débitmètres donnent la température de l'eau en circulation. Deux sondes de températures ont été insérées en partie haute du premier réservoir en série et du dernier en parallèle à l'aide de doigts de gant pour mesurer leur température (respectivement T_p et T_d).

Une station météorologique a été mise en place sur site pour connaître l'irradiance globale horizontale, la température ambiante, l'humidité relative, la vitesse et la direction du vent. Elle fournit également des informations sur les précipitations. L'ensemble des données climatiques est disponible en ligne via le site internet MétéoData. Il regroupe une centaine de stations météorologiques en France incluant celle installée sur le site pilote. L'instrumentation mise en œuvre est schématisée dans la Figure IV-2. L'ensemble des données est récupéré en précisant la période souhaitée avec un pas de temps de cinq minutes.

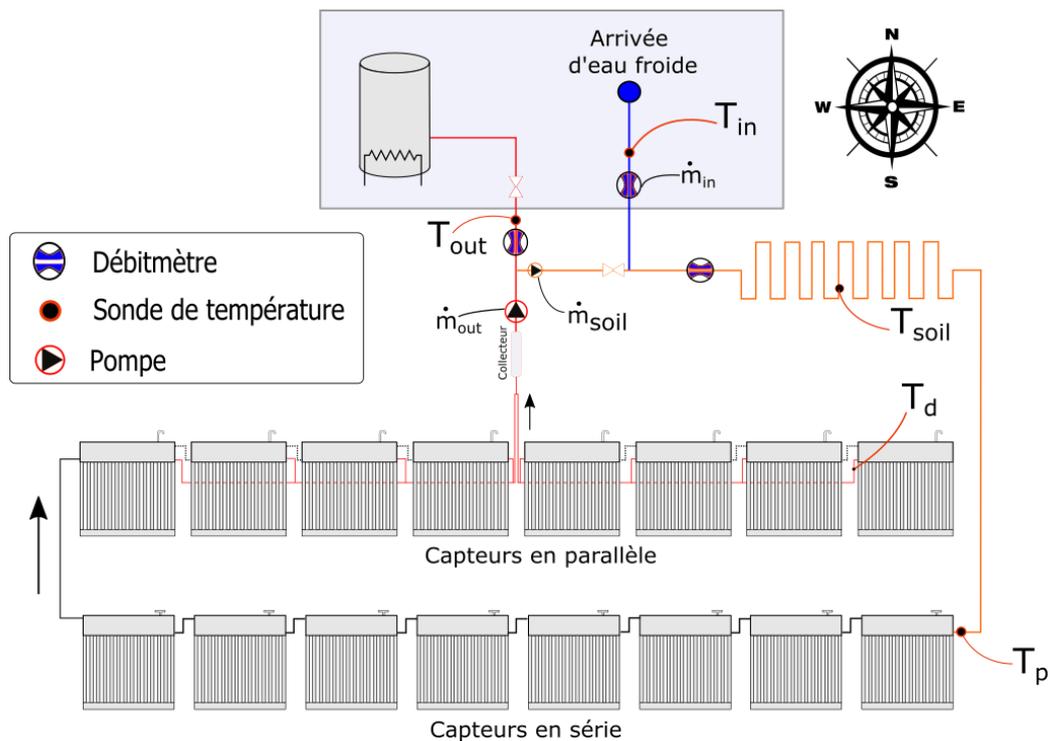


Figure IV-2: Instrumentation du site pilote

IV.1.3 Bilan expérimental sur un cycle d'élevage

L'instrumentation mise en place permet d'étudier les performances de l'installation solaire durant un cycle d'élevage complet du 29/06/2022 au 21/12/2022 inclus. L'irradiation solaire journalière reçue dans le plan horizontal est tracée dans la Figure IV-3. On observe qu'elle est logiquement plus élevée durant l'été avec une moyenne de 19,7 MJ/m² du 29/06 au 31/08. Elle diminue ensuite jusqu'au 21 décembre, mois durant lequel elle est en moyenne de 2,6 MJ/m².

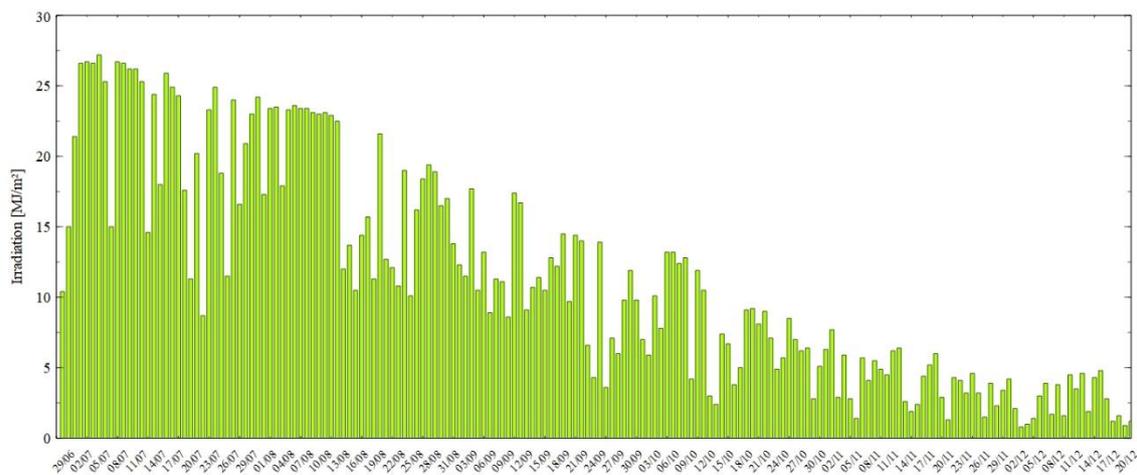


Figure IV-3 : Irradiation solaire journalière reçue dans le plan horizontal

Les volumes journaliers consommés augmentent progressivement durant le cycle en fonction de l'âge des veaux (Figure IV-4). Plus un veau est âgé, plus ses besoins alimentaires augmentent donc plus les volumes d'eau chaude par veau sont importants. Les besoins initiaux sont aux alentours de 1000 l/jour tandis que les volumes finaux sont environ à 3000 l/jour avec une température requise toujours égale à 85°C.

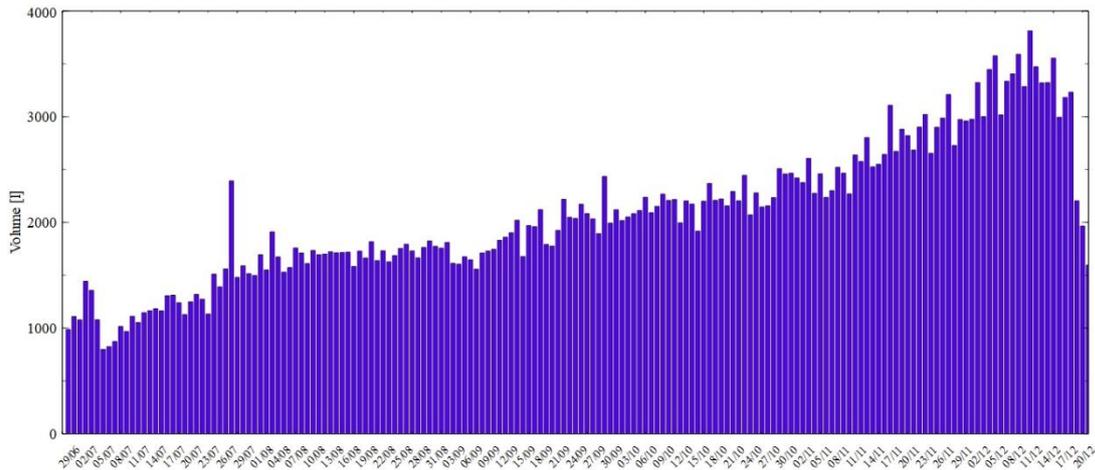


Figure IV-4 : Volumes soutirés des capteurs solaires en parallèle

Pour chaque journée, la température moyenne en sortie du collecteur est calculée et présentée dans la Figure IV-5. Durant le premier tiers du cycle, on observe que la température est proche ou supérieure à la température requise par l'utilisateur. Du 24 au 27 Juillet, un incident sur un chauffe-eau solaire a interrompu le fonctionnement de l'installation. Au fil du cycle, la température en sortie diminue pour atteindre une valeur moyenne de 20°C en Décembre. C'est une température inférieure à la température requise mais elle reste supérieure à la température de l'eau du réseau. Sans l'installation solaire, cette dernière serait utilisée pour être chauffée par la chaudière. Les chauffe-eaux solaires permettent donc d'avoir une diminution de la consommation des énergies fossiles malgré les conditions défavorables hivernales et les volumes importants en fin de cycle.

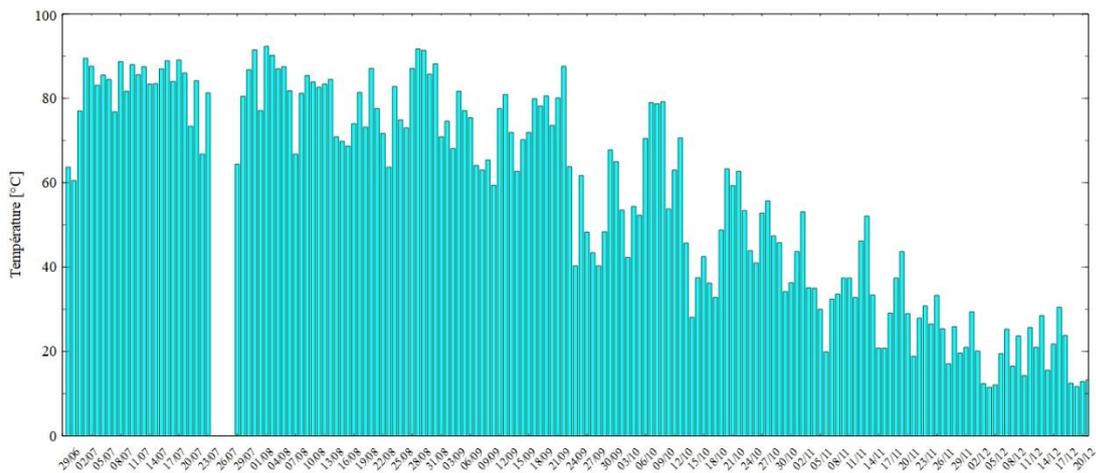


Figure IV-5 : Température moyenne en sortie du collecteur

L'énergie journalière produite par les chauffe-eaux solaires est présentée dans la Figure IV-6. Dans un premier temps, on observe que les valeurs maximales d'énergie fournie ne sont pas atteintes les jours avec un ensoleillement le plus important. Durant cette période, les volumes soutirés sont les plus faibles. Par conséquent, malgré des écarts de températures moins importants fin Septembre, la quantité d'eau consommée plus élevée entraîne une énergie fournie plus grande.

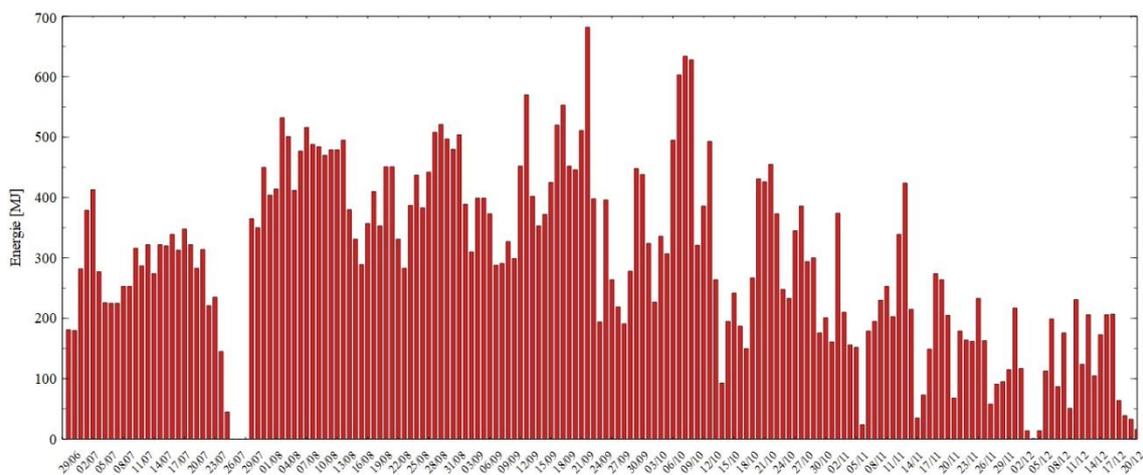


Figure IV-6 : Energies fournies par l'installation solaire durant le cycle d'élevage

L'étude du taux de couverture solaire permet de nuancer l'observation précédente. La Figure IV-7 montre que malgré que l'énergie fournie en été soit plus faible en été, elle est égale ou supérieure à l'énergie requise. Cela signifie que l'intégralité des besoins en eau chaude est

fournie par l'installation solaire. Le taux journalier diminue à mesure que les conditions météorologiques deviennent moins favorables et que les besoins augmentent.

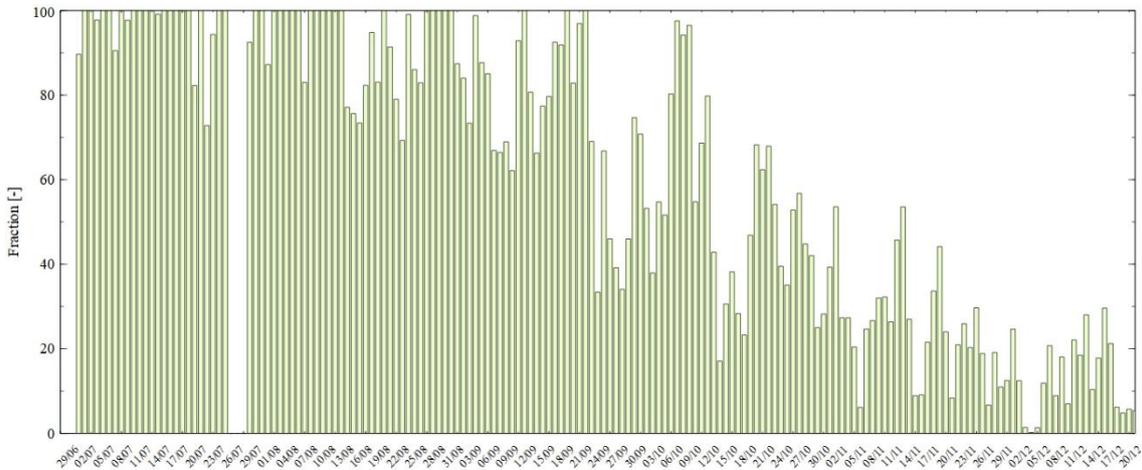


Figure IV-7 : Taux de couverture solaire journalier de l'installation

La Figure IV-8 présente la valeur cumulée de la contribution de l'installation solaire. Comme indiqué précédemment, les conditions météorologiques estivales associées à des faibles volumes soutirés permettent aux capteurs de subvenir quasiment intégralement aux besoins de l'exploitation. Le cycle arrivant à terme, le taux de couverture solaire diminue pour au final être égal à 53% pour l'ensemble du cycle.

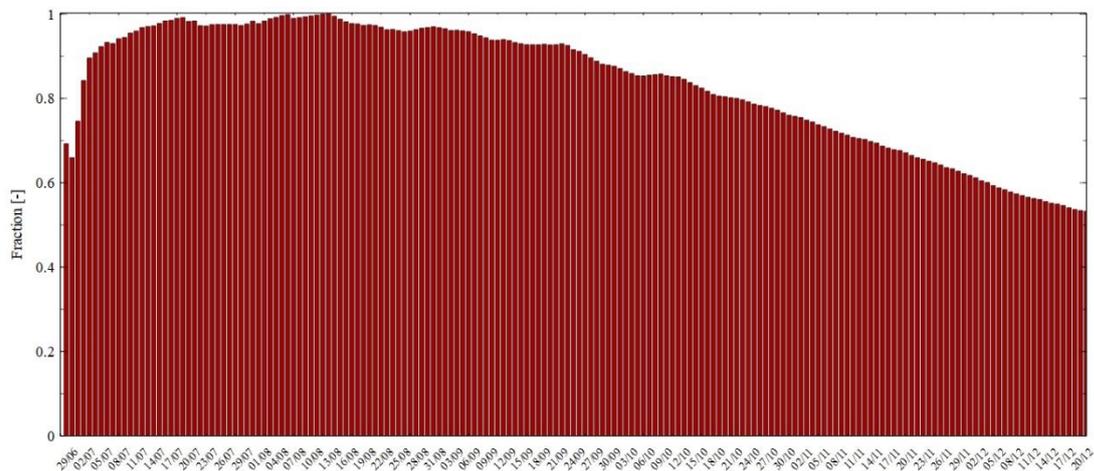


Figure IV-8 : Taux de couverture solaire cumulé de l'installation

L'instrumentation mise en place a également permis de mettre en évidence la dissipation dans le sol. La Figure IV-9 illustre les périodes où la dissipation a eu lieu. Cela concerne surtout le premier jour après le vide sanitaire et les jours fortement ensoleillés durant l'été.

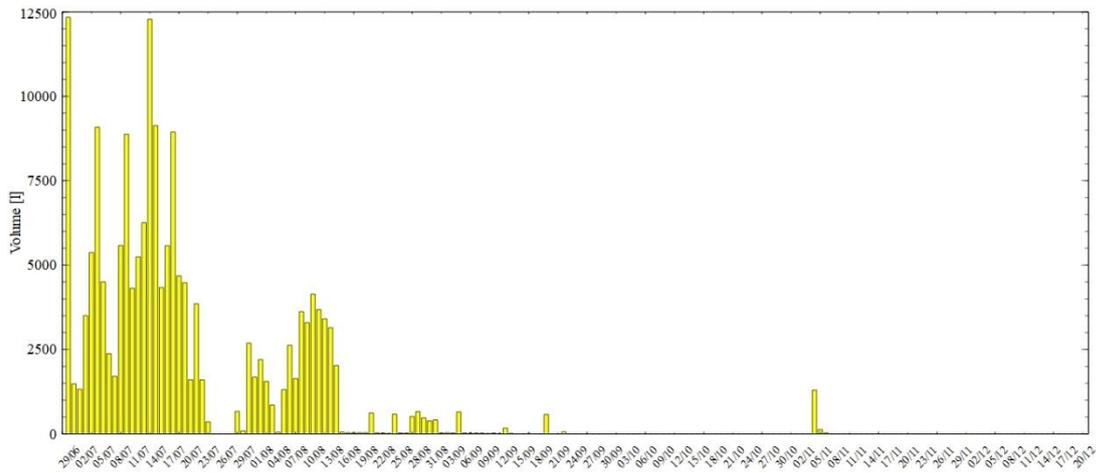


Figure IV-9 : Volume dissipé journalier

IV.1.4 Traitement des données expérimentales

La contribution de l'installation solaire aux besoins journaliers de l'exploitation est estimée grâce à l'instrumentation. A l'aide du débitmètre placé en sortie et des sondes de températures, le calcul de l'énergie journalière fournie par les capteurs solaires Q_{sup} est réalisé avec l'équation (IV.1) :

$$Q_{sup} = \int_0^{24h} \dot{m}_{out} \cdot c_p \cdot (T_{out} - T_{in}) dt \quad (IV.1)$$

En suivant la méthodologie mise en œuvre pour le site de pré-audit, l'énergie requise pour atteindre 85°C est également déterminée :

$$Q_{req} = \int_0^{24h} \dot{m}_{out} \cdot c_p \cdot (85 - T_{in}) dt \quad (IV.2)$$

La contribution énergétique de l'installation solaire est obtenue conformément au taux de couverture solaire f défini dans la norme NF EN ISO 9488 [103]:

$$f = \frac{Q_{sup}}{Q_{req}} \quad (IV.3)$$

L'irradiation globale horizontale journalière est également calculée (IV.4) et sera utilisée pour évaluer le rendement global journalier de l'installation solaire (IV.5) :

$$H_{G,H} = \int_0^{24h} G_{G,H} \cdot dt \quad (IV.4)$$

$$\eta_{total} = \frac{Q_{sup}}{H_{G,H} \cdot A_{total}} \quad (IV.5)$$

Les incertitudes des instruments de mesure associées à chaque grandeur physique évaluée sont présentées dans le Tableau IV-1 :

Tableau IV-1 : Incertitude de mesure de l'instrumentation du site pilote

Grandeur mesuré	Débit	Température	Rayonnement solaire	Direction du vent	Vitesse du vent
Référence	US ECHO II	Sonde FKP6	Station Vantage Pro2 Plus		
Incertitude	±2 %	±0,5 °C	±5 %	±3°	±3 km/h

L'incertitude-type composée de l'énergie journalière fournie à l'installation est égale à la somme quadratique des incertitudes de chaque terme de son équation. Elle est calculée conformément à la norme en vigueur [90] :

$$\frac{\Delta Q_{sup}}{Q_{sup}} = \sqrt{\left(\frac{\Delta \dot{m}}{\dot{m}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta T_{out}}{T_{out}}\right)^2 + \left(\frac{\Delta T_{in}}{T_{in}}\right)^2} \quad (IV.6)$$

IV.2 Modèle numérique

Cette section présente les modifications apportées au modèle numérique de l'installation solaire du site de pré-audit pour correspondre aux caractéristiques du site pilote. Elle introduit également le modèle numérique du système de dissipation dans le sol qui est une différence importante entre les deux sites.

IV.2.1 Adaptation au site pilote

Le modèle de l'installation solaire (Figure IV-10) est basé sur celui du site de pré-audit présenté dans le Chapitre III. Il prend en compte les différences dimensionnelles entre les deux sites, notamment la variation du nombre de capteurs, ainsi que les modifications apportées sur le réseau hydraulique. Le modèle fonctionne avec un pas de temps de 5 minutes.

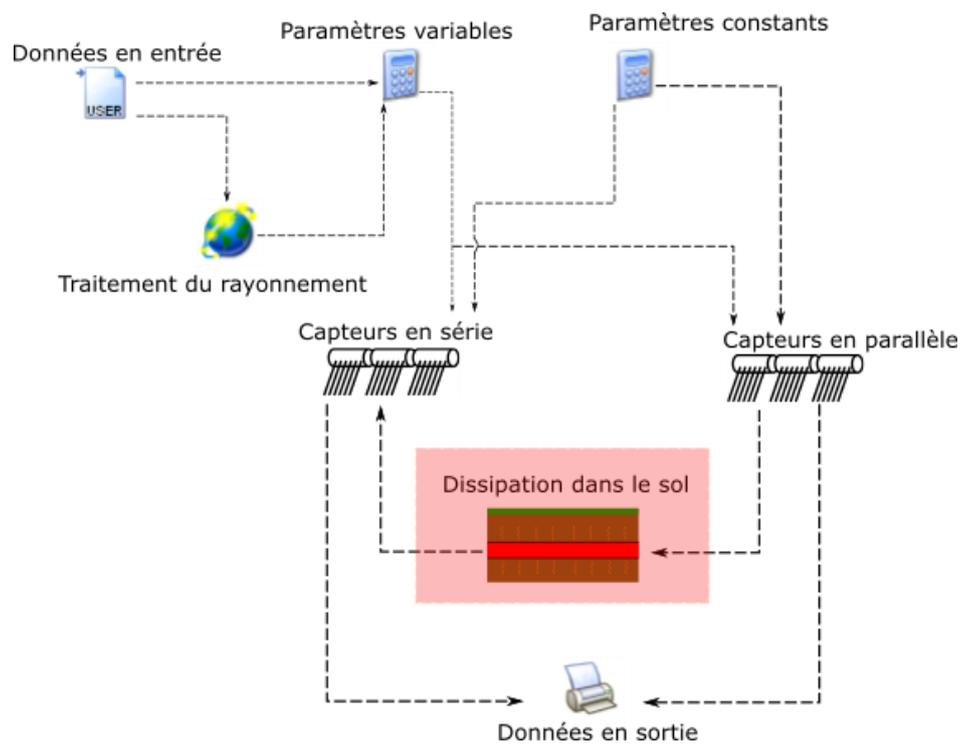


Figure IV-10 : Modélisation du site pilote

Les sollicitations environnementales et les besoins de l'exploitation, qui sont les entrées du modèle, suivent les hypothèses suivantes :

1.1.1.1 Conditions climatiques

Les données météorologiques en entrées proviennent des mesures obtenues avec la station météorologique installée.

Afin de calculer l'éclairement énergétique reçu dans le plan des capteurs, le *Type 16c* « *Solar radiation processor* » est à nouveau employé. Ses paramètres de configuration sont identiques au modèle du site du pré-audit. La longitude et la latitude doivent être spécifiées. Pour rappel, ces deux valeurs sont nécessaires au calcul de la hauteur et de l'azimut du soleil.

1.1.1.2 Fonctionnement de l'installation

Les débits en entrée et en sortie de l'installation sont ceux mesurés directement sur les sites à l'aide des débitmètres. Le profil de soutirage correspond donc au mode de fonctionnement effectif de l'installation.

IV.2.2 Modélisation de la dissipation dans le sol

Pour prendre en compte la dissipation dans le sol, le *type 997* « *Horizontal Ground Heat Exchanger* » de la librairie TESS [101] a été utilisé. Il modélise les échanges thermiques d'un échangeur de chaleur enterrée sous terre. Pour fonctionner, les conductivités thermiques des matériaux des tuyaux et du sol doivent être renseignées. La température du sol est calculée en fonction de la profondeur sous la surface et de la période de l'année en utilisant la corrélation de Kusuda [104]. Le modèle prend en compte la longueur de circuit enterré, la forme du serpent et calcule les coefficients d'échange entre le fluide et le sol.

IV.2.3 Paramètres significatifs

Le modèle du chauffe-eau solaire individuel est une combinaison de trois *Types* "Capteur à tubes sous vide", "Réservoir horizontal cylindrique" et "Module équation" (Figure IV-11).

La fraction de l'irradiance convertie en énergie par les tubes sous vide est déterminée à l'aide du *Type 71*. Le réservoir est divisé en plusieurs nœuds isothermes pour modéliser la stratification thermique au sein des chauffe-eaux solaires en série. Cependant, la spécificité des

capteurs en parallèles oblige à utiliser une variante du *Type 39*, un modèle de réservoir à volume variable et à température homogène. Enfin, le calcul du débit thermosiphon entre les tubes et le réservoir est réalisé à l'aide du *Type Equation* d'après les travaux de Budihardjo et al [105]. Le débit thermosiphon est calculé avec l'équation (IV.7) :

$$\dot{m} = \frac{b_0 \left[\frac{Nu_d \cdot Gr_d \cos\theta}{Pr} \left(\frac{L}{d} \right)^n \right]^{b_1} \pi d \mu}{4} \quad (IV.7)$$

Avec :

- b_0 et b_1 , constantes de corrélation du débit thermosiphon.
- les nombres adimensionnels de Nusselt (Nu_d), de Grashof (Gr_d) et de Prandtl (Pr).
- L et d la longueur et le diamètre des tubes sous vide.
- la viscosité dynamique μ .

La Figure IV-11 schématise le fonctionnement du modèle du chauffe-eau solaire. Elle présente également les équations principales régissant son fonctionnement en mettant en valeur les coefficients caractéristiques du capteur solaire étudié faisant l'objet de l'analyse de sensibilité dans la suite de ce chapitre.

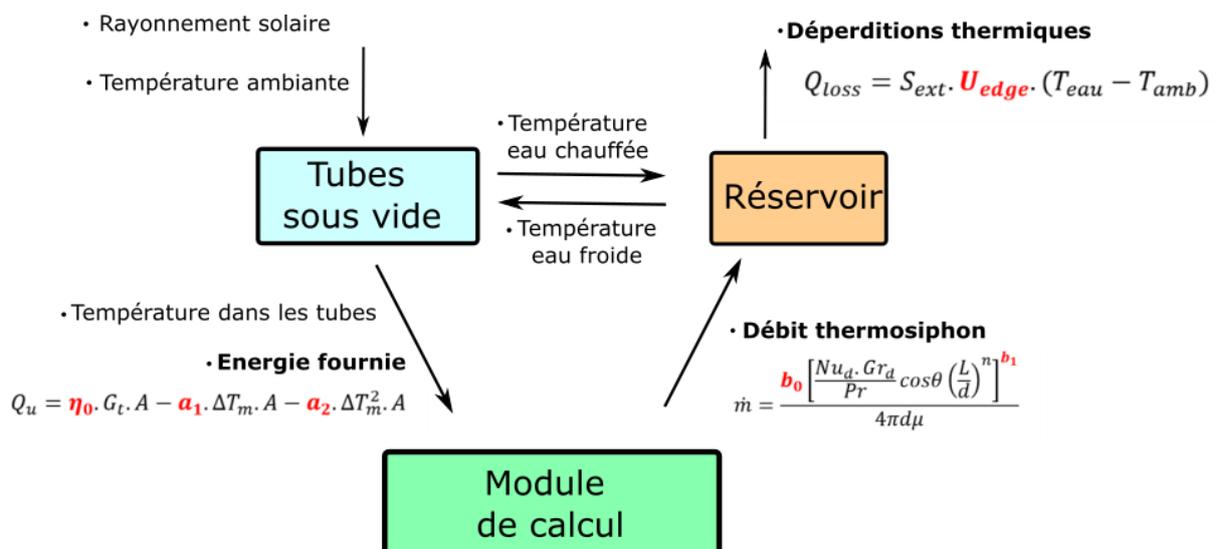


Figure IV-11 : Logigramme du modèle numérique mettant en évidence les paramètres essentiels

IV.3 Méthodologie de la calibration du modèle

La démarche retenue pour améliorer réponse du modèle numérique de l'installation solaire pilote comporte trois étapes. Dans un premier temps, une analyse de sensibilité a été effectuée sur le modèle avec le logiciel JEA [106]. C'est un outil permettant de mener des analyses paramétriques et des optimisations de modèle développé sur un logiciel externe (TRNSYS par exemple). L'objectif est de déterminer les paramètres les plus influents sur l'énergie fournie par l'installation solaire calculée avec le modèle numérique. Les valeurs des paramètres sélectionnés (en rouge dans la Figure IV-11) pour l'analyse de sensibilité doivent être déterminées pour correspondre à la nouvelle configuration. Les conclusions issues de l'étude de sensibilité permettront de retenir les paramètres impactants et d'écarter ceux ayant une influence négligeable sur les résultats des simulations. L'identification des coefficients est effectuée à l'aide du programme d'optimisation GENOPT appelé par TrnOpt, intégré à TRNSYS via la librairie TESS.

Liu et al. ont mis en œuvre les premières étapes de cette démarche avec le même objectif : identifier les paramètres les plus impactants sur la précision de leur modèle [107]. Ils ont procédé à une analyse de sensibilité de 23 paramètres d'un modèle de couplage électrochimique et thermique pour les batteries prismatiques au lithium-ion. Dans la continuité de cette article, Xu et al. ont utilisé un algorithme d'optimisation à essaim particulière pour déterminer les valeurs des paramètres permettant d'améliorer la confrontation « grandeur simulée »/ « grandeur mesurée » [108].

Un autre exemple de cette méthodologie est présenté par Fernández et al. [109]. Ils ont soumis leur modèle d'échangeur de chaleur vertical géothermique à une analyse de sensibilité avec la méthode BACCO (*Bayesian analysis of Computer Code Output*). Cette technique permet d'approximer les indices de Sobol avec un temps de calcul beaucoup plus faible (200 simulations au lieu de 1 100 000 dans le cas de Fernández) en étudiant le logiciel GEM SA [110].

GENOPT est ensuite utilisé pour déterminer les paramètres influents avec un algorithme d'optimisation hybride. Il débute par une optimisation par essaims de particules [111] appliquée sur un maillage puis la méthode de recherches par motifs généralisés de Hooke-Jeeves [112] est employé.

IV.3.1 Analyse de sensibilité

L'étude sert à connaître l'influence des paramètres sur le calcul de l'énergie fournie par l'installation. L'énergie Q_{sup} est assimilée à une fonction à plusieurs variables sous la forme $Q_{sup}=f(X)$ avec X le vecteur des paramètres étudiés. Le chapitre I a présenté un état de l'art des différentes méthodes d'analyse de sensibilité suivantes ayant pour objectif de quantifier l'impact de chaque paramètre X_j sur la sortie Q_{sup} .

IV.3.1.1 Méthode de criblage

La méthode de criblage de Morris One-Step-At-a-Time a été choisie [113]. La simulation se déroulant sur plusieurs jours avec un pas de temps de 5 minutes, la méthode de Morris est particulièrement adaptée. Le nombre de simulation N pour déterminer les indices de sensibilités est calculé avec l'équation (IV.8) :

$$N = k. (n + 1) \quad (IV.8)$$

Avec k le nombre de paramètres et n le nombre de trajectoires (généralement $n=5$ à 10 [78]). Pour une même application, les trois méthode d'analyse de sensibilité Morris, Sobol-Jansen et BACCO ont respectivement besoin de 840, 1 100 000 et 200 échantillons [109].

Chaque répétition i ($i \in [1 ; k]$) permet d'évaluer un effet élémentaire $E_j^{(i)}$. Deux indices de sensibilité sont calculés à partir de la méthode de Morris pour chaque paramètre j ($j=1 \dots k$) : la moyenne des valeurs absolues des effets μ_j^* [114] et l'écart-type des effets σ_j . Le premier indice évalue la contribution de l'entrée j sur la dispersion de la sortie et est calculé avec la relation suivante :

$$\mu_j^* = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n |E_j^{(i)}| \quad (\text{IV.9})$$

Le second indice définit la linéarité du modèle. Sa valeur est obtenue grâce à l'équation (IV.10) :

$$\sigma_j = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (E_j^{(i)} - \mu_j)^2} \quad (\text{IV.10})$$

La distance à l'origine d^* permet de classer les paramètres selon leur influence et elle est obtenue par l'équation suivante :

$$d^* = \sqrt{\mu_j^{*2} + \sigma_j^2} \quad (\text{IV.11})$$

D'après les travaux de Garcia-Sanchez et al. [115], il est utile d'étudier le rapport σ_j/μ_j^* pour déterminer le caractère linéaire ou monotone des paramètres. Un rapport $\sigma_j/\mu_j^* < 0,1$ signifie que le paramètre j a un effet presque linéaire sur le modèle. Si ce rapport est compris entre 0,1 et 0,5, la plupart des effets élémentaires ont le même signe et la réponse du modèle peut être qualifié de monotone.

La méthode de Morris est fréquemment utilisée pour différents types d'applications : hydrologie [116] [117] [118], bâtiment [119] [79] et agriculture [120].

IV.3.1.2 Modèle de régression linéaire

En parallèle de la méthode précédente, un modèle de régression linéaire est exprimé sous la forme matricielle suivante :

$$Y = X\beta + \epsilon = \hat{Y} + \epsilon \quad (\text{IV.12})$$

Avec β , ϵ et \hat{Y} , respectivement les vecteurs des effets de facteur, des résidus et des valeurs prédites par le modèle.

Cette méthode permet d'obtenir le coefficient de corrélation linéaire, nommé aussi coefficient de Pearson [121]. Il est compris entre -1 et 1 et est obtenu à l'aide de l'équation (IV.13) :

$$\rho_j = \rho(X_j, Y) = \frac{\text{Cov}(X_j, Y)}{\sqrt{\text{Var}(X_j)\text{Var}(Y)}} \quad (\text{IV.13})$$

Plus sa valeur absolue est élevée, plus la relation linéaire entre les valeurs d'entrée et de sortie est importante. Une valeur négative indique que la sortie est inversement liée à l'entrée. Contrairement aux autres indices obtenus par cette méthode, ce coefficient est calculé en post-traitement.

Un autre indice de sensibilité est le coefficient de régression standard (noté SRC). Son utilisation va dépendre de la linéarité du modèle.

$$\text{SRC}_j = \beta_j \sqrt{\frac{\text{Var}(X_j)}{\text{Var}(Y)}} \quad (\text{IV.14})$$

Plus sa valeur absolue est élevée, plus la variation de Y peut être expliquée par la variation du paramètre j . Le signe du coefficient indique si le paramètre j aura une influence positive ou négative sur la sortie Y. Les coefficients de régression standard ne sont pas pertinents si le modèle de régression n'est pas linéaire. Le coefficient de détermination R^2 peut être employé afin de déterminer la linéarité du modèle.

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n [Y_i - \hat{Y}_i]^2}{\sum_{i=1}^n [Y_i - \bar{Y}]^2} \quad (\text{IV.15})$$

Cependant, R^2 peut être surévalué si le nombre k de paramètres augmente. L'utilisation du coefficient de détermination ajusté R_a^2 est alors plus adapté :

$$R_a^2 = 1 - (1 - R^2) \times \frac{n - 1}{n - k - 1} \quad (\text{IV.16})$$

Une faible valeur de R_a^2 indique un ajustement insuffisant du modèle de régression avec la sortie du modèle. Un nombre insuffisant de paramètres, des effets de non-linéarité ou des interactions entre paramètres non observées par l'analyse de sensibilité peuvent expliquer un R_a^2 faible. Une valeur supérieure à 0,7 signifie que le modèle est linéaire.

Ruiz utilise les coefficients obtenus par la méthode de régression linéaire pour étudier la sensibilité des paramètres d'un modèle sur la consommation énergétique de plusieurs bâtiments [122].

IV.3.1.3 Méthode de la décomposition de la variance fonctionnelle

Les indices de Sobol [123] sont d'autres indicateurs permettant d'évaluer l'influence des paramètres sur la sortie. Ces indices sont basés sur la décomposition G d'un modèle en somme de fonctions élémentaires [124] :

$$G(X_1, \dots, X_p) = f_0 + \sum_i^p f_i(X_i) + \sum_{i<j}^p f_{ij}(X_i, X_j) + \dots + f_{12..p}(X_1, \dots, X_p) \quad (IV.17)$$

Dans le cas où les X_i sont aléatoires et indépendantes, l'équation (IV.17) permet d'obtenir la décomposition de la variance fonctionnelle :

$$\text{Var}(Y) = \sum_{i=1}^p V_i(Y) + \sum_{i<j} V_{ij}(Y) + \sum_{i<j<k} V_{ijk}(Y) + \dots + V_{12..p}(Y) \quad (IV.18)$$

Où $V_i(Y) = \text{Var}[\mathbb{E}(Y|X_i)]$, $V_{ij}(Y) = \text{Var}[\mathbb{E}(Y|X_i X_j)] - V_i(Y) - V_j(Y)$ et ainsi de suite.

L'équation (IV.18) permet d'obtenir les indices de Sobol suivants :

$$I_i = \frac{\text{Var}[\mathbb{E}(Y|X_i)]}{\text{Var}(Y)} = \frac{V_i(Y)}{\text{Var}(Y)} \quad (IV.19)$$

$$I_{ij} = \frac{V_{ij}(Y)}{\text{Var}(Y)} \quad (IV.20)$$

$$I_{ijk} = \frac{V_{ijk}(Y)}{\text{Var}(Y)} \quad (IV.21)$$

L'indice de second ordre I_{ij} exprime la sensibilité du modèle à l'interaction entre les variables aléatoires X_i et X_j , et ainsi de suite pour les ordres supérieurs.

La méthode basée sur la décomposition de la variance est très efficace mais l'évaluation et l'analyse des indices de Sobol se complexifie lorsque le nombre de variables d'entrée p augmente. Le nombre d'indices de sensibilité augmente exponentiellement avec p et donc le

nombre de simulation nécessaire croît également. Saltelli et al. ont passé en revue plusieurs méthodes pour déterminer ces indices [125] [126]. Parmi elles, la méthode basée sur des échantillons de Monte Carlo [127] et la méthode FAST (*Fourier Amplitude Sensitivity Test*) [128]. Ces techniques nécessitent un nombre d'échantillon très important de l'ordre de 10000 évaluations pour une entrée [129].

Une alternative est proposée par Oakley and O'Hagan [130] avec la méthode BACCO (*Bayesian Analysis of Computer Code Outputs*). Cette approche comporte deux principales étapes :

- La construction d'un émulateur à partir d'un échantillon de simulations déjà effectuées.
- Utiliser l'émulateur pour calculer les indices de sensibilité principal et total.

Contrairement aux méthodes présentées précédemment, la méthode BACCO nécessite un nombre d'échantillon plus restreint et elle est utilisée avec le logiciel GEM-SA (*Gaussian Emulation Machine – Sensitivity Analysis*) [131] [132].

Dans le cadre de l'étude du site pilote, un panel de 400 simulations obtenus à l'aide d'un échantillonnage par hypercube latin [133] a servi à créer l'émulateur. Cette méthode, inspirée de la méthode de Monte-Carlo, permet de générer un échantillon quasi-aléatoire de valeurs de paramètres en s'assurant que leurs espaces de définition soient bien couverts et que chaque tirage soit unique.

IV.3.1.4 Incertitudes des résultats des analyses

Dix analyses de dix trajectoires ont été effectuées. La répétition permet d'avoir un nombre d'indices de sensibilité suffisant pour calculer un écart-type s . Les résultats sont donc présentés dans un intervalle d'erreur calculé comme l'incertitude type de répétabilité (type A) et selon l'équation (IV.22) :

$$u_A = \frac{s}{\sqrt{10}} \quad (\text{IV.22})$$

Les résultats présentés sont sous la forme : Moyenne \pm u_A .

IV.3.2 Algorithme d'identification des paramètres

Un algorithme d'identification pour améliorer la performance du modèle numérique a été choisi. Le choix de l'algorithme s'est porté sur celui utilisé dans le chapitre III (algorithme à essaim particulaire avec coefficient de constriction) et la configuration d'Almeida et al. a été conservée (Tableau IV-2). D'autres configurations ont été testées dont celle préconisée par Clerc et Kennedy. Ces derniers recommandent une population de 20 particules et $c_1=c_2=2$. Carlisle et Dozier recommandent d'utiliser $n_p=30$, $c_1=2,8$ et $c_2=1,3$. [134]. Parmi les trois configurations citées, c'est celle d'Almeida et al. qui a donné les meilleurs résultats.

Tableau IV-2 : Paramètres adoptés pour l'optimisation par essaim particulaire avec coefficient de constriction

Paramètre	Valeur
Nombre de particules n_p	10
Constante d'accélération cognitive c_1	0,5
Constante d'accélération sociale c_2	0,5

La fonction coût diffère de l'identification du chapitre III. Elle est la moyenne des écarts en valeur absolue calculée avec l'équation suivante :

$$PMAE = \frac{\sum_{i=1}^N \frac{|Q_{sup,m} - Q_{sup,s}|}{Q_{sup,m}}}{N} \quad (\text{IV.23})$$

Avec N le nombre de jours simulés.

IV.3.3 Récapitulatifs des paramètres

Pour chaque paramètre, des limites inférieure et supérieure ont été choisies autour d'une valeur référence à l'aide de la littérature et des observations faites précédemment sur le modèle. Les premiers paramètres sélectionnés sont les coefficients utilisés dans l'équation d'efficacité

des capteurs solaires. Leurs valeurs étaient inconnues et elles ont été prédéterminées dans le chapitre III. Elles sont à nouveau calculées pour prendre en compte les modifications apportées au modèle. Les deux coefficients b_0 et b_1 doivent être étudiés pour connaître leur influence sur le calcul d'énergie. Les valeurs initiales et les plages de variation sont issues des travaux de Budihardjo et Morrison [105]. Le coefficient de déperdition thermique du réservoir prend pour valeur de référence celle déterminée à l'aide du capteur individuel instrumenté. Enfin, l'albédo est la dernière grandeur apparaissant dans la liste des paramètres étudiés (Tableau IV-3) et sa valeur de référence est choisie à partir de valeur usuelle pour un sol uniforme blanc.

Tableau IV-3 : Liste des paramètres

	Valeur de référence	Limite inférieure	Limite supérieure	Unité
η_0	0,6	0,2	1,0	-
a_1	5	2	15	$\text{kJ.hr}^{-1}.\text{m}^{-2}.\text{K}^{-1}$
a_2	0,001	0,0005	0,01	$\text{kJ.hr}^{-1}.\text{m}^{-2}.\text{K}^{-2}$
b_0	0,1914	0,18	0,21	-
b_1	0,4084	0,40	0,42	-
U_{edge}	3,7	2	15	$\text{kJ.hr}^{-1}.\text{K}^{-1}$
ρ	0,5	0	1,0	-

IV.3.4 Présentation de la séquence expérimentale

La période utilisée durant l'analyse de sensibilité a été sélectionnée pour avoir des conditions météorologiques variés. De plus, la période doit être suffisamment longue pour prendre en compte l'énergie stockée au sein des réservoirs et son impact sur la contribution de l'installation solaire.

La séquence retenue se déroule entre le 1^{er} Septembre à minuit et le 12 Septembre minuit. Les heures de début et de fin ont été choisies pour correspondre à des périodes sans ensoleillement ni débit, que ce soit de soutirage ou de remplissage. Les conditions météorologiques sont présentées dans la Figure IV-12.

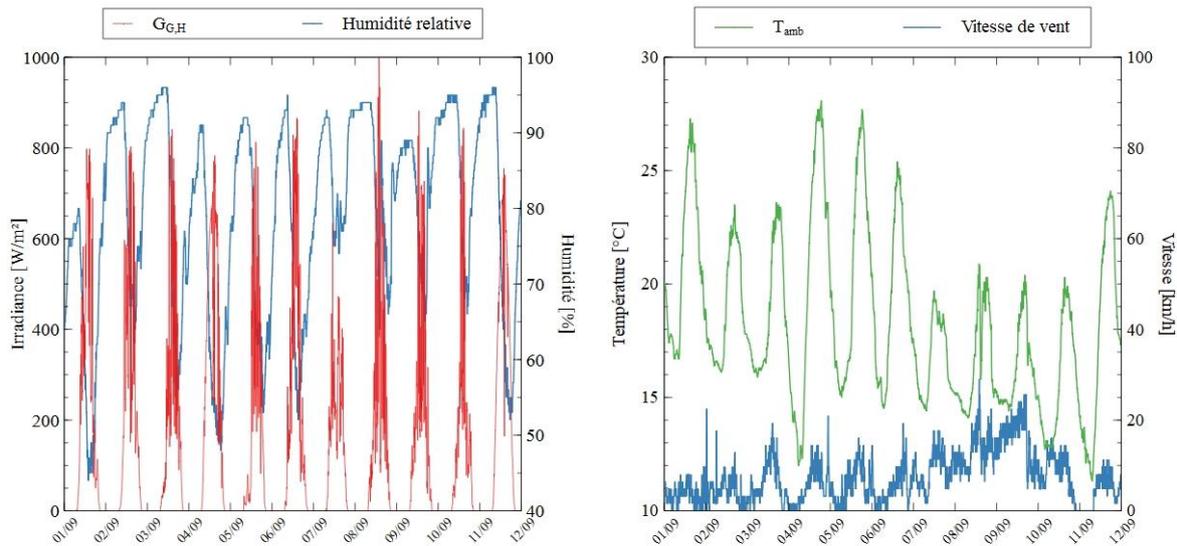


Figure IV-12 : Conditions météorologiques (Septembre)

La période présente effectivement une alternance de jours ensoleillés et nuageuses. L'irradiance au zénith varie entre 450 W/m² et 1000 W/m². La température ambiante est comprise entre 11°C et 28°C. La vitesse moyenne du vent est modérée et atteint une valeur maximale de 30 km/h.

IV.4 Résultats

Dans un premier temps, les résultats de l'analyse de sensibilité sont discutés. Ils justifient les choix effectués à l'étape de l'identification des paramètres. Enfin, les valeurs identifiées sont utilisées pour lancer des simulations. Les énergies calculées avec le modèle seront confrontées avec les mesures *in-situ*.

IV.4.1 Analyses de sensibilité

Cette partie présente les résultats obtenus avec les différentes méthodes utilisées.

IV.4.1.1 Indices de Morris

Les indices de sensibilités obtenus grâce à la méthode de criblage de Morris sont présentés dans la Figure IV-13 :

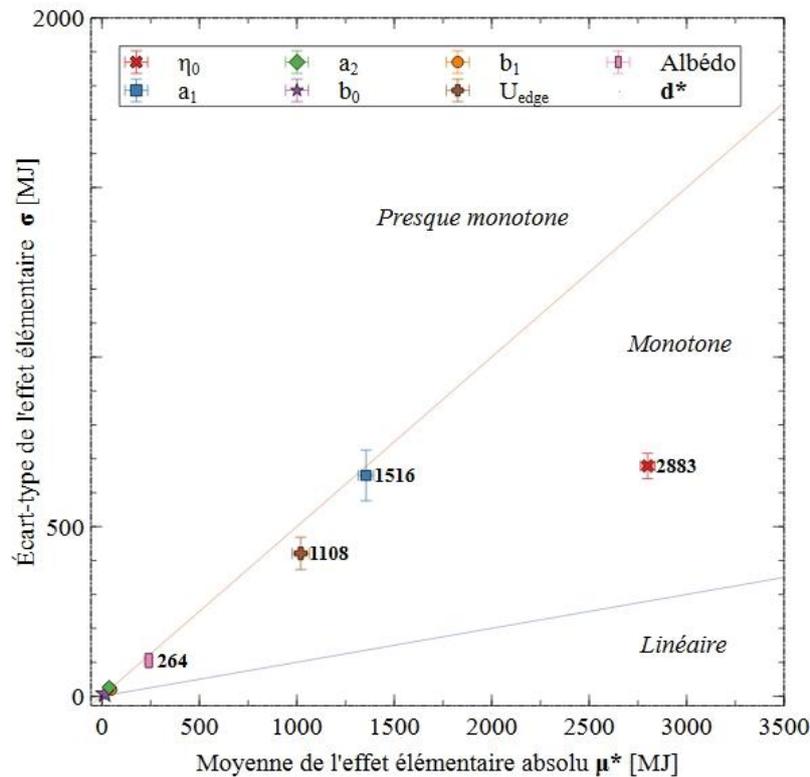


Figure IV-13 : Indices de sensibilité de Morris

Plus un point est éloigné de l'origine, plus le coefficient associé est impactant. Pour le modèle numérique du site pilote, les trois paramètres les plus influents sont dans l'ordre η_0 , a_1 et U_{edge} . Les quatre autres paramètres ont une influence plus faible sur l'énergie fournie. L'albédo est au 4^{ème} rang des paramètres les plus influents. Le rapport σ_j/μ_j^* nous indique que les réponses du modèle au paramètre le plus influent η_0 peuvent être qualifiées de monotones. La moyenne des effets élémentaires induits par la variation du rendement optique est positive. Par conséquent, si le rendement optique augmente, l'énergie fournie augmente. Dans le cas d' a_1 et U_{edge} nous sommes à la frontière entre « presque monotone » et « monotone ». ce qui indique qu'ils ont une influence non linéaire sur Q_{sup} , et/ou qu'il y a une interaction entre eux. On ne peut donc pas déterminer avec certitude la nature de la variation du calcul de l'énergie fournie en connaissant uniquement la variation de ces deux paramètres.

IV.4.1.2 Indices de sensibilité obtenus par régression linéaire

Les coefficients de Pearson obtenus pour chaque paramètre sont listés dans le Tableau IV-4 :

Tableau IV-4 : Coefficients de Pearson

	η_0	a_1	a_2	b_0	b_1	U_{edge}	Albédo
Coefficient de Pearson	0,80	-0,47	-0,01	0,04	0,00	-0,26	0,07

Ces valeurs confirment les résultats obtenus avec la méthode de Morris. En prenant les valeurs absolues, les paramètres influents sont toujours η_0 , a_1 et U_{edge} .

Le coefficient de détermination ajusté R_a^2 est en moyenne de 96,2 %. Le modèle peut donc être considéré comme linéaire. Par conséquent, les indices de sensibilités à considérer sont donc les « Standardized Regression Coefficients » (Figure IV-14) :

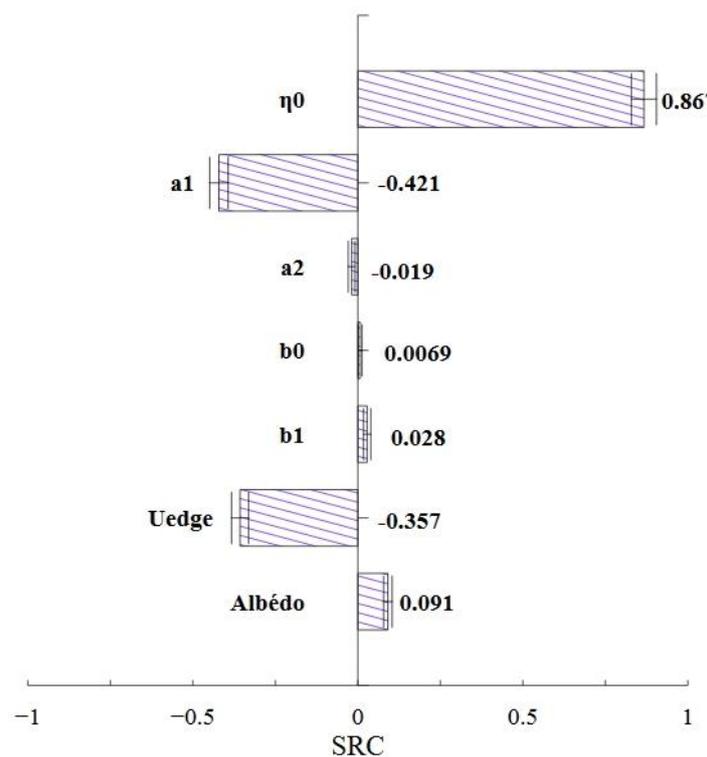


Figure IV-14 : Coefficients de régression standardisés

Ces résultats confirment les tendances observées avec la méthode de Morris. Les trois paramètres les plus influents sont toujours le rendement optique, le coefficient de premier ordre de l'équation d'efficacité et le coefficient de déperdition du réservoir.

Les évolutions de l'énergie fournie en fonction de la variation de chaque paramètre sont représentées dans la Figure IV-15. On observe que, conformément aux observations faites sur le rapport σ_j/μ_j^* , la relation entre η_0 et Q_{sup} est monotone. Les deux évoluent dans le même sens : plus le rendement optique augmente plus l'énergie a tendance à augmenter. La relation de a_1 et de U_{edge} avec Q_{sup} est moins explicite. Enfin, les résultats des autres coefficients illustrent qu'il n'y a ni relation linéaire ni monotone avec Q_{sup} .

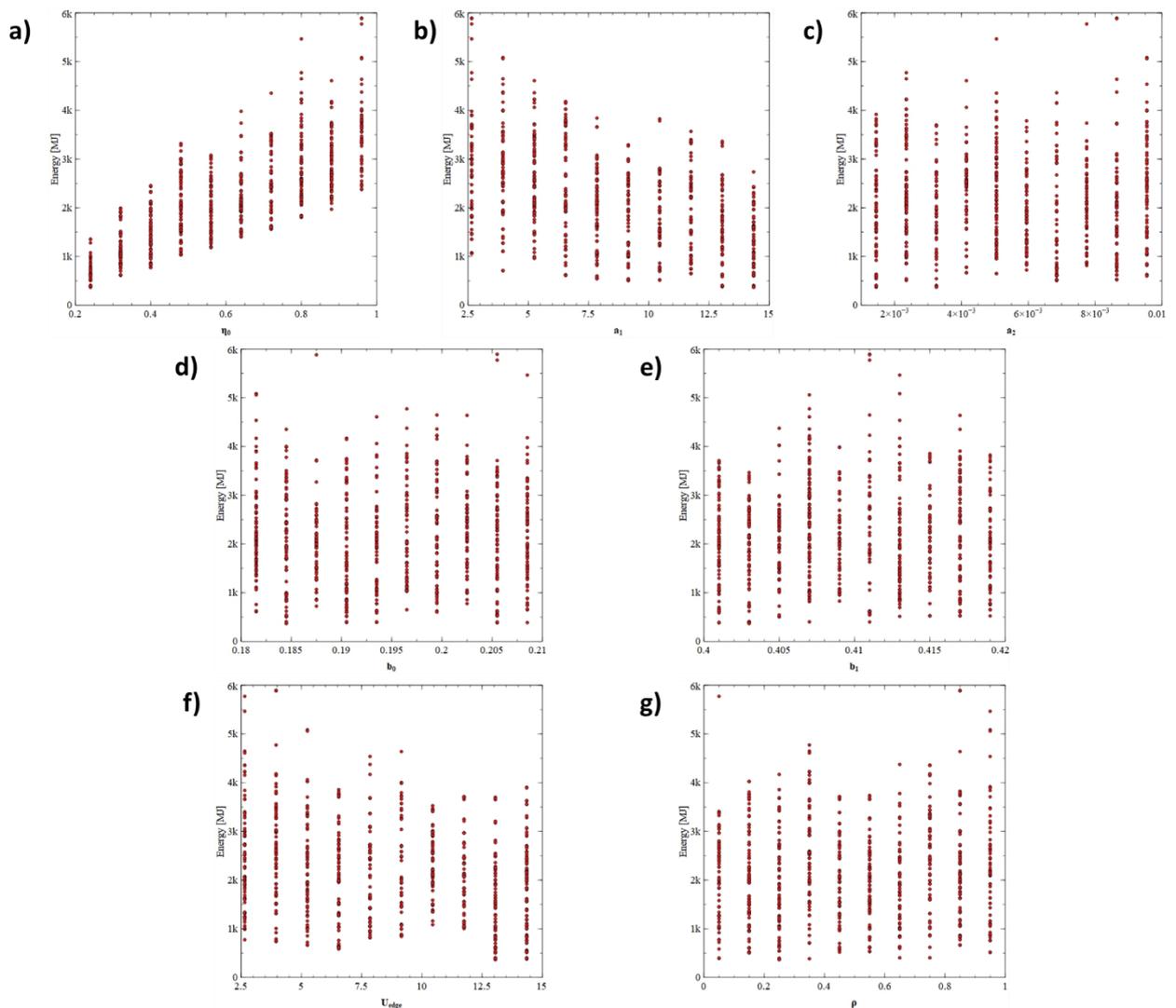


Figure IV-15 : Evolution de Q_{sup} en fonction de la variation de η_0 (a), a_1 (b), a_2 (c), b_0 (d), b_1 (e), U_{edge} (f) et de l'albédo (g)

IV.4.1.3 Indices de sensibilité principal et total de Sobol

La méthode BACCO a permis d'approximer les indices de Sobol obtenus par l'émulateur créé par le logiciel GEM-SA à l'aide des 400 simulations (Figure IV-16).

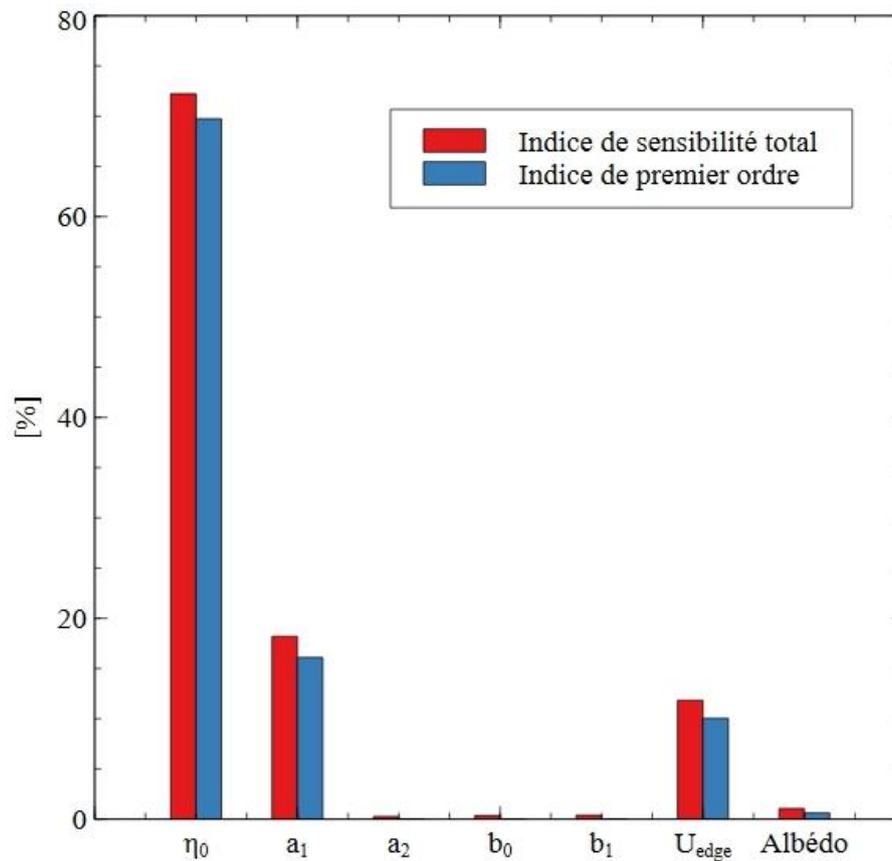


Figure IV-16 : Indices de Sobol obtenus avec la méthode BACCO

Les indices de Sobol confirment les conclusions obtenues précédemment. Les trois paramètres les plus influents sont, en premier et de loin, le rendement optique suivi du coefficient a_1 et du coefficient de déperdition du réservoir. Pour chaque variable, l'indice de premier ordre est presque égal à l'indice de sensibilité total. Cela signifie que chaque variable a une faible interaction avec une autre entrée. Seulement trois effets d'interaction entre deux entrées sont supérieurs à 0,1% :

L'indice de second ordre prenant en compte les interactions entre η_0 et a_1 est de 1,25%, celui entre η_0 et U_{edge} vaut 0,8%, et enfin celui entre a_1 et U_{edge} . Ces indices sont très faibles pour être pris en compte mais il est intéressant de noter qu'ils ne concernent uniquement les paramètres les plus influents.

La somme des indices de sensibilité total est égale à 96,54%. Cela représente la part de la variance de la sortie expliquée par les variables d'entrée. Cette valeur est cohérente avec le coefficient de détermination ajusté R_a^2 obtenue avec le modèle de régression linéaire. En effet,

dans le cas d'un modèle prouvé linéaire, les indices du premier ordre sont quasiment égaux aux indices totaux mais aussi aux SRC² [78] comme le prouve les résultats dans le Tableau IV-5 :

Tableau IV-5 : Comparaison entre les indices de sensibilité totaux et les SRC²

	η_0	a_1	a_2	b_0	b_1	U_{edge}	Albédo
<i>SRC² [%]</i>	75	18	3,6E-02	4,8E-03	8,1E-02	13	0,8
<i>Indice de sensibilité total [%]</i>	72	18	0,3	0,4	0,4	12	1,1

IV.4.1.4 Conclusion

En conclusion, l'ensemble des indices de sensibilité ciblent η_0 , a_1 et U_{edge} comme étant les paramètres les plus influents. Par conséquent, leur identification est indispensable pour améliorer la confrontation mesure/simulation. Dans cette optique, l'identification des coefficients b_0 , b_1 , et a_2 ne présente pas d'intérêt. L'albédo se distingue de ce dernier groupe mais ses indices de sensibilité n'excèdent jamais 10%. L'intégrer à l'identification ajouterait une dimension au problème d'optimisation et donc augmenterait le temps de calcul. Il a donc été décidé de l'écarter du processus d'optimisation. Pour ces paramètres, les valeurs utilisées dans les simulations seront les valeurs de références présentées dans le Tableau IV-3.

IV.4.2 Résultats de l'identification du modèle

Suite à l'analyse de sensibilité du modèle, les trois coefficients retenus pour être identifiés avec l'algorithme d'optimisation sont η_0 , a_1 et U_{edge} . Les résultats obtenus avec TrnOpt sont présentés dans le Tableau IV-6 et la vitesse de convergence de chaque paramètre est observable dans la Figure IV-17 :

Tableau IV-6 : Paramètres identifiés (Septembre)

	Valeur identifiée	Valeur initiale	Unité
η_0	0,75	0,6	-
a_1	4,64	5	$\text{kJ.hr}^{-1}.\text{m}^{-2}.\text{K}^{-1}$
U_{edge}	3,16	3,7	$\text{kJ.hr}^{-1}.\text{K}^{-1}$

Avec une fonction coût minimisée à 2,2%.

Les coefficients sont assez conformes avec les valeurs usuelles pour des capteurs à tubes sous vide même si le rendement optique est légèrement supérieur. Ils sont représentatifs du fonctionnement d'un arrangement de capteur spécifique en opération et non dans le cadre d'un essai normatif.

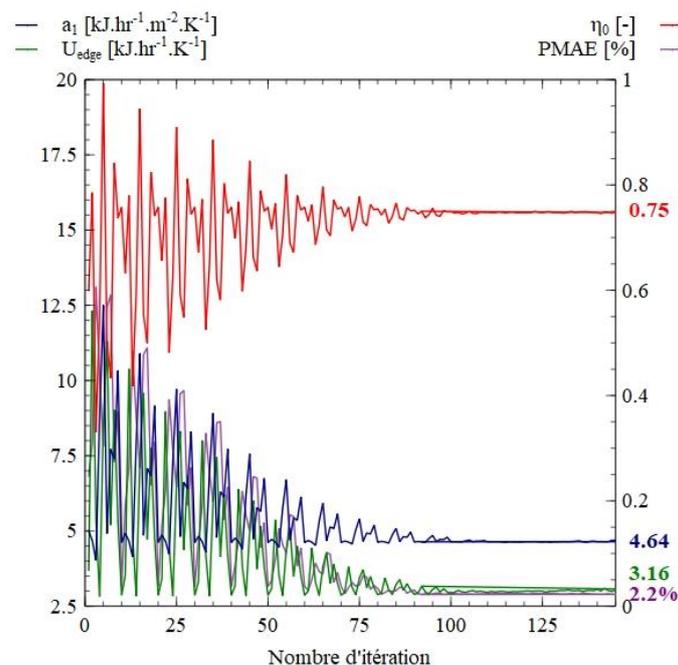


Figure IV-17 : Résultats de l'algorithme d'identification

Les valeurs sont cohérentes avec les résultats obtenus sur le site de pré-audit. Le rendement optique était égale à 0,72 tandis que le coefficient a_1 vaut $4,98 \text{ kJ}\cdot\text{hr}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$.

U_{edge} est proche de la valeur identifiée à l'aide du chauffe-eau solaire unitaire présenté dans le chapitre II. La valeur déterminée était de $3,7 \text{ kJ}\cdot\text{hr}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$. Les résultats obtenus sur la période complète sont illustrés dans la Figure IV-18.

IV.4.3 Validation du modèle

La simulation durant le mois de Septembre a donné les résultats présentés dans la Figure IV-18 :

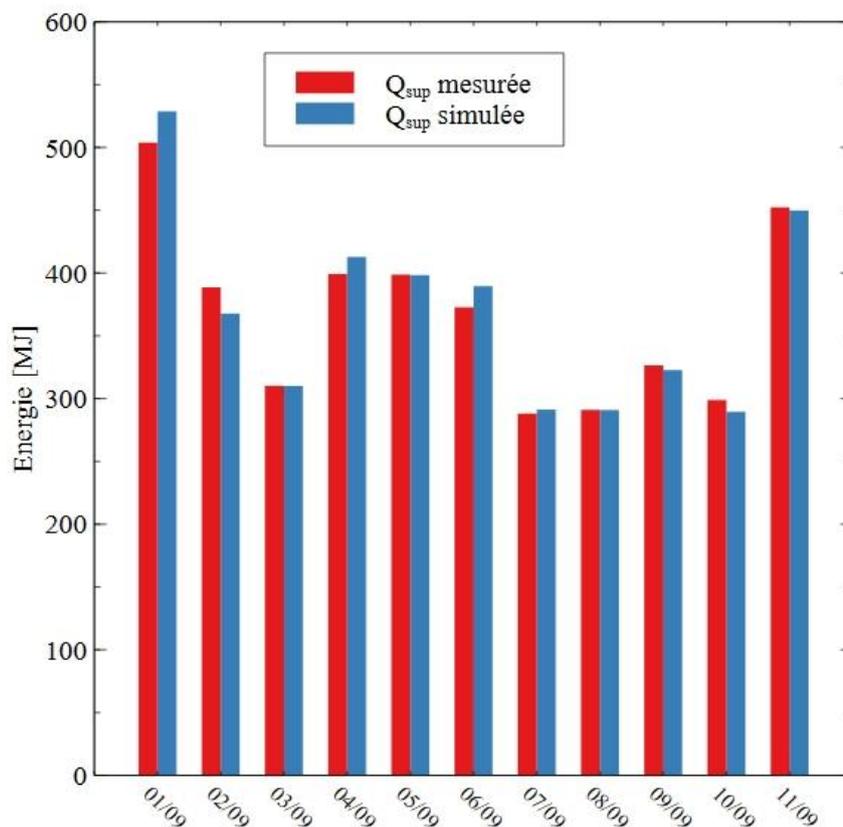


Figure IV-18 : Comparaison entre les énergies fournies mesurées et simulées (Septembre)

Le modèle a un comportement très cohérent avec les mesures expérimentales. L'erreur relative sur l'ensemble de la période est de 0,5% et le PMAE est pour rappel de 2,2%.

IV.4.3.1 Période estivale

Afin de vérifier que le modèle est capable de modéliser correctement l'installation solaire, il a été confronté à des mesures *in-situ* durant des périodes différentes. La première période testée se déroule du 14 au 27 Août et les conditions météorologiques sont présentées dans la Figure IV-19.

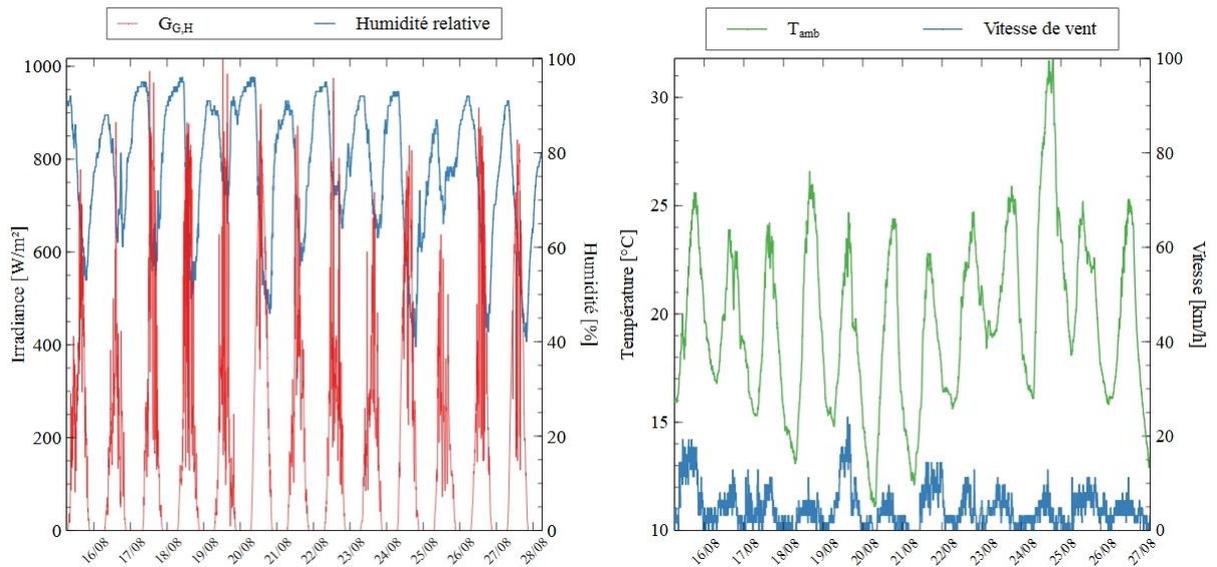


Figure IV-19 : Conditions météorologiques durant la période estivale

La simulation sur la période estivale donne les résultats présentés dans la Figure IV-20 :

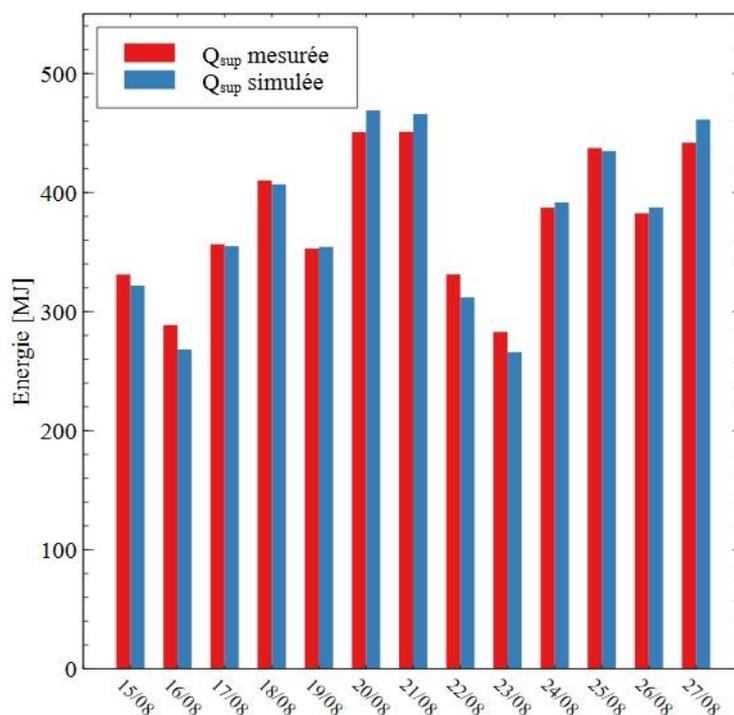


Figure IV-20 : Comparaison entre énergies fournies mesurées et simulées sur la période d'Aout

Avec un PMAE de 2,9% et une erreur relative de 0,2%, les résultats sont positifs. Malgré des conditions météorologiques différentes, la réponse du modèle est très satisfaisant avec une erreur maximale obtenue sur Q_{sup} ne dépasse pas 7,1%.

Le modèle numérique détermine des températures à des points non mesurables. Cela permet en outre de vérifier si l'hypothèse faite sur la stratification thermique dans les réservoirs en série est pertinente. La Figure IV-21 présente les températures en partie haute et basse du premier et du dernier capteur solaire en série.

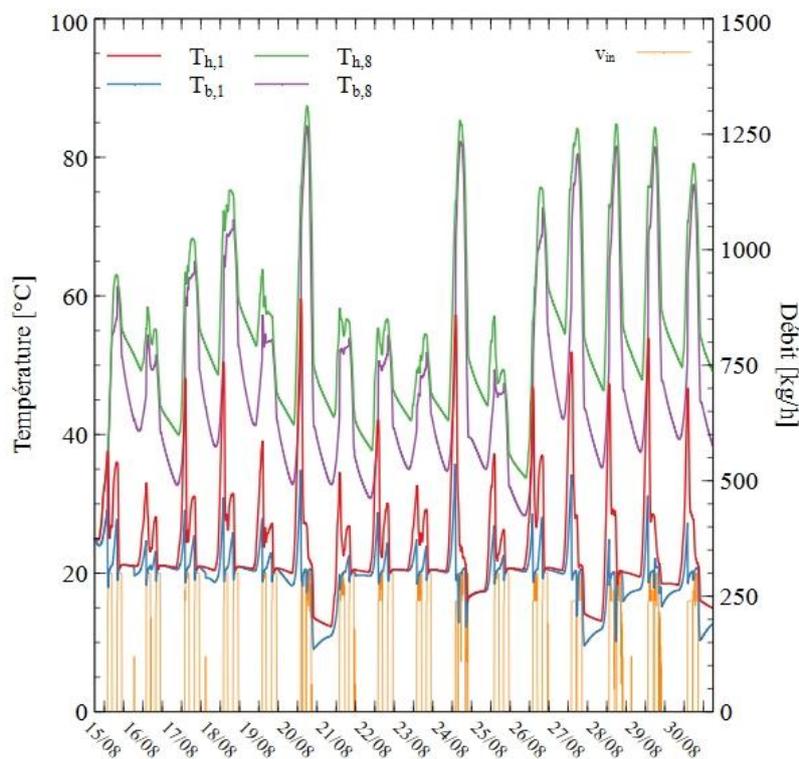


Figure IV-21: Températures simulées dans le premier et dernier chauffe-eau solaire en série et débit en entrée

On observe une stratification thermique marquée dans les deux réservoirs. Elle est particulièrement observable dans le huitième chauffe-eau solaire dans les périodes après injection d'eau froide. Cela correspond au moment où le ballon est injecté d'eau froide en partie basse tandis que l'eau plus chaude reste en partie haute. Durant cette période, la température dans le premier réservoir semble plus homogène étant donné que la température de l'eau à son entrée est proche de l'eau du réseau.

IV.4.3.2 Période hivernale

Il est opportun de vérifier si le modèle numérique fonctionne avec des conditions météorologiques moins favorables. Les coefficients identifiés ont permis au modèle d'apporter une réponse satisfaisante pour l'été. Afin de s'assurer qu'elle reste acceptable sur l'ensemble de l'année, ils doivent être testés dans des conditions hivernales.

La simulation sera faite du 16/02/2022 à 6h au 6/03/2022 à 6h et elle comporte des journées avec des conditions variées (Figure IV-22). L'ensoleillement global horizontal est beaucoup plus faible comparé aux périodes précédentes avec une valeur maximale autour de 650 W/m^2 . L'air environnant est également plus froid avec une température comprise entre -2°C et 13°C .

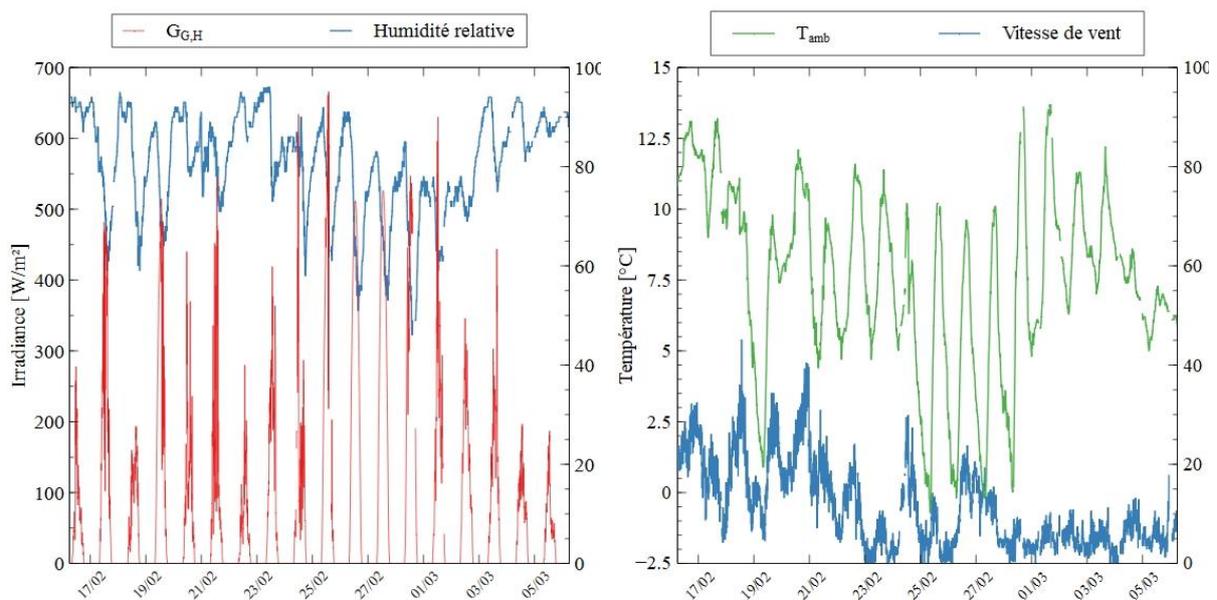


Figure IV-22 : Conditions météorologiques durant la période hivernale

La confrontation entre le modèle et les mesures est présentée dans la Figure IV-23 :

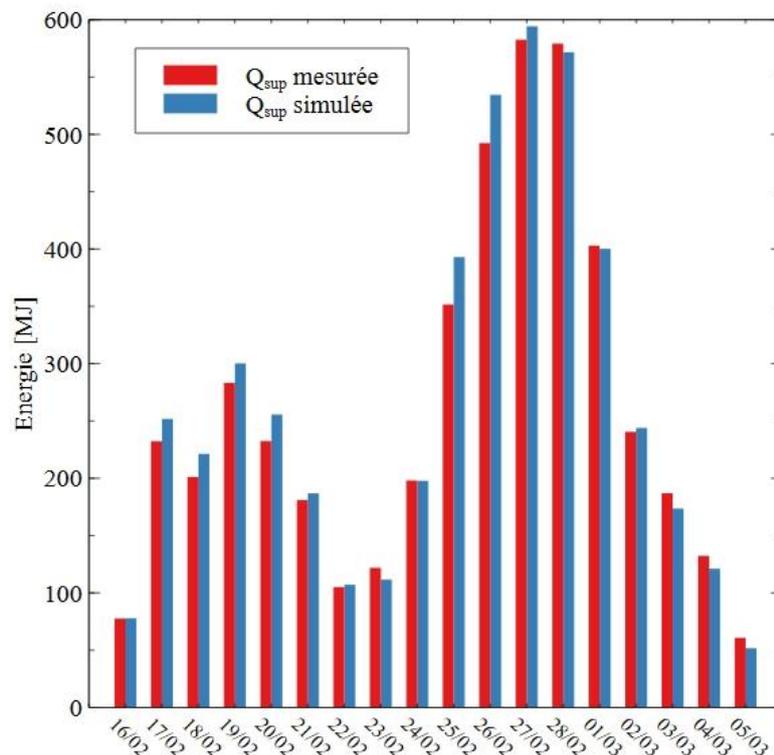


Figure IV-23: Comparaison entre énergies fournies mesurées et simulées (période hivernale)

Les résultats sont satisfaisants. Le modèle surestime l'énergie fournie sur l'ensemble de la période de 2,8%. La déviation moyenne entre les mesures et la simulation est de 5,8%. La valeur absolue de l'erreur en hiver est dans le même ordre de grandeur que pour les deux autres périodes. Sur cette séquence, la valeur de Q_{sup} moins élevée implique une erreur relative journalière plus importante mais n'excédant toutefois pas 15%.

L'analyse des températures entrée et sortie de l'installation illustre également sa contribution aux besoins énergétiques (Figure IV-24). Il est intéressant de noter que le modèle valide les hypothèses de fonctionnement de l'installation. Les chauffe-eaux solaires arrangés en série ont pour fonction principale de préchauffer l'eau tandis que ceux en parallèle chauffent également mais remplissent surtout la fonction de stockage. La température en sortie de l'installation est très proche de celle mesurée entre le dernier capteur en série et le premier en parallèle.

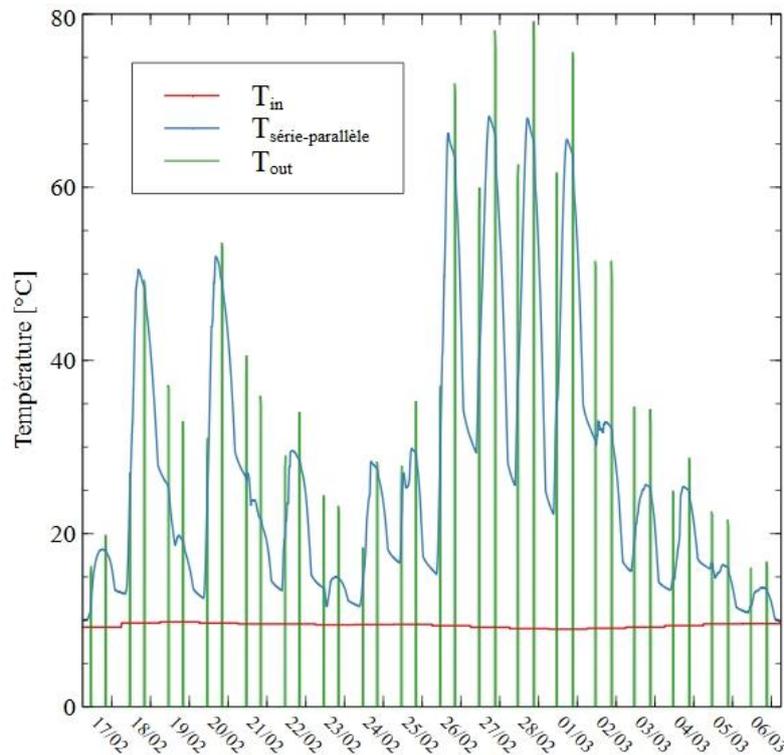


Figure IV-24 : Températures en entrée, sortie de l'arrangement série et sortie des capteurs en parallèle

IV.4.3.3 Modèle de dissipation dans le sol

Des températures élevées ont été atteintes dans les réservoirs des capteurs en parallèle durant les premiers jours d'Août forçant la mise en marche de la dissipation. La Figure IV-25 présente les températures en entrée et en sortie du système de dissipation mesurées et celles obtenues par simulation. Le modèle fonctionne de manière cohérente avec une bonne estimation de la température en sortie. Les températures sont légèrement surestimées mais les deltas de températures simulées sont similaires aux mesures.

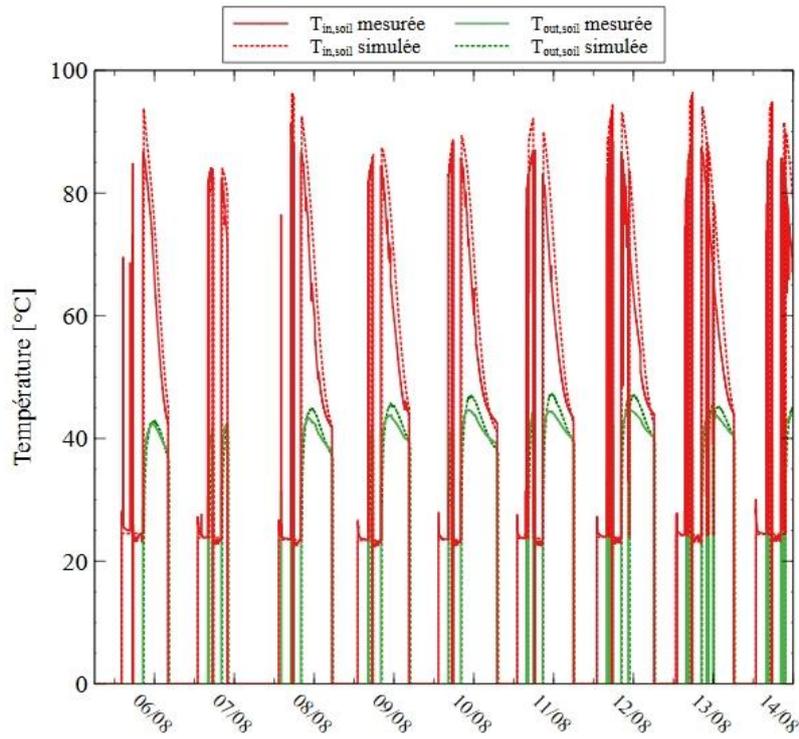


Figure IV-25 : Confrontation simulation/mesure des températures en entrée et en sortie du système de dissipation

IV.5 Conclusion

Ce chapitre présente les démarches mises en œuvre pour modéliser le site pilote afin d'évaluer l'énergie fournie par l'installation solaire. L'instrumentation installée, moins conséquente que sur le site de pré-audit, a été décrite ainsi que le système de dissipation mis en place. Un bilan énergétique sur l'ensemble d'un cycle d'élevage est effectué et les données expérimentales sont exploitées pour conforter l'étude numérique. A partir des travaux du chapitre précédent, le modèle a été adapté pour prendre en compte cette nouvelle configuration et modéliser le système de dissipation de chaleur.

Un travail de calibration a permis d'améliorer les résultats du modèle. La première étape a été une analyse de sensibilité visant à identifier les paramètres les plus influents sur l'énergie fournie. Les résultats montrent que le rendement optique η_0 , le coefficient de perte thermique du premier ordre a_1 et le coefficient de déperdition du réservoir U_{edge} sont prépondérants. Dans un second temps, un algorithme à essaim particulière avec coefficient de constriction ayant déjà fait ses preuves dans le chapitre précédent a été utilisé pour l'identification. L'algorithme d'optimisation a permis d'obtenir une moyenne satisfaisante des erreurs journalières calculées sur l'énergie fournie de 2,2%. Les valeurs obtenues pour η_0 , a_1 et U_{edge} sont respectivement de 0,75, 4,64 $\text{kJ}\cdot\text{hr}^{-1}\cdot\text{m}^{-2}\cdot\text{K}^{-1}$ et 3,16 $\text{kJ}\cdot\text{hr}^{-1}\cdot\text{K}^{-1}$, représentatives des performances en usage des chauffe-eau solaires.

Les résultats des simulations ont ensuite été confrontés aux mesures *in-situ* sur deux semaines différentes. Des erreurs relatives de 0,2 % et 2,8 % sont obtenues pour des périodes sélectionnées en été et en hiver, respectivement. Le modèle du système de dissipation dans le sol a montré ses capacités de gestion de la surchauffe des périodes estivales.

A l'issue de ce chapitre, nous disposons d'un modèle calibré et validé d'une installation solaire de chauffe-eaux solaires à tubes sous vide couplés à un réservoir permettant d'évaluer l'énergie fournie.

Une simulation sur un cycle d'élevage complet d'une durée de plusieurs mois avec des conditions météorologiques variées sera présentée dans le chapitre suivant pour s'assurer de sa robustesse. A partir de ce modèle, des études seront réalisées pour évaluer l'impact de plusieurs paramètres sur l'énergie fournie sur un cycle.

Chapitre V Etudes paramétriques sur un cycle d'élevage

Outre l'aspect dimensionnement d'une installation, le modèle thermique dynamique paramétré mis en œuvre est un outil avantageux pour évaluer l'effet de modifications sur les performances de l'installation solaire.

Il est ainsi possible d'étudier l'impact d'un changement de configuration sur l'installation (nombre de capteur, orientation, inclinaison et localisation) mais aussi de mode de pilotage (scenario de soutirages, débuts de cycles d'élevage, températures d'usage).

L'énergie produite par l'installation solaire pour un cycle d'élevage, d'une durée d'environ 5 mois et demi, est le critère retenu afin de juger de l'intérêt de chaque paramètre. Les valeurs issues de simulation pourront être comparées entre elles ainsi qu'avec les relevés expérimentaux réalisés sur le site pilote.

La première étape de cette partie consiste à vérifier la robustesse du modèle développé sur la durée totale d'un cycle pour lequel les variations climatiques sont nécessairement conséquentes. Pour cela, une comparaison des énergies mesurée et simulée sur cette période est effectuée.

Il est nécessaire par ailleurs de pouvoir disposer de fichiers météorologiques afin d'évaluer le potentiel d'autres localisations. Les historiques de fichiers météorologiques complets pour différents pas de temps mais aussi des fichiers basés sur les statistiques des dernières années constituant une année type (TMY) sont fournis par la société Solcast. Les données sont issues de relevés satellitaires confortées par des relevés de stations météorologiques au sol.

La comparaison entre nos fichiers expérimentaux et ceux de Solcast a montré une différence non négligeable imputable à un manque de sensibilité du capteur d'irradiance équipant les centrales météorologiques retenues pour les sites pilotes. Ceci nous a conduit à recalculer, suivant la même méthodologie que précédemment, les coefficients de l'expression

du rendement d'un capteur solaire. Suivant cette procédure, l'efficacité optique de captage calculée s'établit à $\eta_0=0,62$, les coefficients de déperditions du premier et second ordre étant inchangés. Un calcul de l'énergie produite par l'installation solaire avec les fichiers météorologiques Solcast pour le site pilote s'avère à nouveau très satisfaisant. C'est cette valeur qui est retenue pour tout calcul faisant appel aux fichiers météorologiques Solcast.

V.1 Cohérence du modèle durant des simulations longue durée

Dans cette partie, la validation du modèle sur plusieurs mois est présentée. Une méthodologie a été mise en place pour étudier l'impact de différents paramètres sur la production d'eau chaude. Les hypothèses retenues sur les données météorologiques utilisées sont également introduites.

V.1.1 Validation du modèle

Dans le chapitre précédent, la validation du modèle sur des périodes de plusieurs jours est présentée. Désormais, un intérêt est porté à la production d'eau chaude sur un cycle d'élevage complet (Figure V-1). Un arrêt du fonctionnement de l'installation aux alentours de la dernière semaine de juillet a divisé le cycle en deux parties.

Le modèle évalue l'énergie fournie de manière satisfaisante sans diverger. L'alternance de conditions météorologiques différentes n'a pas d'impact négatif sur l'estimation de l'énergie fournie puisque la réponse du modèle reste cohérente aussi bien en été qu'en hiver. L'erreur relative sur le cycle est de -0,8% et la moyenne de l'erreur absolue journalière est égale à 17,2 MJ.

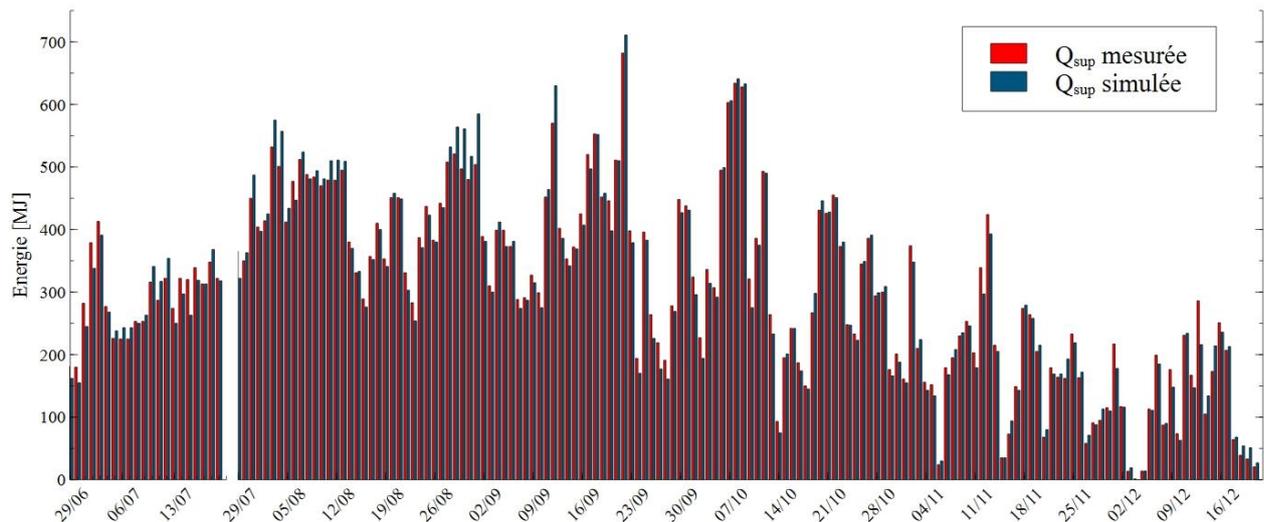


Figure V-1 : Comparaison des énergies mesurées et simulées sur l'ensemble du cycle d'élevage

V.1.2 Données météorologiques

Deux types de fichiers météorologiques sont généralement utilisés dans les logiciels de simulation. Les premiers sont les fichiers historiques représentant la météo d'un lieu sur une période passée. Ils sont obtenus à l'aide d'instrumentation ou en utilisant des modèles mathématiques couplés à des images satellites. Il existe également des années météorologiques typiques. Ils sont représentatifs des conditions rencontrés pendant plusieurs années dans un lieu défini.

V.1.2.1 Fichier historique

Afin d'étudier les performances de l'installation solaire pour des localisations différentes, l'obtention des données météorologiques ne peut se faire grâce à une instrumentation mise en place. Il est donc obligatoire de s'orienter vers une solution différente qui permettrait d'avoir les valeurs d'éclairement, la température de l'air extérieur et l'humidité relative pour plusieurs périodes et emplacements. Solcast est une interface de programmation donnant accès à des données météorologiques historiques déterminées à l'aide d'images satellites et des méthodes d'apprentissage automatique [135].

Un écart important existe entre les éclairagements mesurés et fournis par Solcast (Figure V-2). Cette différence non négligeable est imputable à un manque de sensibilité du capteur d'irradiance équipant les centrales météorologiques utilisées sur les sites pilotes.

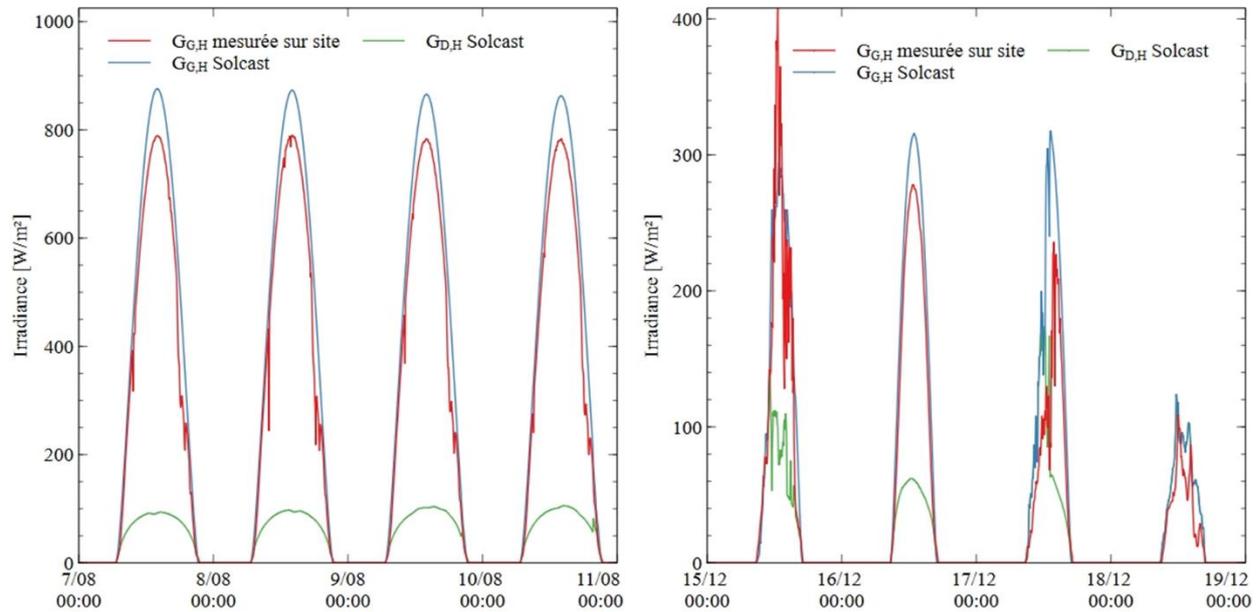


Figure V-2 : Comparaison entre les irradiances mesurées et fournies par Solcast

Cet écart se retrouve sur les énergies fournies. Une nouvelle identification suivant la méthodologie présentée précédemment sur l'ensemble du cycle d'élevage. Suivant cette procédure, la valeur du rendement optique s'établit à $\eta_0=0,62$ tandis que le coefficient de perte thermique de premier ordre des capteurs et le coefficient de déperditions des réservoirs restent inchangés. La confrontation simulation/mesure reste très satisfaisante avec une erreur relative de 1,6%.

V.1.2.2 Année météorologique typique

Afin de négliger les conditions exceptionnelles qui ont pu être rencontrées durant le second cycle d'élevage de 2022, il est possible faire appel à des années météorologiques typiques (TMY pour *Typical Meteorological Year*). C'est un ensemble de données météorologiques avec des valeurs horaires d'une année pour un emplacement géographique donné. Les données sont sélectionnées à partir des données horaires pour l'ensemble de la

période disponible. Trois démarches différentes et complémentaires sont utilisables pour créer un fichier TMY :

- Instrumentation *in-situ*
- Modèles basés sur des images satellites
- Modèles météorologiques

Plusieurs bases de données existent dont Solcast [135], PVGIS [136] et Solargis [137].

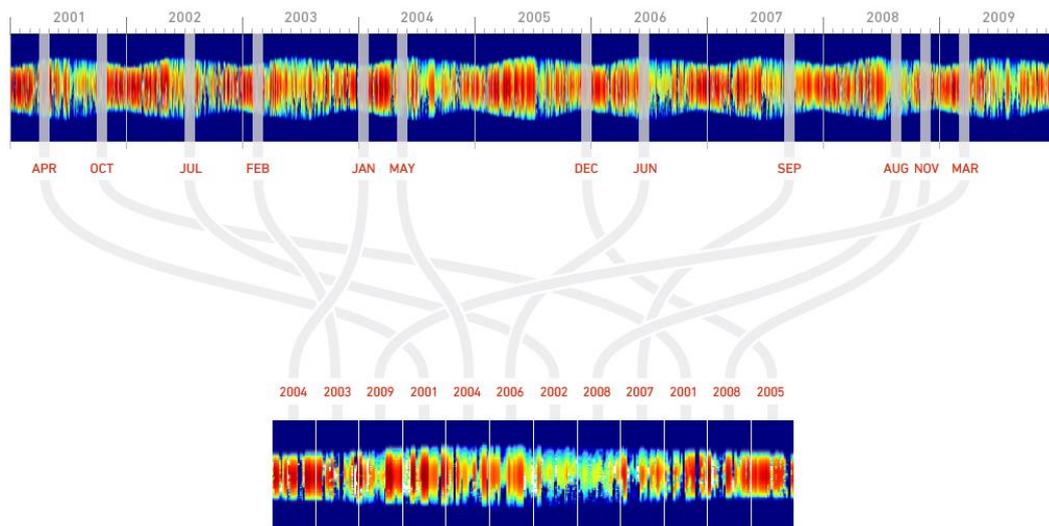


Figure V-3 : Année météorologique typique [137]

Les fichiers TMY peuvent être générés pour différents scénarios avec des probabilités de dépassement P50, P75 et P90. Les fichiers P50 représentent une année normale/moyenne et sont construits en sélectionnant les mois plus représentatifs et en ignorant les valeurs extrêmes [138]. Les TMY P90 sont plus pessimistes et sont généralement utilisés dans des études de coût où les risques financiers sont évalués dans un scénario catastrophe.

Les éclaircissements énergétiques reçus sur le plan horizontal d'une année typique et déterminés par Solcast en 2022 sont présentés dans la Figure V-4. Les irradiations journalières cumulées fournies par Solcast sont plus élevées que celles du fichier TMY P50. Pour le second semestre de 2022, des conditions plus exceptionnelles qu'une année typique sont rencontrées (+22% d'irradiation globale horizontale par rapport à l'année typique).

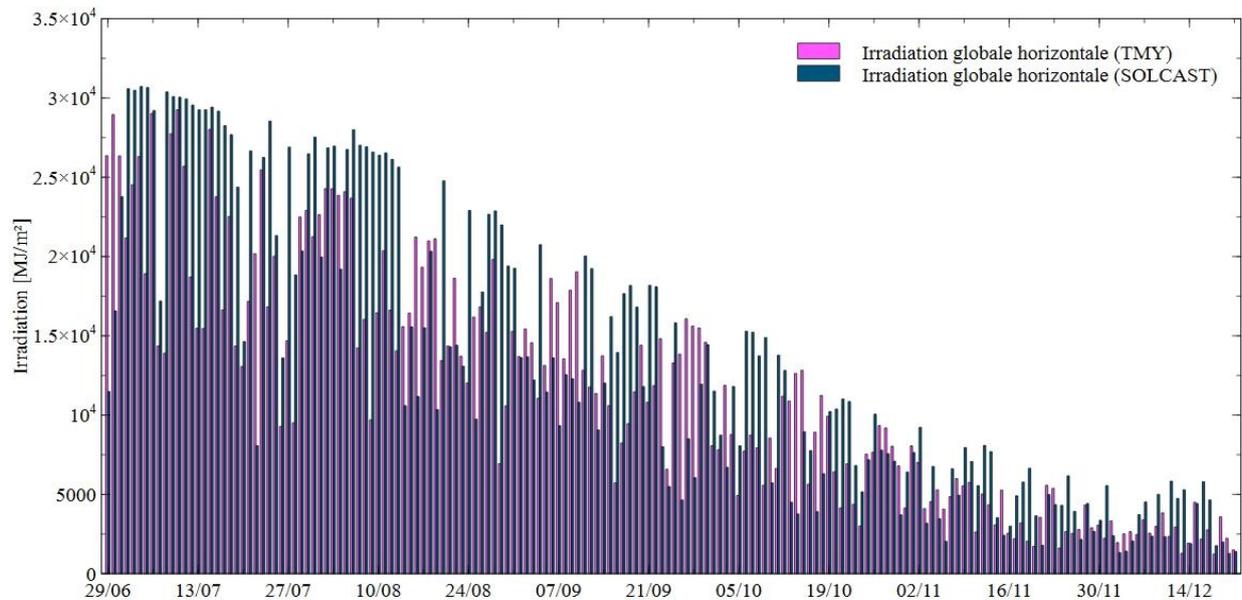


Figure V-4 : Eclairages énergétiques reçus sur le plan horizontal (Données typiques et 2022)

La différence d'irradiance se retrouve dans l'énergie simulée fournie par l'installation solaire (Figure V-5). Un écart d'environ 10 GJ est calculé entre la simulation avec les données TMY et historiques de Solcast. Cette différence est principalement liée durant les deux périodes à fort ensoleillement de Juillet et d'Aout.

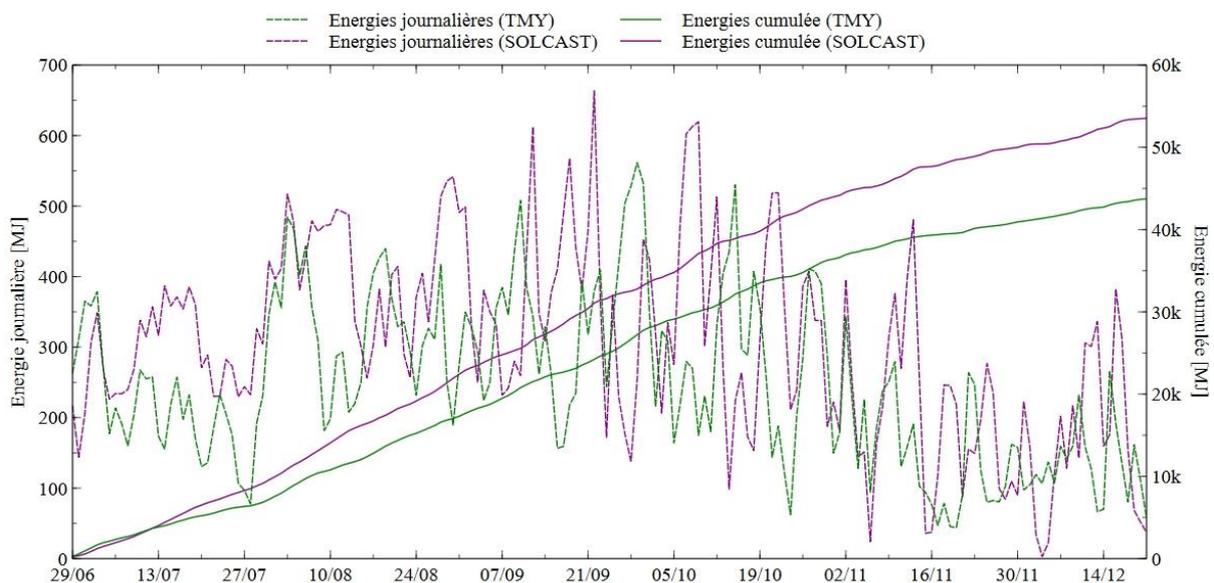
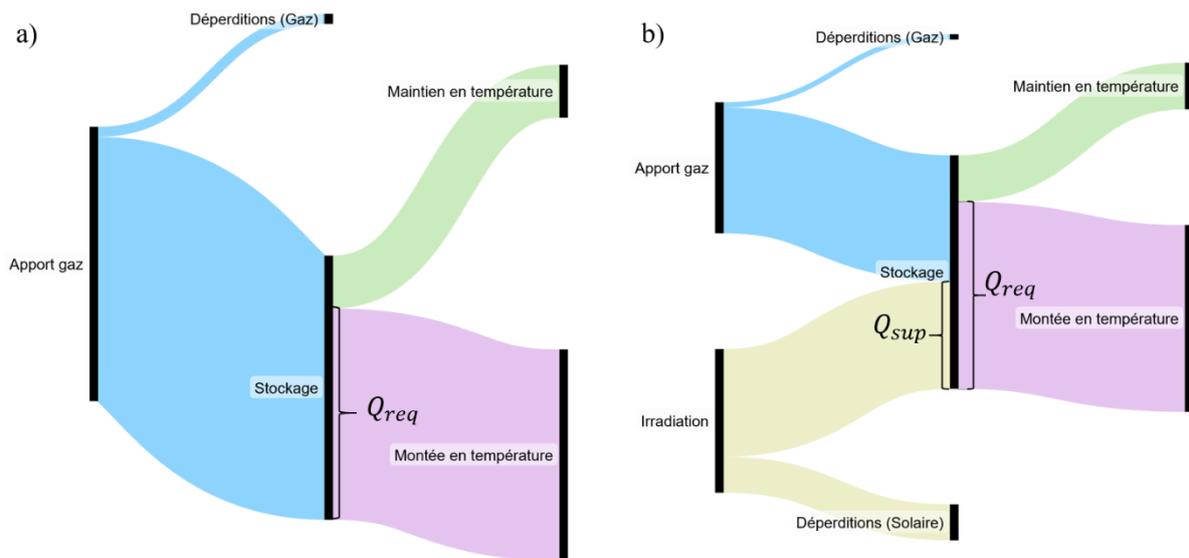


Figure V-5 : Comparaison des résultats des simulations avec les données météorologiques typiques et historiques (2022)

V.1.3 Définition des indicateurs cibles étudiés

Cette partie s'intéresse aux améliorations à apporter à l'installation solaire pour répondre aux objectifs initiaux : augmenter la part du solaire thermique et réduire les émissions de gaz à effet de serre.

La Figure V-6 montre l'ensemble des énergies à considérer dans le cadre du site pilote. Il met également en évidence l'apport représenté par l'installation solaire par rapport à l'exploitation fonctionnant uniquement à l'aide d'une chaudière gaz. Deux leviers peuvent être manœuvrés pour diminuer la consommation d'énergie fossile. Le premier est la part de l'irradiation convertie en eau chaude à la cuve de stockage. Cette portion est représentée par l'énergie fournie par l'installation solaire Q_{sup} . Le deuxième est l'énergie requise par le process Q_{req} .



Maximiser la contribution de l'installation solaire permet de réduire les émissions de gaz à effet de serre. Pour estimer cette réduction, l'énergie qui aurait été consommée sans les capteurs solaires est calculée en fonction de Q_{sup} :

$$Q_{\text{éco}} = \frac{Q_{sup}}{\eta_{\text{chaudière}}} \quad (\text{V.1})$$

Le document technique de la chaudière à condensation utilisée renseigne une valeur de rendement de 97% lorsqu'elle fonctionne dans la gamme de température nécessaire au maintien en température.

Cette énergie économisée permet de calculer la réduction des émissions de CO₂ qui fait partie des gaz à effet de serre (GES) :

$$GES_{eco} = F_{propane} \cdot Q_{eco} \quad (V.2)$$

Avec le facteur d'émission du propane (utilisé dans 80% des exploitations en France [139]) égal à 0,0754 kg.eq.CO₂/MJ PCI [140].

Dans les sous-parties suivantes, plusieurs études sont présentées pour connaître l'impact de plusieurs paramètres sur l'énergie fournie et requise par l'installation, et le taux de couverture moyen qui est le rapport entre les deux.

V.2 Etudes sur la configuration de l'installation

Dans cette partie la production énergétique de l'installation solaire étudiée sur un cycle (Q_{sup}) est comparée pour quatre sites différents avec plusieurs inclinaisons et orientations des capteurs solaires. L'incidence du nombre de capteurs solaires en série sur cette même production énergétique est ensuite évaluée ainsi que le taux de couverture solaire.

V.2.1 Etudes paramétriques sur l'angle d'inclinaison, l'orientation et la localisation

Cette étude a été réalisée pour différentes localisations, orientations et angles d'inclinaison. Quatre villes européennes sont considérées : Saint-Georges-du-Rosay (le site pilote), Herselt en Belgique, Sligo en Irlande et Marseille. Les trois premiers sites ont été retenus car ils correspondent à des implantations visées dans le cadre du projet INTERREG ICaRE4Farms, et Marseille pour son climat méditerranéen à titre de comparaison.

Les températures et l'irradiation horizontale globale associées aux quatre conditions météorologiques différentes sont obtenues à l'aide de l'API Solcast [1] avec un pas de temps de 5 minutes. Cela correspond au pas de temps de la simulation utilisé pour prendre en compte la variabilité des conditions météorologiques et pour être conforme au temps d'acquisition expérimental. Les données sont issues des fichiers historiques correspondant au cycle d'élevage présenté dans le chapitre III.

Des valeurs caractéristiques de ces 4 climats sont données (Figure V-7) :

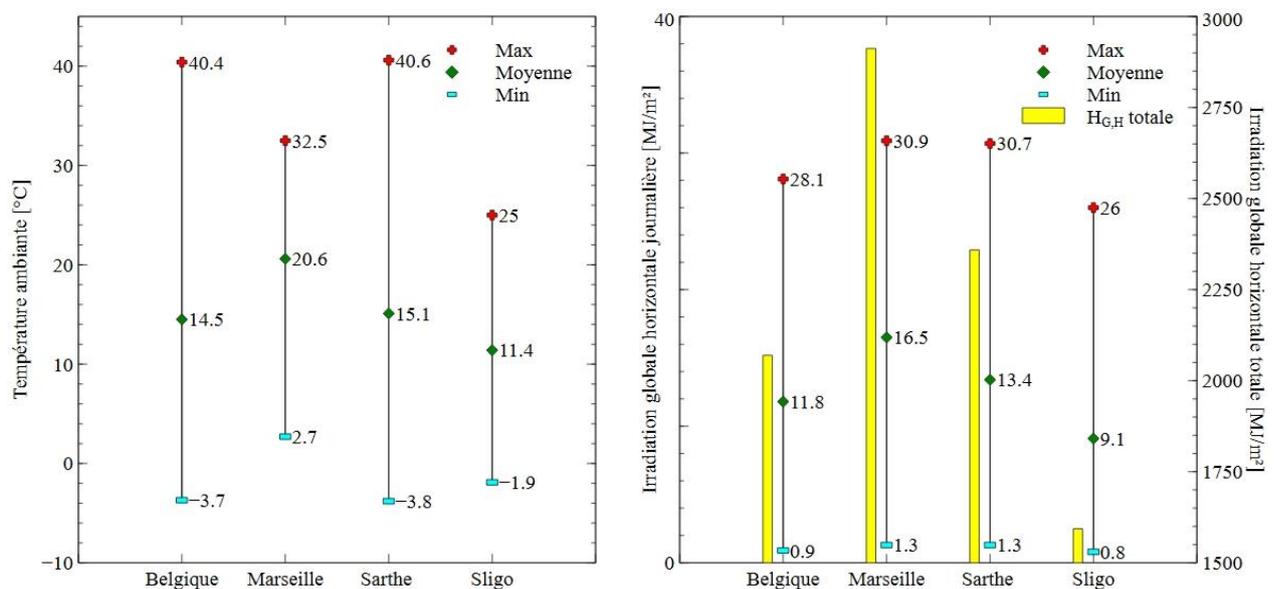


Figure V-7 : Données météorologiques représentatives des quatre sites

La température moyenne de l'air extérieur et l'irradiation globale quotidienne sont plus élevées que dans les autres villes et la quantité totale de rayonnement reçue est plus importante. Les trois autres villes du nord-ouest de l'Europe présentent des conditions climatiques moins favorables. Sligo en Irlande a le rayonnement solaire le plus faible et la température ambiante moyenne la plus basse.

La simulation débute le 29 juin et s'arrête le 21 décembre 2022. Elle est représentative des conditions météorologiques estivales, automnales et hivernales du cycle d'élevage de 2022. Les volumes quotidiens d'eau chaude consommés sont représentés sur la Figure V-8. Les consommations sont celles mesurées sur le site pilote et présentées dans le chapitre IV. Des

profils de volumes soutirés ont été interpolés pour corriger les déficits de mesure en juillet et ainsi avoir un cycle d'élevage complet.

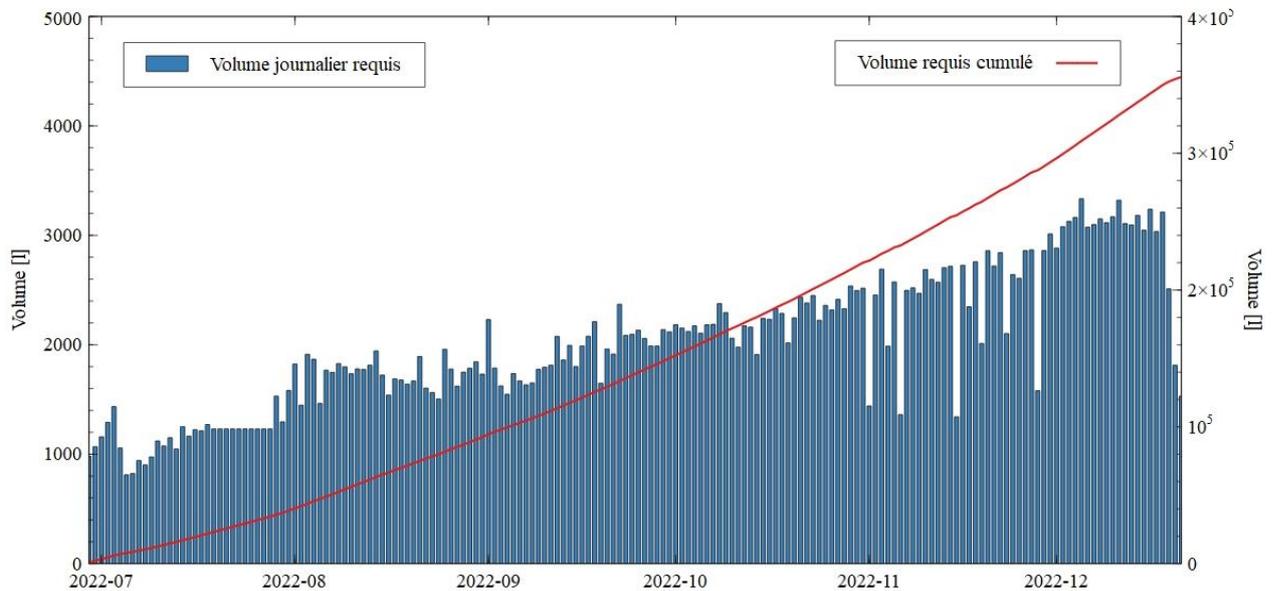


Figure V-8 : Volumes d'eau requis pour la préparation au cours du cycle

Pour chaque zone géographique, 5 orientations (ouest, sud-ouest, sud, sud-est et est) et 3 angles d'inclinaison (15° , 45° et 75°) ont été étudiés. L'intérêt d'étudier l'orientation est d'évaluer la perte potentielle si les capteurs solaires ne pouvaient être orientés de manière optimale vers le Sud.

Les angles d'inclinaisons des capteurs à tubes sous vide et réservoirs associés ont déjà été étudiés. Tang et al. ont mené des études comparatives sur les performances des chauffe-eaux solaires avec différents angles d'inclinaison [47]. Deux angles sont considérés : 22° et 46° . Les résultats expérimentaux n'ont pas révélé de différence significative sur le transfert thermique entre les tubes sous vide et le réservoir étant donné que les rendements journaliers étaient proches. Cependant, l'angle d'inclinaison de 46° permet de maximiser l'éclairement énergétique reçu dans le plan du capteur et donc maximise la production d'eau chaude. Cette étude montre par ailleurs qu'une augmentation de l'inclinaison n'a pas d'effet positif sur le débit thermosiphon. A 46° , le mélange entre l'eau chaude en sortie des tubes et l'eau froide provenant du réservoir est plus important.

Bracamonte et al ont également montré que l'angle d'inclinaison du capteur a une influence significative sur le gain d'énergie solaire quotidien, le débit de la circulation naturelle mais aussi sur la stratification thermique [141]. Ils concluent de manière similaire à Tang et al. en affirmant qu'avec ce type de capteur solaire, pour maximiser la production énergétique, il est nécessaire d'avoir la configuration permettant de récupérer un éclairage énergétique optimal annuel.

Pour ces références, il est important de préciser que ces études portent uniquement sur des capteurs individuels dans le cadre d'applications domestiques.

La détermination de l'angle d'inclinaison optimal pour des capteurs solaires et photovoltaïques est au cœur de plusieurs études dont celle de Chinchilla et al. [142]. Leur objectif est d'identifier cet optimum annuel sans données météorologiques du site concerné. A partir de la localisation, ils calculent les éclairagements horaires horizontaux puis inclinés dans le plan des capteurs. Des techniques de régression sont ensuite employées pour établir une équation polynomiale permettant de calculer l'angle maximisant l'énergie annuelle reçue (V.3) :

$$\beta_{opt} = 2,904 \times 10^{-5} \cdot L^3 - 0,008437 \cdot L^2 + 1,074 \cdot L + 1,819 \quad (V.3)$$

Cette équation permet d'obtenir les optimums suivants pour les quatre sites étudiés :

Tableau V-1 : Angle d'inclinaison optimal pour chaque ville étudiée dans l'étude paramétrique selon la méthode de Chinchilla et al. [142]

Ville	β_{opt}
Saint-Georges-du-Rosay, FR	37,2°
Herselt, BE	38,5°
Sligo, IR	39,9°
Marseille, FR	34,9°

Les résultats montrent que l'angle optimal est aux alentours de 40°. Les résultats des simulations de l'étude paramétrique vont confirmer cette hypothèse à l'exception de Sligo où l'angle de 15° permet de produire une énergie cumulée très légèrement supérieure.

Les résultats des simulations numériques avec un angle de 15° sont présentés dans la Figure V-9. Sans surprise, la contribution de l'installation solaire varie selon les lieux. Dans les villes les plus ensoleillées, l'installation solaire produit de l'eau plus chaude.

En raison de la faible énergie cumulée, il n'y a pas d'effet significatif de l'orientation à Sligo, contrairement à Marseille où l'orientation vers l'est entraîne une diminution de 14% par rapport à l'orientation optimale vers le sud.

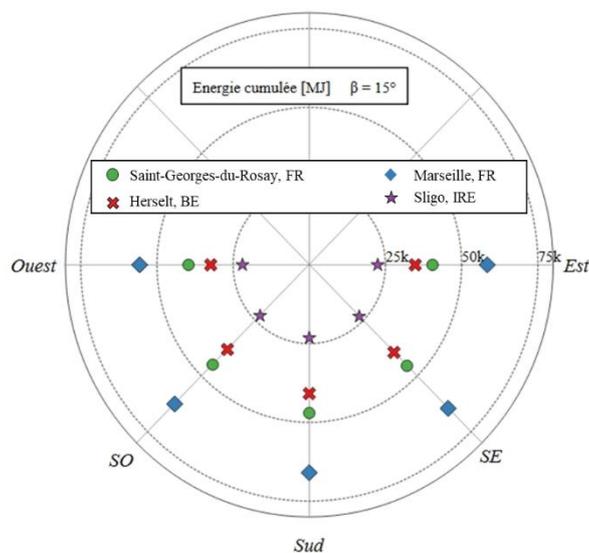
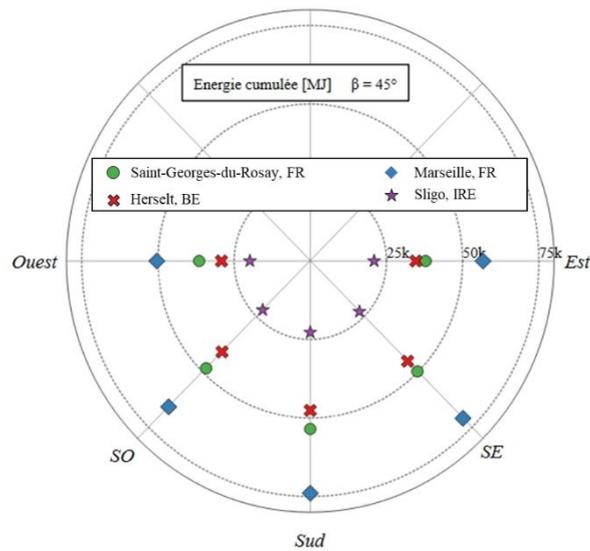


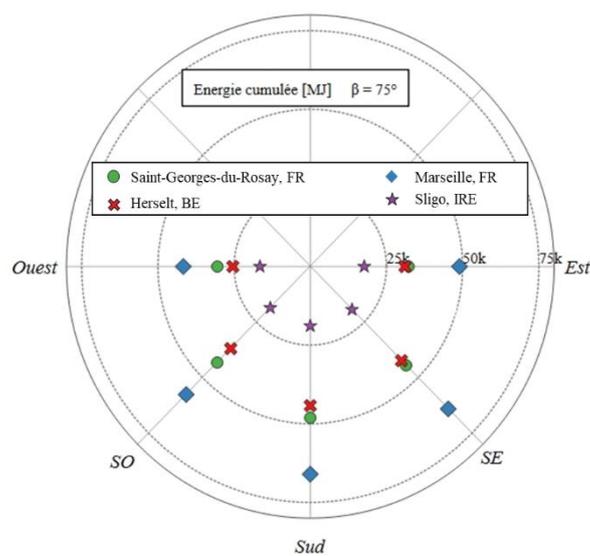
Figure V-9 : Résultats de l'étude paramétrique ($\beta=15^\circ$)

Les simulations avec un angle d'inclinaison de 45° offrent les énergies cumulées les plus importantes (Figure V-10). C'est dans ce cas de figure que les villes belges et françaises maximisent leur production en ayant des capteurs orientés vers le Sud.

Cependant, l'énergie maximale fournie à Sligo est obtenue avec une inclinaison de 15° , avec une différence de 2% par rapport à la simulation avec un angle d'inclinaison de 45° . L'angle de 15° est plus approprié en été lorsque le soleil est en position haute. Ce résultat est discutable et peut s'expliquer par l'irradiance direct très faible à Sligo au cours de la période, en particulier en hiver, de sorte que l'irradiation diffuse est majoritaire.

Figure V-10 : Résultats de l'étude paramétrique ($\beta=45^\circ$)

Les énergies produites avec des chauffe-eaux solaires inclinés à 75° sont inférieures à celles avec un angle de 45° (Figure V-11). La comparaison avec les simulations $\beta=15^\circ$ est moins évidente. Pour l'orientation optimale (Sud), une inclinaison plus importante permet une augmentation de l'énergie produite de l'ordre de 8,3% en Belgique et 1,7% à Marseille. Pour l'orientation Est, un faible angle permet une augmentation de 10,6 à 21,1% pour les quatre villes tandis que pour l'Ouest elle est comprise entre 21,5 et 25,2%.

Figure V-11 : Résultats de l'étude paramétrique ($\beta=75^\circ$)

Pour les trois inclinaisons les capteurs orientés vers le sud permettent aux installations solaires de fournir le plus d'énergie. Il convient de noter que les conditions météorologiques sont spécifiques à cette période et ne sont pas représentatives des moyennes sur plusieurs années (TMY).

Le taux de couverture de l'installation est également étudié (Figure V-12). Il s'agit du ratio de l'énergie produite et de celle requise par l'utilisateur. Cela permet de s'assurer que l'installation répond à son objectif : réduire la consommation d'énergie fossile.

Marseille présente le taux de couverture moyen le plus important avec une valeur de 74,0%. Cette valeur élevée s'explique par des conditions météorologiques favorables couplées à des besoins moins importants au début du cycle.

Durant cette période, le site belge présente également des taux de couvertures journaliers intéressants (entre 70 et 100%). Ce taux diminue à mesure que les conditions se dégradent pour atteindre une valeur moyenne de 47,6% contre 53,5% pour Saint-Georges-du-Rosay. Enfin les simulations à Sligo subissent les conditions météorologiques défavorables mais parviennent tout de même de produire 23,2% de l'énergie requise.

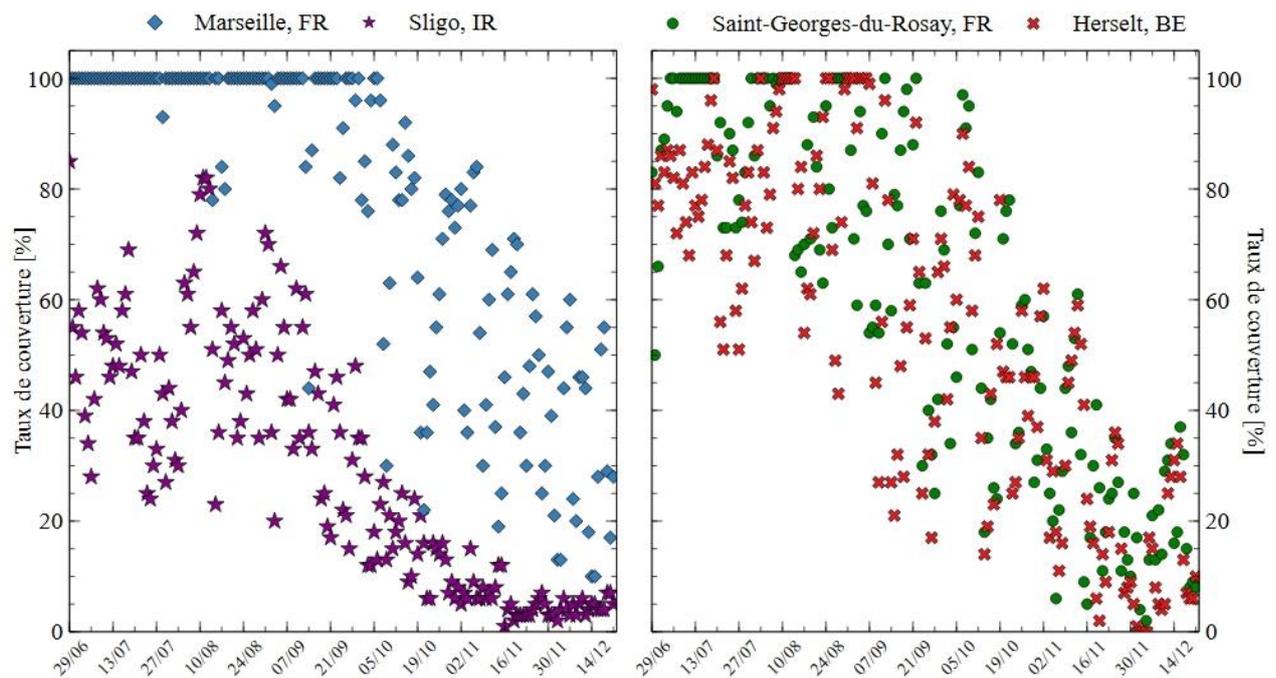


Figure V-12 : Taux de couverture journalier pour chaque site. Résultats de la meilleure simulation

V.2.2 Influence du nombre de capteurs en série

Les simulations sont effectuées en utilisant les fichiers météorologiques TMY. Les évolutions des énergies fournies en fonction du nombre de capteurs en série sont présentées dans le Tableau V-2. Les résultats sont logiques : plus il y a des capteurs en série, plus l'installation solaire fournit de l'énergie. Cependant, la variation n'est pas identique. Avec deux capteurs en moins, l'énergie fournie diminue en moyenne de 7,3% tandis qu'elle augmente de seulement 6,1% en moyenne avec 10 capteurs en série. L'augmentation est plus importante avec 12 capteurs en série (en moyenne à 17,9%) et aux alentours de 24,5% avec 14 chauffe-eaux solaires en série.

Tableau V-2 : Energies fournies cumulées en fonction du nombre de capteurs solaires en série

Mois de départ	Energie fournie cumulée [GJ]				
	6	8 (Référence)	10	12	14
Janvier	54,6 <i>-7,4%</i>	58,9	62,6 <i>+6,2%</i>	69,8 <i>+18,4%</i>	73,8 <i>+25,3%</i>
Avril	64,3 <i>-7,4%</i>	69,4	73,7 <i>+6,2%</i>	81,4 <i>+17,3%</i>	8,9 <i>+23,8%</i>
Juillet	42,7 <i>-7,1%</i>	45,7	48,4 <i>+5,9%</i>	53,5 <i>+17,1%</i>	56,3 <i>+23,3%</i>
Octobre	32,2 <i>-7,2%</i>	34,7	38,9 <i>+6,2%</i>	41,3 <i>+19,0%</i>	43,6 <i>25,6%</i>

Les écarts d'énergie fournie interviennent principalement durant les périodes avec des volumes soutirés importants. C'est particulièrement notable pour la simulation débutant en Janvier où cette période coïncide avec des conditions météorologiques estivales (Figure V-13).

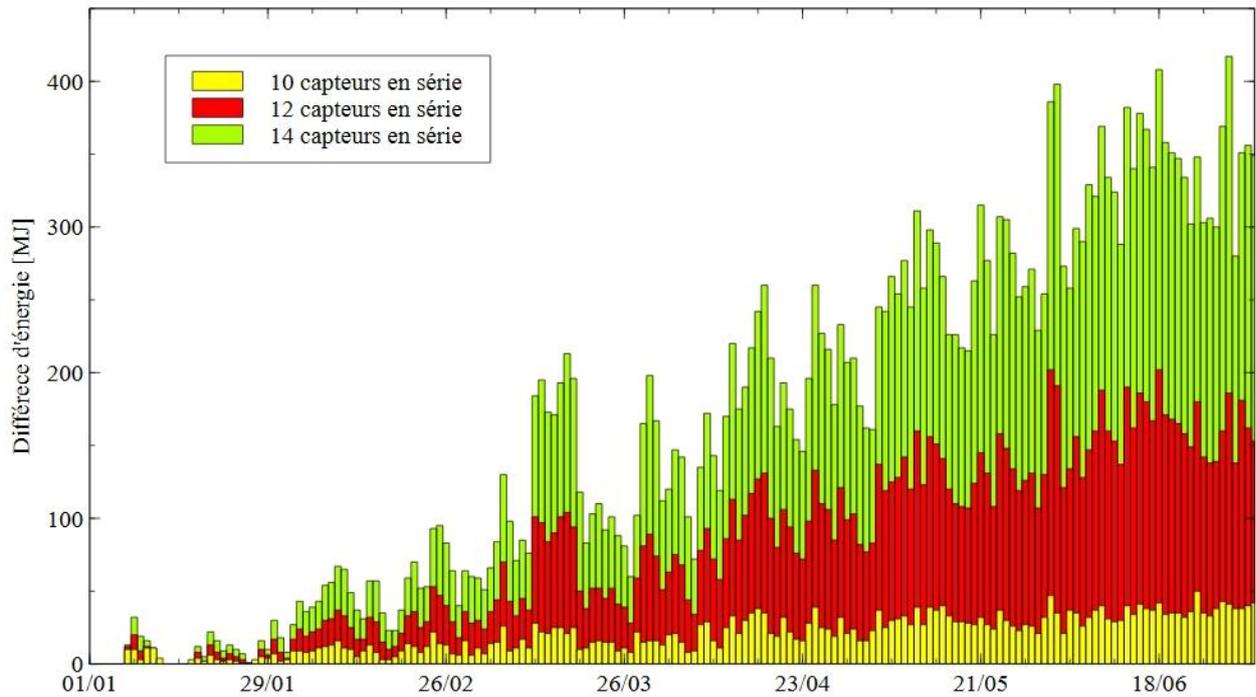


Figure V-13 : Histogrammes empilés de l'augmentation de l'énergie fournie journalière par rapport à la simulation de référence avec 8 capteurs solaires (Simulation janvier)

La température moyenne du premier capteur en série évolue de la même manière pour les quatre simulations (Figure V-14-a). Des premiers écarts sont obtenus lorsque la dissipation est mise en marche mais les températures dans le premier capteur en série restent similaires sur l'ensemble du cycle. L'effet est plus visible sur la température moyenne du dernier capteur en série (Figure V-14-b). Plus il y a de capteurs en série, plus la température moyenne de l'eau transmis au premier capteur en parallèle est élevée. Un plafond est atteint avec 12 capteurs en série car les températures atteintes dans les réservoirs en parallèle déclenchent la mise en marche de la dissipation dans le sol.

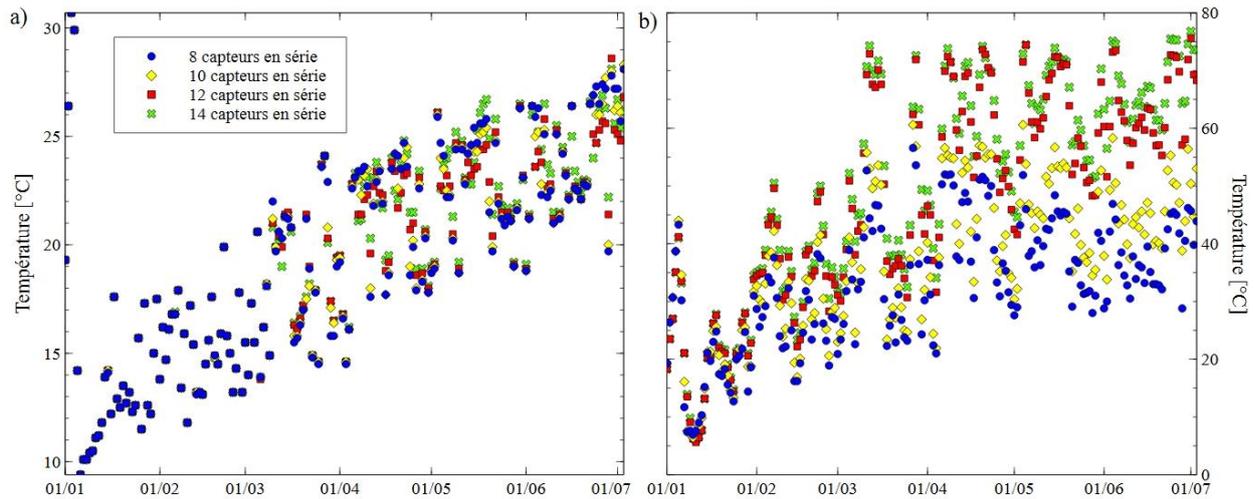


Figure V-14 : Evolution des températures journalières moyennes du premier capteur en série (a) et du dernier (b) (Simulation janvier)

La Figure V-15 montre l'évolution des températures moyennes du dernier en capteur en série pour chaque simulation durant une semaine en février (a) et en juin (b). L'impact du rapport du volume soutiré (donc injecté) sur le volume total des réservoirs en série est visible. Durant la semaine de février, le volume soutiré est de 750 l environ ce qui représente 52 % du volumes des réservoirs en série. Peu de capteurs en série impliquent un renouvellement de chaque réservoir plus important de l'eau préchauffé. Le volume soutiré augmente durant le cycle créant encore plus de différence entre les simulations avec de 6 à 10 capteurs en série et celles avec 12 et 14. Vers la fin du cycle en juin, le volume journalier soutiré est environ de 2900 l, soit 1455 l par soutirage. Pour 6 capteurs solaires en série, cela signifie un renouvellement intégral de l'eau contenu dans les réservoirs en série (courbe noire dans le cercle rouge dans la Figure V-15). Un écart apparaît entre les simulations avec 12 et 14 capteurs en série. Si le cycle durait plus longtemps, cette différence augmenterait et les écarts dans l'énergie fournie entre 12 et 14 serait similaire que ceux entre 10 et 12 (Tableau V-2).

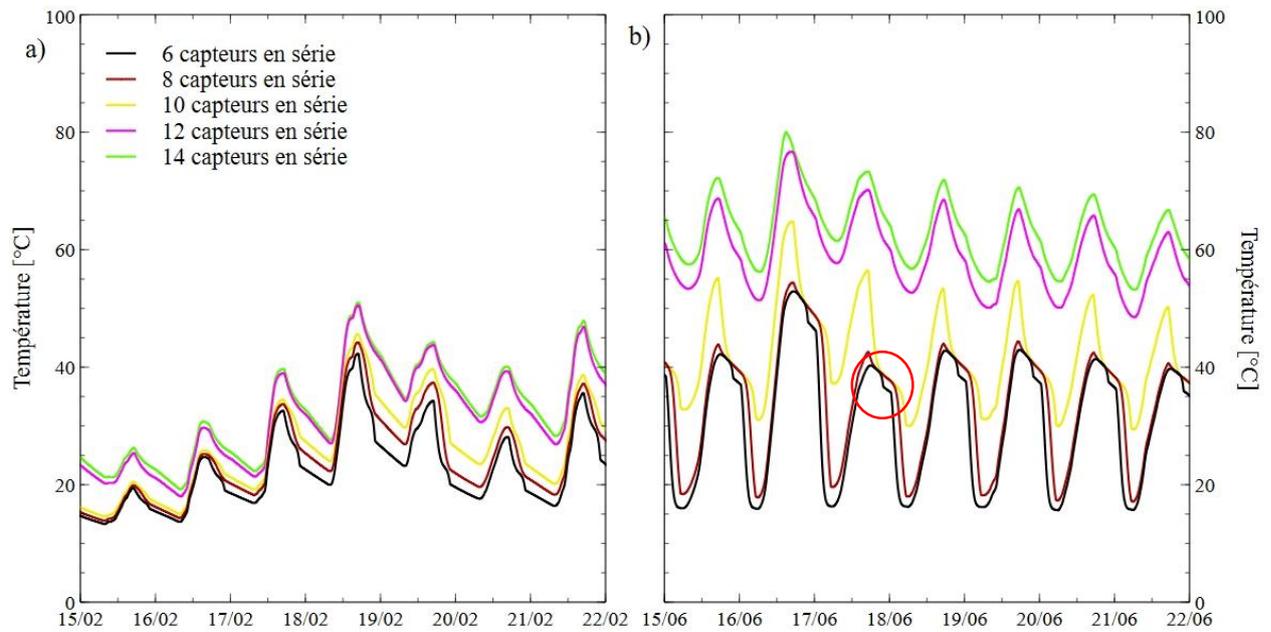


Figure V-15 : Evolution de la température moyenne du dernier capteur en série

De plus, le système de dissipation dans le sol a un impact sur la production d'eau chaude. La Figure V-16 présente les températures moyennes du premier capteur en série durant une période où la dissipation est mise en marche. On observe que 6 capteurs en série ne permettent pas aux réservoirs en parallèle d'atteindre la température déclenchant la dissipation. Plus il y a de capteurs solaires, plus la dissipation est mise en fonctionnement rapidement. Pour 14 capteurs en série, le sol arrive à saturation au niveau de la chaleur qu'il est capable de stocker. Cet excédent est observable dans les cercles à tirets rouges où la température moyenne augmente jusqu'à atteindre un palier.

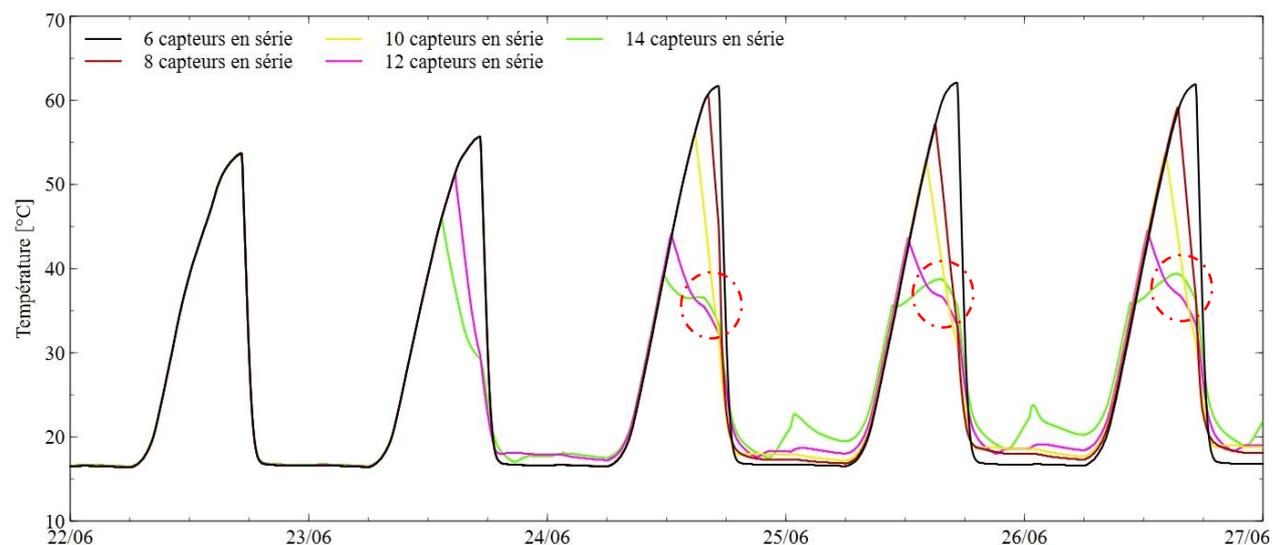


Figure V-16 : Evolution de la température moyenne du premier capteur en série

Le Tableau V-3 présente les volumes dissipés ainsi que le taux de couverture durant le cycle débutant en janvier en fonction du nombre de capteurs en série. Comme observé précédemment, plus il y a de capteurs en série, plus le système de dissipation dans le sol fonctionne. Le surdimensionnement de l'installation solaire engendre un surcoût en investissement et en fonctionnement de la pompe de dissipation pour un gain de seulement 3% sur le taux de couverture (entre 12 et 14 capteurs en série).

Tableau V-3 : Volumes dissipés et taux de couverture journalier moyen (cycle de janvier à juillet)

	6	8 (Référence)	10	12	14
Volume dissipé [l]	2458	7635	13938	31958	50646
Taux de couverture [%]	45	49	51	57	60

De plus, les résultats montrent des écarts importants lorsque la simulation débute en Juillet (Figure V-17). Les conditions favorables du début du cycle permettent une production d'eau chaude plus importante et un des chauffe-eaux solaires supplémentaires améliorent la contribution solaire en fin de simulation.

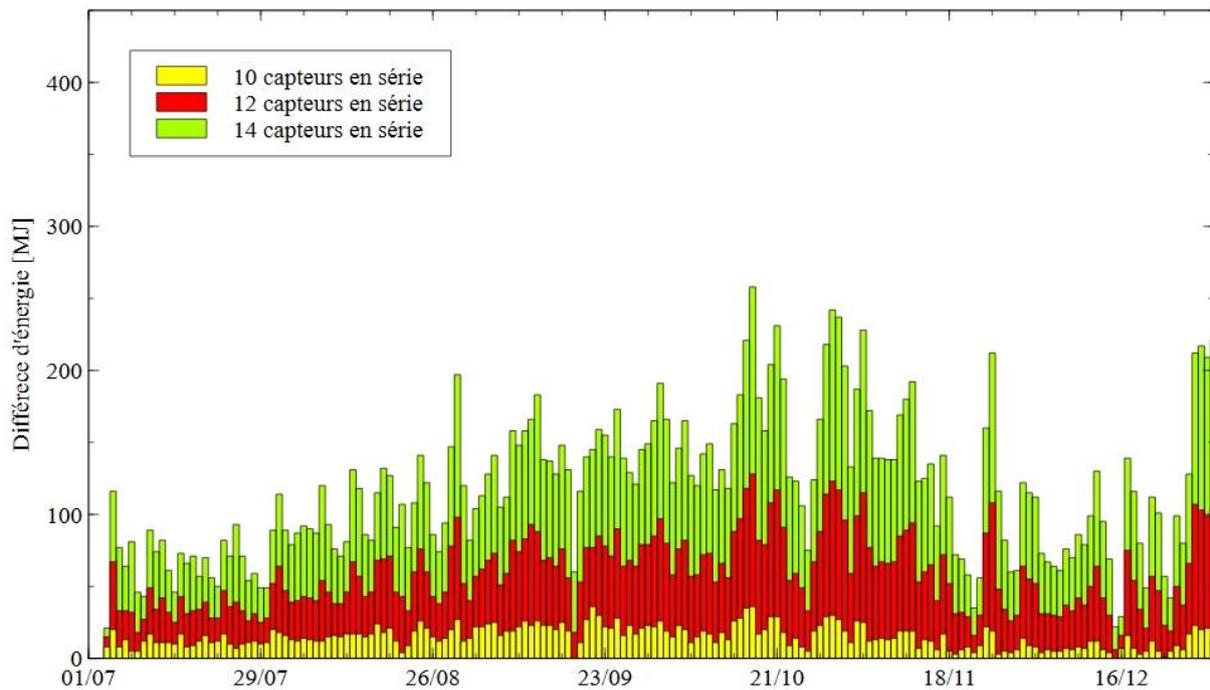


Figure V-17 : Différences d'énergies fournies par rapport à la simulation de référence avec 8 capteurs solaires (Simulation juillet)

Il est intéressant d'augmenter le nombre de capteurs en série pour améliorer la production énergétique de l'installation. Il existe un plafond à cette augmentation dans les situations où des températures critiques sont atteintes trop rapidement. Une étude technico-économique est nécessaire pour déterminer le dimensionnement optimal.

V.3 Etudes paramétriques du protocole de fonctionnement de l'installation

L'utilisation de la production d'eau chaude est également un point clé à améliorer dans l'objectif de réduire les consommations d'énergies fossiles. Cette partie s'intéresse aux modifications possibles et à leurs impacts sur les énergies fournies et requises de l'installation solaire.

V.3.1 Optimisation des scénarios de soutirage

Afin de procéder à l'étude sur les scénarios de soutirage, il était nécessaire de rendre autonome le modèle numérique sur les débits mis en œuvre. Cela permet à la fois de réduire

l'influence des potentielles erreurs de mesure et de surtout contrôler l'amplitude et les temps de départ des débits de soutirage.

V.3.1.1 Modifications apportées au modèle

L'ensemble du modèle numérique de l'installation solaire est conservé. Deux *Types* sont ajoutés : un planning et un module de régulation.

Le premier permet de créer un profil de soutirage journalier similaire à ceux observés sur les sites de pré-audit et pilote (Figure V-18). Trois paramètres sont nécessaires pour définir un soutirage :

- L'heure du début h_i
- La durée du soutirage
- Le débit

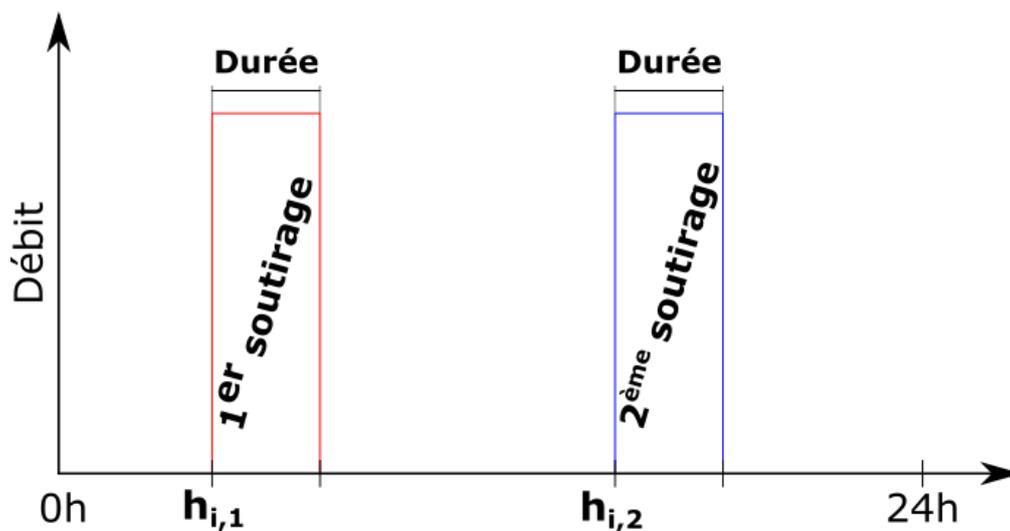


Figure V-18 : Profils de soutirage

Le premier paramètre fera l'objet d'une étude paramétrique pour étudier l'impact de sa variation sur l'énergie produite. Le second est jugé invariable. L'installation solaire se doit d'alimenter en eau chaude l'exploitation agricole rapidement. Il n'est donc pas juger pertinent de le faire varier pour étudier un potentiel gain en énergie. Finalement, le débit est dépendant de la durée du soutirage et du volume d'eau requis. Ce dernier est calculé à l'aide d'une

régression linéaire à partir des mesures *in-situ* durant le second cycle d'élevage de 2022. Le volume à soutirer le jour J est calculé avec l'équation :

$$\text{Volume}(J) = 1078 + 10,658 \times J \quad (\text{V.4})$$

Le contrôleur est mis en place pour déclencher le débit de remplissage. Lorsqu'un des réservoirs en parallèle atteint un niveau seuil, le remplissage débute et s'arrête lorsque le ballon est plein.

La dissipation dans le sol est également automatisée. Dès que la température de l'eau dans un chauffe-eau en parallèle excède 80°C, une consigne active le débit dans le sol à 125 kg/h.

V.3.1.2 Etude paramétrique sur les heures de soutirage

Une attention est portée sur les heures de soutirage pour connaître s'il y a un lien fort entre un écart plus ou moins important entre les soutirages et la production d'énergie. Deux paramètres sont donc étudiés : $h_{i,1}$ et $h_{i,2}$. Le premier varie de 0h15 à 11h15 avec un pas d'une heure tandis que le second est compris entre 12h et 23h avec le même pas. Cela représente un échantillon de 144 simulations. Les simulations débutent le 29 juin et se terminent le 22 décembre. Les conditions météorologiques sont celles d'une année météorologique typique. Les résultats sont présentés dans la Figure V-19 en excluant les simulations irréalisables où deux soutirages s'enchaînent trop rapidement.

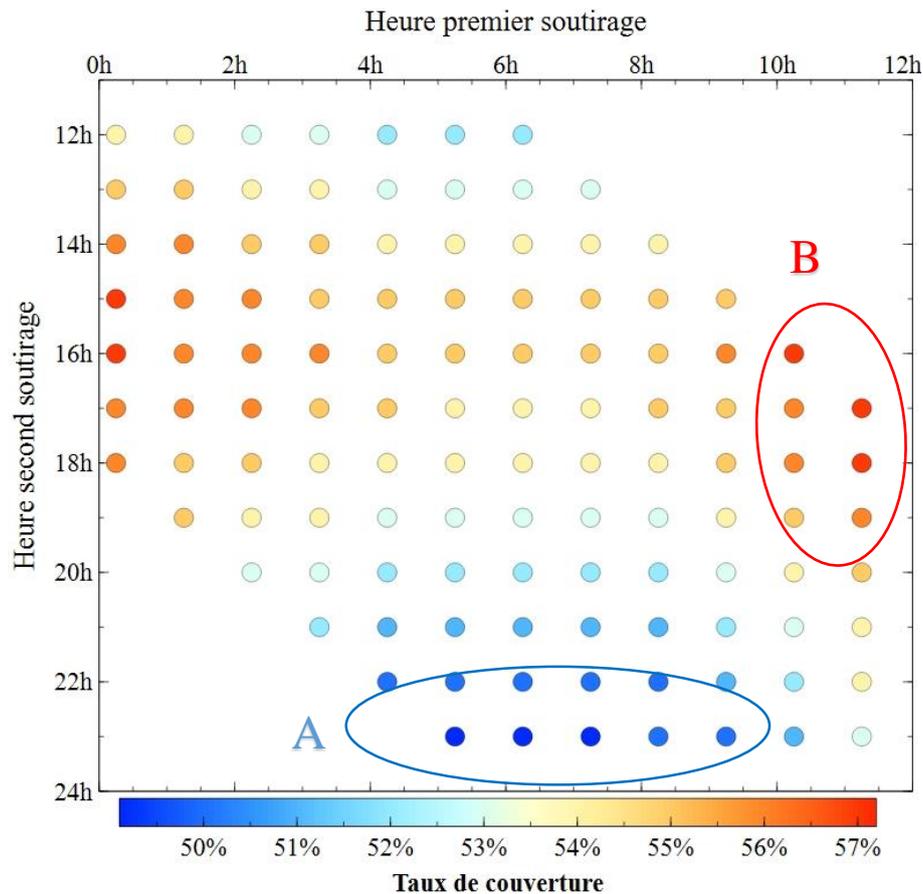


Figure V-19 : Evolution du taux de couverture en fonction des heures de début des soutirages

Les résultats montrent que le taux de couverture moyen varie entre 49,1% et 57,2%. Lorsque le second soutirage intervient en fin de journée, l'installation solaire voit sa contribution diminuer (cercle A). Le taux de couverture moyen maximal est atteint lorsque le premier soutirage débute à 11h25 et le second à 17h (cercle B).

L'énergie fournie cumulée maximale est également obtenue dans la configuration précédente (Figure V-20) avec une valeur de $57,2 \times 10^3$ MJ. Cela représente une augmentation de 16,4% par rapport au scénario le plus défavorable. Dans l'éventualité où le premier soutirage ne pourrait intervenir aux alentours de 11h, si le deuxième intervenait en début d'après-midi, l'impact sur les performances serait minime (-1,3%).

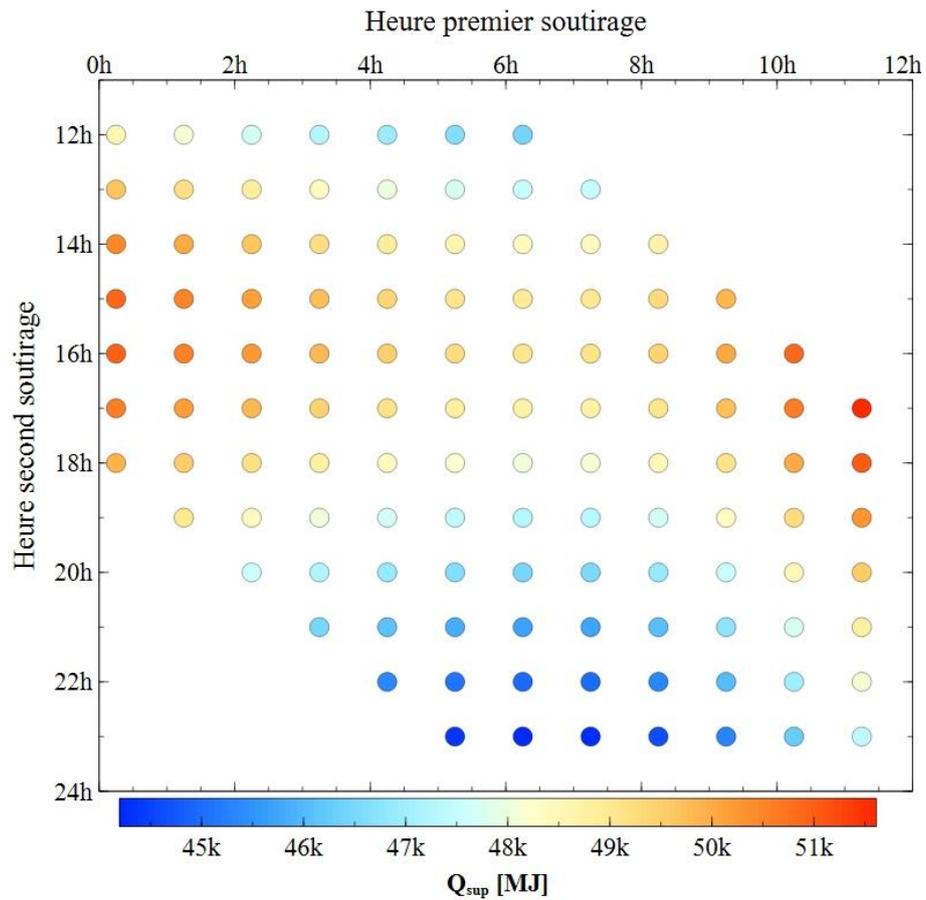


Figure V-20 : Evolution de l'énergie fournie cumulée en fonction des heures de début des soutirages

Les écarts entre les simulations avec les résultats maximal et minimal interviennent durant les périodes estivales de fort ensoleillement. Plus de 50% de l'écart entre la simulation avec l'énergie fournie maximale celle minimale est obtenu durant les journées où le système de dissipation dans le sol est en fonctionnement (Figure V-21).

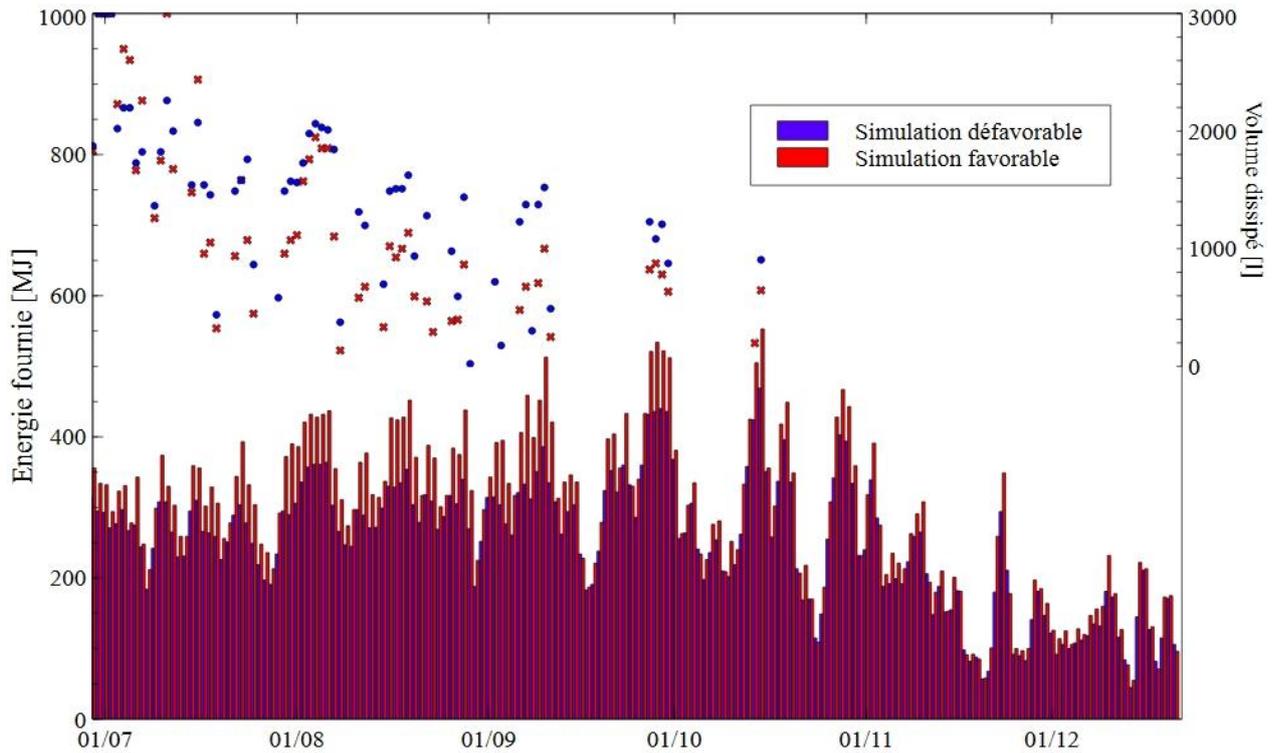


Figure V-21 : Energie fournie et volume dissipé journaliers pour la simulation optimale et minimale

Les résultats montrent l'importance de s'affranchir de la mise en marche du système de dissipation. S'il fonctionne trop longtemps, la température moyenne des capteurs en série est plus faible (Figure V-22). Par conséquent l'apport d'énergie aux capteurs solaires en parallèle diminue donc l'énergie fournie est moindre.

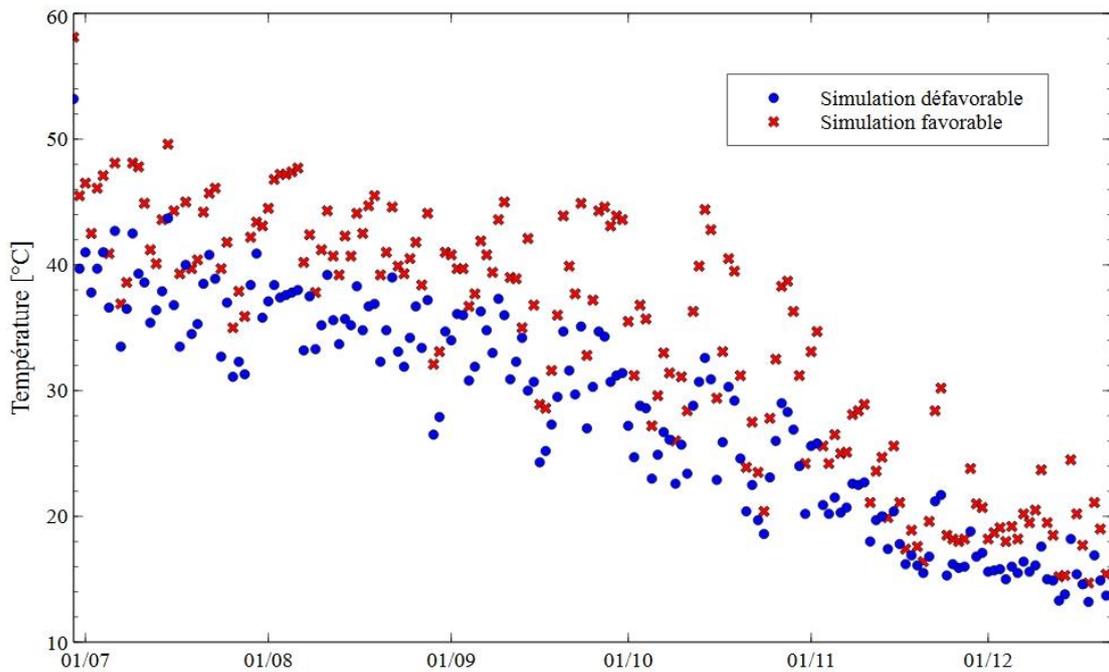


Figure V-22 : Températures moyennes journalières des capteurs solaires en série

Le système de dissipation doit rester une solution pour prévenir de la surchauffe pendant une période d'inactivité. Pour maximiser la production d'eau chaude, il est important d'avoir un pilotage de fonctionnement pertinent. Au lieu de déclencher la dissipation si les températures excèdent une température critique, il serait préférable de soutirer et conserver l'eau chaude dans un ballon de stockage.

V.3.2 Etude paramétrique de la planification annuelle des cycles d'élevage

Il a été constaté dans le chapitre précédent que la combinaison « volume important soutiré » et « conditions météorologiques défavorables » pouvait intervenir et entraîner un taux de couverture faible. Il est donc important de quantifier l'impact de la position d'un cycle d'élevage dans une année. L'objectif est d'étudier les performances de l'installation solaire sur 11 mois soit deux cycles d'élevage.

Les débits de fonctionnement suivent les mêmes hypothèses mises en place pour l'étude des heures de soutirage. Les données météorologiques typiques sont utilisées pour avoir des conditions standards sur l'ensemble de l'année.

Chaque simulation débute par trois jours d'inactivité pour avoir des températures initiales, dans les réservoirs, cohérentes avec les conditions extérieures. A la fin du premier cycle d'élevage, une période de vide sanitaire de 34 jours intervient puis un second cycle débute. Effectuer les simulations sur deux cycles permet de représenter l'ensemble des cycles possibles. De plus, un cycle peut démarrer et se terminer à des dates optimales mais après un mois de vide sanitaire, le cycle suivant se déroulerait au contraire dans une période peu favorable. Etudier les simulations sur 13 mois permet de négliger ces effets.

En janvier, après une période d'inactivité, les températures initiales sont peu élevées à l'inverse des températures initiales en juillet (Figure V-23).

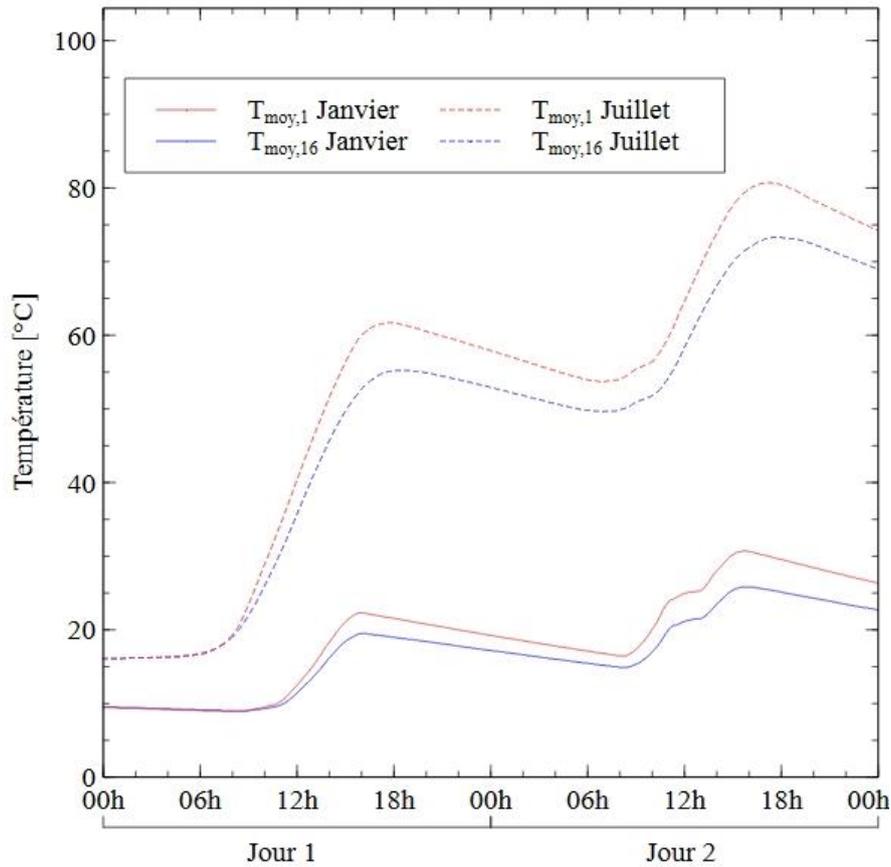


Figure V-23 : Températures initiales en janvier et en juillet

Les conditions météorologiques sont présentées dans la Figure V-24. L'irradiance globale horizontale maximale est de 890 W/m^2 et de 494 W/m^2 pour la composante diffuse. La température de l'air ambiant varie entre $-9,2^\circ\text{C}$ et $34,3^\circ\text{C}$. Les éclairagements énergétiques sont les plus favorables entre mai et octobre.

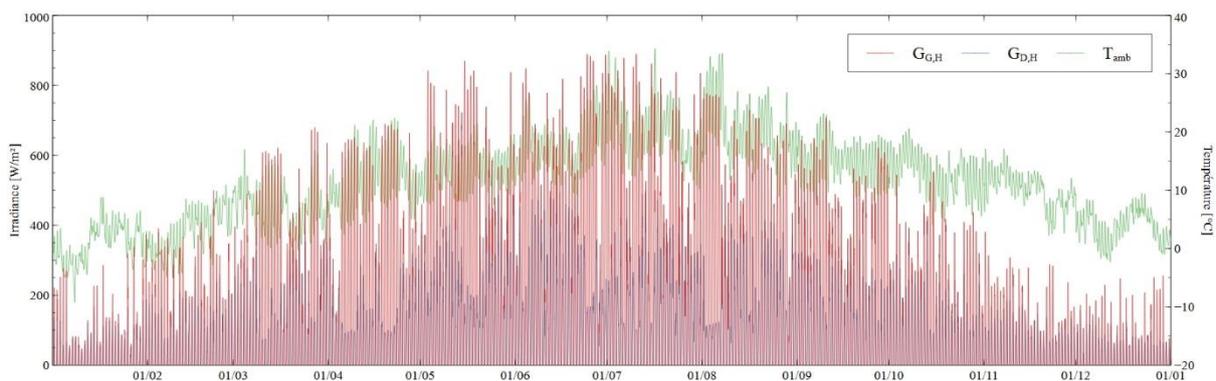


Figure V-24 : Conditions météorologiques typiques sur une année

Les résultats des simulations sont présentés dans le Tableau V-4 :

Tableau V-4 : Résultats des simulations sur deux cycles avec un mois de départ différent

	Energie fournie [GJ]	Taux de couverture moyen [%]	Volume dissipé [m ³]		Energie fournie sur l'ensemble des deux cycles [GJ]	Taux de couverture moyen sur l'ensemble des deux cycles [%]
			Simulation complète	Vide sanitaire		
4-janv. / 3-juil.	58,9	48,4	97,5	67,5	95,4	44,3
6-août / 2-févr.	36,5	40,2				
4-févr. / 3-août	66,6	58,5	76,4	44,5	99,7	46,3
6-sept. / 5-mars	33,1	34,0				
4-mars / 31-août	69,8	64,4	60,3	26,1	104,6	47,8
4-oct. / 2-avr.	34,8	31,3				
4-avr. / 1-oct.	69,4	66,8	42,8	2,1	110,0	49,6
4-nov. / 3-mai	40,6	32,4				
4-mai / 31-oct.	64,3	64,3	45,0	0	113,8	51,8
4-déc. / 2-juin	49,5	39,2				
4-juin / 1-déc.	55,3	58,0	53,7	0	114,3	53,3
4-janv. / 3-juil.	59,0	48,6				
4-juil. / 31-déc.	45,7	49,5	58,6	0	112,1	54,0
3-févr. / 2-août	66,4	58,4				
4-août / 31-janv.	36,8	40,6	60,6	0	106,6	52,7
6-mars / 2-sept.	69,8	64,8				
4-sept. / 3-mars	33,0	34,1	66,3	13,7	102,4	50,6
6-avr. / 3-oct.	69,4	67,2				
4-oct. / 2-avr.	34,7	31,0	83,6	36,0	98,8	47,6
6-mai / 2-nov.	64,0	64,2				
4-nov. / 3-mai	40,5	32,3	91,5	45,3	95,1	44,9
6-juin / 3-déc.	54,6	57,5				
4-déc. / 2-juin	49,4	39,1	102,4	63,0	94,6	44,1
6-juil. / 2-janv.	45,2	49,0				

Les résultats montrent que durant cycle se déroulant principalement en hiver, l'installation solaire va moins fournir d'énergie et a un taux de couverture moyen inférieur à 50%. Les énergies fournies les plus faibles sont obtenus lorsque le cycle démarre en septembre ou en octobre. Dans ce cas de figure, l'autre cycle se déroule lui dans le contexte très favorable où les volumes les plus importants sont consommés en été.

La période allant de février/mars à août/septembre est la plus propice pour que les capteurs solaires contribuent au maximum aux besoins de l'exploitation. Les énergies cumulées les plus importantes sont de $69,8 \times 10^3$ MJ soit le double des énergies les plus faibles (du 6 mars au 2 septembre). Le taux de couverture moyen le plus haut important de 67,2% est obtenu durant le cycle allant d'avril à octobre.

A l'échelle de deux cycles, la simulation obtenant l'énergie fournie la plus important est celle débutant en juin. Les deux périodes d'activité ont deux énergies proches ($55,3 \times 10^3$ MJ puis $59,0 \times 10^3$ MJ) avec un taux de couverture moyen sur l'ensemble de l'année de 53,3%. Celui-ci n'est pas le maximum obtenu qui est de 54,0 %. Les simulations avec les plus grandes productions d'eau chaude sont également celles où il n'y a pas de volume dissipé pendant l'entre-deux cycles. Cette absence de dissipation s'explique par la présence du vide sanitaire en fin d'automne ou en hiver.

Sur deux cycles, l'installation solaire permet une réduction de 8902 kg.eq.CO₂. Cela représente une réduction de 51,8% des émissions de CO₂ entraînées par la production d'eau chaude par l'intermédiaire d'une chaudière à gaz. Dans le scénario le plus défavorable, la réduction est de 7368 kg.eq.CO₂ sur les 17485 kg.eq.CO₂ qui auraient été émis sans l'installation solaire. Cela représente une réduction de 42,1% des émissions de gaz à effet de serre.

V.3.3 Incidence de la température de consigne sur les besoins énergétiques

Afin de parvenir à l'objectif initial de réduire les consommations d'énergies fossiles et les émissions de gaz à effet de serre, plusieurs leviers ont été étudiés pour augmenter la contribution du solaire thermique. La deuxième économie d'énergie possible est de réduire les besoins liés à l'exploitation. La température requise (85°C) pour préparer la nourriture des veaux est spécifique au site pilote et excède celle d'autres exploitations équivalentes par mesure de sécurité. Elle est bien supérieure à la température de mélange pour préparer la nourriture.

La Figure V-25 présente l'évolution de l'énergie requise pour chauffer l'eau du réseau à la température exigée par l'exploitation. Abaisser de 5°C la température requise permet de diminuer d'environ 7% l'énergie nécessaire et d'environ 14% si la réduction est de 10°C.

Les cycles d'élevage avec $T_{req}=80^{\circ}\text{C}$ montrent une réduction de 7707 MJ ce qui représenterait une diminution de 600 kg.eq.CO₂. Changer la température requise à 75°C permet d'économiser 15413 MJ et donc de réduire de 1201 kg.eq.CO₂ pour répondre à l'objectif de diminuer les émissions de GES.

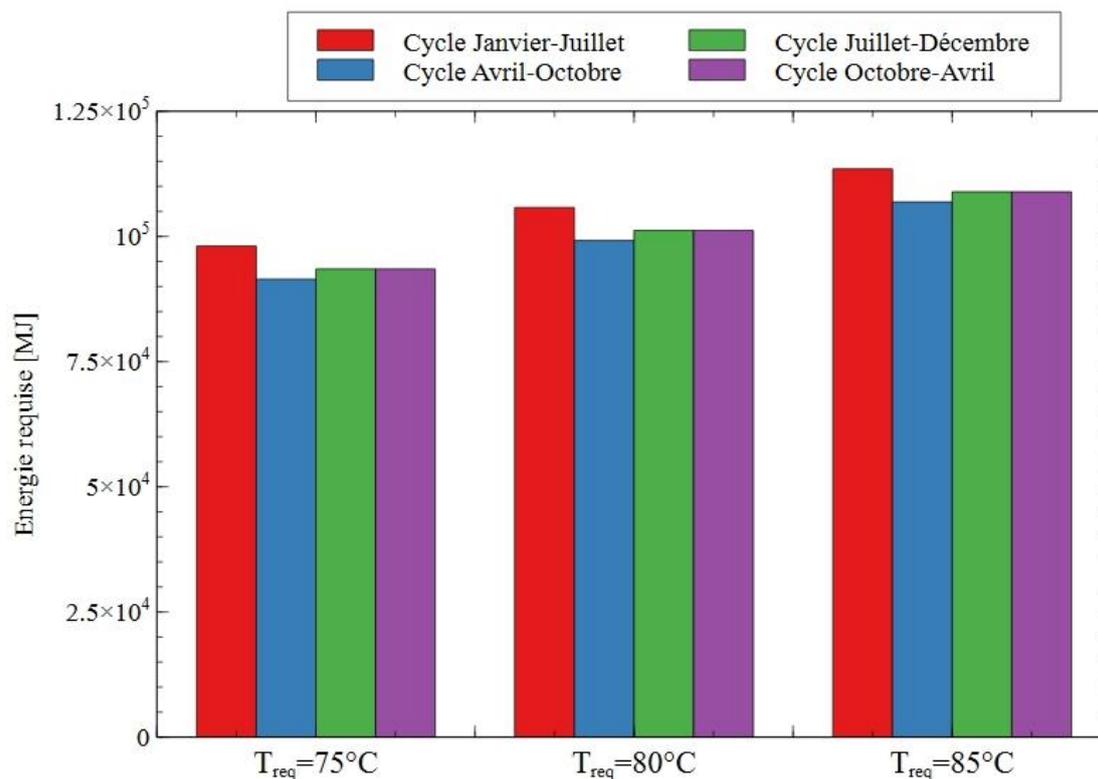


Figure V-25 : Evolution de l'énergie requise sur l'ensemble d'un cycle en fonction de la température exigée

Enfin, réduire l'énergie requise permet d'augmenter le taux de couverture moyen (Figure V-26). Pour les simulations allant d'avril à octobre, le taux de couverture augmente de 66,8% à 77,2%. Les augmentations sont plus faibles pour les cycles janvier/juillet et juillet/décembre (environ 7,5%) et seulement 4,9% pour la simulation octobre/avril.

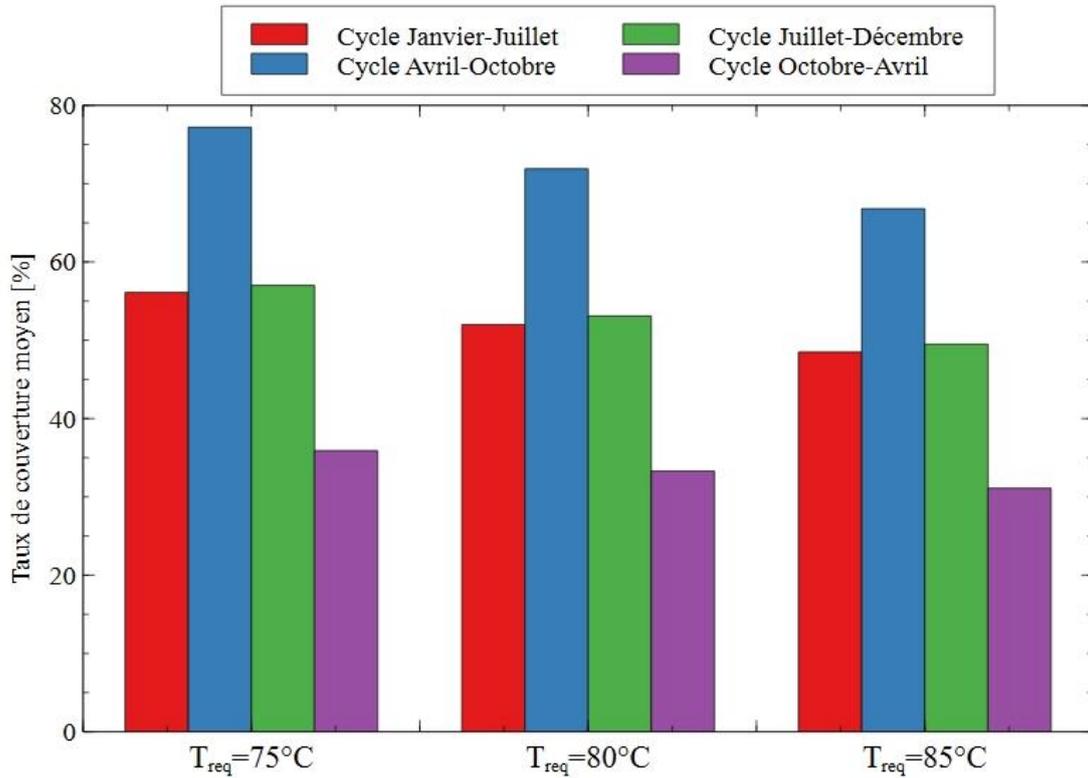


Figure V-26 : Evolution du taux de couverture moyen en fonction de la température requise

Les gains en énergie représentent uniquement ceux liés à la montée en température. Une économie supplémentaire apportée par la réduction de la température de consigne est obtenue sur l'énergie liée au maintien en température. Dans le cas de cette installation, l'exploitant a choisi d'entretenir en permanence la température de consigne dans la cuve de stockage. Les déperditions thermiques liée à ce maintien en température pourraient être limitées à l'aide d'une stratégie de régulation.

V.4 Conclusion

Dans ce chapitre, une validation du modèle sur un cycle d'élevage de plusieurs mois a été présentée. La réponse du modèle s'est avérée cohérente et robuste sur l'ensemble de la séquence avec une erreur relative de -0,5%. Par la suite, afin d'envisager le potentiel énergétique d'autres localisations, la base de données météorologiques Solcast, mettant à disposition des fichiers historiques et typiques, a été retenue.

Des premières études paramétriques liées à la configuration de l'installation ont porté sur les angles d'inclinaison des capteurs solaires et leurs orientations. Les études ont pu être réalisées pour quatre localisations européennes. Pour chaque site, une inclinaison de 45° et une orientation plein Sud ont garanti une production maximale. Les simulations ont surtout permis d'évaluer la perte d'énergie fournie des autres configurations (inclinaison de 15 et 75° et orientation comprise entre Est et Ouest). Enfin, l'étude de l'impact du nombre de capteurs en série a montré qu'une étude technico-économique est nécessaire pour déterminer le dimensionnement optimal.

Dans un second temps, l'effet des modalités d'usage sur la production énergétique de l'installation solaire a été étudié. Les simulations examinant l'impact des heures de départ des deux soutirages ont souligné l'importance de leur espacement et l'intérêt de ne pas diminuer trop fortement la température moyenne des capteurs solaires en série.

Des simulations sur 13 mois ont été réalisées afin d'évaluer l'influence du mois de départ pour deux cycles d'élevage consécutifs sur la production d'eau chaude. Un enchaînement de deux cycles débutant en juin s'est avérée le plus profitable en terme de production solaire avec un écart de 18% par rapport à la simulation la plus défavorable (démarrant en décembre).

Enfin, l'effet de la température requise par l'exploitation sur l'énergie consommée a été étudiée. Une baisse de 10°C de cette température, compatible avec les contraintes d'usage, a

permis de diminuer la consommation d'énergie de 14% et de réduire de 1204 kg.eq.CO₂ les émissions de gaz à effet de serre.

Le modèle numérique dynamique a prouvé sa robustesse sur l'ensemble d'un cycle d'élevage de six mois. Sa capacité à calculer l'énergie fournie par une installation solaire et à prendre en compte différentes arrangements en fait un outil efficace pour le dimensionnement. Les résultats ont montré qu'il était également apte à évaluer les effets d'un changement de configuration, de localisation ou de pilotage de l'installation.

Conclusion générale et perspectives

Les objectifs de ces travaux de thèse étaient le développement d'un modèle numérique d'une installation solaire thermique afin d'évaluer sa contribution aux besoins énergétiques d'une exploitation agricole. Des suivis *in-situ* du fonctionnement de différentes installations ont été réalisés pour disposer d'une base de données pertinente.

L'étude bibliographique du chapitre I a montré que différentes technologies solaires thermiques sont exploitées pour répondre aux besoins énergétiques importants des secteurs industriel et agro-alimentaire. Le choix d'un type de capteur solaire et sa configuration doivent être réfléchis en fonction des besoins en eau chaude (gamme de température, fréquence d'utilisation) et des conditions extérieures. L'état de l'art a mis en évidence les nombreux travaux réalisés pour caractériser les performances des capteurs solaires individuels mais aussi le peu d'études portant sur des arrangements de chauffe-eaux solaires.

Les travaux expérimentaux du chapitre II ont permis d'élaborer des bilans énergétiques sur un capteur solaire individuel et sur un site de pré-audit. La spécificité de l'arrangement série/parallèle est mise en avant dans ce chapitre. Les capteurs en série servent en priorité à préchauffer l'eau du réseau tandis que ceux en parallèle ont pour mission de stocker l'eau chaude à soutirer. L'instrumentation mise en place a permis d'évaluer les performances de cet assemblage durant plusieurs périodes représentatives du climat annuel nord-européen. Des bilans énergétiques ont mis en évidence l'importance du stockage d'énergie.

Les relevés expérimentaux *in-situ* ont contribué au développement du modèle numérique sur TRNSYS présenté dans le chapitre III. Les hypothèses de fonctionnement sont présentées et les différences entre configuration série et parallèle sont prises en compte. Une identification des coefficients d'efficacité liés au captage du rayonnement solaire est réalisée pour valider les performances du modèle d'un arrangement de capteurs solaires pour différentes séquences. Les résultats ont montré que, malgré la difficulté de déterminer les volumes d'eau dans chaque

réservoir en parallèle, la réponse du modèle était cohérente en particulier sur l'évaluation du critère principal : l'énergie fournie par l'ensemble des chauffe-eaux solaires.

Le chapitre IV a présenté le modèle de l'installation solaire du site pilote. Les changements dans la configuration par rapport au site de pré-audit et l'ajout du système de dissipation dans le sol ont nécessité une adaptation du modèle présenté dans le chapitre III. Un travail de calibration a ensuite été mis en œuvre pour améliorer la confrontation simulation/mesure. Une analyse de sensibilité a mis en évidence l'influence du rendement optique, du coefficient de perte thermique de premier ordre et du coefficient de déperdition du réservoir sur l'énergie fournie. Ces paramètres ont donc été identifiés avec un algorithme d'optimisation et la validation sur deux périodes différentes a été présentée.

Les résultats de la simulation sur un cycle d'élevage entier sont donnés dans la première partie du chapitre V. Ils montrent la robustesse du modèle sur une longue période avec des conditions météorologiques différentes et représentatives du climat de l'Europe du Nord-Ouest. Dans un second temps, des études ont mis en évidence l'impact de plusieurs paramètres sur la production d'eau chaude. Pour quatre villes européennes, des capteurs solaires inclinés à 45° et orientés plein Sud permettent de maximiser l'énergie fournie. Des simulations complémentaires ont permis d'évaluer les effets de la variation de ces deux paramètres sur la perte de production d'énergie. Le protocole de fonctionnement de l'installation solaire a été étudié et les impacts des heures de soutirage ainsi que de la température requise ont été déterminés. Le modèle numérique est un outil d'aide au dimensionnement efficace grâce à son adaptabilité et sa capacité à calculer la production énergétique. Il est apte à évaluer les effets d'un changement de configuration, de localisation ou de pilotage de l'installation.

La méthodologie mise en place dans ce but a obtenu des résultats satisfaisants et son application dans un autre contexte validerait sa pertinence. Le développement d'un *type* unique et spécifique au chauffe-eau solaire de notre étude pourrait faciliter la modélisation complète

d'une installation. Une autre perspective envisageable est d'adapter le modèle à différents modes d'utilisation de l'eau chaude. Par exemple, les capteurs solaires peuvent servir à chauffer des bâtiments agricoles comme des serres. Les profils de consommation sont différents et il y a un réel intérêt à étudier la portabilité et la compatibilité de notre solution solaire à un réseau de chauffage traditionnel. Le stockage thermique doit être adapté pour correspondre aux besoins envisagés ainsi que le pilotage de l'installation solaire.

Bibliographie

- [1] « Key World energy statistics 2021 ». <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021/final-consumption> (consulté le 5 mai 2023).
- [2] D. Tschopp, Z. Tian, M. Berberich, J. Fan, B. Perers, et S. Furbo, « Large-scale solar thermal systems in leading countries: A review and comparative study of Denmark, China, Germany and Austria », *Applied Energy*, vol. 270, p. 114997, juill. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.114997.
- [3] « ICaRE4Farms - Increase the capacity of Renewable Energies (RE) in Farms in the North West Europe Region by using Solar Thermal Energy ». <https://www.nweurope.eu/projects/project-search/icare4farms-increase-the-capacity-of-renewable-energies-re-in-farms-in-the-north-west-europe-region-by-using-solar-thermal-energy/> (consulté le 13 octobre 2022).
- [4] J. Houghton, « Focus on Climate Engineering: Intentional Intervention in the Climate System », *Environ. Res. Lett.*, vol. 4, n° 4, p. 045101, déc. 2009, doi: 10.1088/1748-9326/4/4/045101.
- [5] P. J. Landrigan, « Air pollution and health », *The Lancet Public Health*, vol. 2, n° 1, p. e4-e5, janv. 2017, doi: 10.1016/S2468-2667(16)30023-8.
- [6] M. Z. Jacobson *et al.*, « 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World », *Joule*, vol. 1, n° 1, p. 108-121, sept. 2017, doi: 10.1016/j.joule.2017.07.005.
- [7] S. A. Kalogirou, « Solar thermal collectors and applications », *Progress in Energy and Combustion Science*, vol. 30, n° 3, p. 231-295, 2004, doi: 10.1016/j.pecs.2004.02.001.
- [8] L. Kumar, M. Hasanuzzaman, et N. A. Rahim, « Global advancement of solar thermal energy technologies for industrial process heat and its future prospects: A review », *Energy Conversion and Management*, vol. 195, p. 885-908, sept. 2019, doi: 10.1016/j.enconman.2019.05.081.
- [9] W. Weiss, H. Schweiger, et R. Battisti, « Market potential and system designs for industrial solar heat applications », *heat treatment*, vol. 95, p. 105, 2006.
- [10] C. A. Schoeneberger, C. A. McMillan, P. Kurup, S. Akar, R. Margolis, et E. Masanet, « Solar for industrial process heat: A review of technologies, analysis approaches, and potential applications in the United States », *Energy*, vol. 206, p. 118083, sept. 2020, doi: 10.1016/j.energy.2020.118083.
- [11] K. P. Sakhare, Kiran, H. Balsoriya, et J. P. Kesari, « Opportunities for solar thermal systems across dairy, agricultural, hotel & automobile industries », *Materials Today: Proceedings*, p. S2214785321080925, janv. 2022, doi: 10.1016/j.matpr.2021.12.353.
- [12] J. A. Quijera, M. G. Alriols, et J. Labidi, « Integration of a solar thermal system in a dairy process », *Renewable Energy*, vol. 36, n° 6, p. 1843-1853, juin 2011, doi: 10.1016/j.renene.2010.11.029.

- [13] R. Práválie, C. Patriche, et G. Bandoc, « Spatial assessment of solar energy potential at global scale. A geographical approach », *Journal of Cleaner Production*, vol. 209, p. 692-721, févr. 2019, doi: 10.1016/j.jclepro.2018.10.239.
- [14] S. Gorjian, H. Ebadi, F. Calise, A. Shukla, et C. Ingraio, « A review on recent advancements in performance enhancement techniques for low-temperature solar collectors », *Energy Conversion and Management*, vol. 222, p. 113246, oct. 2020, doi: 10.1016/j.enconman.2020.113246.
- [15] S. Faisal Ahmed *et al.*, « Recent progress in solar water heaters and solar collectors: A comprehensive review », *Thermal Science and Engineering Progress*, vol. 25, p. 100981, oct. 2021, doi: 10.1016/j.tsep.2021.100981.
- [16] « GSR2022_Full_Report.pdf ». Consulté le: 10 octobre 2022. [En ligne]. Disponible sur: https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/GSR2022_Full_Report.pdf
- [17] C. J. Koroneos et E. A. Nanaki, « Life cycle environmental impact assessment of a solar water heater », *Journal of Cleaner Production*, vol. 37, p. 154-161, déc. 2012, doi: 10.1016/j.jclepro.2012.07.001.
- [18] H. C. Hottel et B. B. Woertz, « The performance of flat-plate solar-heat collectors », *Transactions of the American Society of Mechanical Engineers*, vol. 64, n° 2, p. 91-103, 1942.
- [19] K. M. Pandey et R. Chaurasiya, « A review on analysis and development of solar flat plate collector », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, p. 641-650, janv. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.078.
- [20] K. M. Pandey et R. Chaurasiya, « A review on analysis and development of solar flat plate collector », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, p. 641-650, janv. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.078.
- [21] Y. Tian et C. Y. Zhao, « A review of solar collectors and thermal energy storage in solar thermal applications », *Applied Energy*, vol. 104, p. 538-553, avr. 2013, doi: 10.1016/j.apenergy.2012.11.051.
- [22] P. Garcia, « Outils d'évaluation technico-économique et d'aide à la conception des centrales solaires thermodynamiques du futur », Thèse de doctorat, Université de Perpignan, 2007.
- [23] E. Tapachès, « Estimation du Potentiel de la Technologie Solaire Thermodynamique à Concentration en Climat Non Désertique — Application à La Réunion », Thèse de doctorat, Université de La Réunion, 2015. doi: 10.13140/RG.2.1.3425.9040.
- [24] E. Bellos et C. Tzivanidis, « A review of concentrating solar thermal collectors with and without nanofluids », *J Therm Anal Calorim*, vol. 135, n° 1, p. 763-786, janv. 2019, doi: 10.1007/s10973-018-7183-1.
- [25] M. A. Sabiha, R. Saidur, S. Mekhilef, et O. Mahian, « Progress and latest developments of evacuated tube solar collectors », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 51, p. 1038-1054, nov. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2015.07.016.

- [26] T. Sokhansefat, A. Kasaeian, K. Rahmani, A. H. Heidari, F. Aghakhani, et O. Mahian, « Thermo-economic and environmental analysis of solar flat plate and evacuated tube collectors in cold climatic conditions », *Renewable Energy*, vol. 115, p. 501-508, janv. 2018, doi: 10.1016/j.renene.2017.08.057.
- [27] R. Tang, Z. Li, H. Zhong, et Q. Lan, « Assessment of uncertainty in mean heat loss coefficient of all glass evacuated solar collector tube testing », *Energy Conversion and Management*, vol. 47, n° 1, p. 60-67, janv. 2006, doi: 10.1016/j.enconman.2005.03.013.
- [28] L. J. Shah et S. Furbo, « Theoretical flow investigations of an all glass evacuated tubular collector », *Solar Energy*, vol. 81, n° 6, p. 822-828, juin 2007, doi: 10.1016/j.solener.2006.09.007.
- [29] D. Reay, R. McGlen, et P. Kew, *Heat Pipes: Theory, Design and Applications*. Butterworth-Heinemann, 2013.
- [30] A. Shafieian, M. Khiadani, et A. Nosrati, « A review of latest developments, progress, and applications of heat pipe solar collectors », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 95, p. 273-304, nov. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.07.014.
- [31] A. Yurddaş, « Optimization and thermal performance of evacuated tube solar collector with various nanofluids », *International Journal of Heat and Mass Transfer*, vol. 152, p. 119496, mai 2020, doi: 10.1016/j.ijheatmasstransfer.2020.119496.
- [32] A. Uniyal *et al.*, « Recent Advancements in Evacuated Tube Solar Water Heaters: A Critical Review of the Integration of Phase Change Materials and Nanofluids with ETCs », *Energies*, vol. 15, n° 23, 2022, doi: 10.3390/en15238999.
- [33] B. K. Naik, M. Bhowmik, et P. Muthukumar, « Experimental investigation and numerical modelling on the performance assessments of evacuated U – Tube solar collector systems », *Renewable Energy*, vol. 134, p. 1344-1361, avr. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.09.066.
- [34] R. Liang, L. Ma, J. Zhang, et D. Zhao, « Theoretical and experimental investigation of the filled-type evacuated tube solar collector with U tube », *Solar Energy*, vol. 85, n° 9, p. 1735-1744, sept. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.04.012.
- [35] L. Ma, Z. Lu, J. Zhang, et R. Liang, « Thermal performance analysis of the glass evacuated tube solar collector with U-tube », *Building and Environment*, vol. 45, n° 9, p. 1959-1967, sept. 2010, doi: 10.1016/j.buildenv.2010.01.015.
- [36] T. J. E. O’Neil et S. Sobhansarbandi, « Thermal performance investigation of energy storage based U-pipe evacuated tube solar collector: An experimental study », *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 52, p. 102146, août 2022, doi: 10.1016/j.seta.2022.102146.
- [37] Y. Kim et T. Seo, « Thermal performances comparisons of the glass evacuated tube solar collectors with shapes of absorber tube », *Renewable Energy*, vol. 32, n° 5, p. 772-795, avr. 2007, doi: 10.1016/j.renene.2006.03.016.

- [38] H. Kaya et K. Arslan, « Numerical investigation of efficiency and economic analysis of an evacuated U-tube solar collector with different nanofluids », *Heat and Mass Transfer*, vol. 55, n° 3, p. 581-593, mars 2019, doi: 10.1007/s00231-018-2442-z.
- [39] Y. Tong, J. Kim, et H. Cho, « Effects of thermal performance of enclosed-type evacuated U-tube solar collector with multi-walled carbon nanotube/water nanofluid », *Renewable Energy*, vol. 83, p. 463-473, nov. 2015, doi: 10.1016/j.renene.2015.04.042.
- [40] C. Lai, H. Zhu, H. Zhang, et Z. Hu, « Performance analyses on a novel evacuated U-tube solar collector powered direct contact membrane distillation hybrid system for seawater desalination », *Applied Thermal Engineering*, vol. 219, p. 119490, janv. 2023, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2022.119490.
- [41] G. L. Morrison, I. Budihardjo, et M. Behnia, « Water-in-glass evacuated tube solar water heaters », *Solar Energy*, vol. 76, n° 1-3, p. 135-140, janv. 2004, doi: 10.1016/j.solener.2003.07.024.
- [42] M. Jowzi, F. Veysi, et G. Sadeghi, « Experimental and numerical investigations on the thermal performance of a modified evacuated tube solar collector: Effect of the bypass tube », *Solar Energy*, vol. 183, p. 725-737, mai 2019, doi: 10.1016/j.solener.2019.03.063.
- [43] S. Vasanthaseelan *et al.*, « Investigation on solar water heater with different types of turbulators », *Materials Today: Proceedings*, vol. 47, p. 5203-5208, 2021, doi: 10.1016/j.matpr.2021.05.530.
- [44] M. R. Assari, H. Basirat Tabrizi, et M. Savadkoohy, « Numerical and experimental study of inlet-outlet locations effect in horizontal storage tank of solar water heater », *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 25, p. 181-190, févr. 2018, doi: 10.1016/j.seta.2017.12.009.
- [45] J. Bracamonte, J. Parada, J. Dimas, et M. Baritto, « Effect of the collector tilt angle on thermal efficiency and stratification of passive water in glass evacuated tube solar water heater », *Applied Energy*, vol. 155, p. 648-659, oct. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.06.008.
- [46] X. Zhang, S. You, W. Xu, M. Wang, T. He, et X. Zheng, « Experimental investigation of the higher coefficient of thermal performance for water-in-glass evacuated tube solar water heaters in China », *Energy Conversion and Management*, vol. 78, p. 386-392, févr. 2014, doi: 10.1016/j.enconman.2013.10.070.
- [47] R. Tang, Y. Yang, et W. Gao, « Comparative studies on thermal performance of water-in-glass evacuated tube solar water heaters with different collector tilt-angles », *Solar Energy*, vol. 85, n° 7, p. 1381-1389, juill. 2011, doi: 10.1016/j.solener.2011.03.019.
- [48] T.-T. Chow, Z. Dong, L.-S. Chan, K.-F. Fong, et Y. Bai, « Performance evaluation of evacuated tube solar domestic hot water systems in Hong Kong », *Energy and Buildings*, vol. 43, n° 12, p. 3467-3474, déc. 2011, doi: 10.1016/j.enbuild.2011.09.009.
- [49] H. N. S. Al-Joboory, « Comparative experimental investigation of two evacuated tube solar water heaters of different configurations for domestic application of Baghdad-

- Iraq », *Energy and Buildings*, vol. 203, p. 109437, nov. 2019, doi: 10.1016/j.enbuild.2019.109437.
- [50] H. Panchal et A. Awasthi, « Theoretical modeling and experimental analysis of solar still integrated with evacuated tubes », *Heat Mass Transfer*, vol. 53, n° 6, p. 1943-1955, juin 2017, doi: 10.1007/s00231-016-1953-8.
- [51] P. Manoj Kumar, K. Mylsamy, K. Alagar, et K. Sudhakar, « Investigations on an evacuated tube solar water heater using hybrid-nano based organic phase change material », *International Journal of Green Energy*, vol. 17, n° 13, p. 872-883, oct. 2020, doi: 10.1080/15435075.2020.1809426.
- [52] P. M. Kumar et K. Mylsamy, « A comprehensive study on thermal storage characteristics of nano-CeO₂ embedded phase change material and its influence on the performance of evacuated tube solar water heater », *Renewable Energy*, vol. 162, p. 662-676, déc. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.08.122.
- [53] « Énergie solaire - Capteurs thermiques solaires - Méthodes d'essai. NF EN ISO 9806 ». Agence française de la normalisation AFNOR, 15 novembre 2017. Consulté le: 14 mars 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://viewerbdc.afnor.org/pdf/viewer/QTALvJ9IYDs1>
- [54] « Installations solaires thermiques et leurs composants - Installations préfabriquées en usine - Partie 1 : exigences générales. NF EN 12976-1 ». Agence française de la normalisation AFNOR, décembre 2021.
- [55] « Installations solaires thermiques et leurs composants - Installations préfabriquées en usine - Partie 2 : méthodes d'essai. NF EN 12976-2 ». Agence française de la normalisation AFNOR, mars 2019.
- [56] « Chauffage solaire - Systèmes de chauffage de l'eau sanitaire - Partie 5 : caractérisation de la performance des systèmes au moyen d'essais effectués sur l'ensemble du système et par simulation sur ordinateur. ISO 9459-5 ». Agence française de la normalisation AFNOR, mai 2007.
- [57] L. M. Ayompe et A. Duffy, « Thermal performance analysis of a solar water heating system with heat pipe evacuated tube collector using data from a field trial », *Solar Energy*, vol. 90, p. 17-28, avr. 2013, doi: 10.1016/j.solener.2013.01.001.
- [58] M. Hayek, J. Assaf, et W. Lteif, « Experimental Investigation of the Performance of Evacuated-Tube Solar Collectors under Eastern Mediterranean Climatic Conditions », *Energy Procedia*, vol. 6, p. 618-626, 2011, doi: 10.1016/j.egypro.2011.05.071.
- [59] R. V. Dunkle et E. T. Davey, *Flow distribution in solar absorber banks*. United States, 1970. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.osti.gov/biblio/5083648>
- [60] Y.-M. Liu, K.-M. Chung, K.-C. Chang, et T.-S. Lee, « Performance of thermosyphon solar water heaters in series », *Energies*, vol. 5, n° 9, p. 3266-3278, 2012.
- [61] F. Varenne, « Histoire de la modélisation: quelques jalons », in *Modélisation, succès et limites*, 2016.

- [62] M. Minsky, « Matter, Mind and Models », mars 1965, Consulté le: 11 octobre 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://dspace.mit.edu/handle/1721.1/6119>
- [63] J.-M. Legay, « L'expérience et le modèle : Un discours sur la méthode », *L'expérience et le modèle*, p. 1-112, 1997, Consulté le: 11 octobre 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.torrossa.com/en/resources/an/5063413>
- [64] R. L. Shrivastava, Vinod Kumar, et S. P. Untawale, « Modeling and simulation of solar water heater: A TRNSYS perspective », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 67, p. 126-143, janv. 2017, doi: 10.1016/j.rser.2016.09.005.
- [65] J. Banks, « Discrete-Event System Simulation », p. 271.
- [66] « Klein, S.A. et al, 2017, TRNSYS 18: A Transient System Simulation Program, Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin, Madison, USA, <http://sel.me.wisc.edu/trnsys>. »
- [67] L. J. Shah et S. Furbo, « Vertical evacuated tubular-collectors utilizing solar radiation from all directions », *Applied Energy*, vol. 78, n° 4, p. 371-395, août 2004, doi: 10.1016/j.apenergy.2003.10.004.
- [68] I. Harrabi, M. Hamdi, A. Bessifi, et M. Hazami, « Dynamic modeling of solar thermal collectors for domestic hot water production using TRNSYS », *Euro-Mediterranean Journal for Environmental Integration*, vol. 6, n° 1, p. 21, janv. 2021, doi: 10.1007/s41207-020-00223-6.
- [69] A. E. Kabeel, A. Khalil, S. S. Elsayed, et A. M. Alatyar, « Modified mathematical model for evaluating the performance of water-in-glass evacuated tube solar collector considering tube shading effect », *Energy*, vol. 89, p. 24-34, sept. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.06.072.
- [70] V. Belessiotis, E. Mathioulakis, et E. Papanicolaou, « Theoretical formulation and experimental validation of the input–output modeling approach for large solar thermal systems », *Solar Energy*, vol. 84, n° 2, p. 245-255, févr. 2010, doi: 10.1016/j.solener.2009.10.024.
- [71] F. Bava et S. Furbo, « Development and validation of a detailed TRNSYS-Matlab model for large solar collector fields for district heating applications », *Energy*, vol. 135, p. 698-708, sept. 2017, doi: 10.1016/j.energy.2017.06.146.
- [72] E.-O.-A. Venegas-Reyes NaghelliAU-Rodríguez-Muñoz, Norma A. AU-Nájera-Trejo, MarioAU-Martín-Domínguez, Ignacio R. AU-Ibarra-Bahena, JonathanTI-Parametric Methodology to Optimize the Sizing of Solar Collector Fields in Series-Parallel Arrays, « Parametric Methodology to Optimize the Sizing of Solar Collector Fields in Series-Parallel Arrays », *Processes*, vol. 7, n° 5, 2019, doi: 10.3390/pr7050294.
- [73] D. García-Menéndez, J. C. Ríos-Fernández, A. M. Blanco-Marigorta, et M. J. Suárez-López, « Dynamic simulation and exergetic analysis of a solar thermal collector installation », *Alexandria Engineering Journal*, vol. 61, n° 2, p. 1665-1677, févr. 2022, doi: 10.1016/j.aej.2021.06.075.

- [74] L. M. Ayompe, A. Duffy, S. J. McCormack, et M. Conlon, « Validated TRNSYS model for forced circulation solar water heating systems with flat plate and heat pipe evacuated tube collectors », *Applied Thermal Engineering*, vol. 31, n° 8-9, p. 1536-1542, juin 2011, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2011.01.046.
- [75] Z. Tian, B. Perers, S. Furbo, et J. Fan, « Analysis and validation of a quasi-dynamic model for a solar collector field with flat plate collectors and parabolic trough collectors in series for district heating », *Energy*, vol. 142, p. 130-138, janv. 2018, doi: 10.1016/j.energy.2017.09.135.
- [76] T. Zhang, Z. W. Yan, L. Xiao, H. D. Fu, G. Pei, et J. Ji, « Experimental, study and design sensitivity analysis of a heat pipe photovoltaic/thermal system », *Applied Thermal Engineering*, vol. 162, p. 114318, nov. 2019, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2019.114318.
- [77] W. Tian, « A review of sensitivity analysis methods in building energy analysis », *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 20, p. 411-419, avr. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2012.12.014.
- [78] R. Faivre, « Analyse de sensibilité et exploration de modèles : Application aux sciences de la nature et de l'environnement », *Analyse de sensibilité et exploration de modèles*, p. 1-352, 2013, Consulté le: 12 juillet 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.torrossa.com/en/resources/an/5063325>
- [79] M. Labat et K. Attonaty, « Numerical estimation and sensitivity analysis of the energy demand for six industrial buildings in France », *Journal of Building Performance Simulation*, vol. 11, n° 2, p. 223-240, mars 2018, doi: 10.1080/19401493.2017.1322637.
- [80] S. Naji, L. Aye, et M. Noguchi, « Sensitivity analysis on energy performance, thermal and visual discomfort of a prefabricated house in six climate zones in Australia », *Applied Energy*, vol. 298, p. 117200, sept. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2021.117200.
- [81] P. Almeida, M. J. Carvalho, R. Amorim, J. F. Mendes, et V. Lopes, « Dynamic testing of systems – Use of TRNSYS as an approach for parameter identification », *Solar Energy*, vol. 104, p. 60-70, juin 2014, doi: 10.1016/j.solener.2014.02.010.
- [82] S.-W. Ha, S.-H. Park, J.-Y. Eom, M.-S. Oh, G.-Y. Cho, et E.-J. Kim, « Parameter Calibration for a TRNSYS BIPV Model Using In Situ Test Data », *Energies*, vol. 13, n° 18, p. 4935, sept. 2020, doi: 10.3390/en13184935.
- [83] M. Wetter, « GenOpt® -- A Generic Optimization Program », p. 9.
- [84] M. Clerc et J. Kennedy, « The particle swarm - explosion, stability, and convergence in a multidimensional complex space », *IEEE Transactions on Evolutionary Computation*, vol. 6, n° 1, p. 58-73, févr. 2002, doi: 10.1109/4235.985692.
- [85] Y. Cooren, « Perfectionnement d'un algorithme adaptatif d'Optimisation par Essaim Particulaire. Applications en génie médical et en électronique », Thèse de doctorat, Université Paris 12 Val de Marne.

- [86] M. Zemzami, N. Elhami, A. Makhloufi, M. Itmi, et N. Hmina, « Application d'un modèle parallèle de la méthode PSO au problème de transport d'électricité », *IncertFia*, vol. 17, n° 1, févr. 2017, doi: 10.21494/ISTE.OP.2017.0127.
- [87] A. E. Kabeel, A. Khalil, S. S. Elsayed, et A. M. Alatyar, « Modified mathematical model for evaluating the performance of water-in-glass evacuated tube solar collector considering tube shading effect », *Energy*, vol. 89, p. 24-34, sept. 2015, doi: 10.1016/j.energy.2015.06.072.
- [88] « Chauffage solaire. Systèmes de chauffage de l'eau sanitaire. Partie 2 : méthode d'essai en extérieur pour la caractérisation de la performance des systèmes "tout solaire" et la prédiction de leur performance annuelle. ISO 9459-2:1995 ». 15 août 1995. Consulté le: 31 mars 2023. [En ligne]. Disponible sur: <https://viewerbdc.afnor.org/pdf/viewer/WWRY7yzMnHU1?proxy=true>
- [89] Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (France) et Institut de l'élevage (France), *Consommation d'énergie en bâtiment veau de boucherie*. Ademe: Angers, 2010.
- [90] « Incertitude de mesure - Partie 3 : guide pour l'expression de l'incertitude de mesure (GUM:1995). ISO/IEC GUIDE 98-3:2008 ». Consulté le: 17 octobre 2022. [En ligne]. Disponible sur: <https://viewerbdc.afnor.org/pdf/viewer/6CX4ruMopeg1?proxy=true>
- [91] I. Budihardjo et G. L. Morrison, « Performance of water-in-glass evacuated tube solar water heaters », *Solar Energy*, vol. 83, n° 1, p. 49-56, janv. 2009, doi: 10.1016/j.solener.2008.06.010.
- [92] J. A. Duffie et W. A. Beckman, « Solar Engineering of Thermal Processes », p. 928.
- [93] « TRNSYS 18 : a TRaNsient SYstem Simulation program. Volume 7 : Programmer's Guide ». Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison and Thermal Energy System Specialists, LLC, décembre 2020.
- [94] H. JE, « JAD Calculations of the solar radiation incident on an inclined surface », in *Proc of First Canadian Solar Radiation Data Workshop Canada: Ministry of Supply and Services*, 1980.
- [95] D. T. Reindl, W. A. Beckman, et J. A. Duffie, « Diffuse fraction correlations », p. 7.
- [96] D. T. Reindl, W. A. Beckman, et J. A. Duffie, « Evaluation of hourly tilted surface radiation models », *Solar Energy*, vol. 45, n° 1, p. 9-17, 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90061-G.
- [97] R. Perez, R. Stewart, R. Seals, et T. Guertin, « The development and verification of the Perez diffuse radiation model », United States, oct. 1988. doi: 10.2172/7024029.
- [98] R. Perez, P. Ineichen, R. Seals, J. Michalsky, et R. Stewart, « Modeling daylight availability and irradiance components from direct and global irradiance », *Solar Energy*, vol. 44, n° 5, p. 271-289, 1990, doi: 10.1016/0038-092X(90)90055-H.

- [99] R. Mubarak, M. Hofmann, S. Riechelmann, et G. Seckmeyer, « Comparison of Modelled and Measured Tilted Solar Irradiance for Photovoltaic Applications », *Energies*, vol. 10, n° 11, Art. n° 11, nov. 2017, doi: 10.3390/en10111688.
- [100] M. R. Assari, H. Basirat Tabrizi, et M. Savadkoohy, « Numerical and experimental study of inlet-outlet locations effect in horizontal storage tank of solar water heater », *Sustainable Energy Technologies and Assessments*, vol. 25, p. 181-190, févr. 2018, doi: 10.1016/j.seta.2017.12.009.
- [101] « TESS Component Library Package - TESS Libraries | TRNSYS : Transient System Simulation Tool ». <https://www.trnsys.com/tess-libraries/index.html> (consulté le 14 octobre 2022).
- [102] I. Budihardjo, G. L. Morrison, et M. Behnia, « Natural circulation flow through water-in-glass evacuated tube solar collectors », *Solar Energy*, vol. 81, n° 12, p. 1460-1472, déc. 2007, doi: 10.1016/j.solener.2007.03.002.
- [103] « Énergie solaire - Vocabulaire. NF EN ISO 9488 ». Agence française de la normalisation AFNOR, avril 2022.
- [104] T. Kusuda et P. R. Achenbach, « Earth temperature and thermal diffusivity at selected stations in the United States », National Bureau of Standards Gaithersburg MD, 1965.
- [105] I. Budihardjo et G. L. Morrison, « Performance of water-in-glass evacuated tube solar water heaters », *Solar Energy*, vol. 83, n° 1, p. 49-56, janv. 2009, doi: 10.1016/j.solener.2008.06.010.
- [106] Y. Zhang et L. Jankovic, « JEA, An Interactive Optimisation Engine for Building Energy Performance Simulation », p. 10, 2017.
- [107] Y. Liu *et al.*, « Simulation and parameter identification based on electrochemical-thermal coupling model of power lithium ion-battery », *Journal of Alloys and Compounds*, vol. 844, p. 156003, déc. 2020, doi: 10.1016/j.jallcom.2020.156003.
- [108] S. Xu, Y. Wang, J. Shao, J. Li, et Q. Yu, « An electrochemical-thermal coupling model for prismatic lithium-ion batteries over wide temperature range », *Applied Thermal Engineering*, vol. 217, p. 119282, nov. 2022, doi: 10.1016/j.applthermaleng.2022.119282.
- [109] M. Fernández, P. Eguía, E. Granada, et L. Febrero, « Sensitivity analysis of a vertical geothermal heat exchanger dynamic simulation: Calibration and error determination », *Geothermics*, vol. 70, p. 249-259, nov. 2017, doi: 10.1016/j.geothermics.2017.06.012.
- [110] A. O'Hagan, « Bayesian analysis of computer code outputs: A tutorial », *Reliability Engineering & System Safety*, vol. 91, n° 10-11, p. 1290-1300, oct. 2006, doi: 10.1016/j.ress.2005.11.025.
- [111] J. Kennedy et R. Eberhart, « Particle swarm optimization », in *Proceedings of ICNN'95-international conference on neural networks*, IEEE, 1995, p. 1942-1948.
- [112] R. Hooke et T. A. Jeeves, « `` Direct Search'' Solution of Numerical and Statistical Problems », *J. ACM*, vol. 8, n° 2, p. 212-229, avr. 1961, doi: 10.1145/321062.321069.

- [113] M. D. Morris, « Factorial Sampling Plans for Preliminary Computational Experiments », *null*, vol. 33, n° 2, p. 161-174, mai 1991, doi: 10.1080/00401706.1991.10484804.
- [114] F. Campolongo, J. Cariboni, et A. Saltelli, « An effective screening design for sensitivity analysis of large models », *Environmental Modelling & Software*, vol. 22, n° 10, p. 1509-1518, oct. 2007, doi: 10.1016/j.envsoft.2006.10.004.
- [115] D. Garcia Sanchez, B. Lacarrière, M. Musy, et B. Bourges, « Application of sensitivity analysis in building energy simulations: Combining first- and second-order elementary effects methods », *Energy and Buildings*, vol. 68, p. 741-750, janv. 2014, doi: 10.1016/j.enbuild.2012.08.048.
- [116] D. M. King et B. J. C. Perera, « Morris method of sensitivity analysis applied to assess the importance of input variables on urban water supply yield – A case study », *Journal of Hydrology*, vol. 477, p. 17-32, janv. 2013, doi: 10.1016/j.jhydrol.2012.10.017.
- [117] M. V. Ruano, J. Ribes, J. Ferrer, et G. Sin, « Application of the Morris method for screening the influential parameters of fuzzy controllers applied to wastewater treatment plants », *Water Science and Technology*, vol. 63, n° 10, p. 2199-2206, mai 2011, doi: 10.2166/wst.2011.442.
- [118] Y. Xu et A. E. Mynett, « Application of uncertainty and sensitivity analysis in river basin management », *Water Science and Technology*, vol. 53, n° 1, p. 41-49, janv. 2006, doi: 10.2166/wst.2006.006.
- [119] K. Menberg, Y. Heo, G. Augenbroe, et R. Choudhary, « New extension of Morris method for sensitivity analysis of building energy models », *Building Simulation & Optimization*, vol. 2016, 2016.
- [120] H. Ben Touhami, R. Lardy, V. Barra, et G. Bellocchi, « Screening parameters in the Pasture Simulation model using the Morris method », *Ecological Modelling*, vol. 266, p. 42-57, sept. 2013, doi: 10.1016/j.ecolmodel.2013.07.005.
- [121] D. M. Hamby, « A review of techniques for parameter sensitivity analysis of environmental models », *Environmental Monitoring and Assessment*, vol. 32, n° 2, p. 135-154, sept. 1994, doi: 10.1007/BF00547132.
- [122] R. Ruiz, S. Bertagnolio, et V. Lemort, « Global sensitivity analysis applied to total energy use in buildings », in *International High Performance Buildings Conference*, 2012.
- [123] I. M. Sobol', « On sensitivity estimation for nonlinear mathematical models », *Matematicheskoe modelirovanie*, vol. 2, n° 1, p. 112-118, 1990.
- [124] W. Hoeffding, « A Class of Statistics with Asymptotically Normal Distribution », in *Breakthroughs in Statistics: Foundations and Basic Theory*, S. Kotz et N. L. Johnson, Éd., in Springer Series in Statistics. New York, NY: Springer, 1992, p. 308-334. doi: 10.1007/978-1-4612-0919-5_20.

- [125] A. Saltelli *et al.*, *Global Sensitivity Analysis: The Primer*. John Wiley & Sons, 2008.
- [126] A. Saltelli, P. Annoni, I. Azzini, F. Campolongo, M. Ratto, et S. Tarantola, « Variance based sensitivity analysis of model output. Design and estimator for the total sensitivity index », *Computer Physics Communications*, vol. 181, n° 2, p. 259-270, févr. 2010, doi: 10.1016/j.cpc.2009.09.018.
- [127] A. Saltelli, « Making best use of model evaluations to compute sensitivity indices », *Computer Physics Communications*, vol. 145, n° 2, p. 280-297, mai 2002, doi: 10.1016/S0010-4655(02)00280-1.
- [128] A. Saltelli, S. Tarantola, et K. P.-S. Chan, « A Quantitative Model-Independent Method for Global Sensitivity Analysis of Model Output », *null*, vol. 41, n° 1, p. 39-56, févr. 1999, doi: 10.1080/00401706.1999.10485594.
- [129] B. Iooss, « Revue sur l'analyse de sensibilité globale de modèles numériques », in *Journal de la Société Française de Statistique*, 2010, p. 23.
- [130] J. E. Oakley et A. O'Hagan, « Probabilistic sensitivity analysis of complex models: a Bayesian approach », *Journal of the Royal Statistical Society: Series B (Statistical Methodology)*, vol. 66, n° 3, p. 751-769, 2004, doi: 10.1111/j.1467-9868.2004.05304.x.
- [131] M. C. Kennedy, « Description of the Gaussian process model used in GEM-SA », *GEM-SA help documentation*, 2004.
- [132] M. C. Kennedy et G. P. Petropoulos, « Chapter 17 - GEM-SA: The Gaussian Emulation Machine for Sensitivity Analysis », in *Sensitivity Analysis in Earth Observation Modelling*, G. P. Petropoulos et P. K. Srivastava, Éd., Elsevier, 2017, p. 341-361. doi: 10.1016/B978-0-12-803011-0.00017-3.
- [133] M. D. McKay, R. J. Beckman, et W. J. Conover, « A Comparison of Three Methods for Selecting Values of Input Variables in the Analysis of Output From a Computer Code », *Technometrics*, vol. 42, n° 1, p. 55-61, févr. 2000, doi: 10.1080/00401706.2000.10485979.
- [134] A. Carlisle et G. Dozier, « An off-the-shelf PSO », in *Proceedings of The Workshop On particle Swarm Optimization, Indianapolis, USA*, 2001.
- [135] Solcast, « Solar Irradiance Data, <https://solcast.com/> ». 2022.
- [136] T. Huld, R. Müller, et A. Gambardella, « A new solar radiation database for estimating PV performance in Europe and Africa », *Solar Energy*, vol. 86, n° 6, p. 1803-1815, juin 2012, doi: 10.1016/j.solener.2012.03.006.
- [137] « Solargis ». <https://solargis.com/> (consulté le 8 mars 2023).
- [138] T. Cebecauer et M. Suri, « Typical Meteorological Year Data: SolarGIS Approach », *Energy Procedia*, vol. 69, p. 1958-1969, mai 2015, doi: 10.1016/j.egypro.2015.03.195.
- [139] « 71132_6750_conso_energie_veaux_bd.pdf ». Consulté le: 7 juillet 2021. [En ligne]. Disponible sur:

https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/71132_6750_conso_energie_veaux_bd.pdf

- [140] « Base Empreinte, ADEME », *Base Empreinte*, 12 avril 2023. <https://base-empreinte.ademe.fr/> (consulté le 12 avril 2023).
- [141] J. Bracamonte, J. Parada, J. Dimas, et M. Baritto, « Effect of the collector tilt angle on thermal efficiency and stratification of passive water in glass evacuated tube solar water heater », *Applied Energy*, vol. 155, p. 648-659, oct. 2015, doi: 10.1016/j.apenergy.2015.06.008.
- [142] M. Chinchilla, D. Santos-Martín, M. Carpintero-Rentería, et S. Lemon, « Worldwide annual optimum tilt angle model for solar collectors and photovoltaic systems in the absence of site meteorological data », *Applied Energy*, vol. 281, p. 116056, janv. 2021, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.116056.

Annexe 1 : Partenaires du projet ICaRE4Farms

Le projet ICaRE4Farms a pour objectif de promouvoir l'utilisation de l'énergie solaire thermique dans le secteur de l'agriculture en Europe du Nord-Ouest. Sept partenaires collaborent avec l'Université Bretagne Sud sur ce projet (Figure Annexe 1-1) :

- **Laval Mayenne Technopole** : acteur clé de l'innovation et partenaire en charge du projet.
- **Association des Chambres d'Agriculture de l'Arc Atlantique** : partenaire important pour la communication autour des problématiques agricoles à l'échelle européenne.
- **Innovatiesteunpunt vzw** : centre de soutien à l'innovation pour le développement agricole et rural en Flandre.
- **Université de Lincoln** : établissement universitaire très impliqué dans le secteur agroalimentaire et habitué aux projets européens.
- **Cornelissen Consuling Services** : société de conseil dans le domaine de l'énergie aux Pays-Bas travaillant dans le secteur industriel et agricole.
- **The Northern and Western Regional Assembly** : vise à développer la collaboration entre pays pour répondre aux besoins économiques et environnementaux
- **Feng Technologies SAS** : Entreprise innovante dans le domaine du solaire thermique. Elle fournit la solution solaire thermique étudiée dans le cadre du projet.

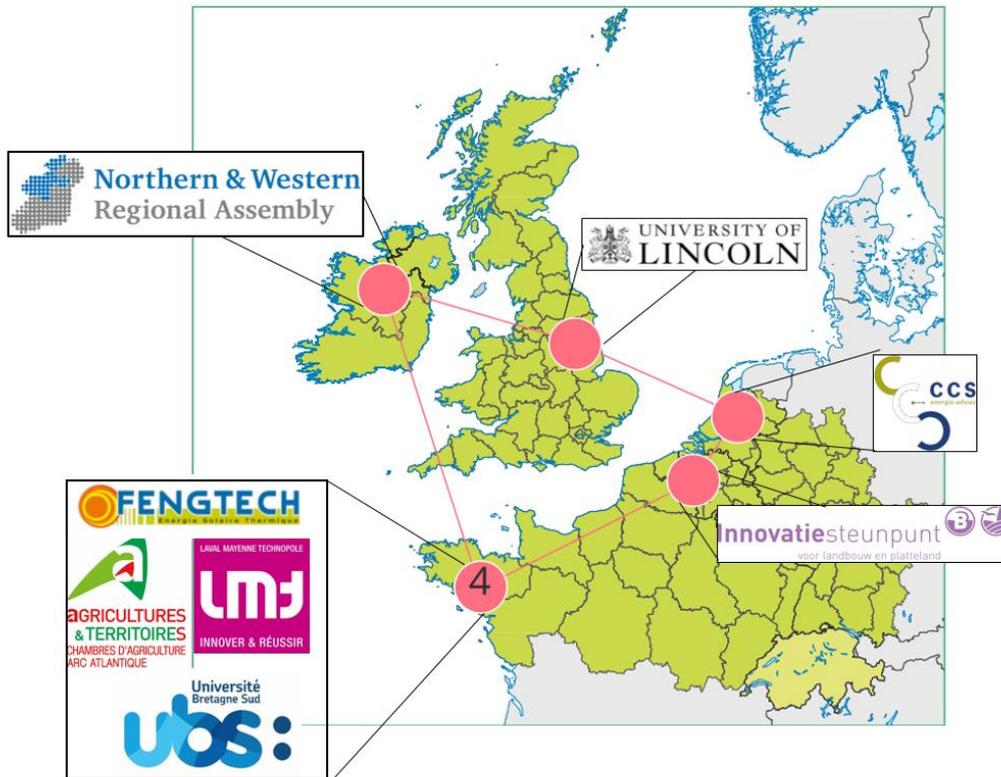


Figure Annexe 1-1 : Localisation des partenaires du projet

Annexe 2 : Solar keymark



Annex to Solar Keymark Certificate

Page 1/2

Annex to Solar Keymark Certificate						Licence Number		SC0058-16									
						Date issued		2019-07-18									
						Issued by		RISE									
Licence holder			Bosswerk GmbH & Co. KG			Country		Germany									
Brand (optional)			Bosswerk SunExtreme CPC			Web		www.bosswerk.de									
Street, Number			Herrenpfad 38			E-mail		info@bosswerk.de									
Postcode, City			41334, Netteta			Tel		+49 (0)21531278270									
Collector Type						Evacuated tubular collector											
Collector name						Power output per collector											
						Gb = 850 W/m ² , Gd = 150 W/m ² & u = 1.3 m/s											
						$\vartheta_m - \vartheta_a$											
						0 K		10 K		30 K		50 K		70 K		93 K	
						W		W		W		W		W		W	
Bosswerk SunExtreme CPC-M			133	2,38	1 917	1 240	1,97	1 281	1 252	1 187	1 114	1 034	931				
Bosswerk SunExtreme CPC-L			133	3,64	1 917	1 900	3,10	1 960	1 914	1 815	1 704	1 581	1 424				
Bosswerk SunExtreme CPC-XL			133	4,91	1 917	2 560	4,23	2 643	2 582	2 448	2 298	2 133	1 921				
Power output per m ² gross area						538		526		499		468		434		391	
Performance parameters test method						Steady state - outdoor											
Performance parameters (related to A _G)						η0, b	a1	a2	a3	a4	a5	a6	a7	a8	Kd		
Units						-	W/(m ² K)	W/(m ² K ²)	J/(m ² K)	-	J/(m ² K)	s/m	W/(m ² K ⁴)	W/(m ² K ⁴)	-		
Test results						0,540	1,206	0,004	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,98		
Incidence angle modifier test method						Steady state - outdoor											
Incidence angle modifier						Angle	10°	20°	30°	40°	50°	60°	70°	80°	90°		
Transversal						K _{GT, coll}	1,02	1,03	1,04	1,05	1,12	1,18	0,79	0,39	0,00		
Longitudinal						K _{GL, coll}	1,00	0,99	0,99	0,97	0,95	0,91	0,83	0,57	0,00		
Heat transfer medium for testing						Water											
Flow rate for testing (per gross area, A _G)						dm/dt		0,020		kg/(sm ²)							
Maximum temperature difference during thermal performance test						$(\vartheta_m - \vartheta_a)_{max}$		63,24		K							
Standard stagnation temperature (G = 1000 W/m ² ; $\vartheta_a = 30$ °C)						ϑ_{stg}		280		°C							
Maximum operating temperature						$\vartheta_{max, op}$		120		°C							
Maximum operating pressure						p _{max, op}		1000		kPa							
Testing laboratory			Intertek Testing Services Shenzhen Ltd. Guangzhou			http://www.intertek.com											
Test report(s)			151228014GZU-001			Dated		2016.1.21									
Comments of testing laboratory						Datasheet version: 6.0, 2018-10-30											
The "negative pressure test of the collector" according to EN 12975-2:2006, 5.9.2 was not performed.						 <i>William zheng</i>											
Tests were performed based on EN 12975-2:2006.																	
RISE Research Institutes of Sweden AB Certification																	
Box 857, SE-501 15 Borås, Sweden, Phone: +46 10-516 50 00, certifiering@ri.se www.ri.se																	

Titre : Modélisation et validation expérimentale de solutions solaires thermiques.
Application à l'Europe du Nord-Ouest.

Mots clés : Solaire thermique ; Tubes sous vide ; Effet thermosiphon ;
Expérimentation *in-situ* ; Simulation thermique dynamique.

Résumé : Dans le contexte énergétique actuel, il est nécessaire de trouver des solutions pour réduire la consommation d'énergie fossile et les émissions de gaz à effet de serre. Les technologies solaires thermiques sont des alternatives viables à l'utilisation majoritaire d'énergies non renouvelables. Afin d'assurer leur déploiement, des recherches sont à mener pour améliorer leur performance, évaluer et valoriser leur potentiel énergétique souvent déprécié en Europe du Nord-Ouest.

Les travaux réalisés durant cette thèse allient des études expérimentales et numériques afin d'étudier les performances de deux installations solaires spécifiques dans le secteur de l'agriculture. Elle est constituée de chauffe-eaux solaires à tubes sous vide associés à un réservoir et fonctionnent par effet thermosiphon. Un arrangement série/parallèle est mis en place afin de valoriser la capacité des capteurs solaires à stocker l'eau chaude.

La première installation étudiée est un site de pré-audit avec une instrumentation conséquente qui a permis d'établir des bilans énergétiques saisonniers et d'initier le développement du modèle numérique dynamique du capteur solaire sur Trnsys. La seconde installation est le site pilote français dont la modélisation a pour objectif de déterminer l'énergie journalière fournie par l'intégralité de l'installation solaire. Un travail de calibration utilisant les relevés expérimentaux *in-situ* a permis d'améliorer les résultats des simulations.

Le modèle numérique développé permet un dimensionnement approprié des installations solaires grâce à son adaptabilité. Cet outil est apte à évaluer les effets d'un changement de configuration, de localisation ou de pilotage de l'installation sur la production énergétique.

Title : Modelling and experimental validation of solar thermal solutions.
Application to North West Europe.

Keywords : Solar thermal; Evacuated tubes; Thermosiphon effect;
In-situ experimentation; Dynamic thermal simulation.

Abstract : In the current energy context, it is necessary to find solutions to reduce fossil energy consumption and greenhouse gas emissions. Solar thermal technologies are viable alternatives to the predominant use of non-renewable energy. In order to ensure their deployment, research is needed to improve their performance and to evaluate and valorise their energy potential, which is considered unfavourable in North West Europe.

The work carried out during this thesis combines experimental and numerical studies to investigate the performance of a specific solar installation in the food-processing industry. It consists of evacuated tube solar water heaters associated with a tank using the thermosiphon effect. A series/parallel arrangement is set up in order to enhance the capacity of the solar collectors to store hot water.

In this thesis, two installations are studied. The first one is a pre-audit site where the significant instrumentation allowed to establish seasonal energy balances and to set up the numerical model of the solar collector developed on Trnsys with the help of the scientific literature. The second installation is the French pilot site where the modelling should evaluate the daily energy supplied by the complete solar thermal collector arrangement. Calibration work using *in-situ* experimental data has improved the simulation results.

The developed numerical model allows an appropriate dimensioning of the solar installations thanks to its adaptability. It is able to evaluate the effects of a change in configuration, location or monitoring of the installation on energy production.