



HAL
open science

Etude de défauts critiques des installations solaires thermiques de grande dimension : définition, modélisation et diagnostic

Gaëlle Faure

► **To cite this version:**

Gaëlle Faure. Etude de défauts critiques des installations solaires thermiques de grande dimension : définition, modélisation et diagnostic. Energie électrique. Université Grenoble Alpes, 2018. Français. NNT : 2018GREAT100 . tel-02128473

HAL Id: tel-02128473

<https://theses.hal.science/tel-02128473>

Submitted on 14 May 2019

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.

THÈSE

Pour obtenir le grade de
DOCTEUR DE LA COMMUNAUTE UNIVERSITE
GRENOBLE ALPES

Spécialité : **Génie électrique**
Arrêté ministériel : 25 mai 2016

Présentée par
Gaëlle FAURE

Thèse dirigée par **Tuan Quoc TRAN,**

préparée au sein des **Laboratoire Systèmes Energétiques et**
Démonstrateurs (LSED) et Laboratoire G2Elab
dans l'**École Doctorale EEATS**

Etude de défauts critiques des installations solaires thermiques de grande dimension : définition, modélisation et diagnostic

Thèse soutenue publiquement le **25 octobre 2018** devant le jury
composé de :

M. Gilles FRAISSE

Professeur, Université Savoie Mont Blanc, Président

Mme Manuela SECHILARIU

Professeur, Université de Technologie de Compiègne, Rapporteuse

M. Jean-Michel RENEAUME

Professeur, ENSGTI, Rapporteur

M. Tuan Quoc TRAN

Professeur, INSTN, Directeur de thèse

M. Mathieu VALLEE

Ingénieur, CEA/LITEN, Encadrant

M. Bernd HAFNER

Ingénieur, VIESSMANN, Examineur

M. Pierre DELMAS

Ingénieur, newHeat, Examineur

M. Cédric PAULUS

Ingénieur, CEA/LITEN, Invité



*« Tous les hommes pensent que le bonheur se trouve au sommet de la montagne,
alors qu'il réside dans la façon de la gravir. » – Confucius*

Remerciements

Mes remerciements vont d'abord à mon directeur de thèse Tuan Quoc TUAN, ainsi qu'à mes encadrants Mathieu VALLEE et Cédric PAULUS. Merci tout d'abord de m'avoir fait confiance pour ce travail, suffisamment pour avoir fait les démarches de demande de dérogation car j'étais trop vieille pour les critères du CEA. J'espère ne pas vous avoir déçus. Merci également d'avoir pris le temps de m'encadrer correctement et d'avoir été là dans les moments difficiles.

Cela a déjà été dit et redit par mes prédécesseurs mais il est important de le noter à nouveau : le travail au sein du bâtiment PUMA3 et des équipes du LSED et du L2ST est des plus agréables grâce à une ambiance chaleureuse, et ceci grâce à l'ensemble des personnes de ces laboratoires. Beaucoup sont devenus des amis et seront cités dans le paragraphe adéquat. Pour l'aide dans mon travail de thèse, je tiens à remercier Roland BAVIERE pour sa formation à Dymola et son aide pour le débogage de mes programmes. Christian TANTOLIN m'a apporté sa connaissance des capteurs solaires thermiques et de leur modélisation. Nicolas LAMAISON ne m'a jamais accueillie froidement même quand je venais deux fois par jour dans son bureau pour lui poser des problèmes de thermiques. Romain JOUBERT m'a aidé pour les essais sur le banc d'ensoleillement artificiel et a poussé la conscience professionnelle jusqu'à m'aider à briser réellement une vitre de capteur solaire... Je pardonne également à Bertrand CHANDEZ toutes les mauvaises nouvelles qu'il m'a apportées lorsqu'il s'est échiné à faire fonctionner le banc d'essai extérieur.

Je tiens également à remercier mes collègues de bureau successifs qui ont largement contribué à me donner envie d'aller travailler le matin : Massinissa MERABET et Guillaume DANET, puis Philémon GIRAUD et Nadine AOUN. Enfin, et non des moindres, Coralie AVENEL avec qui j'ai partagé les joies et les difficultés d'une dernière année de thèse, mais pas que. C'est agréable d'avoir au moins une personne qui comprend exactement ce par quoi tu es en train de passer !

Un petit mot enfin pour Ap'INES, l'association des salariés de l'INES, qui m'a permis de rencontrer plein de gens d'autres laboratoires de l'INES et notamment d'autres doctorants. Je souhaite une longue vie à cette association qui contribue grandement à l'intégration et à la cohésion de tous.

Mes amis savent que ces trois années n'ont pas toujours été faciles. En particulier la dernière, qui n'est déjà généralement pas une partie de plaisir, a été accompagnée d'un burn-out et d'une rupture difficile. C'est grâce à vous que je me suis accrochée et que ce manuscrit est là aujourd'hui. Alors, un grand merci à tous (par ordre alphabétique pour ne froisser personne) : Coralie AVENEL, Quentin BELLOUARD, Bertrand CHANDEZ, Elsa et Vivien COLLOMB-CLERC, Christine DELORD, Marine DOPPLER et Florian LEMBERTHE, Félix GERENTON, Jean-François LERAT, Laurène PARENT, Anne-Claire PESCHEUX, et Marion VITE. Merci à ceux que je n'ai pas cités mais qui ont également apporté un petit quelque chose à un moment ou à un autre. Vous êtes tellement nombreux que je ne pourrai vous citer tous mais je sais que vous vous reconnaîtrez. Un spécial merci pour Vivien, qui m'a aidé à accoucher de moi-même.

Mes dernières pensées vont à mes parents, ainsi qu'à mes frères et sœurs, qui m'ont toujours soutenu et qui ont toujours été là quand j'avais besoin d'eux, malgré leurs propres problèmes. Ils se sont tous déplacés pour ma soutenance et ça signifie beaucoup pour moi.

Résumés

Les centrales solaires thermiques de grande dimension basse et moyenne température (80-120°C) peuvent fournir une chaleur renouvelable et compétitive aux réseaux de chaleurs et aux industries. Ces installations, intensives en capital et avec des faibles coûts de fonctionnement, ont un retour sur investissement sur le long terme. Le suivi de performance et la détection et le diagnostic de défauts automatisés sont donc des axes essentiels permettant de garantir des performances optimales sur toute la durée de vie de l'installation.

Cette thèse a pour but l'analyse des défauts les plus importants, dans un but de détection et de diagnostic. Dans un premier temps, une étude exhaustive des défauts pouvant affecter les installations solaires thermiques a été réalisée. Cette étude a permis d'identifier les défauts les plus fréquents et les plus graves, autrement appelés défauts critiques. Parmi ces défauts, six ont été sélectionnés pour être étudiés plus en détails.

Afin d'analyser le comportement du système lorsqu'il est soumis aux différents défauts étudiés, un modèle numérique a été mis en place. En particulier, un nouveau modèle de capteur solaire thermique plan a été développé, les modèles existants ne détaillant pas suffisamment certaines caractéristiques physiques nécessaires à la reproduction des défauts. Une validation expérimentale de ce modèle en fonctionnement normal et défaillant a montré qu'il permet une modélisation simple des défauts et que son comportement est réaliste.

Une méthodologie pour analyser de façon numérique l'impact des défauts sur le comportement du système est ensuite proposée. Un ensemble de grandeurs permettant de caractériser ce comportement sont notamment définies. Cette méthodologie est ensuite appliquée, d'abord à l'échelle du composant directement impacté par le défaut, puis à l'échelle du système complet. Les résultats permettent d'identifier les défauts détectables ainsi que ceux qui sont identifiables et de proposer un ensemble réduit de grandeurs suffisant pour les détecter et les identifier.

Ces travaux offrent une base méthodologique et des premiers résultats qui pourront permettre de développer un algorithme automatisé pour détecter et diagnostiquer les défauts critiques d'une installation solaire thermique de grande dimension.

Mots clés : détection de défauts, solaire thermique, modélisation.

Large scale solar systems at low and medium temperature (80-120 °C) can provide renewable and competitive energy to district heating and industrial processes. These systems, which are capital-intensive and have low operating costs, present a long-term return on investment. Automated monitoring and fault detection and diagnosis are key elements to guarantee optimal performances during all the lifespan of the plant.

This dissertation aims to analyze of the main faults, in a detection and diagnosis purpose. First, an exhaustive study of the dysfunctions that can affect the large scale solar systems enabled to identify the more frequent and serious faults, also called critical faults. Among these critical faults, six were selected for a more detailed study.

To analyze the behavior of the system subjected to the studied faults, a numerical model was implemented. A new flat plate thermal solar collector model was particularly developed as existing ones do not detail enough several physical characteristics required for the reproduction of faults. An experimental validation of this model in normal and faulty operation showed that it enables a simple fault modelling and presents a realistic behavior.

A methodology to numerically analyze the impact of the faults on the system behavior is then proposed. A set of features enabling the characterizing of this behavior are particularly defined. This approach is applied first at the scale of directly affected component then at system scale. The results enable to identify detectable and isolable faults, but also to propose a reduced set of features sufficient to properly detect and diagnose them.

This work presents a methodologic base and first results to develop an automated algorithm for detection and diagnosis of critical faults of a large scale thermal solar system.

Keywords: fault detection, thermal solar, modelling.

Table des matières

Remerciements	i
Résumés	iii
Table des matières	v
Nomenclature	ix
Alphabet latin.....	ix
Alphabet grec.....	xi
Indices	xi
Alphabet latin	xi
Alphabet grec.....	xiii
Symboles.....	xiii
Abbreviations.....	xv
1 Introduction.....	1
2 Etat de l'art sur les défauts des installations solaires thermiques de grande dimension	3
2.1 Introduction.....	5
2.2 Les installations solaires thermiques de grande dimension	6
2.2.1 Principe de fonctionnement.....	7
2.2.2 Définition du système étudié et des sous-systèmes	13
2.2.3 Analyse des performances et du comportement d'une ISTGD	15
2.3 Défauts affectant ces installations et leur étude	17
2.3.1 Recensement des défauts	17
2.3.2 Impact sur le système global	18
2.4 Méthodes de détection et de diagnostic pour les ISTGD.....	19
2.4.1 Terminologie et présentation générale des méthodes de détection et de diagnostic de défauts 20	
2.4.2 Méthodes basées sur des modèles quantitatifs.....	21
2.4.3 Méthodes basées sur des modèles qualitatifs	22
2.4.4 Méthodes hybridant les espaces de parité et les systèmes experts.....	23
2.4.5 Méthodes basées sur l'historique du processus	24
2.4.6 Bilan et résumé.....	26
2.5 Evaluation des performances des méthodes de détection et diagnostic	27
2.5.1 Caractéristiques désirées	28
2.5.2 Evaluation et comparaison des performances des méthodes pour les ISTGD	30
2.6 Synthèse	31
3 Etude des modes de défaillance et définition des défauts critiques étudiés.....	33

3.1	Introduction.....	34
3.2	Etude des modes de défaillance affectant une ISTGD.....	34
3.2.1	Méthodologie de l'étude.....	34
3.2.2	Analyse des résultats.....	37
3.3	Défauts critiques étudiés.....	41
3.3.1	Eléments sur la modélisation du capteur solaire.....	42
3.3.2	Eléments sur la modélisation des défauts.....	44
3.3.3	Défaut « défaillance couverture ».....	45
3.3.4	Défaut « opacification ».....	46
3.3.5	Défaut « dégradation absorbeur ».....	47
3.3.6	Défaut « dégradation isolant ».....	50
3.3.7	Défaut « déséquilibre ».....	51
3.3.8	Défaut « pertes thermiques canalisations ».....	53
3.4	Bilan sur l'état de l'art et les études préliminaires.....	54
4	Modélisation d'une ISTGD et validation expérimentale en fonctionnement normal et défaillant.....	57
4.1	Introduction.....	59
4.2	Modélisation du capteur solaire plan.....	60
4.2.1	Etat de l'art sur la modélisation physique des capteurs solaires plans.....	60
4.2.2	Description générale du modèle développé.....	61
4.2.3	Hydraulique.....	64
4.2.4	Echanges thermiques.....	66
4.2.5	Discrétisation de l'absorbeur le long de l'ailette.....	73
4.2.6	Discrétisation le long du fluide.....	76
4.3	Modélisation du système complet.....	77
4.3.1	Système modélisé.....	77
4.3.2	Composants.....	79
4.3.3	Principe d'assemblage.....	80
4.4	Modélisation des défauts.....	81
4.4.1	Défaut « défaillance couverture ».....	82
4.4.2	Défaut « opacification ».....	83
4.4.3	Défaut « dégradation absorptance absorbeur ».....	83
4.4.4	Défaut « dégradation émissivité absorbeur ».....	83
4.4.5	Défaut « dégradation isolant ».....	84
4.4.6	Défaut « déséquilibre ».....	84
4.4.7	Défaut « pertes thermiques canalisations ».....	85
4.5	Validation expérimentale du modèle de capteur solaire plan en fonctionnement normal et défaillant.....	85
4.5.1	Dispositif expérimental.....	85
4.5.2	Essais réalisés.....	87
4.5.3	Résultats de validation.....	91
4.6	Bilan sur la modélisation et la validation expérimentale.....	101

5	Analyse de l'impact des défauts étudiés sur le système	103
5.1	Introduction.....	105
5.2	Description de la méthodologie mise en place	106
5.2.1	Démarche générale	106
5.2.2	Indicateurs analysés	107
5.3	Etude à l'échelle du capteur solaire	112
5.3.1	Spécificités de l'étude du capteur solaire	112
5.3.2	Influence des défauts sur la performance annuelle.....	113
5.3.3	Influence des défauts sur le comportement en régime permanent.....	120
5.3.4	Influence des défauts sur le comportement en régime transitoire	131
5.3.5	Bilan sur les possibilités de détection et de diagnostic des défauts du capteur solaire	137
5.4	Etude à l'échelle du tuyau	140
5.4.1	Spécificités de l'étude du tuyau	141
5.4.2	Influence des défauts sur la performance annuelle.....	143
5.4.3	Influence des défauts sur le comportement en régime permanent.....	144
5.4.4	Influence des défauts sur le comportement en régime transitoire	146
5.4.5	Bilan sur les possibilités de détection et de diagnostic des défauts du tuyau	147
5.5	Etude à l'échelle champ	148
5.5.1	Différences entre l'échelle capteur et l'échelle champ.....	148
5.5.2	Analyse des possibilités de détection des défauts	155
5.5.3	Analyse des possibilités de localisation des défauts	158
5.5.4	Analyse des possibilités d'isolation des défauts	162
5.5.5	Bilan sur l'étude à l'échelle champ.....	164
5.6	Conclusion	166
6	Conclusion et perspectives	167
6.1	Conclusion	167
6.2	Perspectives.....	168
	Références bibliographiques	171
	Annexes	181
A.	Questionnaire pour le sondage	183
B.	Analyse des Modes de Défaillances, de leur Effet et de leur Criticité d'une ISTGD.....	185
B.1	Captation solaire	185
B.2	Echangeurs externes	186
B.3	Régulation.....	188
B.4	Stockage	192
B.5	Transport primaire	195
B.6	Transport secondaire	201
C.	Justification du nombre de nœuds pour la discrétisation du capteur solaire le long du fluide	207
D.	Simplifications du modèle de capteur solaire pour diminuer le temps de calcul.....	211
D.1	Modèle complet	211
D.2	Impact des simplifications.....	213

E.	Echanges radiatifs entre absorbeur et isolant situé sur le côté du capteur solaire	215
F.	Paramétrage des principaux composants du modèle de système complet.....	217
F.1	Capteur solaire.....	217
F.2	Echangeur de chaleur	221
F.3	Tuyaux.....	221
G.	Calcul de la propagation des incertitudes de mesures.....	224
G.1	Ecart de température ΔT entre l'entrée et la sortie du fluide.....	224
G.2	Puissance P récupérée dans le fluide.....	224
G.3	Rendement η du capteur solaire	224
G.4	Température moyenne du fluide T_m	224
G.5	Température réduite T_m^*	224
G.6	Rayonnement incident G pour le banc d'ensoleillement artificiel.....	224
G.7	Température ambiante T_a pour le banc d'ensoleillement artificiel.....	225
G.8	Incertitude d'une moyenne	225

Nomenclature

Alphabet latin

a_1	Coefficient linéaire des pertes thermiques	W/(m ² .K)
a_2	Coefficient quadratique des pertes thermiques	W/(m ² .K ²)
A	Matrice de l'application linéaire entre les entrées et les sorties d'un système Surface	m ²
A_c	Surface hors-tout du capteur solaire	m ²
A_p	Surface d'ouverture du capteur solaire	m ²
b_i	Variable indiquant si le mode de défaillance i est souvent cité dans l'état de l'art	-
cp	Capacité thermique massique	J/(K.kg)
C	Capacité thermique Capacité thermique globale du capteur solaire	J/K J/K
C_i	Criticité du mode de défaillance i	-
d	Distance inter-rangées	m
d_{max}	Dépassement	-
Dh	Diamètre hydraulique	m
D_i	Diamètre interne	m
$DTLM$	Différence moyenne logarithmique des températures	K
e	Epaisseur Etendue d'un défaut	m -
E	Energie Exitance énergétique	kWh ou MWh W/m ²
f	Fonction représentant un défaut ou vecteur des défauts ou élément de ce vecteur	
f_{sol}	Fraction solaire	-
F	Facteur de forme	-
F'	Facteur de rendement du capteur solaire	-
$F_{aillette}$	Rendement d'ailette	-
F_R	Facteur de retrait de la chaleur du capteur solaire	-
g	Relations entre entrées et sorties d'un système	
G	Rayonnement solaire global dans le plan du capteur solaire	W/m ²
G_{XY}	Rayonnement émis par la surface Y et reçu par la surface X	W/m ²
Gr	Nombre de Grashof	-
h	Coefficient d'échange thermique surfacique Distance au bout de l'ailette Hauteur	W/(K.m ²) m
H	Coefficient d'échange thermique	W/K
I_{dif}	Rayonnement solaire diffus	W/m ²
I_{dir}	Rayonnement solaire direct dans le plan du capteur solaire	W/m ²
I_g	Rayonnement solaire réfléchi par le sol	W/m ²

Nomenclature

J	Radiosité	W/m ²
K_0	Indice de clarté	-
l	Largeur	m
L	Longueur Distance	m
L^*	Coordonnée longitudinale	-
\dot{m}	Débit	kg/s
N	Nombre	
N_i	Nombre de citations du mode de défaillance i dans le sondage	-
N_{high_i}	Nombre de réponses « élevée » pour le mode de défaillance i dans le sondage	-
N_{low_i}	Nombre de réponses « faible » pour le mode de défaillance i dans le sondage	-
N_{med_i}	Nombre de réponses « moyenne » pour le mode de défaillance i dans le sondage	-
Nu	Nombre de Nusselt	-
Nu_{90}	Nombre de Nusselt calculé pour une lame d'air qui fait un angle de 90° avec l'horizontale	-
O_i	Taux d'occurrence du mode de défaillance i	-
p_d	Pression de vapeur	Pa
p_{dir}	Proportion de rayonnement solaire direct dans le rayonnement solaire global incident	-
P	Pression	Pa
PC	Baisse de fraction solaire annuelle	-
Pr	Nombre de Prandtl	-
q	Flux de chaleur par unité de longueur	W/m
Q	Puissance ou flux de chaleur	W
$Q_{sun,net}$	Rayonnement solaire absorbé par l'absorbeur	W
r_{ext}	Rayon extérieur d'un tuyau	m
R	Résistance globale du capteur solaire	K/W
Ra	Nombre de Rayleigh	-
s	Sévérité d'un défaut	-
S	Rayonnement solaire global qui atteint l'absorbeur d'un capteur solaire	W/m ²
Sf_i	Score de fréquence du mode de défaillance i	-
Sg_i	Score de gravité du mode de défaillance i	-
t	Temps ou durée	s
t_0	Instant auquel commence le régime transitoire	s
$t_{50\%}$	Temps de réponse à 50 %	s
$t_{99\%}$	Temps de réponse à 99 %	s
t_p	Temps de parcours théorique	s
t_{rel}	Temps depuis le début du régime transitoire	s
T	Température	°C ou K
T_m^*	Température réduite	K.m ² /W
\overline{T}_{out}	Température de sortie normalisée	-
\overline{T}_p	Température moyenne de l'absorbeur	K
U	Vecteur des signaux d'entrée mesurés	
U_L	Coefficient global des pertes thermiques du capteur solaire	W/(m ² .K)
U_t	Coefficient de pertes thermiques global d'un tuyau	W/K
v_{wind}	Vitesse du vent	m/s
x	Coordonnée le long de l'ailette	m

x_t	Longueur d'entrée thermique	m
x_v	Longueur d'entrée de vitesse	m
Y	Vecteur des signaux de sortie mesurés	
w	Largeur	m

Alphabet grec

α	Absorptance solaire	-
β	Angle d'inclinaison des capteurs solaires	°
γ	Azimut des capteurs solaires	°
δ	Fraction du débit total	-
$\Delta\alpha_p$	Variation de l'absorptance de la couche sélective de l'absorbeur	-
$\Delta\epsilon_p$	Variation de l'émissivité de la couche sélective de l'absorbeur	
$\Delta\eta_0$	Ecart de rendement optique	-
Δa_1	Ecart entre les coefficients linéaires de pertes thermiques	W/(m ² .K)
Δa_2	Ecart entre les coefficients quadratiques de pertes thermiques	W/(m ² .K ²)
ΔA	Matrice liée à un défaut multiplicatif	
ΔE	Diminution de production annuelle d'énergie solaire	%
Δh	Longueur infinitésimale	m
Δp	Pertes de charge	Pa
Δt	Pas de temps de simulation	s
ΔT	Ecart de température	
ϵ	Emissivité hémisphérique	-
η_0	Rendement optique	-
η_{std}	Rendement en régime permanent	-
$\bar{\eta}$	Rendement thermique moyen ou facteur d'utilisation	-
θ	Vecteur des paramètres	
	Angle d'incidence du rayonnement solaire	°
	Angle polaire	°
λ	Conductivité thermique	W/(m.K)
ρ	Réflectance solaire	-
σ	Constante de Stefan-Boltzmann	W/(m ² .K ⁴)
τ	Transmittance solaire	-
$(\tau\alpha)$	Produit transmittance-absorptance	-
ϕ	Angle entre une lame d'air et l'horizontal	°
Ω	Cardinal d'un ensemble	-

Indices

Alphabet latin

a	relatif à l'ambient ou l'extérieur
abs	relatif au défaut « dégradation absorbeur » relatif à un rayonnement absorbé
ailette	relatif à l'ailette de l'absorbeur
b	relatif à la liaison entre l'absorbeur et le tube
c	relatif au capteur solaire

Nomenclature

	relatif à un échange de chaleur de type convectif
can	relatif au défaut « pertes thermiques canalisations »
ciel	relatif au ciel
col	relatif à une colonne de capteurs du champ solaire
couv	relatif au défaut « défaillance couverture »
d	relatif à un échange de chaleur de type conductif
def	relatif à un élément affecté par un défaut
dif	relatif au rayonnement solaire diffus
dir	relatif au rayonnement solaire direct
dsq	relatif au défaut « déséquilibre »
émis	relatif à un rayonnement émis
e	relatif à l'isolant situé sur les bords du capteur solaire
eq	relatif à une grandeur équivalente
f	relatif à un fluide
g	relatif au sol relatif à un gaz
hx	relatif à un échangeur de chaleur
i	indice d'un élément d'un vecteur relatif à l'isolant en face arrière du capteur solaire relatif aux échanges par rayonnement infra-rouge
i1, i2	relatifs respectivement aux nœuds interne et externe de l'isolant en face arrière
isol	relatif au défaut « dégradation isolant »
in	relatif à une entrée
inf	relatif aux points d'inflexion
IR	relatif au rayonnement infra-rouge
j	indice d'un élément de vecteur
m	relatif à une moyenne
min	relatif à un minimum
nom	relatif à une grandeur nominale
opa	relatif au défaut « opacification » relatif au film opacifiant
out	relatif à une sortie
p	relatif au côté primaire d'un échangeur de chaleur relatif à l'absorbeur relatif au nœud de l'absorbeur surplombant le tuyau
p.	relatif à un nœud quelconque de l'absorbeur
p1, p2, p3, p4, p5	relatif au nœud n°1, 2, 3, 4 ou 5 de l'ailette de l'absorbeur
parallèle	relatif aux tuyaux parallèles d'une configuration hydraulique de capteur en échelle
pipeIn	relatif au tuyau reliant l'échangeur solaire à l'entrée du champ
pipeOut	relatif au tuyau reliant la sortie du champ solaire à l'échangeur de chaleur
ran	relatif à une rangée de capteurs du champ solaire
ref	relatif à une grandeur de référence
s	relatif au côté secondaire d'un échangeur de chaleur ou à la boucle secondaire d'une ISTGD relatif aux échanges liés au rayonnement solaire
soleil, sun	relatif au soleil
sol	relatif à la boucle solaire d'une ISTGD ou au solaire relatif au sol

sup	relatif à la surface supérieure
	relatif au stockage
t	relatif au film FEP
	relatif à un tuyau
tot	relatif au total
v	relatif à la couverture vitrée ou à une vitre
X	relatif à un composant X
Y	relatif à un composant Y
Z	relatif à un composant Z

Alphabet grec

α	relatif à l'absorptance
ϵ	relatif à l'émissivité
Σ	relatif au champ complet

Symboles

-	« entre »
→	« vers »
∞	relatif à une grandeur du régime permanent après stabilisation du système
0	relatif à une grandeur du régime permanent initial

Abbreviations

AIE	Agence Internationale de l’Energie
AMDEC	Analyse des Modes de Défaillance, de leur Effet et de leur Criticité
ISTGD	Installation Solaire Thermique de Grande Dimension
R&D	Recherche et Développement

1 Introduction

Pour répondre aux enjeux du changement climatique, une transition vers un modèle de production et de consommation d'énergie bas carbone est indispensable. Le secteur énergétique est en effet responsable à lui seul des deux tiers des émissions de gaz à effets de serre dans le monde [1]. Cette idée est aujourd'hui communément admise par le plus grand nombre. Cependant, le mot « énergie » est trop souvent synonyme d'« électricité » et quand on parle d'énergie renouvelable, on pense d'abord aux technologies permettant de produire de l'électricité (éolien, PV). Pourtant, l'électricité ne représente que 26 % des besoins énergétiques finaux dans l'Union Européenne en 2014, alors que les besoins sous forme de chaleur et de froid totalisent 46 % de ces besoins (le reste correspondant au transport) [2]. Ces derniers ne sont couverts qu'à 18 % par des énergies renouvelables pour cette même année (contre 27 % pour l'électricité). Il y a donc encore fort à faire.

Parmi les énergies renouvelables permettant de produire directement de la chaleur, on trouve le solaire thermique qui consiste à convertir le rayonnement solaire en chaleur. Cette technologie a des applications variées, qui vont des chauffe-eau solaires qui fournissent de l'eau à basse température (60-80°C) pour une utilisation domestique à la centrale solaire thermodynamique d'Ivanpah (Etats-Unis) qui a une capacité de 377 MW et peut produire de la vapeur à 565°C [3]. Dans le cadre de ces travaux de thèse, nous nous intéressons aux installations solaires thermiques de grande dimension ou ISTGD qui permettent de fournir de l'eau à basse et moyenne température (80-120°C) à des réseaux de chaleur et des process industriels. Ce type de centrale existe depuis 25 ans dans les pays du Nord de l'Europe et s'est développé dans le reste du continent européen au cours de la dernière décennie.

Comme tout système dynamique, les centrales solaires thermiques sont sujettes aux défauts, pannes, défaillances et dégradations. Le système de production de chaleur solaire n'est pas critique car il est en général couplé à un appoint qui fournira la demande en cas de problème. Cependant, cette qualité est aussi un défaut car un dysfonctionnement peut être très long à détecter si cette opération se fait manuellement (vérification par le propriétaire ou maintenance annuelle de l'exploitant). Entretemps, l'appoint aura compensé l'énergie solaire en consommant plus d'énergie et ce défaut aura donc dégradé le rendement économique de l'ensemble. Le suivi de performance et la garantie de production solaire sont donc des axes essentiels de la rentabilité de ces installations, intensives en capital et dont le retour sur investissement a lieu sur le long terme. Dans ce cadre, développer des mécanismes de détection automatique de défauts et de diagnostic automatisé pour les centrales solaires thermiques est un enjeu fondamental. De tels mécanismes simplifient en outre de nombreuses opérations d'exploitation et de maintenance, réduisant de fait leurs coûts.

Les mécanismes de détection de défauts peuvent s'appliquer à différents niveaux, allant de mécanismes court terme de détection instantanée de panne ou de fuite, à des mécanismes long terme de détection de l'encrassement et du vieillissement des installations. Bien que de nombreuses approches aient été développées dans diverses industries, il n'existe pas de solution générique applicable à tout type de système (dont les centrales solaires). Par ailleurs, plusieurs méthodes ont été développées et appliquées aux petits systèmes solaires. A cause du prix de la métrologie, ils sont assez simples. La détection et le diagnostic de défauts pour de grandes installations peut être plus détaillée et performante. De plus, ce type de système présente des spécificités :

- des défauts propres comme un mauvais équilibrage hydraulique entre les batteries de capteurs,
- un besoin accru de diagnostic détaillé pour certains défauts comme l'emplacement d'une fuite détectée,

- des fréquences de défauts différentes liées à des acteurs différents qui entrent en jeu (entreprises d'installation de taille plus élevée...).

Pour répondre à ces problématiques et ces spécificités, ce travail de thèse propose un axe de travail encore non exploré dans le domaine du solaire thermique : étudier directement les défauts qui affectent ces installations. Il s'agit d'identifier les plus critiques d'entre eux, de les modéliser et d'analyser leur impact sur le système complet. Cette analyse permettra à la fois de tester la pertinence des méthodes de détection et diagnostic de défauts actuelles mais aussi de proposer des pistes d'amélioration, voire de nouvelles voies de développement.

Ce manuscrit est divisé en quatre chapitres dont le contenu est le suivant :

Le chapitre 2 présente un état de l'art de l'étude des défauts affectant les installations solaires thermiques de grande dimension ainsi que leur détection et leur diagnostic. Il commence par une description détaillée du système étudié. Une étude bibliographique sur la connaissance des défauts est ensuite décrite, avant d'effectuer un état de l'art des méthodes permettant de les détecter et les diagnostiquer. Une dernière partie propose une évaluation de ces méthodes.

Le chapitre 3 se concentre tout d'abord sur une étude de l'ensemble des défauts pouvant affecter une ISTGD afin d'identifier les défauts les plus critiques : ceux qui seront étudiés dans ce travail de thèse. Un état de l'art des sept défauts sélectionnés est ensuite proposé. Un bilan de cette première partie du manuscrit est finalement proposé, qui identifie les lacunes de la littérature concernant l'étude des défauts des installations solaires, et décrit la démarche mise en œuvre par la suite pour les combler.

Le chapitre 4 est dédié à la description des modèles développés pour l'étude des défauts. Une première partie traite du modèle de capteur solaire, spécifiquement développé pour cette étude. Une attention particulière est portée à la présentation et la justification des choix de modélisation effectués. Le modèle du système complet est ensuite présenté. Dans un troisième temps, la modélisation des défauts étudiée est précisée. Enfin, les résultats de la validation expérimentale du modèle de capteur solaire et des modèles de défauts affectant ce composant sont détaillés.

Le chapitre 5 est consacré à l'étude de l'impact des défauts étudiés sur une ISTGD. Pour ce faire, une méthodologie systématique est tout d'abord proposée. Elle est ensuite appliquée, d'abord à l'échelle des composants affectés par les défauts étudiés (capteur solaire et tuyau), puis à l'échelle du champ solaire complet. L'échelle composant a permis d'avoir une première idée de l'impact des défauts et de concentrer l'étude champ sur les éléments les plus importants.

Le chapitre 4 présente l'étude par simulation de l'impact des défauts étudiés sur les ISTGDs. A cette fin, une méthodologie systématique est proposée. Elle est ensuite appliquée, d'abord à l'échelle du capteur solaire et du tuyau, puis à l'échelle du système complet. Les résultats pour chaque échelle sont détaillés et analysés. Les possibilités de détection, d'isolation et de localisation des défauts ainsi que les moyens d'y parvenir sont notamment étudiés à chaque fois.

2 Etat de l'art sur les défauts des installations solaires thermiques de grande dimension

2.1	Introduction.....	5
2.2	Les installations solaires thermiques de grande dimension	6
2.2.1	Principe de fonctionnement.....	7
2.2.1.1	Composants d'une installation.....	8
2.2.1.1.1	Capteurs solaires	8
2.2.1.1.2	Stockage	10
2.2.1.1.3	Régulation	11
2.2.1.1.4	Organes hydrauliques	11
2.2.1.1.5	Appoint.....	11
2.2.1.2	Intégration de l'installation solaire thermique dans un réseau de chaleur	11
2.2.1.2.1	Installation centralisée et décentralisée	11
2.2.1.2.2	Raccordement hydraulique des installations solaires thermiques.....	12
2.2.1.3	Spécificités d'un grand champ solaire.....	12
2.2.2	Définition du système étudié et des sous-systèmes	13
2.2.2.1	Sous-systèmes	14
2.2.2.2	Métérologie	14
2.2.3	Analyse des performances et du comportement d'une ISTGD.....	15
2.3	Défauts affectant ces installations et leur étude	17
2.3.1	Recensement des défauts	17
2.3.2	Impact sur le système global.....	18
2.4	Méthodes de détection et de diagnostic pour les ISTGD.....	19
2.4.1	Terminologie et présentation générale des méthodes de détection et de diagnostic de défauts	20
2.4.2	Méthodes basées sur des modèles quantitatifs.....	21

2.4.2.1	Espaces de parité	21
2.4.2.2	Observateurs	22
2.4.3	Méthodes basées sur des modèles qualitatifs	22
2.4.3.1	Systèmes experts	22
2.4.3.2	Autres méthodes basées sur des modèles qualitatifs	23
2.4.4	Méthodes hybridant les espaces de parité et les systèmes experts	23
2.4.5	Méthodes basées sur l'historique du processus	24
2.4.5.1	Méthodes basées sur l'identification	25
2.4.5.2	Classifieurs	25
2.4.6	Bilan et résumé	26
2.5	Evaluation des performances des méthodes de détection et diagnostic	27
2.5.1	Caractéristiques désirées	28
2.5.1.1	Exhaustivité VS résolution	28
2.5.1.2	Sensibilité VS robustesse	28
2.5.1.3	Isolabilité VS rejet des incertitudes de modélisation	29
2.5.1.4	Facilité d'explication	29
2.5.1.5	Adaptabilité	29
2.5.1.6	Facilité d'implémentation	29
2.5.1.7	Identification des défauts multiples	29
2.5.1.8	Identification des nouveautés	30
2.5.1.9	Besoins en stockage VS capacité de calcul	30
2.5.1.10	Estimation de l'erreur de classification	30
2.5.2	Evaluation et comparaison des performances des méthodes pour les ISTGD	30
2.6	Synthèse	31

2.1 Introduction

Dans ce chapitre, nous présentons l'état de l'art sur les Installations Solaires Thermiques de Grande Dimension (ISTGD) ainsi que sur l'étude et la détection des défauts pouvant les affecter. Ces systèmes permettent d'améliorer les performances environnementales des réseaux de chaleur et des process industriels auxquels ils sont connectés tout en permettant des économies financières, le soleil fournissant son énergie gratuitement. Comme tout système industriel complexe, les ISTGD peuvent rencontrer des dysfonctionnements. Cependant, ces installations présentent la particularité de fonctionner de manière largement automatisée et sont relayées par des sources d'énergie d'appoint en cas d'absence d'ensoleillement. Ainsi, les défaillances peuvent passer inaperçues sur de longues périodes, car elles n'affectent en apparence pas le service rendu. L'incapacité à les détecter rapidement impacte directement la rentabilité financière des installations, qui dépend de leur capacité à capter de manière optimale l'énergie gratuite du soleil. Leur détection et leur diagnostic au plus tôt et de manière automatisée est donc de première importance. Le suivi continu des performances et du bon fonctionnement d'une installation (« Automated functionality control and yield control ») fait d'ailleurs partie des éléments importants pour un développement de la filière selon les industriels européens du secteur d'après une étude publiée en 2006 (plus de 95% d'intérêt, cf. Figure 2-1). Que sait-on aujourd'hui de ces pannes ? Où en est-on de leur détection et diagnostic ? Autant de questions auxquelles il faut commencer par répondre avant de pouvoir proposer des pistes d'amélioration.

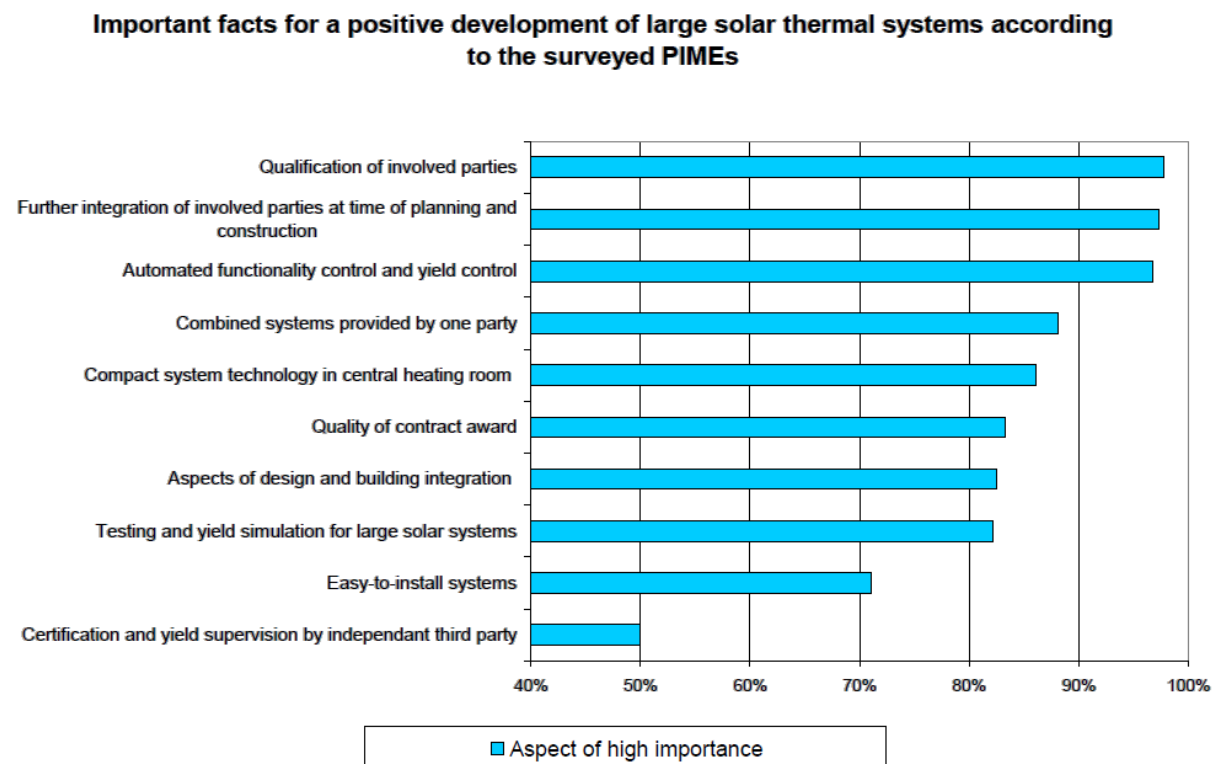


Figure 2-1 : Faits importants pour un développement positif des ISTGD selon une étude conduite auprès de planificateurs, installateurs, fabricants et compagnies de services énergétiques en Europe par le projet NEGST [4].

Ce chapitre commence par une description des ISTGD et de leur fonctionnement. Un état de l'art de l'analyse de leurs performances est également effectué. Dans une deuxième partie, nous présentons les résultats d'une bibliographie sur les défauts affectant les installations solaires de grande dimension et leur étude. La troisième partie est consacrée à une revue des méthodes existantes de détection et diagnostic de ces défauts. Enfin, la dernière partie propose une liste de caractéristiques désirables de ces méthodes ainsi qu'une étude des performances des approches actuelles selon ces caractéristiques.

2.2 Les installations solaires thermiques de grande dimension

Dans le cadre de cette thèse, les installations solaires thermiques de grande dimension sont définies comme des installations solaires dont la surface totale de capteur dépasse les 500 m² (soit 350 kWth) et qui fournissent de l'eau entre 80 et 120 °C. Ces systèmes produisent de la chaleur pour deux principaux types d'application : les réseaux de chaleur et de froid, et les process industriels.

Concernant la première application, des installations solaires thermiques connectées à des réseaux de chaleur existent depuis le début des années 1980 dans plusieurs pays européens (Danemark, Suède, Autriche, Allemagne, Espagne et Grèce). La Figure 2-2 montre l'évolution du nombre de ces installations dans le monde depuis 1983. On observe depuis 2007 un regain d'intérêt avec en moyenne une douzaine de nouvelles installations par an. 2016 a été une année record avec un peu moins de 500 000 m² de capteurs solaires nouvellement installés. Environ 30 % de cette nouvelle capacité est due uniquement à la mise en service de la plus grande installation au monde à Silkeborg (Danemark) qui a une capacité installée de 110 MWth, soit 156 694 m² de capteurs solaires [5]. Le Danemark est d'ailleurs le leader mondial incontesté sur ce type de système : il représente à lui seul 80% de la puissance installée en fonctionnement dans le monde [6]. En France, les premières mises en service ont eu lieu en 2014 [7] et de nouvelles installations sont planifiées ou en construction.

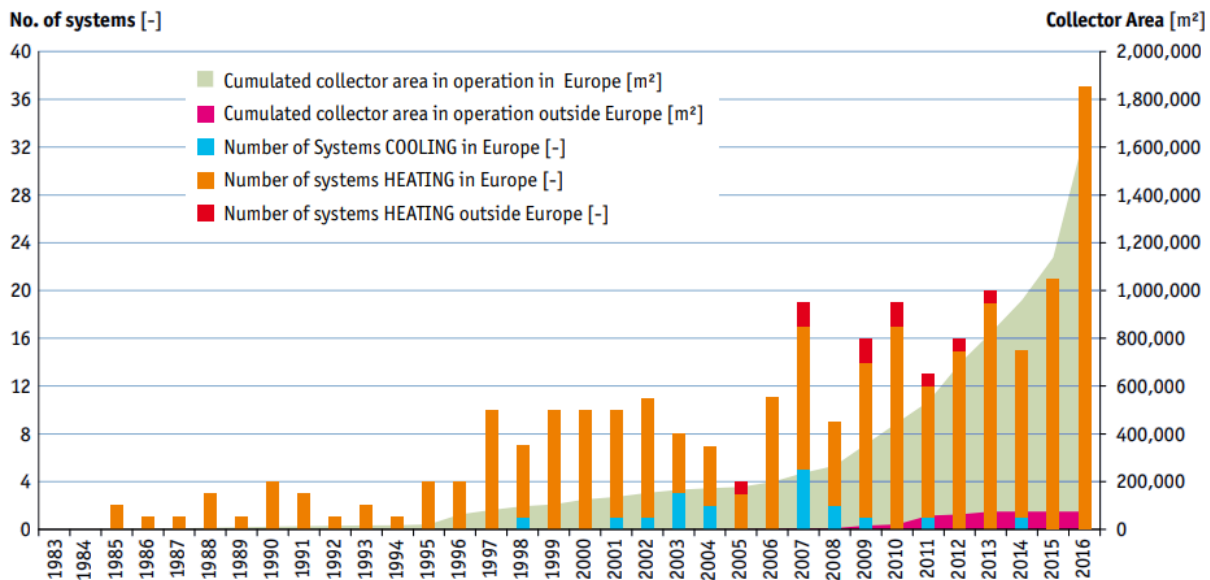


Figure 2-2 : Nombre d'installations annuelles d'installations solaires thermiques raccordées à des réseaux de chaleur ou de froid et surface totale cumulée de capteurs solaires en opération sur ce type d'installations [6].

Concernant la deuxième application, plusieurs types de process industriels demandent de grandes quantités d'énergie thermique, ce qui fait du secteur industriel un marché prometteur pour les applications solaires thermiques. Une étude a par exemple montré un potentiel de chaleur solaire industrielle de plus de 72 000 GWh pour l'Union Européenne, ce qui correspond à une surface de 143 à 180 millions de capteurs solaires [8]. Il s'agit d'un marché en croissance : de nombreux projets prometteurs ont été mis en place entre 2014 et 2016 allant de petites installations de démonstration à de très grands systèmes de plusieurs mégawatts [6]. Début 2017, une étude a recensé plus de 500 systèmes à l'échelle mondiale avec une surface installée de 416 414 m² de capteurs solaires et de miroirs [9].

Dans la suite de cette section, nous expliquons le principe de la technologie solaire thermique en insistant sur les spécificités de ces installations de grande taille. La deuxième partie permet de définir les limites du système étudié et d'introduire la définition de 6 sous-systèmes. La dernière partie est dédiée à un recensement des méthodes utilisées pour évaluer les performances de ces installations et analyser leur comportement.

2.2.1 Principe de fonctionnement

Le principe de la technologie solaire thermique est de produire de l'énergie thermique en chauffant un fluide (liquide ou gaz) à partir du rayonnement solaire. L'énergie reçue par ce fluide peut ensuite être utilisée directement pour du chauffage, de la production d'eau chaude sanitaire, distribuée via un réseau de chaleur, ou être convertie en énergie électrique ou en froid. La Figure 2-3 donne un aperçu de ce à quoi ressemble une installation de grande dimension. Elle est composée de plusieurs éléments dont certains sont également visibles sur l'exemple de schéma hydraulique de la Figure 2-4 : un champ solaire composé de plusieurs capteurs solaires, un échangeur, un stockage de la chaleur produite, un appoint ainsi que les organes hydrauliques reliant les différents éléments. Une régulation permet également un fonctionnement automatisé du système et une optimisation de ses performances.

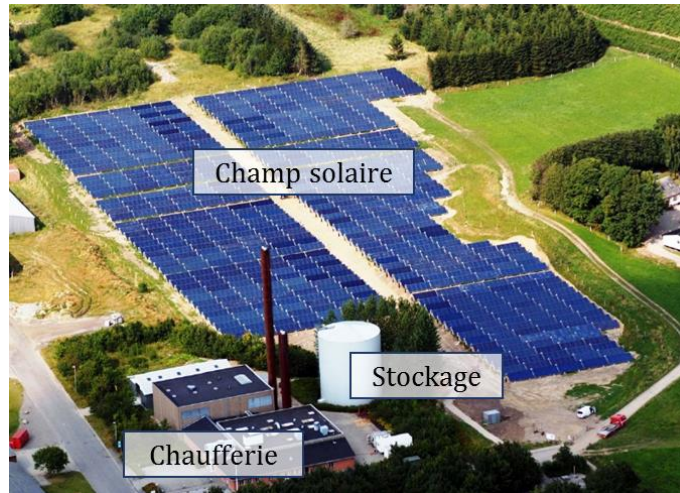


Figure 2-3 : Installation solaire thermique pour réseau de chaleur à Braedstrup (Danemark) d'une superficie de 8 000 m² de capteur solaires [10].

Les différentes briques constituant une ISTGD sont décrites dans la suite de cette sous-section. Quelques éléments sur l'intégration de l'installation solaire dans un réseau de chaleur ainsi que les spécificités liées à un champ solaire de grande dimension sont également présentés.

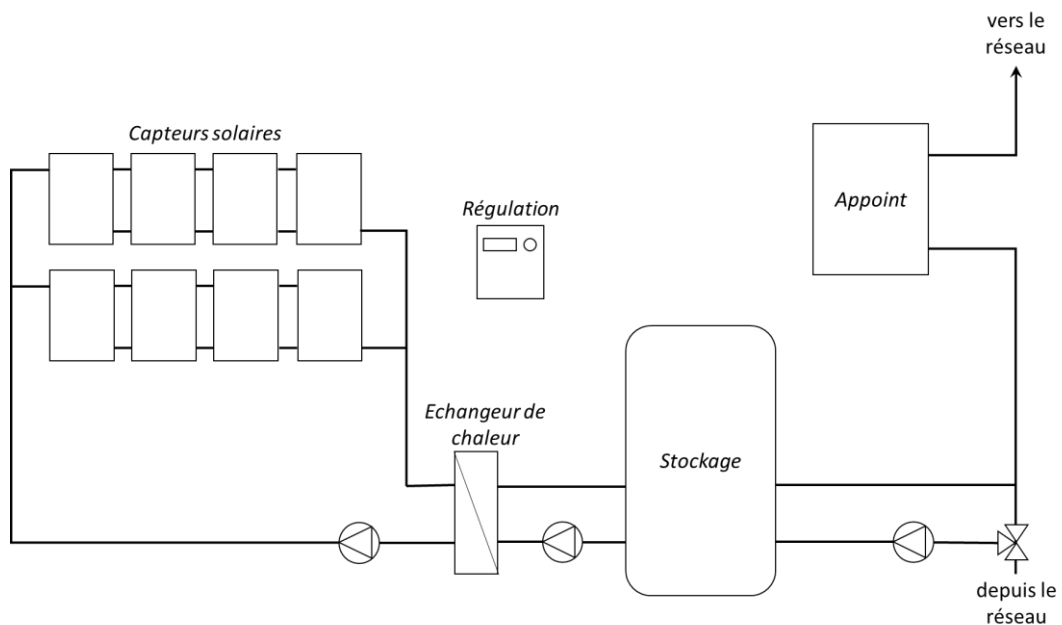


Figure 2-4 : Exemple de schéma hydraulique pour un champ solaire centralisé connecté en retour/retour sur un réseau de chaleur avec les différentes briques élémentaires de ce type d'installation : capteurs solaires, échangeur, stockage, appoint et éléments hydrauliques.

2.2.1.1 Composants d'une installation

Le cœur des systèmes solaires thermiques est la captation de l'énergie solaire à travers des capteurs solaires. Trois autres briques élémentaires peuvent être ajoutées en fonction des besoins :

- le stockage : pour permettre une consommation de l'énergie désynchronisée de sa production,
- l'appoint : pour assurer un apport énergétique en tout temps, l'énergie solaire étant intermittente,
- la régulation.

La dernière brique concerne l'ensemble d'organes hydrauliques permettant de transporter la chaleur à travers les différents éléments de l'installation.

2.2.1.1.1 Capteurs solaires

Le capteur est le système de conversion de la chaleur provenant du Soleil. C'est là que le rayonnement du soleil chauffe le fluide caloporteur [11]. Il existe plusieurs technologies : avec ou sans concentrateur, avec ou sans trackeur actif (moteur pour suivre le soleil), plan ou à tubes sous vide. En fonction du niveau de température attendu, différents types de capteurs solaires peuvent être utilisés depuis les capteurs solaires à air, les capteurs plans et à tubes sous vide pour des températures inférieures à 100°C, jusqu'à des capteurs solaires à concentration (Fresnel, Scheffler et paraboliques) pour des températures jusqu'à 400°C [6]. La Figure 2-5 présente les surfaces de capteur, les puissances et le nombre des installations pour la production de chaleur industrielle en opération dans le monde selon le type de capteur solaire. Dans cette thèse, nous nous concentrons sur la production de chaleur à basse et moyenne température, les technologies qui nous intéressent sont donc essentiellement des capteurs plans ou à tubes sous vide avec éventuellement un concentrateur.

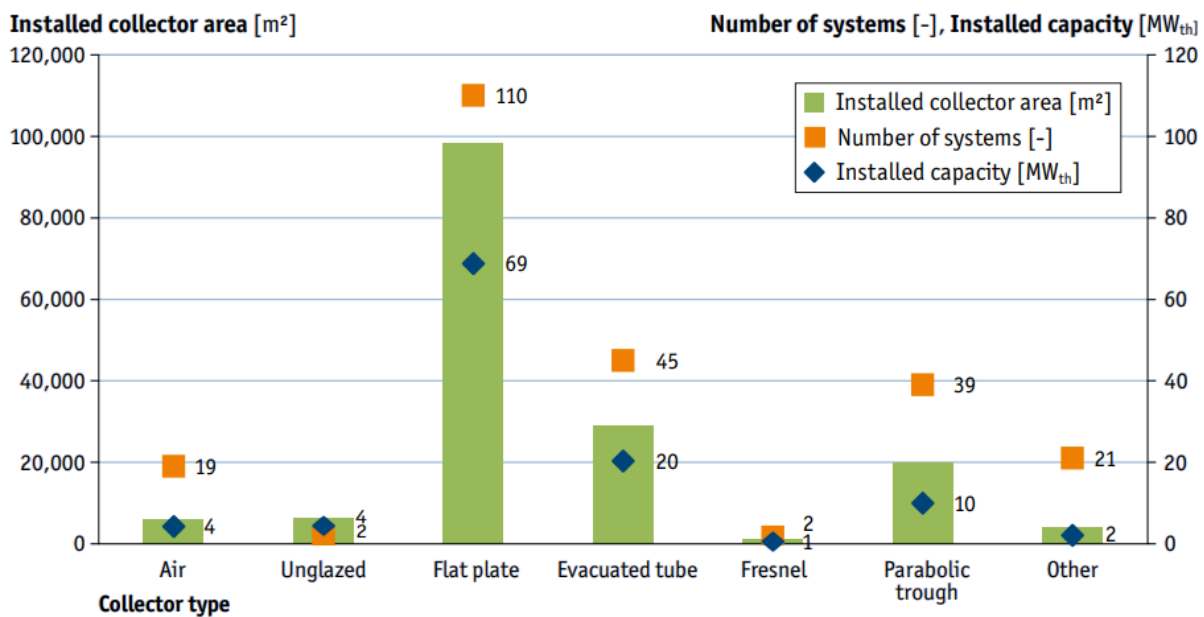


Figure 2-5 : Installations solaires de production de chaleur industrielle en opération à la fin de 2016, par type de capteur solaire [6].

L'idée générale d'un capteur solaire thermique est de transformer le rayonnement solaire en chaleur, via l'augmentation de température d'un fluide caloporteur. Pour ce faire, une plaque généralement métallique, appelée *l'absorbeur*, est exposée aux rayons du soleil pour les transformer en chaleur. Cette plaque est munie d'un traitement de surface qui améliore sa capacité à absorber le rayonnement solaire. Dans le cas d'un capteur plan, la chaleur est ensuite transmise au fluide caloporteur qui circule dans des tuyaux en contact avec la face arrière de l'absorbeur. Une couverture transparente au-dessus de l'absorbeur permet de limiter les pertes par convection. Elle est également traitée pour être opaque au rayonnement infrarouge venant de l'intérieur. Cette couverture est généralement constituée d'un vitrage à faible teneur en fer. On trouve également des doubles vitrages et des vitrages simples auxquels on ajoute un film FEP (voir l'exemple de la Figure 2-6.a). Ce film permet d'obtenir des performances proches d'un double vitrage en limitant le

pois du capteur solaire. Un isolant en face arrière et parfois également sur les côtés permet encore de limiter les pertes de chaleur.

Dans le cas de capteurs à tubes sous vide, l'absorbeur est placé dans un tube dans lequel on a fait un vide partiel. Ce vide permet d'avoir de très faibles déperditions thermiques. Le fluide qui circule dans les tuyaux au contact de l'absorbeur est soit directement le fluide caloporteur soit un fluide confiné dans le tube. Dans ce cas, la chaleur est transportée vers le fluide caloporteur par *caloduc* (voir exemple Figure 2-6.b) : le tuyau qui contient le fluide est fermé, de manière à ce que la petite portion de fluide qu'il contient se vaporise quand le capteur est chauffé par le soleil. La vapeur monte jusqu'au sommet du tuyau qu'on appelle le collecteur. Ce dernier étant en contact avec le tuyau du fluide caloporteur plus froid, la vapeur se condense et redescend dans la partie exposée au soleil. Pour augmenter la part de rayonnement solaire incident, certains fabricants ajoutent un réflecteur derrière les tubes (voir Figure 2-6).

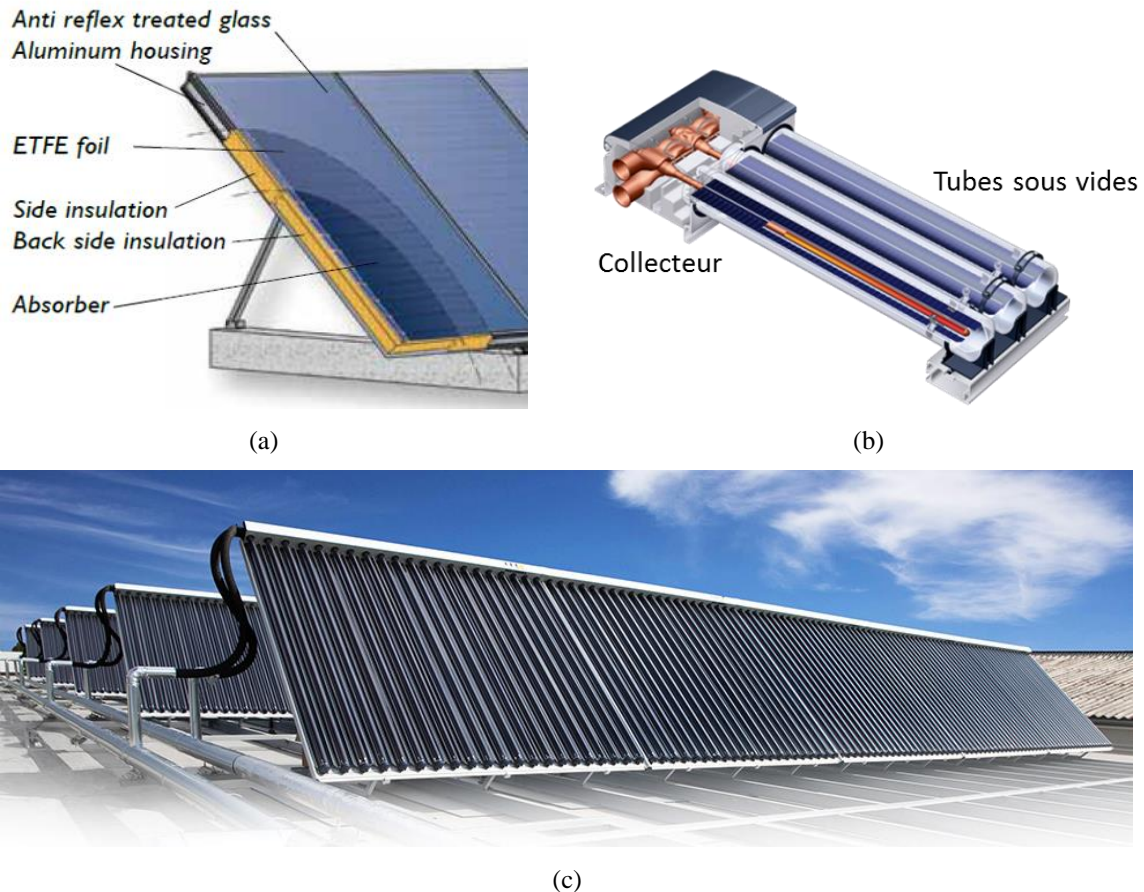


Figure 2-6 : Deux technologies de capteurs solaire thermique : (a) capteur plan simple vitrage avec un film FEP (« ETFE foil ») [12], (b) capteur caloduc à tubes sous vide [13], (c) capteurs à tubes sous vide avec réflecteurs [14].

Pour pouvoir comparer les divers types de capteurs et en sélectionner pour une application précise, on utilise un certain nombre de caractéristiques (prix, surface, poids...) dont la plus importante est sa courbe de rendement. Le rendement d'un capteur solaire est défini comme le ratio de la puissance utile extraite du capteur $\dot{Q}_{coll,out}$ en Watts par le rayonnement solaire total reçu par ce capteur solaire. En régime permanent et pour un ensoleillement normal au capteur solaire, ce rendement η_{hem} ne dépend que de la température moyenne du fluide caloporteur le traversant T_m , la température extérieure T_a et de l'ensoleillement global G . Ces grandeurs sont liées par trois paramètres η_0 , a_1 et a_2 selon l'équation (2-1). Ces paramètres sont obtenus à la suite d'un essai normalisé selon la norme ISO 9806:2014 [15].

$$\eta_{std} = \frac{Q_c}{A_c G} = \eta_0 - \frac{a_1(T_m - T_a)}{G} - \frac{a_2(T_m - T_a)^2}{G} \quad (2-1)$$

Avec :

- η_{std} : le rendement en régime permanent du capteur sans unité,
- Q_c : la puissance utile extraite du capteur en W,

- G : le rayonnement solaire global en W/m^2
- A_c : la surface hors-tout du capteur solaire en m^2 ,
- η_0 : le rendement optique sans unité,
- a_1 : le coefficient linéaire des pertes thermiques en $W/(m^2.K)$,
- a_2 : le coefficient quadratique des pertes thermique en $W/(m^2.K^2)$,
- T_m : la température moyenne du capteur en $^{\circ}C$,
- T_a : la température extérieure en $^{\circ}C$.

Pour plus de clarté, on définit en général la température réduite T_m^* en $K.m^2/W$ selon l'équation (2-2).

$$T_m^* = \frac{(T_m - T_a)}{G} \tag{2-2}$$

Ainsi l'équation de rendement se réécrit sous la forme de l'équation (2-3).

$$\eta_{std} = \eta_0 - a_1 T_m^* - a_2 G T_m^{*2} \tag{2-3}$$

On trace ensuite la courbe $\eta_{std} = f(T_m^*)$ pour différentes valeurs d'ensoleillements pour comparer les performances de différents capteurs sur les différentes plages de fonctionnement (voir par exemple Figure 2-7).

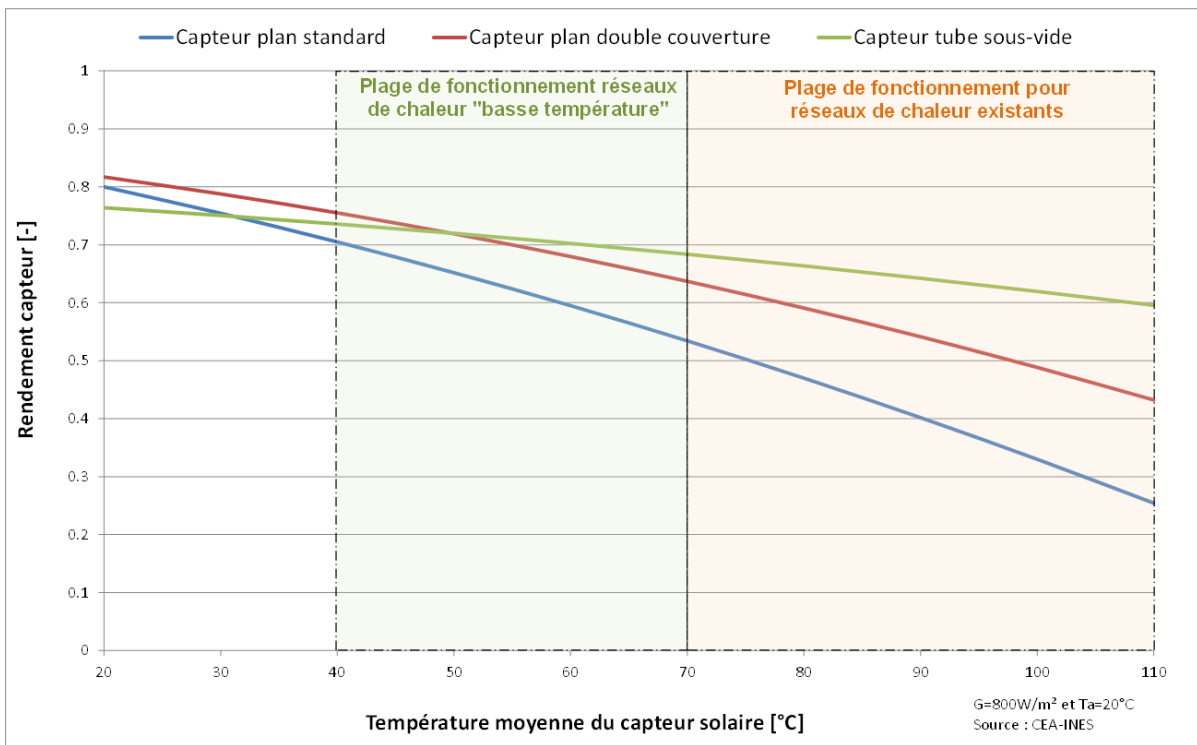


Figure 2-7 : Courbes de rendement de capteur typiques en fonction de la température moyenne du capteur T_m , pour une température extérieure T_a fixée à $20^{\circ}C$ et un ensoleillement G de $800 W/m^2$.

2.2.1.1.2 Stockage

L'énergie solaire est une énergie intermittente par nature. De plus la phase de consommation de la chaleur est souvent décorrélée de la phase de production. Un stockage permet de limiter cet impact temporel et augmente donc la productivité de l'installation. Plusieurs formes de stockage existent mais la plus couramment utilisée est le stockage sous forme sensible. De l'eau chauffée par l'installation solaire est stockée dans une cuve thermiquement isolée. Une stratification thermique à l'intérieur de la zone de stockage permet un stockage de la chaleur à des températures plus élevées. Ce stockage peut être journalier ou inter-saisonnier en fonction des besoins et de son dimensionnement (voir Figure 2-8). Ce composant peut être assez cher et il arrive régulièrement que des ISTGD n'en possèdent pas.

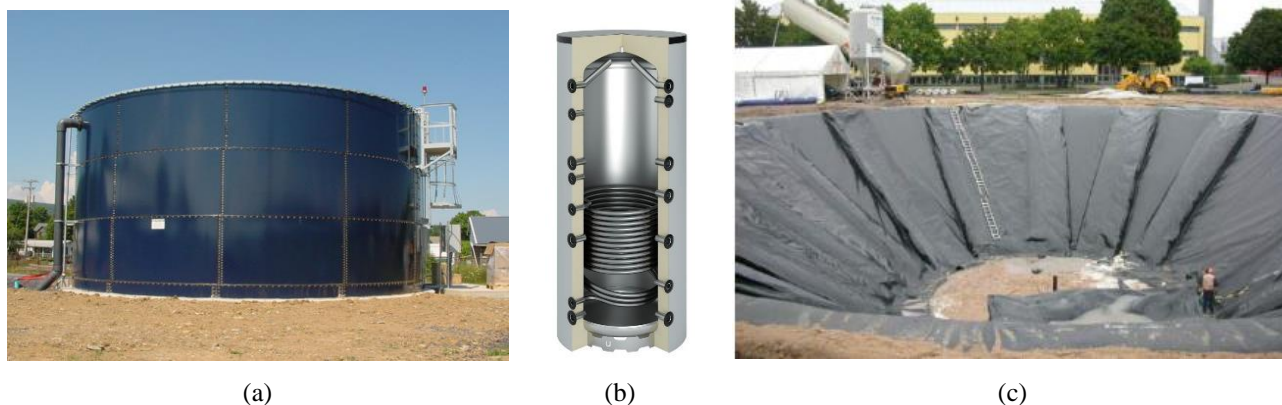


Figure 2-8 : Différentes technologies de stockage : (a) cuve extérieure, (b) ballon pour un stockage journalier [16], (c) bassin creusé pour un stockage moyen ou longue durée.

2.2.1.1.3 Régulation

Elle permet d'optimiser les transferts d'énergie et est obligatoire dans tout système qui utilise des pompes et/ou des vannes motorisées. Elle fonctionne en général sur la différence de température entre le capteur solaire et le retour du réseau ou le stockage. L'ensoleillement peut également être pris en compte via une sonde d'irradiation.

2.2.1.1.4 Organes hydrauliques

Les transferts de chaleur se font par l'intermédiaire de boucles hydrauliques (ou plus rarement de boucles aérauliques). Les échanges thermiques se font soit par déplacement du fluide, soit par l'intermédiaire d'un échangeur thermique. Un certain nombre d'organes de sécurité et d'organes hydrauliques viennent compléter le système. La *boucle de transport primaire* désigne le circuit qui relie les capteurs solaires au stockage ou au premier échangeur de chaleur. Elle est souvent remplie avec une solution d'eau additionnée de propylène-glycol pour éviter le gel. La *boucle secondaire* est le circuit auquel la boucle primaire fournit directement sa chaleur.

2.2.1.1.5 Appoint

Si on veut répondre à une demande en énergie en toute circonstance, il faut ajouter au système une deuxième source d'énergie. Il n'y a pas de restriction sur la technologie utilisée : elle peut être fournie par de l'électricité, du bois, du gaz.... L'appoint sera intégré au système, soit au niveau du stockage, soit après. Dans le cas d'un stockage bi-énergie (qui reçoit de l'énergie à la fois de l'appoint et du solaire), il convient d'optimiser le système pour que l'appoint ne diminue pas la part d'énergie solaire dans le mix énergétique de l'installation. En pratique sur les installations de grande dimension, il arrive régulièrement que la chaufferie, le bâtiment dans lequel est installé l'appoint, soit géographiquement éloigné du champ solaire. Il peut même y avoir plusieurs chaufferies. L'appoint n'est donc souvent pas inclus dans les limites du système étudié.

2.2.1.2 Intégration de l'installation solaire thermique dans un réseau de chaleur

Nous avons vu en introduction de cette partie que la plupart des ISTGD dans le monde sont aujourd'hui raccordées à des réseaux de chaleur. Un réseau de chaleur est un ensemble d'installations qui produisent et distribuent de la chaleur à plusieurs bâtiments pour le chauffage et/ou l'eau chaude sanitaire. Nous présentons dans la suite quelques éléments précisant la façon dont les installations solaires sont intégrées dans de telles infrastructures.

2.2.1.2.1 Installation centralisée et décentralisée

Les installations solaires sur réseau de chaleur peuvent être classées en deux grandes catégories :

- les systèmes solaires centralisés,
- les systèmes solaires décentralisés.

Dans les *installations solaires centralisées*, les capteurs solaires thermiques sont connectés au niveau de la chaufferie centrale du réseau de chaleur (Figure 2-9.a). Les capteurs sont en général installés au sol à côté de la chaufferie comme dans la Figure 2-3. Une autre solution consiste à installer les capteurs solaires sur les

toits des bâtiments environnants, et à raccorder l'ensemble de ces champs à la chaufferie centrale par un réseau spécifique. Il s'agit dans ce cas d'une installation centralisée distribuée. Les *installations solaires décentralisées* sont installées à différents endroits sur le réseau de chaleur et connectées directement sur le circuit primaire du réseau de chaleur (Figure 2-9.b). Le plus souvent, ces installations utilisent le réseau de chaleur comme moyen de stockage.

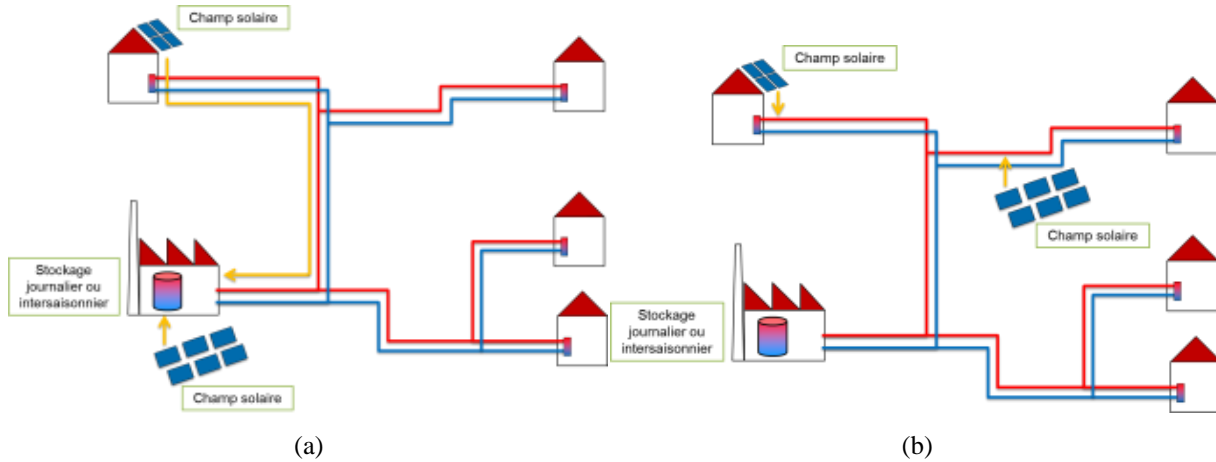


Figure 2-9 : (a) Système solaire centralisé. (b) Système solaire décentralisé.

2.2.1.2.2 Raccordement hydraulique des installations solaires thermiques

L'injection sur une boucle de réseau de chaleur peut se faire de différentes façons (Figure 2-10) :

- L'injection retour/départ : le système solaire est raccordé en parallèle de la chaudière. L'injection se fait plutôt en mode générateur de chaleur : le système solaire est régulé pour fournir du fluide à une température de consigne donnée.
- L'injection retour/retour : le système solaire est raccordé en série avant la chaudière. L'injection se fait en mode préchauffage : le retour du réseau de chaleur est réchauffé. Le complément d'énergie afin d'atteindre la consigne sera apportée par l'appoint.
- L'injection départ/départ : le système solaire est raccordé sur le circuit après la chaudière. L'installation réchauffe le circuit de départ. Ce principe de raccordement est à éviter car le système solaire a un moins bon rendement à haute température.

Il convient de mentionner que l'injection départ/retour ne fait aucun sens thermodynamiquement parlant.

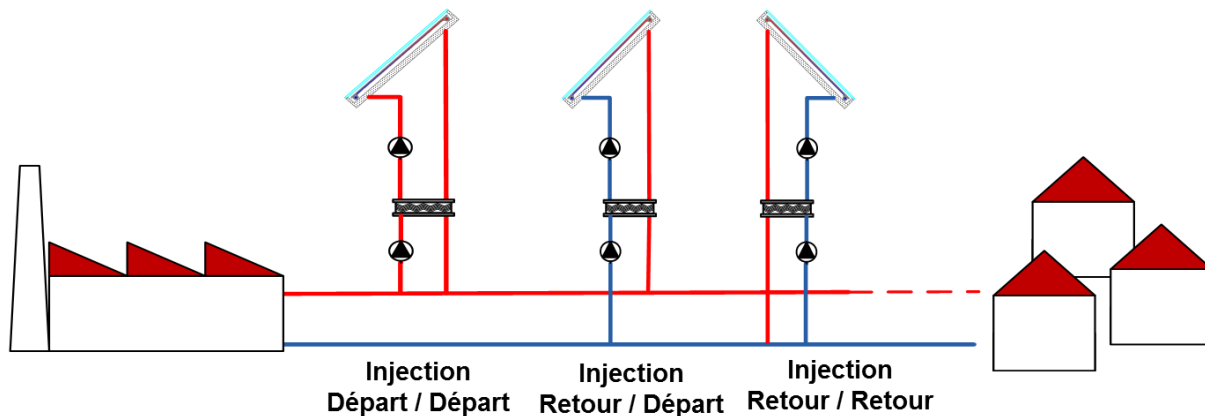


Figure 2-10 : Configurations possibles pour l'injection de la chaleur solaire sur un réseau de chaleur

2.2.1.3 Spécificités d'un grand champ solaire

Les spécificités d'une ISTGD sont dues à sa taille (voir l'exemple de la photo aérienne de la Figure 2-11). Le choix de raccordement des capteurs solaires est notamment un point délicat lors de la conception du champ. En effet, les capteurs solaires peuvent être raccordés en série-parallèle (Figure 2-12.a) ou en série (Figure 2-12.b). Dans le premier cas, un trop grand nombre de capteurs à la suite raccordés selon cette configuration entraîne une mauvaise répartition du débit entre les différents capteurs. Cela diminue les performances de l'installation et conduit au vieillissement accéléré de certains composants à cause de l'apparition de points

chauds. Un raccordement en série d'un grand nombre de capteurs solaires génère quant à lui des pertes de charges importantes, nécessitant la mise en place d'une pompe plus grosse et entraînant des consommations électriques plus importantes.



Figure 2-11 : La plus grande installation solaire thermique raccordée à un réseau de chaleur au monde en 2016 : 110 MWth, soit 156 694 m² de capteurs solaires. Silkeborg (Danemark) [17].

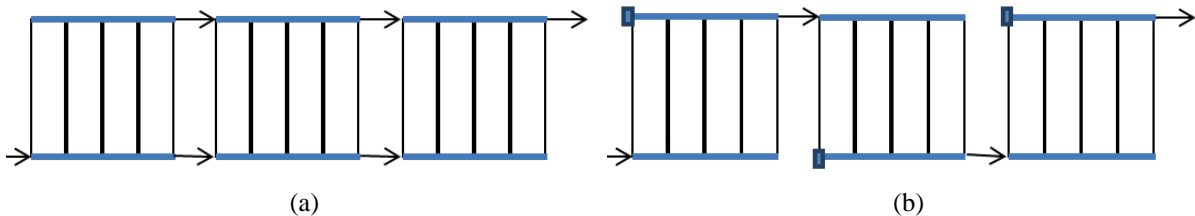


Figure 2-12 : Les différentes possibilités de raccordement des capteurs solaires plans : (a) en série-parallèle, (b) en série.

Un vocabulaire spécifique est également employé (Figure 2-13). Les capteurs solaires sont raccordés en *rangées*. Plusieurs rangées connectées en parallèles forment un *sous-champ*. Suite à des contraintes topologiques, un *champ* est généralement constitué de plusieurs sous-champs. Les débits dans les différentes rangées de capteurs doivent être *équilibrés*, c'est-à-dire qu'ils doivent être réglés de telle manière qu'on a la même température en sortie de chaque rangée.

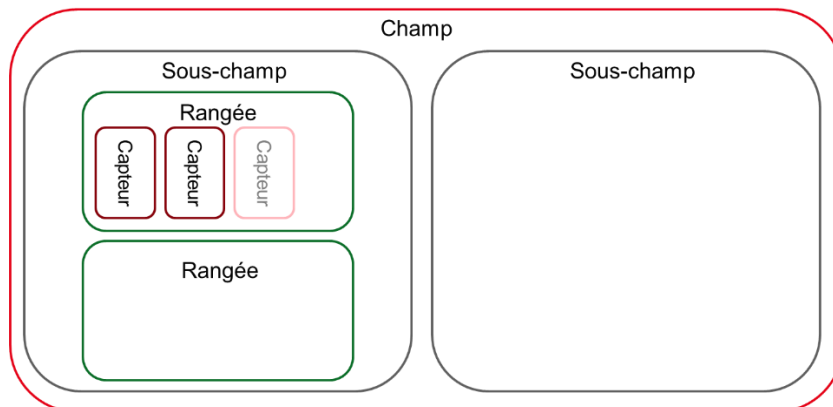


Figure 2-13 : Vocabulaire du champ solaire

2.2.2 Définition du système étudié et des sous-systèmes

Cette thèse se limitera à l'étude du système, depuis les capteurs solaires jusqu'à l'injection de la chaleur sur la boucle générale. L'appoint n'est pas pris en compte. Il existe en outre de nombreux schémas différents. Pour se limiter aux schémas les plus courants, les assertions suivantes sont posées :

- **Système** : Sont étudiés ici les systèmes pressurisés remplis en eau glycolée.

- **Capteur solaires** : Ne sont pas pris en compte les panneaux solaires comprenant un tracking actif.
- **Stockage** : Les systèmes avec et sans stockage sont pris en compte. Les systèmes de stockage étudiés sont des stockages journaliers dans des ballons remplis en eau, pressurisés ou à pression atmosphérique. Seul le stockage solaire est inclus dans la présente étude (les ballons biénergies sont exclus). Enfin les systèmes munis d'une stratification active ne sont pas étudiés.

2.2.2.1 Sous-systèmes

Dans la suite de ce travail, le système étudié sera divisé en six sous-systèmes pour plus de clarté :

- **Captation solaire** : les capteurs solaires, les connecteurs entre capteurs et leur système de fixation.
- **Transport primaire** : l'ensemble des organes hydrauliques entre les batteries de capteur et le ballon de stockage ou le premier échangeur thermique.
- **Stockage** : le ballon de stockage comprenant les échangeurs de chaleur s'ils sont internes.
- **Echangeurs de chaleur externes** : les échangeurs de chaleur externes s'il y en a.
- **Transport secondaire** : l'ensemble des organes hydrauliques entre le ballon de stockage ou le premier échangeur thermique et l'injection sur le circuit général.
- **Régulation** : l'automate de régulation ainsi que la métrologie associée.

La Figure 2-14 présente la subdivision du système complet en sous-systèmes pour une installation typique.

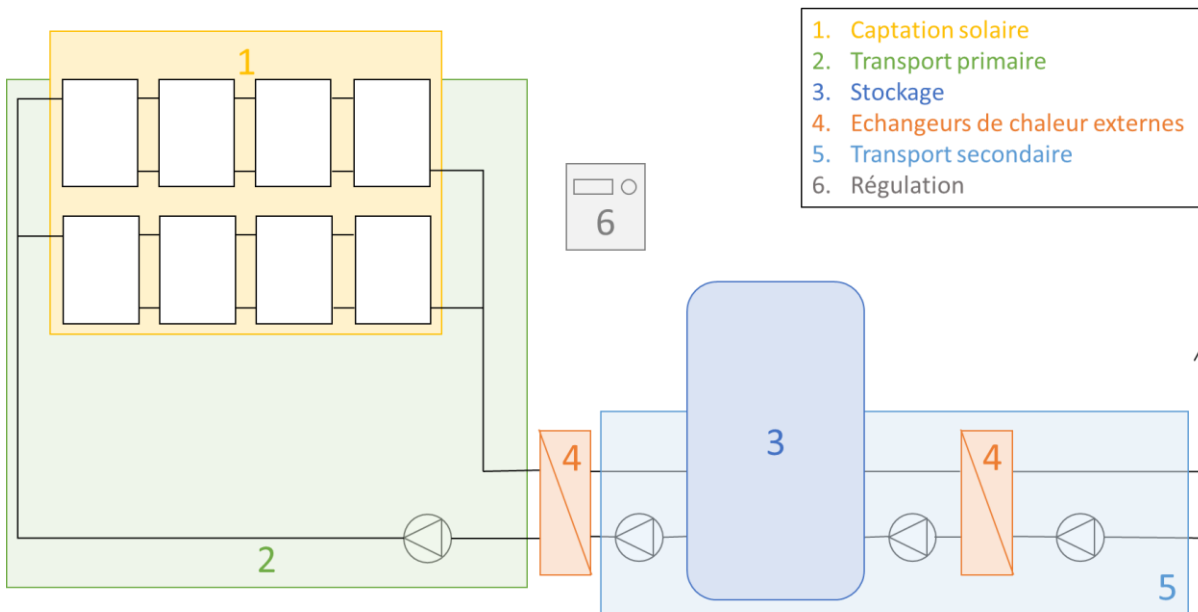


Figure 2-14 : Description des sous-systèmes.

2.2.2.2 Métrologie

Pour détecter et diagnostiquer les pannes possibles, un suivi de l'installation est nécessaire. Les caractéristiques et les performances de la procédure finale de détection et diagnostic sont fortement corrélées aux mesures disponibles. Dans ce travail, nous supposerons que la métrologie disponible est la suivante :

- Un pyranomètre placé dans le plan des capteurs solaires (au même angle d'inclinaison),
- Deux débitmètres : un sur la boucle de transport primaire, l'autre sur la boucle secondaire,
- Une sonde de pression absolue sur la boucle primaire,
- Treize sondes de température.

Les emplacements de cette métrologie sont représentés sur la Figure 2-15. Il s'agit d'un ensemble de sondes typique pour la régulation et le suivi d'une ISTGD à l'exception de la sonde de pression [18]–[20]. Cette nouvelle sonde est bon marché, facile à installer et permet une détection directe de défauts importants comme une fuite dans la boucle de transport primaire ou un dysfonctionnement du vase d'expansion.

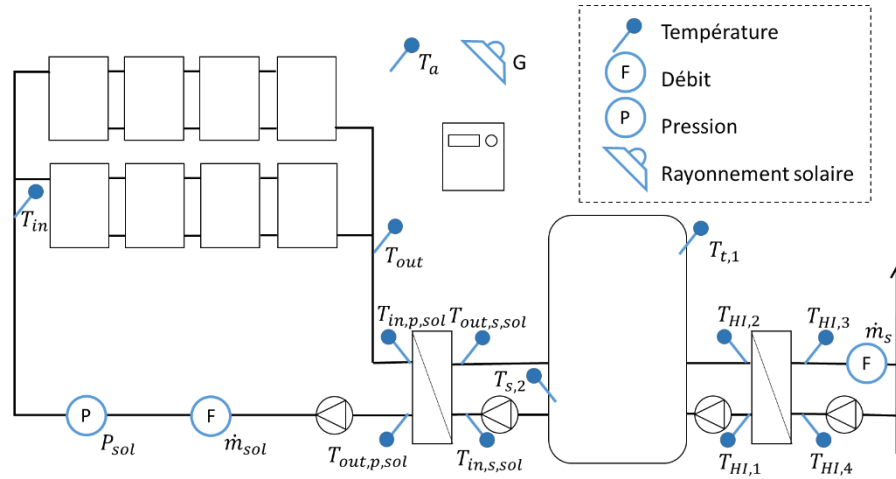


Figure 2-15 : Métrologie classique d'une installation solaire thermique de grande dimension.

2.2.3 Analyse des performances et du comportement d'une ISTGD

Etre capable de quantifier les performances d'un système est crucial que ce soit pour valider son bon fonctionnement ou le comparer à d'autres installations. L'analyse de son comportement permet de mieux le comprendre et ainsi d'améliorer sa conception, son fonctionnement, voire de détecter et d'identifier des dysfonctionnements. Dans les deux cas, la définition de critères quantitatifs et qualitatifs permet de standardiser ces études et de les systématiser. Le choix de ces critères est crucial et reste cependant un sujet ouvert pour les ISTGD. En effet, Tian *et al.* [21] notent qu'« évaluer la performance thermique de champs solaires thermiques de grande échelle avec une bonne précision est toujours un sujet important dans l'industrie des ISTGD ». Nafey [22] ajoute que « alors que les tests en laboratoire des capteurs seuls ont atteint un bon niveau de fiabilité, le comportement d'installations de grande dimension de capteurs n'a pas encore été largement documenté ».

Des indicateurs de performance ont été développés dans le domaine du solaire thermique pour des installations de plus petite taille. Ces grandeurs sont en général liées à l'énergie produite et visent essentiellement à quantifier les performances globales du système. Certaines d'entre elles sont reprises pour l'analyse des ISTGD. On peut citer :

- L'énergie totale produite par le système E_{sol} en kWh ou MWh sur une période donnée, en général la journée, le mois ou l'année [8], [23], [24]. Cette énergie peut être mesurée directement en sortie du champ, on parle alors d'énergie primaire, ou au niveau de l'injection sur le réseau d'énergie général, il s'agit alors d'énergie utile ou finale. On peut également rapporter cette énergie à la surface de capteurs solaires installés, on parle alors de *productivité solaire* (voir exemple Figure 2-16).
- La *fraction solaire* f_{sol} [8], [25] calculée selon l'équation (2-4). Il s'agit du ratio d'énergie produite par l'installation E_{sol} rapportée à l'énergie totale produite pour satisfaire les besoins de l'utilisateur final E_{tot} . Plusieurs définitions de E_{tot} existent selon si on prend en compte l'énergie électrique consommée, à quel endroit sont mesurées les différentes énergies en jeu, etc. Cet indicateur est calculé sur une base mensuelle ou annuelle.

$$f_{sol} = \frac{E_{sol}}{E_{tot}} \quad (2-4)$$

- Le *rendement thermique moyen* ou *facteur d'utilisation* mensuel ou annuel $\bar{\eta}$ [26] qui est donné par l'équation (2-5). Cette grandeur est le ratio d'énergie produite par l'installation E_{sol} par rapport à l'énergie solaire totale reçue sur les capteurs $E_{sun} \cdot A_{tot}$ avec E_{sun} , en kWh ou MWh par mètre carré de capteur solaire, l'intégrale de l'ensoleillement global G sur la période donnée.

$$\bar{\eta} = \frac{E_{sol}}{E_{sun} \cdot A_{tot}} \quad (2-5)$$

- Le *taux d'économie d'énergie fossile, les émissions de gaz à effet de serre évitées* [8] sont des exemples d'indicateurs utilisés pour quantifier l'apport environnemental des installations solaires. Ils nécessitent la définition d'un système de référence auquel on compare les performances de l'installation comprenant le champ solaire.

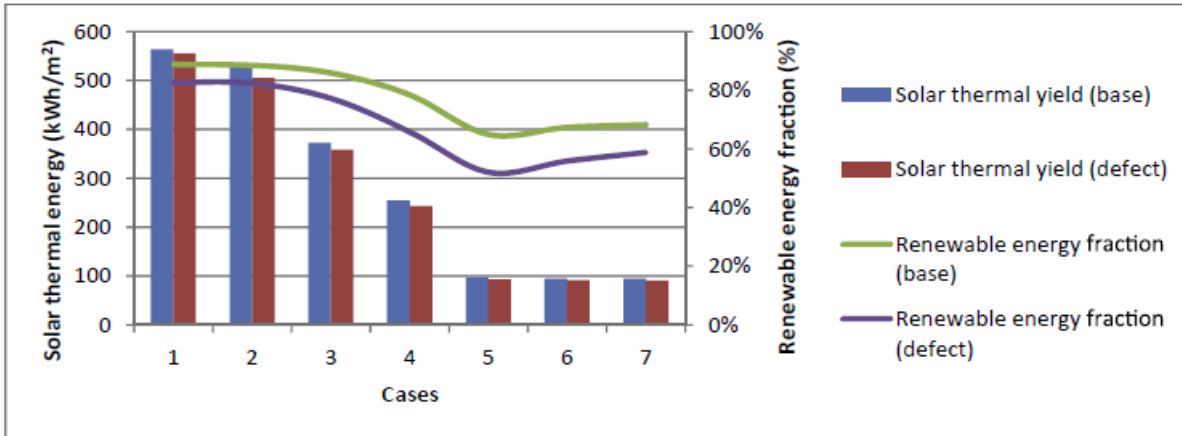


Figure 2-16 : Productivité solaire et fraction d'énergie renouvelable de 7 configurations différentes d'ISTGD en fonctionnement normal ou suite à une diminution du rendement de l'échangeur de chaleur solaire [27].

Certains travaux concernent également maintenant des estimations de l'exergie de telles installations, une grandeur permettant d'estimer, en plus de la quantité, la qualité de l'énergie produite. Hepbasli [28] en propose un état de l'art. D'autres d'études se focalisent sur l'analyse des performances d'une ISTGD spécifique [27], [29]–[32]. Leur idée est de démontrer que le système fonctionne tel qu'attendu et ils définissent ainsi parfois de nouveaux critères pour mieux expliquer les performances du système. Ces critères sont principalement des grandeurs technico-économiques telles que la valeur actuelle nette, le temps de retour sur investissement, etc. Dans la même idée que l'utilisation d'indicateur exergétique, Bava et Furbo [30] propose un critère pour prendre en compte la température à laquelle est fournie l'énergie.

Les températures d'entrée et de sortie en différents points du système sont en effet un autre élément-clé permettant d'analyser les performances et plus particulièrement le comportement du système. Une telle analyse se résume en général à un tracé des différentes températures ainsi que de l'ensoleillement sur une base journalière [29]. Ces courbes nécessitent l'œil d'un expert pour en tirer les conclusions importantes concernant le fonctionnement de l'installation. Le comportement en régime permanent du champ solaire est étudié en extrapolant le rendement thermique en régime permanent d'un seul capteur à tout le champ. Pour rappel, nous avons expliqué au paragraphe 2.2.1.1 que ce rendement est caractérisé par une équation qui le lie à la température réduite $T_m^* = \frac{T_m - T_a}{G}$ à l'aide de trois coefficients η_0 , a_1 et a_2 . Quelques auteurs [21], [29] ont montré que ce comportement est extrapolable à un champ complet de la façon suivante :

- la formule et les coefficients de rendement obtenus pour le capteur seul sont conservés ;
- la surface de capteur solaire prise en compte dans le calcul est la surface totale de l'installation.

Les trois coefficients sont recalculés par régression à partir des mesures effectuées sur l'installation réelle. Cette procédure nécessite d'extraire les données qui correspondent à un état stationnaire ou quasi-stationnaire du système.

Quelques auteurs ont proposé d'autres procédures pour étudier le comportement d'une ISTGD. Cozzini *et al.* [29] proposent de tracer le rendement thermique moyen du champ solaire η sur un pas de temps plus fin (10 minutes) en fonction de la température réduite T_m^* et utilisent à la fois les données en régime transitoire et permanent. Cependant cette approche ne permet pas de décorrélérer l'impact des différentes conditions aux limites. De plus, cette méthode nécessite l'intervention d'un opérateur humain pour analyser les courbes obtenues. Grossenbacher [33] a calculé un vecteur de référence basé sur la transformée de Fourier de la mesure de la température à la sortie générale du champ solaire pendant les premières minutes qui suivent le démarrage de la pompe solaire. Les membres du projet Insun [34] ont testé cette grandeur et ont noté que « la force de la méthode d'analyse spectrale est son indépendance vis-à-vis de conditions de fonctionnement changeantes comme la météo ou les températures de démarrage ». Néanmoins cette approche a

l'inconvénient de nécessiter une longue phase d'apprentissage (300 jours de données en fonctionnement normal selon Grossenbacher). Ils ont également proposé une analyse qualitative des températures de sortie des différents sous-champs (classement, évolution du classement au cours du temps) cependant cette procédure nécessite d'avoir accès à ces mesures, ce qui n'est pas notre cas.

2.3 Défauts affectant ces installations et leur étude

Les installations solaires thermiques de grande dimension sont sujettes, comme tout système automatisé de production, à des pannes et des dysfonctionnements. Nous utiliserons par la suite le terme « défaut ». Il est défini par l'International Federation of Automatic Control (IFAC) [35] comme *une déviation non permise d'au moins une propriété caractéristique ou un paramètre du système des conditions acceptables/usuelles/standards*. Un défaut « originel » est un problème basique sous-jacent qui peut entraîner d'autres problèmes et des symptômes observables [36]. C'est ce défaut que l'on cherche à isoler à l'aide d'une méthode de détection et diagnostic de défaut. Sa *sévérité*, c'est-à-dire son importance, peut être variable. Par exemple l'opacification de la vitre d'un capteur peut être plus ou moins forte. Un défaut est caractérisé par sa *signature* : la façon dont il affecte le comportement du système global. Des défauts qui ont la même signature, c'est-à-dire le même effet sur le système, ne peuvent pas être distingués les uns des autres. On les regroupe alors dans une même *classe de défauts*.

Nous allons maintenant présenter un état de l'art de ces défauts. Une première partie décrit les défauts recensés par la littérature. La seconde partie résume les travaux effectués sur l'analyse de l'impact de ces défauts sur le système global.

2.3.1 Recensement des défauts

Plusieurs sources donnent des informations sur les défauts affectant les ISTGD : études de fiabilité, rapports de suivi, analyse de défauts spécifiques. Les applications de l'analyse de fiabilité peuvent également fournir de bonnes données sur les défauts : guides de conception, procédures pour identifier les défauts à partir des symptômes, etc.

Le Laboratoire National d'Argonne en Illinois a conduit un ambitieux projet de recherche sur la fiabilité des systèmes solaires à la fin des années 70. Plusieurs publications donnent quelques résultats de ce travail [37], [38] mais donnent peu de données exploitables. De plus, il faut prendre en compte l'ancienneté de l'étude qui a lieu à une époque où la technologie était encore en développement. En témoigne également la diversité des systèmes observés (utilisation de l'eau ou de l'air comme fluide caloporteur sur un nombre non négligeable de systèmes par exemple), bien supérieure à ce qu'on peut trouver aujourd'hui suite à la maturation du marché. En conséquence, les résultats de cette étude ne seront pas utilisés par la suite.

Les programmes allemands de suivi Solarthermie-2000 et Solarthermie2000plus ont notamment comporté un sondage envoyé en 1997 aux exploitants d'installations solaires en fonctionnement depuis fin des années 70-début des années 80 pour obtenir des informations sur les anomalies constatées. 94 questionnaires ont été renvoyés et ont permis d'obtenir quelques données chiffrées [11]. Il faut cependant là encore faire attention à l'ancienneté des systèmes étudiés, la technologie solaire thermique ayant été améliorée depuis. Un nouveau programme de recherche, ST2000-LANGEFF, a été lancé en 2015 pour étudier l'évolution des performances des installations qui avaient bénéficié de Solarthermie-2000 et Solarthermie2000plus. Les performances de trois installations âgées de 14 à 20 ans ont été comparées à celles de leur première année de fonctionnement [39]. Pour au moins deux de ces installations, il n'a pas été trouvé de diminution notable de la production d'énergie solaire. La troisième a subi une baisse de performance de 15% environ.

Trois études ont cherché à obtenir des données de fiabilité à partir des audits et suivi d'installations. [40] a compilé les résultats de 20 études américaines pour en tirer quelques occurrences de défauts. [41] a entrepris la même démarche 25 ans après et conclue à une impossibilité de déterminer des chiffres suite au manque de données précises et fiables sur le long terme. [42] a fait un sondage auprès d'entreprises liées au solaire thermique au Royaume-Uni. Il en a tiré uniquement des résultats quantitatifs.

L'Agence De l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME) a conduit plusieurs travaux sur les installations solaires individuelles entre 2006 et 2008. Un audit de 50 installations a notamment été effectué

entre fin 2006 et début 2007 [43]. Un catalogue des défauts est également en cours de rédaction conjointement avec le CSTB [44]. L'Union Sociale pour l'Habitat, un organisme français de logement social, a en outre conduit en 2014 une étude sur 15 installations d'eau chaude solaire collective défectueuses [45].

INES Education est un organisme qui propose notamment un système de suivi d'installations solaires thermiques depuis 2007. Depuis cette date, plus de 400 installations ont été suivies partout en France. Il s'agit majoritairement de système comprenant une surface totale de capteurs inférieure à 50m². Plusieurs documents présentent leurs retours d'expérience : [46], [47].

Les publications de retour d'expérience ou de règles de bonnes pratiques à destination du grand public peuvent également être une source d'informations, mais elle est très parcellaire et concerne en général les installations domestiques [48]–[51]. Une publication à l'usage des professionnels est également proposée par la VDI (équivalent allemand des « Techniques de l'Ingénieur » [52].

En résumé, les documents trouvés sont souvent partiels, à cause de la complexité de représenter de grosses bases de données de manière lisible. De plus, les informations sont de qualité diverse, en particulier en ce qui concerne les données de fréquence d'apparition des défauts. Des études sont en outre assez anciennes au vu de l'évolution des techniques et de la maturation du marché. Enfin, beaucoup d'études traitent du cas particulier du chauffe-eau solaire individuel.

Néanmoins, on peut déjà tirer quelques conclusions de cette bibliographie. Tout d'abord, le sous-système qui rencontre le plus de dysfonctionnements est le *transport primaire*. Les fuites semblent être un défaut récurrent mais qui tend à diminuer (les études récentes en citent moins). Le calorifugeage semble être assez mal maîtrisé : insuffisant, mal posé, inadapté. En particulier le calorifugeage des conduites extérieures doit être résistant aux ultra-violets et aux attaques des oiseaux, ce qui ne semble pas toujours être le cas. Le mauvais équilibrage des différentes batteries de capteurs est souvent cité dans les études comportant des systèmes de grande dimension. On peut également citer comme problème récurrent une pression trop faible dans le circuit et de l'air dans les canalisations. Ces deux derniers défauts peuvent d'ailleurs résulter d'une fuite sur le circuit primaire. La *régulation* subit également de nombreuses avaries. Ces problèmes concernent surtout un mauvais paramétrage de cette régulation et la mauvaise installation ou le mauvais positionnement des sondes de température. En particulier, la sonde de température capteur donne souvent une mesure erronée. La *captation solaire* peut présenter de nombreux défauts, en particulier sur le capteur solaire, mais ils ont chacun une occurrence assez faible. On peut citer la condensation du capteur, le vitrage endommagé, une fuite au niveau de l'absorbeur suite à de la corrosion (mais seulement sur les études les plus anciennes). Les fixations des capteurs semblent également souvent non conformes. Le *transport secondaire* semble présenter bien moins de défauts que le transport primaire. Cela semble logique car côté secondaire, on retrouve des systèmes classiquement utilisés par les plombiers-chauffagistes (fluide caloporteur : eau, variations de températures moins importantes...). Les études relèvent peu de défauts sur le stockage et les échangeurs de chaleur. Ce sont, là encore, des composants plus classiques et maîtrisés.

2.3.2 Impact sur le système global

Il y a peu de travaux concernant l'analyse de l'influence d'un défaut sur une ISTGD alors que ce genre de travaux est beaucoup plus commun dans d'autres domaines comme les installations photovoltaïques [53]. On peut cependant citer à nouveau le cas du déséquilibre hydraulique comme contre-exemple. Plusieurs auteurs [54]–[56] ont étudié l'impact d'un défaut d'équilibrage sur la production d'énergie solaire du champ. L'étude de Rehman *et al.* [27] est, à notre connaissance et à ce jour, la seule tentative d'analyser l'impact d'autres défauts sur les performances d'une ISTGD. Ils ont examiné l'influence de 10 dysfonctionnements techniques différents sur un système comprenant en outre une pompe à chaleur et deux ballons de stockage et précédemment optimisée à l'aide de simulations. Les grandeurs étudiées caractérisant les performances sont des indicateurs technico-économiques de long terme (coûts d'investissement, énergie achetée, fraction d'énergie renouvelable et énergie annuelle produite) pour la plupart peu adaptés à la détection et au diagnostic de défaut.

On trouve quelques publications qui étudient l'impact d'une amélioration sur le comportement du système. Ce type d'étude fait appel aux mêmes concepts que pour l'étude d'un défaut, le résultat attendu étant opposé puisqu'on s'attend à une augmentation des performances du système. Hellstrom *et al.* [23] étudient l'impact de quelques améliorations du capteur solaire sur l'énergie solaire annuelle produite par ce capteur

solaire ainsi que ces coefficients de performance. Ils ont également montré l'effet de la température moyenne de fonctionnement sur l'impact du défaut sur ces critères. Le Tableau 2-1 résume leurs résultats. Dans une étude récente [30], Bava et Furbo analysent l'influence d'améliorations de la régulation et d'un changement de concentration de propylène glycol dans le fluide caloporteur sur la quantité d'énergie fournie au réseau, ainsi que la température à laquelle est fournie cette énergie. Vejen *et al.* [57] analysent l'influence de différentes améliorations d'un capteur solaire sur ces coefficients de performance et sa production annuelle. Un prototype intégrant une partie des améliorations proposées est ensuite testé pour valider les nouvelles performances attendues.

Tableau 2-1 : Gain en production d'énergie annuelle et coefficients de performance obtenus pour plusieurs modifications des paramètres du capteur solaire et pour différentes températures moyennes de fonctionnement. Dans les paramètres MINSUN, $F'(\tau\alpha)$ est l'équivalent de η_0 , $F'U_1$ celui de a_1 , $F'U_2$ celui de a_2 [23].

Case		1	2	3	4	5	6	7	8	
	t_m (°C)	Reference collector	$\varepsilon = 0.05$	$\alpha = 0.97$	$\varepsilon = 0.05/\alpha = 0.97$	Teflon film	Teflon hc	Struct. glazing	AR glazing	Optimised
Annual collector energy output (kWh/m ²)	30	608	620	621	634	606	619	594	639	672
	50	447	464	459	477	472	501	435	476	557
	70	313	333	324	344	357	399	305	338	455
Absolute difference collector-reference (kWh/m ²)	30		12	13	26	-2	11	-14	31	64
	50		17	12	30	25	54	-12	29	110
	70		20	11	31	44	86	-8	25	142
Relative difference collector-reference (%)	30		2.0	2.1	4.3	-0.3	1.8	-2.3	5.1	10.5
	50		3.8	2.7	6.7	5.6	12.1	-2.7	6.5	24.6
	70		6.4	3.5	9.9	14.1	27.5	-2.6	8.0	45.4
MINSUN parameters (-), (W/m ² K ²)	$F'(\tau\alpha)_b$	0.809	0.813	0.824	0.828	0.788	0.814	0.809	0.843	0.868
	$F'(\tau\alpha)_d$	0.721	0.725	0.734	0.738	0.680	0.669	0.721	0.751	0.712
	$F'U_1$	3.42	3.22	3.43	3.23	2.69	2.22	3.42	3.42	2.11
	$F'U_2$	0.0113	0.0106	0.0113	0.0106	0.0082	0.0062	0.0113	0.0113	0.0055

2.4 Méthodes de détection et de diagnostic pour les ISTGD

Les ISTGD étant sujettes à des défauts affectant leurs performances, plusieurs auteurs s'intéressent à leur détection et leur diagnostic. L'idée est de trouver des outils pour aider la maintenance et la réparation de ces installations. Ces outils sont de préférence automatisés, ce qui permet de limiter le temps passé par un humain pour cette tâche et donc de limiter les coûts. Trois revues à propos des méthodes de détection et diagnostic appliquées aux ISTGD ont été publiées depuis dix ans [52], [58], [59]. Deux d'entre elle sont centrées sur les approches déjà disponibles sur le marché ou quasiment prêtes à être commercialisées [52], [59]. La troisième rassemble et décrit les méthodes existantes, mais nécessite d'être complétée avec de

nouveaux travaux importants [58]. Dans la présente section, nous nous proposons d'analyser l'application mais aussi l'applicabilité de plusieurs méthodes aux ISTGD, afin de mettre en lumière les avantages, inconvénients, challenges, similarités et différences des différentes approches.

Dans les sections qui suivent, nous présentons un état de l'art des différentes méthodes de détection et diagnostic de défauts développées pour les ISTGD. Certaines approches initialement conçues pour des installations solaires domestiques sont également incluses quand elles peuvent être facilement adaptées à des installations de plus grande dimension. Nous avons fait le choix de classer ces méthodes en fonction de l'approche qu'elles utilisent le plus, en sachant que la majorité d'entre elles en mélange en réalité plusieurs.

2.4.1 Terminologie et présentation générale des méthodes de détection et de diagnostic de défauts

Une méthode de détection et diagnostic de défaut peut être décrite par une série de transformations sur les mesures effectuées sur le processus étudié [60]. La façon de découper la procédure globale et les conventions de nommage des différentes transformations diffèrent d'un auteur à l'autre. La Figure 2-17 présente un schéma simplifié ainsi que le vocabulaire qui sera utilisé dans la suite de ce document. La première étape consiste en l'analyse et la combinaison de mesures afin d'en extraire des grandeurs caractéristiques représentatives du comportement du procédé étudié : on appelle cette étape la *génération des grandeurs caractéristiques*. L'algorithme de *détection et diagnostic* décide ensuite si les valeurs prises par ces grandeurs sont dans la plage qui correspond à un fonctionnement normal. Sinon un défaut est relevé et la partie diagnostic (étape 2.2) est lancée : un algorithme d'*isolation* est utilisé pour obtenir des informations sur le type et la localisation du dysfonctionnement, un deuxième algorithme, d'*identification*, ajoute une estimation de son importance et de la façon dont il varie avec le temps (abrupt, progressif ou intermittent). A chaque étape de ce processus, des connaissances a priori sont nécessaires pour choisir les méthodes appropriées et les implémenter.

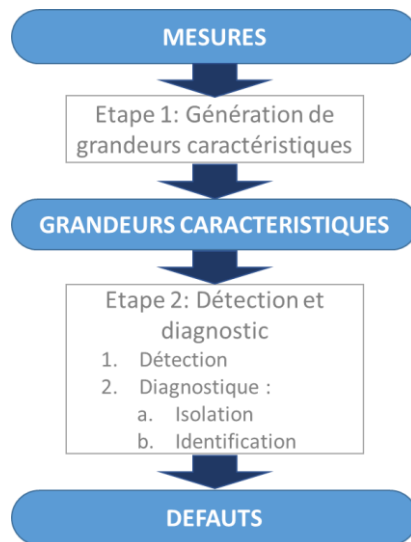


Figure 2-17 : Les différentes étapes d'une méthode de détection et diagnostic de défauts.

La Figure 2-17 est une représentation simplifiée d'un processus séquentiel. En pratique, des étapes peuvent être exécutées en parallèle et d'autres peuvent être ignorées. En particulier, le processus peut s'arrêter juste après la détection ou l'isolation en fonction de la méthode choisie et des sorties attendues. De plus, les algorithmes d'isolation produisent des informations plus ou moins précises, de classes de défauts grossières à des données supplémentaires comme l'isolation.

Beaucoup de méthodes de détection et diagnostic de défauts ont été développées et des auteurs ont fini par proposer des classifications [60], [61]. La Figure 2-18 présente la taxonomie utilisée dans cette thèse et basée sur les travaux précédents.

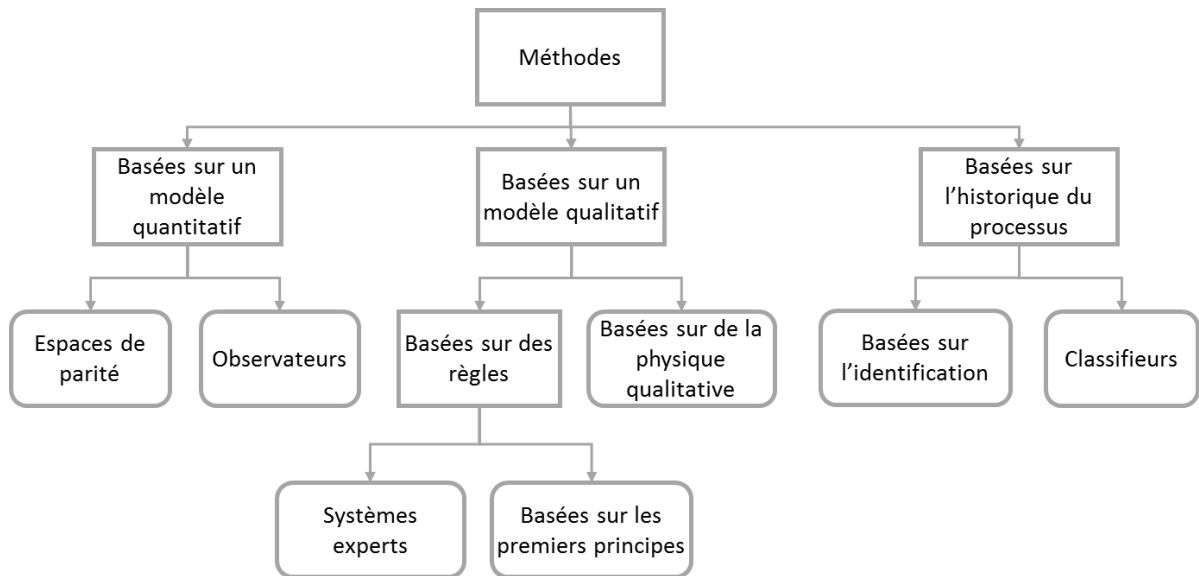


Figure 2-18 : Classification des principales méthodes de détection et diagnostic.

Les trois catégories supérieures se distinguent par l'origine de la connaissance du processus utilisée. D'un côté, les approches basées sur des modèles quantitatifs et qualitatifs nécessitent la construction d'un modèle du système supervisé ou d'au moins certaines parties du système. Dans l'approche quantitative, le modèle est basé sur des relations fonctionnelles mathématiques, alors que l'approche qualitative utilise des fonctions qualitatives centrées sur les différentes unités du procédé. D'un autre côté, les approches basées sur l'historique du processus dérivent leur connaissance directement d'une grande quantité de données historiques disponibles. Dans la suite, nous allons faire un état de l'art des méthodes de détection et diagnostic de défaut appliquées aux ISTGD en utilisant ces trois grandes catégories.

2.4.2 Méthodes basées sur des modèles quantitatifs

La principale idée des méthodes basées sur des modèles quantitatifs est d'utiliser la *redondance analytique* pour calculer des *résidus*, lesquels décrivent les écarts entre le processus réel et le modèle. Si un ou plusieurs résidus sont trop grands, un défaut est détecté. Les équations de parité d'une méthode d'*espaces de parité* sont le résultat de la comparaison du comportement du système réel avec un modèle de ce système décrivant son fonctionnement normal. Une revue écrite par Patton et Chen [62] détaille les différents concepts, les difficultés et limites liées aux approches de type espace de parité. Les *observateurs* sont des extensions spécifiques de modèles d'états conçus pour traquer un état et pour être insensibles aux entrées non connues comme le bruit lié au processus ou aux mesures, ou encore aux incertitudes de modélisation. Plusieurs formes d'observateurs sont particulièrement adaptées pour la détection et le diagnostic de défaut : les filtres de Kalman [63], les observateurs de sortie [64] et les observateurs à mode glissant [65].

2.4.2.1 Espaces de parité

Cette approche est généralement dédiée uniquement à la détection de défaut car elle apporte peu d'informations sur le dysfonctionnement sous-jacent. Elle requiert souvent une grande quantité de paramètres, entraînant un temps de paramétrage très long et une probabilité d'erreur de modélisation plus élevée. Le résidu est le résultat de la comparaison d'une valeur simulée avec une mesure de la même variable. Dans le solaire thermique, nous avons vu section 2.2.3 que les variables généralement analysées sont l'énergie solaire produite au niveau de la boucle primaire ou donnée à l'utilisateur final, ou encore la température de sortie du champ solaire. Le suivi de la production d'énergie permet d'avoir un aperçu de l'état de santé général du système. Cependant, aucun diagnostic ne peut actuellement être effectué à l'aide de cette méthode seule. Pour améliorer la sensibilité et la capacité d'isolation de ces grandeurs, des méthodes spéciales permettent de créer des résidus améliorés comme des résidus structurés ou directionnels [64]. Pour ce faire l'espace de parité doit être agrandi par l'ajout de nouvelles variables (température, énergie ou puissance en différents points du système) afin de disposer de plus de degrés de liberté.

Les espaces de parité pour les ISTGD sont actuellement très utilisés pour vérifier les performances d'une installation et proposer des contrats avec des garanties de production solaire [18], [46], [66], [67] : un bureau d'étude ou un fabricant garantit une production annuelle minimale d'une installation solaire à un client. Si ce minimum n'est pas atteint, des compensations financières sont prévues. Pour effectuer cette vérification, des simulations de l'énergie solaire produite sont effectuées et comparées aux mesures. Plusieurs modèles existent et la seule restriction généralement imposée est d'utiliser un modèle basé sur la physique. Ces approches sont commercialisées depuis 1988.

Les experts de l'Agence Internationale pour l'Energie (AIE) ont proposé en 2014 au travers de la Tâche 45 une méthode pour garantir une puissance de sortie d'une installation solaire [18]. Cette puissance doit être supérieure à une puissance minimum sous certaines conditions de fonctionnement correspondant à une charge pleine. La puissance garantie est calculée à l'aide de paramètres du système et de conditions aux limites.

La procédure Input/Output de l'ISFH [68], [69] a été développée pour valider les performances d'un système solaire et pour être directement intégrée à des régulations standards. La production solaire journalière mesurée est comparée à la sortie d'un modèle simplifié du système. Le modèle mathématique a été intégré et validé sur 12 systèmes solaires différents. L'écart moyen entre mesure et simulation est inférieur à 10%. La procédure Input/Output de l'ISFH a aujourd'hui des applications commerciales [70], [71].

2.4.2.2 Observateurs

Les observateurs représentent une autre partie des méthodes basées sur des modèles quantitatifs mais sont peu utilisés pour les ISTGD. Seul Kicsiny et Varga [72] ont proposé une conception d'observateur d'état temps réel non linéaire global. Bien que les résultats obtenus soient intéressants, d'autres méthodes auraient de meilleures performances pour le cas d'application présenté. Cependant, les observateurs ont permis des contributions importantes dans d'autres domaines pour des buts précis comme la localisation de fuite [73] qui pourraient être étudiés plus profondément.

2.4.3 Méthodes basées sur des modèles qualitatifs

Les méthodes basées sur des modèles qualitatifs emploient une connaissance causale du processus ou du système pour diagnostiquer les défauts. Elles sont subdivisées en approches basées sur des règles et basées sur de la physique qualitative. Les techniques de modélisation basées sur des règles utilisent la connaissance a priori pour dériver un ensemble de règles « si-alors-sinon » ainsi qu'un mécanisme d'inférence qui permet d'effectuer une recherche à travers l'espace des règles pour en sortir des conclusions. Ces techniques peuvent être basées uniquement sur la connaissance des experts (système expert) ou peuvent utiliser les premiers principes de la physique (méthodes basées sur les premiers principes).

Un *système expert* est un logiciel d'aide à la décision qui reproduit le comportement cognitif d'un expert humain résolvant des problèmes. Les *méthodes basées sur les premiers principes* dérivent leurs règles de relations physiques entre les différentes variables du système et non de modèle empiriques ou de régression. Les arbres de défauts et les graphes dirigés (digraphs) sont par exemple deux approches qui peuvent être utilisées pour générer les règles [74]. Les *modèles basés sur la physique qualitative* permettent de conclure sur l'état d'un système à l'aide d'une connaissance partielle ou incertaine du processus physique. L'idée est de dériver des équations qualitatives des équations quantitatives classiques décrivant le système. Ces équations peuvent être résolues qualitativement pour obtenir des valeurs qualitatives des variables. De telles approches sont souvent combinées à de la logique floue.

2.4.3.1 Systèmes experts

Les systèmes experts sont régulièrement utilisés dans le domaine de la détection et du diagnostic de défaut, à cause de leur facilité de développement, la simplicité des algorithmes et une compréhension aisée. Ils sont le premier type de méthodes développées pour les ISTGD. Comme ces approches ne font pas face à des problématiques scientifiques particulières, peu de publications sont disponibles [75], [76]. Ces méthodes ont de bonnes performances en diagnostic. En particulier, les défauts affectant la régulation sont bien détectés et diagnostiqués par les systèmes experts actuels. Elles ont cependant l'inconvénient de ne pas être exhaustives, c'est-à-dire qu'elles ne détectent pas tous les défauts possibles. De plus, l'amélioration de leur précision nécessite une métrologie importante si des algorithmes avancés ne sont pas utilisés. Les approches

actuelles utilisent des seuils fixes alors que des seuils adaptatifs, la logique floue et/ou les décisions probabilistes pourraient améliorer leur robustesse et leur sensibilité.

Le projet FUCKS [77], [78] avait pour ambition de développer un outil complet de détection et diagnostic de défaut pour les chauffe-eau solaires domestiques. Le produit final se présente sous la forme d'un système expert. La méthode n'utilise pas de mesure du débit et le remplace par une mesure de la pression, qui est souvent plus précise.

Le projet IP-SOLAR [79], [80] était dévolu au développement d'une procédure complète pour la détection et le diagnostic de défaut pour des applications solaires de grande dimensions. Le cœur de cette procédure est un système expert basé sur des règles. Une attention particulière a été portée sur l'adaptabilité de l'outil aux différents schémas hydrauliques possibles. Quelques algorithmes d'apprentissage automatique (« machine learning » en anglais) ont été ajoutés pour aider la détection de défaut et l'évaluation de la sévérité.

Un projet suisse [81], [82] terminé en 2004 avait pour objectif d'intégrer et tester un système expert dans une régulation pour des installations solaires domestiques et de taille moyenne (petit collectif). L'étude a conclu que développer et maintenir un tel outil est chronophage et non compatible avec la rentabilité très faible de ce type de systèmes de petite taille.

2.4.3.2 Autres méthodes basées sur des modèles qualitatifs

A notre connaissance, il n'existe pas d'approche basée sur les premiers principes ou sur de la physique qualitative appliquée aux ISTGD. Cela est dû au fait qu'elles sont encore à un état de recherche théorique.

2.4.4 Méthodes hybridant les espaces de parité et les systèmes experts

Quelques approches combinent les espaces de parité et les systèmes experts pour profiter de leurs qualités complémentaires : les espaces de parité détectent une grande partie des défauts, les systèmes experts présentent de bonnes performances de diagnostic.

Maltais Larouche et Kummert ont testé un espace de parité et un système expert sur une installation solaire thermique collective et ont conclu qu'un mix des deux techniques est nécessaire pour réduire le nombre de fausses alarmes [83]. L'espace de parité est utilisé pour détecter un état anormal du système, le système expert effectue le diagnostic du défaut.

L'université de Kassel a conduit le projet le plus ambitieux de combinaison d'espace de parité et de système expert [84]–[87]. La partie système expert a été conçue pour détecter une vingtaine de défauts [87] (voir aussi Figure 2-19). Parmi eux, on peut citer des dysfonctionnements de la régulation, un débit trop faible ou trop important, dû par exemple à un mauvais paramétrage de l'échelon de la pompe, de l'air dans le circuit hydraulique, un encrassement des canalisations ou un dysfonctionnement de l'échangeur de chaleur. La partie espace de parité a été développée dans le cadre de la thèse de De Keizer [88]. Elle a comparé des simulations de la production solaire sous TRNSYS à des mesures obtenues pour différents pas de temps (heure, jour, mois, ...). Les incertitudes de mesures et de paramétrage sont prises en compte par la définition d'un intervalle de confiance. Cette méthode pouvait détecter les défauts qui entraînent une diminution des performances d'un système solaire mais n'effectuait aucun diagnostic.

		Detection	Identifi- cation
	Verification of functioning of controller		
R1	Breakdown of controller	yes	no
R2	Breakdown of sensor	±	yes/±
R3	Inaccurate sensors	no	no
R4	False control criteria	±/yes	no
R5	Inappropriate control scheme	±	no
R6	Position collector T sensor	±/yes	yes
R7	Inappropriate T/ΔT settings	±	no
R8	Incorrect sensor position	±	no
R9	Breakdown of gravity brake	yes	yes
	Verification of volume flow		
V1	volume flow too small		
V1.1	too small pump, wrong pump step	yes	planned
V1.2	air in hydraulic circuit	yes	no
V1.3	fouling of hydraulic circuit	yes	no
V1.4	primary pressure in hydraulic circuit too low	yes	no
V2	volume flow too high	yes	no
	Verification of heat exchanger performance		
W1	Dimensioned too small	no	planned
W2	Fouling	±	planned
W3	Hydraulics wrongly connected	±	planned
	Verification of collector performance	no	(simulate)
	Verification of storage losses	no	(simulate)

Figure 2-19 : Résultats du test de la partie système expert de la méthode développée à l’université de Kassel [87].

Le projet InSun [34] avait pour but de démontrer la fiabilité et la qualité des ISTGD pour différentes applications à la chaleur industrielle. Un des Work Packages était dédié à l’amélioration des capacités de détection et diagnostic. Une approche hybride comprenant un système expert représentant l’état de l’art ainsi qu’une comparaison entre des valeurs simulées et mesurées de la température de sortie et de l’énergie produite par le champ solaire a été testé sur deux installations et a détecté avec succès quelques défauts parmi ceux étudiés.

2.4.5 Méthodes basées sur l’historique du processus

La connaissance basée sur l’historique du processus peut être obtenue à l’aide de l’expérience passée de ce processus. Les méthodes utilisant ce type de connaissance sont des modèles qui utilisent les mesures effectuées précédemment sur le système pour apprendre leur structure et optimiser leurs paramètres. Cette connaissance est généralement mixée avec des connaissances de type modèle. Les dénominations *boîte noire* et *boîte grise* sont parfois utilisées et reflètent le niveau de connaissance basée sur les modèles employés dans l’approche (faible pour des boîtes noires, medium pour des boîtes grises). Ces méthodes sont plus facilement automatisables et leur adaptation à une installation particulière nécessite moins d’efforts. Une méthode basée sur l’historique peut être utilisée aussi bien dans l’étape de génération des grandeurs caractéristiques que pour la partie détection et diagnostic décrites dans la Figure 2-17. Dans le premier cas, la méthode appartient en général à la classe des *méthodes basées sur l’identification*. Dans le second cas, on parle de *classifieur*. Les *méthodes basées sur l’identification* permettent de construire un modèle qui imite le comportement du processus. Le but des *classifieurs* est, quant à lui, de cartographier les relations entre les symptômes et les classes de défauts sans connaissance structurelle de ces relations. Il est à noter qu’une même classe de modèle peut être utilisée à la fois pour construire une méthode basée sur l’identification ou un classifieur. Cette dénomination traitant plutôt de l’objectif alloué à la méthode. Timma et Blumberga dans [89] illustrent par exemple les différentes utilisations possibles d’un réseau de neurones artificiel pour la détection et le diagnostic (Figure 2-20). Isermann [64] a proposé une revue des méthodes disponibles basées sur l’historique du processus.

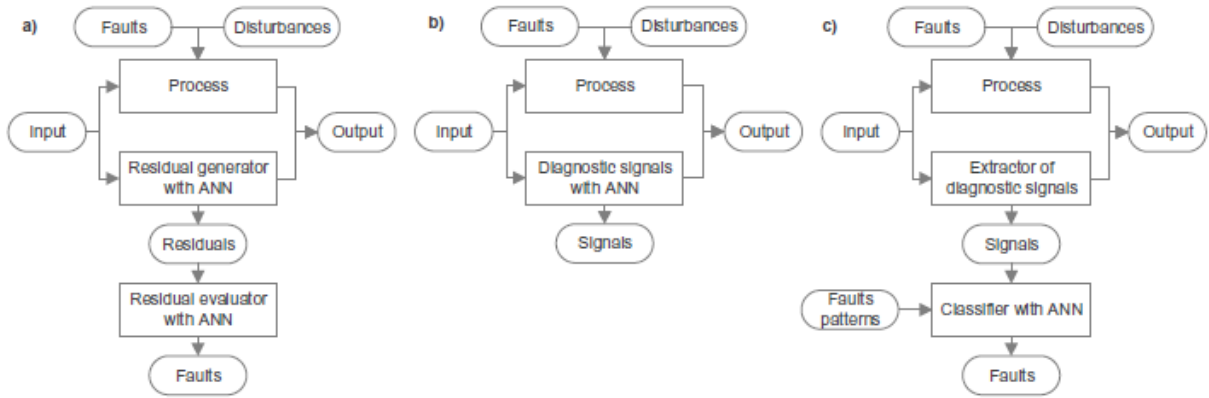


Figure 2-20 : Utilisations possibles de réseaux de neurones pour la détection et le diagnostic de défauts : a) méthode basée sur l'identification b) génération de grandeurs caractéristiques (autres que des résidus) c) classifieur [89].

2.4.5.1 Méthodes basées sur l'identification

Les méthodes basées sur l'identification de système peuvent fournir des résidus ou des estimations de paramètres du système étudié. Quasiment toutes les méthodes actuellement disponibles pour les ISTGD utilisent des modèles de type boîte noire (réseaux de neurones artificiels, régressions linéaires) et sont dévolus à la génération de résidus. Le paramétrage initial peut être ardu car les paramètres ne sont pas reliés à des variables physiques. L'utilisation d'approches type boîte grise basées sur des modèles physiques et consistant à améliorer un paramétrage initial en affinant la valeur des paramètres à l'aide des mesures sur le modèle pourrait résoudre ce problème. De plus ces nouvelles méthodes pourraient fournir les estimations de paramètre en tant que nouvelles grandeurs caractéristiques. Les paramètres estimés sont en outre plus sensibles aux défauts multiplicatifs¹ que les espaces de parité ou les observateurs [64]. De telles grandeurs caractéristiques pourraient être utilisées pour diagnostiquer par exemple la cause d'une diminution de la production d'énergie solaire ou de l'énergie stockée dans le ballon.

Plusieurs études utilisent des réseaux de neurones pour modéliser le système solaire. Kalogirou *et al.* [90] ont simulé les températures en différents points du système à l'aide de réseaux de neurones artificiels. Timma et Blumberga [91] ont obtenu les énergies thermiques produites par le champ solaire et l'appoint. Ferreiro Garcia *et al.* [92] ont prédit la puissance de la pompe solaire. Lalot *et al.* [93] ont modélisé les températures de sortie du champ solaire et des canalisations connectant le champ à l'échangeur de chaleur primaire avec seulement un neurone dans la couche cachée et un neurone de sortie. Ils ont obtenu de bons résultats pour des simulations en régime permanent.

Dans le projet FUCKS [77], un modèle linéaire estimant la température de sortie de l'échangeur de chaleur primaire à l'aide de la température de sortie du capteur solaire et celle du stockage a été proposé avec des paramètres estimés à l'aide de techniques de régression. Dans le projet ISTT, Beikircher *et al.* [94] ont amélioré la prédiction de production solaire annuelle de leur modèle physique en utilisant des données historiques pour estimer ses paramètres.

2.4.5.2 Classifieurs

Les techniques de classification permettent une cartographie entre les grandeurs caractéristiques et les défauts sans connaissance a priori des relations qui les lient. Ainsi elles peuvent être vues comme des « systèmes experts avec apprentissage automatique ». Les applications actuelles pour ISTGD utilisent les classifieurs uniquement comme des détecteurs de défaut : seule une classe « normale » est apprise et si l'état du système n'appartient pas à cette classe, un défaut est détecté. En réalité, plusieurs classes sont nécessaires pour pouvoir isoler un défaut spécifique (une classe par défaut). Pour obtenir des classes représentatives, des données historiques doivent être fournies pour chaque défaut et différentes conditions de fonctionnement. Ces données ne sont en général pas disponibles à partir des mesures. Cependant

¹ Défaut multiplicatif : défaut qui peut être modélisé par la modification d'un paramètre du modèle physique, voir section 3.3.2).

Borunda *et al.* suggèrent que le diagnostic pourrait être effectué à l’aide de techniques de classification comme par exemple les réseaux Bayésiens [95].

He *et al.* [96]–[98] ont implémenté un réseau de neurones pour détecter et diagnostiquer les défauts par la technique de détection dite « par la nouveauté ». Le modèle est entraîné avec les données d’un système en bonne santé. Ensuite, le classifieur est nourri en continu avec les mesures du système solaire. Si un défaut apparaît, les données n’appartiendront plus à la classe existante et le réseau de neurones aura besoin de créer une nouvelle classe pour les prendre en compte. C’est cette tentative de créer une nouvelle classe qui indiquera l’existence d’un défaut.

Räber et Grossenbacher [33], [99], [100] ont conçu un classifieur basé sur la transformée de Fourier de la mesure de température de sortie du champ solaire pendant les minutes qui suivent la mise en route de la pompe solaire. Ils ont validé la méthode avec des mesures de systèmes réels en fonctionnement normal et défaillant et ont conclu qu’elle détecte avec succès les défauts progressifs et fonctionne mieux pour les défauts qui impliquent une diminution non uniforme des performances du champ solaire. Dans le projet InSun [34], les chercheurs ont également testé cette approche sur des données réelles et estiment qu’elle peut détecter et localiser des défauts dans un grand champ solaire, en particulier ceux en relation avec une dégradation des performances.

2.4.6 Bilan et résumé

Le Tableau 2-2 résume les principales méthodes aujourd’hui disponibles pour les ISTGD et liste quelques-unes de leurs caractéristiques. Quelques projets de recherche impliquant des systèmes experts et des espaces de parité ont entraîné des applications commerciales, cependant un rapport du projet européen Qaist en 2012 [101] concluait qu’un effort reste nécessaire pour pousser plus de concepts de détection et diagnostic de défauts du niveau recherche vers des systèmes commercialisables.

Tableau 2-2 : Résumé des principales caractéristiques des méthodes de détection et diagnostic existantes pour les systèmes solaires thermiques.

Nom	Type	Date de la dernière publication	Avancement	Taille du système
FUKS [77], [78]	Système expert (+ Identification)	1999	commercialisé	petit (extrapolable)
IP-SOLAR [79], [80]	Système expert	2012	R&D	grand
AIE Power [102]	Espace de parité	2014	commercialisé	grand
IOC [52], [68], [69]	Espace de parité	2010	commercialisé, normative	tous
GRS [18], [46], [66], [67]	Espace de parité	2013	commercialisé, normatif	grand
Kassel [84]–[88]	Système expert + Espace de parité	2015	R&D	tous
InSun [34]	Système expert + Espace de parité	2015	prêt à être cocommercialisé	grand
ANN models [90]–[93]	Identification	2014	R&D	tous
ISTT [52], [94]	Identification	2012	normatif	grand
Fourier transform [33], [34], [99], [100]	Classifieur	2015	R&D	tous
He [49–51]	Classifieur	2012	R&D	petit (extrapolable)
Kicsiny [72]	Observateur	2013	R&D	tous

D’une manière globale, on peut conclure qu’il y a actuellement une utilisation prédominante des systèmes experts et des espaces de parité pour répondre au problème de la détection et le diagnostic de défaut pour les ISTGD, à cause de la facilité de leur développement, la simplicité des opérateurs et de la compréhension générale de la méthode. Cependant, même les méthodes hybridant ces deux approches échouent à détecter et diagnostiquer l’ensemble des défauts en utilisant la métrologie actuelle. En particulier, un déséquilibre

hydraulique ou des bulles dans le fluide caloporteur ne sont pas détectables aujourd'hui et les différentes causes menant à de mauvaises performances des capteurs solaires ne sont pas isolées. De plus, ces méthodes ne peuvent pas donner d'informations sur la localisation d'un défaut.

Il existe également des travaux concernant les approches basées sur l'historique du processus mais ils sont encore en phase de recherche. Actuellement, le principal inconvénient des applications de ces méthodes aux ISTGD est la longueur de la phase d'apprentissage. C'est particulièrement vrai pour les méthodes boîte noire : presque toutes les applications présentées demandent une phase d'apprentissage d'au moins trois saisons voire un an sans défaut. Cependant, Lalot *et al.* [93] ont proposé une méthode avec un temps d'apprentissage inférieur à deux jours. Ce résultat suggère que la phase d'apprentissage pourrait être radicalement diminuée. Des travaux complémentaires seraient nécessaires pour déterminer la quantité de données nécessaires en fonction des conditions de fonctionnement de l'installation. Les techniques basées sur l'historique du processus sont très diversifiées et d'autres méthodes pourraient être testées. Les comportements quasi-cycliques journalier et annuel de la ressource solaire et de la demande par exemple suggèrent que des techniques de reconnaissance de forme devraient être considérées.

Le Tableau 2-3 résume les forces et faiblesses que nous venons d'identifier pour chaque type de méthode de détection et diagnostic de défaut.

Tableau 2-3 : Récapitulatif des forces et faiblesses identifiées lors de l'état de l'art pour chaque type de méthode de détection et diagnostic en regard d'une application aux ISTGD.

	Forces	Faiblesses
Espaces de parité	Bonne détection Exhaustif	Peu d'informations pour le diagnostic Grande quantité de paramètres
Observateurs	Insensibilité au bruit	Peu testé
Systèmes experts	Facilité de développement Compréhension aisée Bonnes performances de diagnostic	Non exhaustif Métrologie conséquente
Premiers principes	Connaissance partielle du système suffisante	En phase de recherche théorique
Identification	Automatisation Adaptabilité Bonne détection des défauts multiplicatifs	Paramétrage initial complexe Quantité de données pour l'apprentissage
Classification	Automatisation Adaptabilité Ne nécessite pas de connaissances des relations entre symptômes et défauts	Quantité de données pour l'apprentissage

2.5 Evaluation des performances des méthodes de détection et diagnostic

Dans la partie précédente, nous avons mis en lumière les forces et faiblesses globales de chaque type de méthode de détection et diagnostic au vu des applications disponibles pour les ISTGD (cf Tableau 2-3). Nous allons maintenant évaluer de façon plus précise les performances de ces applications en fonction d'un ensemble de caractéristiques désirables.

Dans la sous-section qui suit nous décrivons ces caractéristiques désirables et précisons celles qui sont les plus importantes dans notre cas d'application. Dans une deuxième sous-section, nous présentons une évaluation des performances des méthodes actuelles selon ces critères.

2.5.1 Caractéristiques désirées

Un même défaut peut être détecté et identifié par différents algorithmes. Chaque algorithme a ses propres forces et faiblesses et pour sélectionner le plus approprié, un critère doit être défini. En fait, ce choix est souvent le résultat d'une optimisation multi-objectif, car beaucoup d'éléments entrent en jeu dont certains sont contradictoires. Des compromis doivent également être faits. Venkatasubramanian *et al.* [103] ont proposé une liste de caractéristiques désirables d'un système de détection et diagnostic de défauts. Dans la suite, nous analyserons les implications de chaque caractéristique dans notre problème particulier. Nous serons ainsi capables de conclure à propos de leur importance pour la détection et le diagnostic de défauts d'ISTGD.

2.5.1.1 Exhaustivité VS résolution

L'exhaustivité reflète le sous ensemble de défauts qui peuvent être détectés par une méthode, parmi l'ensemble de défauts possibles. La résolution est la capacité d'isoler précisément un défaut. Elle requiert en général que l'ensemble de dysfonctionnements analysé par la méthode soit le plus petit possible. Il y a donc un compromis à faire entre exhaustivité et résolution. Ce compromis représente la précision des prédictions effectuées.

L'exhaustivité est plus importante que la résolution pour les ISTGD car la détection d'un maximum de défauts est préférable à une identification précise de chacun d'entre eux.

2.5.1.2 Sensibilité VS robustesse

La sensibilité est la capacité à détecter un maximum de défauts aussi rapidement que possible. C'est particulièrement important pour les défauts progressifs, qui peuvent avoir un impact important s'ils ne sont pas détectés à temps. Cependant une sensibilité trop importante peut entraîner de fausses alarmes, en particulier si le bruit et les incertitudes sont importants. Au contraire, la robustesse est le fait que le bruit et les incertitudes ont un faible impact sur les résultats du système de détection. La sensibilité et la robustesse sont donc là encore des objectifs contradictoires [103].

Plusieurs métriques existent pour évaluer la sensibilité et la robustesse d'un outil de détection et de diagnostic. Catal a fait une revue de ces différentes possibilités [104] et a noté que de nombreuses métriques peuvent être utilisés et qu'un consensus général n'a pas été atteint quant à celles à utiliser en priorité. Le résultat de ces métriques dépend des performances intrinsèques des méthodes mais également d'autres facteurs. Yuill *et al.* [105], [106], par exemple, a évalué la valeur de ses métriques pour différentes valeurs du seuil qui permet de déterminer si un défaut est présent ou non (voir Figure 2-21).

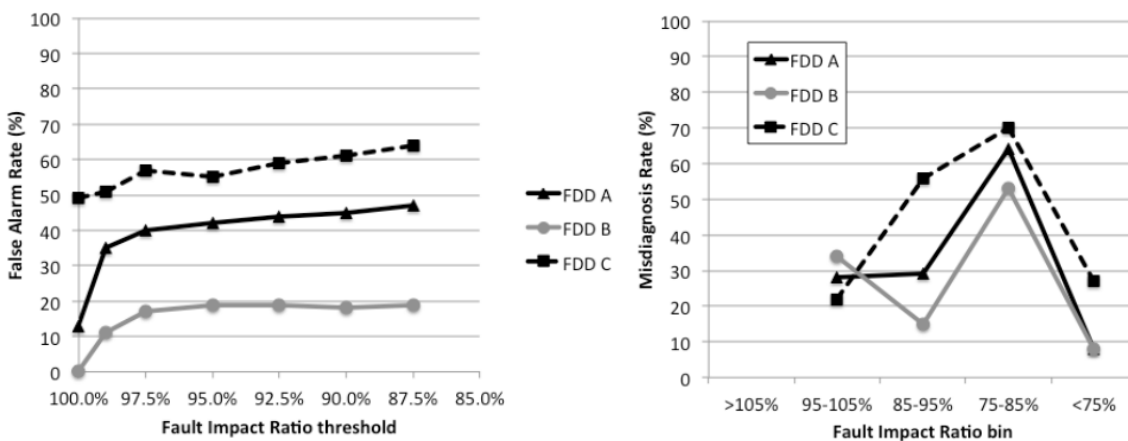


Figure 2-21 : Exemples de critères pour évaluer la sensibilité et la robustesse d'un algorithme de détection et diagnostic ainsi que leur dépendance au seuil choisi pour déterminer si il y a un défaut ou non (appelé ici "fault impact ratio threshold"). gauche : taux de fausses alarmes. droite : taux de mauvais diagnostic [105], [106].

La robustesse doit être préférée à la sensibilité pour des applications 'solaire thermique' de grande dimension. En effet, les outils de détection et diagnostic automatisés sont encore relativement nouveaux dans ce domaine et ils doivent donc encore prouver leur fiabilité aux opérateurs humains. De multiples fausses alarmes pourraient diminuer la confiance dans l'outil et, dans des situations extrêmes, conduire à

son arrêt. Corominas *et al.* [107] mettent également en garde sur les effets d'une détection intermittente d'un défaut, une autre conséquence possible d'une sensibilité trop importante, sur la confiance des utilisateurs. D'une même manière, les dysfonctions d'un système solaire n'ont pas d'impact sur la vie humaine ou sur l'environnement. Il n'y a pas non plus de défaut qui entraîne une dégradation rapide d'un composant et un temps de détection de quelques jours est tout à fait acceptable.

2.5.1.3 Isolabilité VS rejet des incertitudes de modélisation

L'isolabilité est la capacité de l'algorithme d'isolation de distinguer les différentes pannes. Un mauvais rejet des incertitudes de modèle peut entraîner de mauvaises identifications. Venkatasubramanian *et al.* ont expliqué qu'il y a également un compromis entre isolabilité et le rejet des incertitudes du modèle [103]. En effet, la plupart des outils de détection et diagnostic sont basés sur la redondance des informations et il y a donc peu de degrés de liberté pour la construction des grandeurs caractéristiques lors de la conception de l'algorithme de diagnostic. Une méthode avec un haut degré d'isolation rejetterait en général mal les incertitudes de modélisation et vice versa.

Les métriques pour l'isolation et le rejet des incertitudes de modèle sont les mêmes que pour la sensibilité et la robustesse. Dans le cas précédent, nous nous intéressions au problème de détection qui est simplement un problème de classification entre une classe « normal » et une classe « défaillant ». Les métriques utilisées dérivent donc de celles utilisées pour évaluer les performances des méthodes de classification. L'isolabilité et le rejet des incertitudes sont liés à la partie diagnostic, qui est également un problème de classification mais entre les classes des différents défauts.

Le rejet des incertitudes de modélisation est préférable à une forte sensibilité dans le cas d'un outil de détection et diagnostic pour les ISTGD dans un premier temps et pour des raisons similaires à la robustesse. Cependant l'isolabilité est une caractéristique désirable pour le réparateur car elle permet une vérification plus rapide de la panne et diminue ainsi le nombre et la durée des interventions nécessaires : le technicien pourra préparer les bons outils, commander les pièces à changer... avant de venir. Mais à nouveau, la confiance du réparateur doit d'abord être obtenue avant de voir les effets sur la diminution des coûts de maintenance.

2.5.1.4 Facilité d'explication

Un système de détection et diagnostic de défauts doit justifier ces recommandations et expliquer pourquoi certaines hypothèses sont proposées et pourquoi les autres sont rejetées, le tout dans un langage compréhensible par un opérateur humain. Cela permet à l'utilisateur d'évaluer l'information et d'agir en prenant également en compte son expérience. Les opérateurs des ISTGD ne sont pas des experts en mathématiques ou en automatique, la facilité d'explication est donc un aspect clé d'un système de détection et diagnostic pour ce type d'application.

2.5.1.5 Adaptabilité

Si le processus ou ses entrées peuvent changer pendant la durée de vie de l'installation, une bonne adaptabilité de l'outil de détection et diagnostic est nécessaire. L'adaptabilité signifie aussi que l'outil peut être amélioré lorsque plus d'informations et d'expérience sont disponibles. Les ISTGD requièrent cette capacité : elles ont une durée de vie moyenne de 20 ans et fournissent de la chaleur à un réseau de chaleur ou un procédé industriel dont les besoins peuvent évoluer au cours du temps. En outre, des composants peuvent tomber en panne et être remplacés, le champ solaire peut être étendu, etc.

2.5.1.6 Facilité d'implémentation

La facilité d'implémentation de l'outil de détection et diagnostic sur une nouvelle installation doit être maximale si on veut assurer un développement rapide [103]. Cette capacité dépend des exigences de modélisation mais aussi de la quantité de données historiques nécessaire, les deux devant être les plus faibles possibles. La facilité d'implémentation est critique pour les ISTGD car la rentabilité de l'énergie solaire n'est pas assez importante pour supporter des coûts de supervision élevés. Elle n'est cependant pas évidente à atteindre car ce type d'installation n'est pas standardisé : chaque champ a ses propres caractéristiques (taille, type de capteur solaire, orientation, type de stockage, etc.).

2.5.1.7 Identification des défauts multiples

L'identification des défauts multiples est un problème difficile à cause de la nature interactive de beaucoup de défauts. Cependant la fréquence des défauts est élevée, en particulier lors la mise en service de

l'installation. Nous avons en effet vu section 2.3.1 que beaucoup des causes des défauts sont liées à des problèmes de conception ou d'installation. De plus, certains défauts en engendrent d'autres. A cause de la difficulté du problème, cette caractéristique ne constitue pas une priorité aujourd'hui mais doit tout de même être gardé en tête.

2.5.1.8 Identification des nouveautés

Si trop peu de données sont disponibles pour caractériser le fonctionnement défaillant du système, la région anormale ne pourra pas être modélisée de façon adéquate. Cela peut alors entraîner de sérieuses difficultés à décider si le processus fonctionne bien ou pas et, dans le cas d'un fonctionnement défaillant, si le défaut est un dysfonctionnement connu ou s'il s'agit d'une panne inconnue, donc nouvelle. Cette capacité à détecter un nouveau défaut est appelée identification des nouveautés. L'identification des nouveautés ne semble pas être un point critique pour les ISTGD. La complexité de ce genre de système est relativement faible et nous pouvons supposer que la liste des défauts possibles est bien connue des experts.

2.5.1.9 Besoins en stockage VS capacité de calcul

Comme nous l'avons vue en section 2.4.1, les méthodes de détection et diagnostic de défauts peuvent être classées en fonction la connaissance a priori qu'ils requièrent : basée sur des modèles ou sur l'historique du processus. Dans le premier cas, il y a peu de besoins de stockage mais des exigences en capacité de calcul élevées. Dans le second cas, c'est l'inverse : peu de besoins en capacité de calcul mais une capacité de stockage élevée. Les contraintes liées à l'application peuvent donc impacter le choix d'une méthode ou d'une autre. Ces contraintes ne sont pas très marquées pour la détection et le diagnostic de défauts d'ISTGD. La quantité de données historiques est relativement faible dans notre cas (reprendre à ce sujet la métrologie typique de ce type d'installation présentée en section 2.2.2.2, le pas d'échantillonnage est en général de quelques minutes). L'utilisation de plus en plus fréquente d'internet et de stockage et calcul en ligne pour le suivi d'installations solaires thermiques [46], [79] permet de relâcher les contraintes et d'augmenter de façon quasi infinie les capacités de stockage et de calcul.

2.5.1.10 Estimation de l'erreur de classification

Quelques méthodes de détection et diagnostic peuvent fournir une estimation a priori de l'erreur de classification possible lors de la détection ou du diagnostic. Cette indication peut améliorer la confiance de l'utilisateur mais ne semble pas primordiale dans la mesure où une approximation a posteriori peut en général être calculée lors de la validation de la méthode.

2.5.2 Evaluation et comparaison des performances des méthodes pour les ISTGD

Nous venons de décrire les caractéristiques désirables possibles d'un outil de détection et diagnostic et nous avons mis en lumière les plus importantes d'entre elles pour la détection et le diagnostic des défauts critiques d'ISTGD. La robustesse doit être préférée à la sensibilité et le rejet des incertitudes de modèle à l'isolabilité. Le système final doit être adaptable, facile à implémenter et offrir facilement des possibilités d'explications. En ce qui concerne le compromis global entre exhaustivité et résolution, l'exhaustivité est préférable à la résolution. En réalité, un moyen d'éviter d'avoir à faire un compromis entre ces deux capacités est sans doute de construire un système hybride combinant plusieurs algorithmes de détection et diagnostic.

Nous pouvons donc maintenant évaluer de façon plus précise les performances des méthodes actuelles présentées en section 2.4 et les comparer à un algorithme idéal. Le Tableau 2-4 montre le résultat de cette évaluation. Nous n'avons pas trouvé assez de données pour pouvoir donner une indication sur les caractéristiques « Sensibilité VS robustesse » et « Isolabilité VS rejet des incertitudes de modélisation », ces critères ne sont donc pas présentés dans le tableau. Pour les autres critères, une échelle de (--) to (++) permet d'illustrer à quel point chaque caractéristique est remplie. (?) est utilisé quand on dispose de trop peu d'informations pour conclure sur le critère.

En résumé, on peut noter que les méthodes actuelles sont en général plus tournées vers l'exhaustivité que la résolution. La raison principale est qu'elles sont conçues pour être utilisées seules. Les applications actuelles des méthodes basées sur l'historique du processus souffrent d'une implémentation peu aisée et d'une mauvaise adaptabilité à cause de leurs besoins élevés en données historiques. Les facilités d'explication de toutes les approches sont relativement bonnes car le symptôme généralement testé est

« production solaire trop faible », ce qui est assez compréhensible. Cependant l'identification de défauts multiples ne peut pas être effectuée par des algorithmes utilisant seulement cette grandeur caractéristique. Les méthodes utilisant plusieurs grandeurs caractéristiques n'ont pas été testées sur cette capacité. Au final, aucune méthode actuelle ne remplit l'ensemble des critères désirables d'une bonne méthode pour les ISTGD.

Tableau 2-4 : Evaluation des performances des méthodes de détection et diagnostic actuelles selon différents critères.

Nom	Exhaustivité	Résolution	Facilité d'explication	Adaptabilité	Facilité d'implémentation	Identification des défauts multiples
FUKS [77], [78]	+	+	+	=	=	?
IP-SOLAR [79], [80]	+	++	+	-	=	?
AIE Power [102]	++	--	+	+	+	-
IOC [52], [68], [69]	+	-	=	+	=	-
GRS [18], [46], [66], [67]	++	--	+	=	+	-
Kassel [84]-[88]	+	+	+	-	-	?
ANN models [90]-[93]	+	+	+	-	-	-
ISTT [52], [94]	++	--	+	+	=	-
Fourier transform [33], [34], [99], [100]	+	-	-	-	-	-
He [49-51]	+	--	-	-	-	?
Kicsiny [72]	+	=	=	=	=	?

2.6 Synthèse

Dans ce chapitre, nous avons présenté le système étudié, à savoir les installations solaires thermiques de grande dimension. Nous avons décrit les principaux composants de ces systèmes et proposé une représentation sous forme de six sous-systèmes. Un état de l'art de l'analyse des performances et du comportement de tels systèmes est également effectué. Nous nous sommes ensuite attachés à synthétiser les connaissances actuelles sur les défauts affectant ces installations ainsi que sur leur étude. Nous avons montré que peu d'informations existent à ce sujet ou qu'elles sont lacunaires. Il n'existe ainsi pas de panorama complet des défauts pouvant affecter une ISTGD rendu public. Nous entendons par « complet » une liste des dysfonctionnements mais également une étude de leur fréquence et de la gravité de leur impact sur le système. Ces éléments pourraient permettre de sélectionner les défauts à détecter et diagnostiquer en priorité. Par ailleurs, peu d'études de ces défaillances existent et notamment peu d'analyse de leur impact sur le système complet. Dans une troisième partie, un état de l'art des méthodes de détection et diagnostic est effectué. Il a montré que peu d'applications commerciales existent et que la gamme des solutions proposées ne couvre pas toutes les possibilités offertes par les méthodes de détection et diagnostic. La dernière partie de ce chapitre a permis de proposer des critères pour analyser les performances de ces algorithmes, puis d'effectuer cette analyse proprement dite. Les résultats montrent que les approches existantes ne permettent de répondre que partiellement aux caractéristiques désirées pour une solution idéale.

En conclusion, ce chapitre a permis de mettre en évidence que les défauts des installations solaires thermiques de grande dimension sont actuellement peu étudiés. Les principales lacunes relevées sont :

- Pas de cadre fixé pour l'analyse des performances et du comportement d'une ISTGD,
- Pas d'étude des défauts complète disponible,
- Peu d'études de l'effet des différents défauts sur le comportement du système complet,
- Des méthodes de détection et diagnostic ne permettant pas une détection et un diagnostic complets de tous les défauts. En particulier, l'identification et la localisation d'un défaut sur le champ solaire apportent des informations importantes dans le cas des ISTGD et restent aujourd'hui un challenge.

L'amélioration du dernier point, à savoir la détection et le diagnostic des défauts des ISTGD, est l'objectif premier de cette thèse. Pour y parvenir, une meilleure connaissance des défauts et de leur influence sur le comportement du système complet semble une voie encore trop peu explorée. Nous nous proposons donc de contribuer à combler les lacunes identifiées par cet état de l'art en conduisant une étude systématique de quelques défauts importants affectant les installations étudiées. La première étape, décrite dans le chapitre suivant, consiste à sélectionner ces défauts. Elle est menée à bien à l'aide d'une étude complète des dysfonctionnements possibles de l'installation.

3 Etude des modes de défaillance et définition des défauts critiques étudiés

3.1	Introduction.....	34
3.2	Etude des modes de défaillance affectant une ISTGD	34
3.2.1	Méthodologie de l'étude.....	34
3.2.1.1	Réalisation d'une Analyse des Modes de Défaillance, de leur Effet et de leur Criticité (AMDEC) 35	
3.2.1.2	Sondage auprès d'experts européens.....	36
3.2.1.3	Calcul des scores de fréquence <i>Sfi</i>	37
3.2.2	Analyse des résultats.....	37
3.2.2.1	Types de causes.....	37
3.2.2.2	Distribution des modes de défaillance en fonction des différents scores	39
3.2.2.3	Modes de défaillance critiques	40
3.3	Défauts critiques étudiés.....	41
3.3.1	Éléments sur la modélisation du capteur solaire	42
3.3.2	Éléments sur la modélisation des défauts.....	44
3.3.3	Défaut « défaillance couverture ».....	45
3.3.4	Défaut « opacification »	46
3.3.5	Défaut « dégradation absorbeur ».....	47
3.3.6	Défaut « dégradation isolant ».....	50
3.3.7	Défaut « déséquilibre »	51
3.3.8	Défaut « pertes thermiques canalisations »	53
3.4	Bilan sur l'état de l'art et les études préliminaires	54

3.1 Introduction

Dans le chapitre précédent, nous avons identifié les lacunes de l'état de l'art concernant l'analyse des défauts affectant les ISTGD. Nous avons notamment mis en lumière le fait qu'il n'existe pas d'étude systématique des dysfonctionnements possibles et notamment d'estimation de leur fréquence et de la gravité de leur impact sur le système. Nous présentons donc ici une étude de ce type ainsi que ses résultats. Sept défauts sont tirés de cette étude : il s'agit des défauts critiques qui seront étudiés tout au long des chapitres suivants. Cette sélection permet de se concentrer sur les défauts les plus importants et d'étudier de manière extensive leur impact sur le système, ce qui n'aurait pas été possible en considérant tous les défauts dans le cadre de ce travail. La méthodologie développée dans cette thèse peut néanmoins être appliquée à tous les défauts identifiés dans la première partie de ce chapitre.

La première section de ce chapitre traite donc du recensement et de l'étude des défauts affectant une ISTGD. Pour ce faire, une Analyse des Modes de Défaillance, de leur Effet et de leur Criticité (AMDEC) est effectuée. Elle est complétée à l'aide des informations tirées de la bibliographie (section 2.3.1 du chapitre 2) et d'un sondage auprès d'experts européens des ISTGD. La méthodologie générale est décrite dans une première sous-section, puis les résultats sont présentés et analysés. La seconde partie de ce chapitre est consacrée à la description des défauts critiques sélectionnés pour être étudiés. Un état de l'art sur chacun d'entre eux est également proposé. Il porte sur les points suivants :

- la modélisation du défaut,
- l'analyse de son impact sur une ISTGD,
- sa détection et son diagnostic par les méthodes existantes.

3.2 Etude des modes de défaillance affectant une ISTGD

Lors de la conception de nouveaux produits pour lesquels un certain niveau de fiabilité est requis, il est courant d'effectuer une étude a priori sur les défauts pouvant affecter ces produits et leur impact sur leur fonctionnement global. Il existe plusieurs méthodologies couramment employées et Isermann [64] cite par exemple :

- l'analyse de fiabilité,
- les arbres de défauts,
- les arbres d'évènements,
- l'Analyse des Modes de Défaillances et de leur Effets (AMDE) et sa variante l'Analyse des Modes de Défaillance, de leur Effet et de leur Criticité (AMDEC),
- l'analyse de danger,
- la classification des risques.

L'ensemble de ces méthodes a pour objectif d'identifier les pannes qui ont le plus d'impact afin de quantifier la fiabilité générale d'un système et de l'améliorer en limitant leur occurrence ou leur effet quand c'est possible. Cette thèse ne s'intéresse pas à la phase de conception des ISTGD mais l'identification des dysfonctionnements les plus critiques permet de mettre en lumière les défauts sur lesquels l'étude devra se concentrer.

La méthode choisie est celle de l'AMDEC car il s'agit d'un outil formalisé qui permet d'effectuer une étude systématique et complète de tous les modes de défaillance d'un système. Dans la suite de cette section, la méthodologie générale est décrite. Les résultats sont ensuite présentés et analysés dans une seconde partie.

3.2.1 Méthodologie de l'étude

Cette partie décrit la méthodologie utilisée pour étudier les défaillances qui peuvent affecter une ISTGD. La sous-section 3.2.1.1 donne une description de la méthode générale choisie : l'Analyse des Modes de Défaillance, de leur Effet et de leur Criticité (AMDEC). Pour appliquer cette méthode, des données ont été recueillies à l'aide d'un sondage auprès d'experts européens, lequel est décrit dans la sous-section 3.2.1.2.

La dernière sous-section présente la façon dont nous avons choisi de déterminer les scores de fréquence, une grandeur entrant dans l'estimation de la criticité des modes de défaillance selon la méthode AMDEC et utilisant entre autres les résultats du sondage.

3.2.1.1 Réalisation d'une Analyse des Modes de Défaillance, de leur Effet et de leur Criticité (AMDEC)

L'Analyse des Modes de Défaillance, de leur Effet et de leur Criticité, ou AMDEC, [64], [108] est une méthode formalisée développée dans les années 60 et aujourd'hui communément utilisée dans l'industrie pour évaluer les dysfonctionnements qui peuvent apparaître sur un système. Elle consiste à effectuer l'inventaire des composants constituant ce système, de leurs fonctions et des façons dont cette fonction pourrait ne pas être remplie : les *modes de défaillance*. Enfin, la criticité de chaque mode de défaillance est estimée. On peut déduire de cette étude les défaillances à détecter en priorité. En effet, plus un mode de défaillance est critique, plus il est important de le détecter.

Il y a plusieurs manières d'obtenir la valeur de criticité de chaque mode de défaillance C_i . Une des méthodes les plus courantes consiste à estimer un score de fréquence Sf_i ainsi qu'un score de gravité Sg_i . La criticité C_i est alors le produit de ces deux valeurs :

$$C_i = Sf_i \times Sg_i \quad (3-1)$$

Où :

- Sf_i , le score de fréquence, est un nombre représentant le taux d'apparition d'un mode de défaillance i ;
- Sg_i , le score de gravité, est un nombre décrivant les effets du mode de défaillance sur le système.

Sf_i et Sg_i prennent des valeurs entières de 1 à 5. La criticité est donc un entier, compris entre 1 et 25, 1 caractérisant les modes de défaillance les moins critiques. Le calcul des scores de fréquence Sf_i est présenté en section 3.2.1.3.

La détermination du score de gravité Sg_i dans le cadre des ISTGD s'effectue à l'aide de l'échelle décrite dans le Tableau 3-1. Cette échelle a été construite à l'aide de la liste des différents effets possibles de chaque mode de défaillance. Elle est basée essentiellement sur la baisse de production du système. La dégradation des éléments du système est en général liée à une baisse de productibilité importante : quand trop peu de chaleur solaire est extraite, les composants sont soumis à des pressions et des températures très importantes.

Tableau 3-1 : Critères permettant d'évaluer le score de gravité d'un mode de défaillance dans le contexte des ISTGD.

Sg_i	Echelle de gravité
1	Aucune influence – l'utilisateur ne s'aperçoit de rien
2	Légère baisse de production stable
3	Baisse de production en progression
4	Baisse de production importante avec risque immédiat de dégradation importante du système
5	Plus de production solaire

Les criticités calculées à partir des scores de fréquence et de gravité permettent de classer les modes de défaillance depuis les moins critiques, qui ont un taux d'apparition faible et pas d'effet sur le système global, jusqu'au plus critiques, qui présentent des taux d'apparitions très élevés et des conséquences importantes sur l'intégrité du système.

Au final, le résultat de l'analyse est un tableau (voir le Tableau 3-2 pour un extrait du tableau complet présenté en Annexe B) qui permet d'avoir une vue assez complète des défaillances pouvant affecter l'entité étudiée.

Tableau 3-2 : Extrait du tableau final obtenu lors de l'application de la méthode AMDEC aux ISTGD.

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Causes possibles	Origine des causes	Moment d'apparition	Dépendance temporelle	Fréquence	Gravité	Criticité
Connecteurs	Permettre le passage du fluide caloporteur d'un capteur solaire à l'autre	Pertes thermiques importantes	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • Pas de calorifugeage • Calorifugeage insuffisant • Détérioration de l'isolant 	<ul style="list-style-type: none"> • Conception / installation • Conception • Vieillessement 	<ul style="list-style-type: none"> • Mise en service • Mise en service • En fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • Abrupte • Abrupte • Progressive 	1	2	2

En pratique, une première analyse a été effectuée sur la base de connaissances a priori, de discussions avec des experts locaux et de l'état de l'art sur les défauts affectant les installations solaires présenté en section 2.3.1 du chapitre 2. Cependant, les informations récoltées n'étaient pas suffisantes pour obtenir une estimation de la criticité. En particulier, aucune information sur les probabilités d'apparition d'un dysfonctionnement n'était disponible. C'est pourquoi nous avons décidé de faire un sondage auprès d'experts européens, lequel est présenté ci-après.

3.2.1.2 Sondage auprès d'experts européens

Un questionnaire basé sur des questions ouvertes a été construit. Il consiste à :

- lister, pour chaque sous-système, les défaillances qui peuvent l'affecter ;
- donner une estimation grossière de la probabilité d'apparition de chacune des défaillances listées précédemment en choisissant entre « faible », « moyenne » et « élevée » ;
- ajouter toute information supplémentaire qui semble importante (cause, effet, mode de détection...).

Un extrait du questionnaire est donné en Figure 3-1. Ce questionnaire a été envoyé à 23 experts européens dans le domaine des ISTGD. 90 % des personnes interrogées ont répondu, ce qui donne un total de 21 experts de 7 pays et 20 organismes différents (instituts de recherche, ingénieurs consultants, fabricants de composants, gérants d'ISTGD, organismes de formation). Les principales caractéristiques des organismes employant les personnes interrogées sont données dans la Figure 3-2.

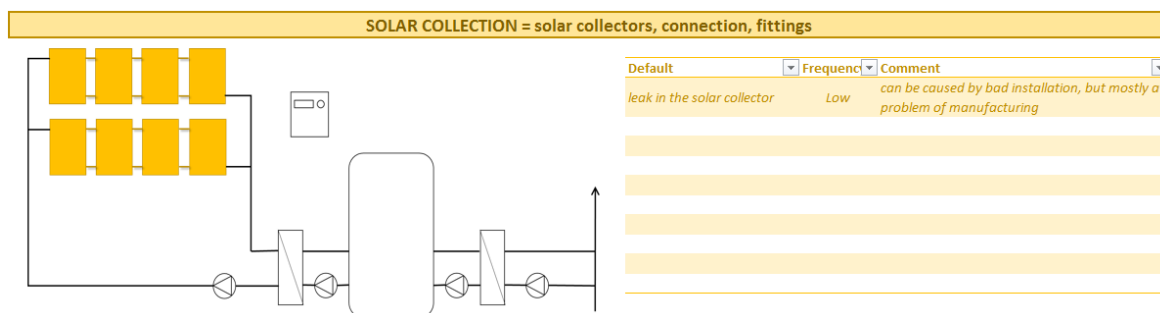


Figure 3-1 : Extrait du questionnaire concernant le sous-système captation solaire. La même présentation est utilisée pour les autres sous-systèmes.

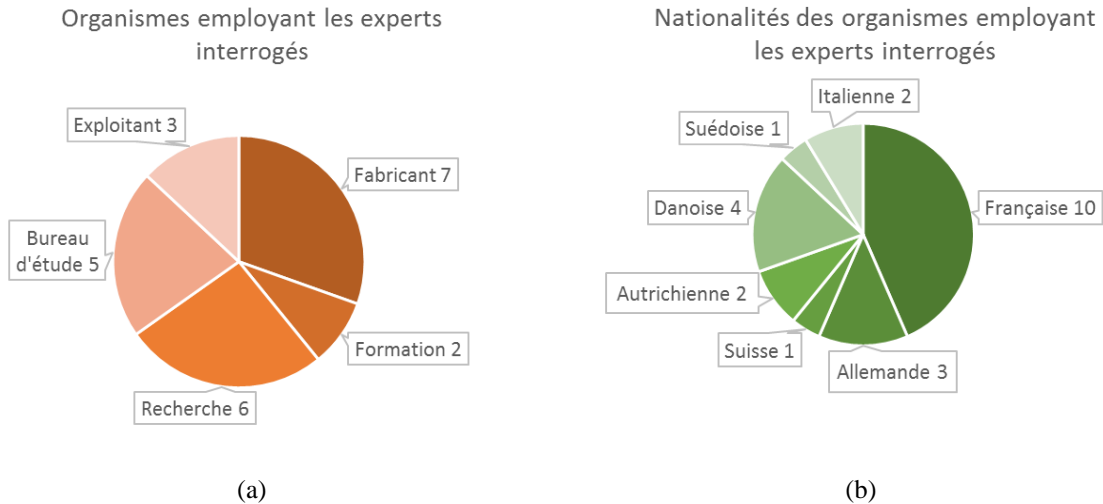


Figure 3-2 : Caractéristiques des organismes employant les experts européens interrogés : (a) types, (b) nationalités.

Les données obtenues à l'aide de ce sondage ont permis de compléter la liste des modes de défaillance, la description de leurs causes et de leurs effets, ainsi que de calculer les scores de fréquences selon la méthode présentée au paragraphe qui suit.

3.2.1.3 Calcul des scores de fréquence Sf_i

La détermination des scores de fréquence Sf_i est effectuée en dérivant d'abord un *taux d'occurrence* O_i estimé à partir des résultats du sondage et de l'état de l'art :

$$O_i = 0,45 * N_i + 0,45 * \frac{3 * N_{high_i} + 2 * N_{med_i} + N_{low_i}}{6} + 0,1 * b_i \quad (3-2)$$

Où :

- N_i est le nombre total de citations du mode de défaillance i dans le sondage ;
- N_{high_i} , N_{med_i} et N_{low_i} sont respectivement le nombre de réponses « élevée », « moyenne » et « faible » pour le mode de défaillance i ;
- b_i est une valeur valant 0, 1 ou 2 indiquant si le mode de défaillance est souvent cité dans l'état de l'art de la section 2.3.1 du chapitre 2.

Les coefficients de pondération ont été choisis en fonction de la confiance apportée à chaque indicateur. Il est à noter qu'une étude de sensibilité a été effectuée sur ces coefficients et a montré une faible influence de leur modification sur le classement final des défauts en fonction de leur criticité. Au final, le score de fréquence Sf_i est obtenu en ramenant les valeurs de O_i à des entiers entre 1 et 5 par normalisation puis arrondi.

3.2.2 Analyse des résultats

Nous avons identifié 130 modes de défaillance possibles. Un mode de défaillance étant le résultat d'une ou plusieurs causes, cela correspond à 392 causes indépendantes. Le tableau complet est disponible en Annexe B. Dans la suite de cette section, nous allons présenter une analyse de ces résultats. Les principales caractéristiques des causes des modes de défaillance sont présentées dans la sous-section 3.2.2.1. La distribution des modes de défaillance en fonction des grandeurs définies à la section 3.2.1.1 est également montrée. Finalement les modes de défaillances les plus critiques sont mis en avant dans une dernière section.

3.2.2.1 Types de causes

Nous nous intéressons dans un premier temps aux causes des modes de défaillance. Pour cette analyse, nous n'avons conservé que les modes de défaillance avec une criticité supérieure ou égale à 3. Ne sont donc pas comptabilisés les défauts avec un impact nul ($Sg_i = 1$) et une faible occurrence ($Sf_i = 1$ ou 2), ainsi que ceux avec un impact faible ($Sg_i = 2$) mais une occurrence d'apparition négligeable ($Sf_i = 1$). Après cette sélection, il reste 326 événements indépendants. La littérature du domaine des défauts [64], [108] propose différentes façons de décrire et classer les modes de défaillance et leurs causes :

- (a). Par le sous-système affecté.
- (b). Par l'origine de l'évènement : défaut de conception, erreur d'installation, mauvaise utilisation du système (manque de maintenance, mauvaise manipulation...) ou vieillissement des composants. On peut également distinguer les causes venant de l'environnement (conditions météorologiques, coupure de courant...).
- (c). Par le moment d'apparition : la cause était-elle déjà présente à la mise en route de l'installation ou est-elle apparue durant l'exploitation ?
- (d). Par l'évolution temporelle de la cause : abrupte, progressive ou intermittente [64].

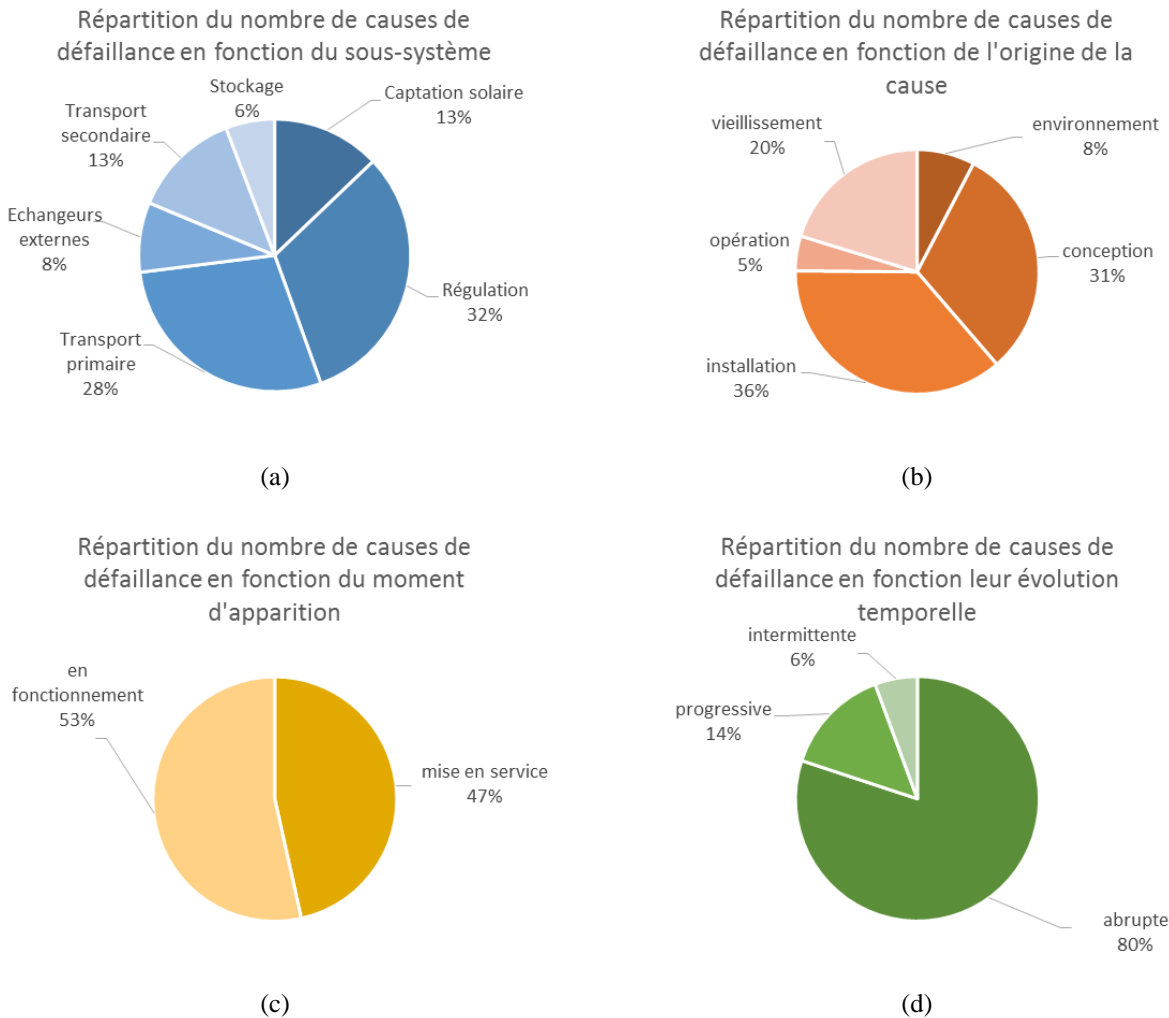


Figure 3-3 : Répartition des causes selon plusieurs critères : (a) le sous-système affecté, (b) l'origine de la cause, (c) le moment d'apparition, (d) son évolution temporelle.

La Figure 3-3 présente la distribution des causes de modes de défaillances d'une ISTGD selon ces différents critères, obtenue suite à l'AMDEC décrite en début de chapitre. On peut conclure du camembert de la Figure 3-3.a que la régulation et le transport primaire concentrent le plus grand nombre de causes de dysfonctionnement (60% à eux deux). La captation solaire et le transport secondaire concernent chacun 13% des causes inventoriées. Le stockage et les échangeurs de chaleur sont moins sujets aux pannes. Ces résultats concordent avec l'état de l'art présenté en section 2.3.1 du chapitre 2. Le camembert de la Figure 3-3.b montre que les principales sources de dysfonctionnement sont les problèmes de conception et d'installation (67%). Le vieillissement est également un facteur important de pannes. L'utilisation et l'environnement sont moins critiques. Dans le premier cas, cela s'explique par le fait que le système soit entièrement automatisé et conçu pour nécessiter peu de maintenance. Pour le second cas, les conditions environnementales dans lesquelles fonctionne l'installation n'étant pas extrêmes, il est logique que les défauts dus à l'environnement soient moins critiques. A cause d'un taux élevé de dysfonctionnements dus à la conception et à l'installation, il n'est pas étonnant de noter dans la Figure 3-3.c que presque la moitié des causes de dysfonctionnement sont déjà présentes à la mise en route de l'installation. Enfin, la Figure 3-3.d nous apprend que si la plupart

des défaillances apparaissent brusquement (80%), 14% d'entre elles se développent progressivement, ce qui n'est pas négligeable et doit être pris en compte dans la conception d'un algorithme de détection. La part des causes intermittente est par contre très faible.

3.2.2.2 Distribution des modes de défaillance en fonction des différents scores

La section précédente traitait de toutes les causes de façon indifférenciée. Nous allons maintenant prendre en compte le taux d'apparition et l'importance de l'effet de chaque mode de défaillance sur le système en utilisant les grandeurs définies à la section 3.2.1.1.

La Figure 3-4 montre la répartition des grandeurs représentant le score de fréquence (Sf_i), le score de gravité (Sg_i) et la criticité (C_i) des différents modes de défaillances. L'histogramme de la Figure 3-4.a révélé qu'il y a peu de modes de défaillance fréquents. Cela concorde avec des commentaires généraux qu'ont fait les experts en répondant au sondage : « les défauts sont plutôt occasionnels », « une installation solaire de grande dimension ne nécessite pas beaucoup d'efforts pour sécuriser un fonctionnement sans défaillance », « nous avons identifié peu de défauts sur les installations solaires ». Au contraire, l'impact des dysfonctionnements sur le système global est important : l'histogramme de la Figure 3-4.b montre que plus de 75% des défaillances implique au moins une perte progressive de production solaire ($Sg_i \geq 3$), avec un fort risque de dégradation matérielle pour presque 35% d'entre elles ($Sg_i \geq 4$). Finalement, dû à la faible fréquence de la plupart des modes de défaillance, leur criticité est généralement faible (voir Figure 3-4.c). Nous pouvons cependant noter qu'un mode de défaillance atteint la criticité maximale ($C_i = 25$) : le mode de défaillance « pompe solaire toujours à l'arrêt ».

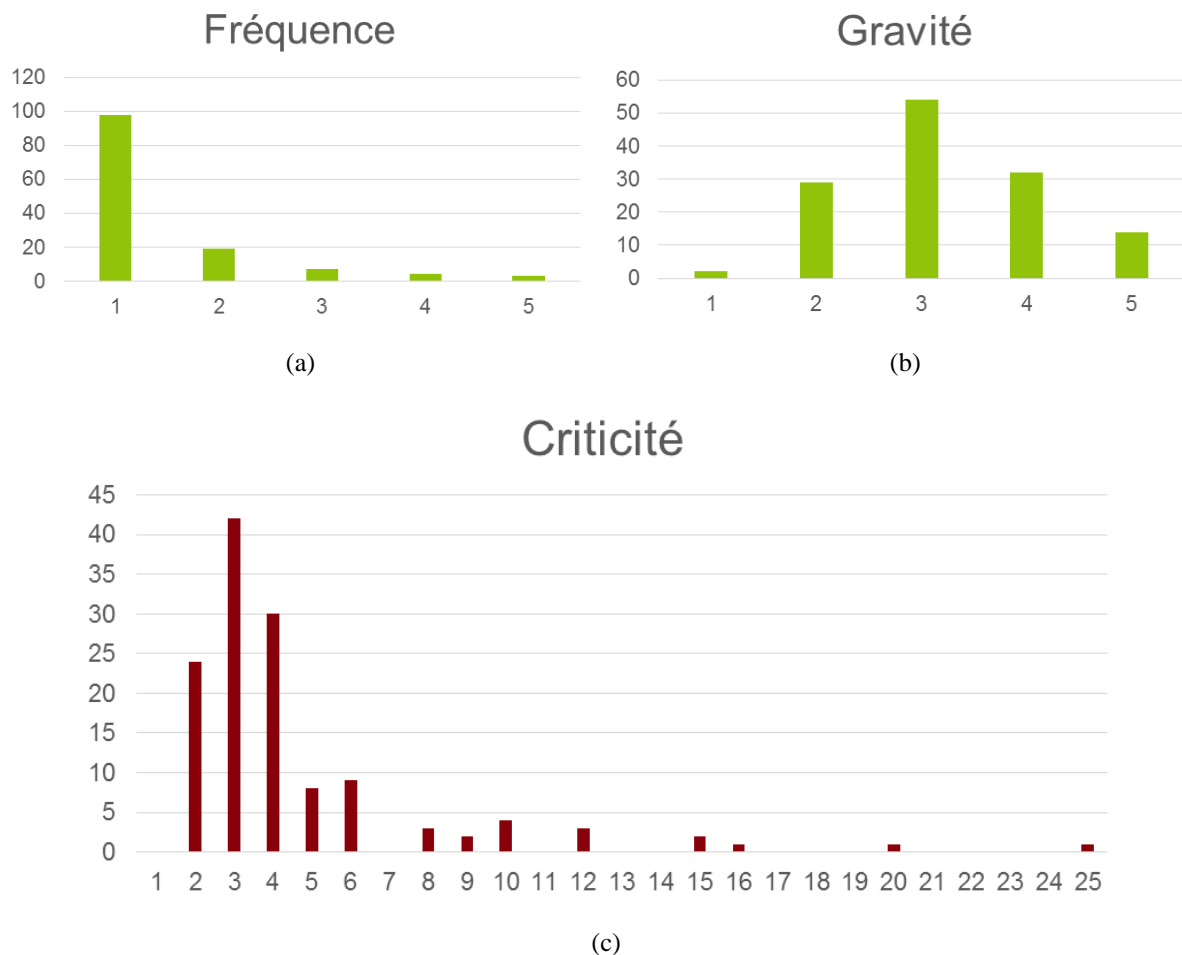


Figure 3-4 : Répartition des modes de défaillance en fonction (a) de leur fréquence, (b) de leur gravité, (c) de leur criticité.

Le Tableau 3-3 confirme que la distribution des couples (Sf_i, Sg_i) suit les tendances décrites précédemment : d'une part les modes de défaillance ont en général une faible probabilité d'apparition indépendamment de leur effet sur le système, d'autre part l'effet d'un défaut est souvent moyen indépendamment de sa fréquence. La surface délimitée par un trait épais dans le Tableau 3-3 représente les défauts les plus critiques de l'installation. Il s'agit du coin inférieur droit de la table correspondant aux C_i les plus élevés sans les paires

(1,5) et (5,1) qui sont moins représentatives d'un évènement très critique : un Sg_i de 1 signifie « Pas d'effet – l'utilisateur ne s'aperçoit de rien » et un Sf_i de 1 peut être atteint avec seulement une citation. En effet, à cause de la normalisation, la valeur minimum du score de fréquence Sf_i est de 1. Un défaut qui a été cité une seule fois rentre donc dans cette catégorie. (Un défaut qui n'a jamais été cité n'est pas répertorié dans le tableau AMDEC.) La section suivante traite uniquement de ces modes de défaillance les plus critiques.

Tableau 3-3 : Répartition des différents couples (Fréquence,Gravité). La zone délimitée par une bordure épaisse inclus les modes de défaillance les plus critiques qui sont étudiés plus loin.

		Gravité					Total général
		1	2	3	4	5	
Fréquence	1	0	22	42	25	8	97
	2	2	4	7	3	3	19
	3	0	2	2	1	2	7
	4	1	0	2	1	0	4
	5	0	1	0	1	1	3
Total général		3	29	53	31	14	130

3.2.2.3 Modes de défaillance critiques

Le Tableau 3-4 liste les modes de défaillance les plus critiques : ceux qui ont été définis dans la section précédente par la zone délimitée par une bordure épaisse dans le Tableau 3-3. Ces modes de défaillances sont triés en fonction du sous-système affecté puis de façon décroissante en fonction de leur C_i .

Les résultats du Tableau 3-4 doivent être analysés qualitativement plutôt que quantitativement. En effet, ils sont le résultat d'une bibliographie et d'un sondage, ce qui est bien moins précis que des tests expérimentaux ou l'assemblage d'une large quantité de données représentatives. D'une manière générale le Tableau 3-4 est en adéquation avec la bibliographie de la section 2.3.1 du chapitre 2. Il permet cependant de disposer de données chiffrées plus détaillées. Deux sous-systèmes sont plus susceptibles de dysfonctionner : la régulation et le transport primaire avec chacun 7 modes de défaillance critiques. Le transport secondaire, le stockage et la captation solaire ont un mode de défaillance critique chacun. Les échangeurs de chaleur externes n'apparaissent pas dans les résultats.

On peut conclure de cette étude que le développement de méthodes de détection et diagnostic de défauts devrait d'abord se focaliser sur les sous-systèmes régulation et transport primaire. La captation solaire est également critique à cause de l'effet d'une défaillance de ce sous-système sur le système complet et du nombre élevé de causes possibles de son mode de défaillance critique « Ne transfère pas assez d'énergie ». De plus, la taille importante du champ solaire d'une ISTGD rend la détection, l'isolation et la localisation des dysfonctionnements du transport primaire et des capteurs solaires plus complexes, mais également plus nécessaires.

Tableau 3-4 : Modes de défaillances avec une criticité supérieure ou égale à 8.

Sous-système	Composant	Mode de défaillance	Cause possible	Sf_i	Sg_i	C_i
Régulation	Sonde de température capteur	Mesure erronée		5	4	20
		Plus de mesure		3	5	15
	Sondes de température entrée/sortie échangeurs	Mesure erronée		4	4	16
		Plus de mesure		2	5	10
	Pyranomètre	Plus de mesure		2	5	10
	Automate(s) de régulation	Panne de la régulation			2	5
Régulation non optimale			<ul style="list-style-type: none"> Mauvais paramétrage Algorithme de regulation non optimal 	3	3	9
Transport primaire	Pompe solaire	Toujours à l'arrêt	<ul style="list-style-type: none"> Air dans le système Mise en sécurité suite à surchauffe Autres causes 	5	5	25
		Débit trop faible	<ul style="list-style-type: none"> Fatigue de la pompe Autres causes 	2	4	8
	Raccords hydrauliques	Fuite		4	3	12
	Fluide caloporteur (eau additionnée de propylène-ou éthylène-glycol)	Bulles dans le fluide caloporteur	<ul style="list-style-type: none"> Mauvaise purge Purgeurs d'air ouverts 	3	4	12
	Canalisations	Fuite		3	3	9
		Mauvais équilibrage du fluide		2	4	8
	Vase d'expansion	Pression trop faible		2	4	8
Transport secondaire	Pompes	Toujours à l'arrêt	<ul style="list-style-type: none"> Mise en sécurité suite à surchauffe Autres causes 	3	5	15
Stockage	Ballon(s) de stockage	Ne chauffe pas assez	<ul style="list-style-type: none"> Régulation non optimale Vanne bloquée Mesure erronée Autres causes 	4	3	12
Captation solaire	Capteurs solaires	Ne transfère pas assez d'énergie	<ul style="list-style-type: none"> Condensation Perte du vide (capteurs tubes) Film FEP défectueux Masque solaire trop important Bris du vitrage Opacification du vitrage Dégradation de l'isolant Dégradation du traitement sélectif 	5	2	10

3.3 Défauts critiques étudiés

Dans la section précédente, nous venons de lister les défauts critiques d'une ISTGD. Nous avons notamment indiqué que trois sous-systèmes sont principalement affectés par ces défauts : la captation solaire, la régulation et le transport primaire. Les défauts liés à la régulation sont assez bien détectés et diagnostiqués par les méthodes actuelles [33], [83], [87]. Nous nous intéressons donc plutôt aux deux autres sous-systèmes critiques : le transport primaire et la captation solaire. Nous avons fait le choix d'étudier les défauts listés dans le Tableau 3-5 qui suit.

Tableau 3-5 : Liste des défauts étudiés et de leurs notations.

Sous-système	Nom complet	Nom abrégé	Notation courte
Captation solaire	Défaillance de la couverture transparente des capteurs solaires	« défaillance couverture »	<i>couv</i>
Captation solaire	Opacification des capteurs solaires	« opacification »	<i>opa</i>
Captation solaire	Dégradation du traitement sélectif de l'absorbeur des capteurs solaires	« dégradation absorbeur »	<i>abs</i>
Captation solaire	Dégradation de l'isolant des capteurs solaires	« dégradation isolant »	<i>isol</i>
Transport primaire	Déséquilibre hydraulique	« déséquilibre »	<i>dsq</i>
Transport primaire	Pertes thermiques excessives des canalisations	« pertes thermiques canalisations »	<i>can</i>

Les 5 premiers défauts ont été choisis parmi les modes de défaillance critiques identifiés dans la section précédente. Plusieurs d'entre eux affectent le capteur solaire. Les études permettront notamment de montrer si on peut les distinguer les uns des autres. Les problèmes affectant les capteurs solaires ont également la particularité de pouvoir présenter des étendues très différentes (nombre et emplacement des capteurs impactés), ce qui autorise un travail sur les possibilités de localisation du défaut. Le déséquilibre hydraulique a été également sélectionné car il est aujourd'hui mal détecté et diagnostiqué. De plus il s'agit d'un défaut spécifique aux installations de grande dimension. Enfin, le défaut « pertes thermiques excessives des canalisations » a été ajouté bien qu'il ne soit pas lié à un mode de défaillance critique afin de disposer de deux défauts affectant les tuyaux du transport primaire et de pouvoir étudier leur isolation.

La plupart des défauts étudiés affectent le capteur solaire. Leur modélisation implique donc une modification d'un modèle de capteur existant. Dans un souci de clarté, nous allons donc dans un premier temps décrire succinctement les modèles de capteurs solaires les plus utilisés dans la littérature qui a trait à l'étude des défauts étudiés. Nous verrons ensuite plus particulièrement la façon dont les défauts sont modélisés. Nous ferons finalement une description de chaque défaut listé précédemment, ainsi qu'un état de l'art sur son étude. Nous nous concentrerons en particulier sur :

- La façon dont il est reproduit expérimentalement ;
- La façon dont il est modélisé numériquement ;
- L'étude de son impact sur le système global ;
- Le test de sa détection et son diagnostic par les méthodes existantes.

3.3.1 Éléments sur la modélisation du capteur solaire

Nous avons vu à la section 3.3.2 du chapitre 2 que le modèle du composant défaillant est une variante du modèle en fonctionnement normal de ce même composant. Il convient donc de commencer par décrire les différents modèles de capteur possibles avant de lister ceux qui ont déjà été utilisés pour la modélisation des défauts l'affectant.

Tagliafico *et al.* [109] et Schnieders [110] ont proposé de classer les différents modèles existants par complexité :

- *Modèles stationnaires* : la capacité thermique est négligée et le comportement dynamique n'est pas représenté. Duffie et Beckmann [111] ont proposé un modèle simplifié pour caractériser le capteur solaire en régime stationnaire à l'aide d'une analogie électrique. Ce modèle est aujourd'hui très utilisé. Les modèles stationnaires sont utiles pour la caractérisation des performances thermiques de capteurs solaires et pour des simulations long-termes utilisant des pas de temps élevés.
- *Modèles à constantes localisées* : ces modèles prennent en compte la capacité thermique du capteur. Les modèles 1-nœud supposent que les capacités des différents éléments constituant le capteur peuvent être assimilées à une seule capacité localisée en un point, généralement situé sur la plaque absorbeur. Les modèles 2-nœuds et plus représentent plusieurs nœuds thermiques, chacun possédant sa propre capacité thermique. Les transferts thermiques entre chaque nœud sont calculés à l'aide de coefficients de transferts. Les modèles à constantes localisées sont assez précis pour le calcul de productions

énergétiques sur de longues périodes (jour, mois, année, etc.). Cependant, ils supposent une température uniforme sur chaque partie du capteur représentée par un nœud, ce qui génère des erreurs dans le calcul des pertes thermiques, en particulier lors des jours présentant des passages nuageux.

- **Modèles discrétisés** : ces modèles sont en général des modèles à constantes localisées dont chaque nœud thermique est discrétisé le long du fluide. Ils estiment mieux le comportement dynamique du capteur solaire, en dépit de besoins en calcul plus élevé et d'une implémentation plus complexe. Une discrétisation 2D peut encore améliorer la précision du modèle par une meilleure représentation de la géométrie de l'absorbeur et donc de la distribution de sa température [112].
- **Modèles CFD** : les modèles les plus précis utilisent des codes CFD, qui entraînent des besoins en calcul très élevés.

La plupart des auteurs modélisant un défaut ont utilisé un modèle 1-nœud. Un modèle 1-nœud de capteur solaire a la forme générale de l'équation (3-3) : la variation de sa température moyenne T_m est fonction de la capacité thermique du capteur C_c en J/K, du rayonnement solaire absorbé par l'absorbeur $Q_{sun,net}$ en Watts et de la puissance extraite du capteur Q_c , en Watts également. La puissance extraite du capteur Q_c se calcule aisément à l'aide du débit de fluide traversant le capteur \dot{m}_c en kg/s, de la chaleur massique de ce fluide cp_f en J/(K.kg) et des températures du fluide à l'entrée ($T_{f,in}$) et à la sortie ($T_{f,out}$) du capteur solaire en degrés Celsius ou Kelvins (équation (3-4)).

$$C_c \frac{dT_m}{dt} = Q_{sun,net} - Q_c \quad (3-3)$$

$$Q_c = \dot{m}_c cp_f (T_{f,out} - T_{f,in}) \quad (3-4)$$

Le rayonnement solaire absorbé par l'absorbeur $Q_{sun,net}$ est calculé en utilisant les coefficients de performance en régime stationnaire des normes ISO 9806:2013 [15] ou ASHRAE/ANSI 93-2010 [113]. En effet, en régime permanent, l'équation (3-3) se réécrit selon l'équation (3-5) dans laquelle l'énergie fournie par le capteur solaire est égale à l'énergie absorbée par l'absorbeur. Si on reprend l'équation générale du rendement stationnaire définie au chapitre 2 section 2.2.1.1 (équation (3-6)), on obtient $Q_{sun,net}$ à l'aide de l'équation (3-7). On peut donc facilement calculer cette grandeur en utilisant les coefficients de performance qui permettent de calculer η_{hem} : η_0 , a_1 et a_2 pour la norme ISO 9806 :2013 (selon l'équation (2-1)), F_R et U_L pour la norme ASHRAE/ANSI 93-2010. Il faut également recalculer le rayonnement solaire qui atteint l'absorbeur S en W/m². En effet, dans le cas des essais normatifs, il est égal au rayonnement incident sur le capteur solaire G mais ce n'est en général pas le cas à cause de l'angle d'incidence des rayons sur la vitre du capteur solaire.

$$0 = Q_{sun,net} - Q_c \quad (3-5)$$

$$\eta_{std} = \frac{Q_c}{A_c G} \quad (3-6)$$

$$Q_{sun,net} = \eta_{std} A_c G \quad (3-7)$$

De façon générale, il existe deux grandes classes de modèles selon s'ils utilisent les coefficients de performance de la norme ISO 9806:2013 ([15], équation (3-8)) ou ASHRAE/ANSI 93-2010 ([113], équation (3-9)). Les principales différences entre ces deux modèles sont :

- Le modèle ASHRAE/ANSI 93-2010 ne considère pas de coefficient de pertes quadratiques ;
- Le modèle ISO 9806:2013 est fonction de la température moyenne du fluide traversant le capteur T_m , alors que celui d'ASHRAE/ANSI 93-2010 est fonction de la température d'entrée du fluide dans le capteur $T_{f,in}$.

$$Q_{sun,net} = A_c [\eta_0 S - a_1 (T_m - T_a) - a_2 (T_m - T_a)^2] \quad (3-8)$$

$$Q_{sun,net} = A_c F_R (S(\tau\alpha) - U_L (T_{f,in} - T_a)) \quad (3-9)$$

Notez également la présence du produit transmittance-absorptance ($\tau\alpha$) dans le modèle ASHRAE/ANSI 93-2010, calculé selon l'équation (3-10). Ce modèle requiert donc en entrée les valeurs de la transmittance τ_v

et de la réflectance ρ_v de la couverture vitrée ainsi que l'absorptance α_p de la couche sélective de l'absorbeur. Ce modèle peut également être paramétré en utilisant le *facteur de rendement du capteur solaire* F' à la place de F_R . Il se calcule à l'aide des propriétés géométriques et physiques du capteur solaire. Il existe des relations entre les coefficients des deux modèles qui sont données par Duffie and Beckmann [111].

$$(\tau\alpha) = \frac{\tau_v \alpha_p}{1 - (1 - \alpha_p)\rho_v} \quad (3-10)$$

Les versions des modèles effectivement utilisées par les auteurs cités précédemment sont basées sur les équations présentées ici, avec des améliorations pour tenir compte du débit et de l'angle d'incidence du rayonnement solaire par exemple. Certains sont également discrétisés.

3.3.2 Éléments sur la modélisation des défauts

(Isermann, 2006) propose une méthode générale pour modéliser les défauts. Soit un processus modélisé par l'équation (3-11), où $U(t)$ est le vecteur des signaux d'entrée mesurés, $Y(t)$ le vecteur des signaux de sortie mesurés, g les relations entre les entrées et les sorties et θ le vecteur des paramètres du modèle.

$$Y(t) = g[U(t), \theta] \quad (3-11)$$

On définit en général deux types de défauts :

- *les défauts additifs* qui correspondent à une modification du signal d'entrée $U(t)$ ou de sortie $Y(t)$. On les nomme ainsi car ils se traduisent généralement par l'ajout d'une constante indépendante de l'entrée au signal de sortie ;
- *les défauts multiplicatifs* qui traduisent un changement dans la fonction g . Les défauts multiplicatifs affectent plus précisément les paramètres de la fonction. On les dit multiplicatifs car dans le cas où g représente une application linéaire de matrice $A(\theta)$, ils se traduisent par l'ajout d'une matrice ΔA à cette matrice initiale (voir équation (3-12)). On a donc ajout d'un terme multiplicatif aux entrées $U(t)$. Dans ce cas, l'effet du défaut sur les sorties $Y(t)$ dépend des entrées.

$$Y(t) = [A(\theta) + \Delta A].U(t) \quad (3-12)$$

On peut ajouter à cette liste les *défauts structurels* qui entraînent une modification des relations contenues dans la fonction g . Ces défauts nécessitent la création d'une variante de cette fonction, c'est-à-dire du modèle représentant le système. Par exemple, le bris d'une vitre d'un capteur solaire peut difficilement être modélisé par une modification de quelques paramètres du modèle de ce capteur. La création d'une variante ne comportant pas de vitre semble plus appropriée.

Soit $f(t)$ la fonction représentant le défaut et son évolution temporelle. Les défauts additifs et multiplicatifs peuvent respectivement être modélisés par les équations (3-13.a) et (3-13.b).

$$(a) Y(t) = g[U(t), \theta] + f(t) \quad (b) Y(t) = g[U(t), \theta + f(t)] \quad (3-13)$$

Les défauts additifs sont typiquement des dysfonctionnements dans la métrologie. La plupart des autres défauts sont multiplicatifs ou structurels. La forme de $f(t)$ dépend du modèle mathématique choisi pour décrire le processus. Généralement, les auteurs cherchent à modéliser le défaut sous la forme de l'équation (3-14).

$$Y(t) = g[U(t), (1 - f).\theta] \quad (3-14)$$

où $f = [f_i \in [0; 1], \forall i]$ est le vecteur des défauts, 0 signifiant qu'il n'y a pas de modification du *paramètre concerné*.

Ainsi plusieurs auteurs [88], [91], [93], [96] ont modélisé des défauts dans le but de tester leurs méthodes de détection et diagnostic de défauts. Ils ont tous utilisé le logiciel TRNSYS et ont simulé les défauts en modifiant un ou plusieurs paramètres de leurs modèles. Pour analyser l'impact d'un défaut affectant le capteur solaire, Rehman *et al.* [27] utilisent le modèle en régime permanent proposé par la norme ISO 9806:2013. Quelques auteurs [88], [93] ont testé les performances de leurs outils de détection et diagnostic de défaut en simulant

des systèmes solaires défaillants, et en particulier des capteurs solaires dysfonctionnels. A cette fin, ils ont utilisé des modèles discrétisés 1-nœud et 2-nœuds paramétrés à l'aide des coefficients des normes ISO 9806:2013 ou ASHRAE/ANSI 93-2010. Dans tous les cas donc, les coefficients de rendement sont utilisés. Lier un défaut à la modification d'un ou plusieurs de ces coefficients n'est cependant pas toujours aisé. Ainsi Hellstrom *et al.* [23] a testé des améliorations de capteur solaire de la même façon qu'on modéliserait des défauts. Il a été obligé d'utiliser un deuxième modèle plus détaillé pour calculer les coefficients de performance correspondant à chaque amélioration proposée. On peut également noter que dans tous les cas les modèles modifiés pour représenter les défauts n'ont pas fait l'objet d'une validation expérimentale.

On peut finalement noter l'étude de Streicher *et al.* [114], qui ont proposé une méthodologie pour mettre en place un modèle de capteur solaire qui prend en compte la dégradation du capteur. Pour ce faire, on effectue un test de vieillissement accéléré d'un capteur solaire et on mesure régulièrement les paramètres de performance. On utilise ces résultats pour mettre en place une loi de dégradation de ces paramètres en fonction de la température de l'absorbeur. Cette loi est finalement intégrée au modèle.

3.3.3 Défaut « défaillance couverture »

Ce défaut recouvre à la fois le bris d'une ou plusieurs vitres constituant la couverture transparente du capteur solaire et le déchirement du film FEP (Fluor Ethylène Propylène) que l'on trouve dans certains modèles de capteurs et qui remplace une deuxième vitre. Le premier cas (bris d'une ou plusieurs vitres) est en général dû à des conditions météorologiques extrêmes (grêle, neige, vent violent projetant des éléments). Sur des installations plus anciennes, on a également constaté l'utilisation de vitrages acryliques ou de verre de qualité médiocre inadaptés aux contraintes mécaniques [11]. Cependant ce défaut a fortement diminué car la qualité du verre employé s'est améliorée. Le déchirement du film FEP (voir Figure 3-5) peut intervenir suite à une mauvaise manipulation lors de l'installation ou une torsion des capteurs solaires à cause de fixations trop peu stables ou enfin être une conséquence du vieillissement du capteur. Ce défaut peut affecter un ou plusieurs capteurs solaires, voire la totalité du champ en fonction de la cause d'apparition. Notons également le cas particulier des capteurs à tubes sous vides qui peuvent perdre leur vide suite à des problèmes de conception.



Figure 3-5 : Capteurs solaires dont le film FEP s'est en partie déchiré.

La défaillance de la couverture transparente du capteur solaire regroupe deux défauts structurels, c'est-à-dire des défauts qui modifient la structure même du composant. Deux études [88], [90] proposent une modélisation grossière du bris d'une vitre en modifiant le rendement optique η_0 ou le facteur de rendement du capteur solaire F' du capteur solaire selon le type de modélisation adoptée pour le capteur (Equation (3-8) ou (3-9) respectivement).

Bava *et al.* [31] ont modélisé sous TRNSYS une rangée de 14 capteurs simple vitrage, avec et sans film FEP. Les courbes de rendement des deux types de capteurs ont été obtenues à l'aide d'essais expérimentaux et sont présentés en Figure 3-6. Ils ont constaté qu'une rangée munie uniquement de capteurs sans film FEP produit annuellement 7 % de moins d'énergie qu'avec des capteurs avec film. Si on supprime le film seulement sur une partie des capteurs de la rangée, la différence de production est plus marquée s'il s'agit des premiers capteurs que des derniers. Par exemple lorsqu'on ajoute le troisième capteur de la rangée, on

augmente la diminution de production de 0,2 % alors que quand on ajoute le onzième, cette hausse est de 0,8 %. Ceci s'explique par le fait qu'à haute température, les capteurs avec film FEP ont des meilleurs rendements (voir Figure 3-6) car leurs pertes thermiques sont moins élevées.

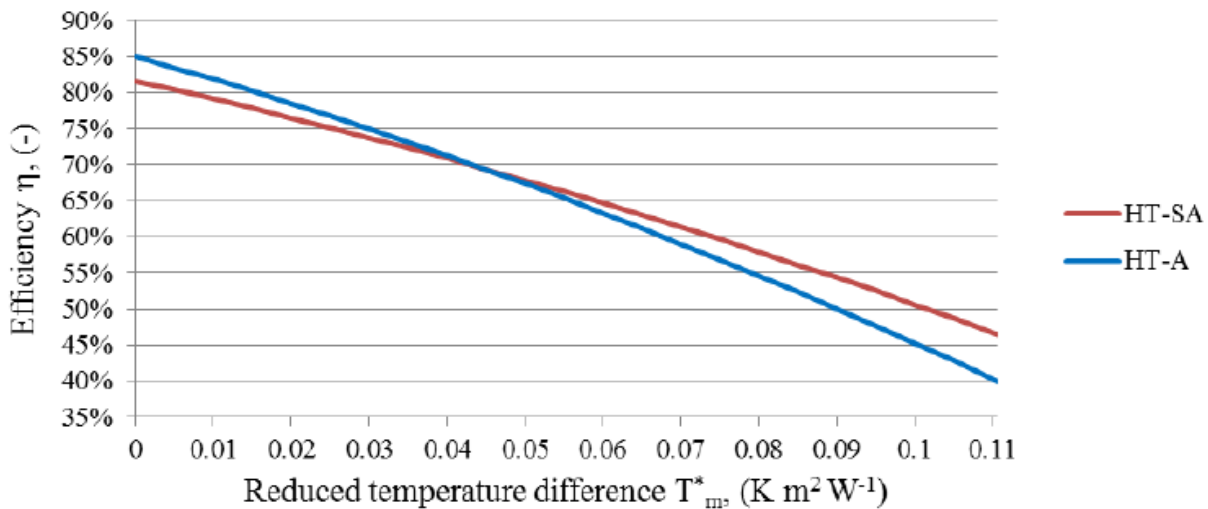


Figure 3-6 : Courbes de rendement de capteurs simple vitrage sans (« HT-A ») et avec (« HT-SA ») film FEP pour un ensoleillement de $800 W/m^2$ [31].

Hellstrom *et al.* [23] ont étudié l'effet de l'ajout d'un film FEP à un capteur plan sur les performances du capteur. Ils ont montré qu'en fonction de la température moyenne de fonctionnement du capteur solaire sa production annuelle d'énergie peut diminuer de 0,4 % ou augmenter de 14,1 %. Sa suppression aurait donc l'effet inverse : une légère augmentation de la productivité à basse température et une forte diminution à haute température. Cet effet s'explique par les valeurs obtenues pour les coefficients de performance en régime permanent : le rendement optique η_0 est légèrement augmenté sans film, les coefficients de pertes thermiques linéaire a_1 et quadratique a_2 sont eux sensiblement plus importants.

Bellos *et al.* [115] ont simulé un capteur solaire plan simple vitrage en CFD et ont testé l'impact de différentes configurations sur le rendement en régime permanent de ce capteur. Parmi ces configurations, une version sans vitrage est proposée. Les résultats montrent une légère augmentation du rendement optique (+ 1,1 %) et une forte augmentation du coefficient de pertes thermiques selon la norme ASHRAE/ANSI 93-2010 (+ 106 %).

Aucun essai de détection du bris d'une vitre ou du déchirement d'un film FEP n'a, à notre connaissance, été publié aujourd'hui.

3.3.4 Défaut « opacification »

Ce défaut est fréquent dans les ISTGD (voir 3.2.2.3). L'opacification des capteurs solaires peut être due à la poussière [52], à la pollution de l'air, au dépôt de feuilles mortes ou au dégazage de l'isolant [114]. On peut aussi observer des cas de condensation entre les deux vitres pour un capteur double-vitrage présentant un défaut de fabrication. Sur certains modèles, on constate en outre une opacification de la vitre lors du vieillissement du capteur [27], [116]. Elle diminue la transparence de vitrage, c'est-à-dire sa capacité à transmettre le rayonnement solaire. Ce défaut affecte en général la totalité du champ solaire, ou au moins une grande partie.

Deux études [33], [34] ont reproduit ce défaut de façon expérimentale à l'aide de couvertures avec un facteur d'ombrage de 50 % et un filet de protection anti-grêle, les premiers sur une partie du champ, le second sur l'ensemble des capteurs solaires. De Keizer [88] a modélisé l'opacification par une diminution du paramètre η_0 . Degelman [116] a analysé une installation domestique vieille de 22 ans. Il a observé une opacification des capteurs solaires et est parvenu à reproduire avec succès le défaut observé en modifiant le coefficient de transmittance du vitrage permettant de déterminer les paramètres de son modèle basé sur l'équation (3-9).



Figure 3-7 : Capteurs solaires recouverts de couvertures avec un facteur d'ombrage de 50% pour simuler une opacification [34].

Rehman *et al.* [27] ont étudié de façon numérique l'impact d'une baisse du rendement optique η_0 qui est, nous venons de le voir, une manière de modéliser un défaut d'opacification. Ils ont calculé qu'une réduction du rendement optique de 22 % entraînait une baisse de la production d'énergie solaire annuelle de 12 % à 25 % en fonction de la configuration du système. Degelman [116], lors de l'étude de son installation domestique, a conclu que la diminution du taux d'économie d'énergie observée (de 84 % à 56 %) s'expliquait par une baisse de la transmittance des capteurs solaires de 63 %. Hellstrom *et al.* [23] ont observé une augmentation de la production annuelle d'un capteur solaire de 8 % pour une température de fonctionnement moyenne de 70°C lorsque la transmittance du vitrage passe de 0,9 à 0,94. Cette augmentation est expliquée par une augmentation du rendement optique η_0 du capteur de 0,809 à 0,843. De la même manière, Vejen *et al.* [57] ont montré que l'ajout d'un traitement antireflet sur la vitre d'un capteur solaire augmentait le rendement optique η_0 (de 0,75 à 0,79) et augmentait la production annuelle d'un champ solaire de 12 % pour une température de fonctionnement de 60°C.

De Keizer [88] parvient à détecter un dysfonctionnement qui pourrait correspondre à une opacification pour une diminution minimum de η_0 de 12 %. L'algorithme de Grossenbacher [33] ne peut détecter qu'une opacification importante. Les auteurs du projet InSun [34] sont capables de détecter un défaut simulé à l'aide de bâche ayant un facteur d'ombrage de 50 %.

3.3.5 Défaut « dégradation absorbeur »

L'absorbeur est un élément-clé du capteur solaire. Sa durabilité a donc fait l'objet de nombreuses études [117]–[119] et a abouti à la création d'une norme permettant de la quantifier [120]. La fonction de l'absorbeur d'un capteur solaire est en effet de transformer le rayonnement solaire incident en chaleur et de limiter les pertes thermiques dues au rayonnement thermique. Ces exigences sont assurées par l'application d'une couche spectralement sélective en chrome ou oxyde d'aluminium sur la plaque absorbeur elle-même généralement en cuivre ou en aluminium. Cette couche permet d'obtenir une absorptance élevée (capacité d'absorber le rayonnement solaire) et une émissivité infrarouge faible (capacité d'émettre dans le rayonnement infrarouge). Les principales caractéristiques d'un absorbeur sont donc ces deux propriétés. Les experts de l'AIE Task X et du groupe de travail MSCT ont étudié les facteurs les plus impactant sur la dégradation de la couche sélective. Ce sont :

- La charge thermique (qui entraîne une oxydation de la couche)
- Une humidité relative élevée ou de la condensation d'eau sur la surface absorbante (qui entraîne des réactions d'hydratation et d'hydrolyse)
- Des polluants de l'air comme le dioxyde de soufre (corrosion atmosphérique)

Les directives de la VDI 2169 [52] citent également le cas de dépôt de poussières très fines directement sur l'absorbeur. Ces différents mécanismes affectent l'absorptance et/ou l'émissivité infra-rouge de la couche sélective de l'absorbeur de façons distinctes. Cette dégradation apparaît progressivement puisqu'il s'agit de mécanismes liés au vieillissement du capteur solaire. Elle affecte une grande partie du champ.

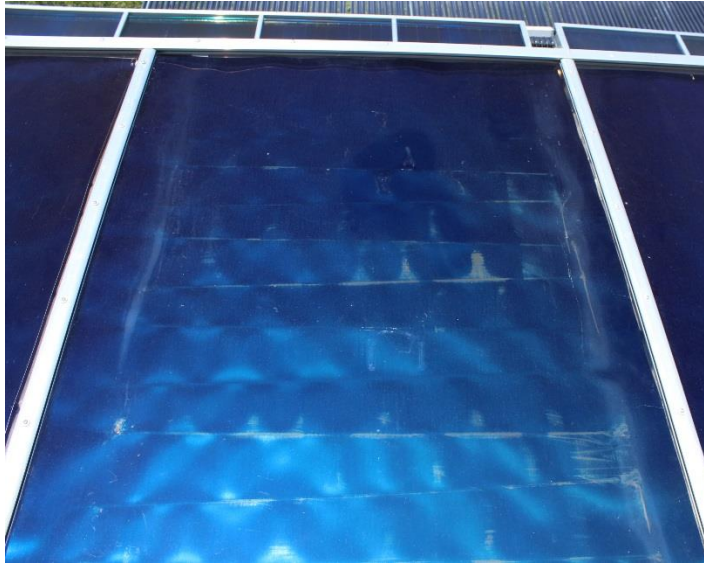


Figure 3-8 : Capteur solaire présentant une couche sélective de l'absorbeur dégradé.

La norme ISO 22975-3:2014 propose une procédure de vieillissement accéléré qui permet donc de reproduire le défaut « dégradation absorbeur » et elle propose ensuite la formule (3-15) pour quantifier l'effet du défaut sur les performances du capteur.

$$PC = -\Delta\alpha_p + 0.25\Delta\epsilon_p \quad (3-15)$$

avec :

- PC qui représente la baisse de la fraction solaire annuelle d'un chauffe-eau solaire individuel classique
- $\Delta\alpha_p$ la variation de l'absorptance de la couche sélective de l'absorbeur observée suite à la procédure de vieillissement accéléré
- $\Delta\epsilon_p$ la variation de l'émissivité de la couche sélective de l'absorbeur observée suite à la procédure de vieillissement accéléré

Cette formule empirique a été déduite d'une étude numérique effectuée par Hollands *et al.* [117] à l'aide d'un modèle basé sur l'équation de Hottel-Whillier-Bliss. L'approche suppose que la dégradation est suffisamment lente pour qu'on puisse supposer les propriétés α_p et ϵ_p constantes sur un an (pour pouvoir calculer la fraction solaire). Elle a permis de montrer que la fraction solaire dépend linéairement de $\Delta\alpha_p$ et de $\Delta\epsilon_p$. De plus, si on fixe la diminution de fraction solaire, la courbe $\Delta\alpha_p = f(\Delta\epsilon_p)$ est une droite dont la pente est indépendante de la localisation géographique, et a une grande plage de variation des variables étudiées (température de consigne, taille du ballon de stockage, surface de capteur, débit dans la boucle solaire, tirage journalier). L'interception avec l'axe des ordonnées est également peu sensible aux paramètres pour des fractions solaires inférieures à 50 %. Au-delà de 50 %, l'interception est fortement corrélée à la latitude du lieu d'implantation.

De Keizer [88] a proposé une modélisation de ce défaut par une diminution de η_0 . Elle ne représente dans ce cas que la partie diminution de l'absorptance. Hellstrom *et al.* [23] ont testé trois variantes correspondant à une dégradation du traitement sélectif : une modification de l'absorptance de 0,95 à 0,97, une modification de l'émissivité de 0,10 à 0,05 et la combinaison des deux modifications. Le premier cas aboutit à une augmentation du rendement optique, le second à une diminution des coefficients de pertes thermiques. L'impact en termes de production d'énergie solaire annuelle est présenté dans la Figure 3-9 pour des changements absolus de +0,01 en absorptance et -0,01 en émissivité et différentes températures de fonctionnement.

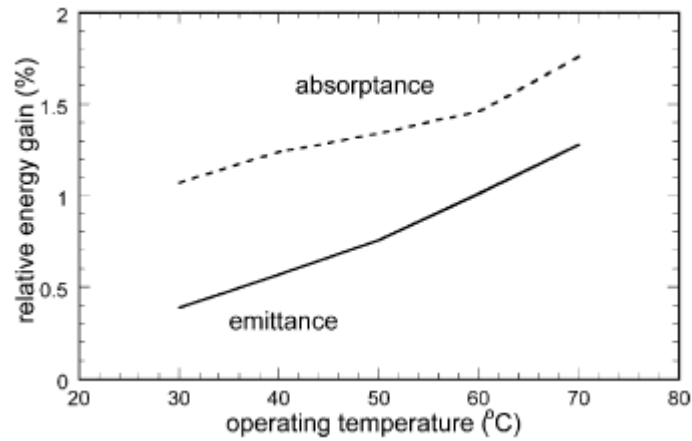


Figure 3-9 : Changement relatif dans la production d'énergie par le capteur solaire pour un changement absolu de 0.01 dans l'absorptance ou l'émissivité en fonction de la température de fonctionnement [23].

Vejen *et al.* [57] ont simulé l'impact d'une amélioration des propriétés de l'absorbeur sur la courbe de rendement du capteur solaire et sur la production annuelle d'un champ solaire. L'absorptance de l'absorbeur amélioré est de 0,96 (contre 0,95 pour l'original), son émissivité est de 0,07 (contre 0,12). Les courbes de rendement résultantes sont données sur la Figure 3-10. Les calculs ont montré une amélioration de la production annuelle de 6 % à une température de fonctionnement de 60°C.

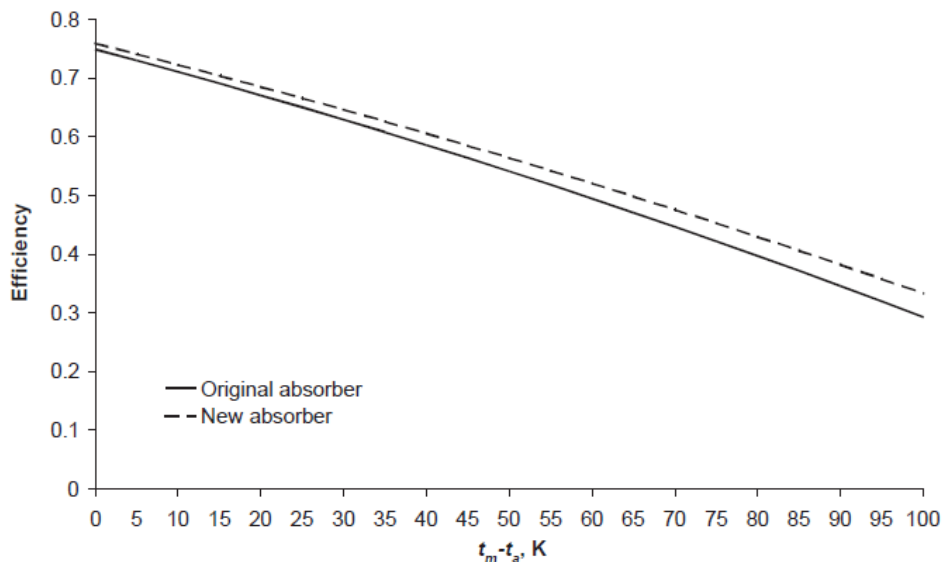


Figure 3-10 : Courbes de rendement du le capteur solaire initial et de celui qui intègre l'absorbeur amélioré pour un ensoleillement de 800 W/m² [57].

De Keizer [88], ayant modélisé ce défaut de la même façon que pour l'opacification, les mêmes résultats sont obtenus pour l'algorithme de détection de défauts, à savoir détecter un dysfonctionnement pour une diminution minimum de η_0 de 12 %.

Nous venons de voir que les mécanismes de dégradation de la couche de traitement sélectif affectaient soit sa capacité à emmagasiner le rayonnement solaire sous forme de chaleur, soit sa capacité à émettre très peu dans le rayonnement infrarouge. Nous avons également vu que les mécanismes qui affectent ces deux paramètres sont distincts. Dans la suite de cette étude, nous allons donc définir deux défauts dont les différentes notations sont indiquées dans le Tableau 3-6.

Tableau 3-6 : Définition des deux défauts liés au défaut « dégradation absorbeur » et de leurs notations.

Sous-système	Nom complet	Nom abrégé	Notation courte
Captation solaire	Dégradation du traitement sélectif de l'absorbeur des capteurs solaires – dégradation de son absorptance	« dégradation absorptance absorbeur »	abs, α
Captation solaire	Dégradation du traitement sélectif de l'absorbeur des capteurs solaires – dégradation de son émissivité	« dégradation émissivité absorbeur »	abs, ϵ

3.3.6 Défaut « dégradation isolant »

Une mauvaise évacuation des infiltrations d'eau due à un problème de conception ou d'installation entraîne une humidification de l'isolant en face arrière du capteur solaire menant à une augmentation de sa conductivité thermique et donc à une augmentation des pertes thermiques du capteur solaire. Un dégazage de l'isolant suite à un mauvais choix des matériaux peut également, en plus d'opacifier le vitrage, entraîner une augmentation de sa conductivité [114]. Comme il s'agit d'un défaut de conception ou d'installation, il affecte en général l'ensemble du champ. Les capteurs les plus exposés aux intempéries (situés en général sur les bords) pourront être plus impactés que les autres dans le cas d'infiltration d'eau.

De Keizer [88] a modélisé un dégazage de l'isolant par une diminution de η_0 combinée à une augmentation du coefficient de pertes linéaires a_1 (voir Equation (3-8)). De la même façon, Kalogirou, Lalot *et al.* [90], [93] ont proposé une diminution progressive de F' et une augmentation brutale de U_L (voir Equation (3-9)).

Vejen *et al.* [57] ont testé l'impact de la conductivité thermique de l'isolant sur les performances d'un capteur solaire et d'un champ solaire. Trois variantes ont été simulées : l'une avec de la laine de verre de conductivité 0,044 W/(m.K), la deuxième avec de la laine de roche de conductivité 0,040 W/(m.K), la dernière avec de la laine de roche de conductivité 0,036 W/(m.K). Les calculs ont montré un écart de 3 % sur la production annuelle du champ pour une température de fonctionnement de 60°C, entre les conductivités minimale et maximale (soit une différence de conductivité de 22 %). Les courbes de rendement des trois variantes sont présentées en Figure 3-11. On peut observer une ordonnée à l'origine quasi-identique et un écart qui va croissant avec l'augmentation de l'écart entre la température du capteur T_m et la température extérieure T_a .

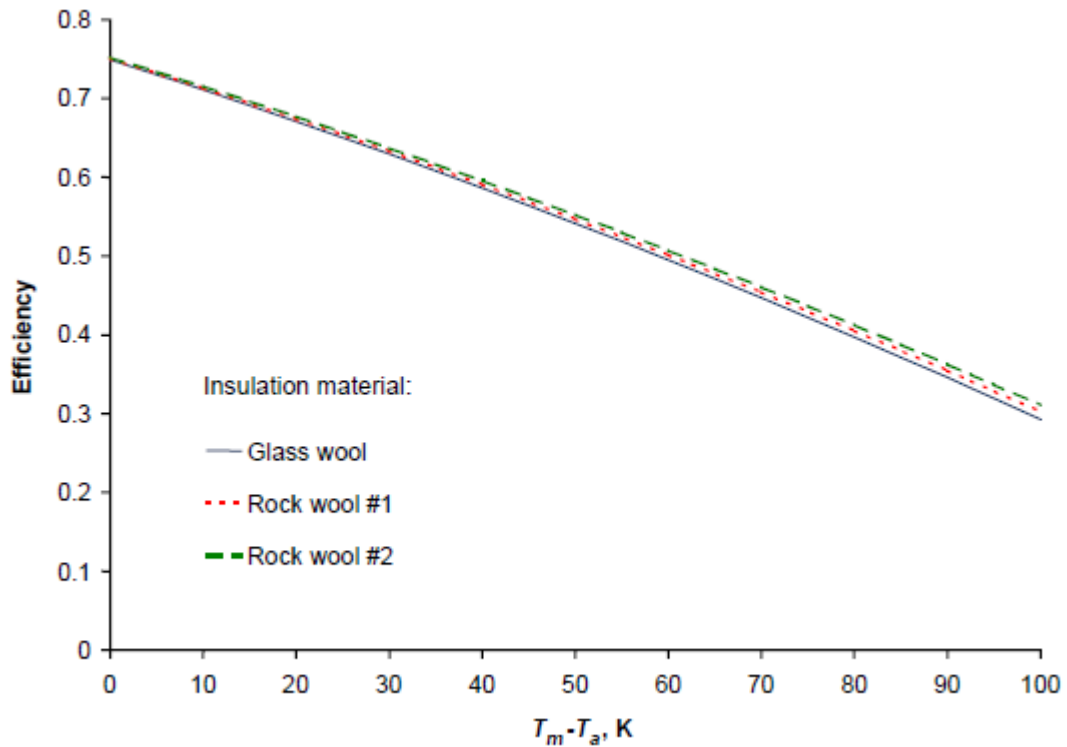


Figure 3-11 : Courbes de rendement d'un capteur solaire en fonction de son isolant pour un ensoleillement de 800 W/m^2 [57].

Ce défaut a été détecté par de Keizer [88] seulement pour un défaut très prononcé (augmentation minimale de a_1 de 50 %). Cela peut s'expliquer par le fait que la méthode de de Keizer [88] se base sur la comparaison entre simulations et mesures de production solaire à différentes échelles de temps. Or, Vejen *et al.* [57] ont démontré un faible impact du défaut sur la production annuelle. De plus, de Keizer [88] utilise une incertitude de l'ordre de 20 % sur la production d'énergie, ce qui pénalise d'autant la sensibilité de la détection. Kalogirou, Lalot *et al.* [90], [93] ont proposé une approche basée sur les réseaux de neurones. Ils ont testé de façon séparée la détection d'une diminution de F' et d'une augmentation de U_L . Leur méthode détecte un défaut pour une diminution de F' de 5 % et une augmentation de U_L de 40 %.

3.3.7 Défaut « déséquilibre »

Nous avons vu au chapitre 2 section 2.2.1.3 que les débits dans les différentes rangées de capteurs doivent être réglés de manière à obtenir la même température en sortie de chaque rangée. On appelle cela *l'équilibrage hydraulique*. En fait, quand on parle de répartition du débit, on peut s'intéresser à différentes échelles :

- Le *capteur solaire* : un capteur solaire comprend en effet un assemblage de tubes qui permet d'effectuer l'échange de chaleur avec la plaque absorbeur, uniformiser les débits dans chaque tube permet de maximiser cet échange ;
- Une *rangée de capteurs* : selon la façon dont les capteurs sont connectés entre eux (série ou série-parallèle cf Figure 2-12), leurs pertes de charges et le débit global dans la rangée, les débits traversant chaque capteur de la rangée peuvent différer ;
- Un *champ* : un champ est constitué de plusieurs rangées de capteurs connectées en parallèle. Ces rangées peuvent avoir des nombres de capteurs différents. On cherche à appliquer un débit dans chaque rangée qui permette d'obtenir une température identique en sortie de chacune d'elle [121].

Les deux premières échelles sont beaucoup plus étudiées que la troisième, qui est celle qui nous intéresse ici. Le déséquilibre hydraulique à l'échelle champ fait cependant l'objet de plus d'études que la plupart des autres défauts étudiés dans cette thèse. L'équilibrage hydraulique d'un champ solaire est une difficulté spécifique liée aux grands champs. Bava *et al.* [121] mentionnent d'ailleurs que ce problème devrait s'accroître avec l'installation de champs de plus en plus grands entraînant la mise en place de rangées de longueurs différentes à cause de la configuration des terrains ou des toits disponibles.

Le défaut d'équilibrage des débits entre les différentes rangées d'un champ solaire entraîne donc une répartition inégale des températures. Cette répartition inégale entraîne à son tour [122] :

- *une baisse de performance globale de l'installation*, la diminution du rendement des rangées trop peu irriguées n'étant pas totalement compensée par l'augmentation de la productivité des rangées soumises à un débit plus élevé ;
- *un risque de stagnation partielle* : un débit trop faible en certains points du champ peut entraîner un phénomène de stagnation partielle : le fluide contenu dans certains capteurs solaires s'évapore, entraînant un fonctionnement instable de l'installation et notamment une augmentation du déséquilibre hydraulique et un vieillissement accéléré du fluide caloporteur et du capteur solaire. L'eau additionnée de glycol supporte en effet mal la vaporisation. Avec le temps, le fluide s'acidifie, sa viscosité augmente et les pertes de charge augmentent. Dans certains cas de stagnation partielle importante, on peut également observer un blocage total du débit dans certaines rangées ce qui augmente d'autant plus la charge thermique sur les différents composants du capteur solaire et sur le fluide [123].

Il est donc nécessaire d'effectuer un équilibrage des débits au moins au moment de la mise en route des ISTGD. Cependant cette opération n'est pas toujours effectuée. Des vannes d'équilibrage sont généralement utilisées mais elles peuvent être défectueuses. Un fonctionnement en dehors des conditions nominales utilisées lors du réglage de ces vannes peut également entraîner un déséquilibre de fait [121]. Une autre grande classe de causes possibles concerne une obstruction totale ou partielle des tuyaux au cours du fonctionnement du champ. Elle peut être due par exemple à une mauvaise purge de l'installation au démarrage (opération qui finalise le remplissage du circuit hydraulique avec le fluide caloporteur et qui consiste à enlever les bulles d'air restantes) : des bulles peuvent se coincer en un point du champ et obstruer en partie un tuyau. On peut également constater des cas d'encrassement des tuyaux, soit à cause de l'utilisation d'eau dure qui entraîne avec le temps un entartrage des canalisations, soit à cause de la corrosion des tuyaux générant des particules dans le fluide. Ce défaut peut donc soit être présent dès le départ, soit apparaître au cours de la vie de l'installation. Il affecte en général plusieurs rangées, voire tout le champ.

La modélisation de la répartition des débits dans les différentes parties d'un circuit hydraulique est un problème relativement complexe et étudiée dans de nombreux domaines (refroidissement électronique, centrales nucléaires, réseaux de chaleur, etc.), d'autant que les trois échelles que nous avons présentées pour l'étude du déséquilibre sont interdépendantes. Par exemple, un débit plus faible dans une rangée peut accentuer les écarts de débits entre les capteurs de cette rangée [124]. Il faut donc, pour représenter correctement la répartition du débit dans le champ, tenir compte de ces trois échelles. La méthode utilisée pour calculer ces débits est souvent récursive [54], [125], [126] comme celle développée par Hardy Cross. Il y a également quelques méthodes non récursives [54], [122]. La modélisation de la stagnation d'un capteur solaire est également un challenge car le modèle doit gérer un fluide diphasique avec des changements de phase brusques et fréquents [123], [127]. Quelques auteurs ont cependant proposé une modélisation [128]. La modélisation du défaut d'équilibrage consiste généralement à modifier les paramètres des vannes hydrauliques du modèle ou directement les débits en entrée de chaque rangée [126].

La reproduction expérimentale du défaut ne pose pas de problématique particulière puisqu'il suffit de fermer ou d'ouvrir les vannes d'équilibrage des différentes rangées [34]. Arunachala *et al.* [129] ont analysé l'impact de l'encrassement d'un capteur solaire sur le débit qui le traverse. Le test a été effectué sur un seul tube de diamètre 12,5 mm : pour un encrassement d'une épaisseur de 3,7 mm, on observe une diminution du débit de 40 % et une diminution de rendement stationnaire de 4,76 %.

A l'échelle d'un capteur solaire, plusieurs auteurs ont montré qu'on observait une augmentation des performances du capteur avec le débit [130], [131]. Cette influence n'est cependant pas linéaire ([131], [132], voir Figure 3-12). Bava et Furbo [130] expliquent ce phénomène par le passage d'un régime laminaire à un régime turbulent dans les tuyaux du capteur. Une fois le régime turbulent mis en place, le coefficient d'échange entre le fluide et la paroi du tuyau est très peu sensible au débit. A contrario, la perte de charge continue d'augmenter avec le débit (voir Figure 3-12).

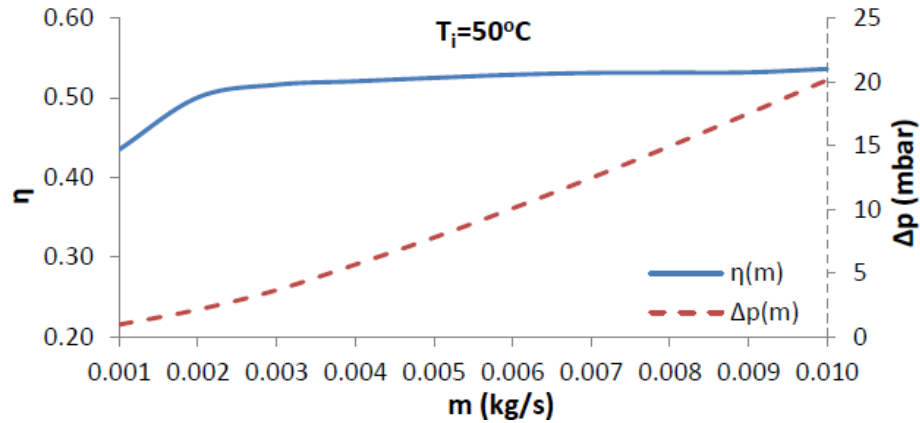


Figure 3-12 : Evolution du rendement et des pertes de charge du capteur solaire en fonction du débit qui le traverse pour une température d'entrée de 50°C, $G=1000 \text{ W/m}^2$ et $T_a=10^\circ\text{C}$ [132].

La norme VDI 6002 Part 1 [133] indique qu'un écart de débit inférieur ou égal à 10% est admissible dans chaque rangée, ce qui semble indiquer qu'un tel écart n'a pas une influence significative sur le comportement de l'installation. Les études de l'impact du déséquilibre hydraulique sur la performance globale de l'installation ont montré qu'il n'est pas significatif tant que le défaut n'est pas très important [55], [126]. Par exemple, Ratzmann [54] a montré que pour une division du débit par trois, on observe une diminution de la production de 7,6%. Une seule étude [56] montre une perte de performance importante liée à une diminution du débit, mais cette baisse ne faisait qu'aggraver un phénomène dû à une mauvaise conception des capteurs. L'influence du déséquilibre sur le risque de stagnation partielle n'a pas, à notre connaissance, été étudié précisément, bien qu'il soit connu. En ce qui concerne l'effet des causes d'un déséquilibre sur sa sévérité, Lydon *et al.* [125] et Ratzmann [54] ont montré que l'absence de vannes d'équilibrage entraîne des baisses de performances visibles pour des rangées comprenant de nombreux capteurs montés en parallèles (supérieur à 10 pour Lydon *et al.* et à 15 pour Ratzmann). En outre, le déséquilibre engendré par un fonctionnement en dehors des conditions nominales utilisées pour régler les vannes d'équilibrage n'est jamais supérieur à 10%. Son effet peut donc être négligé [121].

Les auteurs du projet InSun [34] ont testé avec succès la méthode spectrale sur la détection d'un déséquilibre hydraulique provoqué en fermant partiellement les vannes d'équilibrage de certains sous-champs de l'installation suivie. Ils estiment que cette méthode pourrait également permettre une localisation du défaut.

3.3.8 Défaut « pertes thermiques canalisations »

Nous parlons ici des canalisations qui relient les différentes rangées entre elles, ainsi que le champ solaire à l'échangeur de chaleur primaire. Les longueurs en jeu peuvent être assez importantes en fonction des contraintes d'implantation. Ces canalisations sont bien entendues isolées, pour limiter les pertes thermiques. L'isolant est généralement recouvert d'un revêtement en acier pour éviter les agressions extérieures. Une mauvaise installation de ce revêtement ou une corrosion du métal peut entraîner des infiltrations d'eau [11]. Des zones non protégées peuvent se dégrader à cause des UV (Figure 3-13) ou des oiseaux, qui viennent picorer l'isolant [11], [44]. On constate également parfois que l'épaisseur d'isolant choisie lors de la conception du système est trop faible. Ce défaut peut être présent à la mise en route de l'installation ou apparaître progressivement en fonction de la cause impliquée. De même, il peut affecter l'ensemble des canalisations ou seulement des portions isolées.

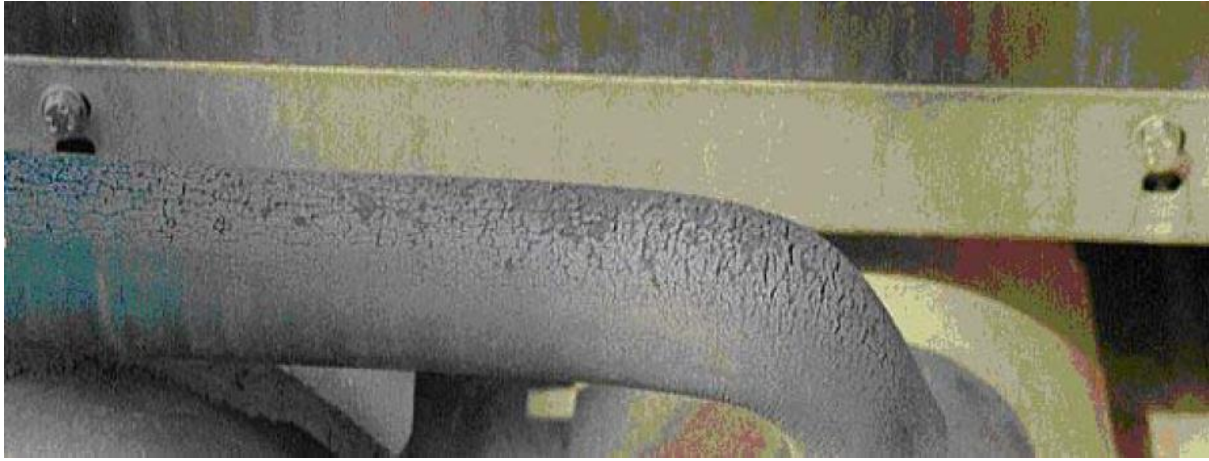


Figure 3-13 : Isolant dégradé par les UVs [44].

Ce défaut a été reproduit expérimentalement par Grossenbacher [33] qui a enlevé une partie de l'isolant des conduites. Sa modélisation consiste en une augmentation du coefficient de pertes thermiques des tuyaux solaires [88], [90].

Grossenbacher [33] n'est pas parvenu à détecter ce défaut à l'aide de la méthode spectrale qu'il a développée. Kalogirou *et al.* [90] y sont parvenus à l'aide de leur approche par apprentissage. Ils ont détecté un dysfonctionnement pour une augmentation du coefficient de pertes des tuyaux de 10 %.

3.4 Bilan sur l'état de l'art et les études préliminaires

Ce chapitre nous a permis de présenter une étude systématique des défauts affectant les ISTGD. Nous avons effectué une AMDEC et l'avons complétée à l'aide d'informations récoltées à l'aide d'un sondage auprès d'experts européens. Nous avons ensuite présenté et analysé les résultats en se concentrant sur la typologie des causes et les modes de défaillance les plus critiques. Nous avons notamment montré qu'au moment de la mise en service, quasiment la moitié des causes des modes de défaillance possibles pouvaient avoir déjà eu lieu. En conséquence, une méthode de détection et diagnostic appliquée à ce système ne peut pas supposer que l'installation fonctionne bien dès le début de son suivi. En particulier, les méthodes basées sur l'historique du processus (chapitre 2 section 2.4.5) ne sont donc pas appropriées pour détecter ces défauts. Nous avons également mis en lumière que, bien que la majorité des modes de défaillance soient assez rares, leur impact sur la production et la dégradation du système est en général important. Une détection et un diagnostic de ces problèmes semblent donc importants. Nous avons montré qu'en particulier trois sous-systèmes étaient particulièrement sujets aux dysfonctionnements : la régulation, le transport primaire et la captation solaire.

Les défauts liés à la régulation étant assez bien détectés et diagnostiqués par les méthodes actuelles, nous avons fait le choix, dans une deuxième partie, de sélectionner les défauts les plus critiques affectant le transport primaire et la captation solaire, soit :

- Une défaillance de la couverture transparente des capteurs solaires,
- L'opacification des capteurs solaires,
- La dégradation du traitement sélectif de l'absorbeur des capteurs solaires,
- La dégradation de l'isolant des capteurs solaires,
- Le déséquilibre hydraulique,
- Les pertes thermiques excessives des canalisations.

Nous avons décrit chacun des défauts étudiés et présenté un état de l'art sur les études que l'on peut trouver actuellement à leur sujet. Cet état de l'art a mis en lumière les lacunes suivantes :

- Pas de modèles de défauts validés à l'aide de mesures disponibles sauf pour le déséquilibre hydraulique : en particulier les modèles de capteur solaires utilisés sont basés sur des modèles de régression, et il n'est pas certain que ces modèles soient toujours valables en dehors des conditions normales de fonctionnement.

- Peu d'études de l'effet des différents défauts étudiés sur le comportement du système complet.
- Les méthodes qui ont été validées sur ces défauts ont été généralement capables de les détecter. En revanche, aucun test de diagnostic n'a été effectué, que ce soit pour l'isolation des défauts ou leur localisation sur le champ solaire.

Dans la suite de cette thèse, nous nous proposons de combler ces lacunes pour les défauts critiques sélectionnés dans ce chapitre. Pour ce faire, il est nécessaire de disposer de données de fonctionnement de systèmes normaux et défaillants. Ces données peuvent provenir de campagnes expérimentales ou de simulations numériques. Cependant, obtenir les données d'un système défaillant de façon expérimentale n'est en général pas possible ou limité à un défaut spécifique et à un système particulier. D'un autre côté, les résultats générés à l'aide de modèles numériques doivent être réalistes. Pour répondre à ce double enjeu, nous nous proposons de travailler avec des modèles validés expérimentalement à la fois en fonctionnement normal et défaillant.

La contribution principale de ce travail de thèse est donc de caractériser par la simulation les effets des défauts les plus critiques sur le fonctionnement d'une installation solaire de grande dimension, afin d'en déduire les possibilités de détection et diagnostic de défaut.

La méthode proposée pour y parvenir se résume de la façon suivante :

1. **Développement d'un modèle du système étudié** afin de faciliter et d'améliorer la modélisation de ces défauts. Une attention particulière est portée sur le capteur solaire, qui concentre une grande partie des défauts sélectionnés. Ces modèles sont validés en fonctionnement normal et défaillant à l'aide de données expérimentales.
2. **Simulation du comportement du système étudié** à l'aide des modèles développés, en fonctionnement normal et défaillant. Pour chaque défaut, plusieurs simulations permettent de faire varier la sévérité du défaut, le nombre de composants impactés ainsi que leurs localisations. Un ensemble de grandeurs est également défini afin de représenter le comportement du système et de pouvoir comparer les résultats des différentes simulations.
3. **Déduction des possibilités de détection et de diagnostic** des défauts étudiés. L'étude de la façon dont chaque défaut affecte les variables observées du système permet également de donner des indications quant à l'algorithme à développer pour le détecter et le diagnostiquer.

Le prochain chapitre traite de la modélisation du système étudié. Les modèles développés ainsi que leur validation à l'aide de données expérimentales sont présentés. En particulier, un nouveau modèle de capteur solaire, permettant de modéliser plus facilement et plus précisément les défauts est décrit.

La simulation et l'analyse des possibilités de détection et diagnostic des défauts feront l'objet du chapitre 5. Ainsi nous pourrions proposer des pistes pour la mise en place d'algorithmes automatisés permettant cette détection et ce diagnostic.

4 Modélisation d'une ISTGD et validation expérimentale en fonctionnement normal et défaillant

4.1	Introduction.....	59
4.2	Modélisation du capteur solaire plan	60
4.2.1	Etat de l'art sur la modélisation physique des capteurs solaires plans.....	60
4.2.2	Description générale du modèle développé	61
4.2.3	Echanges thermiques	64
4.2.3.1	Rayonnement	66
	Rayonnement solaire	66
	Rayonnement infra-rouge	69
4.2.3.2	Convection et conduction	71
4.2.3.3	Résumé des hypothèses de travail	73
4.2.4	Hydraulique	64
4.2.4.1	Pertes de charge.....	64
4.2.4.2	Gestion des différentes configurations hydrauliques	65
4.2.5	Discrétisation de l'absorbeur le long de l'ailette	73
4.2.6	Discrétisation le long du fluide	76
4.3	Modélisation du système complet.....	77
4.3.1	Système modélisé.....	77
4.3.2	Composants.....	79
4.3.3	Principe d'assemblage.....	80
4.4	Modélisation des défauts.....	81
4.4.1	Défaut « défaillance couverture ».....	82

4.4.2	Défaut « opacification ».....	83
4.4.3	Défaut « dégradation absorptance absorbeur »	83
4.4.4	Défaut « dégradation émissivité absorbeur »	83
4.4.5	Défaut « dégradation isolant »	84
4.4.6	Défaut « déséquilibre ».....	84
4.4.7	Défaut « pertes thermiques canalisations ».....	85
4.5	Validation expérimentale du modèle de capteur solaire plan en fonctionnement normal et défaillant	85
4.5.1	Dispositif expérimental.....	85
4.5.2	Essais réalisés.....	87
4.5.2.1	Capteur solaire testé.....	88
4.5.2.2	Protocole d'essai.....	89
4.5.2.3	Liste des essais effectués	89
4.5.3	Résultats de validation	91
4.5.3.1	Fonctionnement normal	91
4.5.3.2	Défaut « opacification ».....	93
4.5.3.3	Défaut « défaillance couverture »	95
4.5.3.4	Défaut « dégradation isolant »	98
4.5.3.5	Défaut « déséquilibre ».....	99
4.5.3.6	Bilan de la validation.....	101
4.6	Bilan sur la modélisation et la validation expérimentale	101

4.1 Introduction

L'état de l'art du chapitre précédent a notamment montré qu'il n'existait pas à ce jour de modélisation fine des défauts étudiés. Les quelques modèles développés ne sont en outre pas validés à l'aide de données expérimentales. Ce point est pourtant primordial pour connaître les limites du modèle et justifier la validité des données générées grâce à lui. Ce chapitre présente donc un modèle du système solaire thermique de grande dimension en fonctionnement normal et défaillant ainsi que sa validation.

Les défauts étudiés concernant les sous-systèmes captation solaire et circuit de transport primaire, les limites du système modélisé peuvent être redéfinies pour simplifier l'étude par rapport à celui proposé au chapitre 2 Figure 2-14 : Description des sous-systèmes.. Le nouveau système est présenté en Figure 4-1. Il comprend les sous-systèmes captation solaire et transport primaire, ainsi que l'échangeur de chaleur primaire et la régulation afin de reproduire un comportement réaliste. Par rapport au système présenté au chapitre 2, le stockage, le transport secondaire et l'échangeur de chaleur secondaire ont été supprimés. Notez que cette nouvelle configuration correspond à de nombreux champs solaires de grande dimension réels, les sous-systèmes supprimés étant optionnels.

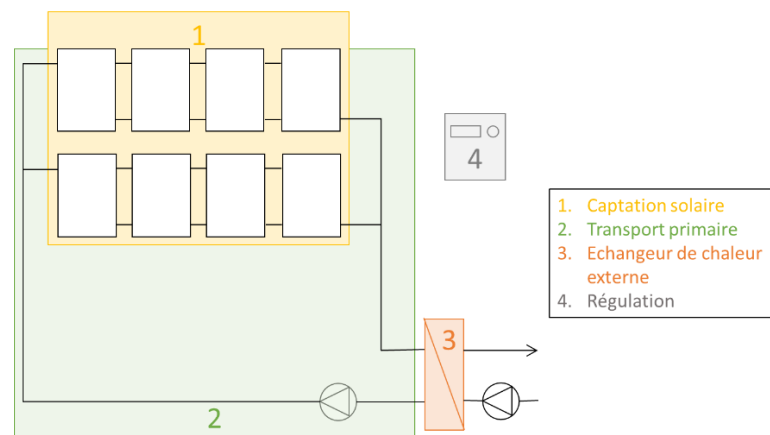


Figure 4-1 : Définition du système étudié dans la suite de la thèse.

Le capteur solaire est un élément-clé de ce système, il est d'ailleurs directement affecté par quatre des six défauts étudiés. Or nous avons montré au chapitre 3 section 3.3 que les modèles de capteurs solaires couramment utilisés ne permettaient pas une modélisation aisée et précise des différents défauts. Nous proposons donc ici un nouveau modèle basé sur des lois physiques et paramétrable à l'aide des grandeurs géométriques et des propriétés des matériaux du capteur solaire. Ce modèle est validé en fonctionnement normal et défaillant à l'aide de données expérimentales.

L'approche modulaire est couramment utilisée pour modéliser de façon dynamique les systèmes solaires thermiques car elle permet de représenter simplement et rapidement une installation spécifique à l'aide de modules réutilisables et autonomes [22]. La plupart des auteurs utilisent à cette fin TRNSYS, un logiciel dédié à la simulation des systèmes thermiques [134]. Cet outil a cependant le défaut de ne pas modéliser l'hydraulique. D'autres auteurs utilisent Matlab, couplé à TRNSYS [135] ou seul [136], pour pallier à ce problème. Nous avons fait le choix d'effectuer la modélisation entièrement en Modelica, un langage de modélisation open-source, acausal et orienté objet. La première propriété permet une implémentation simple d'équations physiques. L'orientation objet facilite la réutilisation du code ainsi qu'une approche modulaire. Le langage permet, de façon native, de modéliser des systèmes multi-physiques (et notamment thermo-hydrauliques). Modelica est structuré en bibliothèques ce qui facilite les échanges et l'implémentation de nouveaux modèles. Dans le cadre de ce travail, trois bibliothèques sont utilisées :

- *Standard* : la bibliothèque standard fournie avec Modelica qui propose les composants de bases pour représenter la plupart des phénomènes thermo-hydrauliques ;
- *Buildings* : une bibliothèque open-source développée à l'Université de Berkeley qui permet de modéliser des systèmes de chauffage, ventilation et climatisation ainsi que des bâtiments [137] ;
- *DistrictHeating* : une librairie développée au sein du laboratoire et qui comprend des composants permettant de simuler des réseaux de chaleurs, de la production d'énergie à la consommation finale [138].

La première partie de ce chapitre est dédiée à la présentation du nouveau modèle de capteur solaire plan développé pour cette étude. Dans une seconde partie, le modèle du système complet est décrit. La troisième partie traite de la modélisation des défauts étudiés. La validation expérimentale des différents modèles de capteurs solaires (en fonctionnement normal et défaillant) obtenus est finalement décrite dans une dernière partie.

4.2 Modélisation du capteur solaire plan

Le capteur solaire thermique est l'élément central d'une installation solaire puisqu'il s'agit du composant qui transforme le rayonnement solaire en chaleur et la transmet au fluide caloporteur. Parmi les défauts étudiés, ceux affectant le capteur solaire sont nombreux. Il convient donc de porter une attention particulière à la modélisation de ce composant. Parmi les différentes classes de modèles présentées au chapitre 3 section 3.3.1, les *modèles discrétisés* semblent être les plus appropriés pour le cas d'application présent, à savoir simuler le comportement dynamique d'un capteur solaire soumis ou non à un défaut. Ils présentent en effet le meilleur compromis précision/temps de calcul. Le modèle de capteur solaire thermique doit permettre une modélisation simple et précise des défauts pouvant affecter ce composant. Nous avons donc fait le choix d'un paramétrage à l'aide de données physiques et de grandeurs mesurables (géométrie). Comme évoqué à la section 3.4 du chapitre 3, ce point constitue une différence majeure par rapport aux précédents travaux cherchant à modéliser les défauts d'un capteur et analyser son impact sur une installation complète [27], [88], [93], lesquels utilisent les coefficients de performance obtenus à l'aide des normes ISO 9806:2013 [15] ou ASHRAE/ANSI 93-2010 [113].

Dans la suite de cette section, nous présentons tout d'abord un état de l'art sur les modèles physiques de capteurs solaires plans. Nous décrivons ensuite d'une manière globale le modèle développé avant d'apporter des précisions sur différents éléments du modèle :

- La partie hydraulique du modèle (section 4.2.3)
- Le calcul des différents échanges thermiques (section 4.2.4)
- La prise en compte de l'effet d'ailette via une discrétisation de l'absorbeur (section 4.2.5)
- La discrétisation le long du fluide et notamment le choix du nombre de nœuds (section 4.2.6)

4.2.1 Etat de l'art sur la modélisation physique des capteurs solaires plans

Nous avons vu au chapitre 3 section 3.3.1 que les modèles discrétisés sont des modèles possédant un ou plusieurs nœuds thermiques affublés de constantes localisées dont des capacités thermiques. Ces nœuds sont en outre discrétisés le long du fluide pour mieux estimer le comportement dynamique du capteur solaire. Une discrétisation 2D peut également être mise en place pour améliorer la précision du modèle par une meilleure représentation de la géométrie de l'absorbeur et donc de la distribution de sa température [112].

Plusieurs auteurs ont proposé de tels modèles. Janjai *et al.* [139] ont mis en place une modélisation d'un prototype de capteur solaire de grande taille en matière plastique. Il s'agit d'un modèle 4 nœuds dont certains ne comportent pas de capacités thermiques. Le modèle est validé avec succès à l'aide de données expérimentales. Matuska *et al.* [140], [141] ont développé un petit logiciel appelé Kolektor 2.2 qui permet de concevoir des capteurs solaires thermiques plans. Le logiciel calcule de façon détaillée les transferts thermiques entre les différentes parties du capteur solaire en régime permanent pour en déduire les courbes de performances normatives. Sept nœuds thermiques sont différenciés et les choix de corrélations empiriques sont justifiés à l'aide d'un état de l'art détaillé. L'effet d'ailette dans l'absorbeur est pris en compte à l'aide du coefficient du rendement de l'ailette F . Une validation expérimentale est également décrite. Zima et Dziwka [142] proposent un modèle 5xN nœuds qui ne prend pas en compte l'effet d'ailette dans l'absorbeur. Un soin particulier est apporté au choix du nombre de nœuds dans le sens du fluide et les auteurs choisissent un nombre assez élevé (96) pour obtenir une bonne précision du modèle. La validation du modèle montre qu'effectivement il reproduit très bien le comportement d'un capteur solaire aussi bien en stationnaire qu'en dynamique. Dans le but d'effectuer une analyse énergétique et exergétique d'un capteur solaire en régime transitoire, Hamed *et al.* [131] proposent un modèle 4 nœuds (couverture transparente,

lame d'air, absorbeur et fluide caloporteur). Ils supposent une répartition uniforme du fluide dans le capteur solaire. Herrero Lopez *et al.* [143] ont développé deux modèles de capteurs sous Modelica pour étudier la régulation d'un champ solaire. Il s'agit d'un modèle simplifié type ISO 9806:2013 et d'un modèle détaillé comprenant 5 nœuds. Les résultats de simulation à l'aide des deux modèles sont comparés à des données expérimentales en régime transitoire. Le modèle détaillé est généralement plus précis que le modèle simplifié pour les cas testés. Kamiński et Krzyżyński [112] comparent la simulation d'un capteur solaire à l'aide de deux approches : un modèle discrétisé 3xN nœuds et une modélisation CFD. Dans le modèle discrétisé seuls l'absorbeur, le tube et le fluide sont représentés par des nœuds thermiques. L'absorbeur est discrétisé en 2D pour prendre en compte la répartition de la température dans le sens du fluide mais aussi de façon perpendiculaire au débit du fluide. Des données expérimentales court-terme et long-terme sont utilisées pour valider ces modèles. Elles démontrent que pour une optimisation géométrique du capteur, le modèle CFD est à privilégier mais que pour les autres cas, il vaut mieux utiliser le modèle discrétisé car il présente un meilleur compromis temps de calcul/précision.

Une des principales problématiques consiste en le choix des corrélations empiriques permettant de calculer les échanges thermiques entre les différents nœuds thermiques. Plusieurs auteurs ont proposé des résumés des différentes corrélations utilisables [111], [140], [144]. Dans le cas où plusieurs composants physiques sont regroupés dans un seul nœud thermique, la détermination des coefficients d'échanges peut s'avérer encore plus complexe car ce coefficient peut ne pas correspondre à un phénomène physique précis pour lequel il existe des formules ou des corrélations. Dans ce cas, les auteurs ont généralement recours à l'identification de ce paramètre à l'aide de mesures expérimentales ou proposent des valeurs typiques. Par exemple, le type 832 de TRNSYS qui modélise un capteur solaire dispose d'une version 2xN dans laquelle le coefficient de transfert thermique entre les deux nœuds (fluide et reste du capteur) doit être indiqué par l'utilisateur [145].

Il n'existe pas à notre connaissance d'étude utilisant un modèle détaillé de capteur solaire pour modéliser les défauts pouvant l'affecter. En outre, les bibliothèques et les dépôts librement accessibles ne proposent pas de modèle de capteur solaire thermique suffisamment discrétisé pour répondre aux critères de la présente étude. En effet, les modèles dynamiques disponibles sont des modèles possédant 1 ou 2 nœuds thermiques qui ne permettent pas un paramétrage à l'aide de données physiques et de grandeurs mesurables.

4.2.2 Description générale du modèle développé

Le modèle développé doit permettre de modéliser des capteurs solaires typiques des ISTGD. Nous avons vu au chapitre 2 (Figure 2-5) qu'il s'agit très souvent de capteurs plans. Ils peuvent comporter une ou deux vitres, ainsi qu'un film FEP. En plus de l'isolant en face arrière, leur conception peut inclure une isolation des côtés du caisson. Le modèle de capteur solaire présenté dans la suite de ce chapitre permet de modéliser ces différentes variantes. De plus, du fait que les capteurs plans pour les installations domestiques ont une construction très proche, ce modèle permet également de les simuler.

Le modèle développé est basé sur une représentation simplifiée d'un capteur solaire plan (voir Figure 4-2). Les éléments modélisés sont :

- la couverture transparente : qui peut être composée d'une ou deux vitres, ou d'une vitre et d'un film FEP ;
- l'absorbeur ;
- l'isolant en face arrière qui est regroupé avec la partie arrière du coffre ;
- les tuyaux ;
- le fluide caloporteur qui circule dans les tuyaux du capteur solaire.

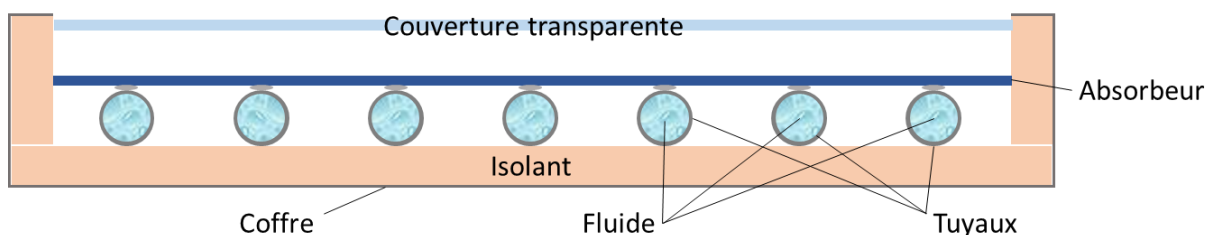


Figure 4-2 : Vue schématique en coupe d'un capteur solaire plan

L'absorbeur et les tuyaux ont fait l'objet d'un traitement particulier pour simplifier le modèle. Il existe deux principales configurations du parcours du tuyau sur l'arrière de l'absorbeur qui sont représentées sur les Figure 4-3.a et Figure 4-3.b. Pour éviter une modélisation 2D complexe, ces deux configurations sont assimilées à celle de la Figure 4-3.c. Le passage des configurations réelles à la modélisation se fait selon le découpage suivant les pointillés noirs. La modélisation finale conserve l'aire de l'absorbeur et la longueur totale de tuyau. La configuration choisie permet également de faire apparaître un axe de symétrie (ligne pointillée bleue) qui permet encore une simplification du modèle. Nous reviendrons plus spécifiquement sur la modélisation de l'absorbeur dans la section 4.2.5 suivante.

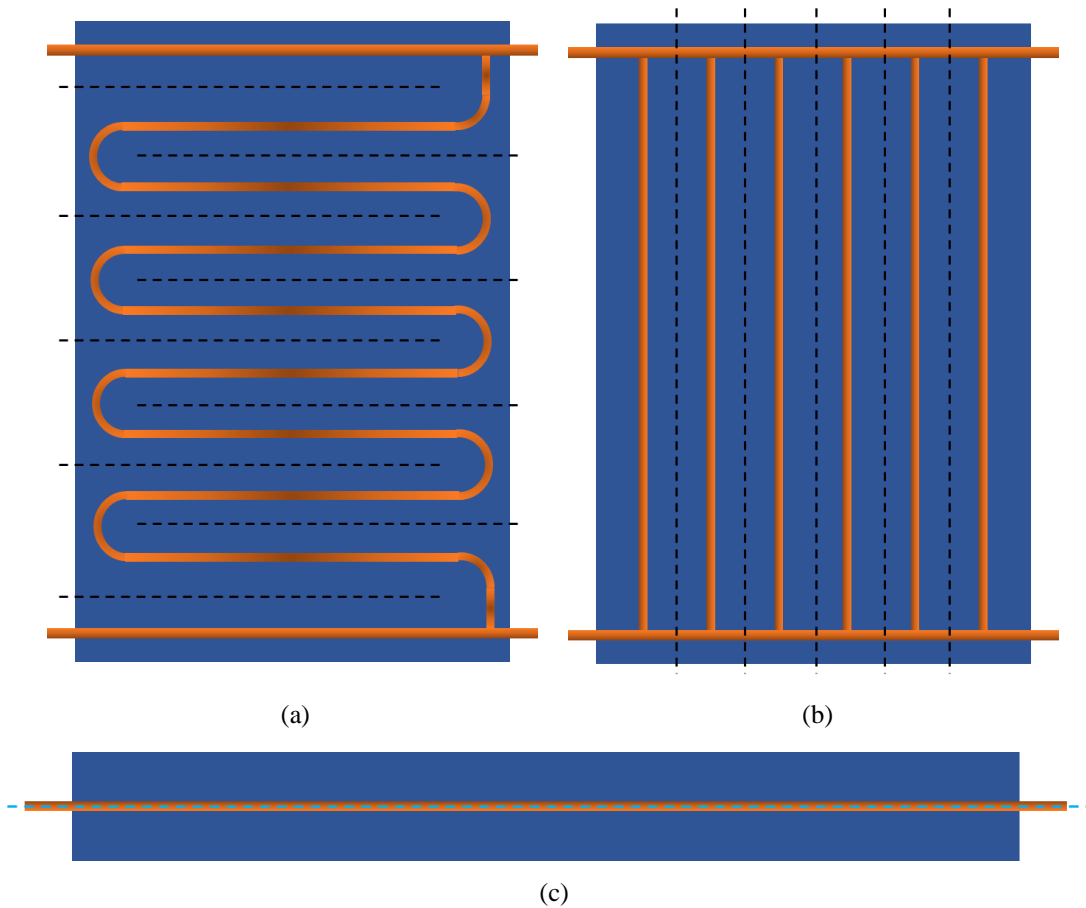


Figure 4-3 : Vue du dessous d'un absorbeur et des tuyaux arrangés selon une configuration (a) méandre, (b) échelle. Les traits pointillés noirs correspondent à la façon dont l'absorbeur est découpé pour être approximé par le schéma (c). Sur ce schéma, la ligne pointillée bleue correspond à l'axe de symétrie du modèle.

Chaque élément modélisé constitue un nœud thermique pourvu d'une capacité thermique et échangeant de la chaleur avec les nœuds voisins par convection, conduction et rayonnement infra-rouge. Certains nœuds sont également soumis au rayonnement solaire. Les Figure 4-4 et Figure 4-5 résument les différents échanges de chaleur pris en compte dans le modèle pour l'exemple d'un capteur solaire plan muni d'un film FEP. La liaison entre l'absorbeur et le tuyau est volontairement grossie sur ce schéma. Les capacités thermiques ne sont pas représentées dans un souci de clarté. Le composant modélisant l'isolant comporte deux nœuds thermiques, ceci afin de modéliser la conduction à travers l'épaisseur du matériau. Chacun des nœuds est alors affecté de la moitié de la capacité thermique totale de l'isolant réel. L'absorbeur est discrétisé dans le sens perpendiculaire à la circulation du fluide afin de prendre en compte l'effet d'ailette (voir à ce sujet la section 4.2.5 suivante).

La Figure 4-4 représente les échanges convectifs et conductifs, dont les différents coefficients de transferts thermiques sont calculés à l'aide des corrélations proposées par Matuska et Zmrhal [141]. Le détail des calculs est donné dans la section 4.2.3 suivante. Les échanges conductifs entre le tuyau et l'isolant en face arrière sont négligés. En effet, on suppose que le tuyau est simplement posé sur l'isolant : la surface d'échange est réduite. On néglige également les pertes thermiques par les bords du capteur ce qui se justifie en partie par le fait que ces bords sont isolés. Les pertes thermiques du tuyau vers la lame d'air sont également négligées.

Les deux dernières hypothèses ont été effectuées pour simplifier le modèle et ainsi limiter les temps de calcul, tout en conservant un comportement du capteur proche de la réalité, que ce soit en fonctionnement normal ou défaillant. La justification détaillée est donnée en Annexe D.

La Figure 4-5 résume les échanges par rayonnement pris en compte dans le modèle. Les propriétés des matériaux sont différentes selon les longueurs d'onde considérées. Nous avons donc fait le choix de couper le spectre des rayonnements en deux :

- longueurs d'ondes entre 280 nm et 3500 nm : spectre visible ou lié au rayonnement solaire ;
- longueurs d'ondes supérieures à 3500 nm : spectre du rayonnement infra-rouge.

On suppose les grandeurs optiques constantes sur chacun des spectres et on effectue un bilan thermique pour chacun. Le calcul des apports d'énergie par rayonnement solaire est présenté au début de la section 4.2.4.1. La partie rayonnements infra-rouge est ensuite traitée. Les échanges radiatifs entre l'absorbeur et l'isolant situé sur le côté du capteur solaire sont négligés car les facteurs de forme entre les deux composants sont faibles (voir Annexe E).

Pour faciliter l'implémentation du modèle, une approche modulaire est appliquée : chaque composant et son nœud thermique associé est représenté par un bloc réutilisable, de même que chaque échange de chaleur.

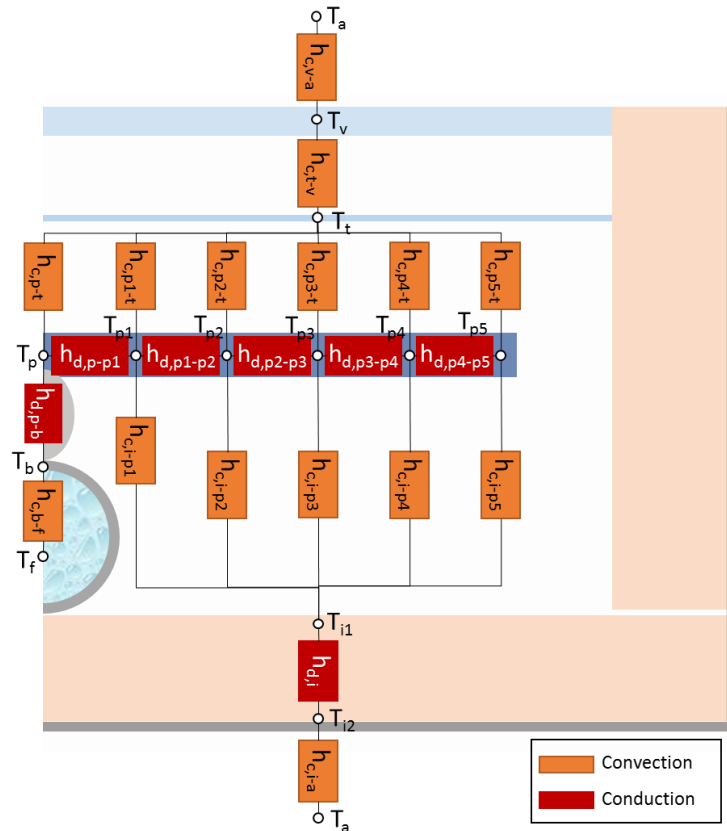


Figure 4-4 : Schéma thermique résistif équivalent des échanges convectifs et conductifs du modèle de capteur solaire plan, exemple d'un capteur muni d'un film FEP.

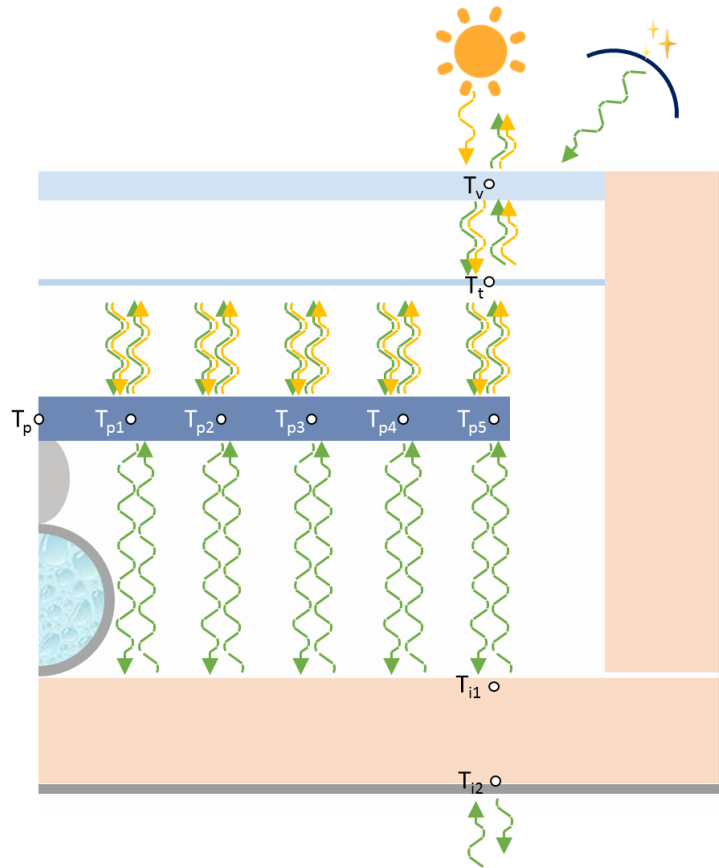


Figure 4-5 : Echanges par rayonnement entre les différentes parties du capteur solaire et son environnement, exemple d'un capteur muni d'un film FEP.

Le modèle final comporte environ 50 paramètres dans le cas d'un capteur double vitrage. Ces paramètres sont des grandeurs géométriques ou des propriétés thermiques et optiques des différents composants.

4.2.3 Hydraulique

Lors du développement du modèle de capteur solaire, l'accent a été mis sur la partie thermique car les défauts affectant le capteur solaire étudiés ont essentiellement un impact sur cette partie. Le défaut « déséquilibre » impliquant une étude de la répartition du débit entre rangées et non pas au sein d'un capteur solaire, il est suffisant d'avoir une bonne représentation du comportement hydraulique global du capteur. De plus, un modèle à la fois thermiquement et hydrauliquement précis pose généralement des problèmes de temps de calcul. Les pertes de charge sont tout de même prises en compte. De plus, les différentes configurations hydrauliques d'un capteur plan (voir Figure 4-3) ont été gérées dans le modèle de façon simple. Les sections qui suivent décrivent la partie du modèle dédiée à ces deux phénomènes.

4.2.3.1 Pertes de charge

Les pertes de charge dans un capteur solaire ont généralement une forme quadratique en fonction du débit le traversant (voir par exemple la Figure 4-6).

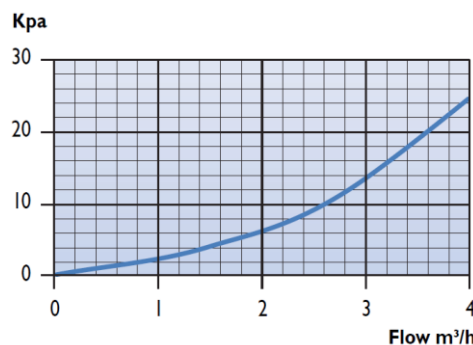


Figure 4-6 : Diagramme des pertes de charge en fonction du débit du capteur ARCON type HT-SA 28/10 donné par son fabricant [12].

On les modélise donc de la façon suivante :

$$\Delta p = K_1 \dot{m}^2 + K_2 \dot{m} \quad (4-1)$$

Les coefficients K_1 et K_2 sont obtenus à l'aide de deux points $(\dot{m}, \Delta p)$ donnés par l'utilisateur. Si un seul point est donné, on néglige le terme $K_2 \dot{m}$.

4.2.3.2 Gestion des différentes configurations hydrauliques

Nous avons vu au début de cette partie qu'il existe deux configurations du parcours du tuyau sur l'arrière de l'absorbeur : en méandre et en échelle (voir Figure 4-3). Le type de configuration influe sur les grandeurs utilisées pour le calcul du coefficient de transfert pour les échanges convectifs entre le tuyau et le fluide $h_{c,b-f}$. En effet, alors que dans le cas d'un méandre, on utilise la longueur totale de tuyau L_{tot} et le débit total arrivant dans le capteur \dot{m}_{tot} , le cas de la configuration échelle est différent. On calcule les propriétés décrivant les échanges en utilisant la longueur d'un des tuyaux parallèles $L_{parallèle}$ et le débit qui le traverse $\dot{m}_{parallèle} = \frac{\dot{m}_{tot}}{N_{parallèle}}$. On suppose ensuite que le capteur complet est composé de $N_{parallèle}$ tuyaux identiques et on utilise donc la surface totale d'échange entre tous les tuyaux et l'absorbeur pour calculer la puissance des échanges. La Figure 4-7 résume les grandeurs utilisées en fonction de la configuration. Deux propriétés sont en particulier affectées par ces changements :

- Le nombre de Reynolds qui dépend du débit traversant le tuyau ;
- La coordonnée longitudinale L^* utilisée pour le calcul du nombre de Nusselt en régime laminaire (équations (4-34) et (4-35)) qui prend en compte le nombre de Reynolds et la longueur totale du tuyau.

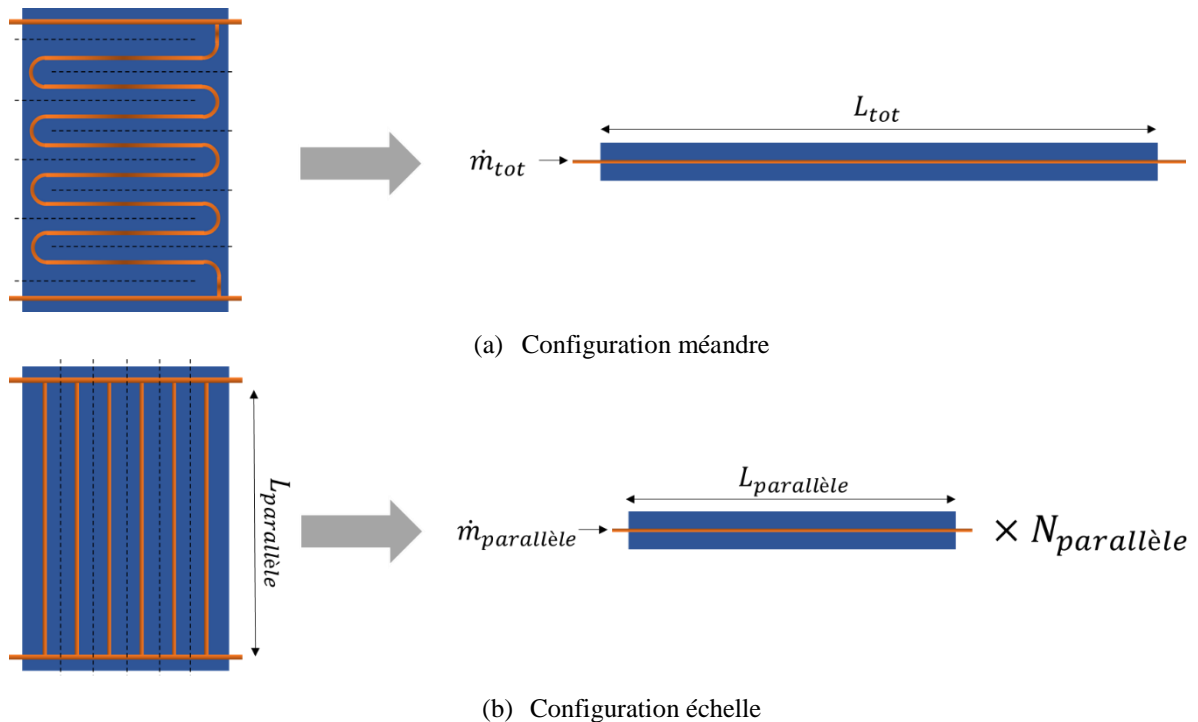


Figure 4-7 : Modélisation hydraulique des différentes configurations de capteur solaire : (a) méandre et (b) échelle.

Cette modélisation du capteur solaire suppose, dans le cas de la configuration échelle, une répartition uniforme du débit entre les différents tuyaux parallèles, ce qui n'est généralement pas le cas en réalité. La répartition du débit entre les différents tuyaux est liée aux pertes de pression à l'intérieur du capteur solaire, lesquelles sont dépendantes du débit total qui arrive dans le capteur solaire. On observera donc une répartition différente en fonction du débit nominal de l'installation. Il existe plusieurs travaux proposant des modèles de répartition du débit au sein d'un capteur solaire [152]–[154] mais ces modèles sont très dépendants de la technologie du capteur solaire (configuration, façon dont sont construites les échelles). On sait cependant qu'une mauvaise répartition peut entraîner une diminution du rendement importante : jusqu'à 15 % selon Chiou [155]. Néanmoins, cet auteur a considéré des répartitions de débit particulièrement mauvaises (jusqu'à ± 100 % de débit dans chaque tuyau parallèle) et des mesures plus récentes sur des

capteurs solaires typiques des grandes installations ont montré une bien meilleure répartition du débit, en particulier pour les températures et débits nominaux typiques d'une telle installation : $\pm 10\%$ pour un débit de $1,5\text{ m}^3/\text{h}$ et une température d'entrée de 70°C [154]. On peut donc s'attendre à un écart de rendement et donc une erreur de notre modèle bien moins importants.

4.2.4 Echanges thermiques

Cette section détaille le calcul des différents transferts thermiques du modèle représentés en Figure 4-4 et Figure 4-5, ainsi que les hypothèses utilisées pour le choix des formules. D'une manière générale, les propriétés des matériaux sont supposées constantes (indépendantes de la température, la pression...) et la température de chaque nœud thermique est considérée homogène sur tout le composant correspondant.

4.2.4.1 Rayonnement

La modélisation des transferts de chaleur par rayonnement entre composants se fait sous forme d'échanges de flux. Les différents flux sont calculés au sein de chaque composant à partir des flux reçus des autres composants. Les composants pour lesquels ces échanges sont modélisés sont tous assimilés à des plaques planes échangeant avec d'autres plaques planes parallèles. La Figure 4-8 schématise la modélisation des échanges par rayonnement pour un composant X : le modèle calcule donc $Q_{abs,x}$ le flux d'énergie absorbé par ce composant en Watts ainsi que $Q_{émis,x \rightarrow y}$ et $Q_{émis,x \rightarrow z}$ les flux d'énergie respectivement émis vers les composants Y et Z en Watts, en effectuant un bilan thermique sur chaque face à l'aide des flux d'énergie émis par ses voisins $Q_{émis,y \rightarrow x}$ et $Q_{émis,z \rightarrow x}$ en Watts et de ses propriétés optiques. Les flux dus au rayonnement solaire et au rayonnement infra-rouge sont calculés séparément. Le détail de ces calculs est donné dans les sections qui suivent.

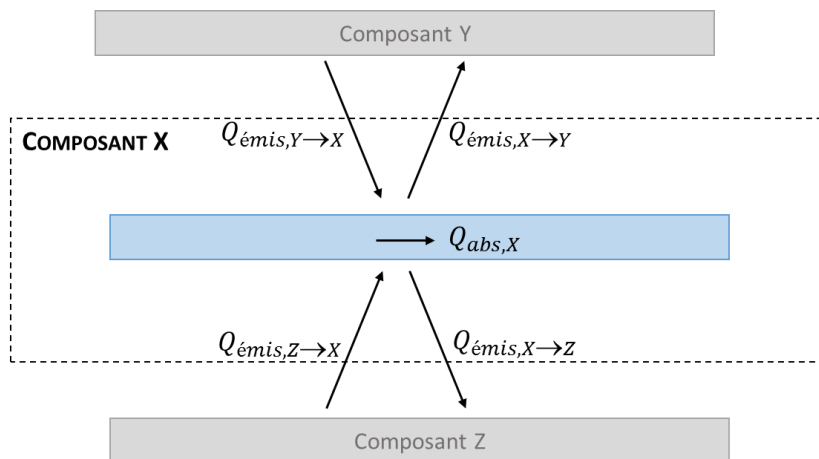


Figure 4-8 : Flux de chaleur par rayonnement du point de vue du composant X.

Rayonnement solaire

La Figure 4-9 présente les échanges par rayonnement solaire modélisés ainsi que les dénominations des différents flux. Sur la base des travaux de Duffie and Beckmann [111], la plupart des modèles actuels traitent le rayonnement solaire du point de vue de l'absorbeur. Le but est de calculer directement le rayonnement S absorbé par l'absorbeur en W/m^2 . Cette approche a l'inconvénient de négliger le rayonnement solaire absorbé par le ou les surfaces transparentes. De plus, elle se prête difficilement à une approche modulaire de la modélisation du capteur solaire puisque l'ajout d'une deuxième vitre implique le calcul des propriétés optiques globales de l'ensemble de la couverture transparente.

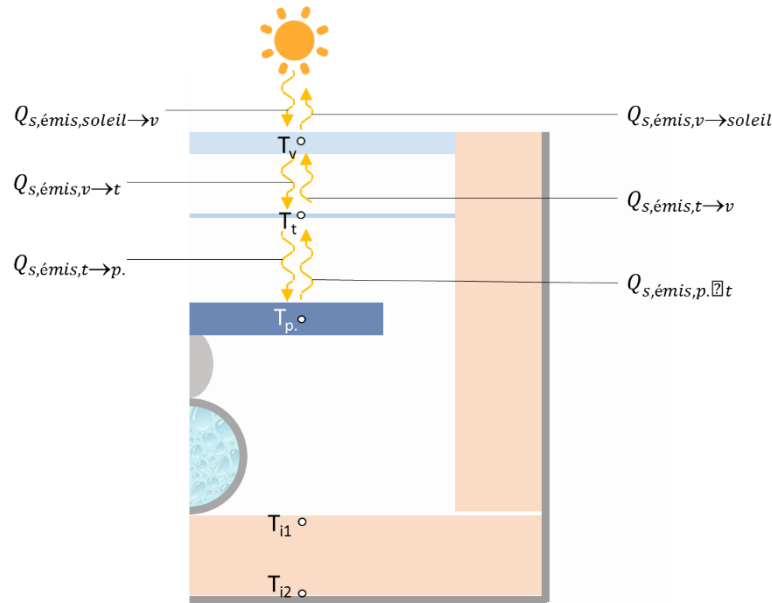


Figure 4-9 : Les différents échanges par rayonnement solaire modélisés.

Nous avons donc fait le choix d'implémenter ces équations sous une forme différente : le bilan des échanges liés au rayonnement solaire est fait au niveau de chaque composant (absorbeur, vitrage(s), film FEP). Du point de vue d'un composant, des flux sont reçus sur les différentes faces à partir desquels on peut calculer les flux absorbés et émis à l'aide de ses propriétés optiques (Figure 4-8). Les propriétés optiques utilisées sont :

- La transmittance τ : un nombre adimensionnel compris entre 0 et 1 et qui représente la portion de rayonnement solaire qui traverse une surface. Cette propriété est généralement dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement θ .
- L'absorptance α : un nombre adimensionnel compris entre 0 et 1 et qui représente la portion de rayonnement solaire qui est absorbé par une surface. Cette propriété est généralement dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement θ .
- La réflectance ρ : un nombre adimensionnel compris entre 0 et 1 et qui représente la portion de rayonnement solaire qui est réfléchi par une surface. Cette propriété est généralement dépendante de l'angle d'incidence du rayonnement θ .

Pour un élément donné, on vérifie toujours la relation suivante :

$$\tau + \alpha + \rho = 1 \quad (4-2)$$

La répartition d'un rayonnement solaire incident est résumé sur la Figure 4-10.

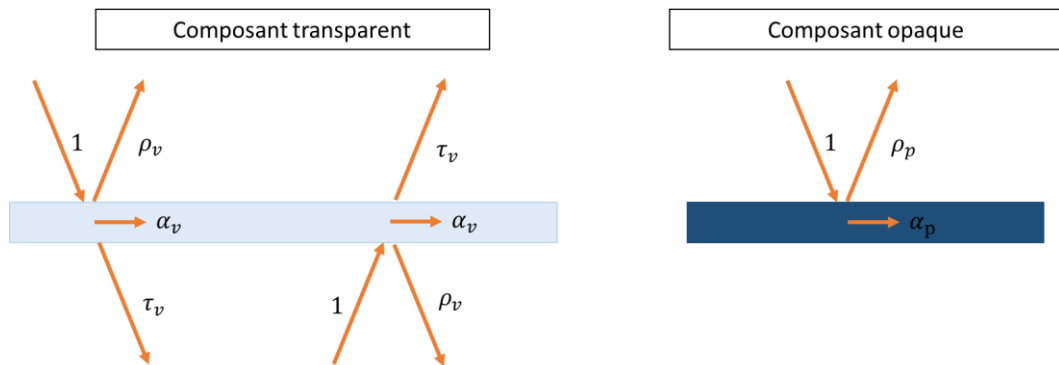


Figure 4-10 : Répartition du rayonnement solaire incident lors de son interférence avec un composant transparent et un composant opaque.

En outre, le rayonnement incident G en W/m^2 est divisé en rayonnements direct I_{dir} , diffus I_{dif} et réfléchi par le sol $\rho_g I_g$. Les valeurs des propriétés optiques utilisées pour gérer ces deux types de rayonnement sont généralement différentes car les angles d'incidence θ sont différents. Le rayonnement direct est la part de

rayonnement qui provient directement du soleil, sans avoir subi de déviations dans l'atmosphère : son angle d'incidence est l'angle entre la surface et le soleil. Le rayonnement diffus est la part de rayonnement qui a subi des déviations de trajectoires dans l'atmosphère : il vient de plusieurs endroits à la fois et il est donc difficile d'estimer un angle d'incidence général. De même pour le rayonnement réfléchi par le sol, qui a pu être réfléchi dans plusieurs directions différentes. Dans ce travail, nous utiliserons une hypothèse généralement retenue pour la modélisation des capteurs solaires plans : nous supposons que la combinaison du rayonnement diffus et réfléchi par le sol est isotropique, c'est-à-dire que la valeur de la somme de ces composantes du rayonnement solaire est indépendante de l'angle d'incidence. Les propriétés optiques qui dépendent de l'angle d'incidence sont donc données de la manière suivante :

- la valeur de la propriété en fonction de l'angle d'incidence pour le rayonnement direct,
- une valeur fixe, indépendante de l'angle d'incidence, pour le reste du rayonnement.

Le rayonnement solaire reçu par le capteur solaire est :

$$Q_{s,émis,soleil \rightarrow v} = G A_p \quad (4-3)$$

Où A_p est la surface d'ouverture du capteur solaire en m^2 , c'est-à-dire la surface transparente du capteur solaire, qui voit le Soleil.

Pour le vitrage, les équations sont les suivantes :

$$Q_{s,émis,v \rightarrow soleil} = \rho_v(\theta) Q_{s,émis,soleil \rightarrow v} + \tau_v(\theta) Q_{s,émis,t \rightarrow v} \quad (4-4)$$

$$Q_{s,abs,v} = \alpha_v (Q_{s,émis,soleil \rightarrow v} + Q_{s,émis,t \rightarrow v}) \quad (4-5)$$

$$Q_{s,émis,v \rightarrow t} = \rho_v(\theta) Q_{s,émis,t \rightarrow v} + \tau_v(\theta) Q_{s,émis,soleil \rightarrow v} \quad (4-6)$$

Avec

- $\tau_v(\theta)$ la transmittance globale, calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$\tau_v(\theta) = p_{dir} \tau_{v,dir}(\theta) + (1 - p_{dir}) \tau_{v,dif} \quad (4-7)$$

avec $p_{dir} = \frac{I_{dir}}{G}$ la proportion de rayonnement direct dans le rayonnement global incident

- α_v supposé indépendant de l'angle d'incidence θ ,
- $\rho_v(\theta) = 1 - \tau_v(\theta) - \alpha_v$.

Pour le film FEP, les équations sont les suivantes :

$$Q_{s,émis,t \rightarrow v} = \rho_t(\theta) Q_{s,émis,v \rightarrow t} + \tau_t(\theta) Q_{s,émis,p \rightarrow t} \quad (4-8)$$

$$Q_{s,abs,t} = \alpha_t (Q_{s,émis,v \rightarrow t} + Q_{s,émis,p \rightarrow t}) \quad (4-9)$$

$$Q_{s,émis,t \rightarrow p} = \rho_t(\theta) Q_{s,émis,v \rightarrow t} + \tau_t(\theta) Q_{s,émis,p \rightarrow t} \quad (4-10)$$

Avec la même façon de calculer les propriétés optiques que pour le vitrage.

L'absorbeur est opaque au rayonnement solaire donc il ne réémet pas de rayonnement en face arrière. Les équations sont les suivantes :

$$Q_{s,émis,p \rightarrow t} = \rho_p(\theta) Q_{s,émis,t \rightarrow p} \quad (4-11)$$

$$Q_{s,abs,p} = \alpha_p(\theta) Q_{s,émis,t \rightarrow p} \quad (4-12)$$

Avec

- $\alpha_p(\theta)$ l'absorptance globale, calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$\alpha_p(\theta) = p_{dir} \alpha_{p,dir}(\theta) + (1 - p_{dir}) \alpha_{p,dif} \quad (4-13)$$

- $\rho_p(\theta) = 1 - \alpha_p(\theta)$.

Cette approche a l'inconvénient de nécessiter les propriétés optiques des différents composants en fonction de l'angle d'incidence du rayonnement solaire. Or ces données sont souvent difficilement accessibles comme nous le verrons lors de la validation du modèle.

Rayonnement infra-rouge

On suppose que chaque surface est isotherme et émet un rayonnement radiatif de façon uniforme. Une surface X de type corps gris, opaque aux infra-rouges et diffus à la température T_X émet un rayonnement infra-rouge selon la loi de Stefan-Boltzmann :

$$E_X = \epsilon_X \sigma T_X^4 \quad (4-14)$$

où E_X est l'exittance énergétique de la surface X en W/m^2 , ϵ_X l'émissivité hémisphérique de cette surface sans unité, σ la constante de Stefan-Boltzmann en $W/(m^2.K^4)$ et T_X la température de la surface X en Kelvins.

La radiosité J_X de la surface X en W/m^2 est l'ensemble de l'énergie radiative qui quitte cette surface. Elle comprend l'exittance énergétique E_X et la portion de rayonnement reçu G_X qui est réfléchi par cette surface :

$$J_X = E_X + \rho_{IR,X} G_X = E_X + (1 - \epsilon_X) G_X \quad (4-15)$$

où E_X est l'exittance énergétique de la surface X en W/m^2 , $\rho_{IR,X}$ la réflectance infra-rouge de la surface X qui vaut $\rho_{IR,X} = 1 - \epsilon_X$ d'après la loi de rayonnement de Kirchhoff, ϵ_X l'émissivité de cette surface sans unité, G_X le rayonnement reçu en W/m^2 et T_X la température de la surface X en Kelvins.

Entre deux surfaces X et Y, on a donc :

$$Q_{i,émis,X-Y} = A_X J_X F_{XY} = [A_X \epsilon_X \sigma T_X^4 + A_X (1 - \epsilon_X) G_{YX}] F_{XY} \quad (4-16)$$

avec A_X l'aire de la surface X en m^2 et G_{YX} le rayonnement émis par la surface Y et reçu par la surface X en W/m^2 . Le facteur de forme F_{XY} , sans dimension, est défini comme la fraction du rayonnement quittant la surface Y qui est interceptée par la surface X.

On détermine G_{YX} le rayonnement émis par la surface Y et reçu par la surface X à l'aide de la relation suivante :

$$A_X G_{YX} = F_{YX} A_Y J_Y = F_{YX} Q_{i,émis,Y-X} \quad (4-17)$$

On suppose que les facteurs de forme F_{XY} et F_{YX} sont égaux à 1 pour tous les échanges radiatifs modélisés, ce qui correspond à supposer des aires infinies. Cette hypothèse est valable pour des surfaces parallèles et dont la largeur et la longueur sont très supérieures à la distance qui les sépare. On obtient donc :

$$Q_{i,émis,X-Y} = A_X \epsilon_X \sigma T_X^4 + (1 - \epsilon_X) Q_{i,émis,Y-X} \quad (4-18)$$

On a vu sur le schéma de la Figure 4-8 que chaque élément X échangeait avec deux autres éléments situés de part et d'autre. Chaque face de l'élément X a sa propre émissivité. On définit donc ϵ_{XY} et ϵ_{XZ} les émissivités respectivement de la surface de X qui est vue par Y et de la surface de X qui est vue par Z. Le bilan des différents échanges radiatifs pour cet élément est donc le suivant :

$$Q_{i,abs,X} = \epsilon_{XY} Q_{i,émis,Y-X} + \epsilon_{XZ} Q_{i,émis,Z-X} \quad (4-19)$$

$$Q_{i,émis,X-Y} = A_X \epsilon_{XY} \sigma T_X^4 + (1 - \epsilon_{XY}) Q_{i,émis,Y-X} \quad (4-20)$$

$$Q_{i,émis,X-Z} = A_X \epsilon_{XZ} \sigma T_X^4 + (1 - \epsilon_{XZ}) Q_{i,émis,Z-X} \quad (4-21)$$

Les différents échanges par rayonnement infra-rouges sont indiqués sur la Figure 4-11.

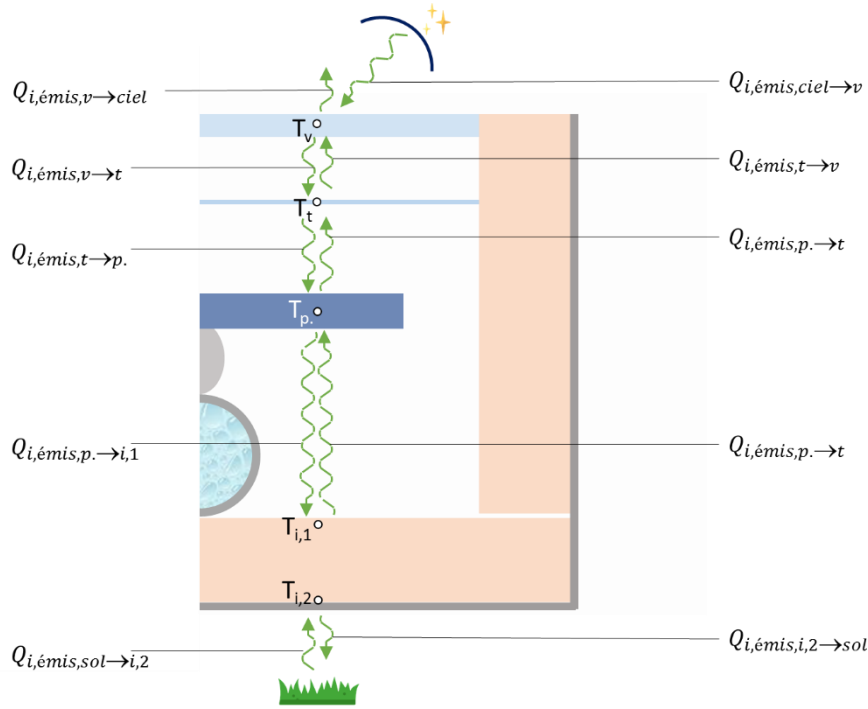


Figure 4-11 : Les différents échanges par rayonnement infra-rouge modélisés.

En ce qui concerne les échanges par rayonnement entre le vitrage et le ciel, on suppose que le ciel est un corps noir. L'exittance énergétique du ciel E_{ciel} , en W/m^2 , est donc :

$$E_{ciel} = \sigma T_{ciel}^4 \quad (4-22)$$

Et sa radiosité J_{ciel} est égale à son exittance énergétique car un corps noir absorbe toute l'énergie qu'il reçoit :

$$J_{ciel} = E_{ciel} = \sigma T_{ciel}^4 \quad (4-23)$$

La température du ciel T_{ciel} est une mesure rarement accessible. Il existe plusieurs corrélations pour l'estimer. Matuska et Zmrhal [141] a résumé les différentes formules existantes ainsi que leurs limites d'application. Dans le modèle, deux corrélations sont utilisées :

- La corrélation de Swinbank [146] qui est valable pour des ciels sans nuage pour les calculs de rendement en régime stationnaire : $T_{ciel} = 0,0552(T_a)^{1,5}$
- La corrélation d'Aubinet [147] qui est valable avec et sans nuages pour les simulations réalistes : $T_{ciel} = 94 + 12,6 \ln(p_d) + 13K_0 + 0,341T_a$, où p_d est la pression de vapeur en Pa et K_0 l'indice de clarté adimensionnel.

On assimile les échanges entre la face supérieure du capteur solaire et le ciel au cas d'un petit objet convexe entouré d'une large surface. Sous ces conditions, le facteur de forme $F_{v,ciel}$ est égal à 1 mais ce n'est plus le cas de $F_{ciel,v}$. D'après la relation de réciprocité des facteurs de forme, on a :

$$A_v F_{v,ciel} = A_{ciel} F_{ciel,v} \Rightarrow A_v = A_{ciel} F_{ciel,v} \quad (4-24)$$

Dans ce cas, on a donc :

$$Q_{i,emis,ciel-v} = A_{ciel} J_{ciel} F_{ciel,v} = A_v J_{ciel} = A_v \sigma T_{ciel}^4 \quad (4-25)$$

$$Q_{i,emis,v-ciel} = A_v \epsilon_{v,ciel} \sigma T_v^4 + (1 - \epsilon_{v,ciel}) Q_{i,emis,ciel-v} \quad (4-26)$$

Pour l'ensemble des autres éléments, on utilise les relations (4-19) à (4-21). La température du sol est supposée égale à la température ambiante :

$$T_{sol} = T_a \quad (4-27)$$

4.2.4.2 Convection et conduction

Sauf mention contraire, toutes les corrélations mentionnées ci-dessous sont celles proposées par Matuska et Zmrhal [141] à la suite d'un état de l'art. Le travail réalisé a consisté à les implémenter et à valider le modèle complet ainsi obtenu. Les *échanges convectifs (loi de Newton) et conducteurs (loi de Fourier)* entre deux éléments X et Y ont pour forme générale :

$$Q_{c/d,X-Y} = A_{X-Y} h_{c/d,X-Y} (T_X - T_Y) \quad (4-28)$$

avec $Q_{c/d,X-Y}$ le flux thermique convectif ou conducteur entre les éléments X et Y en W, $h_{c/d,X-Y}$ le coefficient d'échange convectif ou conducteur entre les éléments X et Y en W/(K.m²) et A_{X-Y} la surface d'échange en m².

L'ensemble des échanges convectifs et conductifs étudiés est indiqué sur la Figure 4-4. Ce qui différencie les différents échanges, c'est le calcul du coefficient d'échange $h_{c/d,X-Y}$.

Le coefficient d'échange pour la *convection forcée due au vent* ($h_{c,v-a}$ et $h_{c,i-a}$ sur la Figure 4-4) est calculé à l'aide de la corrélation de McAdams [148] :

$$h_{c,X-a} = \begin{cases} 5,7 + 3,8v_{wind} & \text{pour } v_{wind} < 5 \text{ m/s} \\ 6,47v_{wind}^{0,78} & \text{sinon} \end{cases} \quad (4-29)$$

avec v_{wind} la vitesse du vent en m/s.

Les autres coefficients d'échanges dus à la *convection dans une lame d'air* ($h_{c,t-v}$, $h_{c,t-p}$ et $h_{c,i-p}$ sur la Figure 4-4) ont pour forme générale :

$$h_{c,X-Y} = Nu_{c,X-Y} \frac{\lambda_g}{Dh_{X-Y}} \quad (4-30)$$

où :

- λ_g est la conductivité thermique du gaz impliqué dans la convection à la température moyenne de la lame d'air ($T_g = \frac{1}{2}(T_X + T_Y)$), en W/(m.K) ;
- Dh_{X-Y} est le diamètre hydraulique, en m. Pour une section rectangulaire de largeur l et de longueur L , il vaut $Dh = \frac{2lL}{l+L}$. Cette relation peut être approximée par $Dh = 2l$ quand $L \gg l$ ce qui est le cas pour des différentes lames d'air étudiées. On a donc $Dh = 2e$ avec e l'épaisseur de la lame d'air ;
- $Nu_{c,X-Y}$ est le nombre adimensionnel de Nusselt caractérisant cet échange.

Il existe de nombreuses corrélations pour calculer le nombre de Nusselt. Pour caractériser les *échanges entre le vitrage et le film FEP* $h_{c,t-v}$ ainsi que *entre le film et l'absorbeur* $h_{c,t-p}$, on utilise la corrélation A1 proposée par Matsuka et Zmrhal [141] qui est le résultat d'une régression entre plusieurs corrélations et qui correspond à la convection naturelle d'un gaz dans une cavité rectangulaire fermée formant un angle ϕ avec l'horizontale inférieur à 90° et avec un flux de chaleur montant :

$$Nu_{c,X-Y} = (0,1464 - 2,602 \times 10^{-4}\phi - 2,046 \times 10^{-6}\phi^2)Ra^{0,29} \quad (4-31)$$

avec ϕ l'angle entre la lame d'air et l'horizontale en degrés, Ra le nombre adimensionnel de Rayleigh de la lame d'air.

Pour le phénomène de *convection entre l'absorbeur et l'isolant* $h_{c,i-p}$, identique au précédent excepté que le flux de chaleur est descendant, le nombre de Nusselt est calculé en utilisant l'équation suivante [149] :

$$Nu_{c,i-p} = 1 + (Nu90 - 1) \sin \phi \quad (4-32)$$

avec $Nu90$ calculé à l'aide de la corrélation A1 (Equation (4-31)) pour un angle ϕ de 90°.

En ce qui concerne les *échanges convectifs entre le tuyau et le fluide* $h_{c,b-f}$, il s'agit de convection forcée. La détermination du régime se fait à l'aide du nombre de Reynolds Re : pour un Reynolds inférieur à 2300 on considère un régime laminaire, au-dessus il s'agit d'un régime turbulent. On distingue ensuite en général deux cas généraux de conditions aux limites qui conditionnent le choix des corrélations : une *température de surface imposée constante* ou un *flux de chaleur imposé constant*. Dans notre cas, on se rapproche plus du cas *flux de chaleur imposé constant* puisque le capteur reçoit un rayonnement uniforme alors que la

température du tuyau varie dans le sens de l'écoulement du fluide. Il faut finalement prendre en compte deux autres phénomènes :

- Lorsqu'un fluide entre dans un tuyau avec une vitesse uniforme, son profil de vitesse évolue jusqu'à atteindre un nouvel état stationnaire. La zone dans laquelle ce profil évolue s'appelle la *région d'entrée* et la zone d'après s'appelle la *région de développement complet du profil de vitesse*. Chaque région est caractérisée par des corrélations différentes. La longueur de la région d'entrée s'appelle la *longueur d'entrée de vitesse* x_v et se calcule de la façon différente que l'on soit en régime laminaire ou turbulent.
- De la même manière, il existe une *région d'entrée* et une *région de développement complet thermique* pour caractériser l'évolution du profil de température du fluide dans le tuyau. La *longueur d'entrée thermique* x_t est différente de la *longueur d'entrée de vitesse*.
- En *régime laminaire* : x_v et x_t se calculent de la façon suivante :

$$x_v \approx 0,05ReD_i \text{ et } x_t \approx 0,05RePrD_i \quad (4-33)$$

avec D_i le diamètre interne du tuyau et Pr le nombre de Prandtl.

On a donc : $x_t \approx x_v Pr$. Le nombre de Prandtl Pr ne dépend que des propriétés du fluide qui circule dans le tuyau. Dans le cas de l'eau, il vaut environ $Pr \approx 7$. La *longueur d'entrée thermique* est donc 7 fois plus importante que la *longueur d'entrée de vitesse* : on peut négliger les effets dus à la zone d'entrée pour le profil de vitesse. En prenant le nombre de Reynolds maximal pour le régime laminaire (2300) et un diamètre typique de tuyau de 0.01 m, on obtient une longueur d'entrée thermique de $x_t \approx 0,05 \times 2300 \times 7 \times 0,01 \approx 8,05$ m. On ne peut donc pas négliger la région d'entrée pour le profil de température. On utilise donc une corrélation pour un *flux de chaleur imposé constant*, et qui prend en compte une *région d'entrée pour le profil de température* : la corrélation de Shah [150] suivante :

$$Nu_{c,b-f} = \begin{cases} (1,953(L^*)^{-1/3}) & \text{pour } L^* \leq 0,03 \\ 4,364 + \frac{0,0722}{L^*} \sin \theta & \text{sinon} \end{cases} \quad (4-34)$$

avec L^* la coordonnée longitudinale sans dimension de la longueur totale du tuyau :

$$L^* = \frac{L}{D_i Re Pr} \quad (4-35)$$

avec L la longueur de tuyau en mètres, D_i le diamètre interne des tuyaux en mètres, Re le nombre adimensionnel de Reynolds et Pr le nombre adimensionnel de Prandtl.

- En *régime turbulent*, x_v et x_t se calculent de la façon suivante :

$$10D_i \leq x_v \leq 60D_i \text{ et } x_t \approx 10D_i \quad (4-36)$$

Ce qui, pour $D_i = 0.01$ m donne $x_t \approx 0.1$ m et $0.1 \leq x_v \leq 0.6$. On peut donc supposer qu'on se trouve uniquement dans les régions de développement complet, à la fois des profils de température et de vitesse. On choisit donc une corrélation pour un *flux de chaleur imposé constant*, et pour une *région de développement complet* (vitesse et température) : la corrélation de Colburn [151] :

$$Nu_{c,b-f} = 0,023Re^{4/5} Pr^{1/3} \quad (4-37)$$

Le coefficient de conduction à travers un matériau entre deux points de températures T_{X1} et T_{X2} avec une section constante est définie par la loi suivante :

$$h_{d,1-2} = \frac{\lambda_x}{L_{1-2}} \quad (4-38)$$

où :

- λ_x est la conductivité thermique du matériau à la température moyenne ($\overline{T}_x = \frac{1}{2}(T_{x1} + T_{x2})$), en W/m.K ;
- L_{1-2} est la distance entre les nœuds thermique X1 et X2, en m.

Pour la *conduction au sein de l'isolant* $h_{d,i}$ ainsi que la *liaison absorbeur-tube* $h_{d,p.-b}$, la longueur caractéristique est l'épaisseur de l'élément. Dans le cas de la *conduction au sein de l'absorbeur* ($h_{d,p.-p}$), il s'agit de la distance entre les différents nœuds thermiques.

4.2.4.3 Résumé des hypothèses de travail

En résumé, les hypothèses suivantes sont faites lors de la construction du modèle :

- La température de chaque nœud thermique est considérée homogène sur tout le composant correspondant.
- Les propriétés thermiques des solides, du fluide caloporteur et de l'air sont considérées comme constantes, donc en particulier indépendantes de la température et de la pression.
- Tous les phénomènes de transport de la chaleur sont considérés 1-D et perpendiculaires à la direction du fluide, à l'exception de la chaleur transportée par le fluide et les pertes par les côtés.
- Le ciel est assimilé à un corps noir.
- Les surfaces pour les échanges radiatifs sont supposées planes et sont assimilées à des corps gris, opaques aux infra-rouges et diffus. On suppose que chaque surface est isotherme et émet un rayonnement radiatif de façon uniforme.
- Les échanges radiatifs entre l'absorbeur et l'isolant situé sur le côté du capteur solaire sont négligés.
- Les dimensions de l'absorbeur sont supposées importantes comparées à l'épaisseur de la lame d'air entre absorbeur et isolant. En conséquence, les effets de bords comme un ombrage de l'absorbeur par le cadre sont négligés.
- Les échanges conductifs entre le tuyau et l'isolant en face arrière sont négligés.
- On néglige également les pertes thermiques par les bords du capteur.
- Les pertes thermiques du tuyau vers la lame d'air sont négligées.

4.2.5 Discrétisation de l'absorbeur le long de l'ailette

La modélisation de l'absorbeur fait l'objet d'une attention particulière car il s'agit de l'élément central du capteur solaire, qui est soumis à l'essentiel des échanges (voir les Figure 4-4 et Figure 4-5). Les travaux de Duffie and Beckmann [111] qui servent de référence aujourd'hui pour la modélisation des capteurs solaires consistent d'ailleurs essentiellement à faire un bilan thermique sur l'absorbeur.

Cet absorbeur est chauffé d'un côté de façon uniforme par le rayonnement solaire. De l'autre il est refroidi de façon localisée au niveau de la jonction entre l'absorbeur et le tuyau. Cela entraîne une répartition non uniforme de la température de la plaque (voir Figure 4-12) à cause de la conduction qui intervient au sein de cette même plaque et diminue les flux de chaleur entre l'absorbeur et le fluide. L'étude de ce phénomène fait appel à la théorie de l'effet d'ailette. L'effet d'ailette est en général un phénomène recherché et provoqué pour augmenter le transfert thermique dû à la convection. L'idée est d'augmenter la surface d'échange en ajoutant des excroissances, ou « ailettes » sur une surface plane. Dans un cas idéal, avec une surface principale maintenue à la température T_s , le supplément d'énergie apporté par l'ailette est :

$$Q_{ailette} = hA_{ailette}(T_s - T_\infty) \quad (4-39)$$

avec $A_{ailette}$ la surface d'échange de l'ailette en m². En pratique, le supplément d'énergie est moins important à cause du phénomène de conduction au sein de l'ailette qui « freine » le transfert d'énergie et crée un gradient de température le long de l'ailette.

Le rendement de l'ailette de l'absorbeur d'un capteur solaire $F_{ailette}$, qui est le rapport entre la chaleur qui serait transmise si la conduction était infinie avec la chaleur effectivement transmise est généralement de l'ordre de 0,9 [111] : cet effet n'est donc pas négligeable.

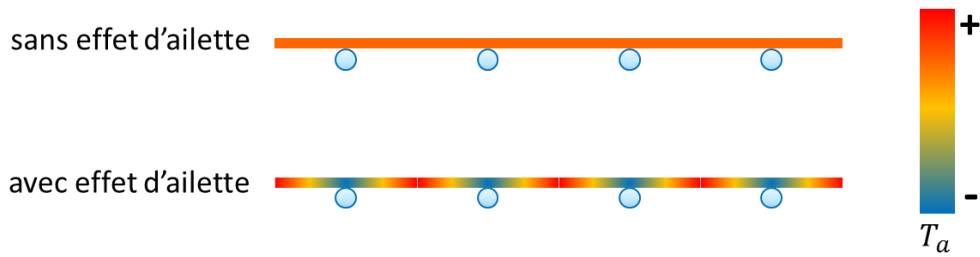


Figure 4-12 : Répartition de la température de l'absorbeur avec et sans effet d'ailette sur une coupe transversale de la plaque absorbeur et des tuyaux.

Dans notre cas d'étude, les ailettes sont définies selon la

Figure 4-13. On suppose une température uniforme dans la portion d'absorbeur située au-dessus du tuyau. L'ailette commence à l'aplomb du bord du tube et se prolonge jusqu'à la moitié de la distance entre deux tubes. On suppose qu'il n'y a pas de transfert de chaleur par conduction entre deux ailettes contiguës : la liaison est adiabatique. Chaque tube est donc muni de deux ailettes, dans lesquelles on suppose qu'on observe une répartition symétrique de la température.

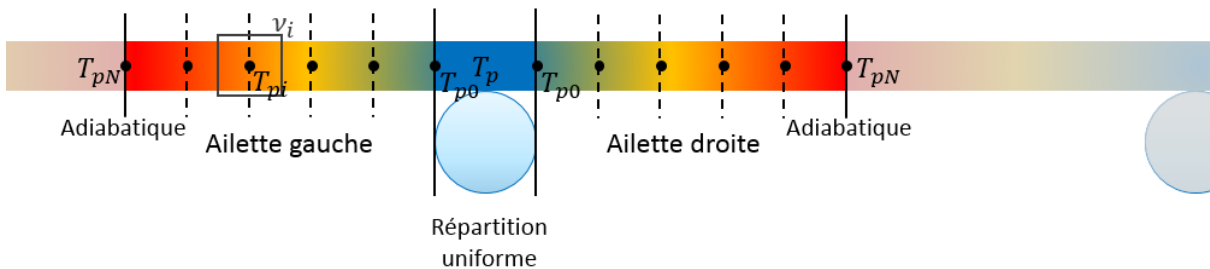


Figure 4-13 : Définition des ailettes dans le cas de la plaque absorbeur et de leur discrétisation. v_i est le volume de contrôle pour le calcul du nœud thermique T_{pi} .

La prise en compte de l'effet d'ailette dans le modèle de capteur solaire se fait en discrétisant les ailettes selon le schéma présenté en

Figure 4-13. Le calcul des échanges conductifs entre les différents nœuds de l'ailette se fait en utilisant l'équation de conduction classique (4-38). Les conditions aux limites sont :

- i. Température T_{p0} imposée à la base de l'ailette ;
- ii. Flux nul imposé au bout de l'ailette.

Pour déterminer le nombre de nœuds nécessaires pour représenter correctement le phénomène, un cas simple pour lequel on peut calculer une solution analytique est mis en place. Les hypothèses suivantes sont utilisées :

- On suppose que l'on est en régime permanent.
- On suppose que les seuls échanges avec les autres éléments sont le rayonnement solaire et la conduction à travers la soudure avec le tube. Cette hypothèse est moins réductrice qu'elle n'y paraît puisqu'il s'agit des flux de chaleur dominants au niveau de l'absorbeur.
- On suppose que la conductivité de l'absorbeur est indépendante de la température.

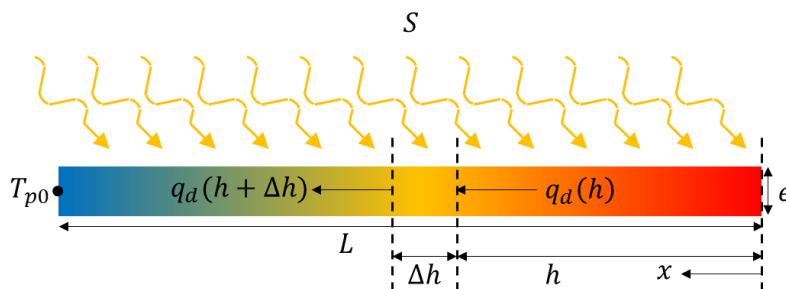


Figure 4-14 : Bilan d'énergie sur un élément infinitésimal de l'ailette.

Si on fait un bilan d'énergie sur l'élément de l'ailette de longueur infinitésimale Δh , on obtient donc :

$$\Delta h \cdot S + e(-q_d(h + \Delta h) + q_d(h)) = 0 \quad (4-40)$$

En réarrangeant l'équation, on trouve :

$$\frac{q_d(h + \Delta h) - q_d(h)}{\Delta h} = \frac{S}{e} \quad (4-41)$$

Par passage à la limite, on obtient :

$$\frac{dq_d}{dx}(x) = \frac{S}{e} \quad (4-42)$$

Or, on sait, d'après la loi de Fourier dans un élément de conductivité thermique λ que :

$$q_d(x) = -\lambda \frac{dT_p}{dx}(x) \quad (4-43)$$

D'où :

$$\frac{d^2T_p}{dx^2}(x) = -\frac{S}{\lambda e} \quad (4-44)$$

En intégrant, on obtient :

$$T_p(x) = -\frac{S}{2\lambda e}x^2 + C_1x + C_2 \quad (4-45)$$

Les conditions aux limites permettent de calculer les constantes C_1 et C_2 :

- i. Au bout de l'ailette : $q_d(0) = 0 \rightarrow \frac{dT_p}{dx}(L) = 0 \rightarrow C_1 = 0$
- ii. A la base de l'ailette : $T_p(L) = T_{p0} \rightarrow C_2 = T_{p0} + \frac{S}{2\lambda e}L^2$

On obtient au final la solution analytique pour la répartition de la température le long de l'ailette :

$$T_p(x) = T_{p0} + \frac{S}{2\lambda e}(L^2 - x^2) \quad (4-46)$$

On peut donc maintenant comparer cette solution à des simulations avec différents nombres de nœuds. La simulation comprend l'absorbeur et le tuyau, afin d'être au plus proche de la réalité. La Figure 4-15 présente les résultats obtenus pour des conditions et des dimensions de capteur solaire typiques des ISTGD résumées dans le Tableau 4-1. On peut constater qu'avec 3 nœuds seulement, on est déjà très proche de la solution analytique : l'écart maximum entre la simulation et la solution analytique est de 0,34 K. Avec 5 nœuds on n'observe quasiment plus de différence avec la courbe calculée et l'écart maximum est de 0,05 K. Il a donc été décidé pour la suite de ces travaux de fixer le nombre de nœuds dans l'ailette à 5.

Tableau 4-1 : Paramètres de la simulation pour la comparaison des températures d'ailette avec la solution analytique.

Grandeur	Valeur	Unité
Rayonnement incident sur l'absorbeur q_{sol}	750	W/m ²
Débit de fluide dans le tuyau	10x30	l/h/m ² de capteur solaire
Température d'entrée du fluide	20	°C
Diamètre externe du tuyau	0,01	m
Longueur de l'ailette L	0,13	m
Surface totale du capteur solaire	13,5	m ²

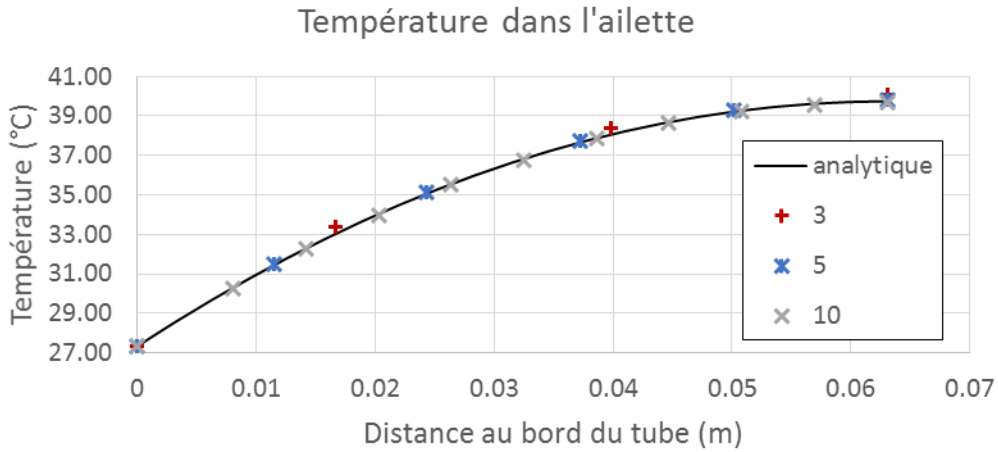


Figure 4-15 : Profils de température dans l'ailette obtenus pour le cas simplifié par calcul analytique ou par simulation avec 3, 5 et 10 nœuds.

4.2.6 Discrétisation le long du fluide

Nous avons vu au chapitre 3 section 3.3.1 qu'une discrétisation du modèle le long du fluide permettait de mieux représenter le comportement dynamique d'un capteur solaire. Cette discrétisation est donc mise en place sur le modèle développé. Pour limiter l'augmentation en temps de calcul inhérente à ce type de modélisation, seuls les composants absorbeur et tuyaux sont discrétisés. On peut d'ailleurs noter qu'au final l'absorbeur est discrétisé selon deux dimensions. Il n'est pas étonnant que ce composant fasse l'objet de tant d'attention car il s'agit d'un composant central du capteur solaire dont la température a une influence importante sur la température du fluide. Or la répartition de la température sur cette plaque est loin d'être uniforme comme le montre par exemple la simulation CFD présentée en Figure 4-16.

Le calcul des échanges conductifs entre les différents nœuds de l'absorbeur se fait en utilisant l'équation de conduction (4-38). Les échanges entre les différents nœuds de fluide sont limités aux échanges convectifs dus au transport du fluide, qui sont prépondérants. La conduction entre les nœuds de la paroi du tuyau est négligée. Un résumé des échanges entre les nœuds $i-1$ et i le long du fluide est présenté en Figure 4-17.

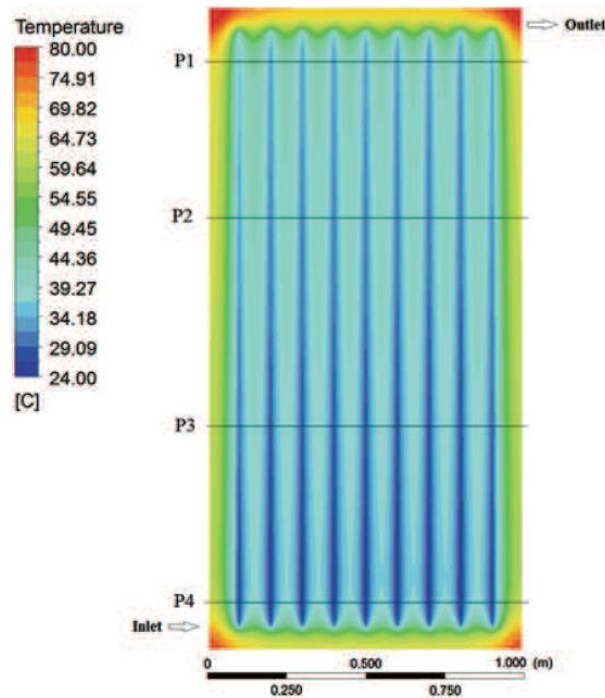


Figure 4-16 : Modélisation CFD de la répartition de la température d'un absorbeur de capteur solaire [112].

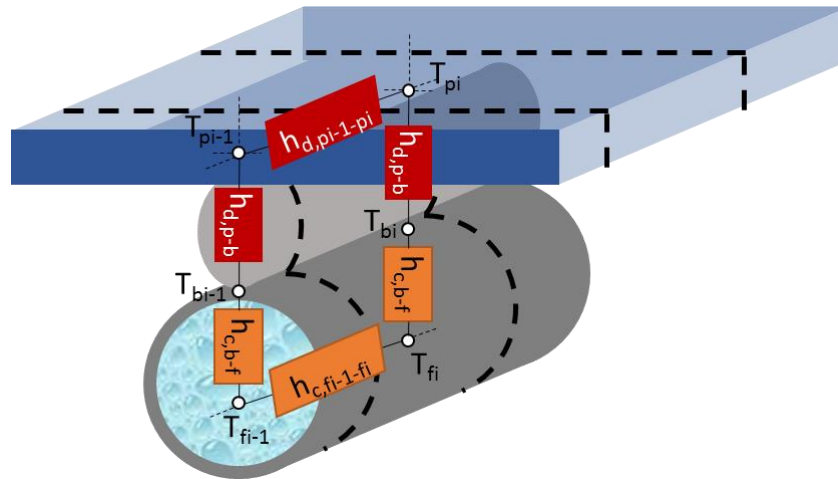


Figure 4-17 : Echanges entre deux nœuds consécutifs $i-1$ et i .

Il est difficile de conclure sur un nombre de nœuds valable pour tous les types de simulation, tant l'impact de ce choix à la fois sur le régime transitoire et sur le temps de calcul est important et contradictoire. L'analyse de l'impact du nombre de nœuds sur ces éléments est présentée en Annexe C. Les conclusions de cette analyse sont qu'on peut proposer deux configurations :

- pour des simulations où le comportement du modèle en régime transitoire doit être réaliste : 10 à 20 nœuds sont conseillés. Au-delà les temps de calcul deviennent prohibitifs.
- pour les autres simulations, le modèle 1 nœud donne des valeurs en régime permanent et des estimations de production d'énergie tout à fait acceptables.

4.3 Modélisation du système complet

Nous allons maintenant présenter la modélisation et la validation du système complet, tel qu'il a été défini dans le début de ce chapitre. Perers et Furbo [156] ont identifiés les éléments-clés pour modéliser une ISTGD :

- modéliser les phénomènes hydrauliques liés à la répartition du débit dans le champ,
- utiliser des données météo précises,
- prendre en compte la capacité thermique des différents composants,
- utiliser des modèles de composants validés.

Le choix des composants et la construction du modèle suivent ces recommandations. Ils sont décrits dans les sections suivantes. La section 4.3.1 traite des caractéristiques du système modélisé choisies. Les composants utilisés ainsi que leur paramétrage sont ensuite indiqués. Enfin, la façon dont ces composants sont assemblés en un modèle global est décrite.

4.3.1 Système modélisé

La Figure 4-18 présente le modèle ainsi que les grandeurs utilisées pour la régulation. Le système modélisé consiste en un champ solaire de 5 rangées identiques de 10 capteurs montés en série, des vannes hydrauliques pour gérer l'équilibrage du champ ainsi qu'une pompe solaire et les tuyaux en entrée et sortie de champ. La taille du champ solaire correspond à la limite basse d'une installation de grande taille (chaque capteur faisant $13,53 \text{ m}^2$, la surface totale est de $676,5 \text{ m}^2$), mais ce modèle nécessite déjà un temps de simulation conséquent (environ 30 minutes pour une simulation annuelle avec un pas de temps de 15 minutes sur un PC équipé d'un processeur Intel(R) Core(TM) i5-4590 3.30 GHz et d'une mémoire RAM de 8.00 Go, sous Dymola Version 2019 (64-bit) et un compilateur Visual Studio 2013/Visual C++ 2013 Express Edition (12.0)). Or notre étude implique de nombreuses simulations avec des configurations différentes. La répartition en plusieurs rangées identiques est typique d'une installation pour laquelle il n'y a pas de contraintes d'implantation et correspond donc au cas idéal. L'échangeur de chaleur solaire et la régulation sont également simulés pour disposer de conditions aux limites (température et le débit d'entrée dans la boucle solaire) réalistes. Le fluide caloporteur dans la boucle solaire est un mélange de 60 % d'eau et 40 % de mono-propylène glycol. Côté secondaire, le fluide est de l'eau. Les propriétés des fluides sont constantes

en fonction de la température et de la pression à cause, là encore, de l'augmentation des temps de calcul lors de l'utilisation de propriétés variables. Les propriétés du mélange eau et glycol sont prises à 65°C.

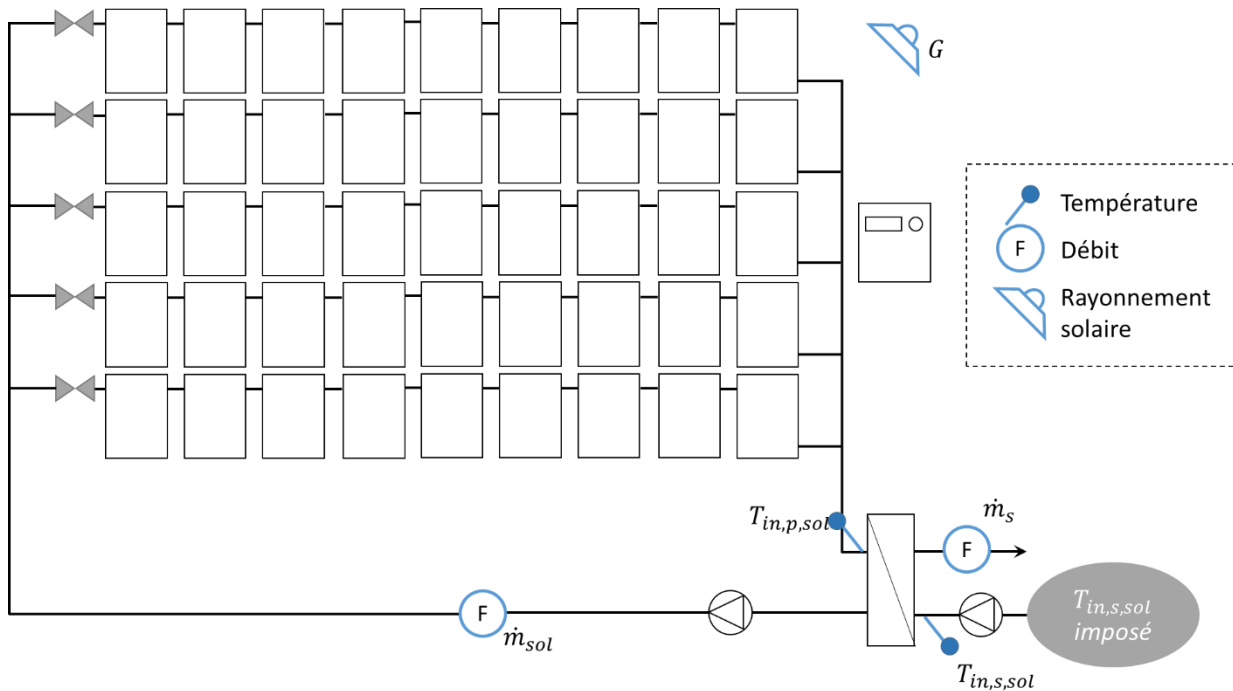


Figure 4-18 : Représentation schématique du système modélisé ainsi que des variables utilisées pour la régulation des pompes.

Sur un système solaire thermique, on régule les débits dans les différentes boucles hydrauliques en agissant directement sur les pompes. Dans notre modèle, la régulation de la pompe solaire est la suivante :

- si $G > 170 \text{ W/m}^2$ alors $\dot{m}_{sol} = \dot{m}_{nom}$;
- si $G < 130 \text{ W/m}^2$ alors $\dot{m}_{sol} = 0$;
- entre ces deux bornes un polynôme de degré 2 est appliqué pour obtenir une fonction globale continue et différentiable ;

avec G l'ensoleillement total en W/m^2 reçu dans le plan des capteurs, \dot{m}_{sol} le débit dans la boucle primaire et \dot{m}_{nom} le débit nominal.

Cette régulation est utilisée lorsque l'installation solaire est raccordée en retour-retour en mode préchauffage et qu'il n'y a pas de contrainte sur les températures d'entrées dans les appareils d'appoint (voir chapitre 2 section 2.2.1.2). Il s'agit de l'algorithme le plus simple qui existe [157]. On régule parfois l'arrêt de la pompe solaire sur les écarts de température pour bénéficier de l'inertie du champ. Des algorithmes plus complexes permettent également une régulation en débit variable pour vérifier une consigne sur la température de sortie ou la puissance fournie [32], [135].

La régulation de la pompe du réseau est typique de la régulation aux bornes d'un échangeur de chaleur. L'algorithme est le suivant :

- si $T_{in,p,sol} - T_{in,s,sol} > 10 \text{ K}$ alors $\dot{m}_s = \dot{m}_{nom}$;
- si $T_{in,p,sol} - T_{in,s,sol} < 0 \text{ K}$ alors $\dot{m}_s = 0$;
- entre ces deux bornes un polynôme de degré 2 est appliqué pour obtenir une fonction globale continue et différentiable ;

avec $T_{in,p,sol}$ la température d'entrée dans l'échangeur de chaleur du côté primaire (boucle solaire) en Kelvins, avec $T_{in,s,sol}$ la température d'entrée dans l'échangeur de chaleur du côté secondaire en Kelvins, \dot{m}_s le débit dans la boucle secondaire et \dot{m}_{nom} le débit nominal. Le seuil de démarrage choisi, 10 K, est plus élevé que les valeurs classiquement utilisées (généralement autour de 5 K) mais cela a peu d'impact sur les résultats.

Le débit nominal est de : $\dot{m}_{nom} = A_{tot} \times 30 \text{ L/h/m}^2$ de capteur solaire avec A_{tot} la surface totale de capteurs solaires, ce qui correspond à un débit typique dans un champ solaire de grande dimension.

La localisation de l'installation est Chambéry (France). Les données météorologiques utilisées sont celles données par le logiciel Météonorm pour la station météorologique de Chambéry/Aix-les-bains. Les capteurs solaires sont implantés plein Sud avec une inclinaison de 30°. Le Tableau 4-2 suivant résume les principaux paramètres de l'installation modélisée.

Tableau 4-2: Principaux paramètres du champ solaire modélisé.

Description	Nom	Valeur	Unité
Surface totale de capteurs solaires	A_{tot}	676,5	m ²
Débit primaire	\dot{m}_{sol}	30	L/h/m ² de capteurs solaires
Inclinaison des capteurs	β	30	°
Azimut des capteurs	γ	0	°
Longueur du tuyau d'arrivée du champ solaire	L_{pipeIn}	52,7	m
Longueur du tuyau de retour du champ solaire	$L_{pipeOut}$	30	m

4.3.2 Composants

Les composants sont choisis de telle sorte qu'ils peuvent représenter les phénomènes thermiques en œuvre dans le champ solaire. La vaporisation du fluide caloporteur n'est cependant pas modélisée car elle nécessiterait une modélisation de fluide diphasique assez complexe et qui ne concerne directement qu'un seul défaut : le déséquilibre hydraulique. Nous avons vu en effet au chapitre 3 section 3.3.7 que ce défaut pouvait entraîner un phénomène de stagnation partielle lié à la vaporisation du fluide dans une partie du champ solaire. En conséquence, nous serons capables d'identifier si ce phénomène a lieu en observant les températures dans le champ solaire mais son impact sur le comportement du système (généralement des variations de débit et de température rapides [123]) ne sera pas visible. Le défaut d'équilibrage entraîne également une diminution des performances globales de l'installation qui, elle, devrait être détectable. En ce qui concerne l'hydraulique, une attention particulière est portée sur l'obtention de temps de parcours réalistes car ce facteur peut avoir une grande importance pour analyser l'influence d'un défaut qui affecte différemment les différentes rangées comme l'a montré Grossenbacher [33].

Le Tableau 4-3 présente la liste des principaux composants utilisés pour modéliser le champ solaire. Le *capteur solaire* est le modèle présenté précédemment. Les modèles de *tuyaux* prennent en compte le transport convectif de la chaleur, les pertes thermiques, l'inertie thermique ainsi que les pertes de charges. La résolution de l'équation de conservation de l'énergie se fait à l'aide de la méthode des volumes finis. Un nombre de nœuds suffisamment grand permet de limiter les effets de la diffusion numérique et d'obtenir un temps de transport réaliste. L'*échangeur de chaleur* suppose un coefficient d'échange constant. Les volumes de fluide sont discrétisés. Les pertes de charges et les pertes thermiques vers l'ambiant sont négligées. Nous avons développé un modèle de *vanne hydraulique* très simple pour notre cas d'application : le débit en sortie est une fraction δ , paramétrable, du débit total en entrée du champ solaire. Les pertes de charge, les pertes thermiques ainsi que les modifications de l'énergie cinétique entre l'entrée et la sortie sont négligées. Le modèle de *pompe solaire* correspond à une source de débit idéale qui produit un débit imposé à une température imposée. Les *données météorologiques* nécessaires sont : la température extérieure, le rayonnement solaire direct et diffus, les différents angles solaires, la vitesse du vent, l'humidité relative de l'air et la pression atmosphérique. Les composants « DirectTiltedSurface » et « DiffusePerez » permettent de calculer le rayonnement solaire respectivement direct et diffus dans le plan des capteurs solaires thermiques.

Tableau 4-3 : Principaux composants utilisés pour le modèle du système complet.

Composant	Modèle Dymola	Librairie
<i>Tuyaux</i>	ElementMethodPipeVariableText	DistrictHeating
<i>Echangeur de chaleur</i>	HeatExchanger_alternative	DistrictHeating
<i>Vannes hydrauliques</i>	ValveLinearSansdp	
<i>Pompe solaire</i>	MassFlowSource_T	Buildings
<i>Pression dans le circuit</i>	Boundary_pT	Buildings

Données météorologiques	ReaderTMY3	Buildings
Rayonnement direct dans le plan des capteurs	DirectTiltedSurface	Buildings
Rayonnement diffus dans le plan des capteurs	DiffusePerez	Buildings

Le capteur solaire est un capteur de type échelle d’une surface hors-tout de 13,53 m² typique des installations de grande taille. Sa construction est résumée dans le Tableau 4-8. Les tuyaux sont des tuyaux DN80 en acier isolés avec 9 cm de polyuréthane. Le détail des paramètres de ces deux composants ainsi que de l’échangeur de chaleur sont donnés en Annexe F.

Tableau 4-4 : Résumé des principaux éléments qui constituent le capteur solaire du champ solaire modélisé.

Surface d’ouverture	12,52 m ²
Surface brute	13,57 m ²
Couverture transparente	verre traité anti-reflet de 3,2 mm + film FEP 25 µm
Absorbeur	Tôle aluminium de 0,5 mm d’épaisseur + revêtement sélectif de type MIROTHERM
Isolant	75 mm de laine minérale en face arrière + 30 mm sur les côtés
Tuyaux collecteurs	18 tubes de cuivre horizontaux de 10 mm de diamètre en échelle. 2 tuyaux collecteurs de diamètre 28 mm.
Coffre	Aluminium

4.3.3 Principe d’assemblage

Le modèle complet est présenté en Figure 4-19. Chaque capteur solaire est représenté par un module contrairement à ce qui se fait parfois, à savoir utiliser un seul module pour l’ensemble du champ [21], [136]. Cette approche permet de représenter les phénomènes hydrauliques comme la répartition du débit dans les différentes rangées du champ solaire. En outre, il permettra d’analyser de l’impact de la localisation d’un capteur affecté par un défaut. Le paramétrage des différents composants est mutualisé dans des « Records » afin de faciliter la manipulation du modèle complet. Les capteurs solaires ainsi que les tuyaux sont représentés sous forme de vecteurs ou de matrices de composants.

Le fait de choisir un capteur solaire avec une configuration échelle permet de faire un raccordement des capteurs uniquement en série au sein d’une rangée (voir les schémas de raccordement sur la Figure 2-12 du chapitre 2), ce qui simplifie l’hydraulique du champ. En effet, un capteur de type méandre présente des pertes de charges beaucoup plus élevées et nécessite d’alterner des raccords en série-parallèle et en série. Les raccords en série-parallèle entraînent des pertes de charges différenciées en fonction du capteur et donc une répartition du débit non uniforme entre les différents capteurs de la rangée. La détermination des débits réels nécessite une modélisation fine de l’hydraulique et des pertes de charges de chaque composant et est très sensible au paramétrage [121], [158]–[160].

Les longueurs des tuyaux inter-rangées ont été calculées pour qu’il n’y ait pas d’ombrage entre les différentes rangées de capteur (voir Annexe F), ce qu’on s’efforce de faire en général mais qui n’est pas toujours possible en fonction des contraintes d’implémentation. Les échanges thermiques entre capteurs (rayonnement solaire réfléchi, rayonnement infra-rouge...) sont négligés.

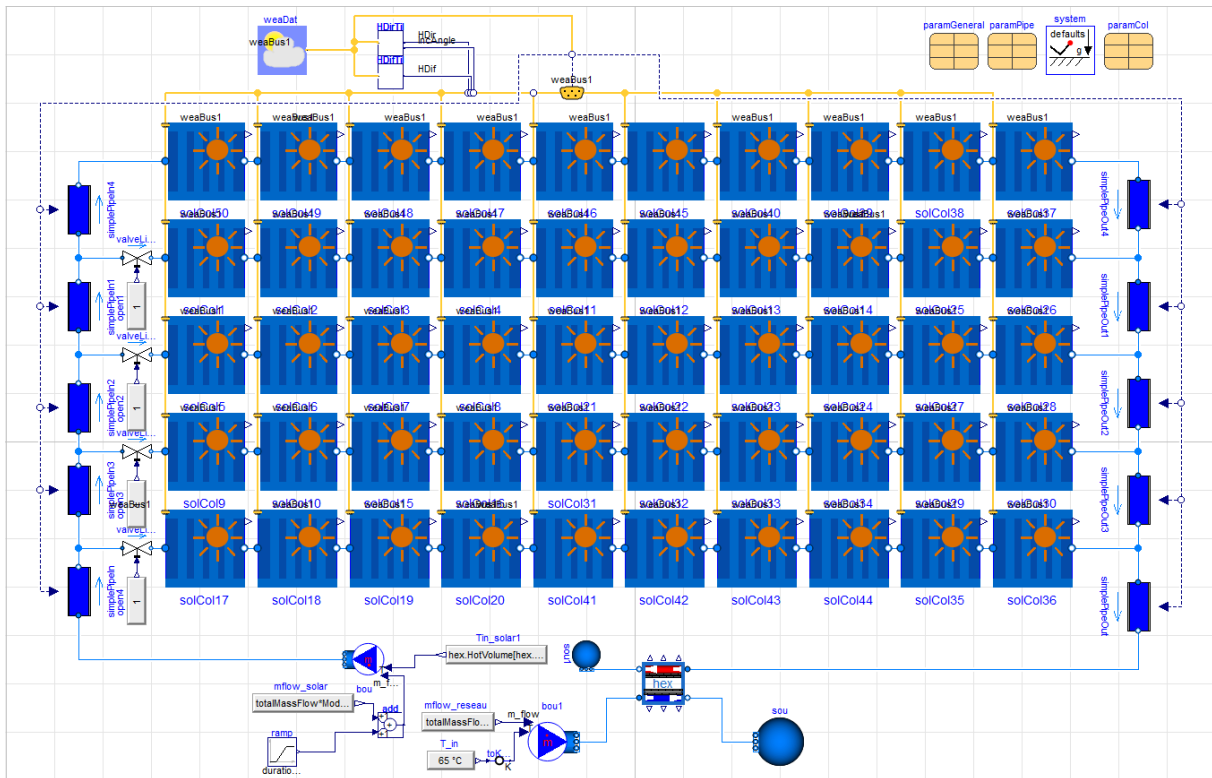


Figure 4-19 : Diagramme du modèle Modelica développé.

4.4 Modélisation des défauts

Nous avons montré au chapitre 3 section 3.3 que la modélisation des défauts affectant une ISTGD était étudiée de façon parcellaire, en particulier pour les défauts critiques étudiés dans cette thèse. Une modélisation des défauts étudiés est donc proposée dans cette section. Nous avons vu au chapitre 2 section 3.3.2 qu'il existait trois types de défauts auxquels on associe trois formes de modélisation différentes :

- les défauts *additifs* qui correspondent à une modification directe du signal d'entrée ou de sortie comme un défaut sur une sonde de mesure,
- les défauts *multiplicatifs* qui se traduisent par une modification des paramètres du système observé,
- les défauts *structurels* qui entraînent des modifications structurelles du système observé.

Les défauts étudiés appartiennent aux deux dernières catégories, leur classification est précisée dans le Tableau 4-5 suivant. La plupart sont des défauts multiplicatifs, à l'exception du défaut « défaillance couverture ». La modélisation d'un défaut consiste en la modification du modèle du composant directement affecté par ce défaut. Le Tableau 4-5 indique donc pour chaque défaut le composant pour lequel il faudra modifier le modèle.

Tableau 4-5 : Type des défauts étudiés et composants affectés.

Défaut	Type	Composant affecté
défaillance couverture	structurel	Capteur solaire
opacification	multiplicatif	Capteur solaire
dégradation absorptance absorbeur	multiplicatif	Capteur solaire
dégradation émissivité absorbeur	multiplicatif	Capteur solaire
dégradation isolant	multiplicatif	Capteur solaire
déséquilibre	multiplicatif	Vanne d'équilibrage
pertes thermiques canalisations	multiplicatif	Tuyau

Nous avons vu au chapitre 2 section 3.3.2 que la façon la plus courante de modéliser un défaut multiplicatif est de le mettre sous la forme suivante :

$$Y(t) = g[U(t), (1 - f) \cdot \theta] \tag{4-47}$$

où :

- $U(t)$ est le vecteur des signaux d'entrée mesurés,
- $Y(t)$ est le vecteur des signaux de sortie mesurés,
- g est la fonction qui relie les entrées et les sorties,
- θ est le vecteur des paramètres du modèle,
- $f = [f_i \in [0; 1], \forall i]$ est le vecteur des défauts, 0 signifiant qu'il n'y a pas de modification du paramètre concerné, les autres valeurs représentant l'importance du défaut : sa *sévérité*.

Un défaut multiplicatif est donc généralement caractérisé par :

- les paramètres θ_i du modèle qu'il affecte ;
- les différentes sévérités possibles f_i .

Dans la suite de cette section, nous allons présenter la modélisation de chacun des défauts étudiés en précisant ces éléments lorsqu'il s'agit de défauts multiplicatifs.

4.4.1 Défaut « défaillance couverture »

Des variantes du modèle de capteur solaire ont dû être développées pour représenter ce défaut car il affecte la structure du capteur solaire. Le capteur étudié comprenant une vitre et un film FEP, trois cas ont été modélisés (voir Figure 4-20) :

- le bris de la vitre, par un capteur solaire possédant uniquement un vitrage de type « film FEP » ;
- le déchirement du film FEP, par un capteur solaire possédant uniquement un vitrage qui correspond à la vitre extérieure du capteur sans défaut ;
- le bris de la vitre associé au déchirement du film FEP, par un capteur solaire sans vitrage.

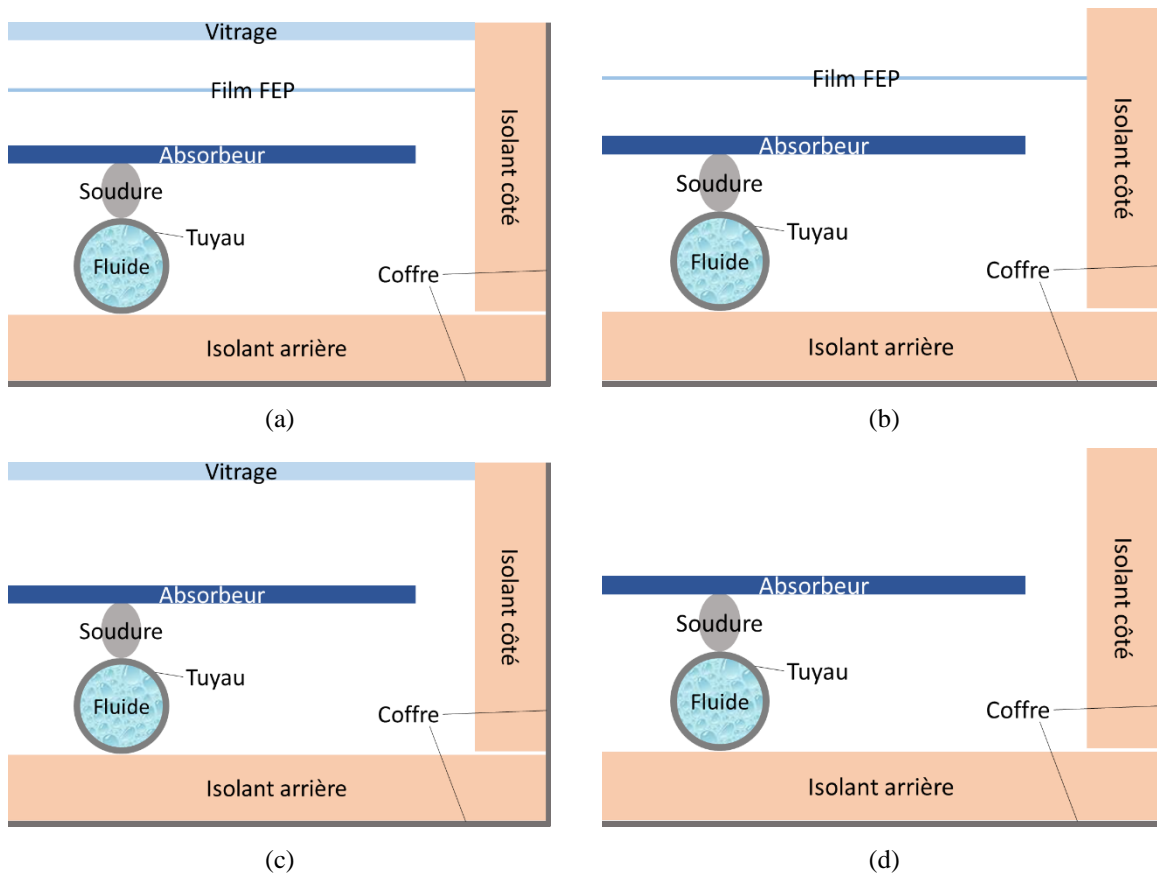


Figure 4-20 : Variantes du modèle de capteur solaire utilisées : (a) capteur sans défaut, (b) capteur avec vitre brisée, (c) capteur avec film FEP déchiré, (d) capteur avec vitre brisée et film FEP déchiré.

Pour ce défaut, on ne définit pas de sévérité. D'une part les vitrages solaires sont en général en verre trempé qui a pour propriété de se fragmenter en totalité dès que sa limite de rupture est dépassée en un endroit

quelconque de sa surface. D'autre part on supposera que le déchirement du film FEP, même partiel, fait perdre automatiquement la totalité de son apport car la lame d'air entre l'absorbeur et le film n'est plus enfermée. Cette hypothèse est sans doute exagérée et il faudra nuancer les résultats obtenus. Enfin, il est à noter qu'en général le bris de la vitre s'accompagne du déchirement du film FEP, d'où la version sans vitrage et sans film.

4.4.2 Défaut « opacification »

L'opacification affecte la capacité de la couverture transparente du capteur solaire à transmettre le rayonnement solaire. Cette capacité est décrite par la transmittance τ de l'élément affecté (verre ou film FEP), une propriété optique intrinsèque du matériau. Nous avons vu que dans le modèle de capteur solaire, les composantes directes et diffuses du rayonnement solaire sont traitées de façon séparées. On distingue donc les transmittances directe τ_{dir} et diffuse τ_{dif} . Nous nous intéresserons dans ce travail seulement à l'opacification de la vitre extérieure du capteur solaire, qui est le défaut le plus courant. Au final, deux paramètres sont donc affectés par le défaut d'opacification : les transmittances directe $\tau_{dif,v}$ et diffuse $\tau_{dir,v}$ de la vitre. On suppose que le défaut affecte de la même façon ces paramètres. Il est donc modélisé par :

$$f(t) = \begin{cases} f_i = s_{opa} \text{ pour } \theta_i \in \{\tau_{dif,v}, \tau_{dir,v}\} \\ f_i = 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (4-48)$$

avec s_{opa} , la sévérité du défaut « opacification », comprise entre 0 et 1.

A noter que nous avons vu à la section 4.2.4.1 la propriété suivante qui doit être vérifiée en tout temps pour un composant :

$$\tau + \alpha + \rho = 1 \quad (4-49)$$

La diminution de la transmittance τ_v est compensée dans notre modèle par une augmentation de la réflectance ρ_v : le rayonnement solaire qui n'est plus transmis est réfléchi. Il est probable qu'en réalité une portion de ce rayonnement soit absorbée mais ce choix arbitraire a été fait en l'absence de données et au vu de la diversité des phénomènes entraînant ce défaut.

4.4.3 Défaut « dégradation absorptance absorbeur »

Le composant affecté par ce défaut est le capteur solaire. Nous avons vu au chapitre 3 section 3.3.5 que les mécanismes de dégradation de la couche de traitement sélectif affectaient sa capacité à emmagasiner le rayonnement solaire sous forme de chaleur, capacité représentée par l'absorptance de la surface supérieure de l'absorbeur $\alpha_{p,sup}$, la face inférieure n'ayant pas de traitement sélectif et n'étant donc pas soumise à ce défaut. On modélise ce défaut par :

$$f(t) = \begin{cases} f_i = s_{abs,\alpha} \text{ pour } \theta_i = \alpha_{p,sup} \\ f_i = 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (4-50)$$

avec $s_{abs,\alpha}$, la sévérité du défaut « dégradation absorptance absorbeur », comprise entre 0 et 1.

Comme pour le défaut « opacification », on doit vérifier en tout temps $\alpha_{p,sup} + \rho_{p,sup} = 1$ pour l'absorbeur. La diminution de l'absorptance de l'absorbeur se traduit donc par une augmentation de sa réflectance.

4.4.4 Défaut « dégradation émissivité absorbeur »

Le composant affecté par ce défaut est le capteur solaire. Nous avons vu au chapitre 3 section 3.3.5 que les mécanismes de dégradation de la couche de traitement sélectif affectaient sa capacité à émettre très peu dans le rayonnement infrarouge. Cette capacité est représentée par l'émissivité de la surface supérieure de l'absorbeur $\epsilon_{p,sup}$, la face inférieure n'ayant pas de traitement sélectif et n'étant donc pas soumise à ce défaut. Le défaut « dégradation émissivité absorbeur » est donc modélisé de la façon suivante :

$$f(t) = \begin{cases} f_i = \frac{\epsilon_{p,sup} - 1}{\epsilon_{p,sup}} s_{abs,\epsilon} \text{ pour } \theta_i = \epsilon_{p,sup} \\ f_i = 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (4-51)$$

avec $s_{abs,\epsilon}$ la sévérité du défaut « dégradation émissivité absorbeur », comprise entre 0 et 1. On vérifie facilement que pour $0 \leq s_{abs,\epsilon} \leq 1$, on obtient bien $(1 - f_i)\epsilon_{p,sup} = \left(1 - \frac{\epsilon_{p,sup} - 1}{\epsilon_{p,sup}} s_{abs,\epsilon}\right) \epsilon_{p,sup} \in [\epsilon_{p,sup}; 1]$.

4.4.5 Défaut « dégradation isolant »

Le composant affecté par ce défaut est le capteur solaire. Nous nous intéresserons ici essentiellement au cas où la dégradation est due à une absorption d'eau par l'isolant en face arrière. Cette dégradation se traduit par une diminution de la capacité de l'isolant à limiter les pertes thermiques. Cela correspond donc à une augmentation de sa conductivité thermique λ_i . La borne supérieure pour λ_i est la conductivité de l'isolant à saturation en eau. D'après les quelques informations trouvées sur la conductivité des laines minérales à saturation, [161], [162], lesquelles sont couramment utilisées pour isoler les capteurs solaires, la valeur de la conductivité thermique de l'eau λ_{eau} semble une bonne approximation. Elle vaut 0,65 W/(m.K) à 60°C. Un isolant de type laine minérale typique a une conductivité d'environ 0,04 W/(m.K) à 65°C, soit environ $\frac{1}{16} \lambda_{eau}$. On veut donc faire augmenter la conductivité d'un facteur 16 par rapport à un capteur sans défaut.

De plus, l'adjonction d'eau dans l'isolant augmente sa capacité thermique massique. On trouve moins d'informations sur la capacité thermique massique de la laine minérale à saturation. Il a donc été décidé de prendre également la capacité thermique massique de l'eau, soit 4187 J/(kg.K). Un isolant de type laine minérale typique a une capacité thermique massique d'environ 1030 J/(kg.K), soit environ le quart de celle de l'eau. On veut donc faire augmenter la capacité thermique massique d'un facteur 4 par rapport à un capteur sans défaut.

Pour pouvoir conserver la forme de l'équation représentant un défaut et faire varier ce défaut à l'aide d'un paramètre de sévérité variant entre 0 et 1, la forme suivante peut être utilisée :

$$f(t) = \begin{cases} f_i = -15 \times s_{isol} \text{ pour } \theta_i = \lambda_{isol} \\ f_i = -3 \times s_{isol} \text{ pour } \theta_i = cp_{isol} \\ f_i = 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (4-52)$$

avec s_{isol} , la sévérité du défaut « dégradation isolant », comprise entre 0 et 1. On vérifie facilement que pour $0 \leq s_{isol} \leq 1$, on obtient bien $(1 - f_i)\lambda_{isol} = (1 + 15 \times s_{isol})\lambda_{isol} \in [\lambda_{isol}; 16 \times \lambda_{isol}]$. La modification de la capacité thermique fonctionne de la même façon.

Il est important de noter que nous avons choisi une formulation du défaut qui pourrait suggérer une relation linéaire entre le contenu en eau et la conductivité thermique de l'isolant or il n'en est rien : l'augmentation de la conductivité se fait de façon beaucoup plus accentuée lorsque l'isolant commence à être mouillé que pour les derniers apports d'eau [162].

4.4.6 Défaut « déséquilibre »

Le déséquilibre hydraulique correspond à une mauvaise répartition du débit entre les différentes rangées de capteurs solaires d'un champ. Or nous avons noté dans l'état de l'art du chapitre 3 section 3.3.7 qu'à l'échelle du capteur solaire le débit a une influence notable sur ses performances en régime laminaire mais très faible pour le régime turbulent [135]. Les transferts thermiques étant plus efficaces en régime turbulent, les ISTGD sont conçues pour fonctionner dans ce régime. Le nombre de Reynolds étant proportionnel au débit, on observera un régime laminaire pour des débits plus faibles que le débit nominal. Dans cette étude, nous nous restreignons donc au cas où une seule rangée voit son débit réduit et nous nous concentrerons sur l'analyse des éléments qui la composent. Pour que le débit total dans le champ reste inchangé, la portion de débit qui ne circule pas dans la rangée défectueuse est répartie uniformément entre les autres rangées. Cette hypothèse simplificatrice permet de réduire le nombre de cas à étudier, mais a peu d'impact car on s'attend à ce qu'une augmentation de débit ait un effet négligeable quelle que soit son importance.

Nous avons vu au chapitre 3 section 3.3.7 que la modélisation de ce défaut consistait en général à modifier directement les valeurs d'ouverture des vannes hydrauliques. C'est ce que nous faisons ici : les paramètres δ_j des vannes hydrauliques qui donnent la fraction du débit total qui doit passer dans chaque rangée j sont modifiés. Sans défaut, ils valent tous $\delta_j = 1/5$. Nous proposons donc de modéliser le défaut « déséquilibre » de la façon suivante :

$$f(t) = \begin{cases} f_i = s_{dsq} \text{ pour } \theta_i = \delta_{j=k} \\ f_i = \frac{4 + s_{dsq}}{5} \text{ pour } \theta_i = \delta_{j \neq k} \\ f_i = 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (4-53)$$

avec s_{dsq} , la sévérité du défaut « déséquilibre », comprise entre 0 et 1 et k le numéro de la rangée défectueuse.

4.4.7 Défaut « pertes thermiques canalisations »

Le composant affecté par ce défaut est le tuyau. Des pertes thermiques excessives correspondent à une augmentation de la conductivité thermique du tuyau λ_{can} . Il faut à nouveau déterminer une borne supérieure pour cette conductivité. Cette borne correspond au maximum entre la conductivité de l'air (pour le cas où le défaut est dû à un manque d'isolant) et la conductivité de l'isolant saturé en eau (pour le cas où le défaut est dû à une fuite ou une infiltration d'eau). La conductivité de l'air à 20°C est de 0,024 W/(m.K). N'ayant pas trouvé d'information sur la conductivité du polyuréthane (PUR) à saturation, isolant généralement utilisé pour les canalisations solaires, nous prendrons la valeur pour l'eau à 20°C soit 0,6 W/(m.K). La borne supérieure pour λ_{can} est donc cette dernière valeur. Le polyuréthane (PUR) a une conductivité thermique de 0,027 W/(m.K) à 20°C, soit une valeur 22 fois plus faible que la borne supérieure choisie. La capacité thermique de l'isolant est ici négligée par rapport à celle du fluide et du tuyau. De manière similaire au défaut « dégradation isolant », on obtient donc :

$$f(t) = \begin{cases} f_i = -21 \times s_{can} \text{ pour } \theta_i = \lambda_{can} \\ f_i = 0 \text{ sinon} \end{cases} \quad (4-54)$$

avec s_{can} , la sévérité du défaut « pertes thermiques canalisations », comprise entre 0 et 1.

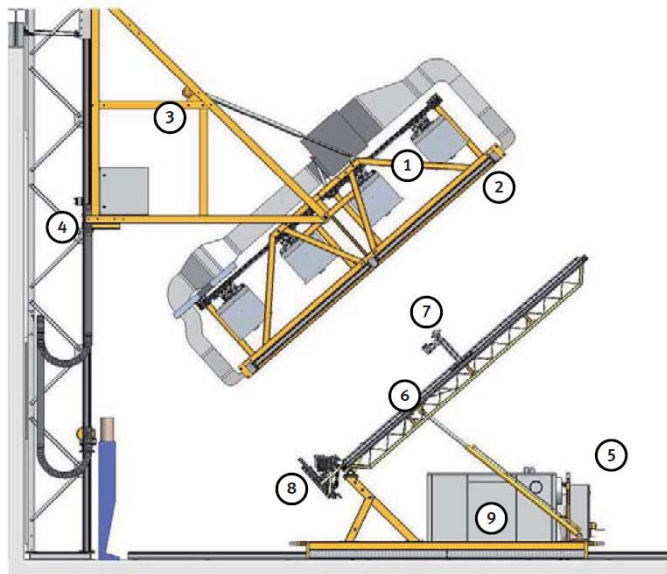
4.5 Validation expérimentale du modèle de capteur solaire plan en fonctionnement normal et défaillant

Les modèles développés présentés dans ce chapitre vont être utilisés pour simuler le comportement d'une installation réelle en fonctionnement normal et défaillant. Il est donc important de vérifier la validité des données générées par ces modèles avant de les utiliser. Ceci se fait en comparant le résultat des simulations à des essais expérimentaux. Dans l'idéal, des données en fonctionnement normal et défaillant, à l'échelle composant et système, seraient nécessaires pour valider complètement les modèles présentés dans les sections précédentes. Cependant, des données à l'échelle système sont difficiles à obtenir car il faut disposer d'un démonstrateur sur lequel on peut simuler des défauts. Cela n'a pas pu être le cas dans le cadre de ces travaux. Par contre, nous disposons de plusieurs bancs d'essais permettant de caractériser des capteurs solaires plans. Nous avons donc fait le choix de se concentrer sur la validation du modèle de capteur solaire développé dans cette thèse, en fonctionnement normal et défaillant. Les variables d'essais sont choisies de manière à se rapprocher au maximum des conditions de fonctionnement d'un capteur solaire dans un champ de grande dimension. Il faut tout de même noter qu'en dehors du capteur solaire, l'ensemble des composants utilisés pour la construction du modèle du système complet sont des composants standards de librairies qui ont déjà fait l'objet de validations séparées.

Dans cette partie, nous commençons par décrire les dispositifs expérimentaux utilisés, avant de décrire les essais effectués. Les résultats de la comparaison des mesures avec la simulation sont ensuite présentés d'abord pour le capteur solaire en fonctionnement normal, puis pour les différents défauts simulés.

4.5.1 Dispositif expérimental

Le banc d'ensoleillement artificiel est un équipement permettant de tester des capteurs solaires thermiques ainsi que des modules photovoltaïques. Le système consiste en un simulateur solaire stationnaire, incluant le champ de lampes et le ciel artificiel, ainsi que la plateforme de test des capteurs munie d'un scanner X-Y et d'une unité de ventilation. Le banc d'essai comporte également une régulation centralisée de l'ensemble. Il permet de tester les capteurs solaires thermiques selon la norme ISO 9806:2014 [15] avec un ensoleillement artificiel.



1	Champ de lampes
2	Ciel artificiel
3	Support vertical pour l'ajustement en hauteur du champ de lampes
4	Support vertical
5	Plateforme de test des capteurs
6	Support des capteurs
7	Scanner X-Y
8	Unité de ventilation
9	Thermostat

Figure 4-21 : Vue générale du banc d'ensolaillement intérieur et légende.

Le champ de lampes est constitué de 8 lampes à halogénure métallique (MHG) qui simulent le rayonnement solaire. Ces lampes ont été choisies de manière à obtenir une distribution spectrale proche de l'ensolaillement naturel. Chaque lampe peut être déplacée indépendamment.

Le ciel artificiel permet d'éviter le chauffage des capteurs solaires par la chaleur des lampes, phénomène qui fausse les résultats des tests. Il est composé de quatre vitres et d'un circuit d'air, incluant une ventilation et un refroidissement de l'air.

Une unité de ventilation permet de contrôler la vitesse du flux d'air sur la surface du capteur solaire. La hauteur des ventilateurs peut être modifiée pour correspondre à différentes épaisseurs de capteurs solaires.

Le scanner X-Y est un dispositif deux axes qui comprend la métrologie suivante : un pyranomètre pour des mesures précises de l'homogénéité du rayonnement, un anémomètre pour les mesures de vitesse de vent, ainsi qu'une cellule photovoltaïque pour des mesures rapides de rayonnement. Il permet de vérifier l'homogénéité du rayonnement ainsi que du flux d'air sur le capteur solaire. Le pyranomètre est également utilisé pour effectuer la mesure de rayonnement au niveau de la couverture transparente du capteur solaire nécessaire pour le test du capteur solaire.

Tableau 4-6: Caractéristiques du banc d'ensoleillement artificiel.

Intensité max. sur la zone de test sans ciel artificiel	1200 W/m ² (280-3000 nm)
Intensité max. sur la zone de test avec ciel artificiel	1100 W/m ² (280-3000 nm)
Taille de la zone de test avec 1200 W/m ² (sans ciel artificiel) avec une homogénéité de ± 10%	2,0 x 2,4 m
Stabilité temporelle de l'intensité lumineuse	± 1%
Charge maximale	environ 400 kg
Plage d'inclinaison de la plateforme de test	0 – 90°
Plage de température d'entrée	10 – 110 °C
Stabilité de la température	± 0,1 K
Plage de débit volumique	environ 70 – 420 L/h
Stabilité du débit	± 1 %
Pression maximale	4 bar

Tableau 4-7 : Métrologie du banc d'ensoleillement artificiel.

Grandeur mesurée	Équipement	Précision
Débit volumique	Débitmètre électromagnétique <i>Krohne Optiflux 5000</i>	± 0,195 kg/h pour une mesure de 150 kg/h
Température d'entrée du fluide	Sonde de température <i>PT-100 DIN EN 60751 1/10 DIN/0° C</i>	1/3 DIN - ± 0,03°C
Température de sortie du fluide	Sonde de température <i>PT-100 DIN EN 60751 1/10 DIN/0° C</i>	1/3 DIN - ± 0,03°C
Température ambiante	Sonde de température ventilée <i>PT100 de classe A</i>	Classe A - ± 0,22°C
Vitesse du vent sur le plan d'essai	Anémomètre <i>D12-75 (Model C) 0-10 m/s</i>	± 0,1 m/s + 2%
Rayonnement global	Pyranomètre <i>Kipp & Zonen CMP 21</i>	± 22,6 W/m ² pour une mesure de 1000 W/m ²

4.5.2 Essais réalisés

Dans le planning initial, il était prévu de tester un capteur solaire thermique plan conçu pour les ISTGD, en régime permanent et transitoire, en fonctionnement normal et défaillant, le tout sur un banc d'ensoleillement situé à l'extérieur pour se rapprocher au maximum des conditions de fonctionnement réelles. Cependant, un certain nombre de contraintes nous ont amené à revoir le déroulement de notre campagne expérimentale :

- Le banc d'ensoleillement extérieur ne peut être utilisé que lorsque la température extérieure est supérieure à 5°C. De plus, il ne permet pas actuellement d'effectuer des essais de caractérisation en régime permanent, le tracker étant en panne.
- Le banc d'ensoleillement artificiel ne peut pas accueillir de capteurs solaires ayant la taille typique des capteurs pour installation de grande dimension (10 m²).
- Le banc d'ensoleillement artificiel ne permet de faire que des essais en régime permanent.

Au final, seule une campagne expérimentale sur le banc d'ensoleillement artificiel a pu être menée à bien. Un capteur solaire thermique de marque Weishaupt de 2,5 m² [163] est caractérisé en régime permanent, pour différents ensoleillements. Ce modèle a été choisi en raison de la possibilité d'enlever facilement sa vitre, ce qui a permis de simuler le défaut « bris de vitre » pour valider le fonctionnement du modèle de capteur en fonctionnement défaillant (voir section 4.5.2.3 suivante).

Dans la suite de cette section, les principales caractéristiques du capteur solaire testé sont décrites. Le protocole d'essai pour la caractérisation en régime permanent est présenté. Enfin, les essais effectués sont listés.

4.5.2.1 Capteur solaire testé

Une vue en coupe du capteur solaire testé est donnée sur la Figure 4-22. Ses principales caractéristiques sont résumées dans le Tableau 4-8.

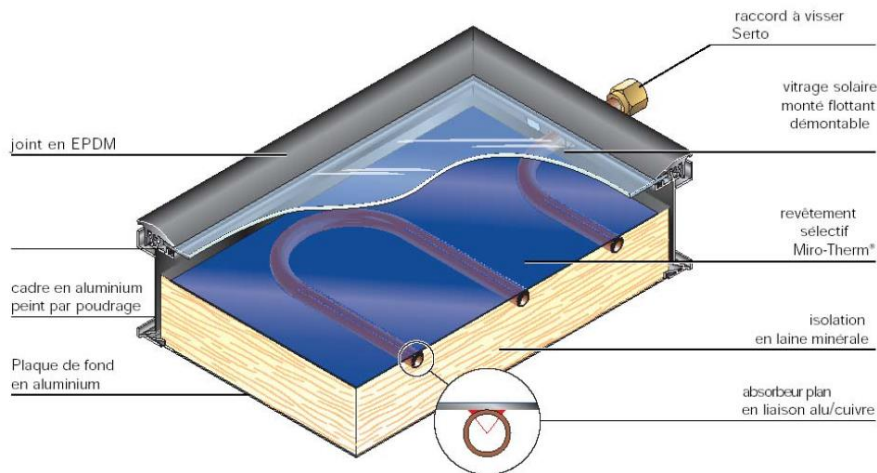


Figure 4-22 : Vue en coupe du capteur solaire Weishaupt [163].

Tableau 4-8 : Résumé des principales caractéristiques du capteur testé [163].

Fabricant	Weishaupt
Modèle	WTS F1 – type K1
Surface d'ouverture	2,32 m ²
Surface hors-tout	2,51 m ²
Couverture transparente	Simple vitrage : verre trempé de 3,2 mm sans traitement anti-reflet
Absorbeur	Tôle aluminium de 0,5 mm d'épaisseur + revêtement sélectif de type MIROTHERM
Isolant	50 mm de laine minérale en face arrière
Tuyaux collecteurs	Tube de cuivre de 12 mm en méandre. Longueur totale : 24 m
Coffre	Aluminium

On utilise les propriétés optiques obtenues suites aux mesures au laboratoire et à la recherche bibliographique détaillées dans l'Annexe F :

- On sait que l'absorbeur utilisé est revêtu du même revêtement que celui utilisé comme capteur de référence dans le modèle de système complet.
- Le fabricant précise également que le vitrage n'a pas de traitement antireflet, on utilise donc les données obtenues pour le vitrage « Diamond ».

Les principales propriétés liées aux échanges par rayonnement sont données dans le Tableau 4-9.

Tableau 4-9 : Principales propriétés liées au rayonnement pour un angle d'incidence de 0° (rayonnement solaire perpendiculaire à la surface du capteur solaire).

Transmittance solaire du vitrage [-]	0,9
Emittance infra-rouge du vitrage [-]	0,04
Absorptance solaire du revêtement sélectif de l'absorbeur [-]	0,9474
Emittance infra-rouge du revêtement sélectif de l'absorbeur [-]	0,05

4.5.2.2 Protocole d'essai

Le banc d'essais artificiel a été conçu pour effectuer les tests de performance en régime permanent selon la norme ISO 9806:2014 [15]. Il s'agit des tests qui permettent d'obtenir les coefficients de performance η_0 , a_1 et a_2 déjà décrits dans le chapitre 2 section 2.2.1.1, à la différence que la surface de référence dans le calcul du rendement (équation (2-1)) n'est pas la surface hors-tout, mais la surface d'ouverture du capteur solaire. Cela correspond à une ancienne version de la norme et ne pose pas de problème quant à l'interprétation des résultats et à leur comparaison avec les données fabricants, lesquelles ont également été obtenues avec l'ancienne norme.

Le protocole d'essai permet d'obtenir plusieurs points de fonctionnement en régime permanent, afin de tracer l'évolution du rendement en régime permanent η_{std} en fonction de la température réduite T_m^* (défini au chapitre 2 équation (2-2)). Sachant ensuite que la relation entre η_{std} et T_m^* a la forme de l'équation (2-3), on peut obtenir les coefficients de performance η_0 , a_1 et a_2 par régression.

$$\eta_{std} = \eta_0 - a_1 T_m^* - a_2 G T_m^{*2} \quad (4-55)$$

- Le rendement optique η_0 correspond mathématiquement à l'ordonnée à l'origine de la courbe de rendement ($T_m^* = 0$). Il s'agit physiquement du point pour lequel la température moyenne du fluide traversant le capteur solaire est égale à la température ambiante.
- Les coefficients linéaire a_1 et quadratique a_2 des pertes thermiques influent respectivement sur la pente et la courbure de la courbe de rendement. a_1 correspond physiquement aux pertes thermiques dont le coefficient d'échanges est indépendant de la température. a_2 prend en compte la partie des échanges thermiques qui ne l'est pas.

Durant l'ensemble de l'essai le rayonnement incident, le débit de fluide dans le capteur, la température ambiante ainsi que la vitesse du vent en face avant du capteur doivent être constants. La part de rayonnement diffus et réfléchi doit être la plus faible possible. Le rayonnement direct est normal au capteur solaire. Des ventilateurs assurent une vitesse de vent sur la face avant du capteur d'environ 3 m/s. Les différents points sont obtenus en faisant varier la température du fluide à l'entrée du capteur par paliers ascendants. La température est maintenue constante jusqu'à ce que les conditions du régime permanent soient atteintes pendant au moins cinq minutes, elle est alors modifiée pour atteindre le palier suivant et ainsi de suite. Les essais sont effectués avec un débit de 70 kg/(h.m²), ce qui correspond au débit demandé par la norme ISO 9806:2014 [15]. Le fluide caloporteur du circuit hydraulique de ce banc est de l'eau. Deux ensoleillements sont testés : 500 et 1000 W/m².

4.5.2.3 Liste des essais effectués

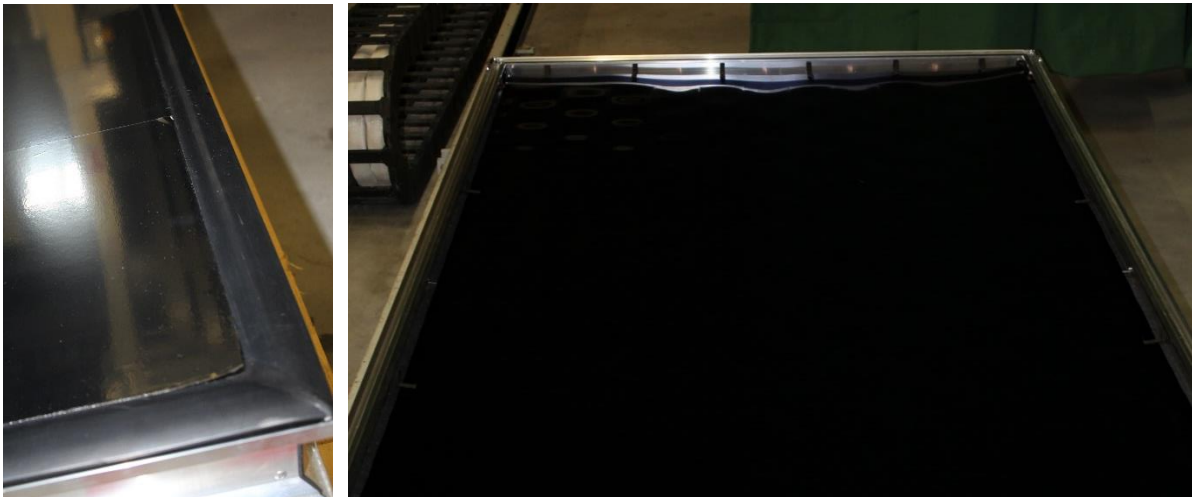
Les défauts suivants ont été simulés :

Défaut « opacification » : des films opacifiants du commerce, prévus pour être collés sur des fenêtres sont utilisés (voir Figure 4-23.a). Par ailleurs, la transmittance hémisphérique entre 280 et 2500 nm est mesurée sur des échantillons de ces films à l'aide d'un spectromètre UV-visible PERKIN ELMER lambda 950. Les transmittances moyennes obtenues sont utilisées pour paramétrer le modèle. Les principales caractéristiques des films utilisés sont résumées dans le Tableau 4-10. On peut noter que la somme des trois propriétés optiques (réflectance, absorptance et transmittance) est différente de 1, ce qui n'est pas physique. Les réflectances et absorptances annoncées par le fabricant sont donc à prendre avec précaution et nous ont conduit à tester différentes hypothèses.

Tableau 4-10 : Caractéristiques des films opacifiants utilisés pour simuler le défaut "opacification". Les grandeurs sont données pour un rayonnement direct incident normal à la surface.

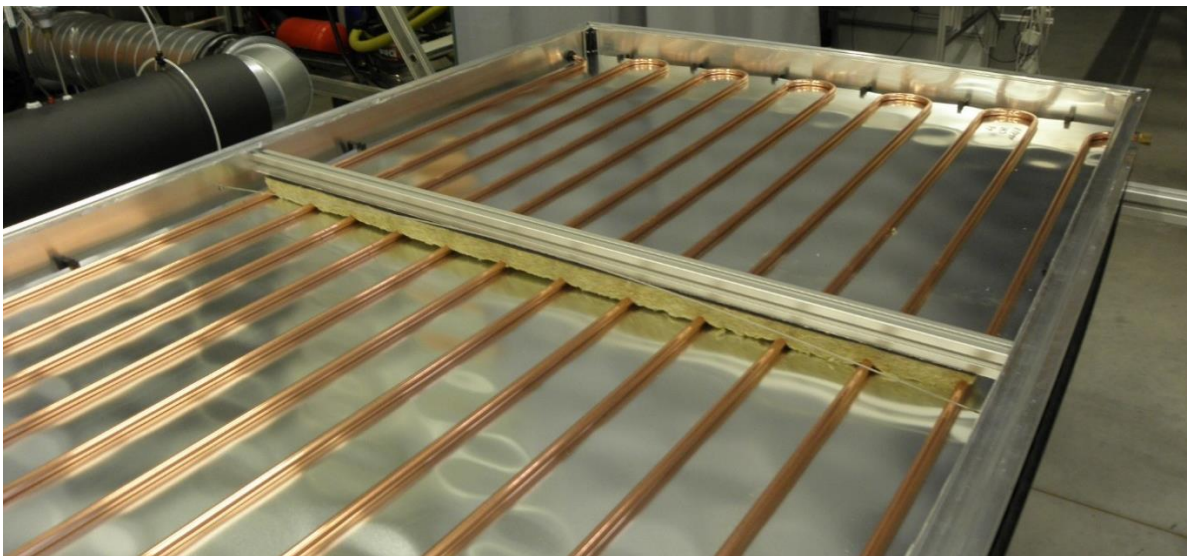
Dénomination	Opacifiant 1	Opacifiant 2
Nom commercial	Film dépoli	Film anti-chaueur
Réflectance annoncée	9 %	55 %
Absorptance annoncée	17 %	33 %
Transmittance mesurée	90,5 %	24 %

- *Défaut « défaillance couverture »* : la ou les vitres du capteur solaire sont retirées (voir Figure 4-23.b). Le capteur testé a été choisi de telle manière que cette opération soit relativement aisée et réversible.
- *Défaut « dégradation isolant »* : le fond du coffre est retiré ainsi que l'isolant. Comme l'absorbeur reposait sur l'isolant, un profilé isolé est ajouté pour maintenir l'absorbeur (voir Figure 4-23.c).
- *Défaut « déséquilibre »* : comme nous l'avons vu au chapitre 3 section 3.3.7, les performances du capteur solaire sont dépendantes du débit qui le traverse. Plusieurs débits ont donc été testés.



(a)

(b)



(c)

Figure 4-23 : Modifications effectuées sur le capteur Weishaupt pour simuler les différents défauts : (a) ajout d'un film opacifiant, (b) vitre retirée, (c) isolant retiré (le profilé a été ajouté pour soutenir l'absorbeur).

Les résultats de la campagne d'essai ainsi que les comparaisons avec le modèle sont décrits dans la sous-section suivante.

4.5.3 Résultats de validation

Les données obtenues suite aux essais décrits dans la section précédente sont utilisées pour valider le comportement du modèle de capteur solaire développé dans le cadre de cette thèse et présenté en section 4.2. Seul le comportement en régime permanent sera analysé car les données récoltées ne permettent pas une caractérisation du régime transitoire. Un modèle est développé pour reproduire numériquement le protocole d'essai : des conditions aux limites constantes sont appliquées au modèle de capteur solaire. Plusieurs valeurs de température d'entrée du fluide et de rayonnement incident sont utilisées pour couvrir toute la gamme de fonctionnement du capteur solaire. Le modèle de capteur solaire comporte un seul nœud dans le sens du fluide car nous avons montré au paragraphe 4.2.6 que la discrétisation influait très peu les résultats en comportement permanent. Le paramétrage du modèle reprend les informations du Tableau 4-8, les données du fabricant concernant la géométrie du capteur ainsi que les propriétés des matériaux présents dans le capteur solaire. Le pas de temps d'intégration est de 5 secondes. Les calculs d'incertitudes de mesures sont décrits en Annexe G. Les incertitudes finales sont trop faibles pour être visibles sur les graphiques.

Les sections qui suivent décrivent les résultats de la comparaison entre les mesures et les simulations pour les différents essais effectués.

4.5.3.1 Fonctionnement normal

Les Figure 4-24 et Figure 4-25 ainsi que le Tableau 4-11 résument les résultats de la comparaison entre les mesures et le modèle. La plage de rendement couverte par les mesures correspond à une température d'entrée entre 20 et 80°C à 1000 W/m². Si on compare à la Figure 2-7 du chapitre 2, cela couvre la plage de fonctionnement des réseaux de chaleur « basse température » et le début de la plage des réseaux de chaleur existants. Des mesures ont été effectuées sur deux capteurs (la référence et un deuxième) ainsi que sur le capteur de référence muni d'une nouvelle vitre afin de vérifier la variabilité des résultats obtenus par rapport aux données fabricant. On constate de légers écarts entre ces trois tests mais qui s'expliquent par les incertitudes de mesures. Les courbes de rendement obtenues à l'aide de la simulation des Figure 4-24 et Figure 4-25 sont proches des points de mesure. Pour l'ensemble des points de mesures, l'écart absolu moyen sur le rendement est de 0,03 et sa valeur maximale est de de 0,06.

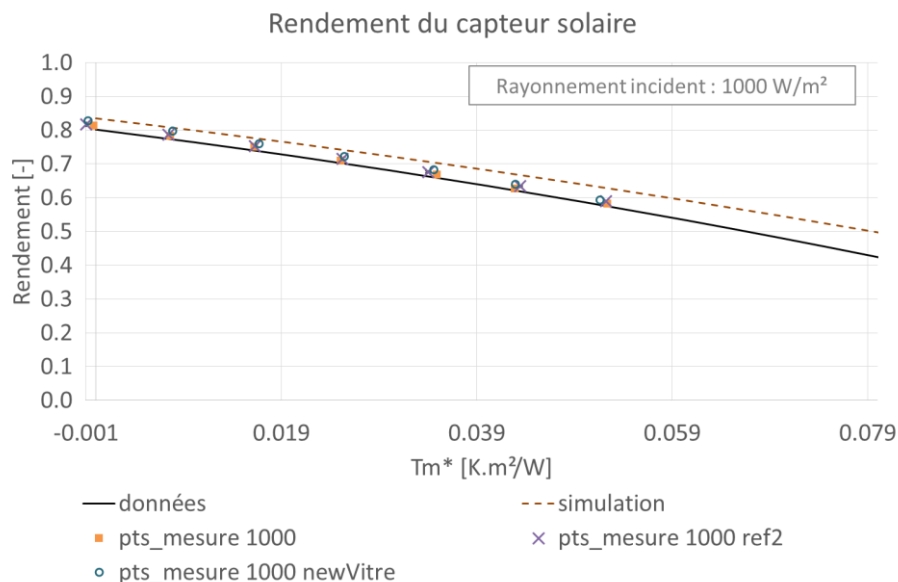


Figure 4-24 : Comparaison des courbes de rendements obtenues à l'aide des coefficients de performance issus des données fabricant et de la simulation avec les points mesurés pour $G=1000 \text{ W/m}^2$. Plusieurs jeux de mesures sont présentés : celui du capteur de référence (pts_mesure 1000), d'un deuxième capteur à notre disposition (pts_mesure 1000 ref2) et du capteur de référence muni d'une nouvelle vitre (pts_mesure 1000 newVitre).

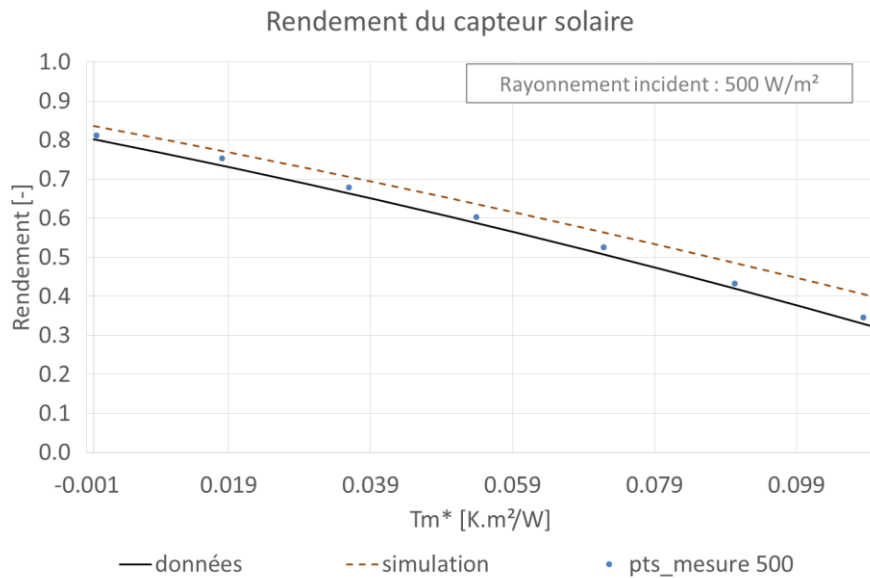


Figure 4-25 : Comparaison des courbes de rendements obtenues à l'aide des coefficients de performance issus des données fabricant et de la simulation avec les points mesurés pour $G=500 \text{ W/m}^2$ sur le capteur de référence.

L'écart entre notre modèle et les mesures s'explique à la fois par un rendement optique surestimé et des pertes thermiques sous-estimées (Tableau 4-11) par notre modèle. Nous avons en effet modélisé un capteur « idéal » qui ne prend pas en compte un certain nombre d'éléments d'un capteur solaire réel qui viennent diminuer ses performances (ponts thermiques, liaison absorbeur-tube moins bonne qu'en théorie...). L'écart le plus important est sur le coefficient quadratique des pertes thermiques a_2 et cela se répercute sur l'écart de rendement pour des T_m^* élevés (voir Figure 4-26), c'est-à-dire pour une température de fonctionnement du capteur solaire importante par rapport à la température extérieure. Parmi les éléments non pris en compte et qui peuvent jouer sur ce coefficient, on peut citer la dépendance d'un certain nombre de propriétés des matériaux à la température, et en particulier la conductivité de l'isolant. Incropera et DeWitt [164] donnent par exemple quelques valeurs typiques de conductivité d'isolants en fibre minérale qui vont de 0,036 W/(m.K) à 240 K à 0,076 W/(m.K) à 365 K.

Tableau 4-11 : Coefficients de performances donnés par le fabricant et obtenus par régression à l'aide des différents jeux de mesure et de la simulation.

	données	mesure	mesure ref2	mesure 500 W/m ²	mesure newVitre	simulation
η_0	0,80	0,81	0,82	0,82	0,83	0,84
a_1	3,60	3,77	3,52	3,48	3,53	3,44
a_2	0,014	0,013	0,015	0,016	0,018	0,010

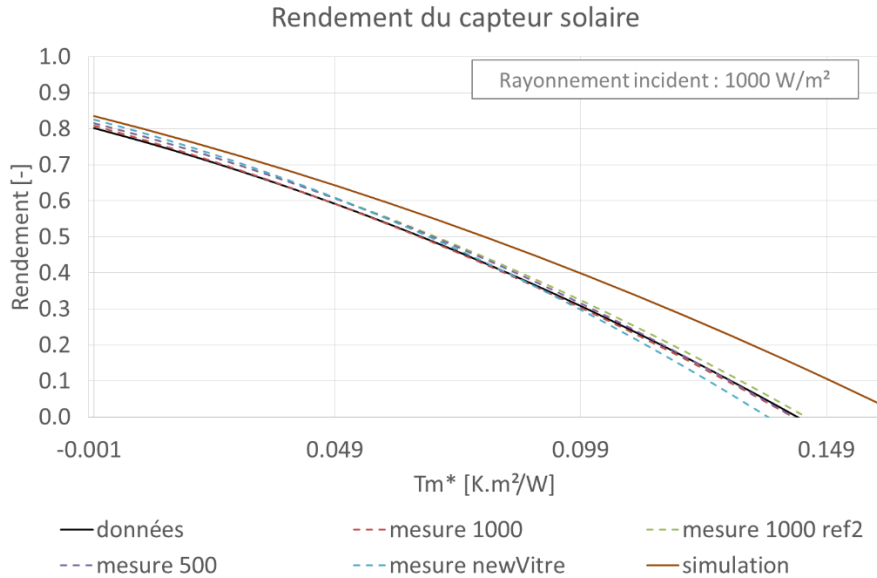


Figure 4-26 : Courbes de performances obtenues à l'aide des coefficients de rendement présentés dans le Tableau 4-11 et pour $G=1000 \text{ W/m}^2$.

4.5.3.2 Défaut « opacification »

Les propriétés optiques des opacifiants données dans le Tableau 4-10 permettent de calculer des propriétés optiques équivalentes du couple verre/film opacifiant en se basant sur le chemin optique du rayonnement solaire entre le film opacifiant et le verre (voir Figure 4-27).

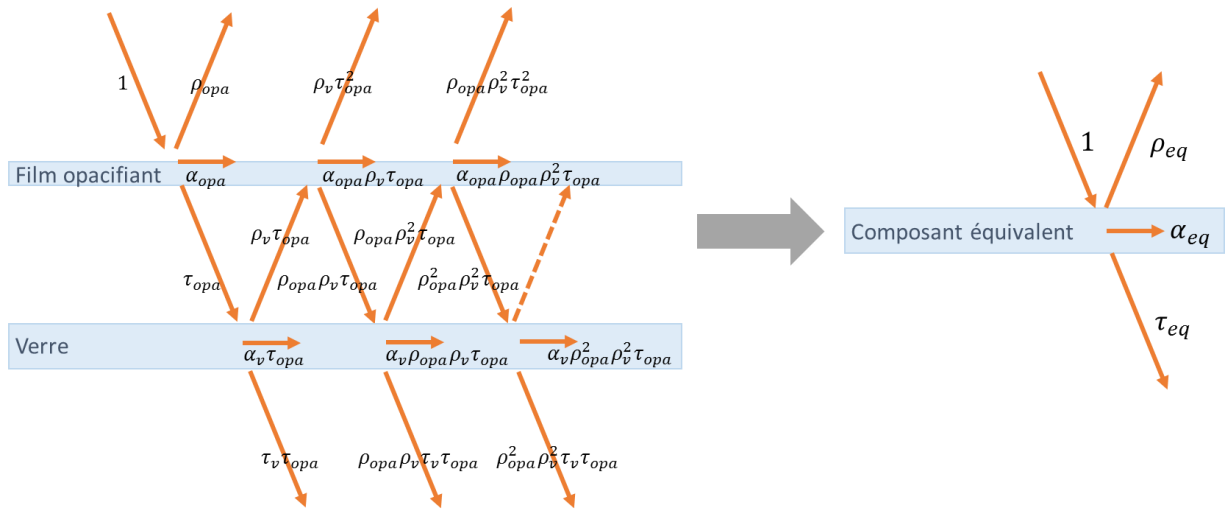


Figure 4-27 : Trajet optique du rayonnement solaire entre le film opacifiant et le verre et schéma équivalent.

Les formules obtenues après passage à la limite des séries géométriques obtenues sont les suivantes :

$$\tau_{eq} = \frac{\tau_{opa}\tau_v}{1 - \rho_{opa}\rho_v} \quad (4-56)$$

$$\rho_{eq} = \rho_{opa} + \frac{\tau_{opa}^2\rho_v}{1 - \rho_{opa}\rho_v} \quad (4-57)$$

$$\alpha_{eq} = \alpha_{opa} \left[1 + \frac{\tau_{opa}\rho_v}{1 - \rho_{opa}\rho_v} \right] + \frac{\alpha_v\tau_{opa}}{1 - \rho_{opa}\rho_v} \quad (4-58)$$

Les données optiques du Tableau 4-10 n'ayant pas de sens physique, plusieurs essais de paramétrage sont effectués en suivant les logiques suivantes :

- *modèle* : le film opacifiant n'absorbe aucun rayonnement (c'est l'hypothèse qui a été faite pour la modélisation du défaut « opacification » dans la section 4.4.2).
- α_{opa} fabricant : l'absorptance annoncée par le fabricant est utilisée, la réflectance est choisie de manière à ce que $\alpha + \tau + \rho = 1$. Cela n'a pas pu être fait pour le premier opacifiant puisque la

somme de la transmittance mesurée et de l'absorptance annoncée est déjà supérieure à 1. Dans ce cas, on a choisi l'absorptance de manière à ce que $\alpha = 1 - \tau$. La réflectance vaut 0.

- ρ_{opa} fabricant : la réflectance annoncée par le fabricant est utilisée, l'absorptance est choisie de manière à ce que $\alpha + \tau + \rho = 1$.

Le Tableau 4-12 résume les différentes valeurs utilisées pour le paramétrage du modèle.

Tableau 4-12 : Paramètres utilisés pour les différents essais de simulation.

Essai		τ	α	ρ	τ_{eq}	α_{eq}	ρ_{eq}	S_{opa}
Verre seul		0,91	0,01	0,08	-	-	-	-
Verre + opacifiant 1	modèle	0,905	0	0,095	0,830	0,009	0,161	0,088
	α_{opa} fabricant	0,905	0,095	0	0,824	0,111	0,066	0,095
	ρ_{opa} fabricant	0,905	0,005	0,09	0,830	0,014	0,156	0,088
Verre + opacifiant 2	modèle	0,24	0	0,76	0,233	0,003	0,765	0,744
	α_{opa} fabricant	0,24	0,33	0,43	0,226	0,339	0,435	0,751
	ρ_{opa} fabricant	0,24	0,21	0,55	0,228	0,217	0,555	0,749

Les Tableau 4-13 et Tableau 4-14 ainsi que la Figure 4-28 présentent les résultats de la comparaison des mesures avec les différentes simulations. D'une manière globale, les courbes de rendement sont assez proches. En ce qui concerne le film opacifiant 1, le choix de l'absorptance et de la réflectance a peu d'impact sur les résultats. Ceci est dû au fait que les valeurs de ces deux paramètres sont en tous les cas assez faibles. Les cas les plus proches des mesures sont *modèle* et ρ fabricant avec un écart absolu moyen de 0,023 et des écarts maximaux respectifs de 0,054 et 0,055. Le test α fabricant donne cependant des bons résultats également (écart moyen de 0,030 et maximal de 0,066). Le choix de l'absorptance et de la réflectance a plus d'influence sur les courbes de rendement du film opacifiant 2, la transmittance de cet opacifiant étant bien plus faible. On observe dans le Tableau 4-13 que les écarts entre simulation et mesure sont plus importants. Il faut cependant nuancer cette moindre performance par le fait que les valeurs absolues en jeu sont bien plus faibles, augmentant artificiellement les écarts relatifs. Les courbes de rendement de la Figure 4-28 sont d'ailleurs relativement proche des mesures. Les meilleurs résultats sont obtenus en utilisant la valeur de l'absorptance annoncée par le fabricant (α fabricant) : on a alors un écart moyen de 0,009 entre mesure et simulation.

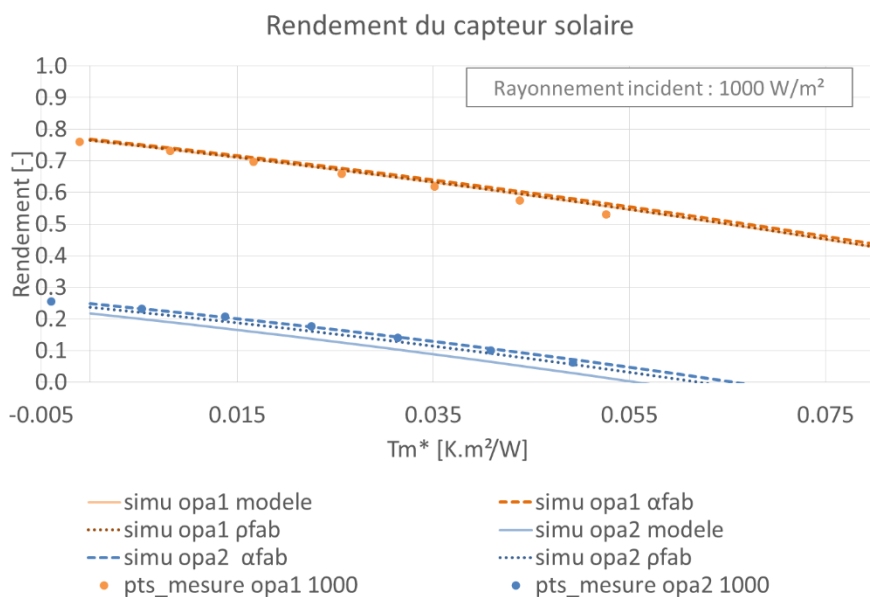


Figure 4-28 : Comparaison des courbes de rendements obtenues à l'aide des coefficients de performance des simulations avec les points mesurés pour $G=1000 \text{ W/m}^2$ pour les deux opacifiants testés. Les différentes courbes correspondent aux essais du Tableau 4-12.

Tableau 4-13 : Ecarts de rendement entre mesure et simulation pour les différents points de mesure pour le défaut « opacification ».

Ecart absolu [-]	Opacifiant 1			Opacifiant 2		
	modèle	α fabricant	ρ fabricant	Modèle	α fabricant	ρ fabricant
moyen	0,023	0,030	0,023	0,039	0,009	0,014
maximum	0,054	0,066	0,055	0,055	0,025	0,031

Le Tableau 4-14 résume les coefficients de performance obtenus pour les différentes mesures et les différents tests. Comme dans le cas de la validation du capteur en fonctionnement normal, on observe peu de différence sur les valeurs de rendement optique mais les coefficients de pertes sont assez différents.

Tableau 4-14 : Coefficients de performance obtenus par régression à l'aide des différents jeux de mesure et des simulations pour le défaut « opacification ».

	Opacification 1					Opacification 2				
	mesure 1000 W/m ²	mesure 500 W/m ²	simu modèle	simu α fabricant	simu ρ fabricant	mesure 1000 W/m ²	mesure 500 W/m ²	simu modèle	simu α fabricant	simu ρ fabricant
η_0	0,76	0,74	0,76	0,77	0,76	0,24	0,26	0,22	0,25	0,24
a_1	3,30	3,37	3,43	3,31	3,42	2,45	2,89	3,31	2,99	3,10
a_2	0,019	0,017	0,010	0,010	0,010	0,025	0,022	0,011	0,012	0,012

4.5.3.3 Défaut « défaillance couverture »

La Figure 4-29 présente les résultats de la comparaison des mesures avec le modèle. L'écart est assez conséquent et plusieurs essais de modification du modèle ont été effectués afin de l'expliquer :

- *new sky* : sur le banc d'ensoleillement artificiel, le ciel ne peut être assimilé à un corps noir. On modifie donc le modèle pour représenter le ciel par un corps gris avec $\epsilon_{ciel} = 0.89$ et $T_{ciel} = T_a - 3K$.
- *vent=2,5* : en plus de la modification du ciel, la vitesse de vent effective pour cet essai était plutôt de 2,5 m/s environ. La vitesse du vent de la simulation est donc passé de 3 à 2,5 m/s.
- *sansIR* : on suppose qu'il n'y a pas d'échanges par rayonnement infra-rouge entre la face supérieure du capteur solaire et le ciel.

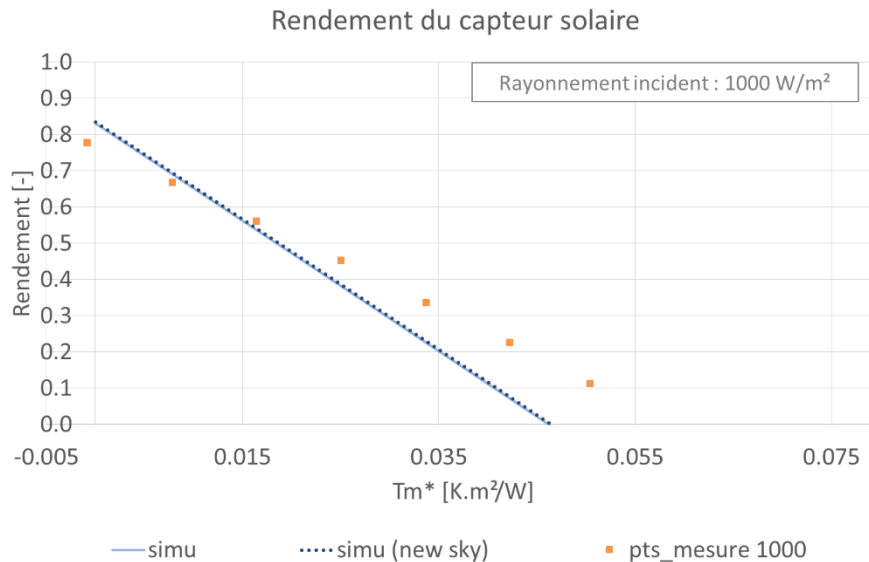


Figure 4-29 : Comparaison de la courbe de rendement obtenue à l'aide des coefficients de performance de la simulation avec les points mesurés pour $G=1000$ W/m² pour le défaut « défaillance couverture ».

Les résultats de ces tests sont présentés dans la Figure 4-30 et dans les Tableau 4-15 et Par ailleurs, on observe dans le Tableau 4-16 que le rendement optique η_0 sans vitre est inférieur à celui avec vitre, que ce soit pour les essais expérimentaux ou les simulations. Or nous avons vu que ce coefficient correspond au rendement du capteur solaire lorsque la température moyenne du fluide qui le traverse est égale à la température ambiante ($T_m^* = 0$). Si on suppose que la température moyenne du capteur solaire est égale à

la température du fluide, il n'y a pas de pertes thermiques et l'écart entre rayonnement solaire reçu et énergie produite est dû uniquement aux propriétés optiques du capteur. C'est d'ailleurs pour cela qu'on appelle ce coefficient le rendement optique. Sur la base de ce constant, lorsqu'on enlève la vitre du capteur solaire on augmente la fraction de rayonnement solaire qui atteint l'absorbeur et on devrait donc observer une augmentation de η_0 . En fait, en pratique, le capteur solaire n'est pas exactement à la température du fluide et il y a des pertes thermiques qui viennent diminuer la valeur du rendement optique. En particulier, sans vitre, nous avons vu que les pertes par convection entre la partie supérieure du capteur solaire et l'air ambiant deviennent les pertes entre absorbeur et air ambiant. La température de la portion de l'absorbeur au-dessus du tuyau est bien proche de T_m mais à cause de l'effet d'ailette, ce n'est pas vrai du reste de la surface. On observe un écart de température entre la base et le bord de l'ailette de 6,2 K à $T_m^* = 0$. Les pertes thermiques par convection sont donc importantes, même pour $T_m^* = 0$, et elles annulent le bénéfice en terme de rayonnement solaire absorbé.

Tableau 4-16. La modification du ciel (*new sky*) ne modifie pas de façon notable les résultats. La suppression des échanges par rayonnement infrarouges (*sansIR*) non plus. Il faut dire que l'émissivité de l'absorbeur est déjà très faible (5 %). La seule modification qui a un impact important et dans le bon sens est la diminution de la vitesse du vent (*vent=2,5*).

Pour une vitesse de vent de 3 m/s, le coefficient de convection calculé en utilisant la corrélation de Mc Adams (équation (4-29)) est de 17,1 W/(m².K). Elle n'est que de 15,2 W/(m².K) pour 2,5 m/s. Ce coefficient a un impact très marqué notamment sur le coefficient de pertes thermiques linéaire α_1 puisque sa modification de 12 % lors de l'essai *vent=2,5* entraîne une diminution de α_1 de 10 % (voir valeurs dans le Par ailleurs, on observe dans le Tableau 4-16 que le rendement optique η_0 sans vitre est inférieur à celui avec vitre, que ce soit pour les essais expérimentaux ou les simulations. Or nous avons vu que ce coefficient correspond au rendement du capteur solaire lorsque la température moyenne du fluide qui le traverse est égale à la température ambiante ($T_m^* = 0$). Si on suppose que la température moyenne du capteur solaire est égale à la température du fluide, il n'y a pas de pertes thermiques et l'écart entre rayonnement solaire reçu et énergie produite est dû uniquement aux propriétés optiques du capteur. C'est d'ailleurs pour cela qu'on appelle ce coefficient le rendement optique. Sur la base de ce constant, lorsqu'on enlève la vitre du capteur solaire on augmente la fraction de rayonnement solaire qui atteint l'absorbeur et on devrait donc observer une augmentation de η_0 . En fait, en pratique, le capteur solaire n'est pas exactement à la température du fluide et il y a des pertes thermiques qui viennent diminuer la valeur du rendement optique. En particulier, sans vitre, nous avons vu que les pertes par convection entre la partie supérieure du capteur solaire et l'air ambiant deviennent les pertes entre absorbeur et air ambiant. La température de la portion de l'absorbeur au-dessus du tuyau est bien proche de T_m mais à cause de l'effet d'ailette, ce n'est pas vrai du reste de la surface. On observe un écart de température entre la base et le bord de l'ailette de 6,2 K à $T_m^* = 0$. Les pertes thermiques par convection sont donc importantes, même pour $T_m^* = 0$, et elles annulent le bénéfice en terme de rayonnement solaire absorbé.

Tableau 4-16). En fait, sans vitre, l'essentiel des pertes thermiques du capteur solaire sont dues à la convection entre l'absorbeur et l'air environnant : pour une température d'entrée du fluide de 60°C et un rayonnement incident direct de 1000 W/m², cette convection représente 88 % de la totalité des pertes du capteur solaire ! L'écart de température entre les deux surfaces est en effet très important, bien plus qu'entre la vitre et l'air environnant : pour une température d'entrée du fluide de 60°C, on a en effet un écart entre la vitre et l'air de 8,8 K, alors qu'il est de 42,1 K en moyenne entre l'absorbeur et l'air ambiant pour le capteur sans vitre. La précision de la détermination du coefficient d'échange convectif est donc primordiale.

Or avec les conditions d'essai on est probablement dans le régime de transition entre un régime laminaire et turbulent. En effet, le nombre de Reynolds limite entre ces deux régimes est d'environ $5 \cdot 10^5$ pour l'air. Les nombres de Reynolds pour quelques points de simulation sont donnés dans le Tableau 4-17 : ils sont proches de cette valeur. Les corrélations pour le calcul du nombre de Nusselt en convection forcée sont moins précises pour ces régimes de transitions. De plus, la convection forcée et la convection naturelle sont du même ordre de grandeur pour les températures assez élevées. On utilise en effet le rapport Gr/Re^2 pour distinguer les cas où la convection forcée est prépondérante ($Gr/Re^2 \ll 1$) des cas où c'est la convection naturelle qui explique l'essentiel des échanges ($Gr/Re^2 \gg 1$). Or, pour $T_{in} = 80^\circ\text{C}$ par exemple, on a $Gr/Re^2 = 0.41 \sim 1$ (voir Tableau 4-17) et il faudrait donc calculer un nombre de Nusselt moyenné à partir des Nusselt pour la convection forcée et pour la convection naturelle. Ce calcul est également peu précis. On

a donc une forte dépendance des résultats au coefficient d'échange convectif entre l'absorbeur et l'air environnant et un calcul de ce coefficient peu précis. Cela explique la difficulté à faire coïncider mesures et simulation. En outre, la corrélation utilisée (Mac Adams, équation (4-29)) est indépendante de la température des deux surfaces, hypothèse qui semble fautive au vu des phénomènes décrits précédemment. On peut également ajouter un probable effet cavité lié au fait que le bord du capteur solaire surplombe de 2 cm l'absorbeur, le protégeant en partie du vent et diminuant de ce fait les transferts par convection forcée.

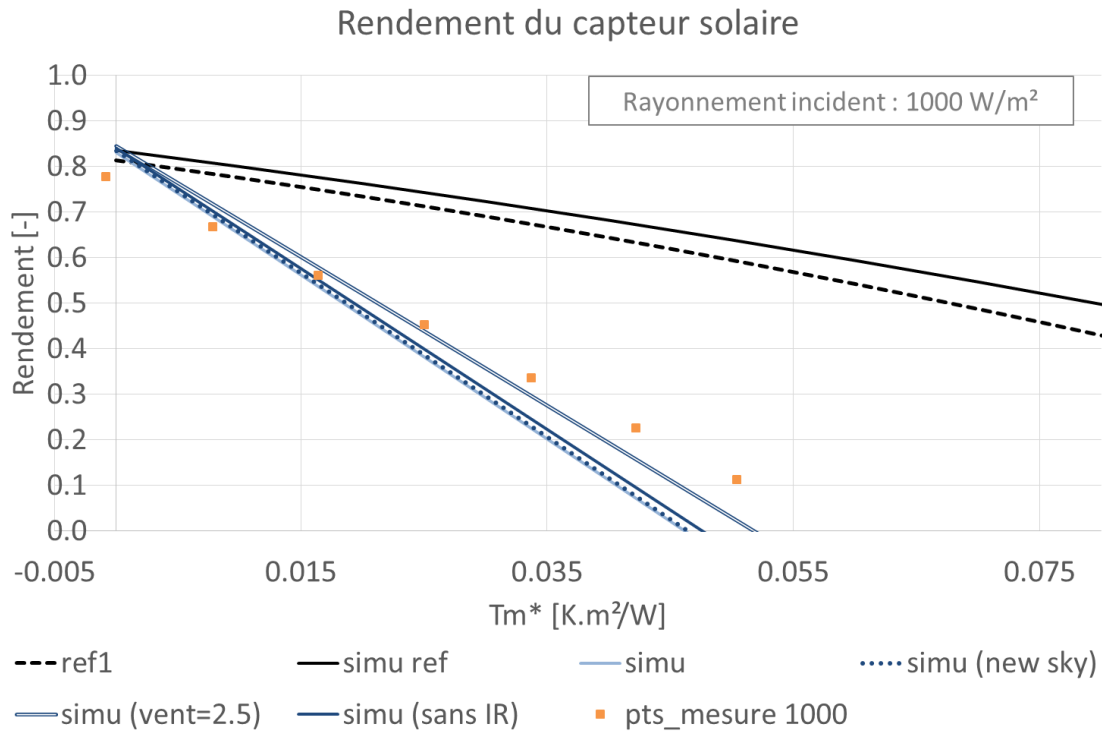


Figure 4-30 : Comparaison de la courbe de rendement obtenue à l'aide des coefficients de performance des différents essais de simulation avec les points mesurés pour $G=1000 \text{ W/m}^2$ pour le défaut « défaillance couverture ». Les courbes dérivant des coefficients pour les mesures (« ref1 ») et la simulation (« simu ref ») du capteur en fonctionnement normal sont également indiquées en noir.

Tableau 4-15 : Ecart de rendement entre mesure et simulations pour les différents points de mesure pour le défaut « défaillance couverture ».

Ecart absolu [-]	simu	new sky	vent=2,5	sans IR
moyen	0,15	0,15	0,09	0,13
maximum	0,45	0,45	0,27	0,41

Par ailleurs, on observe dans le Tableau 4-16 que le rendement optique η_0 sans vitre est inférieur à celui avec vitre, que ce soit pour les essais expérimentaux ou les simulations. Or nous avons vu que ce coefficient correspond au rendement du capteur solaire lorsque la température moyenne du fluide qui le traverse est égale à la température ambiante ($T_m^* = 0$). Si on suppose que la température moyenne du capteur solaire est égale à la température du fluide, il n'y a pas de pertes thermiques et l'écart entre rayonnement solaire reçu et énergie produite est dû uniquement aux propriétés optiques du capteur. C'est d'ailleurs pour cela qu'on appelle ce coefficient le rendement optique. Sur la base de ce constat, lorsqu'on enlève la vitre du capteur solaire on augmente la fraction de rayonnement solaire qui atteint l'absorbeur et on devrait donc observer une augmentation de η_0 . En fait, en pratique, le capteur solaire n'est pas exactement à la température du fluide et il y a des pertes thermiques qui viennent diminuer la valeur du rendement optique. En particulier, sans vitre, nous avons vu que les pertes par convection entre la partie supérieure du capteur solaire et l'air ambiant deviennent les pertes entre absorbeur et air ambiant. La température de la portion de l'absorbeur au-dessus du tuyau est bien proche de T_m mais à cause de l'effet d'ailette, ce n'est pas vrai du reste de la surface. On observe un écart de température entre la base et le bord de l'ailette de 6,2 K à $T_m^* = 0$. Les pertes thermiques par convection sont donc importantes, même pour $T_m^* = 0$, et elles annulent le bénéfice en terme de rayonnement solaire absorbé.

Tableau 4-16 : Coefficients de performance obtenus par régression à l'aide des mesure et des différentes modélisations pour le défaut « défaillance couverture ».

	mesure ref	simu ref	mesure 1000 W/m ²	mesure 500 W/m ²	simu	new sky	vent=2.5	sans IR
η_0	0,81	0,84	0,77	0,77	0,83	0,83	0,84	0,84
a_1	3,77	3,44	12,31	12,64	17,88	17,86	16,18	17,60
a_2	0,013	0,010	0,013	0,006	0,002	0,002	0,003	0,001

Tableau 4-17 : Grandeurs caractéristiques représentant le type des échanges convectifs entre la face supérieure de l'absorbeur et l'air environnant calculés par le modèle pour différents cas.

	$T_{in} = 20^\circ C$		$T_{in} = 80^\circ C$	
	avec vitre	sans vitre	avec vitre	sans vitre
Re	4,07E+05	3,98E+05	3,95E+05	3,47E+05
Gr/Re^2	0,011	0,071	0,089	0,41

Nous n'avons pas trouvé dans la littérature de corrélation permettant un calcul plus juste du nombre de Nusselt et donc du coefficient d'échange convectif. Nous avons donc fait le choix de conserver la corrélation de Mac Adams pour la suite. Il faut tout de même noter que la modification de comportement entre le capteur en fonctionnement normal et défaillant est globalement respectée, à savoir une forte augmentation du coefficient de pertes thermiques linéaire a_1 et donc une courbe de rendement dont la pente augmente fortement et qui se rapproche d'une droite.

4.5.3.4 Défaut « dégradation isolant »

L'essai ayant consisté à enlever totalement l'isolant, la modélisation proposée à la section 4.4.5 ne permet pas de représenter correctement le défaut. A la place, une variante du modèle de capteur solaire sans isolant en face arrière a été développée et utilisée pour cette validation.

La Figure 4-31 présente les rendements obtenus par modélisation et mesure. On constate un écart très important avec le premier essai de simulation (*sansIsol*). Pour l'expliquer, une modification de la modélisation de l'essai a été effectuée. Dans le modèle initial, le vent est identique sur toutes les faces du capteur solaire. Or sur le banc d'ensoleillement artificiel, les ventilateurs sont réglés de manière à ne produire un vent que sur la face supérieure du capteur solaire. Le modèle est donc modifié pour que la vitesse de vent en face arrière soit nulle. Les résultats de cet essai pour la variante de capteur solaire sans isolant (*sansVent*) sont donnés dans la Figure 4-31 et les Tableau 4-18 et Tableau 4-19 suivants.

On observe sur la Figure 4-31 que le fait de supprimer le vent sur la face arrière du capteur solaire améliore les résultats de façon notable (*sansVent*). On passe en effet d'un écart moyen entre mesure et simulation de 0,24 à 0,01 (voir Tableau 4-18). L'approximation qui avait été faite dans le modèle passe inaperçue pour les autres essais de validation car les échanges convectifs entre la face arrière et l'air environnant sont très faibles dans le cas d'un capteur correctement isolé. Le Tableau 4-19 résume les coefficients de performance des différentes courbes de rendement obtenues. Ils sont globalement proches des mesures une fois qu'on a supprimé le vent en face arrière.

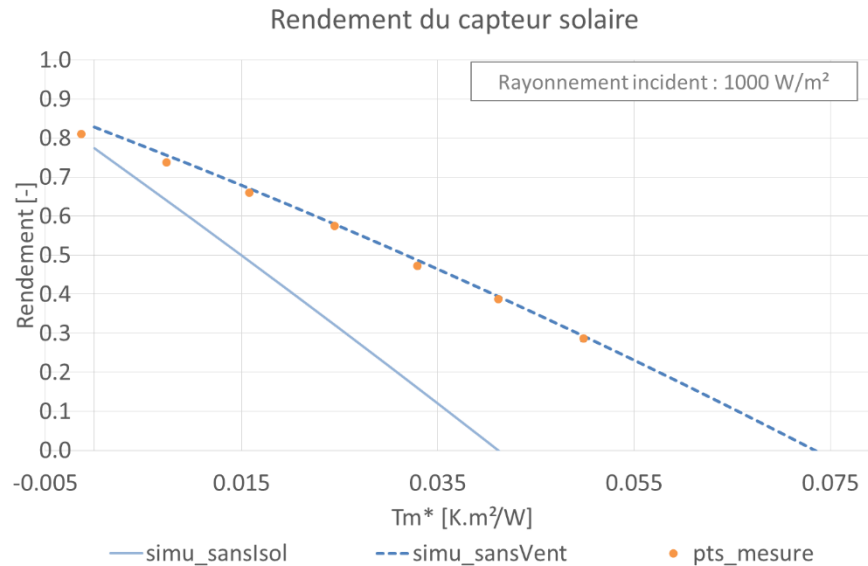


Figure 4-31 : Comparaison des courbes de rendements obtenues à l'aide des coefficients de performance des différents essais de simulations avec les points mesurés pour $G=1000 \text{ W/m}^2$.

Tableau 4-18 : Ecarts entre les rendements mesuré et simulé pour les différents points de mesure et les différentes modélisations pour le défaut « dégradation isolant ».

Ecarts absolus [-]	sanssol	sansVent
moyen	0,24	0,01
maximum	0,46	0,03

Tableau 4-19 : Coefficients de performance obtenus par régression à l'aide des mesure et des différentes modélisations pour le défaut « dégradation isolant ».

	mesure	sanssol	sansVent
η_0	0,80	0,77	0,83
a_1	8,56	18,01	9,59
a_2	0,036	0,019	0,023

La modification effectuée pour rapprocher mesures et simulation n'affecte pas le modèle de capteur solaire lui-même. Elle n'amène donc pas à une modification du modèle de capteur solaire.

4.5.3.5 Défaut « déséquilibre »

Sur le banc d'ensoleillement artificiel, deux débits ont été testés en plus du débit de référence, l'un correspondant au double du débit de référence, l'autre à la moitié. Le Tableau 4-20 donne les valeurs utilisées ainsi que les nombres de Reynolds correspondants. Nous avons noté dans l'état de l'art du chapitre 3 (section 3.3.7) que le coefficient d'échange entre le fluide et la paroi du tuyau évolue peu avec le débit en régime turbulent ($Re > 2300$). Malheureusement, les caractéristiques du banc d'essai ne nous permettent pas d'obtenir de points de fonctionnement en régime vraiment laminaire car le débit minimal imposable est trop élevé (70 kg/h) et se situe encore dans la zone de transition entre les deux régimes d'écoulement.

Tableau 4-20 : Débits utilisés pour les différents essais et nombres de Reynolds correspondants. Le débit correspondant au nombre de Reynolds limite est également indiqué.

	essai			Reynolds limite
	référence	moitié	double	
débit [kg/h]	164,5	82,0	317,3	78,0
débit [kg/s]	0,0457	0,0228	0,0881	0,022
Re [-]	4930	2450	9500	2300

La Figure 4-32 montre les courbes de rendement obtenues ainsi que les points de mesure. Les écarts entre mesure et simulation sont très faibles : le modèle représente bien le comportement réel du capteur solaire. Dans les deux cas, on n’observe pas de différence notable sur les rendements pour les débits testés, comme attendu. Un essai de simulation a été effectué pour un débit de 20 kg/h afin de vérifier que le modèle présentait bien une diminution des performances visibles en régime laminaire. La courbe de rendement obtenue (*simu (20 kg/h)*) est en effet nettement en dessous des autres.

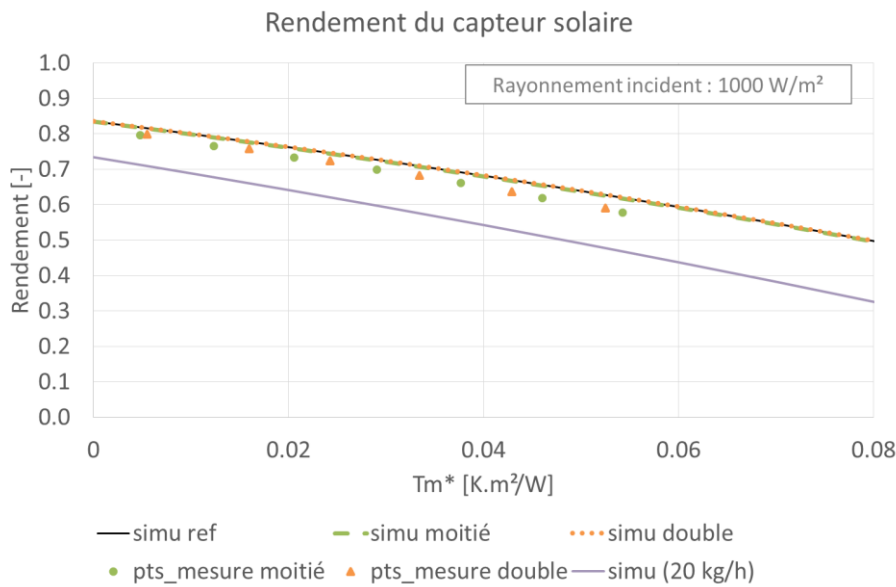


Figure 4-32 : Comparaison des courbes de rendements obtenues à l'aide des coefficients de performance de la simulation avec les points mesurés pour $G=1000 \text{ W/m}^2$ pour les deux débits testés. La courbe de rendement pour le débit de référence obtenue par simulation est également représentée.

Comme attendu au vu des courbes, les coefficients de performance présentés dans le Tableau 4-21 varient peu d’un cas à l’autre, sauf pour la simulation en régime laminaire. Pour ce dernier test, on observe à la fois une diminution du rendement optique, et une augmentation du coefficient linéaire de pertes thermiques a_1 . Avec le passage en régime laminaire, le transfert de chaleur entre l’absorbeur et le fluide est moins bon. Pour une même température moyenne de fluide T_m , la température de l’absorbeur est plus élevée et les pertes thermiques sont donc plus importantes. Ce constat est valable quel que soit T_m^* , d’où la modification de a_1 , mais aussi de η_0 .

Tableau 4-21 : Coefficients de performances obtenus par régression à l'aide des différents jeux de mesure et des simulations pour le défaut « déséquilibre ».

	mesure ref	simu ref	mesure moitié	simu moitié	mesure double	simu double	simu (20 kg/h)
η_0	0,82	0,84	0,81	0,84	0,82	0,84	0,73
a_1	3,52	3,44	3,44	3,51	3,35	3,41	4,47
a_2	0,015	0,010	0,016	0,009	0,016	0,010	0,008

4.5.3.6 Bilan de la validation

En résumé, les résultats de la validation du modèle pour les tests effectués sont satisfaisants. On a montré que le modèle reproduisait bien le comportement en régime permanent d'un capteur solaire réel, à la fois en fonctionnement normal et défaillant pour les défauts testés.

Il est important de noter que le paramétrage du modèle utilisé pour ces validations n'a consisté qu'en des données fabricant et les propriétés des matériaux constituant le capteur solaire : il n'y a pas eu de tentative d'identification de paramètres pour mieux correspondre aux résultats des essais. Nous avons donc montré que la reproduction du comportement normal et défaillant du capteur solaire en utilisant notre modèle ne nécessite pas de mesures pour corriger ses paramètres : la reproduction des défauts est aisée et réaliste.

4.6 Bilan sur la modélisation et la validation expérimentale

Dans ce chapitre, nous avons présenté un nouveau modèle de capteur solaire représentant les principaux phénomènes physiques à l'œuvre dans ce composant. Ce modèle est développé en gardant en mémoire les contraintes liées à la simulation de systèmes de grande dimension. Le modèle du système lui-même est ensuite décrit. Les principales caractéristiques de l'installation modélisée ainsi que le choix et la manière dont les modèles des différents composants sont assemblés sont exposés. Nous avons ensuite parlé de la modélisation des défauts proprement dite en précisant à chaque fois la définition et les bornes de la sévérité correspondante. Finalement, nous avons détaillé la validation du modèle de capteur solaire en fonctionnement normal et pour quelques défauts reproduits expérimentalement. Nous avons ainsi montré que le modèle développé présentait un comportement réaliste, sans et avec défaut.

Les modèles développés dans ce chapitre vont servir de simulateurs numériques et permettre ainsi d'obtenir des données de marche d'un champ solaire en fonctionnement normal et défaillant. On ne cherchera donc pas à coller à une installation réelle particulière mais à reproduire le comportement d'un système typique. La validation expérimentale effectuée montre qu'au moins le modèle du composant au cœur de la plupart des défauts étudiés, le capteur solaire, le permet. Le modèle de tuyau, qui est impliqué dans la modélisation de deux défauts, a été validé en fonctionnement normal [138]. Ce composant est beaucoup moins complexe qu'un capteur solaire. Son fonctionnement défaillant correspond soit à une modification de la conductivité de son isolant (défaut « pertes thermiques canalisations »), soit à une variation du débit de fluide qui le traverse (défaut « déséquilibre »), événements qui correspondent à des paramétrages et des conditions de fonctionnement que l'on fait habituellement varier entre deux utilisations. De fait, sa validation à l'aide de différents cas suffit donc à valider ce composant en fonctionnement défaillant. Les autres composants sont moins critiques. Ils proviennent de bibliothèques régulièrement maintenues et validées, du moins en fonctionnement normal. Ils permettent donc également de répondre à cet objectif.

Dans une perspective plus large, la validation a prouvé que le modèle de capteur solaire paramétré uniquement à l'aide de données fabricant et de propriétés physiques largement disponibles avait un comportement très proche du capteur réel. Ce composant étant à la fois l'élément central et le plus complexe d'une ISTGD, on peut espérer que le modèle du champ complet ait les mêmes propriétés. Or nous avons montré dans le chapitre 3 que quasiment la moitié des défauts étaient présents dès la mise en service de l'installation, ce qui excluait l'utilisation de méthodes de détection et diagnostic basées uniquement sur l'historique du processus pour les détecter. Un modèle ne nécessitant pas d'être recalé à l'aide des premières mesures pourrait répondre à cette problématique. Il pourrait être utilisé soit comme référence dans une méthode de type espace de parité, soit pour générer les données en fonctionnement normal et défaillant permettant de construire un classifieur. Les modèles développés dans ce chapitre pourraient donc servir de base à une méthode de détection et de diagnostic de défauts.

Le chapitre suivant présente la méthodologie utilisée pour exploiter les modèles présentés dans ce chapitre afin d'identifier les défauts qui sont détectables et diagnostiquables. Les résultats de l'application de cette méthodologie sont également détaillés et analysés.

5 Analyse de l'impact des défauts étudiés sur le système

5.1	Introduction.....	105
5.2	Description de la méthodologie mise en place	106
5.2.1	Démarche générale	106
5.2.2	Indicateurs analysés	107
5.2.2.1	Performance annuelle	107
5.2.2.2	Comportement en régime permanent.....	108
5.2.2.3	Comportement en régime transitoire	109
5.3	Etude à l'échelle du capteur solaire	112
5.3.1	Spécificités de l'étude du capteur solaire	112
	Modélisation du défaut « déséquilibre »	113
5.3.2	Influence des défauts sur la performance annuelle.....	113
5.3.2.1	Défaut « défaillance couverture ».....	114
5.3.2.2	Défaut « opacification »	115
5.3.2.3	Défaut « dégradation absorptance absorbeur ».....	116
5.3.2.4	Défaut « dégradation émissivité absorbeur ».....	117
5.3.2.5	Défaut « dégradation isolant ».....	118
5.3.2.6	Défaut « déséquilibre »	119
5.3.3	Influence des défauts sur le comportement en régime permanent.....	120
5.3.3.1	Défaut « défaillance couverture ».....	123
5.3.3.2	Défaut « opacification »	125
5.3.3.3	Défaut « dégradation absorptance absorbeur ».....	127
5.3.3.4	Défaut « dégradation émissivité absorbeur ».....	128
5.3.3.5	Défaut « dégradation isolant ».....	129
5.3.3.6	Défaut « déséquilibre »	130
5.3.4	Influence des défauts sur le comportement en régime transitoire	131
5.3.4.1	Défaut « défaillance couverture ».....	136
5.3.4.2	Défaut « opacification »	136

5.3.4.3	Défaut « dégradation absorptance absorbeur »	136
5.3.4.4	Défaut « dégradation émissivité absorbeur »	136
5.3.4.5	Défaut « dégradation isolant »	136
5.3.4.6	Défaut « déséquilibre ».....	137
5.3.5	Bilan sur les possibilités de détection et de diagnostic des défauts du capteur solaire	137
5.3.5.1	Défauts détectables.....	137
5.3.5.2	Défauts diagnosticables.....	138
5.3.5.3	Synthèse.....	139
5.4	Etude à l'échelle du tuyau	140
5.4.1	Spécificités de l'étude du tuyau.....	141
5.4.1.1	Performance annuelle	141
5.4.1.2	Comportement en régime permanent	142
5.4.1.3	Comportement en régime transitoire	142
5.4.1.4	Modélisation du défaut « déséquilibre ».....	143
5.4.2	Influence des défauts sur la performance annuelle	143
5.4.3	Influence des défauts sur le comportement en régime permanent	144
5.4.4	Influence des défauts sur le comportement en régime transitoire	146
5.4.5	Bilan sur les possibilités de détection et de diagnostic des défauts du tuyau	147
5.4.5.1	Défauts détectables.....	147
5.4.5.2	Défauts diagnosticables.....	147
5.5	Etude à l'échelle champ.....	148
5.5.1	Différences entre l'échelle capteur et l'échelle champ.....	148
5.5.1.1	Indicateurs à l'échelle champ	149
5.5.1.2	Explication de la forme de la courbe de réponse à <i>stepFlowWithG</i>	151
5.5.1.3	Synthèse.....	155
5.5.2	Analyse des possibilités de détection des défauts	155
5.5.3	Analyse des possibilités de localisation des défauts	158
5.5.4	Analyse des possibilités d'isolation des défauts.....	162
5.5.5	Bilan sur l'étude à l'échelle champ.....	164
5.6	Conclusion	166

5.1 Introduction

Dans ce chapitre, les modèles présentés au précédemment sont utilisés pour effectuer une analyse de l'impact des défauts étudiés sur le comportement d'une ISTGD. Cette analyse permettra notamment de conclure sur les défauts *détectables* et *diagnosticables*.

Nous avons présenté au chapitre 2 section 2.4.1 les différentes étapes et la terminologie liée à la détection et au diagnostic de défaut. La première étape, ou *détection*, consiste à décider s'il y a ou non un défaut. Un *défaut détectable* est un défaut qui entraîne une modification d'une ou plusieurs grandeurs observées suffisamment importante pour qu'elles sortent de la plage des valeurs normales/acceptables. La taille de cette plage est due notamment aux incertitudes de mesures, de l'algorithme de détection ainsi qu'à la variabilité des conditions de fonctionnement. La détectabilité d'un défaut est généralement liée à sa sévérité s et à son étendue e , l'*étendue* d'un défaut correspondant au nombre de composants qu'il affecte. En effet plus un défaut est sévère, plus son influence sur le système est importante. Et de la même manière plus le nombre de composants impactés est grand, plus l'effet sur le système est marqué. Déterminer les défauts détectables revient à identifier, pour chaque défaut i , la partition de l'espace des (s_i, e_i) qui permet de séparer l'ensemble des défauts détectables de ceux qui ne le sont pas. La Figure 5-1 illustre ainsi l'exemple d'un défaut A qui n'est pas détectable pour un couple sévérité/étendue donné, mais le devient pour un autre.

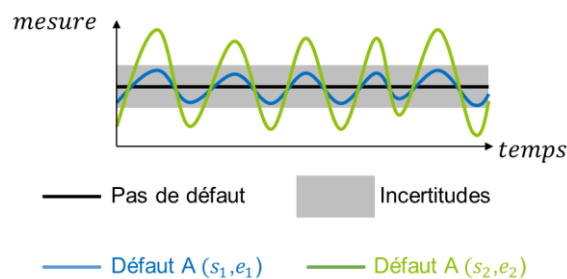


Figure 5-1 : Exemples de signaux de défauts détectables (« Défaut A (s_2, e_2) » en vert) et non détectables (« Défaut A (s_1, e_1) » en bleu).

La deuxième étape d'une méthode de détection et diagnostic typique présentée au chapitre 2 section 2.4.1, le diagnostic, est constituée de deux algorithmes : l'un pour l'*isolation* du défaut, à savoir la détermination de son type et de la localisation des composants impactés, l'autre pour son *identification*, c'est-à-dire l'estimation de sa sévérité. Dans ce chapitre, nous utiliserons le terme *isolation* uniquement pour parler de la détermination du type de défaut. Nous parlerons donc d'*isolation*, de *localisation* et d'*identification*. Deux *défauts isolables* sont des défauts dont l'impact sur les variables observées est différent. Par exemple sur la Figure 5-2, les défauts A et C ont le même effet sur la variable observée : ils ne sont pas isolables. Lorsqu'on observera ce type de signal, on pourra seulement conclure qu'il s'agit du défaut A ou C. Les défauts A et B sont par contre isolables. On regroupe généralement les défauts non isolables entre eux en classes de défauts. Déterminer les défauts isolables consiste donc à identifier une partition de l'espace des défauts en classes de défauts.

Les *défauts localisables* sont de la même manière les défauts pour lesquels l'emplacement des composants impactés affecte de manière différenciée les grandeurs observées. Des *algorithmes d'identification* des défauts, qui permettent de déterminer sa sévérité et son étendue, pourront être également proposés.

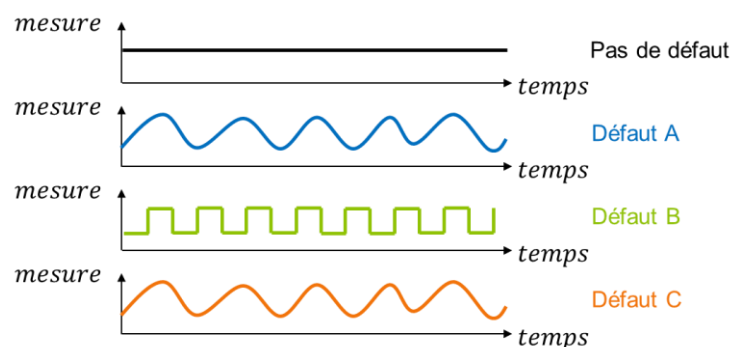


Figure 5-2 : Exemples de signaux de défauts isolables (« Défaut A » en bleu et « Défaut B » en vert) et non isolables (« Défaut A » en bleu et « Défaut C » en orange).

Nous venons de voir que les possibilités de détection et diagnostic de chaque défaut dépendent notamment du choix des variables du système qui sont observées. La métrologie utilisée pour cette étude correspond à la métrologie typique d'une ISTGD présentée au chapitre 2 section 2.2.2.2. Nous n'utiliserons par contre pas ici la mesure de pression. Lors de la présentation des variantes du modèle utilisées, la métrologie sera précisée à chaque fois sur les figures.

Dans ce chapitre, une description de la méthodologie générale pour analyser l'impact d'un défaut sur une ISTGD est d'abord effectuée dans une première partie. En particulier les différents indicateurs sont définis et la façon de les obtenir est précisée. L'application de cette méthodologie ainsi que les résultats obtenus à l'échelle composant sont ensuite présentés. L'étude à l'échelle système fait l'objet d'une dernière partie et se concentre sur les possibilités de localisation des défauts.

5.2 Description de la méthodologie mise en place

Pour pouvoir étudier une modification du comportement d'un système, il faut commencer par proposer une façon d'analyser son comportement. En particulier, des indicateurs permettant de caractériser ce comportement doivent être construits. Suite à l'état de l'art effectué au chapitre 2 section 2.2.3, trois jeux d'indicateurs sont proposés :

- Le premier jeu est constitué d'un seul indicateur qui permet d'attester des performances annuelles du système : il s'agit de la *diminution de production annuelle d'énergie solaire* ΔE_{Σ} .
- Les deux autres jeux caractérisent plus précisément le comportement du système, le premier en *régime permanent*, le second en *régime transitoire*.

Un plan de simulations doit ensuite être mis en place. Il permet de lister les différents cas testés. Il a été choisi en particulier de commencer par une analyse des défauts à l'échelle du composant impacté. Cette étude permet une première compréhension de l'effet du défaut et permet de limiter le nombre de simulations à l'échelle système, lesquelles nécessitent des temps de calcul beaucoup plus élevés.

Dans cette partie, nous commençons donc par détailler la démarche générale appliquée pour effectuer l'analyse des défauts. Les indicateurs utilisés pour caractériser le comportement d'une ISTGD sont ensuite définis, la démarche pour les obtenir est à chaque fois précisée.

5.2.1 Démarche générale

Nous venons d'indiquer les différents jeux d'indicateurs que nous allons utiliser dans notre étude. Ils permettront de décrire l'effet d'un défaut :

- L'indicateur de performance annuelle permet d'analyser si un défaut est *déTECTABLE*.
- Les jeux associés aux comportements en régime permanent et transitoire permettront de construire la *signature* de chaque défaut. Cette signature sera ensuite comparée à celle des autres défauts pour conclure sur les possibilités de *diagnostic*.

Un même défaut est caractérisé par :

- sa sévérité, c'est-à-dire des gravités différentes ;
- son étendue, c'est-à-dire le nombre de composants qu'il affecte ;
- l'emplacement des composants affectés.

Les deux dernières variables n'entrent en jeu que lorsque le système comprend plusieurs composants qui peuvent être affectés par le même défaut. Dans notre cas, le champ solaire a par exemple plusieurs capteurs solaires et plusieurs tuyaux.

Nous avons fait le choix de commencer par une analyse des défauts à l'échelle du composant directement affecté par le défaut : le système étudié est remplacé par ce composant et une étude de l'influence du défaut sur le comportement de ce composant seul est faite. Cela permet de faire un premier tri des défauts détectables et diagnostiquables puisque si l'effet du défaut n'est pas observable sur le composant, il n'y a

aucune chance qu'il le soit à l'échelle système. A l'échelle composant, la seule variable d'un défaut est sa sévérité. Identifier la partition de l'espace des (s_i, e_i) qui permet de séparer l'ensemble des défauts détectables de ceux qui ne le sont pas revient donc à trouver la sévérité minimale $s_{min,i}$ pour qu'un défaut soit détectable. Le diagnostic d'un défaut se résume à son isolation. Pour mener à bien cette analyse, nous proposons l'algorithme suivant :

1. Fixer le seuil de détection d'un défaut, c'est-à-dire la valeur minimale de l'indicateur de performance annuelle $\Delta E_{\Sigma, min}$ pour laquelle on estime que le système est défaillant.
2. Pour chaque type de défaut f
 - a. Pour chaque sévérité du défaut s_f ou étendue du défaut e_f
 - i. Calculer tous les indicateurs
 - b. Déterminer la sévérité minimum $s_{min,i}$ pour que le défaut soit détecté, c'est-à-dire pour que la valeur de l'indicateur de santé globale ΔE_{Σ} soit supérieure à $\Delta E_{\Sigma, min}$.
 - c. Déterminer la signature du défaut.
3. Déterminer les classes de défauts, c'est-à-dire les ensembles de défauts qui ne peuvent pas être différenciés les uns des autres. Conclure sur les défauts isolables.

A l'échelle système, les trois variables, sévérité, étendue et emplacement, entrent en jeu. Dans le même temps, les durées de simulations sont considérablement augmentées. Tous les cas ne pourront donc pas être traités. La priorité est donnée à trois problématiques spécifiques à cette échelle :

- Quel est l'impact du passage de l'échelle composant à l'échelle système ?
- Quels sont les seuils de détectabilité quand seule une partie des composants est affectée par un défaut ?
- Quelles sont les possibilités de localisation des défauts étudiés ?

Pour donner des éléments de réponse, seuls quelques défauts seront choisis et des cas d'études précis seront étudiés. Le choix des défauts et des cas d'études est guidé par les résultats obtenus lors de l'analyse à l'échelle composant.

Il reste à fixer le seuil de détection $\Delta E_{\Sigma, min}$. Sa détermination pour un cas d'application réel d'une méthode de détection et diagnostic de défaut est primordiale car un seuil trop faible entraînera des faux positifs et un seuil trop élevé ne permettra pas de détecter les défauts au plus tôt. Il dépend des incertitudes de mesure, de modélisation et des conditions de fonctionnement non mesurables (neige, ...). Il s'agit donc d'une grandeur choisie au cas par cas et adaptée à l'ISTGD suivie, or nous nous intéressons ici à une installation typique. Il faudrait donc trouver une grandeur standard proche de ce qu'on pourra trouver en réalité. Les méthodes de détection de défaut basées sur la comparaison entre une énergie solaire produite de référence (généralement simulée) et mesurée prennent généralement un facteur de sécurité de 90% pour tenir compte de l'ensemble incertitudes [18], [67], ce qui correspond à un seuil de détection $\Delta E_{\Sigma, min} = -10\%$. C'est ce seuil que nous utiliserons dans l'étude qui suit.

5.2.2 Indicateurs analysés

Dans cette section, nous décrivons les différents indicateurs utilisés pour caractériser le comportement du système étudié. Le choix de ces indicateurs s'est fait en utilisant l'état de l'art du chapitre 2 section 2.2.3. La construction de chaque indicateur nécessite une ou plusieurs simulations associées à des fonctions de post-traitement. Les simulations sont effectuées à l'aide des modèles développés sous Modelica et présentés au chapitre précédent. Le post-traitement est réalisé à l'aide de scripts Python. La définition de chaque indicateur est donc complétée par une description des simulations et post-traitements nécessaires à son calcul.

5.2.2.1 Performance annuelle

L'indicateur utilisé pour analyser la performance annuelle du champ solaire est la *diminution de production annuelle d'énergie solaire*. Les défauts étudiés entraînent en effet tous une diminution de la production (voir Annexe B). Et d'une manière générale, la plupart des défauts des ISTGD affectent la production de

l'installation (voir Annexe B), ce critère a d'ailleurs déjà été utilisé lors de l'étude des défauts du chapitre 3 pour déterminer la gravité d'un défaut (voir Tableau 3-1). Ce constat explique que ce critère est utilisé dans le domaine du solaire thermique pour analyser les performances globales d'une installation et détecter un problème ainsi que nous l'avons vu lors de notre état de l'art du chapitre 2 section 2.2.3.

L'énergie solaire annuelle produite est l'énergie totale produite par le champ solaire pendant un an. Il s'agit donc de la somme des puissances produites instantanées $Q_{\Sigma,i}$ multiplié par le pas de temps de simulation Δt . Cette puissance est calculée à l'aide des grandeurs observées sur le système : débit total du champ solaire $\dot{m}_{sol,i}$, températures d'entrée $T_{in,i}$ et de sortie $T_{out,i}$:

$$E_{\Sigma} = \Delta t \sum Q_{\Sigma,i} = \Delta t \sum \dot{m}_{sol,i} cp_{sol} (T_{out,i} - T_{in,i}) \tag{5-1}$$

où cp_{sol} est la chaleur massique du fluide caloporteur de la boucle solaire.

La diminution de production annuelle d'énergie solaire ΔE_{Σ} est l'écart relatif entre la production annuelle sans défaut et celle avec défaut. Elle est exprimée en pourcentage et calculée selon l'équation (5-2).

$$\Delta E_{\Sigma} = \frac{E_{\Sigma} - E_{\Sigma,ref}}{E_{\Sigma,ref}} \tag{5-2}$$

Le modèle utilisé pour cette simulation doit présenter des conditions de fonctionnement réalistes. Le modèle complet présenté au chapitre précédent section 4.3.1, comprenant la régulation et l'échangeur de chaleur, est donc utilisé. Le nombre de nœuds dans le sens du fluide pour les modèles de capteurs solaires est fixé à 1 suite aux résultats obtenus à la section 4.2.5 du chapitre précédent. La Figure 5-3 reprend ce modèle et indique la métrologie utilisée pour analyser le comportement du système. La durée totale simulée est de 1 an, le pas de temps est de 15 minutes.

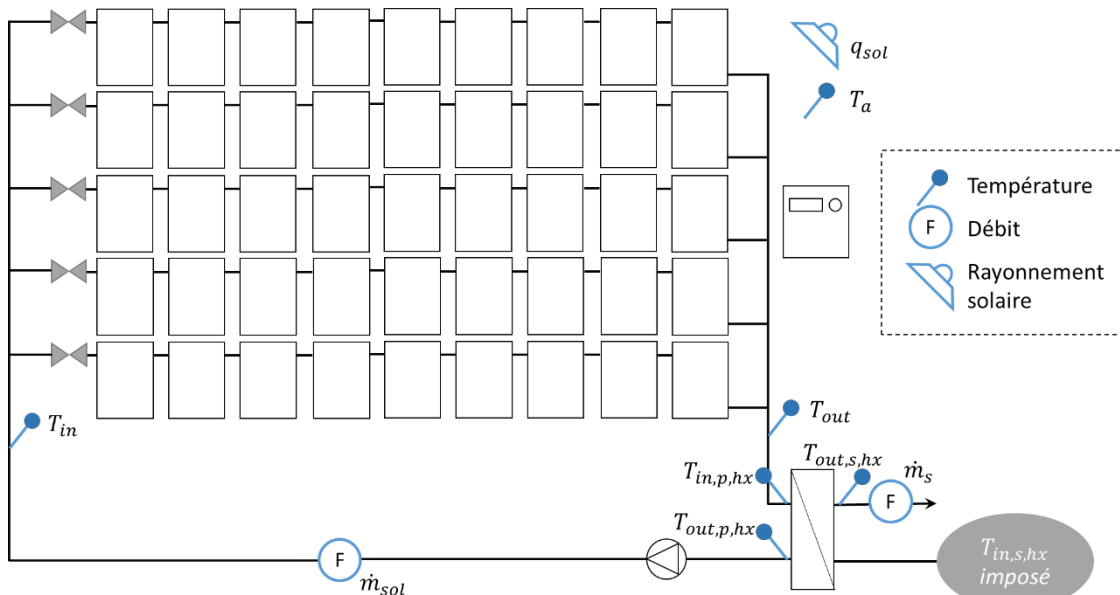


Figure 5-3 : Modèle à conditions aux limites réalistes. Les points de mesure représentés correspondent à la métrologie simulée.

5.2.2.2 Comportement en régime permanent

Dans les chapitres précédents, il a été rappelé que le comportement en régime permanent d'un capteur solaire est généralement caractérisé par son rendement stationnaire η_{std} , tracé en fonction de la température réduite T_m^* (défini au chapitre 2 équation (2-2)) et calculé à l'aide de trois coefficients η_0 , a_1 et a_2 . Nous avons également précisé dans la section 4.5.2.2 du chapitre 4 la signification de chacun de ces coefficients. Plusieurs auteurs [21], [29] ont montré que ce comportement est extrapolable à un champ complet de la façon suivante :

- la formule et les coefficients de rendement obtenus pour le capteur seul sont conservés ;
- la surface de capteur solaire prise en compte dans le calcul est la surface totale de l'installation ;
- la température moyenne T_m de l'installation est la moyenne entre la température d'entrée et la température de sortie du champ solaire.

Les indicateurs caractérisant le comportement en régime permanent du système seront donc le rendement optique η_0 , le coefficient des pertes thermiques linéaire a_1 et le coefficient des pertes thermiques quadratique a_2 .

Le protocole défini chapitre 4 section 4.5.2.2 pour la validation du modèle de capteur solaire en régime permanent est réutilisé sur le système étudié. Pour le calcul du rendement, la surface de capteur utilisée est par contre la surface hors-tout, comme le recommandent les dernières version de la norme ISO 9806:2014 [15]. Il s'agit d'une série de tests unitaires, chaque test unitaire consistant en la simulation du système étudié avec des conditions aux limites imposées et constantes (voir Figure 5-4). Le nombre de nœuds dans le sens du fluide pour les modèles de capteurs solaires est fixé à 3 suite aux résultats obtenus à la section 4.2.5 du chapitre précédent et pour que le modèle puisse être également utilisé pour déterminer le comportement en régime transitoire du système. Le pas de temps est de 5 secondes. La simulation dure jusqu'à ce que le système atteigne un régime permanent. L'état du système est alors enregistré. Deux conditions aux limites sont modifiées entre chaque test : le rayonnement solaire direct G_{tot} et la température d'entrée du fluide T_{in} . Les coefficients de rendement sont ensuite obtenus par régression, comme dans le cas de la validation du modèle de capteur.

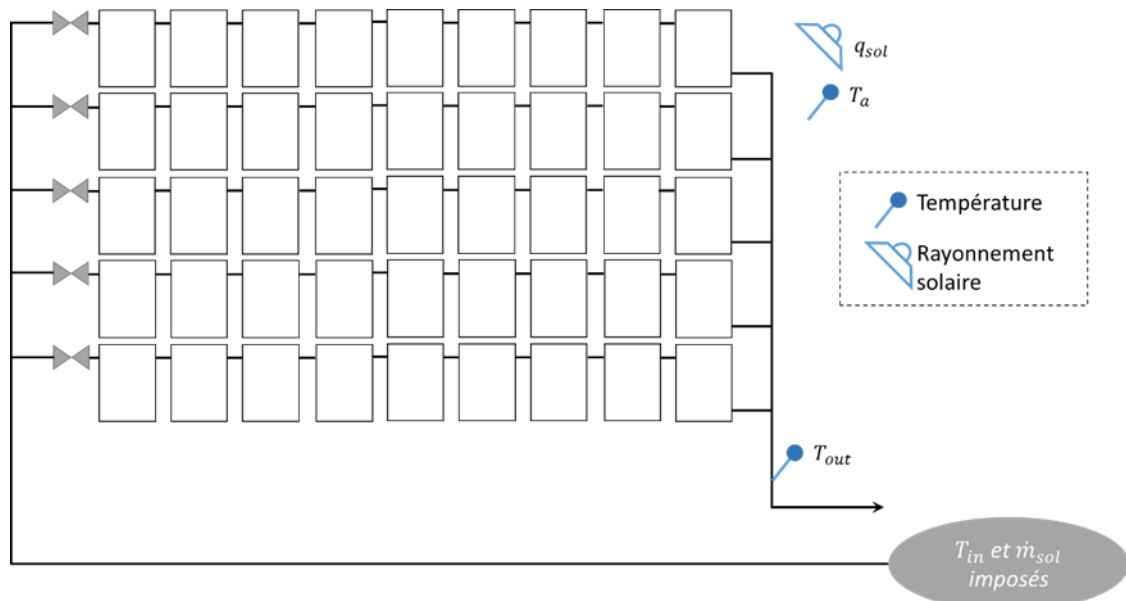


Figure 5-4: Modèle à conditions aux limites imposées, utilisé pour les tests unitaires. Les points de mesure représentés correspondent à la métrologie simulée.

5.2.2.3 Comportement en régime transitoire

Nous avons vu lors de notre état de l'art du chapitre 2 section 2.2.3 que quelques auteurs proposaient une analyse du régime transitoire d'une ISTGD. Aucune des méthodes proposées ne répond aux besoins de l'étude : la méthode spectrale de Grossenbacher [33] nécessite une période d'apprentissage très longue et la méthode de Cozzini *et al.* [29] ne peut être automatisée. La norme ISO 9806:2014 [15] propose de déterminer la capacité thermique et la constante de temps du capteur solaire à l'aide de deux tests spécifiques. Cette méthode semble intéressante et les indicateurs sont extrapolables à l'échelle d'un champ solaire. Nous allons nous en inspirer dans la suite de cette section.

Dans ce travail, l'analyse du comportement en régime transitoire du système étudié est effectuée à l'aide de méthodes classiques du domaine de l'automatisme : un système en régime permanent, à une température de sortie $T_{out,0}$, est soumis au temps t_0 à une brusque modification d'une des conditions aux limites. L'état transitoire qui suit cette modification est analysé jusqu'à ce qu'un nouvel état en régime permanent, à la température de sortie $T_{out,\infty}$, soit atteint. La Figure 5-5 donne un exemple d'évolution des principales grandeurs lors d'un test unitaire générique.

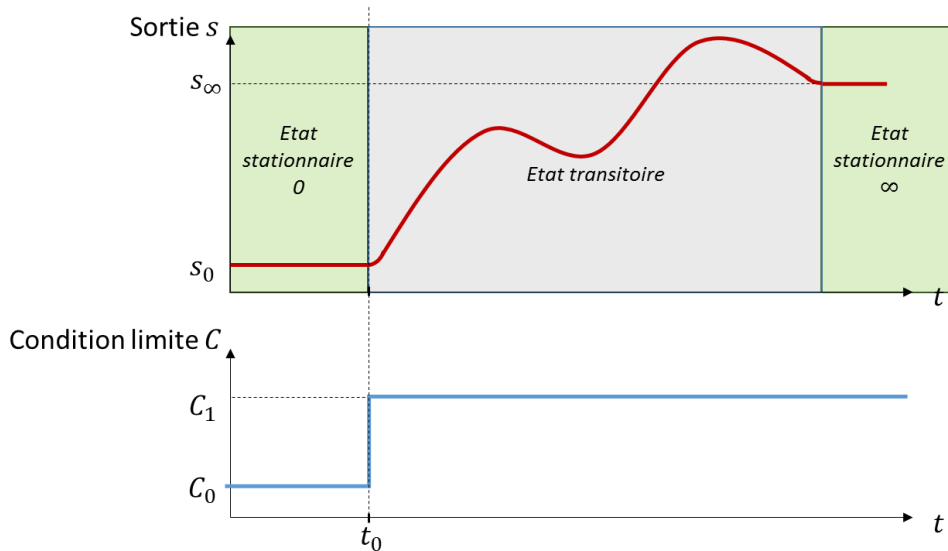


Figure 5-5 : Déroulement du test unitaire pour analyser le comportement d'un système en régime transitoire.

Pour faciliter la comparaison des différents cas testés, nous proposons de normaliser la température de sortie du système T_{out} de la façon suivante :

$$\overline{T}_{out}(t) = \frac{T_{out}(t) - T_{out,0}}{T_{out,\infty} - T_{out,0}} \text{ pour } t \geq t_0 \quad (5-3)$$

Bien que \overline{T}_{out} soit une grandeur adimensionnelle, nous l'appellerons par la suite de manière abusive température de sortie normalisée. \overline{T}_{out} a les propriétés suivantes :

$$\overline{T}_{out}(t = t_0) = 0 \quad (5-4)$$

$$\lim_{t \rightarrow \infty} \overline{T}_{out} = 1 \quad (5-5)$$

La Figure 5-6 présente les indicateurs utilisés pour la caractérisation du régime transitoire et définit ci-après.

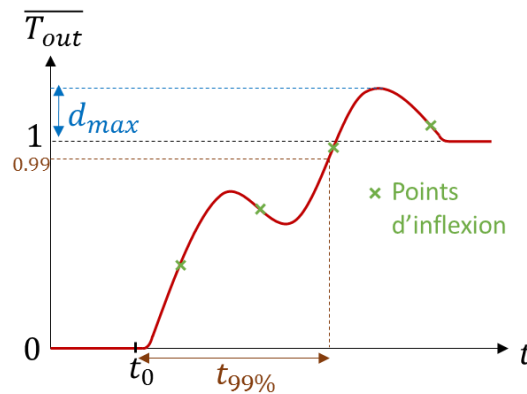


Figure 5-6 : Illustration des différents critères permettant d'analyser le comportement en régime transitoire du système.

- Le temps de réponse à 99 % en secondes $t_{99\%}$ est défini par l'équation (5-6). Le temps de réponse à 99 % d'un système est le temps nécessaire au système pour que sa sortie atteigne, pour la première fois, 99% de sa valeur finale. Cette grandeur caractérise la vitesse de réaction du système.

$$t_{99\%} = \min_t(t | \overline{T}_{out}(t) \geq 0.99) \quad (5-6)$$

- Le dépassement d_{max} est défini par l'équation (5-7). Ce dépassement intervient si la température de sortie va au-delà de la valeur de température finale $T_{out,\infty}$. d_{max} est l'écart maximal à la température finale observé, en pourcentage.

$$d_{max} = \max(\overline{T_{out}}(t)) - 1 \quad (5-7)$$

- Le nombre de points d'inflexions et les instants auxquels ils ont lieu permettent d'analyser la forme de la courbe de la température de sortie. En mathématiques, un point d'inflexion d'une courbe est un point où s'opère un changement de concavité de cette courbe. En un tel point, la tangente de la courbe la traverse. On peut aussi le définir comme le point pour lequel la variation du coefficient directeur de la courbe change de signe. Le point d'inflexion est calculé comme le point pour lequel la dérivée seconde de la fonction s'annule et sa dérivée troisième est différente de zéro. Une courbe qui était de plus en plus pentue avant ce point, le sera de moins en moins après par exemple. Sur la Figure 5-6, les points d'inflexion de la courbe sont marqués d'une croix verte. Les instants auxquels se produisent ces points d'inflexion sont regroupés dans un ensemble appelé $\Omega_{t_{inf}}$. La taille de cet ensemble N_{inf} définit le nombre de points d'inflexion. Ces deux indicateurs sont définis par l'équation (5-8) :

$$\left\{ \begin{array}{l} \Omega_{t_{inf}} = \left\{ (t - t_0) \mid \frac{dT_{out}^2}{dt^2}(t)=0 \text{ et } \frac{dT_{out}^3}{dt^3}(t) \neq 0 \right\} \\ N_{inf} = \text{card}(\Omega_{t_{inf}}) \end{array} \right. \quad (5-8)$$

Le modèle à conditions aux limites imposées de la Figure 5-4, développé pour l'analyse du comportement en régime permanent, est également utilisé pour l'analyse du régime transitoire. Plusieurs auteurs qui cherchent à analyser un modèle de capteur solaire en régime transitoire ont proposé des tests unitaires impliquant des échelons ou des rampes sur le rayonnement solaire direct G_{tot} , le débit \dot{m} et la température d'entrée dans le capteur [15], [143], [165], [166]. Nous proposons d'appliquer un échelon sur le rayonnement solaire direct G_{tot} et le débit \dot{m} . Ces variables ont été choisies à la fois parce qu'elles ont un impact significatif sur le comportement du système et qu'elles peuvent présenter des variations importantes et rapides, au contraire de la température ambiante T_a par exemple. Nous proposons trois tests unitaires :

- *stepFlow* : une variation brutale du débit. Ce test consiste en une mise en route de la pompe solaire, sans ensoleillement ;
- *stepFlowWithG* : une variation brutale du débit correspondant à la mise en route de la pompe solaire, en présence d'ensoleillement ;
- *stepG* : une variation brutale de l'ensoleillement alors que la pompe solaire est en route. Cela correspond au cas extrême d'un très gros nuage ou du soleil passant derrière une montagne.

Les tests *stepFlowWithG* et *stepG* sont des cas limites de situations qui apparaissent lors du fonctionnement d'une ISTGD. Le test *stepFlow* a été ajouté car il permet de découpler les effets du rayonnement solaire et du débit. Il pourrait représenter un démarrage forcé de l'installation durant la nuit qui pourrait être demandé à des fins de diagnostic de défaut. Les paramètres de chaque test unitaire sont résumés dans le Tableau 5-1. Nous avons délibérément choisi des conditions extrêmes (températures et/ou rayonnement solaire élevés, débits nuls). Les paramètres du test unitaire *stepFlowWithG* impliquent notamment que l'installation est en stagnation à l'état initial. Nous avons fait ces choix de manière à faire ressortir plus clairement l'impact des défauts quand il y en a un. Ils impliquent cependant que la transposition des résultats à une installation réelle ne pourra pas être immédiate et devra faire l'objet d'études complémentaires pour déterminer les conditions réelles requises pour observer les mêmes variations. Pour pouvoir analyser finement le régime transitoire, le pas de temps choisi est faible : 5 secondes.

Tableau 5-1 : Paramètres des différents tests unitaires.

Nom du test unitaire	Température d'entrée [°C]	Rayonnement solaire [W/m ²]		Débit [kg/s]	
	T_{in}	G_0	G_1	$\dot{m}_{sol,0}$	$\dot{m}_{sol,1}$
<i>stepFlow</i>	90	0	0	0	\dot{m}_{nom}
<i>stepFlowWithG</i>	20	1000	1000	0	\dot{m}_{nom}
<i>stepG</i>	30	0	1000	\dot{m}_{nom}	\dot{m}_{nom}

5.3 Etude à l'échelle du capteur solaire

Comme précisé lors de la section précédente, une étude à l'échelle composant est d'abord menée à bien, afin d'avoir une première idée de l'influence des différents défauts étudiés sur le système et de déterminer les défauts qui seront étudiés à l'échelle champ. Les résultats de l'étude à l'échelle du capteur solaire sont donc présentés dans cette section. Une première simulation est tout d'abord effectuée sans défaut pour avoir le comportement de référence d'un capteur solaire en fonctionnement normal. Le Tableau 5-2 résume les simulations effectuées ensuite pour chaque défaut affectant le capteur solaire. Une simulation correspond à la détermination de l'ensemble des indicateurs et dure environ 6 minutes pour le capteur solaire sur un PC équipé d'un processeur Intel(R) Core(TM) i5-4590 3,3 GHz et d'une mémoire RAM de 8 Go, en utilisant Dymola Version 2019 (64-bit) et un compilateur Visual Studio 2013/Visual C++ 2013 Express Edition (12.0)).

Tableau 5-2 : Bilan des simulations effectuées pour chaque défaut à l'échelle capteur solaire.

Défaut	Plage de sévérité	Nombre de simulations
Défaillance couverture	<i>sansVitre, sansFEP, sansCovers</i>	3
Opacification	$s_{opa} \in [0,1; 1]$ par pas de 0,1	10
Dégradation absorptance absorbeur	$s_{abs,\alpha} \in [0,1; 1]$ par pas de 0,1	10
Dégradation émissivité absorbeur	$s_{abs,\epsilon} \in [0,1; 1]$ par pas de 0,1	10
Dégradation isolant	$s_{iso} \in [0,1; 1]$ par pas de 0,1	10
Déséquilibre	$s_{dsq} \in [0,1; 0,9]$ par pas de 0,1	9

Dans les sections qui suivent, nous présentons tout d'abord les spécificités de l'étude à l'échelle capteur, en particulier sur la façon de calculer les différents indicateurs. Nous détaillons ensuite les résultats pour chaque catégorie d'indicateur, avant de conclure sur les possibilités de détection et de diagnostic des défauts affectant le capteur solaire à cette échelle.

5.3.1 Spécificités de l'étude du capteur solaire

Les indicateurs utilisés pour le champ solaire sont directement applicables à un capteur solaire seul. On utilise donc les mêmes indicateurs et les modèles utilisés pour les calculer sont similaires : le champ solaire est remplacé par un seul capteur. Le dimensionnement de l'échangeur est corrigé en conséquence. Les canalisations solaires aller et retour ne sont pas prises en compte. Le débit nominal \dot{m}_{sol} est celui auquel serait soumis le capteur solaire dans le champ complet : il serait intégré à une rangée de 10 capteurs raccordés en série (voir la description du modèle de champ complet au chapitre 4 section 4.3.1). On a donc $\dot{m}_{sol} = 10 \times A_c \times 30 \text{ L}/(\text{h} \cdot \text{m}^2)$ où A_c est la surface du capteur solaire. Les modèles utilisés sont précisés dans la Figure 5-7 et dérivent directement de ceux utilisés pour le champ solaire (cf Figure 5-3 et Figure 5-4). Il est à noter que le nombre de nœuds dans le sens du fluide pour le capteur solaire est fixé à 20 pour le modèle à conditions aux limites imposées (Figure 5-7.b) afin d'obtenir une meilleure précision des résultats. Ceci est rendu possible par la diminution drastique du temps de simulation lorsqu'on ne simule qu'un seul capteur.

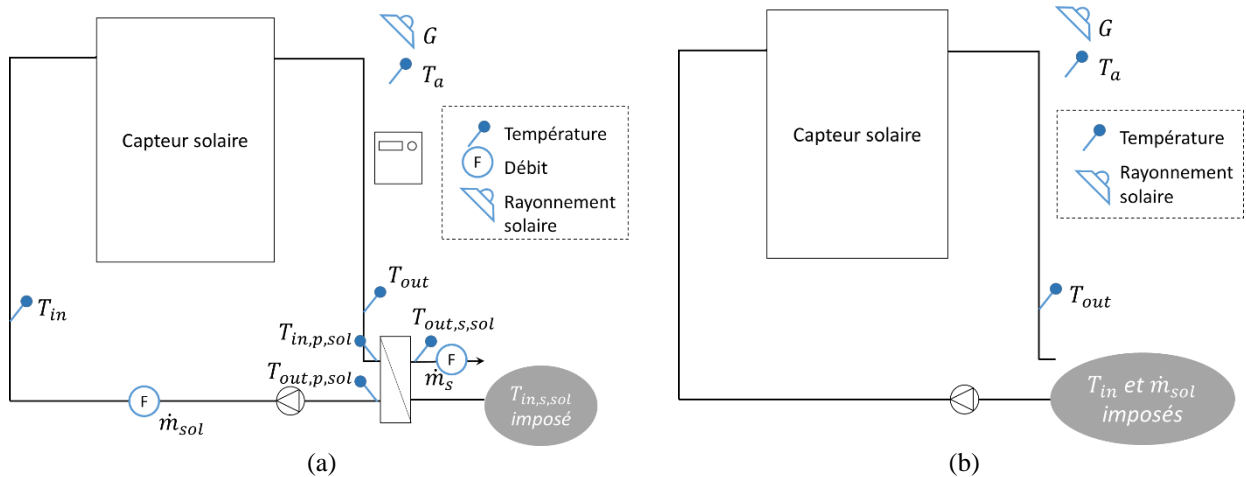


Figure 5-7 : Modèles et métrologies utilisés pour analyser le comportement du capteur solaire seul : (a) modèle à conditions aux limites réalistes ; (b) modèle à conditions aux limites imposées.

Modélisation du défaut « déséquilibre »

Le capteur modélisé (cf chapitre 4 section 4.3.2 et Tableau 4-4) est un capteur de type échelle (cf Figure 4-3). Sans défaut et pour la construction de capteur solaire choisi, le débit nominal imposé dans une rangée de capteur entraîne un nombre de Reynolds égal à 4431 dans chaque tube parallèle du capteur solaire. On est clairement en régime turbulent (pour rappel le nombre de Reynolds limite entre les deux régimes est de 2300). Nous faisons donc le choix de n'étudier que le cas d'un capteur solaire appartenant à la rangée qui reçoit un débit plus faible que prévu. Le défaut se modélise comme suit :

$$f(t) = \begin{cases} f_i = s_{dsq} & \text{pour } \theta_i = \delta \\ f_i = 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (5-9)$$

avec s_{dsq} , la sévérité du défaut « déséquilibre », comprise entre 0 et 1, et δ la portion de débit nominal qui passe dans le capteur solaire.

5.3.2 Influence des défauts sur la performance annuelle

La Figure 5-8 résume les résultats des simulations des différents défauts étudiés en ce qui concerne l'indicateur « diminution d'énergie solaire annuelle produite » ΔE_c . Pour chaque défaut l'évolution de ce paramètre en fonction de sa sévérité est tracée. Dans la discussion qui suit, pour chaque défaut, une analyse critique du résultat obtenu est d'abord effectuée puis une relation entre la sévérité du défaut et ΔE_c est proposée avant une comparaison avec les informations disponibles dans la littérature, qui sont parfois disponibles pour cet indicateur statique.

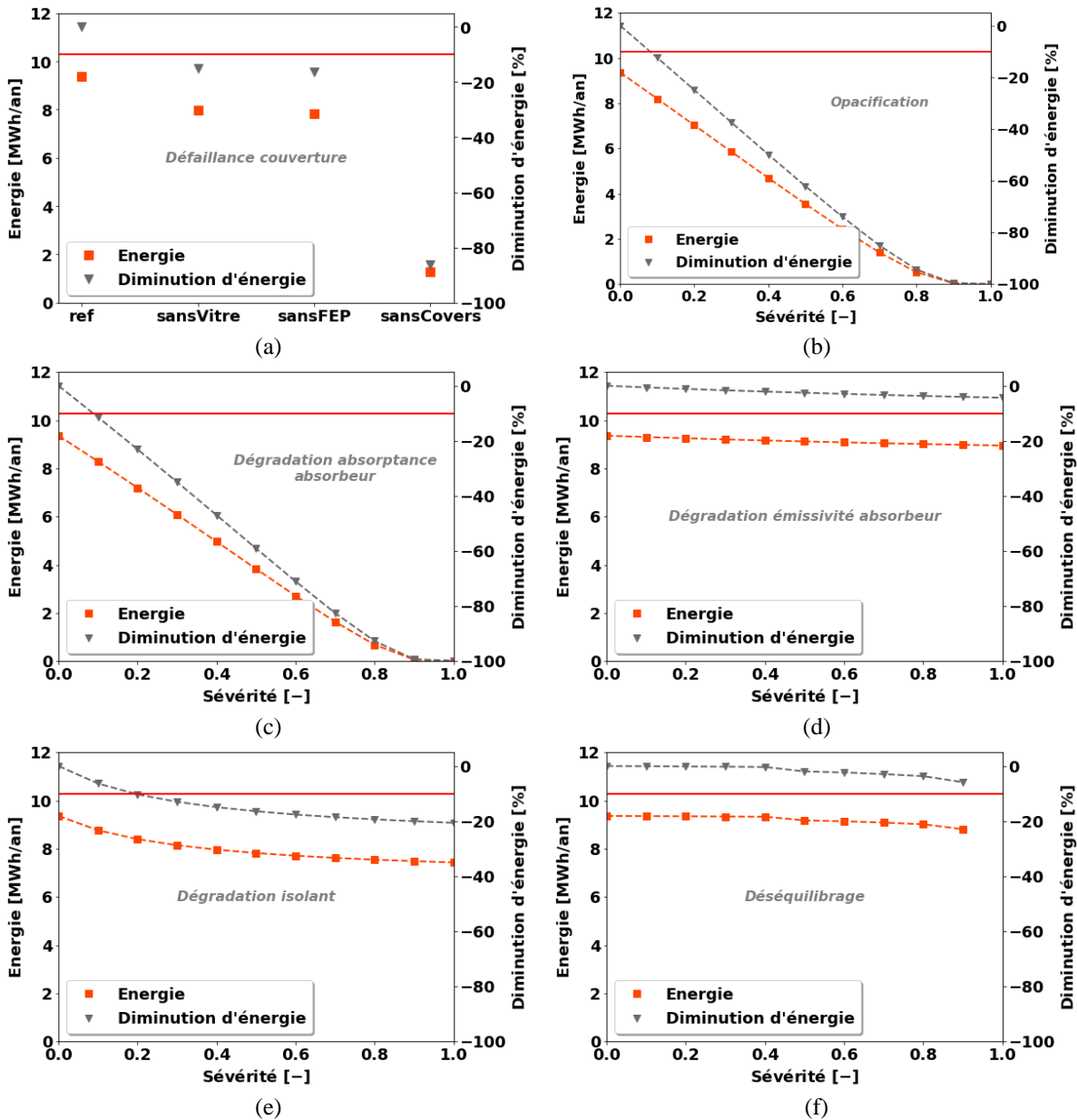


Figure 5-8 : Evolution de la diminution d'énergie solaire annuelle produite en fonction de la sévérité du défaut. La ligne rouge correspond au seuil ΔE_{min} choisi pour la détection du défaut : -10 %.

5.3.2.1 Défaut « défaillance couverture »

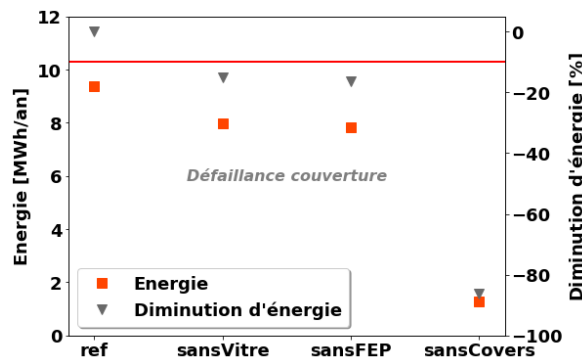


Figure 5-9 : Evolution de la diminution d'énergie solaire annuelle produite pour les différents cas du défaut « défaillance couverture ». La ligne rouge correspond à $\Delta E_c = -10\%$.

Tous les cas du défaut « défaillance couverture » sont marqués par une diminution marquée de l'énergie solaire annuelle produite (voir Figure 5-9). Le Tableau 5-3 résume les valeurs obtenues. Les cas *sansVitre* et *sansFEP* entraînent une diminution similaire, le cas *sansCovers* est caractérisé par une baisse de production très forte. Ces résultats sont attendus puisqu'on s'attend à ce qu'un capteur simple vitrage (*sansVitre* et

sansFEP) produise moins qu'un double vitrage. De même, un capteur non vitré a des performances encore moindres.

Tableau 5-3 : Production annuelle d'énergie solaire et diminution par rapport à la référence pour les différents cas du défaut « défaillance couverture ».

cas	référence	sansVitre	sansFEP	sansCovers
E_c (kWh)	9358	7961	7812	1276
ΔE_c (%)	0 %	-15 %	-17 %	-86 %

Hellstrom *et al.* [23] ont estimé les pertes de production d'un champ de capteurs sans film FEP pour différentes températures moyennes de fonctionnement (voir Tableau 5-4) et le climat de Stockholm. Pour le cas testé dans notre étude, la température moyenne de fonctionnement est de 62,5°C. On est donc proche des valeurs obtenues par ces auteurs. Bava *et al.* [31] ont constaté une diminution de production de 7% pour une rangée de 14 capteurs sans film FEP pour le climat de Braedstrup (Danemark). La température moyenne de fonctionnement, au vu des grandeurs annoncées par les auteurs, est de 65°C. Ils obtiennent donc une diminution moins marquée des performances de leur rangée.

Tableau 5-4 : Résultats de Hellstrom *et al.* [23] lors de la comparaison de la production annuelle d'un champ de capteurs avec et sans film FEP, pour différentes températures moyennes de fonctionnement T_m .

T_m [°C]	30	50	70
ΔE_Σ [%]	-0,3	5,6	14,1

5.3.2.2 Défaut « opacification »

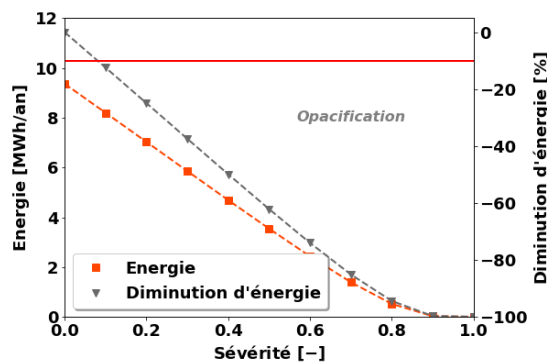


Figure 5-10 : Evolution de la diminution d'énergie solaire annuelle produite en fonction de la sévérité du défaut « opacification ». La ligne rouge correspond à $\Delta E_c = -10\%$.

On observe sur la Figure 5-10 que ce défaut a une influence marquée sur la production d'énergie solaire. La diminution de production est directement proportionnelle à la sévérité du défaut. Une régression linéaire sur les points obtenus donne l'équation (5-10) avec un R^2 de 0,9987.

$$\Delta E_c \cong -1,1968s_{c,opa} - 0,0102 \quad (5-10)$$

Nous avons vu au chapitre 3 section 3.3.4 que plusieurs auteurs ont analysé l'impact d'une diminution ou augmentation donnée de la transmittance du vitrage par simulation. Les valeurs annoncées sont données sur la Figure 5-11 et comparées à la courbe que nous avons obtenue. Nous pouvons constater que nos résultats sont cohérents avec les résultats disponibles dans la littérature pour des points de fonctionnement particuliers.

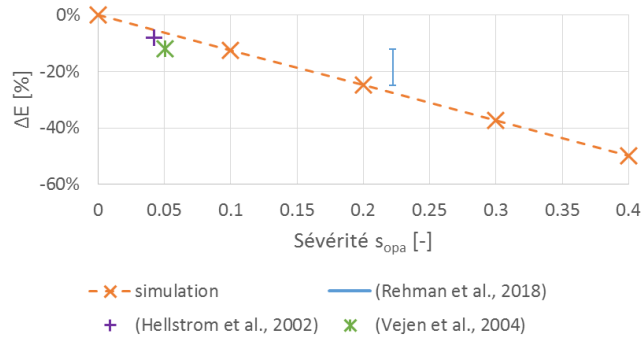


Figure 5-11 : Comparaison des valeurs obtenues pour l'indicateur ΔE avec celles de la littérature pour le défaut « opacification ».

5.3.2.3 Défaut « dégradation absorptance absorbeur »

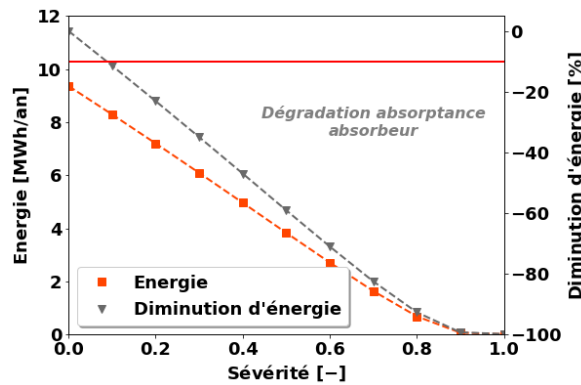


Figure 5-12 : Evolution de la diminution d'énergie solaire annuelle produite en fonction de la sévérité du défaut « dégradation absorptance absorbeur ». La ligne rouge correspond à $\Delta E_c = -10\%$.

La Figure 5-12 montre les résultats obtenus pour le défaut « dégradation absorptance absorbeur ». L'influence de ce défaut sur la diminution de production d'énergie solaire est quasiment identique à celle du défaut « opacification » ainsi qu'on peut le voir sur la Figure 5-13 : la diminution d'énergie est donc à nouveau proportionnelle à la sévérité du défaut. On retrouve là un résultat précédemment obtenu à l'aide de simulations par Hollands *et al.* [117] qui concluait dans son étude que la fraction solaire dépendait linéairement de $\Delta\alpha_p$, la fraction solaire étant directement proportionnelle à l'énergie solaire produite.

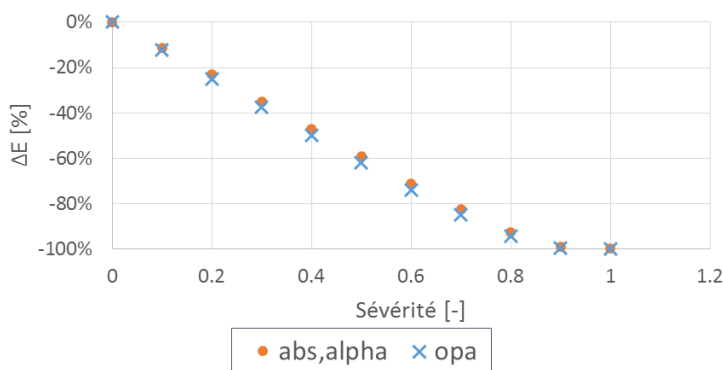


Figure 5-13 : Comparaison des résultats obtenus pour le défaut « opacification » et le défaut « dégradation absorptance absorbeur » en ce qui concerne la diminution de production d'énergie.

On obtient par régression les coefficients de l'équation (5-11) avec un R^2 de 0.9997. Hellstrom *et al.* [23] observaient une différence d'énergie de 2,7 % pour une température de fonctionnement moyenne de 50°C et de 3,5 % à 70°C pour une augmentation de α_p de 0,95 à 0,97, soit une sévérité de 0,0206. Avec notre régression, on obtient pour cette sévérité une diminution d'énergie de 2,36 %, ce qui est du même ordre de grandeur.

$$\Delta E_c \cong -1,17s_{c,abs,\alpha} + 0,0007 \tag{5-11}$$

5.3.2.4 Défaut « dégradation émissivité absorbeur »

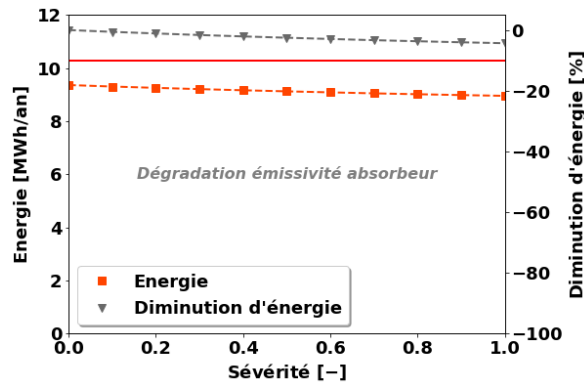


Figure 5-14 : Evolution de la diminution d'énergie solaire annuelle produite en fonction de la sévérité du défaut « dégradation émissivité absorbeur ». La ligne rouge correspond à $\Delta E_c = -10\%$.

Ce défaut a un effet très peu marqué sur la production du capteur solaire puisqu'on note sur la Figure 5-14, une diminution maximale de 4,3 % pour une sévérité de 1. Pour cette sévérité, l'émissivité de la surface supérieure de l'absorbeur est égale à 1. Les pertes de l'absorbeur par rayonnement infra-rouge pour cette valeur sont d'environ 890 Watts pour une température d'entrée de 60°C et un ensoleillement direct de 1000 W/m². En comparaison, le rayonnement solaire qui atteint l'absorbeur est de 10 740 Watts, soit un rapport de 10... On comprend que dans notre cas, la modification de l'émissivité de la surface supérieure de l'absorbeur ait peu d'effet sur la production du capteur solaire.

Hollands *et al.* [117] suggéraient que la production d'énergie solaire dépendait linéairement de $\Delta\epsilon$. Une régression linéaire ainsi que polynomiale de degré 2 sont proposées sur la Figure 5-15. Dans notre cas, la forme quadratique semble mieux représenter la relation entre sévérité du défaut et diminution d'énergie. Les coefficients retenus pour la suite sont ceux de l'équation (5-12).

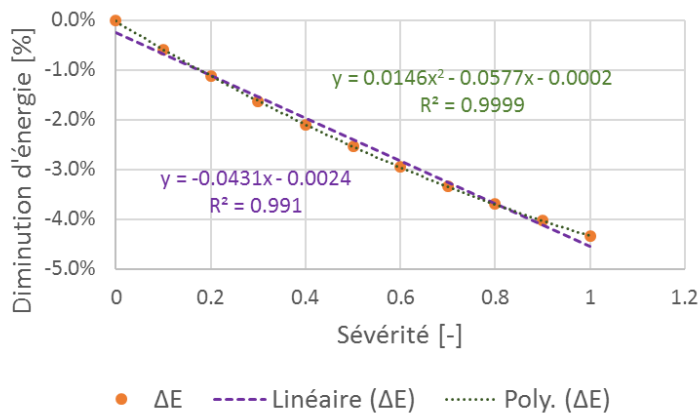


Figure 5-15 : Diminution d'énergie solaire produite annuelle obtenue par simulation et courbes de régression possibles pour le défaut « dégradation émissivité absorbeur ».

$$\Delta E_c \cong 0,015s_{c,abs,\epsilon}^2 - 0,058s_{c,abs,\epsilon} - 0,0002 \quad (5-12)$$

Dans la littérature, les effets observés de ce défaut sur la production annuelle sont plus marqués : Hellstrom *et al.* [23] constatent un écart de production entre 2,0 % pour une température moyenne de fonctionnement de 30°C et 6,4 % à 70°C, lorsqu'ils passent d'une valeur d'émissivité de 0,05 à 0,1. Cette modification correspond à une sévérité de 0,053 et avec l'équation (5-12), nous obtenons un ΔE_c beaucoup plus faible de 0,32 %. En outre, Hollands *et al.* [117] avaient pour résultat qu'une dégradation de l'émissivité $\Delta\epsilon_{p,sup}$ avait une influence environ 4 fois moins importante que la même dégradation sur l'absorptance α_p . Dans notre étude, on s'approche plutôt d'un ratio de 20. Pour pouvoir expliquer de tels écarts avec la littérature, il faudrait avoir à disposition les modèles et le paramétrage des capteurs étudiés or ce n'est pas le cas.

5.3.2.5 Défaut « dégradation isolant »

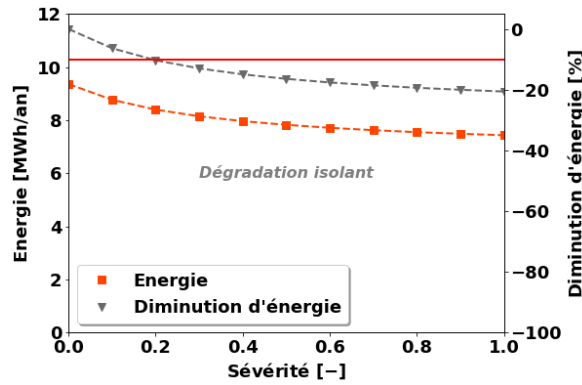


Figure 5-16 : Evolution de la diminution d'énergie solaire annuelle produite en fonction de la sévérité du défaut « dégradation isolant ». La ligne rouge correspond à $\Delta E_c = -10\%$.

La Figure 5-16 montre la production d'énergie solaire et sa diminution pour différentes sévérités du défaut « dégradation isolant ». On observe qu'après une rapide diminution de l'énergie produite pour des sévérités faibles, l'augmentation de la sévérité a de moins en moins d'impact sur la production du capteur solaire. Pour reproduire correctement la forme de la courbe de diminution de la production d'énergie solaire annuelle, un polynôme d'ordre 4 est utilisé. Les coefficients de ce polynôme sont résumés dans l'équation (5-13). Le coefficient de détermination R^2 est de 0,9998.

$$\Delta E_c \cong 0,45s_{c,iso}^4 - 1,22s_{c,iso}^3 + 1,30s_{c,iso}^2 - 0,72s_{c,iso} - 0,0009 \quad (5-13)$$

Pour essayer d'expliquer la forme de la courbe observée, nous avons effectué une analyse de l'évolution du flux thermique de conduction à travers l'isolant $Q_{d,i}$ ainsi que des termes entrant en jeu dans sa détermination (équation (5-14)) : l'écart de température entre les deux nœuds de l'isolant ΔT et le coefficient de transfert conductif $H_{d,i}$. La Figure 5-17 montre ces évolutions. On observe que l'augmentation de $H_{d,i}$ avec la sévérité du défaut est compensée par une diminution de l'écart de température ΔT pour des niveaux élevés de sévérité. Ceci explique que plus la sévérité est importante, moins son augmentation a un impact sur les performances annuelles du capteur solaire.

$$Q_{d,i} = H_{d,i}\Delta T \quad (5-14)$$

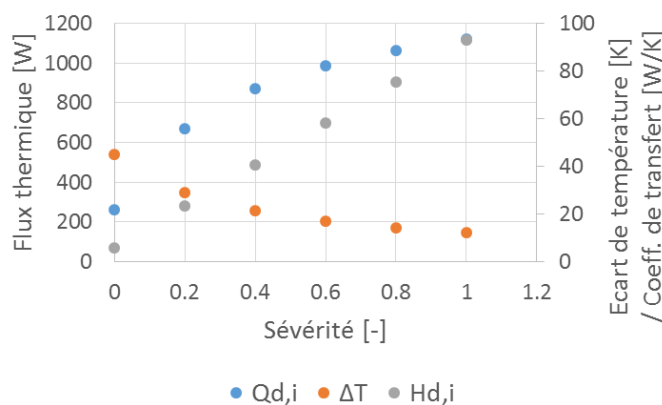


Figure 5-17 : Evolution du flux thermique de conduction $Q_{d,i}$ à travers l'isolant, de l'écart de température entre les deux nœuds de l'isolant ΔT et du coefficient de transfert conductif $H_{d,i}$ de l'isolant en fonction de la sévérité du défaut « dégradation isolant » pour une température d'entrée de 60°C et un ensoleillement direct de 1000 W/m^2 .

Vejen *et al.* [57] ont testé l'impact de la conductivité thermique de l'isolant sur les performances d'un capteur solaire et d'un champ solaire. Trois variantes ont été simulées. Les résultats de leurs calculs pour une température de fonctionnement de 60°C sont présentés sur la Figure 5-18 en regard des points que nous avons obtenu et de la courbe de régression. On peut constater que les tendances sont similaires mais que la

diminution de production que nous calculons est légèrement plus faible que celle de Vejen *et al.* [57]. Il faut cependant noter que nous n'avons pas de points de simulation proches des cas testés dans la littérature.

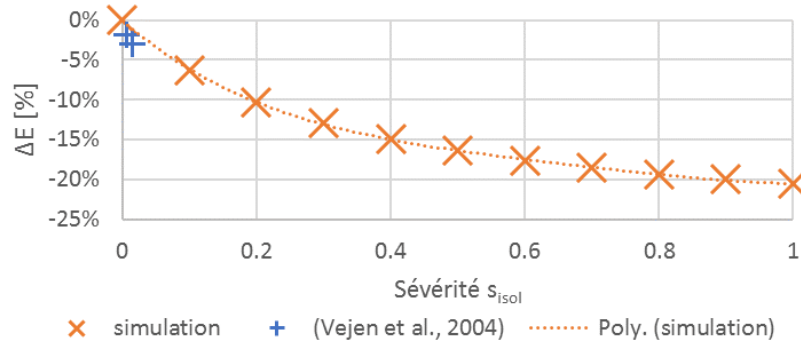


Figure 5-18 : Comparaison des valeurs obtenues pour l'indicateur ΔE avec celles de la littérature pour le défaut « dégradation isolant ».

5.3.2.6 Défaut « déséquilibre »

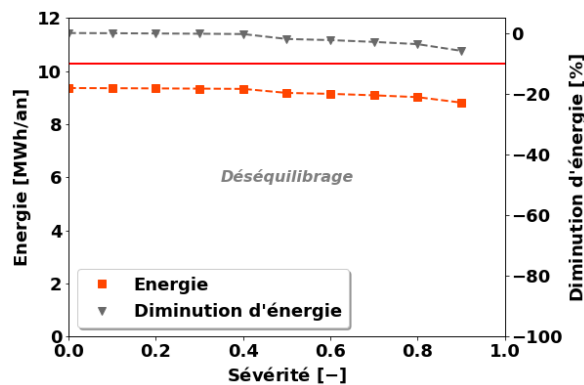


Figure 5-19 : Evolution de la diminution d'énergie solaire annuelle produite en fonction de la sévérité du défaut « déséquilibre ». La ligne rouge correspond à $\Delta E_c = -10\%$.

On observe sur la Figure 5-19 que le défaut « déséquilibre » entraîne une légère diminution de la production annuelle du capteur solaire quand sa sévérité augmente. On peut également noter une cassure entre les sévérités 0,4 et 0,5. La borne supérieure de la sévérité, 1, n'est pas simulée car elle correspond à un cas extrême où il n'y a plus de débit dans le capteur solaire. Les résultats sont donnés sur la Figure 5-20 en fonction du nombre de Reynolds. La cassure observée sur la figure précédente est liée au changement de régime d'écoulement du fluide et donc au changement d'équation pour le calcul du coefficient de transfert convectif entre la paroi du tuyau et le fluide. La sévérité qui correspond au nombre de Reynolds limite (2300) est en effet de 0,48. On observe bien, comme attendu, un impact plus marqué de la valeur de Re sur la production annuelle d'énergie en régime laminaire. Il n'est cependant pas nul en régime turbulent.

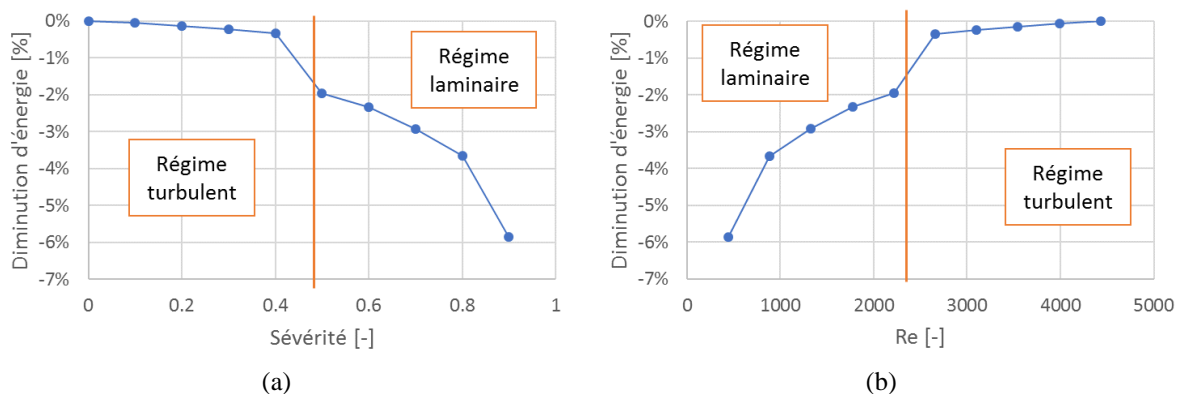


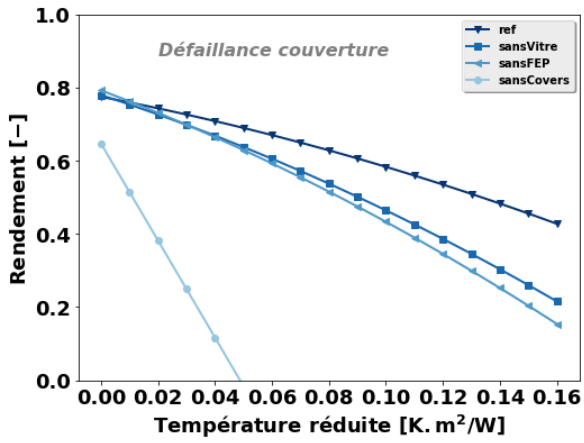
Figure 5-20 : Diminution d'énergie ΔE_c en fonction du de la sévérité du défaut « déséquilibre » (a) et du nombre de Reynolds (b) et modes d'écoulement correspondants. La ligne orange correspond au nombre de Reynolds limite.

Il semble difficile d'approximer les courbes obtenues pour ce défaut par une forme usuelle de régression.

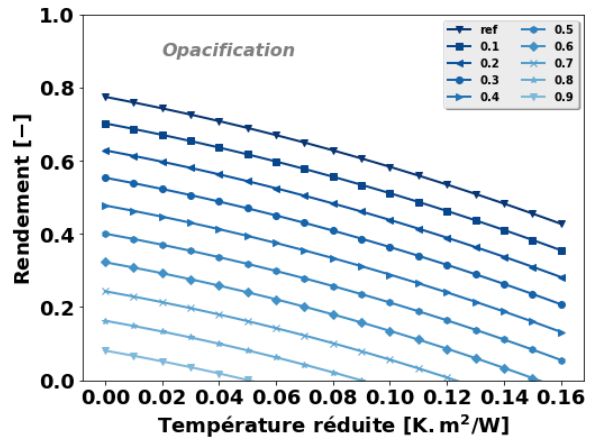
Dans la littérature, la norme VDI 6002 Part 1 [133] indique qu'un écart de débit inférieur ou égal à 10 % est admissible dans chaque rangée, ce qui semble indiquer qu'un tel écart n'a pas une influence significative sur le comportement de l'installation. Cet écart correspond à des sévérités de 0,1, et dans notre cas, également, cela ne change pas grand-chose à la productivité du capteur solaire. Ratzmann [54] a montré que pour une division du débit par trois, on observe une diminution de la production de 7,6 %. Pour cette sévérité de 0,33, on aurait une diminution d'environ 0,3 %. Il est cependant difficile de se comparer à l'état de l'art car les nombres de Reynolds ou les caractéristiques du capteur solaire et de la rangée qui permettraient de les calculer ne sont pas fournis.

5.3.3 Influence des défauts sur le comportement en régime permanent

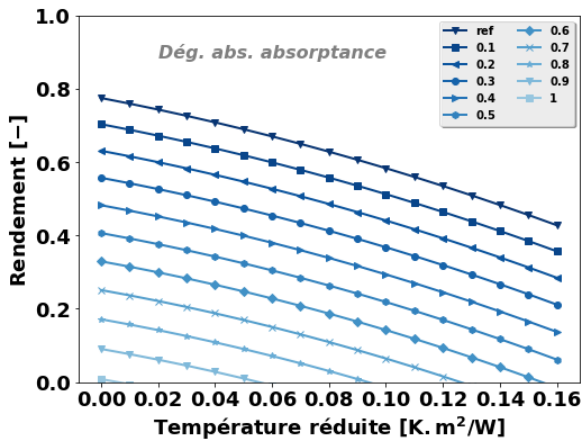
La Figure 5-21 présente l'évolution du rendement en régime permanent η_{std} en fonction de la température réduite T_m^* pour différentes sévérités des défauts étudiés (cf équation (2-3)). La Figure 5-22 détaille les valeurs des trois coefficients η_0 , a_1 et a_2 de cette courbe pour chaque cas. En première approche, on peut déjà constater des signatures assez différentes, qu'il sera sans doute possible de discriminer pour effectuer un diagnostic. Dans la suite de cette section, les courbes obtenues sont analysées et discutées défaut par défaut.



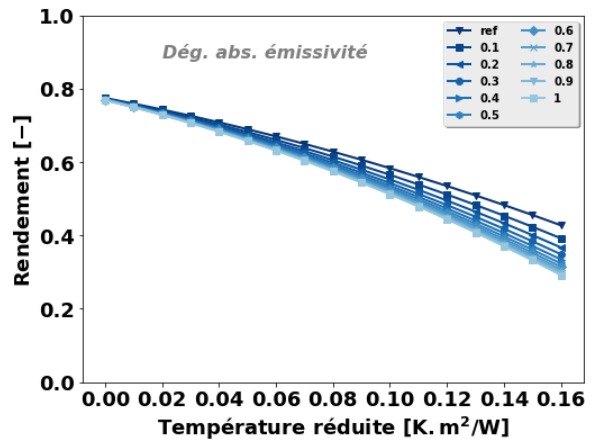
(a)



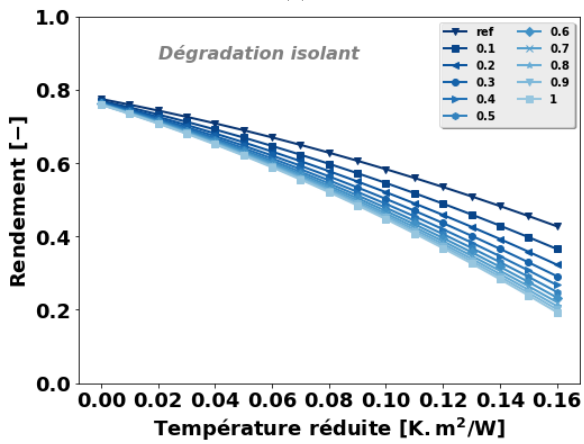
(b)



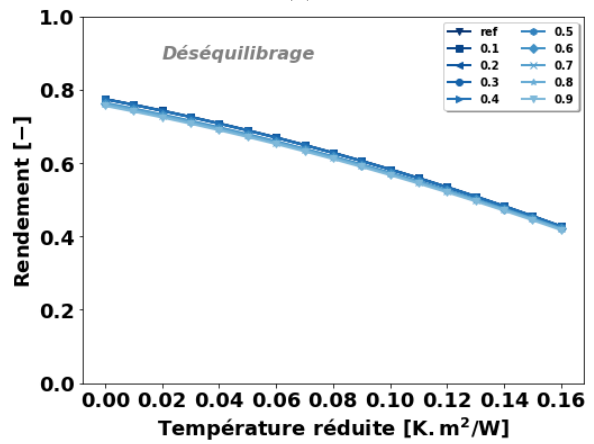
(c)



(d)

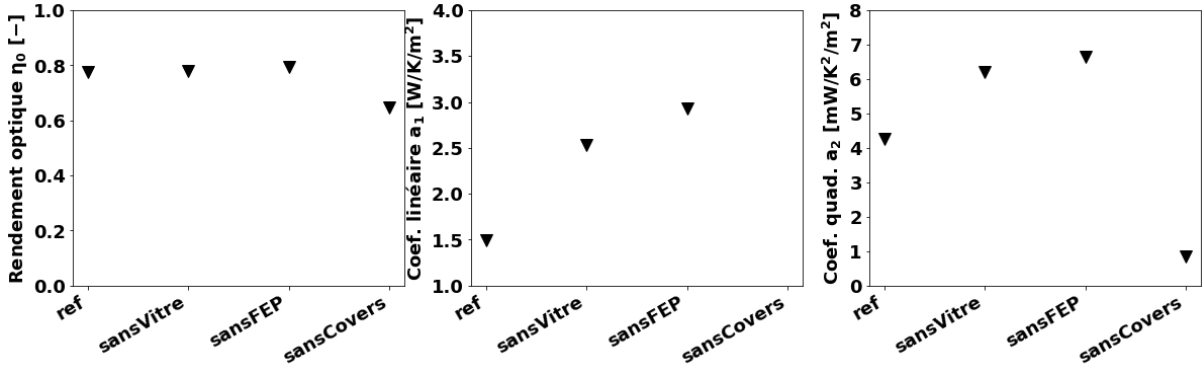


(e)



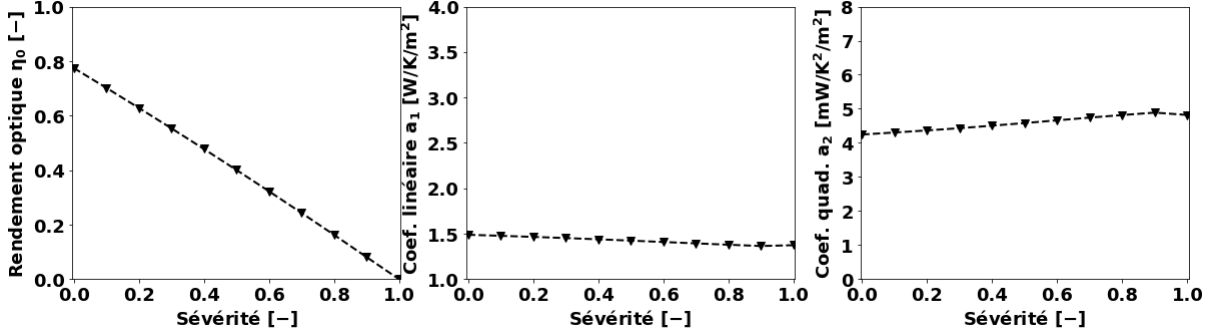
(f)

Figure 5-21 : Evolution des courbes de rendement du capteur solaire en fonction de la sévérité du défaut pour un ensoleillement direct $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

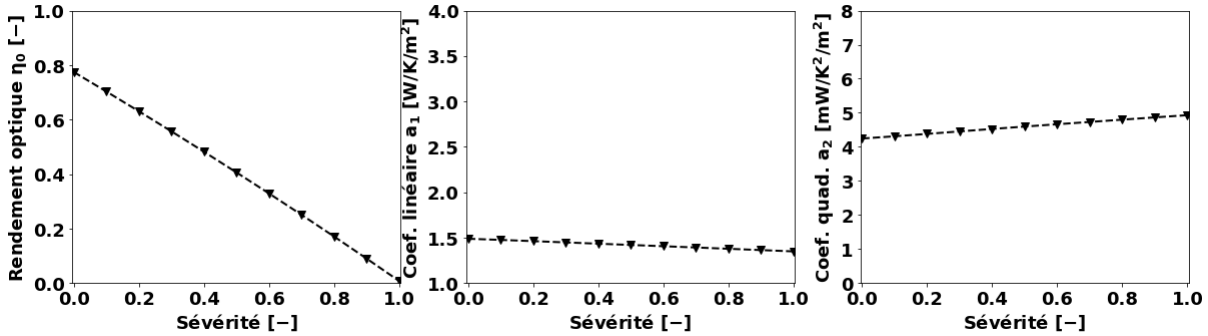


(a) Défaut « défaillance couverture »

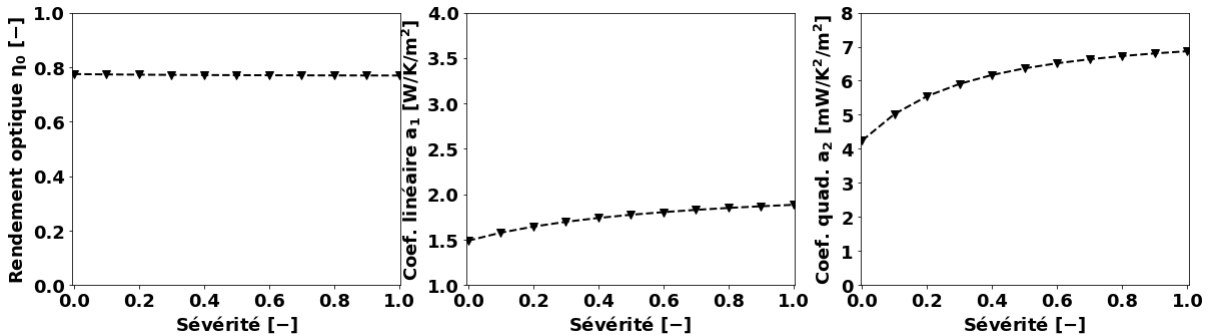
Pour des raisons d'affichage, la valeur de a_1 pour le cas *sansCovers* n'est pas visible. Il vaut 13,209 W/(m².K).



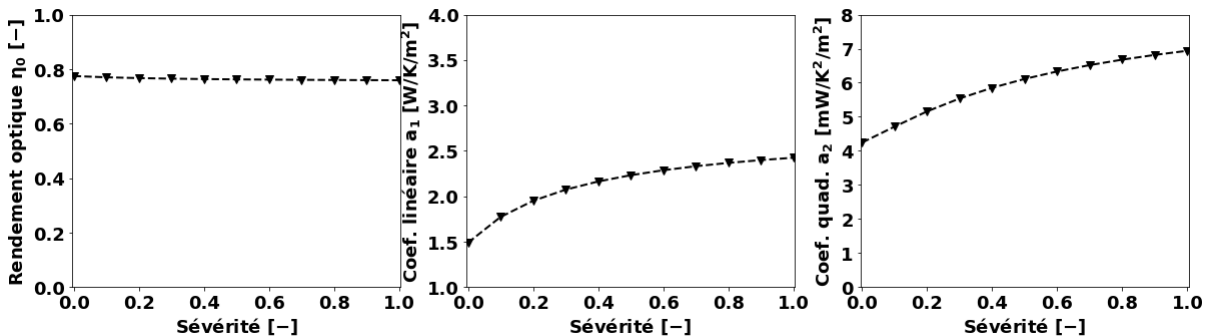
(b) Défaut « opacification »



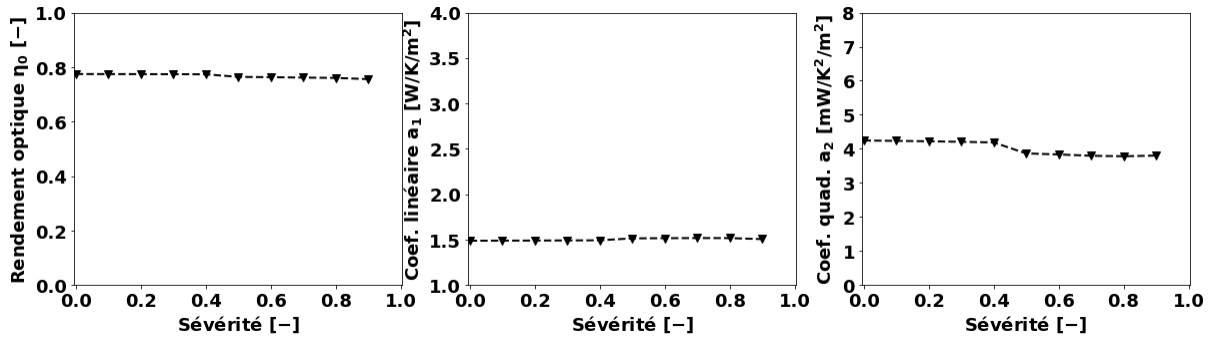
(c) Défaut « dégradation absorbance absorbeur »



(d) Défaut « dégradation émissivité absorbeur »



(e) Défaut « dégradation isolant »



(f) Défaut « déséquilibre »

Figure 5-22 : Evolution des différents coefficients de rendement en fonction de la sévérité du défaut.

5.3.3.1 Défaut « défaillance couverture »

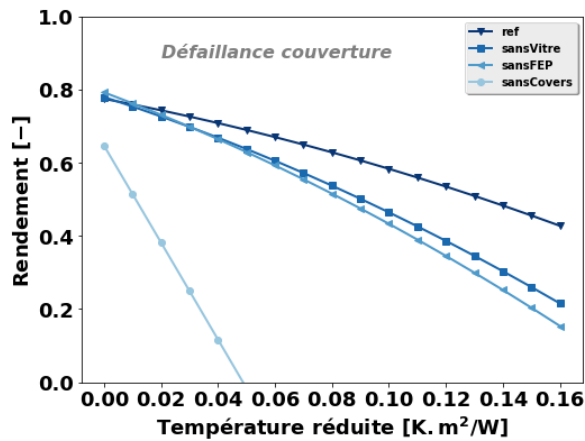


Figure 5-23 : Evolution des courbes de rendement du capteur solaire pour les différents cas du défaut « défaillance couverture » pour un ensoleillement direct $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

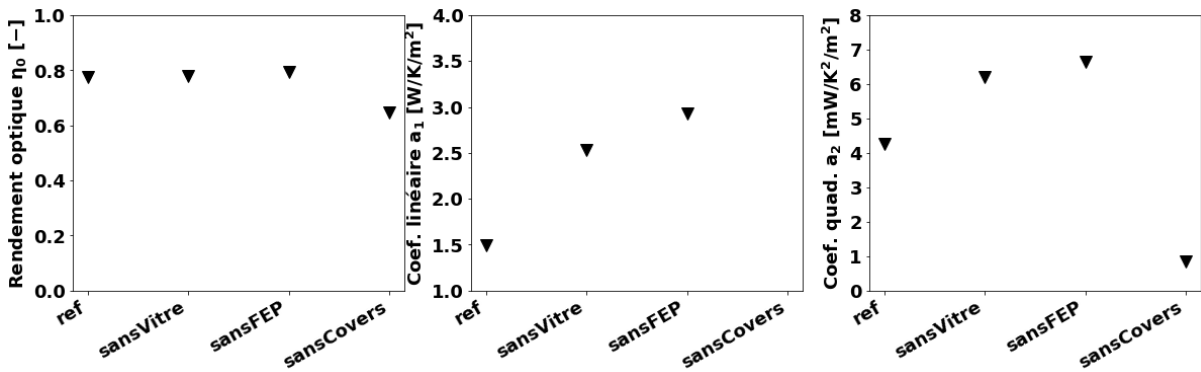


Figure 5-24 : Evolution des différents coefficients de rendement pour les différents cas du défaut « défaillance couverture ». Pour des raisons d'affichage, la valeur de a_1 pour le cas sansCovers n'est pas visible. Il vaut $13,209 \text{ W}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$.

Les Figure 5-23 et Figure 5-24 montrent les résultats obtenus pour les différents cas du défaut « défaillance couverture ». On retrouve les courbes de rendement typiques d'un capteur double vitrage, simple vitrage (*sansVitre* et *sansFEP*) et non vitré (*sansCovers*) :

- Les courbes des cas *sansVitre* et *sansFEP* sont légèrement au-dessus de celle du capteur sans défaut pour une température réduite T_m^* de 0, puis elles la croisent et diminuent plus rapidement. En effet, supprimer la vitre ou le film FEP augmente la part de rayonnement incident sur l'absorbeur et donc le rendement optique η_0 ainsi que nous l'avons expliqué dans la section 4.5.3.3 du chapitre 4 (voir Figure 5-24). Plus précisément, ce paramètre est lié aux propriétés du capteur solaire par l'équation (5-15) [111]. τ_{eq} étant la transmittance équivalente de l'ensemble de la couverture transparente, supprimer un élément de cette couverture augmente sa valeur et donc η_0 . Les pertes thermiques sont par contre légèrement plus importantes et on le vérifie avec des coefficients a_1 et a_2 plus élevés.

$$\eta_0 = F' \frac{\tau_{eq} \alpha_p}{1 - (1 - \alpha_p) \rho_{eq}} \tag{5-15}$$

avec α_p l'absorptance de la surface supérieure de la plaque absorbeur, F' le facteur de rendement du capteur et, τ_{eq} et ρ_{eq} respectivement la transmittance et la réflectance globale de la vitre et du film FEP.

- La courbe du cas *sansCovers* est beaucoup plus basse que les autres et a une forme quasiment linéaire. La suppression de l'ensemble de la couverture vitrée ne permet plus d'avoir une lame d'air immobile au-dessus de l'absorbeur qui permet une bonne isolation de celui-ci. Cela se ressent fortement sur les performances du capteur solaire : le coefficient de pertes linéaires a_1 explose (voir valeurs dans le Tableau 5-5). Nous avons en effet vu lors de la validation du modèle de capteur solaire pour ce défaut au chapitre 4 section 4.4.1 que les pertes du capteur non vitrée sont essentiellement due à la convection forcée entre la face supérieure de l'absorbeur et l'air environnant. Or ces pertes sont directement proportionnelles à l'écart de température entre l'air ambiant et l'absorbeur. Notons que, comme dans le cas de validation présenté au chapitre 4 section 4.5.3.3, l'augmentation de la part de rayonnement solaire qui atteint l'absorbeur est inférieure à l'accentuation des pertes dues l'effet d'ailette qui entrent dans le calcul de F' [111] : le rendement optique du cas *sansCovers* est beaucoup plus faible que sans défaut.

Tableau 5-5 : Coefficients de rendement en régime permanent obtenus pour les différents cas testés du défaut « défaillance couverture ».

cas	référence	sansVitre	sansFEP	sansCovers
η_0	0,774	0,779	0,792	0,647
a_1	1,489	2,530	2,928	13,209
a_2	0,004	0,006	0,007	0,001

Dans la littérature, on trouve deux types de comparaisons :

- La comparaison d'un capteur avec et sans film FEP. Cela correspond à nos cas de référence et *sansFEP*. Bava *et al.* [31] et Hellstrom *et al.* [23] ont obtenus les valeurs du Tableau 5-6. Nos résultats suivent la même tendance globale. Cependant, l'augmentation de a_1 est beaucoup plus marquée dans notre cas. Nous manquons toutefois d'informations sur les paramétrages et caractéristiques des modèles de ces deux études pour pouvoir expliquer cet écart.

Tableau 5-6 : Comparaison des coefficients de performance obtenus dans cette étude avec ceux de la littérature pour les cas de référence et *sansFEP*.

	Résultats de l'étude		(Bava <i>et al.</i> , 2015) [31]		(Hellstrom <i>et al.</i> , 2003) [23]	
	référence	<i>sansFEP</i>	référence	<i>sansFEP</i>	référence	<i>sansFEP</i>
η_0	0,774	0,792	0,816	0,85	0,788	0,809
$\Delta\eta_0$		0,02		0,03		0,02
a_1	1,489	2,928	2,418	3,095	2,69	3,42
Δa_1		1,44		0,68		0,73
a_2	0,004	0,007	0,0085	0,0111	0,0082	0,0113
Δa_2		0,003		0,0026		0,0031

- La comparaison d'un capteur simple vitrage avec un capteur non vitré. Cela correspond à nos cas *sansFEP* et *sansCovers*. Bellos *et al.* [115] a obtenu par simulation CFD les coefficients de performance d'un capteur avec et sans vitrage. On peut également comparer les résultats de cette section à ceux obtenus lors de la validation du modèle de capteur solaire pour ce défaut dans le chapitre 4 section 4.5.3.3. L'ensemble des valeurs obtenues est résumé dans le Tableau 5-7. Bellos *et al.* [115] ayant proposé des paramètres selon la norme ASHRAE, seul le rendement optique est donné. Là encore, les résultats de cette étude sont qualitativement proches de ceux de la littérature et des essais effectués précédemment. On note seulement une diminution de η_0 beaucoup plus marquée, ce qui

laisserait penser à un effet d'ailette bien plus important sur le capteur utilisé pour ces simulations que pour les autres cas.

Tableau 5-7 : Comparaison des coefficients de performance obtenus dans cette étude avec ceux de la littérature pour les cas sansFEP et sansCovers.

	Résultats de l'étude		(Bellos <i>et al.</i> , 2015) [115]		Mesures validation		Simulations validation	
	sansFEP	sansCovers	sansFEP	sansCovers	sansFEP	sansCovers	sansFEP	sansCovers
η_0	0,792	0,647	0,7453	0,7536	0,81	0,77	0,84	0,84
$\Delta\eta_0$		-0,15		0,01		-0,04		0
a_1	2,928	13,209			3,77	12,31	3,44	16,18
Δa_1		10,28				8,54		12,74
a_2	0,007	0,001			0,013	0,013	0,01	0,003
Δa_2		-0,006				0		-0,007

Nos résultats montrent aussi que modéliser une défaillance de la couverture en modifiant seulement η_0 [88] est largement insuffisant. La modélisation proposée par Kalogirou *et al.* [90], à savoir modifier le facteur de rendement du capteur solaire F' , supposerait que les trois coefficients de performance sont modifiés d'un même ratio, ce qui n'est clairement pas le cas. En effet, nous avons vu au chapitre 3 section 3.3.1 que ce coefficient est proportionnel à F_R , lequel est un facteur multiplicatif de chaque coefficient de l'équation de performance selon la norme ASHRAE (équation (3-9)).

5.3.3.2 Défaut « opacification »

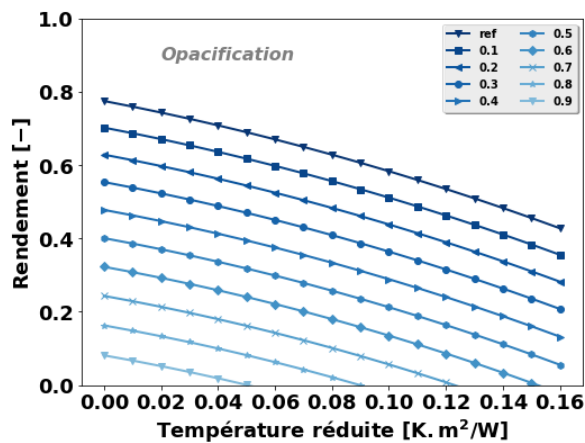


Figure 5-25 : Evolution des courbes de rendement du capteur solaire en fonction de la sévérité du défaut « opacification » pour un ensoleillement direct $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

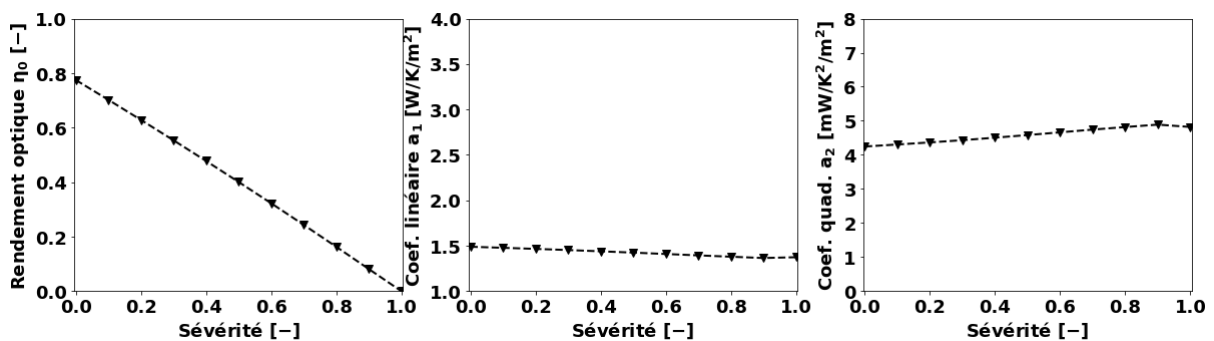


Figure 5-26 : Evolution des différents coefficients de rendement en fonction de la sévérité du défaut « opacification ».

Comme on peut le voir sur la Figure 5-25, la courbe de rendement du capteur solaire est fortement influencée par le défaut « opacification ». Plus précisément, elle conserve la même forme mais se déplace progressivement vers le bas quand la sévérité du défaut augmente. Ce phénomène s'explique par une diminution linéaire du rendement optique avec le facteur d'opacification (Figure 5-26). Les coefficients de pertes thermiques varient eux aussi mais très légèrement : on observe une légère diminution de a_1 et une augmentation faible de a_2 . On a donc un défaut dont l'effet est indépendant de la température de

fonctionnement du capteur solaire. Ces résultats sont attendus car, pour ce défaut, seules les propriétés optiques du capteur solaire (transmittance de la vitre) sont affectées. En fait, pour ce cas simple, nous avons déjà donné la relation mathématique entre le rendement optique et la transmittance (équation (5-15)). Les calculs des propriétés optiques globales de deux surfaces transparentes est donnée à la section 4.5.3.2 du chapitre 4. Dans notre cas, la transmittance équivalente τ_{eq} est donnée par l'équation (5-16).

$$\tau_{eq} = \frac{\tau_v \tau_t}{1 - \rho_v \rho_t} \tag{5-16}$$

En sachant que $\rho_v \rho_t \cong 0$, on obtient :

$$\tau_{eq} \cong \tau_v \tau_t \tag{5-17}$$

De plus, d'après la modélisation du défaut « opacification » (chapitre 4 section 4.4.2), on a :

$$\tau_v(s_{c,opa}) = (1 - s_{c,opa}) \tau_{v,ref} \tag{5-18}$$

avec $\tau_{v,ref}$ la transmittance du verre sans défaut.

En combinant les équations (5-17) et (5-18) et en les intégrant dans l'équation (5-15) présentée dans la section précédente, on obtient finalement :

$$\begin{aligned} \eta_0(s_{c,opa}) &\cong F' \frac{(1 - s_{c,opa}) \tau_c \tau_t \alpha_p}{1 - (1 - \alpha) \rho_{eq}} \cong (1 - s_{c,opa}) \eta_{0,ref} \\ &\cong \eta_{0,ref} - \eta_{0,ref} s_{c,opa} \end{aligned} \tag{5-19}$$

Par ailleurs, on obtient par régression linéaire sur la courbe de la Figure 5-26 :

$$\eta_0(s_{c,opa}) \cong 0,7827 - 0,7752 s_{c,opa} \tag{5-20}$$

avec un R^2 de 0,9996. Comme $\eta_{0,ref} = 0,774$, on obtient bien des coefficients proches de l'équation (5-20).

On peut comparer les résultats obtenus pour le rendement optique à ceux de la littérature et aux mesures expérimentales utilisées pour la validation au chapitre 4 section 4.5.3.2. La Figure 5-27 montre que l'ensemble des sources a des résultats en cohérence avec l'évolution de la variation du rendement optique observée.

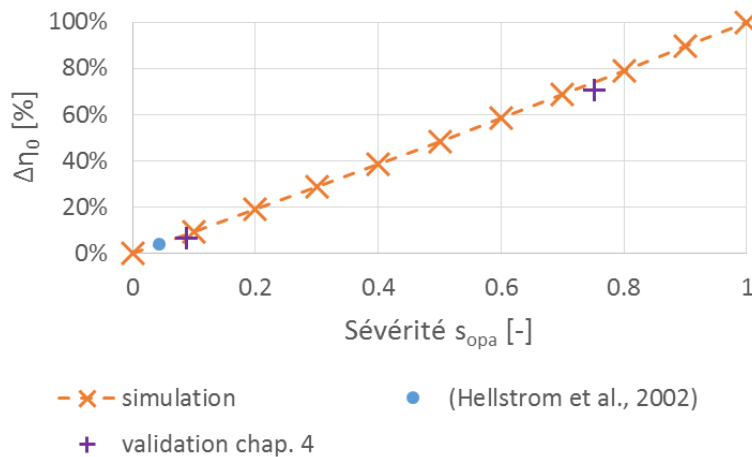


Figure 5-27 : Comparaison de la variation du rendement optique en fonction de la sévérité du défaut « opacification » obtenue lors de cette étude à la littérature et aux essais de validation du chapitre 4 section 4.5.3.2.

Le choix de de Keizer [88] de modéliser le défaut « opacification » par une diminution du coefficient de rendement η_0 est corroboré par les résultats obtenus dans la présente étude.

5.3.3.3 Défaut « dégradation absorptance absorbeur »

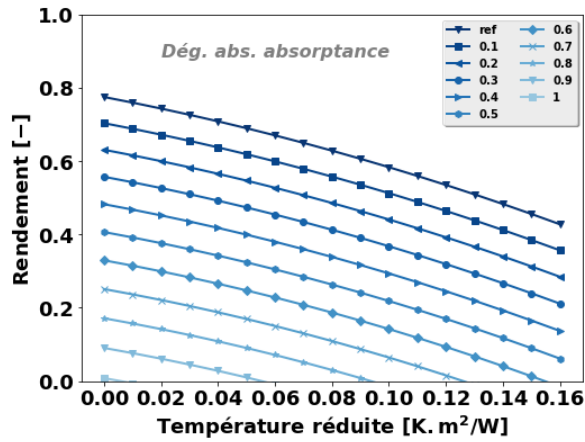


Figure 5-28 : Evolution des courbes de rendement du capteur solaire en fonction de la sévérité du défaut « dégradation absorptance absorbeur » pour un ensoleillement direct $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

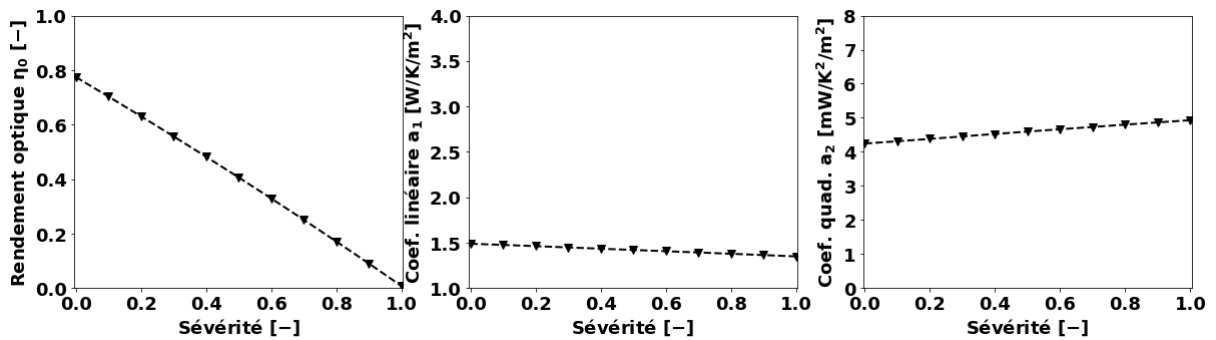


Figure 5-29 : Evolution des différents coefficients de rendement en fonction de la sévérité du défaut « dégradation absorptance absorbeur ».

Ici encore, on observe sur les courbes des Figure 5-28 et Figure 5-29 des tendances similaires au défaut « opacification ». Cela s'explique simplement par l'équation (5-15) : l'absorptance de la surface supérieure de l'absorbeur α_p joue un rôle similaire à la transmittance de la couverture transparente τ_{eq} . D'après la définition de la sévérité de ce défaut, on peut donc la lier directement au rendement optique η_0 :

$$\eta_0(s_{c,abs,\alpha}) \sim F' \frac{\tau_{eq}(1 - s_{c,abs,\alpha})\alpha_p}{1 - (1 - \alpha)\rho_{eq}} \sim (1 - s_{c,abs,\alpha})\eta_0(0) \quad (5-21)$$

Par régression, on obtient, avec un R^2 de 0,9995 les coefficients de l'équation (5-22). Ils sont très proches de ceux obtenus pour le défaut « opacification ».

$$\eta_0(s_{c,abs,\alpha}) = 0,7833 - 0,7658s_{c,abs,\alpha} \quad (5-22)$$

Hellstrom *et al.* [23] constataient une augmentation du rendement optique de 0,809 à 0,824 pour une augmentation de α_p de 0,95 à 0,97, ce qui correspond à une sévérité de 0,0206 et une augmentation relative du rendement optique de 1,8%. Avec l'équation (5-22), on obtient pour cette sévérité une augmentation relative de η_0 de 0,9%, ce qui est du même ordre de grandeur. Ils n'observaient en outre pas de modification des coefficients de perte.

En ce qui concerne la modélisation de ce défaut à l'aide des coefficients de performance en régime permanent, la modélisation proposée par de Keizer [88] par une diminution de η_0 est confirmée par cette étude.

5.3.3.4 Défaut « dégradation émissivité absorbeur »

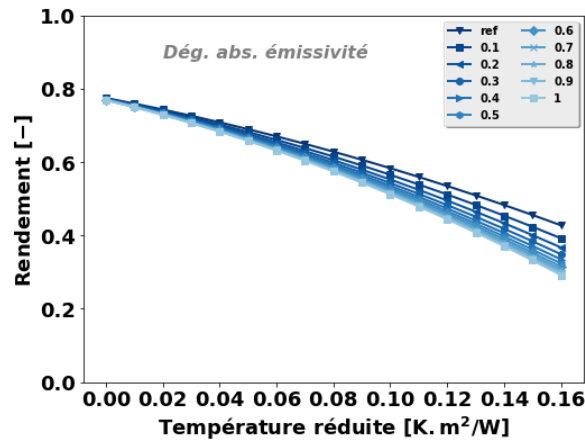


Figure 5-30 : Evolution des courbes de rendement du capteur solaire en fonction de la sévérité du défaut « dégradation émissivité absorptance » pour un ensoleillement direct $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

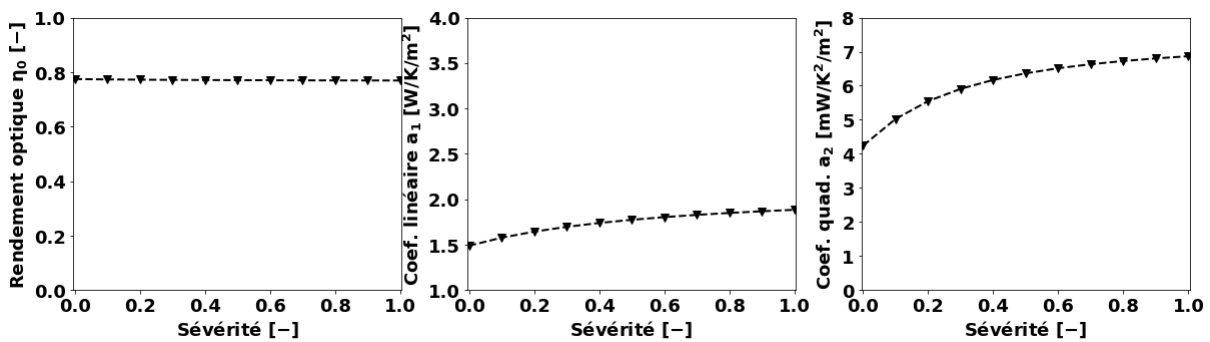


Figure 5-31 : Evolution des différents coefficients de rendement en fonction de la sévérité du défaut « dégradation émissivité absorbeur ».

L'effet du défaut « dégradation émissivité absorbeur » sur le rendement en régime stationnaire du capteur solaire se traduit par une diminution des performances pour un T_m^* élevé (Figure 5-30). On n'observe par contre pas de modification pour $T_m^* = 0$. Ce défaut entraîne en effet une augmentation des deux coefficients liés aux pertes thermiques a_1 et a_2 (Figure 5-31). Leur effet est d'autant plus visible que l'écart de température entre le capteur solaire et l'air ambiant est important, donc que T_m^* prend des valeurs élevées. Les pertes par rayonnement infra-rouge étant fonction des températures à la puissance 4 (voir chapitre 4 section 4.2.4.1), la hausse du coefficient linéaire a_1 mais aussi du coefficient quadratique a_2 sont attendues. Le rendement optique η_0 subit une très légère diminution à mesure que la sévérité augmente mais cette diminution est tellement réduite qu'elle n'est même pas visible sur la Figure 5-31.

Pour leur modification de $\epsilon_{p,sup}$ de 0,1 à 0,05, correspondant à une sévérité de 0,0526, Hellstrom *et al.* [23] obtiennent la variation des coefficients de rendement en régime permanent du Tableau 5-8. En utilisant des régressions sur les courbes de la Figure 5-31, nous observons qualitativement les mêmes écarts mais leur amplitude n'est pas la même : si nous observons une modification du rendement optique et du coefficient de pertes linéaires bien plus faible, l'impact sur a_2 est plus marqué dans notre étude.

Tableau 5-8 : Résultats obtenus par Hellstrom et al. [23] pour une variation de $\epsilon_{p,sup}$ de 0,1 à 0,05, correspondant à une sévérité du défaut « dégradation émissivité absorbeur » de 0,0526, et comparaison avec nos propres résultats pour une même sévérité.

Grandeur	$\epsilon_{p,sup}$	η_0	a_1	a_2
Départ	0,1	0,809	3,42	0,0113
Amélioration	0,05	0,813	3,22	0,0106
Écart Hellstrom [%]	-	0,49 %	-6,2 %	-6,6 %
Ecart simu [%]	-	0,098 %	-3,3 %	-10,4 %

5.3.3.5 Défaut « dégradation isolant »

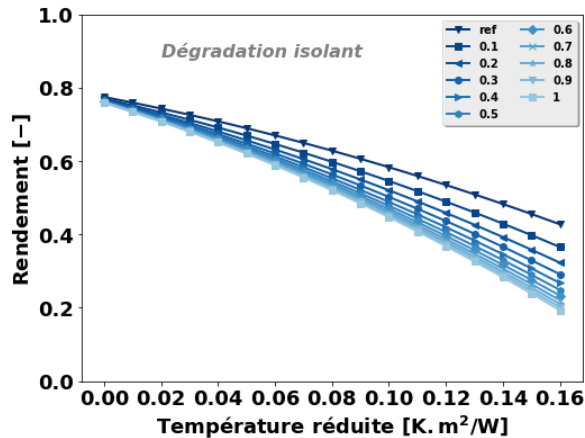


Figure 5-32 : Evolution des courbes de rendement du capteur solaire en fonction de la sévérité du défaut « dégradation isolant » pour un ensoleillement direct $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

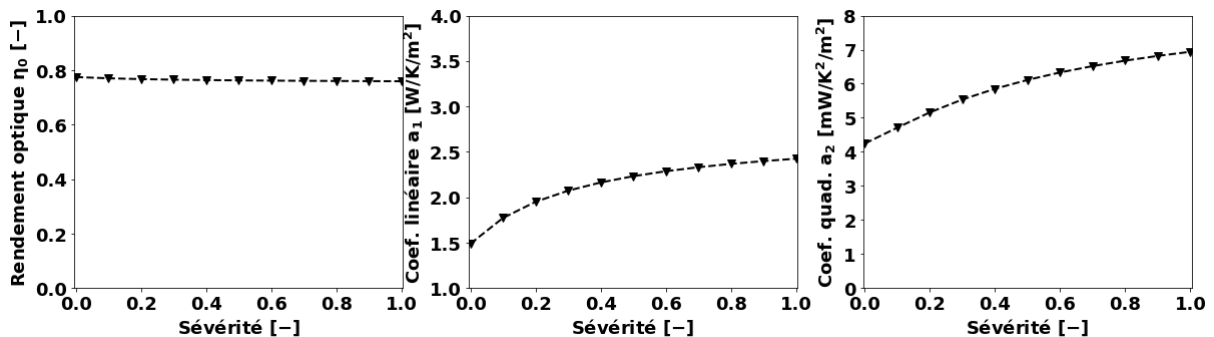


Figure 5-33 : Evolution des différents coefficients de rendement en fonction de la sévérité du défaut « dégradation isolant ».

Le défaut « dégradation isolant » modifie la courbe de rendement de façon similaire au défaut « dégradation émissivité absorbeur » (ordonnée à l'origine peu impactée mais écart de plus en plus important avec l'augmentation de la température réduite, voir Figure 5-21.d et e). Son impact est cependant beaucoup plus marqué. Concernant les coefficients de rendement Figure 5-33, on peut noter :

- une très légère diminution de η_0 , visible sur le graphique. Il est possible qu'en modifiant les températures de l'isolant, le défaut « dégradation isolant » entraîne une évolution des échanges entre l'absorbeur et l'isolant et une légère augmentation de l'effet d'ailette. Cet effet entrant en compte dans le calcul du le facteur de rendement du capteur F' , il a un impact sur η_0 , comme nous avons déjà pu en discuter dans le paragraphe sur le défaut « défaillance couverture ».
- une augmentation de a_1 plus marquée que pour le défaut « dégradation émissivité absorbeur ». Nous avons vu au chapitre 4 section 4.2.4.2 que les échanges par conduction à travers l'isolant étaient modélisés à l'aide d'un coefficient de transfert indépendant de la température (voir équation (4-38)). Ils sont donc linéaires par rapport à l'écart de température entre les deux nœuds de l'isolant

et il semble normal qu’une modification du coefficient d’échange via la conductivité de l’isolant entraîne une variation du coefficient linéaire de pertes thermiques.

- une augmentation de a_2 . Cette augmentation était moins attendue. Elle s’explique par une hausse de l’écart de température entre l’absorbeur et l’isolant et donc une aggravation des pertes liées à des phénomènes non linéaires comme le rayonnement infra-rouge ou la convection à travers la lame d’air. On a par exemple un écart de température moyen entre l’absorbeur et l’isolant de 9,1 K sans défaut et 34,3 K avec, pour une température de fluide à l’entrée du capteur de 60°C.

Les mesures expérimentales du chapitre 4 section 4.5.3.4 donnaient les mêmes tendances, plus marquées car il s’agissait d’un cas extrême où on avait totalement enlevé l’isolant du capteur solaire. Les résultats sont rappelés dans le Tableau 5-9.

Tableau 5-9 : Coefficients de rendement obtenus lors des essais expérimentaux pour la validation du modèle de capteur solaire dans le chapitre 4 section 4.5.3.4.

	référence	sansisol
η_0	0,81	0,80
a_1	3,77	8,56
a_2	0,013	0,036

L’étude de Vejen *et al.* [57] consistant à tester trois isolants différents a abouti à l’obtention de courbes de rendement qui montrent la même tendance que celles de la Figure 5-21.e (voir chapitre 3 Figure 3-11).

Nous avons vu au chapitre 3 section 3.3.6 que de Keizer [88] a modélisé un dégazage de l’isolant par une diminution de η_0 combinée à une augmentation du coefficient de pertes linéaires a_1 . Lalot *et al.* [93] ont proposé une diminution progressive de F' et une augmentation brutale de U_L . Ces choix de modélisation semblent appropriés exceptés qu’il ne faut pas oublier le coefficient a_2 et que faire le lien entre une modification de ces coefficients et une augmentation de la conductivité λ_{isol} de l’isolant ne semble pas évident.

5.3.3.6 Défaut « déséquilibre »

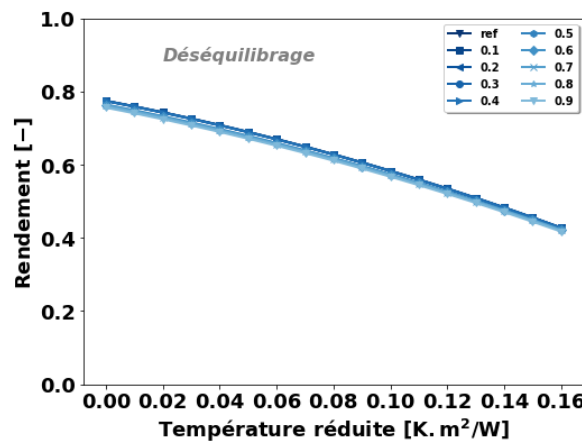


Figure 5-34 : Evolution des courbes de rendement du capteur solaire en fonction de la sévérité du défaut « déséquilibre » pour un ensoleillement direct $G = 1000 \text{ W/m}^2$.

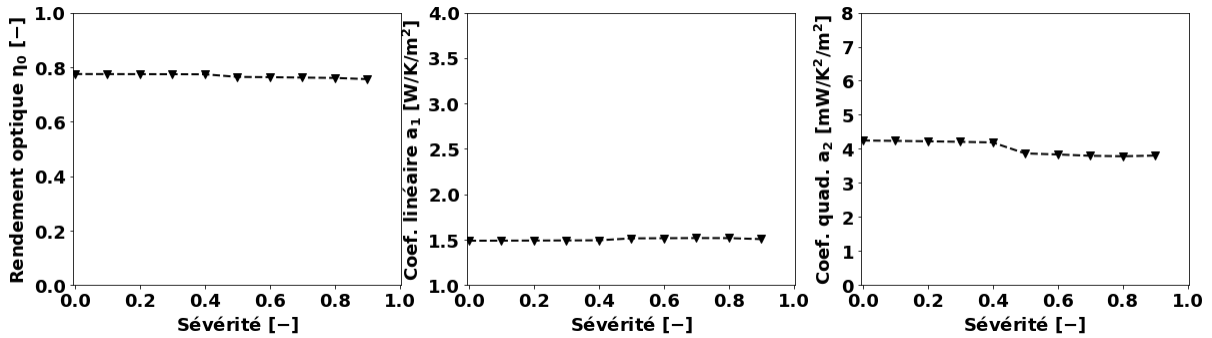


Figure 5-35 : Evolution des différents coefficients de rendement en fonction de la sévérité du défaut « déséquilibre ».

L'effet du défaut « déséquilibre » sur le comportement en régime permanent du capteur solaire est assez faible (voir Figure 5-34). On observe cependant une légère baisse de η_0 , une légère augmentation de a_1 et une légère diminution de a_2 (voir Figure 5-35). On retrouve également des cassures entre les sévérités 0,4 et 0,5.

Quelques précisions méritent d'être apportées concernant la stabilité du rendement en régime permanent. En effet, Bava et Furbo [130] expliquent ce phénomène par une insensibilité du coefficient de transfert thermique convectif dans le tube à la valeur du débit lorsque ce régime est établi. Nos travaux entrent en contradiction avec cette explication et indiquent une compensation de deux phénomènes. La Figure 5-36 présente l'évolution du flux thermique de convection entre le tuyau et le fluide $Q_{c,b-f}$ ainsi que des termes entrant en jeu dans sa détermination (équation (5-23)), l'écart de température entre la paroi du tube et le fluide ΔT et le coefficient de transfert convectif $H_{c,b-f}$. On constate ainsi que la faible variation du flux thermique entre fluide et paroi du tube $Q_{c,b-f}$ pour des débits élevés n'est pas due à un coefficient de transfert $H_{c,b-f}$ qui varie peu mais à deux effets combinés : d'une part une augmentation de ce coefficient $H_{c,b-f}$ et d'autre part une diminution de l'écart de température ΔT pour des nombres de Reynolds élevés.

$$Q_{c,b-f} = H_{c,b-f} \Delta T \quad (5-23)$$

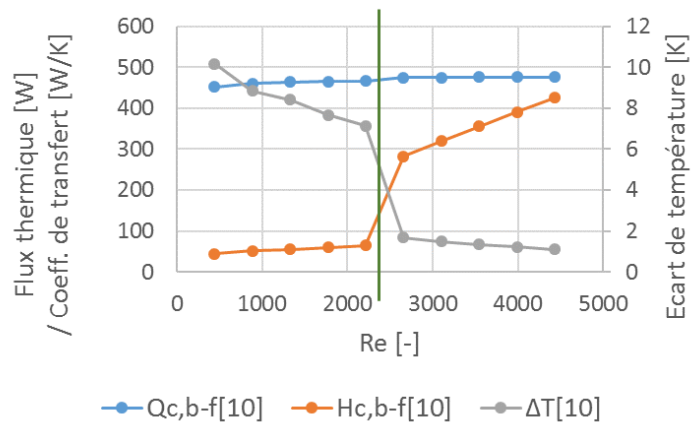


Figure 5-36 : Evolution du flux thermique de convection $Q_{c,b-f}$ entre le tuyau et le fluide, de l'écart de température ΔT entre le tuyau et le fluide et du coefficient de transfert convectif $H_{c,b-f}$ dans le 10^{ème} nœud du tuyau dans le sens du fluide en fonction du nombre de Reynolds pour une température d'entrée de 60°C et un ensoleillement direct de 1000 W/m². La ligne verte marque la valeur de la sévérité correspondant au nombre de Reynolds limite de 2300.

5.3.4 Influence des défauts sur le comportement en régime transitoire

Pour l'analyse du régime transitoire, le temps relatif t_{rel} est introduit pour plus de clarté et est défini comme suit :

$$t_{rel} = t - t_0 \quad (5-24)$$

où t_{rel} est le temps relatif en secondes, t est le temps de simulation et t_0 est l'instant auquel intervient l'échelon sur la condition aux limites choisie.

La Figure 5-38 présente les résultats des simulations pour la caractérisation de l'impact des défauts étudiés sur le régime transitoire du capteur solaire. L'évolution de la température de sortie normalisée \overline{T}_{out} est indiquée pour chaque défaut, test unitaire et sévérité en fonction du temps relatif t_{rel} .

La réponse du capteur solaire aux différents échelons testés est typique d'un système du premier ordre. Ce système a pour équation générale :

$$s(t) + \tau \frac{ds}{dt}(t) = A_0 e(t) \tag{5-25}$$

Avec :

- $s(t)$ la réponse du système,
- $e(t)$ l'excitation du système,
- τ la constante de temps,
- A_0 le coefficient d'amplification statique.

La réponse à un échelon (quand $e(t)$ est un échelon) d'un tel système, ou réponse indicielle, a pour forme générale :

$$s(t) = A_0 E + (s_0 - A_0 E) e^{-t/\tau} \tag{5-26}$$

avec E la hauteur de l'échelon et s_0 la valeur de $s(t)$ au temps initial. La forme de la courbe donnée par cette équation est la même que celles des courbes de la Figure 5-38.

Un exemple typique de système du premier ordre est le circuit RC (voir Figure 5-37), qui a pour constante de temps $\tau = RC$. Beaucoup de circuits électriques peuvent se ramener à ce circuit équivalent. C'est également vrai pour les systèmes thermiques qu'on peut généralement assimiler à des circuits électriques : les nœuds thermiques sont caractérisés par leur température, ont une capacité et les échanges thermiques entre eux sont limités par des résistances. En particulier le modèle de capteur solaire développé dans ce travail rentre dans cette catégorie.

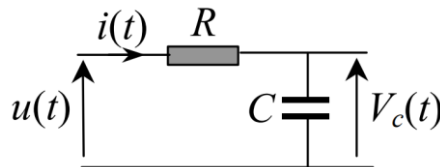
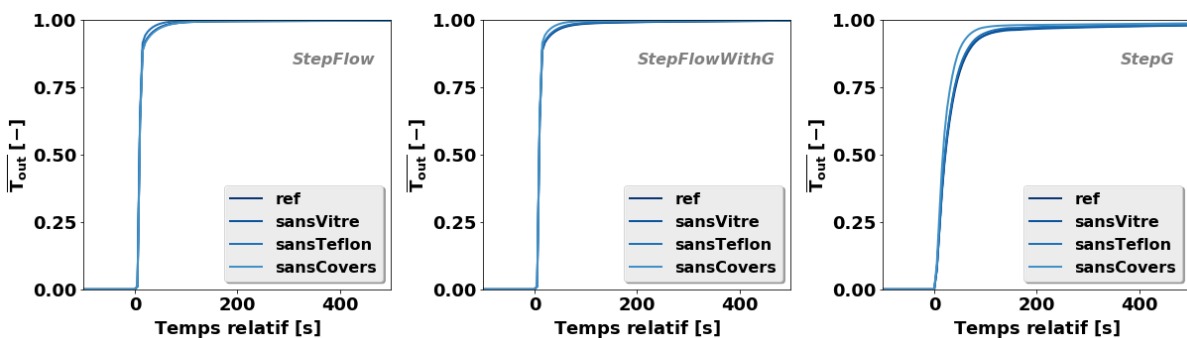


Figure 5-37 : Exemple de circuit RC [167].



(a) Défaut « défaillance couverture »

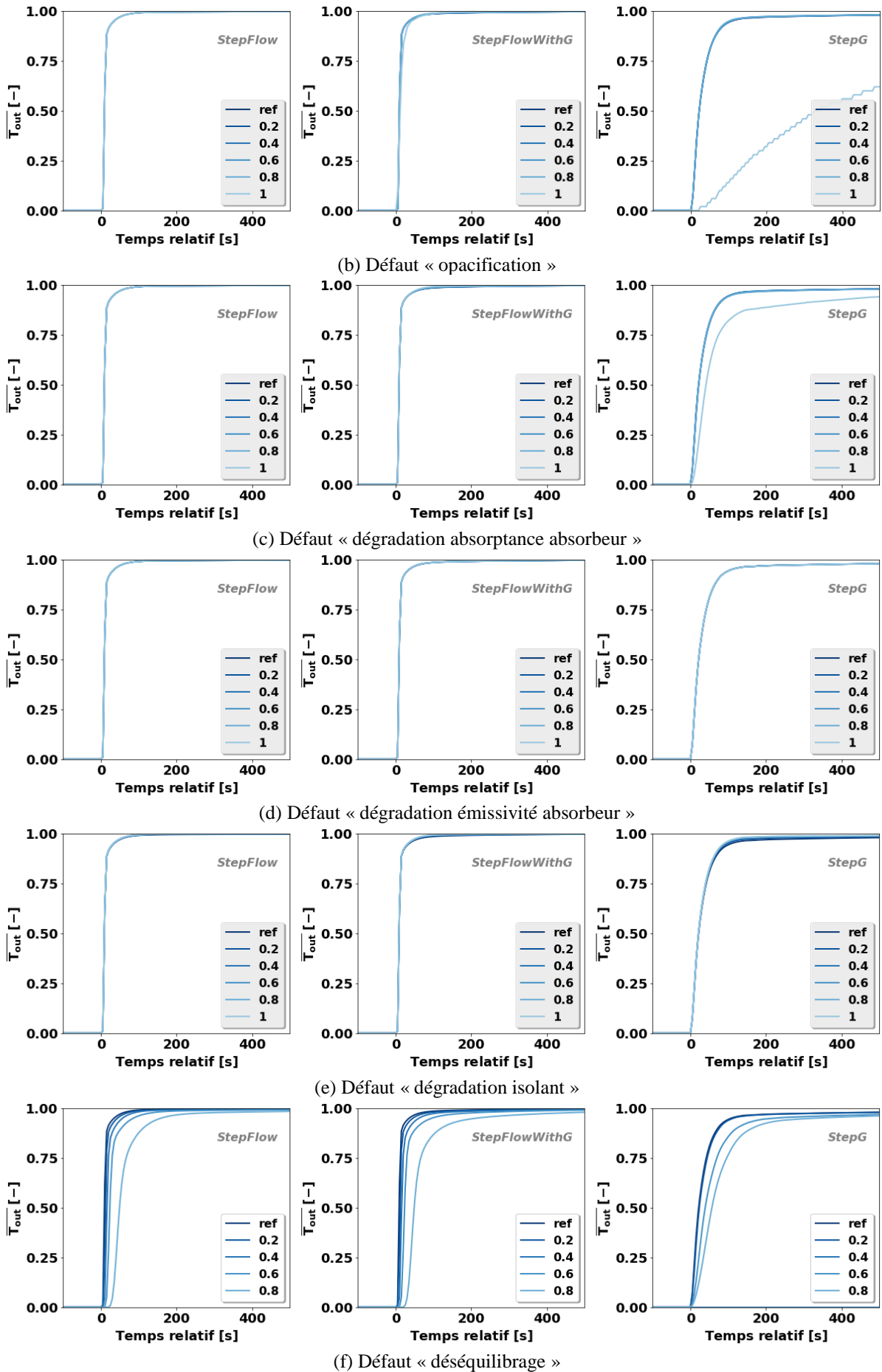
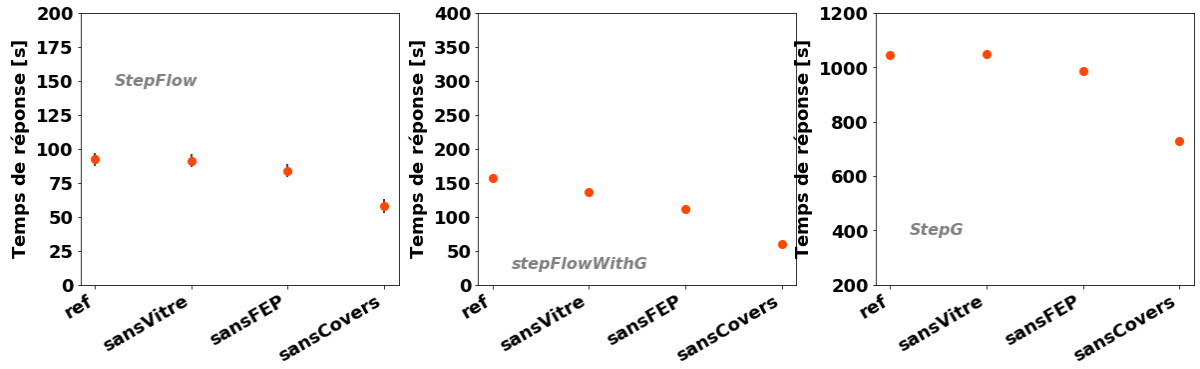


Figure 5-38 : Réponses aux tests unitaires du système soumis aux défauts étudiés, pour différentes sévérités.

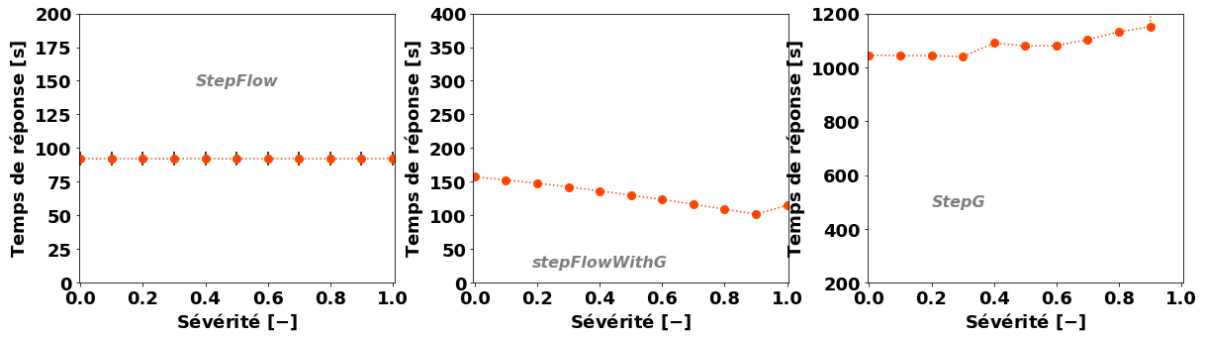
En première approche, on peut déjà conclure qu'aucun des défauts étudiés n'entraîne une modification de la forme des courbes du régime transitoire à l'échelle composant (voir Figure 5-38 précédente). Le nombre

de points d'inflexion (un) ne varie pas et la position de ce point n'apporte pas d'information supplémentaire par rapport au temps de montée. Il n'y a également pas de dépassement. En conséquence, seuls les temps de réponse à 99 % sont analysés plus en détail dans la Figure 5-39. Les valeurs des temps de montée ont une incertitude de ± 5 secondes, ce qui correspond au pas de temps de la simulation. Cette incertitude est ajoutée sur les graphiques de la Figure 5-39 mais ne sont pas toujours visibles à cause des échelles importantes.

D'une manière globale, on peut remarquer que le test unitaire *stepG* est caractérisé par une montée assez lente de la température comparée aux autres tests. Une petite modification de la pente de la courbe affecte donc significativement le temps de réponse $t_{99\%}$. Une analyse détaillée des résultats obtenus pour l'impact des défauts sur le comportement en régime transitoire est proposée dans la suite de cette section.

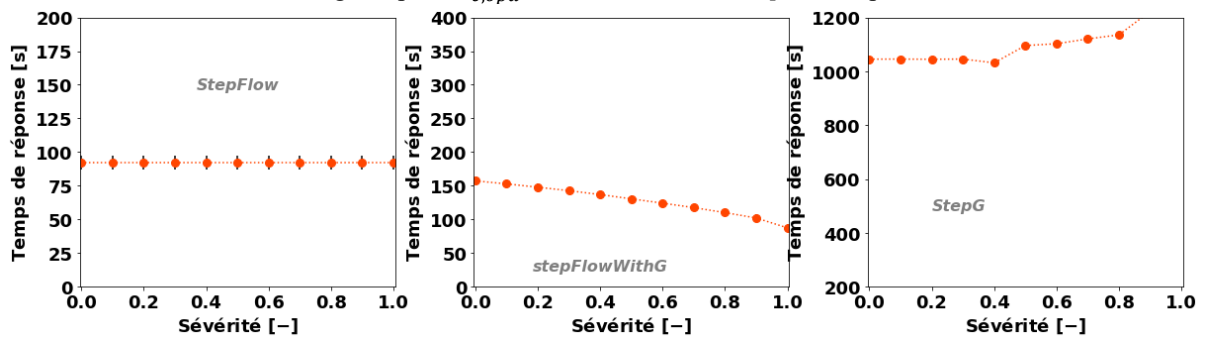


(a) Défaut « défaillance couverture »



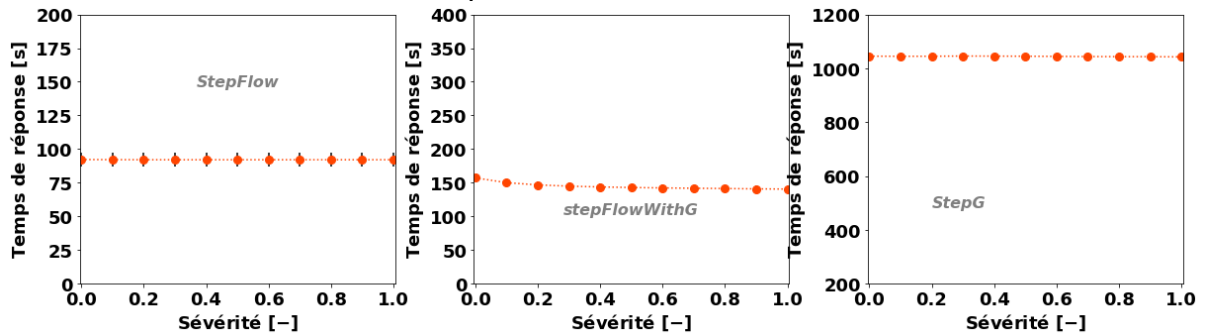
(b) Défaut « opacification ».

Pour des raisons d'affichage, le point $s_{c,opa} = 1$ du test unitaire *stepG* n'est pas visible. Il vaut 4828 s.

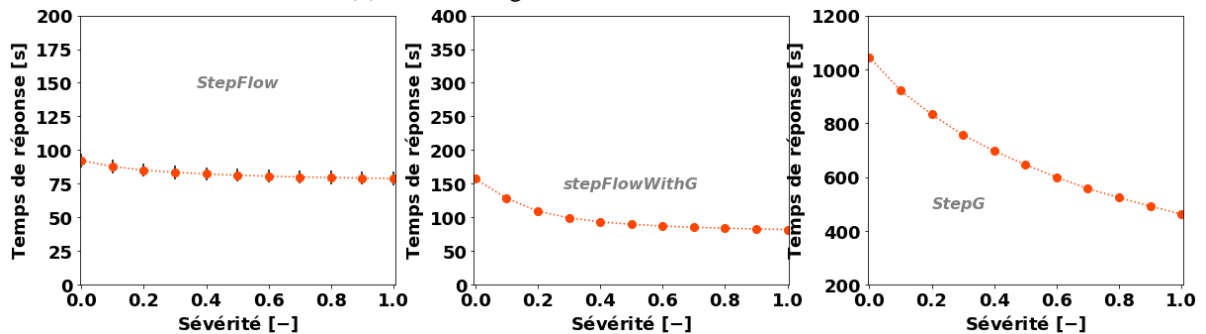


(c) Défaut « dégradation absorbance absorbeur ».

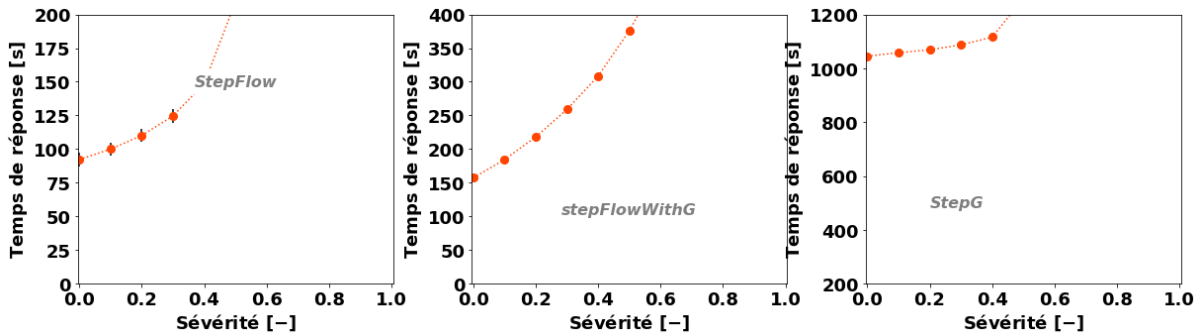
Pour des raisons d'affichage, les points $s_{c,opa} = 0,9$ et 1 du test unitaire *stepG* ne sont pas visibles. Ils valent respectivement 1223 et 1733 s.



(d) Défaut « dégradation émissivité absorbeur »



(e) Défaut « dégradation isolant »



(f) Défaut « déséquilibre »

Figure 5-39 : Evolution des temps de montée des différents tests en fonction de la sévérité du défaut.

5.3.4.1 Défaut « défaillance couverture »

Pour ce défaut, on observe une légère modification de la réponse du capteur solaire aux tests unitaires pour le cas *sansCovers* (Figure 5-38.a). Cela se traduit sur la Figure 5-39.a par une forte diminution des temps de réponse aux trois tests unitaires. D’une manière générale sur ces courbes, moins il y a d’éléments de couverture, plus le système est rapide. En utilisant l’analogie avec le circuit RC proposée en début de section, la constante de temps du système est de type RC. Or plus on enlève des couvertures, plus la résistance R globale du système diminue puisque qu’on augmente les pertes thermiques. La capacité C globale du système diminue également puisqu’on supprime des éléments. La constante de temps RC diminue donc et il est logique que le système soit plus réactif. On peut également noter que la modification de R a plus d’effet que celle de C car on observe un gain de rapidité plus important entre les cas *sansFEP* et *sansCovers*, qu’entre la référence et *sansVitre*, alors que la vitre a une capacité thermique bien plus importante que le film FEP.

5.3.4.2 Défaut « opacification »

La Figure 5-38.b montre que le régime transitoire du capteur solaire est peu affecté par le défaut « opacification » sauf pour le cas du test unitaire *stepG* et $s_{c,opa} = 1$. Dans ce cas, la vitre est entièrement opaque ce qui entraîne un fonctionnement significativement ralenti quand les échanges thermiques sont dominés par le rayonnement solaire : le réchauffement du capteur n’est plus dû au rayonnement direct mais à la transmission de la chaleur absorbée par la vitre. La diminution observée pour *stepFlowWithG* peut s’expliquer par une augmentation des pertes globales du capteur solaire dues à l’augmentation du rayonnement solaire réfléchi. Selon le modèle RC, on a donc une diminution de R et donc de la constante de temps du système. La réponse à *stepG* n’est pas affectée car le défaut « opacification » a un impact sur les échanges thermiques liés au rayonnement solaire, or pour ce test, ce rayonnement est nul.

5.3.4.3 Défaut « dégradation absorptance absorbeur »

Sur les Figure 5-38.c et Figure 5-39.c, le défaut « dégradation absorptance absorbeur » a, comme précédemment, un comportement similaire au défaut « opacification » car les mécanismes affectés par ce défaut, c’est-à-dire les transferts thermiques liés au rayonnement solaire, sont identiques.

5.3.4.4 Défaut « dégradation émissivité absorbeur »

Que ce soit sur la Figure 5-38.d ou sur la Figure 5-39.d, on observe que ce défaut a très peu d’impact sur le comportement en régime transitoire du capteur solaire. Tout juste peut-on noter une très légère diminution du temps de réponse à 99 % pour les tests *stepG* et *stepFlowWithG*. Les écarts de température entre les différents composants du capteur étant plus faible pour le test *stepFlow* puisqu’il n’y a pas de soleil, il semble logique qu’on perçoive encore moins les effets de ce défaut. En effet, il affecte les transferts par rayonnement infra-rouge, lesquels sont proportionnels à l’écart des températures à la puissance 4.

5.3.4.5 Défaut « dégradation isolant »

Le défaut « dégradation isolant » semble avoir un léger impact sur les réponses du capteur solaire aux trois tests unitaires (voir Figure 5-38.e). Et en effet, lorsqu’on analyse les temps de réponse à 99 % (Figure 5-39.e), on observe qu’ils diminuent tous avec l’augmentation de la sévérité du défaut. Si on revient sur le parallèle avec un circuit RC, on note que le défaut modélisé entraîne à la fois une diminution de la résistance globale du capteur solaire (augmentation de la conductivité de l’isolant λ_{isol}) et une augmentation de sa capacité globale (augmentation de la capacité de l’isolant cp_{isol}). Il semble donc que ce soit la diminution de la résistance globale R qui ait le plus d’impact au final, puisqu’on observe un système plus réactif quand la

sévérité du défaut augmente. Cela est logique quand on sait que dans notre modélisation la conductivité est augmentée d'un facteur 16 pendant que la capacité n'est multipliée que par 4 (voir chapitre 4 section 4.4.5).

5.3.4.6 Défaut « déséquilibre »

La Figure 5-38.f montre un fort impact de ce défaut sur le régime transitoire du système pour l'ensemble des tests unitaires. On constate un comportement plus réactif du composant à mesure que la sévérité du défaut augmente, et donc le débit qui traverse le capteur solaire. Et de fait, le temps de réponse à 99 % diminue quand $s_{c,dsq}$ augmente (Figure 5-39.f). On observe cependant que la baisse du temps de réponse entre deux sévérités consécutives diminue et que la courbe s'aplatit.

Le temps de parcours théorique d'un fluide à travers le capteur solaire se calcule à l'aide de la formule suivante :

$$t_p = \frac{L\pi(D_i/2)^2}{\dot{m}_c} \quad (5-27)$$

avec t_p le temps de parcours en secondes, L la longueur d'un tuyau parallèle dans le capteur solaire en mètres, D_i son diamètre interne en mètres et \dot{m}_c le débit traversant le capteur solaire en m^3/s .

Le Tableau 5-10 permet de comparer ce calcul théorique aux $t_{99\%}$ obtenus pour le test unitaire *stepFlow* : on constate que ces derniers suivent la même tendance mais sont nettement plus grand. Ceci est dû d'une part à la capacité thermique du capteur solaire et d'autre part à la diffusion numérique inhérente à un modèle de tuyau discrétisé à l'aide d'un schéma du premier ordre tel que celui qu'on utilise (voir la section 4.3.2 du chapitre 4 pour une description du modèle de tuyau utilisé dans le capteur solaire). Nous avons cependant cherché à réduire l'impact de cet effet lors du choix du nombre de nœuds pour la discrétisation du capteur dans le sens du fluide (voir étude détaillée en Annexe C). Le temps de réponse à 50 % est également calculé à partir des simulations car on s'attend à ce qu'il soit plus proche du temps de parcours. En effet, les phénomènes décrits précédemment ont tendance à diminuer la pente du signal mais le temps de parcours étant respecté, la moitié de la valeur finale doit y correspondre (voir Figure C-1 de l'Annexe C). Et en effet, on observe sur le Tableau 5-10 que temps de réponse à 50 % et temps de parcours sont plus proches.

Tableau 5-10 : Temps de parcours et temps de réponse à 99% et à 50% pour le test *stepFlow* et différentes sévérités du défaut « déséquilibre ».

s	0	0.2	0.4	0.6	0.8	0.9
\dot{m}_c [kg/s]	0,063	0,050	0,038	0,025	0,013	0,006
t_p [s]	7,3	9,2	12,2	18,3	36,7	73,3
$t_{99\%}$ [s]	92,3	110	149	311	775	1315
$t_{50\%}$ [s]	9,0	12,1	15,9	23,5	49,1	105,3

Le temps de parcours t_p est relié au débit qui traverse le tuyau par une relation de type $t_p = A/\dot{m}_{tuyau}$. Or nous venons de voir que $t_{99\%}$ suit les mêmes variations que lui, et on retrouve bien la même forme de courbe sur le graphique de la Figure 5-39.f. L'impact du défaut « déséquilibre » est donc plus marqué pour des sévérités fortes. De plus, nous observons que ce défaut à un impact important sur les indicateurs en régime transitoire, avant même qu'il n'ait un effet sur la production annuelle d'énergie solaire. Le temps de réponse pourrait donc permettre de le détecter plus tôt et ainsi limiter les problèmes de stagnation partielle décrits dans la littérature (voir chapitre 3 section 3.3.7).

5.3.5 Bilan sur les possibilités de détection et de diagnostic des défauts du capteur solaire

Les résultats obtenus dans les sections précédentes vont nous permettre de conclure sur les défauts détectables et diagnosticables à l'échelle du capteur solaire. C'est l'objet des deux prochaines sections. Nous proposons ensuite une synthèse des principaux éléments à retenir de cette première étude.

5.3.5.1 Défauts détectables

Le Tableau 5-11 résume les défauts détectables pour un seuil de détection fixé à 10 % de diminution de production d'énergie solaire annuelle. On peut noter que la plupart des défauts sont détectables. Notamment, les trois cas du défaut « défaillance couverture » entraînent une baisse de la production solaire

supérieure à 10 %. Les défauts « opacification » et « dégradation absorptance absorbeur » ont un seuil de détection très faible : leur impact sur le comportement du capteur solaire est rapidement significatif. Au contraire, le défaut « dégradation émissivité absorbeur » passerait inaperçu, quelle que soit sa sévérité, dans notre cas d'étude. Le défaut « dégradation isolant » nécessite une sévérité un de l'ordre de 0,2 pour être détecté. Cette sévérité correspond à une conductivité de 0,14 W/(m.K), qui est équivalente à un contenu en humidité de 25% d'un isolant minéral typique [161]. Enfin, le défaut « déséquilibre » nécessite une sévérité très importante pour avoir un effet important sur la production d'énergie d'un capteur solaire. Il faut cependant noter que la modélisation de ce défaut pourrait être améliorée par une meilleure représentation de la répartition des pertes de charges au sein d'un capteur solaire. Cette répartition peut influencer grandement les performances de ce composant et varier en fonction du débit [168].

Tableau 5-11 : Bilan sur les défauts étudiés détectables à l'échelle du capteur solaire pour une diminution de l'énergie annuelle produite de 10 %.

Défaut	Ensemble détectable
Défaillance couverture	sansVitre, sansFEP, sansCovers
Opacification	$s_{opa} \geq 9,2 \%$
Dégradation absorptance absorbeur	$s_{abs,\alpha} \geq 8,5 \%$
Dégradation émissivité absorbeur	Non détectable
Dégradation isolant	$s_{iso} \geq 19,1 \%$
Déséquilibre	A préciser mais $> 90 \%$

Notons que nous parlons ici de défauts détectables. On pourrait également déduire de ce tableau les défauts à détecter en priorité, à savoir les défauts qui ont rapidement un impact important sur le composant. Il s'agit ici des défauts « défaillance couverture », « opacification », « dégradation absorptance absorbeur ». C'est probablement également vrai du défaut « dégradation isolant » car nous avons vu dans le chapitre 4 section 4.4.5 que sa conductivité augmentait très rapidement lorsqu'il commençait à être humidifié.

Notre étude confirme que les méthodes de type espace de parité basées sur une comparaison entre une énergie produite mesurée et simulée (voir chapitre 2 section 2.4.2.1) peuvent détecter une grande partie des défauts affectant le capteur solaire étudiés. Il faut cependant noter qu'elles échoueront à détecter le défaut « déséquilibre hydraulique » à moins qu'il n'ait une sévérité très importante. Des phénomènes de stagnation partielle auront sans doute déjà eu lieu pour des sévérités moins élevées, la détection de ce défaut à l'aide de telles méthodes ne pourra donc pas donner de résultats satisfaisants.

5.3.5.2 Défauts diagnosticables

On peut résumer les modifications de comportement observées dans les sections 5.3.3 et 5.3.4 par le Tableau 5-12. Le dépassement d_{max} et les points d'inflexions ne sont pas indiqués car ils ne sont pas affectés par les défauts dans cette étude, quel que soit le test dynamique appliqué. Dans ce tableau, on indique la variation de chaque critère par rapport à sa valeur en fonctionnement normal. On utilise les signes suivants :

- « = » s'il n'y a pas de modification majeure,
- « ↓ » pour une légère diminution,
- « ↓↓ » pour une diminution marquée,
- « ↑ » pour une légère augmentation,
- « ↑↑ » pour une augmentation marquée.

Chaque symbole définit ainsi un symptôme du défaut. La liste de ces symptômes donne au final la signature de chaque défaut : la façon particulière dont il affecte le fonctionnement du système.

Tableau 5-12 : Tableau des signatures des différents défauts affectant le capteur solaire, à l'échelle composant.

Défaut	Permanent			stepFlowWithG	stepFlow	stepG
	η_0	a_1	a_2	$t_{99\%}$	$t_{99\%}$	$t_{99\%}$
Défaillance couverture	=	↑↑	↑↑	↓	↓	↓↓
Opacification	↓↓	=	=	=	↓	=
Dégradation absorptance absorbeur	↓↓	=	=	=	↓	=
Dégradation émissivité absorbeur	=	↑	↑↑	=	=	=
Dégradation isolant	=	↑	↑↑	=	↓	↓↓
Déséquilibre	=	=	=	↓↓	↓↓	↓

On peut noter dans ce tableau que deux défauts ont la même signature avec les critères proposés pour cette étude : les défauts « opacification » et « dégradation absorptance absorbeur ». Si un de ces deux défauts impacte une installation, on ne pourra donc pas identifier lequel des deux il s'agit. On dit qu'ils font partie de la même *classe de défauts*. Les autres défauts étudiés ont des signatures spécifiques, ils sont chacun assimilables à une classe. Le Tableau 5-13 propose donc une version synthétique des conclusions de cette étude à l'échelle capteur. Cinq classes de défauts sont identifiables à l'aide de trois critères. Les temps de réponse à 99 % des tests *stepG* et *stepFlow* peuvent tous deux être proposés comme troisième critère. *stepG* présente des différences de temps de réponse plus marquées et pourra donc plus facilement être visible sur des mesures. Cette plus grande sensibilité s'explique par une réponse du système plus longue que pour les autres tests unitaires, une modification qui entraîne une augmentation ou une diminution d'un certain pourcentage du temps de réponse se traduira donc par un écart en valeur absolu plus important. Il faudrait par contre étudier l'impact des valeurs initiales et finales de l'ensoleillement sur les résultats car en pratique on pourra avoir du mal à avoir un ensoleillement qui varie instantanément ou quasi-instantanément entre 0 et 1000 W/m². La dynamique de *stepFlow* est quant à elle plus facile à reproduire sur une installation réelle. Nous proposons d'utiliser l'un ou l'autre. Le coefficient des pertes thermiques quadratiques a_2 n'est pas nécessaire car il subit les mêmes variations que a_1 . On peut donc imaginer identifier les coefficients d'un modèle de régression pour le rendement en régime permanent du type de celui de la norme ASHRAE/ANSI 93-2003 ([113] ; voir chapitre 3 section 3.3.1).

Tableau 5-13 : Tableau des signatures réduites et des classes de défauts correspondantes pour les défauts affectant le capteur solaire.

Classes de défauts	Permanent		stepFlow	stepG
	η_0	a_1	$t_{99\%}$	$t_{99\%}$
- Opacification - Dégradation absorptance absorbeur	↓↓	↓↓	↓	=
Défaillance couverture	=	=	↓	↓↓
Dégradation émissivité absorbeur	=	=	=	=
Dégradation isolant	=	=	↓	↓↓
Déséquilibre	=	↓↓	↓↓	↓

5.3.5.3 Synthèse

Plusieurs conclusions peuvent être tirées de cette étude :

- Le choix des indicateurs est important, même pour la détection des défauts, et le choix actuel d'utiliser la production sur une période de temps donnée (jour, mois, année), même s'il est pertinent

pour détecter la plupart des défauts, pourrait être amélioré en ajoutant un ou deux indicateurs. En effet, nous avons vu que le défaut « déséquilibre » a une influence notable sur le comportement en régime transitoire alors même que la production annuelle n'est quasiment pas affectée par ce défaut. Or nous avons vu lors de notre état de l'art (chapitre 3 section 3.3.7) que ce défaut pouvait entraîner des phénomènes de stagnation partielle avant même que son impact soit visible sur la production de l'installation. De même pour le défaut « dégradation émissivité absorbeur » qui pourrait être détecté en ajoutant des critères sur le régime permanent, même si dans ce cas, l'intérêt de le détecter est plus limité.

- Les formules de régression données pour la diminution de production annuelle d'énergie solaire ΔE_c dans la section 5.3.2 pourraient servir de base à la construction d'un algorithme d'identification des défauts, c'est-à-dire les algorithmes qui donnent une estimation de la sévérité du défaut.
- Le comportement en régime transitoire du capteur solaire semble peu corrélé à la production annuelle, contrairement au comportement en régime permanent. En effet, le seul défaut ayant un impact surtout marqué pour le régime transitoire (le « déséquilibre ») n'a que très peu d'effet sur la production solaire annuelle du capteur solaire. Cela suggère qu'il fonctionne en réalité surtout en régime permanent ou quasi-permanent.
- Les différentes tentatives de comparaison de nos résultats avec ceux de la littérature ont montré que même si les tendances relevées sont semblables, les valeurs exactes obtenues sont souvent assez différentes. On peut expliquer ces écarts par le fait que les cas proposés sont souvent éloignés des cas que nous avons simulé, et donc que le résultat est très sensible aux coefficients des polynômes obtenus par régression. La construction du capteur solaire ainsi que ses conditions de fonctionnement pourraient également avoir un impact important sur les possibilités de détection et de diagnostic des défauts étudiés mais le manque d'information des quelques travaux publiés ne nous permettent pas de conclure à ce sujet.
- Les résultats obtenus pour le régime permanent ont également permis de confirmer ou d'infirmer les choix de modélisation couramment effectués pour les différents défauts étudiés, puisqu'ils consistent généralement à modifier les coefficients de rendement en régime permanent. Nous avons ainsi démontré que les défauts affectant le rendement optique η_0 pouvaient aisément être modélisés par une modification de ce coefficient. Le lien entre la valeur du paramètre affecté par le défaut et η_0 est en outre simple et établi. Par contre, les défauts affectant les pertes thermiques et donc les coefficients a_1 et a_2 sont plus difficiles à modéliser précisément. En effet, ces deux paramètres semblent assez couplés et il est difficile de faire le lien entre eux et une modification d'une propriété du capteur solaire.

5.4 Etude à l'échelle du tuyau

La Figure 5-40 montre les différents tuyaux qui ont été modélisés pour représenter un champ solaire. Les caractéristiques de tous les tuyaux sont les mêmes excepté leur longueur et sont celles indiquées en Annexe F. On peut donc distinguer deux types de tuyaux :

- les tuyaux de liaison entre le champ et l'échangeur primaire *pipeIn* et *pipeOut*, qui ont la particularité d'être très longs (respectivement 89,6 et 30 mètres),
- les tuyaux inter-rangées, qui ont une longueur beaucoup plus courte (5,08 mètres).

Nous avons fait le choix d'étudier l'impact des défauts pour un tuyau d'une longueur fixée à 5 mètres. Son paramétrage est par ailleurs le même que pour les autres tuyaux (voir à ce sujet l'Annexe F). A noter que nous supposons qu'il n'est pas enterré. On pourrait assimiler ce tuyau à un « tuyau élémentaire », les différents tuyaux présentés précédemment et le champ complet étant composés d'un certain nombre de ces tuyaux élémentaires.

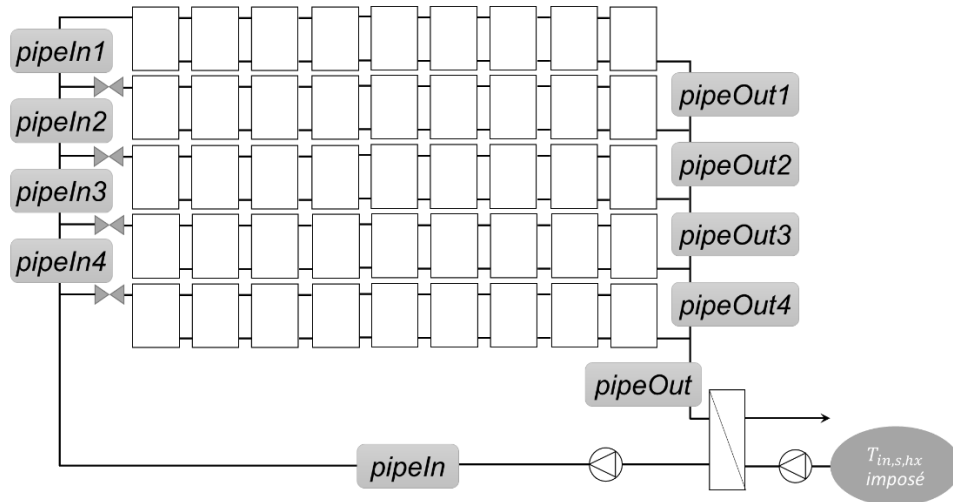


Figure 5-40 : Emplacement et dénomination des différents tuyaux modélisés dans le modèle de champ complet.

Seuls deux des défauts étudiés affectent les tuyaux : les « pertes thermiques canalisations » et le « déséquilibre ». Le Tableau 5-14 résume les simulations effectuées pour chaque défaut. Une simulation correspond à la détermination de l'ensemble des indicateurs et dure environ 100 secondes pour le tuyau sur un PC équipé d'un processeur Intel(R) Core(TM) i5-4590 3,3 GHz et d'une mémoire RAM de 8 Go, en utilisant Dymola Version 2019 (64-bit) et un compilateur Visual Studio 2013/Visual C++ 2013 Express Edition (12.0)).

Tableau 5-14 : Bilan des simulations effectuées pour chaque défaut affectant le tuyau.

Défaut	Plage de sévérité	Nombre de simulations
Pertes thermiques canalisations	$s_{can} \in [0,1; 1]$ par pas de 0,1	10
Déséquilibre	$s_{dsq} \in [0,1; 0,9]$ par pas de 0,1	9

Dans les sections qui suivent, nous présentons tout d'abord les spécificités de l'étude à l'échelle tuyau. Nous détaillons ensuite les résultats de l'analyse du composant tuyau en suivant le même raisonnement que pour le capteur solaire : les valeurs des indicateurs pour chaque défaut sont données en fonction de sa sévérité, les possibilités de détection et de diagnostic sont ensuite déduites de ces résultats.

5.4.1 Spécificités de l'étude du tuyau

Le tuyau est un composant relativement différent du capteur solaire, en particulier parce qu'il n'apporte pas d'énergie mais en perd. Son fonctionnement est également beaucoup plus simple et ne dépend pas du rayonnement solaire. Ces caractéristiques nous ont amené à adapter les indicateurs utilisés pour analyser le comportement d'un tuyau. Les nouveaux indicateurs sont présentés dans les sections qui suivent.

5.4.1.1 Performance annuelle

Les performances d'un tuyau sont directement liées à l'énergie annuelle perdue. Il s'agit de la somme des puissances instantanées Q_t multiplié par le pas de temps de simulation Δt . Cette puissance est calculée selon l'équation (5-28) à l'aide des grandeurs observées sur le modèle : débit dans le tuyau $\dot{m}_{t,i}$, températures d'entrée $T_{in,i}$ et de sortie $T_{out,i}$ du tuyau. Elle est généralement négative.

$$E_t = \Delta t \sum Q_t = \Delta t \sum \dot{m}_{t,i} cp_{sol} (T_{out,i} - T_{in,i}) \quad (5-28)$$

où cp_{sol} est la chaleur massique du fluide caloporteur de la boucle solaire.

L'augmentation de l'énergie annuelle perdue ΔE_t est l'écart relatif entre les pertes annuelles sans défaut et celles avec défaut. Elle est exprimée en pourcentage et calculée selon l'équation (5-29) suivante.

$$\Delta E_t = \frac{E_t - E_{t,ref}}{E_{t,ref}} \quad (5-29)$$

Comme pour les cas du champ complet ou du capteur solaire, la détermination de cette grandeur nécessite d'imposer en entrée du tuyau des conditions aux limites réalistes. Pour ce faire, les températures et débit

d'entrées aux bornes du tuyau étudié sont enregistrés lors d'une simulation annuelle du champ complet sans défaut. Elles sont ensuite appliquées en entrée du tuyau analysé selon la Figure 5-41. La température extérieure est la même que celle utilisée pour les simulations aux conditions aux limites réalistes à l'échelle système : elle provient du fichier Meteoronorm pour la station Aix-les-bains/Chambéry. La durée totale simulée est de 1 an, le pas de temps est de 15 minutes.

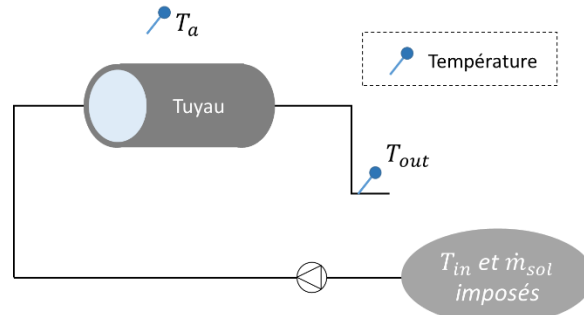


Figure 5-41 : Modèle et métrologie utilisés pour analyser le comportement d'un tuyau seul.

5.4.1.2 Comportement en régime permanent

Les pertes thermiques d'un tuyau Q_t en Watts sont principalement liées à la différence entre la température moyenne du fluide qui le traverse $T_{m,t}$ et la température extérieure T_a . Sur un principe similaire à l'étude du comportement en régime permanent du système complet, nous avons fait le choix d'effectuer plusieurs tests unitaires, chaque test unitaire consistant en la simulation du système étudié avec des conditions aux limites imposées et constantes. La simulation dure jusqu'à ce que le système atteigne un régime permanent. L'état du système est alors enregistré. Le modèle de la Figure 5-41 est utilisé, avec un pas de temps de 5 secondes. Une seule condition aux limites est modifiée entre chaque test : la température d'entrée du fluide T_{in} .

Lorsqu'on trace la courbe $Q_t = f(T_{m,t} - T_a)$, on obtient une droite passant par l'origine (voir par exemple la Figure 5-42). On définit donc un seul coefficient pour caractériser le comportement en régime permanent d'un tuyau : le coefficient de pertes thermiques U_t en W/K, qui est tel que :

$$Q_t = U_t \times (T_{m,t} - T_a) \tag{5-30}$$

Ce coefficient est obtenu par régression linéaire. Q_t étant négatif, il l'est aussi.

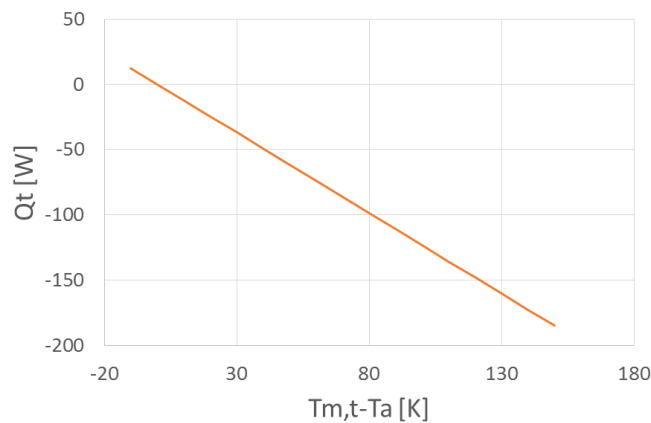


Figure 5-42 : Exemple de pertes thermiques d'un tuyau en fonction de la différence entre la température moyenne du fluide qui le traverse et la température extérieure.

5.4.1.3 Comportement en régime transitoire

L'ensoleillement n'ayant pas d'impact sur le comportement du tuyau, seul un test unitaire lui est appliqué : *stepFlow*. Les caractéristiques de ce test sont rappelées dans le Tableau 5-15.

Tableau 5-15 : Paramètres du test unitaire utilisé pour l'analyse du comportement en régime transitoire d'un tuyau.

Nom du test unitaire	Température d'entrée [°C]	Débit [kg/s]	
	T_{in}	$\dot{m}_{sol,0}$	$\dot{m}_{sol,1}$
<i>stepFlow</i>	90	0	\dot{m}_{nom}

5.4.1.4 Modélisation du défaut « déséquilibre »

De la même façon que pour le capteur solaire, nous n'avons étudié que le tuyau inter-rangée qui est directement relié à l'entrée ou à la sortie de la rangée qui subit la diminution de débit. La modélisation est donc identique :

$$f(t) = \begin{cases} f_i = s_{dsq} & \text{pour } \theta_i = \delta \\ f_i = 0 & \text{sinon} \end{cases} \quad (5-31)$$

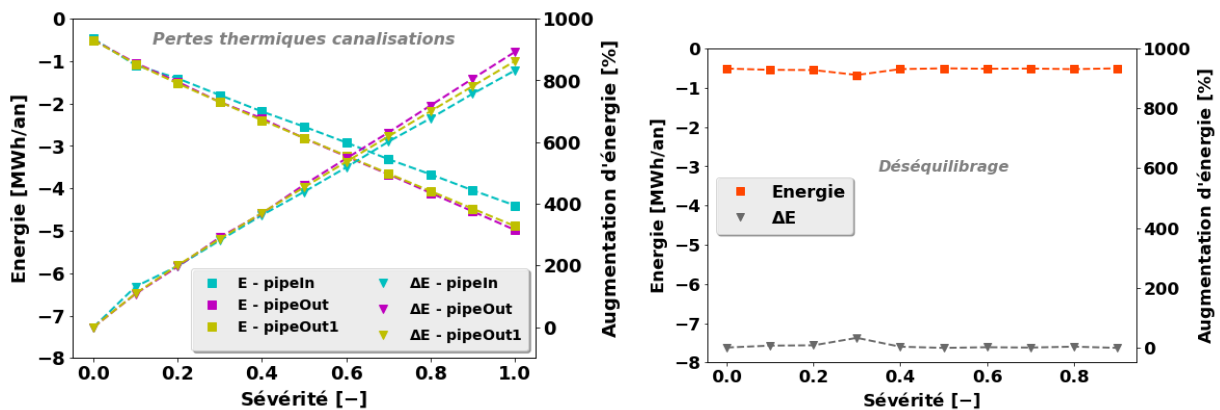
avec s_{dsq} , la sévérité du défaut « déséquilibre », comprise entre 0 et 1, et δ la portion de débit nominal qui passe dans le tuyau.

5.4.2 Influence des défauts sur la performance annuelle

Les niveaux de température du fluide traversant un tuyau influent sur ses performances. Nous allons donc appliquer en entrée de notre tuyau élémentaire les conditions d'entrées de trois types de tuyaux du champ (pour revoir leur positionnement, cf Figure 5-40) :

- Le tuyau général aller *pipeIn*, qui est soumis à des températures plus basses,
- Le tuyau général retour *pipeOut*, qui est soumis à des températures plus élevées,
- Un tuyau inter-rangée situé en sortie de rangée, *pipeOut1*.

La Figure 5-43 résume les résultats obtenus pour les différents défauts et les différents tuyaux affectés.



(a) Pertes thermiques canalisations.

(b) Déséquilibre.

Figure 5-43 : Evolution des pertes thermiques annuelles en fonction de la sévérité du défaut.

La Figure 5-43.a montre une augmentation des pertes du tuyau directement proportionnelle à la sévérité du défaut « pertes thermiques canalisations » quel que soit le tuyau impacté. On observe une légère influence des conditions de fonctionnement et en particulier de la température et du débit :

- *pipeIn*, qui relie l'échangeur solaire à l'entrée du champ solaire, est le tuyau le plus froid et aussi celui pour lequel l'augmentation des pertes thermiques a le moins d'effet sur les performances annuelles.
- *pipeOut1* et *pipeOut* ont des températures de fonctionnement assez proches puisqu'ils sont tous deux après la sortie du champ solaire, mais *pipeOut1* ne voit pas passer qu'un cinquième du débit qui passe dans *pipeOut*. L'augmentation des pertes thermiques a donc un impact légèrement plus marqué pour *pipeOut1*.

Pour chaque tuyau, on peut déterminer, par régression, les coefficients de l'équation (5-32) qui relie la sévérité du défaut « pertes thermiques canalisations » à l'augmentation des pertes du tuyau $\Delta E_{t,pertes}$. Les coefficients obtenus sont donnés dans le Tableau 5-16.

$$\Delta E_t \cong a s_{t,can} + b \tag{5-32}$$

Tableau 5-16 : Coefficients obtenus par régression linéaire pour la relation entre l'augmentation des pertes thermiques annuelles et la sévérité du défaut « pertes thermiques excessives » et coefficient de détermination correspondant.

Tuyau	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>R</i> ²
<i>pipeIn</i>	8,08	0,32	0,9978
<i>pipeOut</i>	8,83	0,14	0,999
<i>pipeOut1</i>	8,54	0,21	0,9987

L'impact du défaut « déséquilibre » sur les pertes thermiques est très limité comparé au défaut « pertes thermiques canalisations » (voir Figure 5-43.b). On n'observe pas de tendance des pertes annuelles à l'augmentation ou à la diminution, mais une dispersion autour de la valeur sans défaut (Figure 5-44). Comme pour le cas du capteur solaire, ce défaut semble difficilement détectable à l'aide d'un indicateur de performance annuel global.

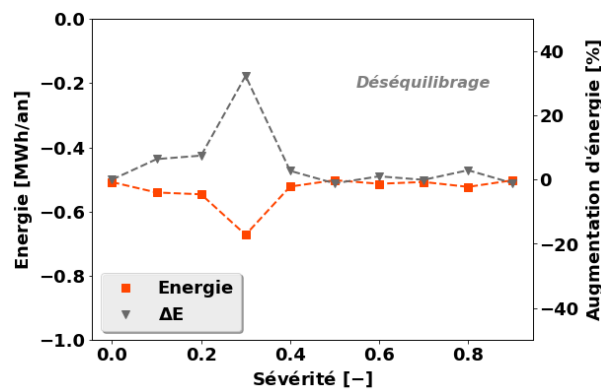


Figure 5-44 : Evolution des pertes thermiques annuelles en fonction de la sévérité du défaut « déséquilibre ».

5.4.3 Influence des défauts sur le comportement en régime permanent

L'impact des défauts étudiés sur les pertes thermiques et le coefficient de pertes U_t est présenté dans les Figure 5-45 et Figure 5-46 suivantes.

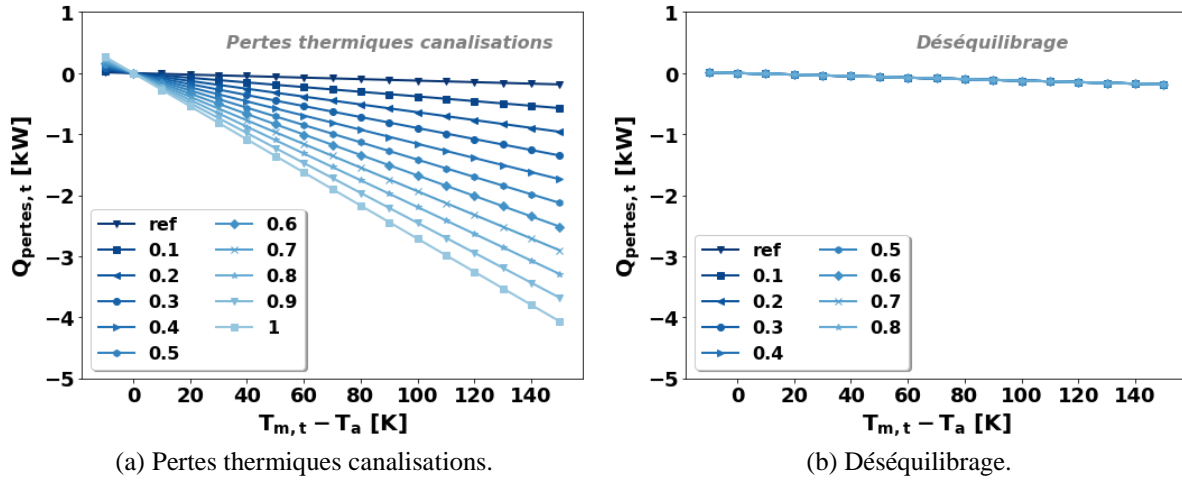


Figure 5-45 : Evolution des courbes de pertes stationnaires du tuyau en fonction de la sévérité du défaut.

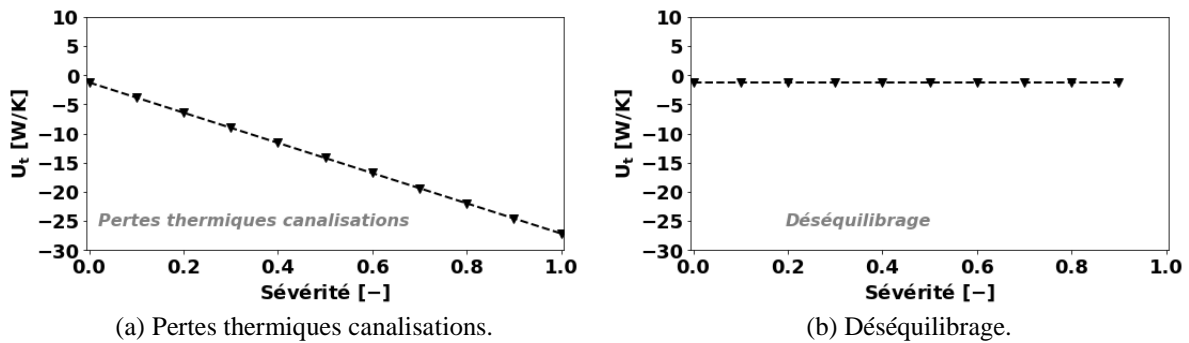


Figure 5-46 : Evolution de l'augmentation des pertes thermiques annuelles en fonction de la sévérité du défaut.

La pente des pertes thermiques du tuyau en régime permanent varie en fonction de la sévérité du défaut « *perles thermiques canalisations* » (voir Figure 5-45.a). On s'attend donc à ce que le coefficient de pertes U_t varie en fonction de la sévérité du défaut. La Figure 5-46.a confirme qu'il évolue effectivement de façon linéaire à la sévérité du défaut. De fait, dans les modèles de tuyaux utilisés, ce coefficient est donné par la formule suivante :

$$U_t = \frac{2\pi\lambda_{can}L_t}{\ln\left(\frac{r_{ext} + e_{isol}}{r_{ext}}\right)} \quad (5-33)$$

Avec :

- λ_{can} la conductivité thermique globale du tuyau en W/m.K,
- L_t la longueur du tuyau en mètres,
- r_{ext} le rayon extérieur du tuyau, hors isolant en mètres,
- e_{isol} l'épaisseur d'isolant en mètres.

On a donc un coefficient de pertes thermiques global U_t directement proportionnel à la conductivité thermique globale λ_{can} du tuyau, cette grandeur étant celle qui est modifiée pour modéliser le défaut « *perles thermiques canalisations* ».

Les Figure 5-45.b et Figure 5-46.b montrent que le défaut « *déséquilibre* » n'a pas d'effet sur le comportement du tuyau en régime permanent. Et en effet, l'équation (5-33) montre que le coefficient de pertes global est indépendant du débit dans notre modèle. Ce n'est pas le cas en pratique et nous avons notamment utilisé dans le cas de la modélisation du tuyau du capteur solaire un coefficient d'échange dépendant du nombre de Reynolds et donc du débit. Cependant, l'étude du défaut « *déséquilibre* » à l'échelle capteur a montré que l'impact de ce défaut sur le comportement en régime permanent du composant était négligeable en régime turbulent ($Re > 2300$) et faible en régime laminaire (voir section 5.3.4). Le Tableau 5-17 montre le nombre de Reynolds pour le fluide traversant le tuyau *pipeOut1* pour différentes sévérités du défaut. On peut noter que sauf dans les cas $s_{t,dsq} = 0,8$ et $0,9$, on est en régime

turbulent. Dans la réalité, on devrait donc observer une légère diminution de U_t pour des deux dernières valeurs.

Tableau 5-17 : Débits et nombre de Reynolds dans le tuyau pipeOut1 pour différentes sévérités du défaut « déséquilibre ».

$s_{t,dsq}$	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
\dot{m}_{tuyau} [kg/s]	1,13	1,01	0,90	0,79	0,68	0,56	0,45	0,34	0,23	0,11
Re	8637	7773	6910	6046	5182	4319	3455	2591	1727	864

5.4.4 Influence des défauts sur le comportement en régime transitoire

L'impact des défauts étudiés sur le test *stepFlow* et en particulier sur les temps de réponse à 99% est présenté dans les Figure 5-47 et Figure 5-48 suivantes.

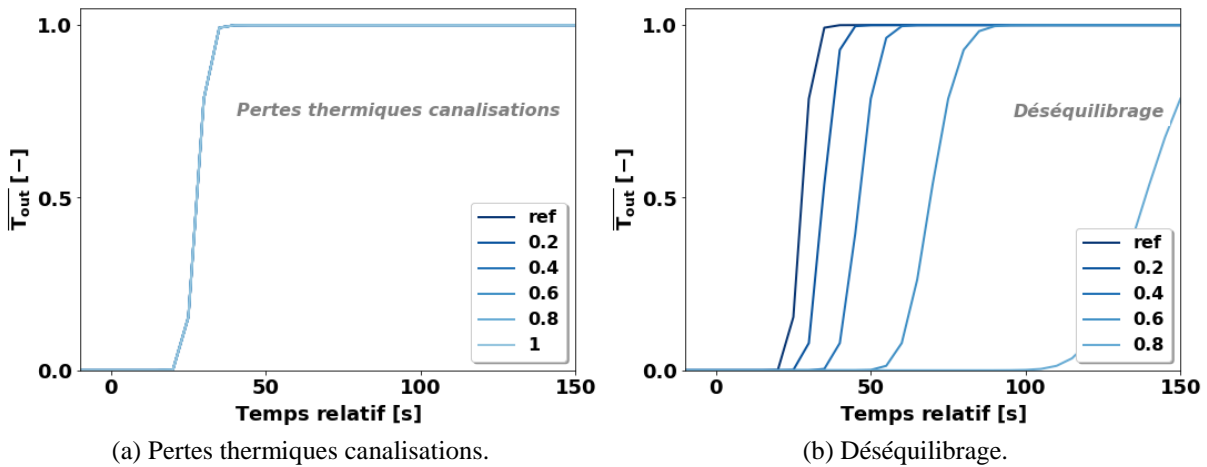


Figure 5-47 : Evolution de l'augmentation des pertes thermiques annuelles en fonction de la sévérité du défaut.

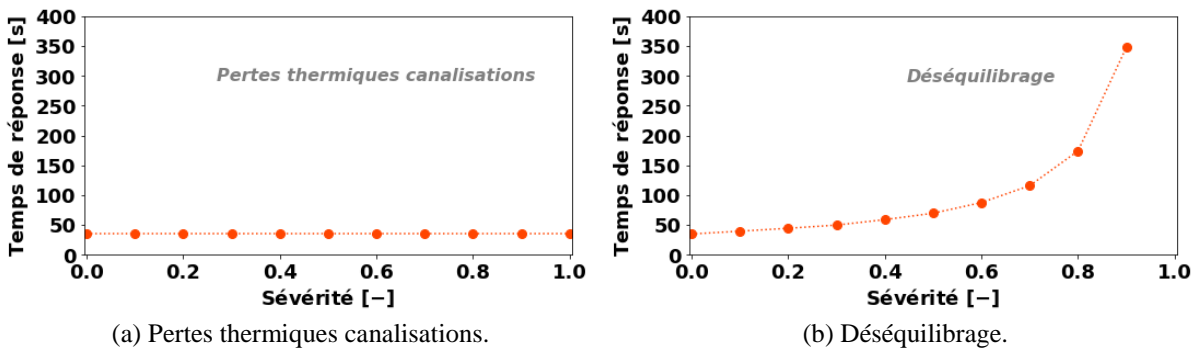


Figure 5-48 : Evolution de l'augmentation des pertes thermiques annuelles en fonction de la sévérité du défaut.

Le défaut « *pertes thermiques canalisations* » n'a pas d'effet sur le régime transitoire du tuyau, comme le montrent la Figure 5-47.a. La méthode de Grossenbacher [33], basée sur le comportement dynamique, avait d'ailleurs échouée à détecter ce défaut. On peut cependant observer sur cette figure que le modèle de tuyau utilisé reproduit bien le temps nécessaire au fluide pour les parcourir : la température commence à monter en sortie de tuyau après un délai de quelques dizaines de seconde après l'échelon. On observe ce délai sur les temps de réponse à 99% présentés en Figure 5-48.a.

Nous avons vu section 5.3.4 la formule permettant de calculer le temps de réponse théorique (équation (5-27)). Le Tableau 5-18 permet de comparer ce calcul théorique aux $t_{99\%}$ et $t_{50\%}$ obtenus pour différentes sévérités du défaut « déséquilibre ». On observe à nouveau que temps de réponse à 50% et temps de parcours sont proches.

Tableau 5-18 : Temps de parcours et temps de réponse à 99% et à 50% pour différentes sévérités du défaut « déséquilibre ».

	0	0,5	0,9
\dot{m}_{tuyau} [kg/s]	1,13	0,56	0,11
t_p [s]	24,4	48,9	244
$t_{99\%}$ [s]	34,9	69,7	348
$t_{50\%}$ [s]	27,7	55,5	277

L'impact du défaut « déséquilibre » sur le régime transitoire du tuyau est assez marqué (Figure 5-47.b et Figure 5-48.b). Il est similaire à celui observé sur le capteur solaire dans la section 5.3.4 : on constate un comportement plus réactif du composant à mesure que la sévérité du défaut augmente, et donc le débit qui traverse le tuyau. L'impact du défaut « déséquilibre » est également plus marqué pour des sévérités faibles.

5.4.5 Bilan sur les possibilités de détection et de diagnostic des défauts du tuyau

Nous allons maintenant utiliser les résultats de l'étude à l'échelle tuyau présentés précédemment pour conclure sur les défauts affectant le tuyau détectables (section 5.4.5.1) et diagnosticables (section 5.4.5.2) à son échelle.

5.4.5.1 Défauts détectables

Sur ce bilan, il faut se poser la question de l'extrapolation à l'échelle système : pour le capteur solaire, cela veut dire quelque chose qu'un défaut est détectable pour une perte de production **du capteur** de 10 %, car on s'imagine que pour le cas où tous les capteurs sont affectés à l'échelle champ, on obtiendra une perte du même ordre. Ce n'est plus le cas pour les tuyaux : l'impact de leurs pertes à l'échelle champ n'est pas la même qu'à l'échelle composant. La production annuelle du champ complet est de 471,45 MWh. Un défaut est détectable pour une baisse de 10 % de cette production, soit une baisse de 47,14 MWh. Pour qu'un défaut soit détectable à l'échelle champ, il faut donc qu'il entraîne une diminution de production supérieure à cette valeur. Un élément de tuyau seul n'atteint jamais cette valeur puisque, pour une sévérité de 1, l'augmentation des pertes thermiques est de 4,47 MWh maximum (pour le tuyau *pipeOut*). La Figure 5-49 indique le nombre minimum d'éléments nécessaires pour que le défaut « pertes thermiques canalisations » soit détectable à l'échelle champ en fonction de sa sévérité. Le champ solaire modélisé étant composé de 32 éléments, ce défaut ne peut être détecté pour une sévérité inférieure à 0,3.

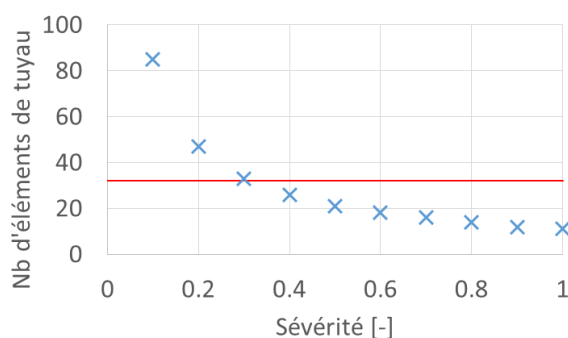


Figure 5-49 : Nombre minimum d'éléments de tuyau défectueux pour pouvoir détecter le défaut « pertes thermiques canalisations » en fonction de la sévérité de ce défaut. La ligne rouge correspond au nombre total d'éléments dans le champ solaire modélisé.

Nous avons vu que le défaut « déséquilibre » n'a pas d'effet notable sur les pertes thermiques du tuyau. Il n'est donc pas détectable à l'aide d'un indicateur basé sur ces pertes.

5.4.5.2 Défauts diagnosticables

Le Tableau 5-19 résume les signatures des deux défauts étudiés. Elles sont assez différentes puisque le défaut « pertes thermiques excessives » affecte le comportement en régime permanent du tuyau, alors que le défaut « déséquilibre » a un effet sur le régime transitoire. Ces deux défauts sont donc isolables à l'échelle

composant et il est probable qu'ils le soient à l'échelle champ puisqu'ils n'impactent pas le même régime de fonctionnement. Comme pour les défauts affectant le capteur solaire, le dépassement et les points d'inflexion ne sont pas modifiés par les défauts étudiés, ce qui signifie que ces défauts ne modifient pas la forme de la courbe en transitoire. Deux indicateurs, U_t et $t_{99\%}$, permettent d'isoler les deux défauts étudiés.

Tableau 5-19 : Tableau des signatures des différents défauts affectant le tuyau, à l'échelle composant. Les colonnes grisées correspondent à l'ensemble d'indicateurs proposé permettant d'isoler les défauts affectant les tuyaux, à l'échelle tuyau.

Défaut	Permanent	Transitoire		
		stepFlow		
	U_t	$t_{99\%}$	d_{max}	N_{inf}
Pertes thermiques excessives	↓↓	=	=	=
Déséquilibre	=	↑↑	=	=

On peut également noter que comme dans le cas de l'étude à l'échelle capteur solaire, le défaut « déséquilibre » n'est pas détectable à l'aide de l'indicateur de performance annuel proposé (variation des pertes thermiques), mais il pourrait l'être en ajoutant un indicateur lié au régime transitoire.

5.5 Etude à l'échelle champ

Nous allons maintenant nous intéresser à l'impact des défauts sur le champ complet. Dans la section 5.2.1, nous proposons de répondre aux problématiques suivantes :

- Quel est l'impact du passage de l'échelle composant à l'échelle système ?
- Quels sont les seuils de détectabilité quand seule une partie des composants est affectée par un défaut ?
- Quelles sont les possibilités de localisation des défauts étudiés ?

Pour ce faire, dans l'idéal, il faudrait faire l'étude avec au minimum trois défauts :

- Un défaut affectant le capteur solaire uniquement,
- Un défaut affectant le tuyau uniquement,
- Le défaut « déséquilibre », qui affecte à la fois le capteur solaire et le tuyau.

Cependant, à l'échelle du champ complet, une simulation, qui correspond à la détermination de l'ensemble des indicateurs, dure environ 2 heures sur un PC équipé d'un processeur Intel(R) Core(TM) i5-4590 3,3 GHz et d'une mémoire RAM de 8 Go, en utilisant Dymola Version 2019 (64-bit) et un compilateur Visual Studio 2013/Visual C++ 2013 Express Edition (12.0)). Une analyse complète de tous les défauts représente plus de 140 simulations, soit 11 jours et 16 heures. A cause de cette contrainte de temps, nous avons choisi d'étudier de manière exhaustive un défaut, plutôt que de faire toutes les simulations avec le risque de ne pouvoir apporter une analyse approfondie aux résultats obtenus. Le défaut étudié est le défaut « opacification » qui affecte le capteur solaire uniquement. Une série de simulations est également effectuée avec le défaut « déséquilibre » dans l'avant-dernière section afin d'étudier les possibilités d'isolation des défauts impactant des composants différents.

Dans la suite de cette partie, nous présentons les simulations permettant d'apporter des éléments de réponse aux trois problématiques proposées ainsi qu'à la question de l'isolation des défauts ainsi que l'analyse des résultats. Nous concluons avec un bilan de cette étude à l'échelle champ.

5.5.1 Différences entre l'échelle capteur et l'échelle champ

La première question qu'on peut se poser est quel est l'impact sur les signatures des défauts du passage de l'échelle composant à l'échelle du champ complet. Pour y répondre, une série de simulations est effectuée

avec une étendue du défaut « opacification » à tout le champ et différentes sévérités. Le Tableau 5-20 résume les paramètres de la série de simulations.

Tableau 5-20 : Jeu de simulations effectué pour répondre à la question de l'impact du changement d'échelle.

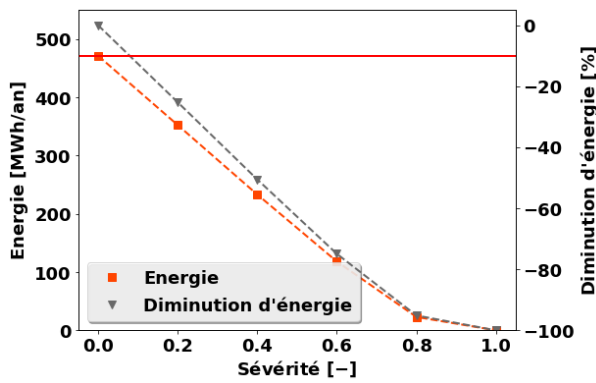
Défaut	Sévérité	Etendue	Emplacement	Nb simulations
Opacification	[0,2;1] par pas de 0,2	Tout le champ	Tout le champ	5

5.5.1.1 Indicateurs à l'échelle champ

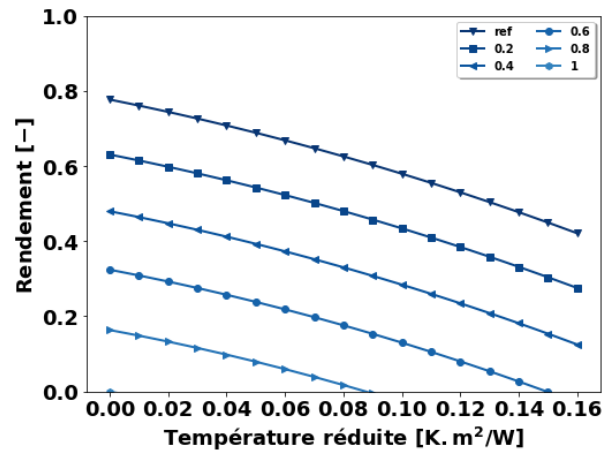
Les Figure 5-51 à Figure 5-53 présentent les résultats obtenus pour les différents indicateurs étudiés. En ce qui concerne la diminution de production annuelle d'énergie solaire (Figure 5-50.a), on observe la même tendance qu'à l'échelle du capteur solaire : ΔE_{Σ} est linéaire par rapport à la sévérité du défaut $s_{\Sigma,opa}$. Les coefficients obtenus après régression linéaire sont très proches de ceux de l'échelle capteur (voir équation (5-10)) :

$$\Delta E_{\Sigma} \cong -1,1997s_{\Sigma,opa} - 0,0117 \quad (5-34)$$

La sévérité minimale pour une détection est donc naturellement également proche : elle vaut 0,093 alors qu'elle est de 0,092 pour l'échelle capteur.



(a) Evolution de la diminution de production annuelle d'énergie solaire. La ligne rouge correspond à $\Delta E_{\Sigma} = -10\%$.



(b) Evolution du rendement en régime permanent

Figure 5-50 : Impact de la sévérité du défaut « opacification » à l'échelle champ, pour une étendue à tout le champ sur (a) ΔE_{Σ} et (b) η_{Σ} .

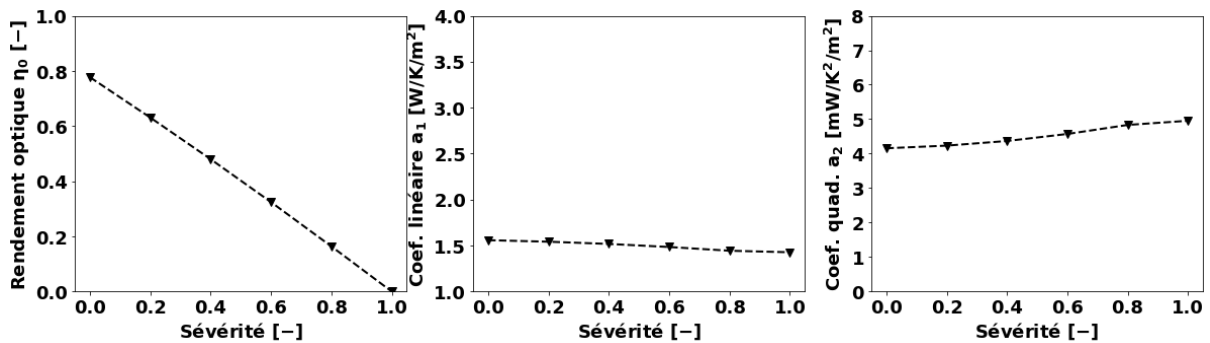


Figure 5-51 : Impact de la sévérité du défaut « opacification » à l'échelle champ, pour une étendue à tout le champ sur les coefficients de performance en régime permanent du champ.

L'influence du défaut « opacification » sur le régime permanent du champ (Figure 5-50.b et Figure 5-51) est très semblable à l'influence à l'échelle capteur : on observe un glissement de la courbe de rendement vers le bas, glissement dû à une diminution linéaire du rendement optique η_0 avec la sévérité du défaut. On retrouve d'ailleurs des coefficients de régression linéaire proches de ceux de l'échelle capteur :

$$\eta_0(s_{c,opa}) = 0,7827 - 0,7752s_{c,opa} \quad (5-35)$$

$$\eta_0(s_{\Sigma,opa}) = 0,7843 - 0,7771s_{\Sigma,opa} \tag{5-36}$$

On observe cependant une diminution de a_1 et une augmentation de a_2 plus marqués. Le Tableau 5-21 compare les valeurs des coefficients de rendement à l'échelle capteur et à l'échelle champ pour quelques sévérités du défaut « opacification ». Nous pouvons noter qu'ils sont quasiment identiques, sauf pour le coefficient linéaire de pertes thermiques a_1 qui est plus élevé à l'échelle champ. Cette augmentation s'explique par l'inclusion des tuyaux dans le système, lesquels engendrent des pertes thermiques en supplément.

Tableau 5-21 : Valeurs des coefficients de rendement pour différentes sévérités du défaut « opacification » obtenus pour l'échelle capteur solaire et champ.

s_{opa}		ref	0,2	0,6	1
η_0	Capteur	0,774	0,631	0,329	0
	Champ	0,777	0,630	0,324	0
a_1	Capteur	1,489	1,465	1,409	1,374
	Champ	1,558	1,542	1,484	1,427
a_2	Capteur	0,004	0,004	0,005	0,005
	Champ	0,004	0,004	0,005	0,005

L'impact du défaut « opacification » sur le comportement en régime transitoire du champ est à nouveau semblable à celui pour l'échelle du capteur solaire, du moins en ce qui concerne les tests unitaires *stepFlow* et *stepG* (Figure 5-52). La réponse au test *stepFlowWithG* est par contre très différente, et on observe notamment une forme assez différente de celle de l'échelle capteur. Cette courbe est analysée et expliquée dans la section 5.5.1.2 suivante.

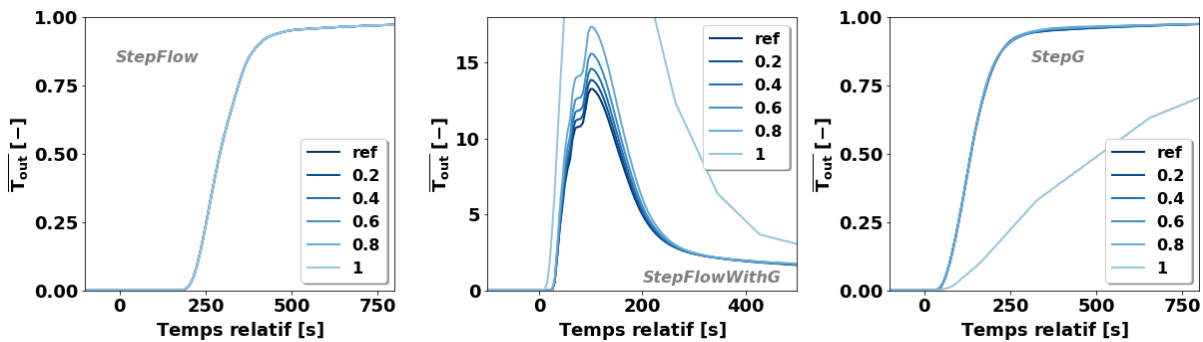


Figure 5-52 : Impact de la sévérité du défaut « opacification » à l'échelle champ, pour une étendue à tout le champ sur les réponses aux échelons des trois tests unitaires.

En ce qui concerne l'impact du défaut « opacification » étendu à tout le champ sur les indicateurs du comportement en régime transitoire, on note sur la Figure 5-53 une évolution des temps de réponse à 99 % globalement identique à celle observée à l'échelle capteur :

- pas d'effet pour le test *stepFlow*,
- une diminution *stepFlowWithG* même si elle est moins visible sur le graphique car elle est très légère sauf pour une sévérité de 1,
- une augmentation avec la sévérité pour le test *stepG*.

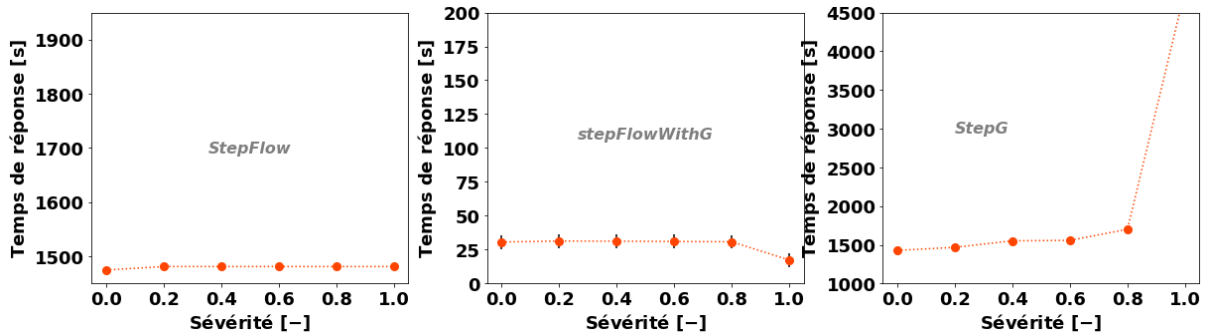


Figure 5-53 : Impact de la sévérité du défaut « opacification » à l'échelle champ, pour une étendue à tout le champ sur les temps de réponse à 99%.

On voit finalement sur la Figure 5-52 que le défaut « opacification » ne modifie pas la forme de la courbe pour le test *stepFlowWithG* mais que le dépassement augmente fortement avec la sévérité du défaut (voir Figure 5-54). Cette augmentation est due à un accroissement de l'écart entre la température du capteur solaire sans et avec débit. Le nombre et les instants auxquels se produisent les points d'inflexion ne sont pas modifiés par ce défaut.

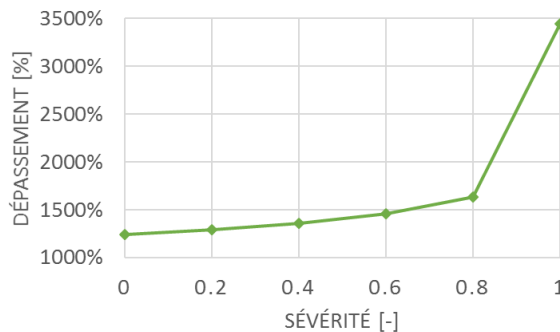


Figure 5-54 : Evolution du dépassement en fonction de la sévérité du défaut « opacification » à l'échelle champ, pour une étendue à tout le champ et pour le test unitaire *stepFlowWithG*.

5.5.1.2 Explication de la forme de la courbe de réponse à *stepFlowWithG*

La Figure 5-55 reprend la courbe de la réponse au test *stepFlowWithG* pour le champ solaire en fonctionnement normal. On note deux choses :

- l'apparition d'un dépassement très prononcé puisque la température de sortie normalisée atteint quasiment une valeur de 14 ;
- la courbe semble faire des « vagues » pendant la montée. Sur la figure sont noté les points d'inflexion de cette courbe créés par ces « vagues », au nombre de 8.

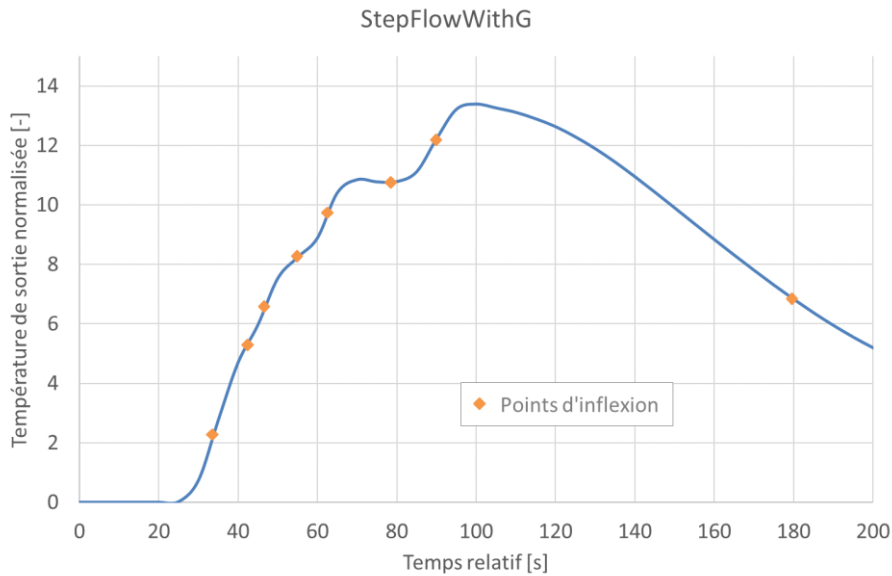


Figure 5-55 : Evolution de la température de sortie normalisée \overline{T}_{out} du champ solaire en réponse à un échelon en débit en présence d'un ensoleillement élevé (stepFlowWithG). Les points d'inflexion de la courbe sont marqués d'un losange orange.

Pour expliquer cette forme très particulière, intéressons-nous de plus près à ce qui se passe à l'entrée des deux tuyaux inter-rangées *pipeOut1* et *pipeOut2* dont la position est rappelée sur la Figure 5-56. La Figure 5-57 montre l'évolution des températures en entrée et sortie de ces deux tuyaux lors du test *stepFlowWithG*. Les 5 rangées de capteurs, identiques, ont la même température de sortie (« sortie rangée » sur la figure). La température de sortie de *pipeOut1* est initialement égale à la température extérieure, car il n'y a pas de débit dans l'installation. Quand la pompe se met en route, elle augmente pour atteindre la température de sortie de la rangée, mais seulement après un délai, correspondant au temps de transport t_p du fluide à l'intérieur de ce tuyau. A l'entrée du tuyau *pipeOut2*, deux flux se mélangent : celui en provenance de *pipeOut1* et la sortie de la deuxième rangée de capteurs, identique à la sortie. Les deux flux ayant le même débit, la température effective en entrée du tuyau est la moyenne de celles des deux entrées : et c'est à ce moment-là qu'apparaît la première vague de la courbe. Elle se retrouve en sortie de *pipeOut2*, avec un nouveau délai correspondant au temps de transport dans ce tuyau.

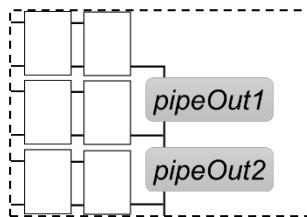


Figure 5-56 : Zoom de la Figure 5-40 sur les tuyaux *pipeOut1* et *pipeOut2*.

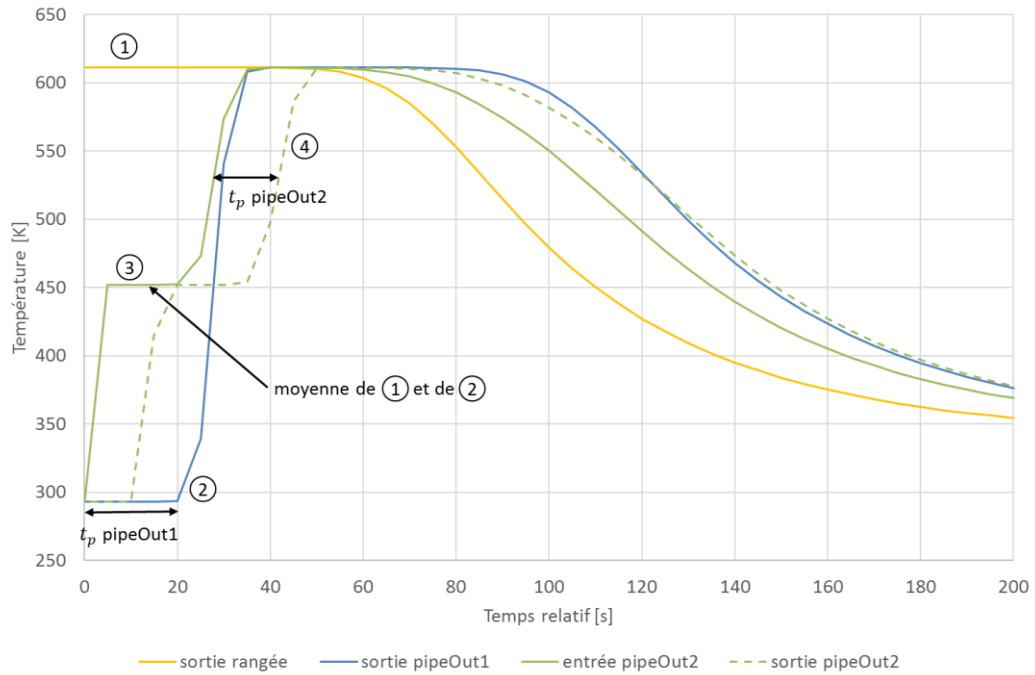
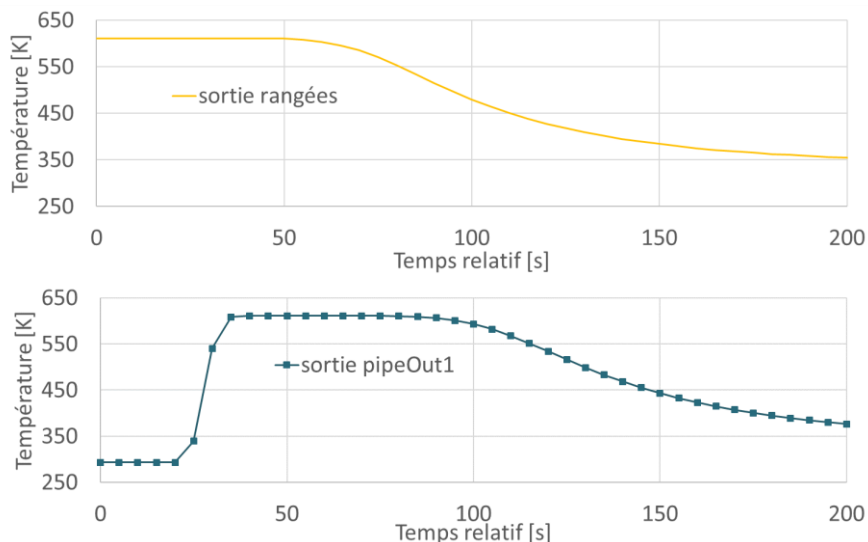


Figure 5-57 : Températures aux bornes des tuyaux pipeOut1 et pipeOut2 lors du test unitaire stepFlowWithG.

Et ainsi, de proche en proche, on obtient la forme de la courbe en sortie de *pipeOut*, le tuyau retour du champ solaire : la Figure 5-58 montre cette propagation en sortie des différents tuyaux. On peut également noter sur cette figure que le passage dans le tuyau *pipeOut*, qui relie le champ solaire à l'échangeur et qui est assez long comparé aux autres, a tendance à lisser le signal. Nous avons vérifié que lorsque nous diminuons les pertes thermiques du tuyau *pipeOut*, ce lissage a toujours lieu. Il s'explique donc par de la diffusion numérique liée au schéma de discrétisation du tuyau. On pourrait donc espérer avoir un meilleur signal en réalité, même s'il reste vrai qu'il vaut sans doute mieux le mesurer au plus près de la sortie du champ solaire. En conclusion, la courbe finale présente un nombre de « pics » égal au nombre de rangées moins une. De plus, le dépassement est dû à la dissipation de la chaleur accumulée par les capteurs pendant que l'installation était à l'arrêt. Il n'apparaît pas à l'échelle capteur car la température de sortie était mesurée dans le dernier nœud du capteur et on avait donc une courbe comme celles de la Figure 5-58 pour la sortie rangée, strictement décroissante. En prenant la température en sortie d'un tuyau, on observe plutôt une montée à partir de la température ambiante puis une redescente.

Les réponses aux tests unitaires *stepFlow* et *stepG* ne présentent pas de différences avec l'échelle capteur car, dans ce cas, les tuyaux sont à la même température que la sortie des rangées de capteur au temps initial soit parce que le système est à température ambiante (*stepFlow*), soit parce que la pompe est en route (*stepG*).



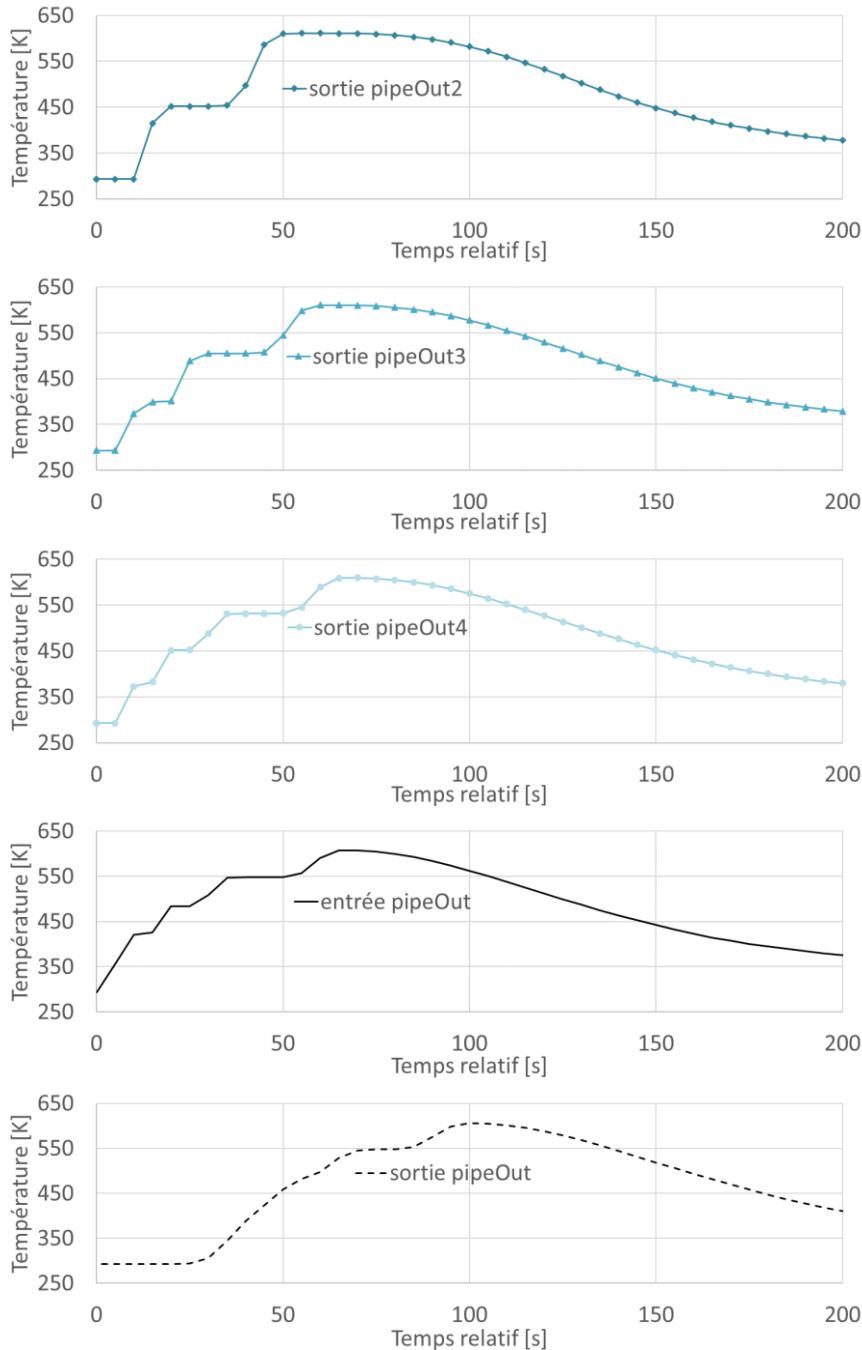


Figure 5-58 : Températures aux bornes de différents tuyaux du champ solaire lors du test unitaire *stepFlowWithG*.

Notons que, comme nous l’avons précisé lors de la définition du test *stepFlowWithG* en section 5.2.2.3, les températures au sein de la rangée de capteur à l’état initial sont très élevées (de l’ordre de 600 K) car l’installation est en stagnation. En pratique, le fluide caloporteur se serait totalement vaporisé et la température réelle serait d’ailleurs un peu plus faible. Ce test unitaire est donc totalement inapplicable sur une installation réelle en l’état. Qu’observe-t-on si on effectue ce test pour des rayonnements solaires moins importants ? La Figure 5-59.a montre que la température en sortie de champ subit les mêmes variations mais avec des amplitudes plus faibles. Il faut tout de même faire attention à l’échelle du graphique, car même pour le cas « 150 W/m² », on a un écart entre la température initiale et le dépassement maximum de 65°C, ce qui reste tout à fait raisonnable pour observer les différentes variations de la courbe. Pour ce dernier cas, la température initiale en sortie de rangée est de 87°C : l’installation n’est donc pas en stagnation. Notons d’ailleurs que le cas « 150 W/m² » correspond au seuil de démarrage de la pompe solaire. En fait, ce qui est finalement important, c’est d’avoir un écart important entre les températures initiales des tuyaux et des sorties de rangée.

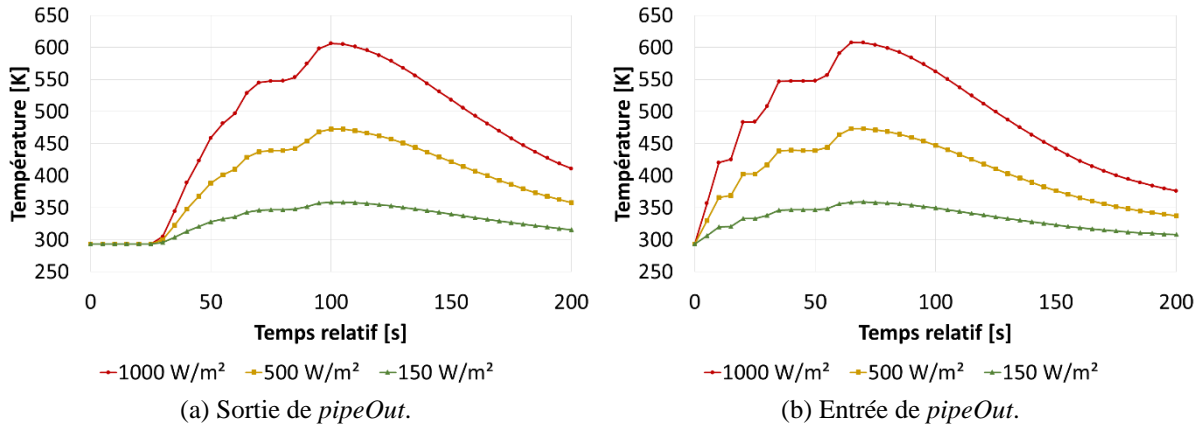


Figure 5-59 : Températures aux bornes du tuyau de retour général *pipeOut* en réponse au test unitaire *stepFlowWithG* pour différentes valeurs d'ensoleillement.

5.5.1.3 Synthèse

Nous venons donc d'analyser dans cette section les différences entre l'échelle capteur et l'échelle champ pour le défaut « opacification ». Nous avons vu que la signature est quasiment identique, sauf pour le test unitaire *stepFlowWithG* qui entraîne une réponse du système assez différente à cause de l'emplacement de la mesure de la température de sortie. On peut supposer que nous obtiendrions les mêmes résultats pour tous les défauts affectants uniquement le capteur solaire. Les résultats de l'étude à l'échelle capteur de la section 5.3 peuvent donc dans une grande majorité être extrapolés à l'échelle champ.

5.5.2 Analyse des possibilités de détection des défauts

Nous allons maintenant nous intéresser à l'impact de l'étendue d'un défaut sur sa détection. Pour ce faire, nous avons effectué quelques simulations en fixant la sévérité du défaut « opacification » et en faisant varier son étendue. La sévérité choisie est assez forte afin d'accentuer les effets observables. Deux jeux de simulations ont été proposés (Tableau 5-23) : l'un en faisant varier le nombre de rangées affectées, l'autre le nombre de colonnes.

Tableau 5-22 : Jeu de simulations effectué pour répondre à la question de l'impact du nombre de composants impactés sur les possibilités de détection de défaut.

Défaut	Sévérité	Etendue	Emplacement	Nb simulations
Opacification	0,8	[2;8] colonnes par pas de 2 colonnes	De la gauche vers la droite	4
Opacification	0,8	[1;4] rangées par pas de 1 rangée	Du bas vers le haut	4

Nous avons choisi la rangée et la colonne comme éléments unitaires car ils correspondent à des localisations de défauts typiques :

- la rangée : une rangée est uniformément affectée par un défaut dont les causes entraînent une localisation sur les bords du champ (« opacification », « dégradation isolant »), ou liés à la façon dont les capteurs sont accrochés entre eux (« défaillance couverture ») ;
- la colonne : une colonne est uniformément affectée par un défaut dont l'apparition est liée à des conditions de fonctionnements, comme le vieillissement (« dégradation absorbeur », « dégradation isolant »). En effet, les capteurs situés dans une même colonne sont soumis aux mêmes niveaux de température.

L'emplacement des colonnes et des rangées affectés est donné dans les Figure 5-60 et suivantes pour les trois premières simulations de chaque série.

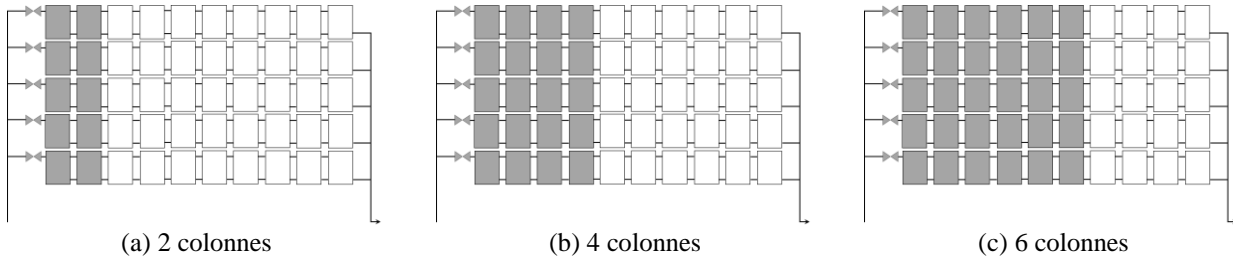


Figure 5-60 : Emplacement des colonnes affectées par le défaut « opacification » lors des simulations sur l'impact de l'étendue du défaut.

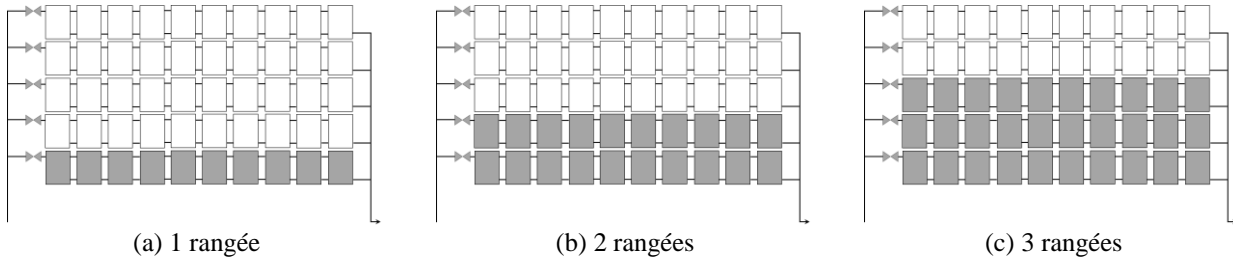


Figure 5-61 : Emplacement des rangées affectées par le défaut « opacification » lors des simulations sur l'impact de l'étendue du défaut.

La Figure 5-62 donne l'évolution de la diminution de production annuelle d'énergie solaire ΔE_{Σ} , en fonction des nombres de colonnes N_{col} et de rangées N_{ran} défectueuses pour le défaut « opacification ». On observe que cette diminution de production est corrélée de façon linéaire au nombre de colonnes et au nombre de rangées défectueuses.

On définit l'étendue e comme le ratio du nombre de capteurs affectés par un défaut $N_{c,def}$ sur le nombre total de capteurs solaires dans le champ $N_{c,tot}$:

$$e = \frac{N_{c,def}}{N_{c,tot}} \tag{5-37}$$

Une colonne correspond à 5 capteurs et une rangée à 10, on a donc :

$$N_{c,défectueux} = 5N_{col,def} \text{ et } N_{c,défectueux} = 10N_{ran,def} \tag{5-38}$$

Les nombres de colonnes défectueuses $N_{col,def}$ et de rangées défectueuses $N_{ran,def}$ sont donc proportionnels à l'étendue du défaut selon les relations :

$$N_{col,def} = \frac{N_{c,tot}}{5} e \text{ et } N_{ran,def} = \frac{N_{c,tot}}{10} e \tag{5-39}$$

La diminution d'énergie annuelle produite est donc également corrélée de façon linéaire à l'étendue du défaut « opacification ». En effectuant le changement de variable, on obtient les formules de régression en fonction de l'étendue suivantes :

- en faisant varier le nombre de colonnes :

$$\Delta E_{\Sigma} \cong -0,962e_{opa,ran} - 0,015 \tag{5-40}$$

- en faisant varier le nombre de rangées :

$$\Delta E_{\Sigma} \cong -0,962e_{opa,ran} - 0,020 \tag{5-41}$$

Il semble donc que l'impact défaut « opacification » soit indépendant des localisations choisies. Et dans les deux cas, avec un seuil de détection $\Delta E_{\Sigma,min}$ de 10 %, on détecte ce défaut dès que 5 capteurs sont affectés, soit 10 % de la taille du champ. Cette indépendance s'explique par la fait que l'impact du défaut « opacification » sur le capteur solaire est indépendant de la température de fonctionnement de celui-ci (voir section 5.3.3).

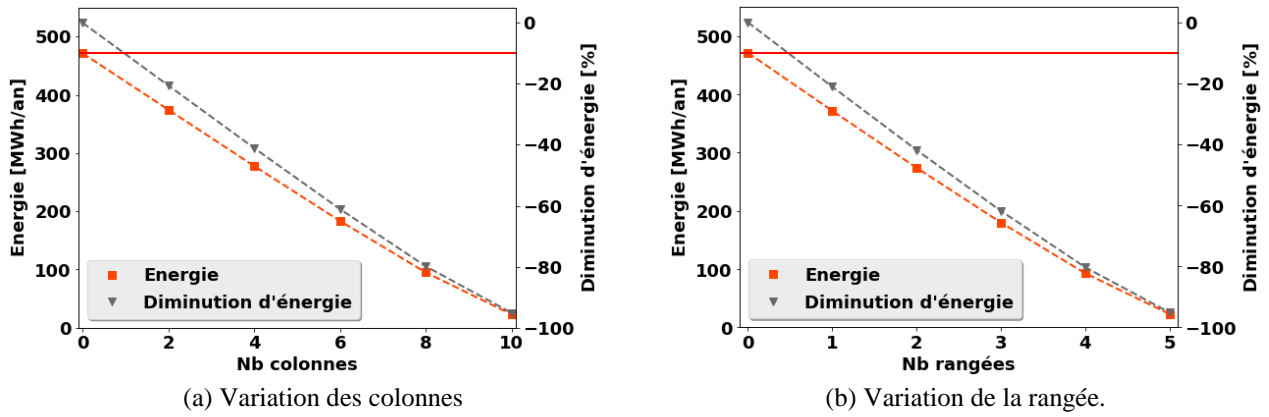


Figure 5-62 : Impact de l'étendue du défaut « opacification » à l'échelle champ sur ΔE_{Σ} pour une sévérité fixée à 0,8. (a) Variation du nombre de colonnes affectées. (b) Variation du nombre de rangées affectées. La ligne rouge correspond à $\Delta E_{\Sigma} = -10\%$.

Nous venons donc de montrer que, dans le cas du défaut « opacification », ΔE_{Σ} est linéaire par rapport à l'étendue du défaut e_{opa} , du moins pour une sévérité de 0.8. Nous avons vu dans la section précédente que la diminution de production était également linéaire par rapport à la sévérité $s_{\Sigma,opa}$ pour une étendue à tout le champ, soit $e_{opa} = 1$. En supposant que ces résultats restent valables quelle que soit l'étendue ou la sévérité choisie, on peut donc proposer que la diminution de production annuelle d'énergie solaire a la forme bilinéaire de l'équation suivante :

$$\Delta E_{\Sigma}(s_{\Sigma,opa}; e_{opa}) = C_1 s_{\Sigma,opa} + C_2 e_{opa} + C_3 s_{\Sigma,opa} e_{opa} + C_4 \quad (5-42)$$

A l'aide des simulations effectuées, nous connaissons les paramètres K_1 à K_4 des relations suivantes :

$$\Delta E_{\Sigma}(s_{\Sigma,opa}; 1) = K_1 s_{\Sigma,opa} + K_2 = (C_1 + C_3) s_{\Sigma,opa} + (C_2 + C_4) \quad (5-43)$$

$$\Delta E_{\Sigma}(0.8; e_{opa}) = K_3 e_{opa} + K_4 = (C_2 + 0.8C_3) e_{opa} + (0.8C_1 + C_4) \quad (5-44)$$

Si on ajoute l'hypothèse que la diminution d'énergie est nulle quand il n'y a pas de défaut (équation (5-45)), on peut déterminer les coefficients C_1 à C_4 de l'équation (5-42).

$$\Delta E_{\Sigma}(0; 0) = 0 = C_4 \quad (5-45)$$

Si on utilise les coefficients obtenus en faisant varier le nombre de rangées, on obtient :

$$\Delta E_{\Sigma}(s_{\Sigma,opa}; e_{opa}) = -0,025 s_{\Sigma,opa} - 0,012 e_{opa} - 1,17 s_{\Sigma,opa} e_{opa} \quad (5-46)$$

Cette équation montre que la diminution de production annuelle d'énergie solaire pour le défaut « opacification » dépend essentiellement du produit de la sévérité et de l'étendue du défaut.

Notons tout de même pour être plus précis que la diminution d'énergie ne peut être inférieure à -1 et que la forme de la relation entre ΔE_{Σ} et la sévérité et l'étendue du défaut « opacification » sera :

$$\Delta E_{\Sigma}(s_{\Sigma,opa}; e_{opa}) = \max(-1; -0,025 s_{\Sigma,opa} - 0,012 e_{opa} - 1,17 s_{\Sigma,opa} e_{opa}) \quad (5-47)$$

Notons que nous avons relevé dans l'état de l'art du chapitre 3 section 3.3.2 l'exemple d'un défaut dont l'étendue n'était pas reliée à la diminution d'énergie par une relation linéaire, du moins pour le cas où on varie le nombre de colonnes : le cas *sansFEP* du défaut « défaillance couverture ». Bava *et al.* [31] ont en effet obtenus les résultats de la Figure 5-63 en faisant varier le nombre de capteurs solaires sans film FEP dans une rangée de 14 capteurs, en commençant par les capteurs du début de rangée. Cette forme quadratique est obtenue car le défaut testé impacte notamment les pertes thermiques du capteur solaire (voir signature du défaut « défaillance couverture » Tableau 5-12), lesquelles dépendent de la température moyenne de fonctionnement du capteur. Cette température augmente au long de la rangée. Lorsque le défaut affecte les derniers capteurs de la rangée, il a donc un impact plus marqué. Il serait intéressant de voir si on obtient le même type de courbe avec nos modèles.

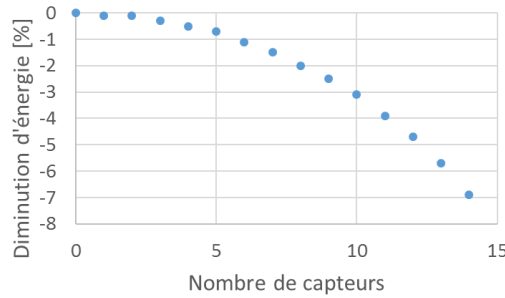


Figure 5-63 : Diminution de production d'énergie annuelle en fonction du nombre de capteurs dans la rangée impactés par le cas sansFEP du défaut « défaillance couverture » d'après Bava et al. [31].

5.5.3 Analyse des possibilités de localisation des défauts

Pour étudier les possibilités de localisation d'un défaut, nous avons effectué deux jeux de simulations en fixant la sévérité et l'étendue des défauts et en faisant varier leur emplacement (Tableau 5-23). Dans le premier jeu, deux colonnes sont affectées, dans le second il s'agit d'une rangée. L'emplacement des capteurs affectés pour les trois premières des cinq simulations de chaque jeu est illustré par les Figure 5-64 et Figure 5-65.

Tableau 5-23 : Jeux de simulations effectuées pour déterminer les possibilités de localisation des défauts à l'échelle champ.

Défaut	Sévérité	Etendue	Emplacement	Nb simulations
Opacification	0,8	2 colonnes	De la gauche vers la droite	5
Opacification	0,8	1 rangée	Du bas vers le haut	5

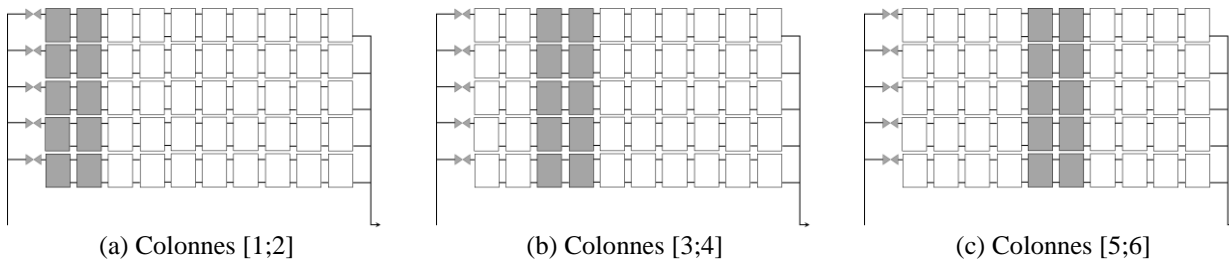


Figure 5-64 : Emplacement des colonnes affectées par le défaut « opacification » lors des simulations sur les possibilités de localisation du défaut.

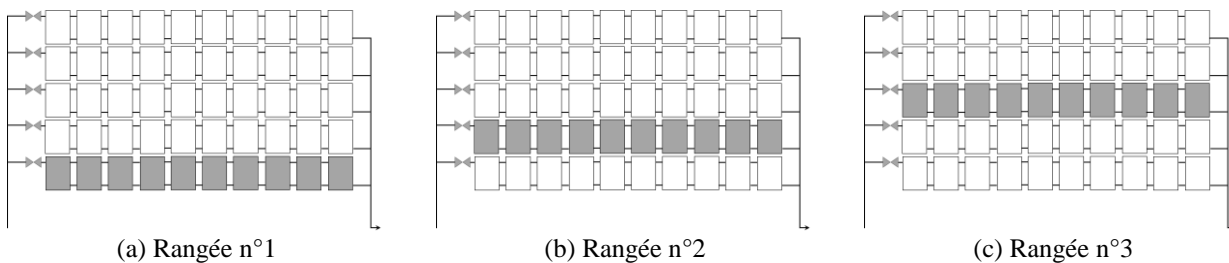


Figure 5-65 : Emplacement des rangées affectées par le défaut « opacification » lors des simulations sur les possibilités de localisation du défaut.

La Figure 5-66 présente les résultats obtenus en ce qui concerne la diminution de production annuelle du champ solaire $\Delta E_{\Sigma,opa}$. Dans toutes les simulations, le nombre de capteur défectueux est le même et égal à 10 (soit 20 % de la taille du champ). La diminution d'énergie par rapport à un comportement normal est de 21 % en moyenne. L'emplacement des deux colonnes impactées a un très léger effet sur la production : plus les colonnes sont proches de la fin de la rangée, moins la production est élevée. L'écart est tout de même minimale (maximum 1,3 % entre les deux premières et les deux dernières rangées) et n'est pas visible sur le graphe. Il est dû au fait que l'effet du défaut « opacification » n'est pas totalement indépendant des pertes

thermiques du capteur solaire puisqu'il entraîne de légères modifications des coefficients de pertes thermiques stationnaires a_1 et a_2 (voir section 5.3.3). L'emplacement de la rangée défectueuse n'a pas d'impact sur la production annuelle du champ solaire.

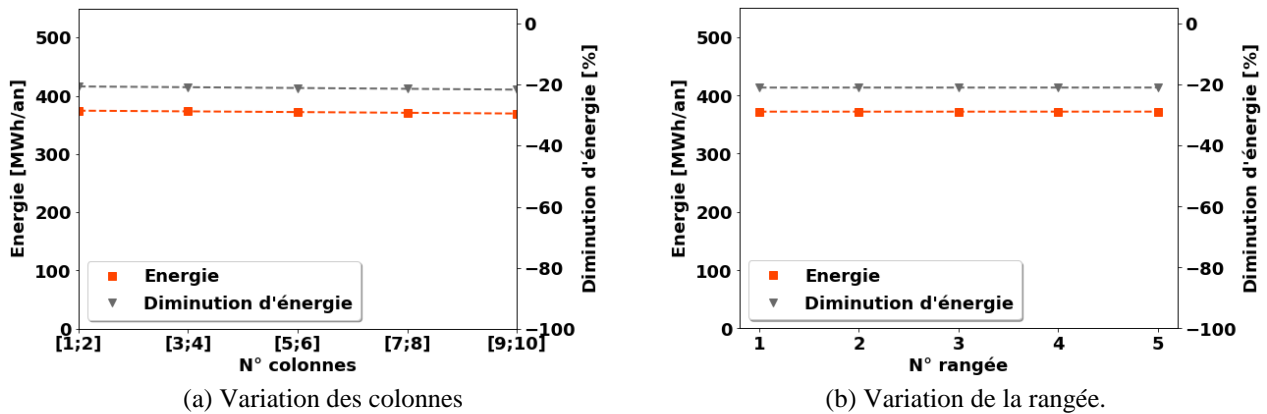


Figure 5-66 : Impact de la localisation du défaut « opacification » à l'échelle champ sur ΔE_{Σ} . (a) Variation de l'emplacement des deux colonnes affectées. (b) Variation de l'emplacement de la rangée affectée.

En ce qui concerne le régime permanent, l'emplacement des colonnes défectueuses a à nouveau un très léger effet sur le rendement, mais tellement faible qu'il n'est pas visible sur la Figure 5-67.a : on observe une légère diminution de η_0 (jusqu'à 0,6 % entre les premières et les dernières colonnes), une légère augmentation de a_1 (jusqu'à 1,5 %) et une légère diminution de a_2 (jusqu'à 2,2 %). A nouveau l'emplacement de la rangée affectée n'a pas d'effet sur le comportement du champ solaire en régime permanent (Figure 5-67.b).

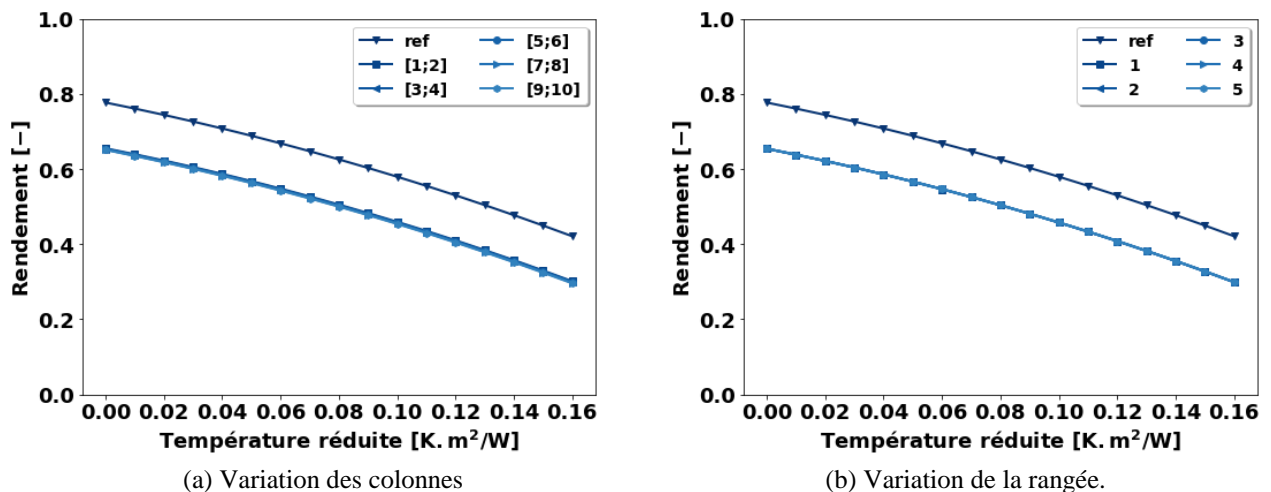


Figure 5-67 : Impact de la localisation du défaut « opacification » sur le comportement en régime permanent du champ solaire. (a) Variation de l'emplacement des deux colonnes affectées. (b) Variation de l'emplacement de la rangée affectée.

La Figure 5-68 donne un aperçu de l'impact de la localisation du défaut « opacification » sur le régime transitoire du champ solaire. L'emplacement des capteurs défectueux n'a pas d'impact sur le test unitaire *stepFlow*, que ce soit en faisant varier les colonnes ou la rangée défectueuses, car le défaut « opacification » n'a un effet qu'en présence de rayonnement solaire (section 5.3.4). On observe cependant une variation de la réponse aux tests *stepFlowWithG* et *stepG* pour la variation des colonnes affectées et de la réponse au test *stepFlowWithG* pour la variation de la rangée affectée. Le test *stepFlow* n'est pas impacté par le défaut « opacification » car ce défaut a un effet sur le rayonnement solaire absorbé par le capteur solaire, or ce test s'effectue sans soleil.

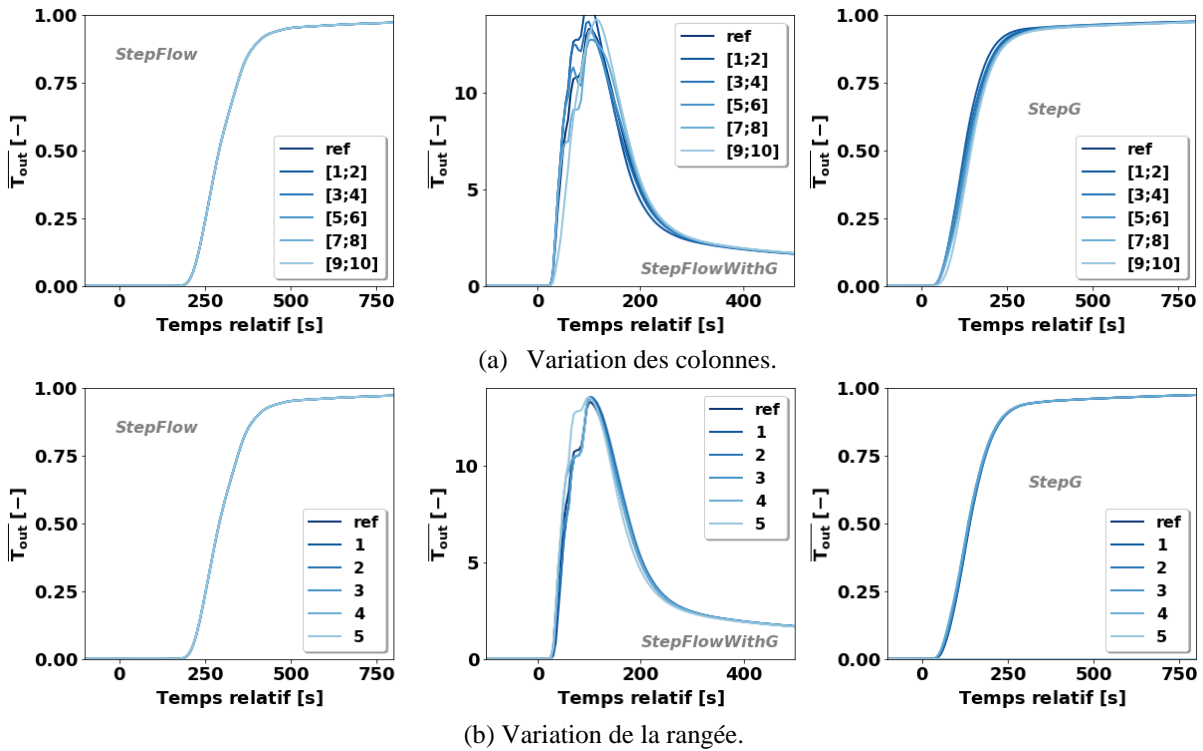


Figure 5-68 : Impact de la localisation du défaut « opacification » sur le comportement en régime transitoire du champ solaire. (a) Variation de l'emplacement des deux colonnes affectées. (b) Variation de l'emplacement de la rangée affectée.

Commençons par une analyse de ce qui se passe dans le cas où on fait varier l'emplacement des deux colonnes défectueuses. La Figure 5-69.a montre l'évolution des températures en sortie des six premiers capteurs d'une rangée pour laquelle les 3^{ème} et 4^{ème} capteurs sont opacifiés lors du test unitaire *stepFlowWithG*. Ces deux capteurs sont plus froids et entraînent donc un front de température plus basse qui parcourt la rangée en s'atténuant. La température en sortie des 5 rangées est identique puisqu'elles sont affectées de la même façon. La Figure 5-69.b montre la température de sortie des rangées en fonction de l'emplacement des colonnes de capteurs défectueux. Les lignes verticales indiquent à quel moment on observe la température des différents capteurs de la rangée. Ce décalage implique une diminution de la température de sortie plus ou moins rapide selon la distance des capteurs défectueux à la fin de la rangée. Plus ils sont loin, plus la baisse de température intervient tard. De plus, on peut noter que le front de température lié aux capteurs plus froids est d'autant dissipé que les capteurs sont loin de la sortie de la rangée.

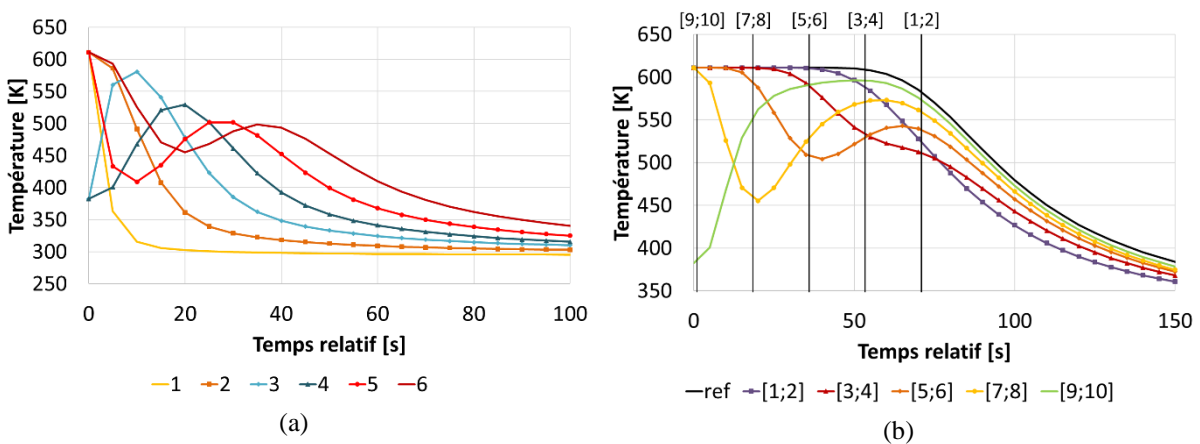


Figure 5-69 : Evolution des températures lors du test unitaire *stepFlowWithG* avec deux colonnes affectées par le défaut « opacification ». (a) Températures en sortie de chaque capteur d'une rangée pour les colonnes 3 et 4 affectées. (b) Températures en sortie d'une même rangée pour différentes colonnes affectées.

La Figure 5-70.a présente de façon agrandie la forme de la courbe de la réponse au test *stepFlowWithG* pour différentes colonnes impactées. Toutes les courbes sont dans un premier temps superposées à celle de la référence, avant de « décrocher ». Leur forme est ensuite un peu chahutée. Le « décrochement » de la courbe par rapport à la référence est de plus en plus rapide à mesure que les capteurs défectueux sont proches de la fin de la rangée. Il est dû à la rangée de capteur la plus proche de la sortie du champ et donc la première à être visible : un écart apparaît par rapport à la référence car dans cette rangée comme dans les autres, la baisse de la température de sortie intervient plus tôt que pour un fonctionnement normal, comme nous l'avons vu sur la Figure 5-69.b. On peut ici voir la température en sortie de champ comme une moyenne de plusieurs courbes identiques (les sorties de chaque rangées) mais décalées dans le temps (voir section 5.5.1). Les courbes ayant une forme différente de la référence (Figure 5-69.b), la courbe résultante aura également une forme différente.

On observe le même décalage temporel, sans les bosses, pour le test unitaire *stepG* sur la Figure 5-70.b.

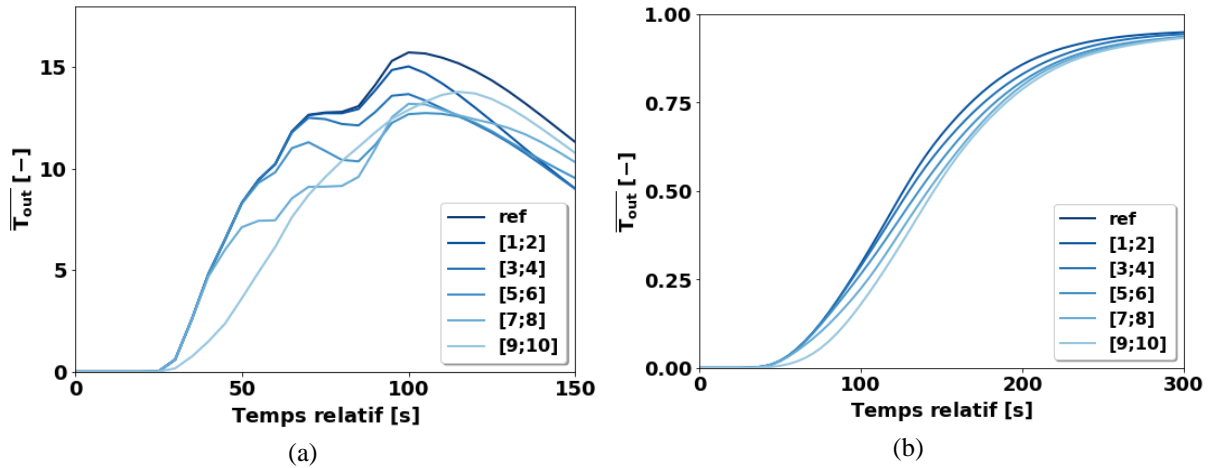


Figure 5-70 : Evolution de la température de sortie normalisée \overline{T}_{out} du champ solaire en réponse aux tests unitaires *stepFlowWithG* (a) et *stepG* (b) pour différents emplacements des deux colonnes affectées par le défaut « opacification ».

En ce qui concerne la variation de l'emplacement d'une rangée défectueuse, la Figure 5-71.a présente la réponse du champ solaire au test unitaire *stepFlowWithG*. En fait, nous avons vu lors de l'analyse de la courbe pour le système en fonctionnement normal que chaque « pic » correspond au train de chaleur d'une rangée (voir section 5.5.1). Or une rangée uniformément affectée par le défaut « opacification » a une température initiale inférieure aux autres rangées. Le train de chaleur lui correspondant aura donc une température moins élevée. C'est ce qu'on observe sur la Figure 5-71.a : le « pic » correspondant à la rangée affectée par le défaut est atténué.

On observe également une très légère modification de la réponse au test unitaire *stepG* sur la Figure 5-71.b.

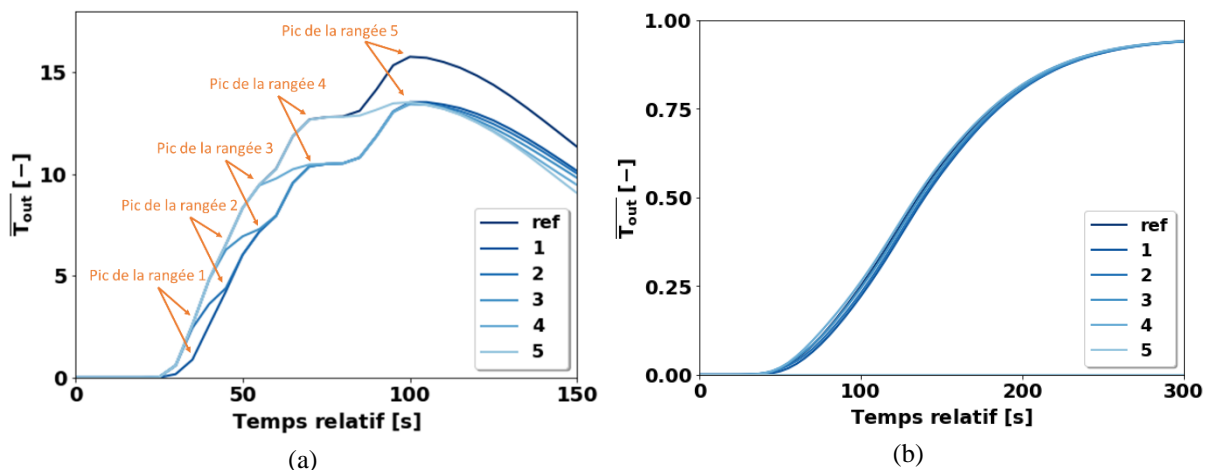


Figure 5-71 : Evolution de la température de sortie normalisée \overline{T}_{out} du champ solaire en réponse aux tests unitaires *stepFlowWithG* (a) et *stepG* (b) pour différents emplacements de la rangée affectée par le défaut « opacification ».

Au final, nous venons donc de montrer que les capteurs solaires affectés par le défaut « opacification » pouvaient être localisés dans les cas testés puisqu'ils entraînent des réponses différentes au test unitaire *stepFlowWithG*. On peut notamment différencier le cas d'une rangée défectueuse de celui de deux colonnes. Au vu de l'analyse effectuée dans la section 5.5.1.2, on peut espérer reproduire ces résultats en pratique avec des conditions de fonctionnement non dangereuses pour l'installation. Le test *stepG* à des fins de localisation est moins utile car les modifications du signal sont trop faibles pour qu'il y ait une chance de les observer sur une installation réelle. Pour localiser de façon automatisée le défaut « opacification », plusieurs méthodes seraient envisageables :

1. Calculer les valeurs de $\overline{T_{out}}$ au moment des « pics » observés et les comparer entre eux :
 - Si 2 valeurs successives sont proches mais qu'ensuite les écarts redeviennent identiques, on a affaire à une rangée défectueuse et le « pic » pour lequel la valeur n'a que peu augmenté indique la rangée qui a un problème.
 - Si 2 valeurs successives sont proches et qu'on observe ensuite des écarts irréguliers, on a affaire à des colonnes défectueuses et le « pic » pour lequel la valeur augmente peu indique les colonnes qui ont un problème.
2. Construire une méthode permettant de déconstruire le signal de sortie pour reconstituer les signaux de sortie de rangée en identifiant des courbes paramétriques. On utilise dans ce cas le fait que la température de sortie soit une moyenne de cinq courbes plus simples, normalement identiques, et décalées dans le temps. On peut ensuite analyser séparément les signaux de sortie de rangée.
3. Construire une courbe de référence en utilisant la configuration du champ et les temps de transports et comparer cette courbe à la courbe mesurée.

La première méthode semble la plus simple mais aussi la moins robuste car elle ne permettra probablement pas de localiser un capteur défectueux hors des cas testés ici. La seconde méthode est sans doute la plus puissante car elle permettrait de remonter aux signaux en sortie des rangées. Le choix des courbes paramétriques et la sensibilité des résultats seraient par contre à analyser de plus près. La dernière méthode enfin nous semble la plus robuste mais nécessite de pouvoir construire une courbe de référence précise et nécessitera peut-être l'œil d'un expert pour finir la localisation.

5.5.4 Analyse des possibilités d'isolation des défauts

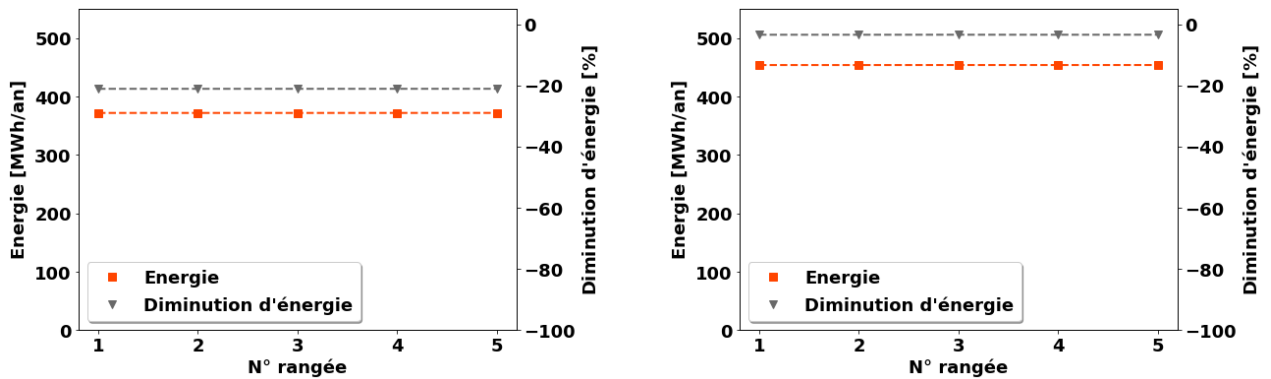
Dans cette section, nous proposons d'étudier les possibilités d'isolation des défauts à l'échelle champ, et notamment l'isolation de défauts affectant des composants différents. Pour ce faire, nous reprenons les résultats des simulations de la section précédente concernant la variation de l'emplacement de la rangée affectée et nous les comparons aux résultats d'une série de simulation pour lesquelles on fait varier la rangée affectée par le défaut « déséquilibre » (Tableau 5-24). En effet, le défaut « déséquilibre » affecte non seulement les capteurs solaires, mais également les tuyaux, il est donc intéressant de voir si on peut le distinguer d'un défaut purement capteur comme le défaut « opacification ». L'emplacement de la rangée affectée varie comme pour les simulations de la section précédente (voir Figure 5-65). Pour que le débit total reste inchangé, la portion de débit qui ne circule pas dans la rangée impactée par le défaut est répartie équitablement entre les autres rangées.

Tableau 5-24 : Jeu de simulations effectué pour répondre à la question des possibilités d'isolation des défauts à l'échelle champ.

Défaut	Sévérité	Etendue	Emplacement	Nb simulations
Opacification	0,8	1 rangée	Du haut vers le bas	5
Déséquilibre	0,88	1 rangée	Du haut vers le bas	5

Tout comme le défaut « opacification », la variation de l'emplacement de la rangée impactée par le défaut « déséquilibre » n'a pas d'impact sur la production annuelle du champ (Figure 5-72) et sur son comportement en régime permanent (Figure 5-73). On observe cependant que pour la sévérité choisie, il a

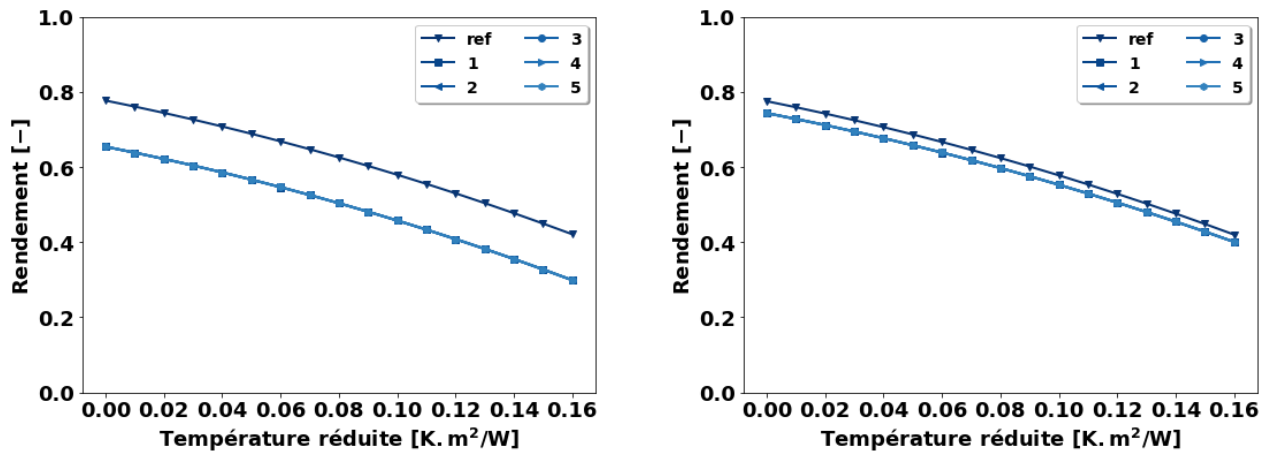
bien un effet visible sur le champ solaire puisqu'on observe une diminution de production annuelle d'énergie solaire de 3,4 % et une diminution du rendement en régime permanent.



(a) Défaut « opacification ».

(b) Défaut « déséquilibre ».

Figure 5-72 : Impact du type de défaut à l'échelle champ sur ΔE_{Σ} . (a) Défaut « opacification ». (b) Défaut « déséquilibre ».

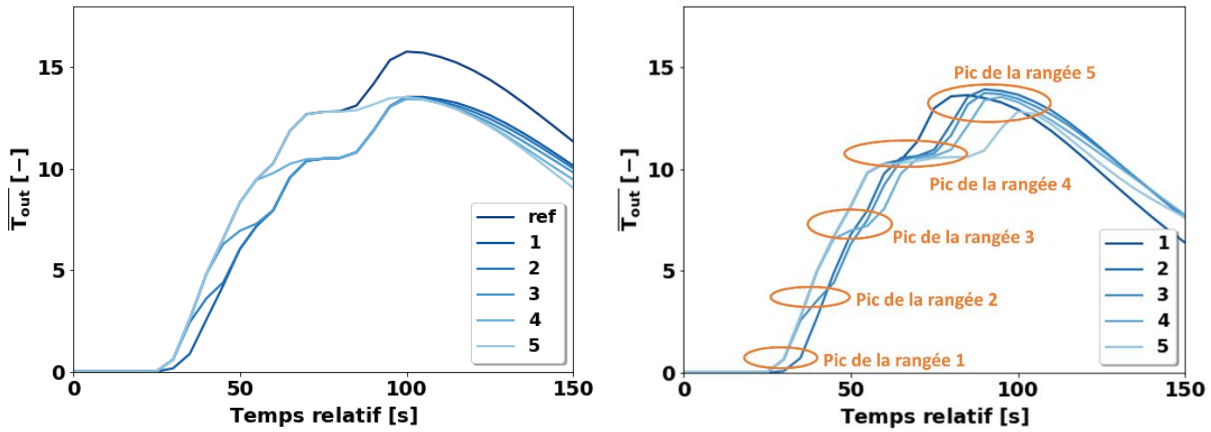


(a) Défaut « opacification ».

(b) Défaut « déséquilibre ».

Figure 5-73 : Impact du type de défaut sur le comportement en régime permanent du champ solaire. (a) Défaut « opacification ». (b) Défaut « déséquilibre ».

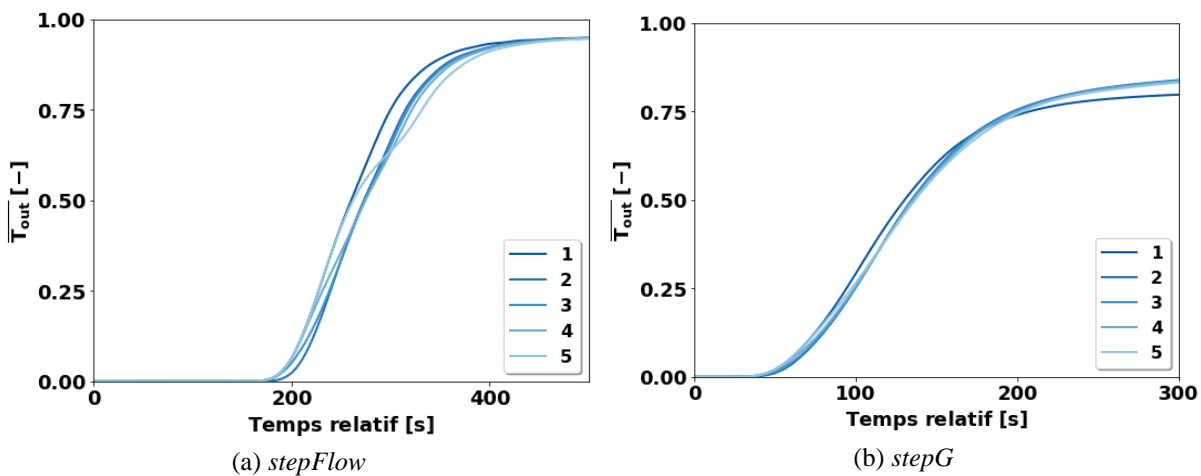
La Figure 5-74.b montre la réponse du champ solaire au test *stepFlowWithG* pour différents emplacements de la rangée affectée par le défaut « déséquilibre ». On observe, comme pour le défaut « opacification », une légère atténuation du pic lié à la rangée impactée mais surtout ce « pic » arrive plus tardivement à cause d'un délai plus long d'arrivée du train de chaleur. La courbe est ensuite décalée dans le temps par rapport aux autres. Cet effet est visible également sur la réponse au test unitaire *stepFlow* même s'il est beaucoup moins marqué (Figure 5-75.a). Il est quasiment invisible pour la réponse au test *stepG* (Figure 5-75.b).



(a) Défaut « opacification ».

(b) Défaut « déséquilibre ».

Figure 5-74 : Température de sortie normalisée \overline{T}_{out} du champ solaire en réponse au test unitaire *stepFlowWithG* pour différents emplacements de la rangée affectée par le défaut « opacification » (a) ou « déséquilibre » (b).



(a) *stepFlow*

(b) *stepG*

Figure 5-75 : Evolution de la température de sortie normalisée \overline{T}_{out} du champ solaire en réponse aux tests unitaires *stepFlow* (a) et *stepG* (b) pour différents emplacements de la rangée affectée par le défaut « déséquilibre ».

En conclusion, nous venons de montrer que le défaut « déséquilibre », lorsqu’il n’impacte qu’une seule rangée, est isolable d’un défaut « opacification » étendu à l’ensemble de cette rangée. Nous avons également pu voir que la rangée affectée par le défaut « déséquilibre » était localisable. L’utilisation des temps de réponse à 99 % pour isoler ces deux défauts comme pour le cas du capteur solaire ou du tuyau n’est clairement pas appropriée dans notre cas, au vu des différentes formes de courbes que nous venons de voir. Les trois méthodes proposées dans le paragraphe précédent pourraient être appliquées ici, à condition d’ajouter le moment d’apparition de chaque « pic » en plus de sa valeur pour la première méthode.

5.5.5 Bilan sur l’étude à l’échelle champ

En résumé, dans cette section nous avons montré les éléments suivants sur l’impact du défaut « opacification » à l’échelle champ :

- *effet sur la diminution de production annuelle d’énergie solaire* : elle est linéairement corrélée à la sévérité du défaut pour une étendue à tout le champ, comme à l’échelle capteur, et également linéairement corrélée à l’étendue du défaut pour une sévérité de 0,8 quel que soit l’emplacement des capteurs affectés. On peut raisonnablement supposer que ΔE_{Σ} est bilinéaire par rapport à la sévérité et l’étendue du défaut « opacification ».
- *signature pour une étendue à tout le champ* : elle est identique à celle obtenue pour l’échelle capteur, excepté pour le test unitaire *stepFlowWithG* où on observe un dépassement qui augmente avec la sévérité du défaut.

- *localisation* : nous avons montré qu'on peut localiser une rangée ou une colonne affectée par le défaut en utilisant la courbe de température normalisée en réponse au test unitaire *stepFlowWithG*.
- *isolation du défaut « déséquilibre »* : on peut isoler les défauts « opacification » et « déséquilibre » en utilisant également le test *stepFlowWithG*.

Ces résultats sont extrapolables dans une certaine mesure aux autres défauts affectant le capteur solaire :

- *effet sur la diminution de production annuelle d'énergie solaire* : on devrait obtenir des résultats identiques à ceux à l'échelle capteur pour une variation de la sévérité et une étendue à tout le champ. L'impact de la variation de l'étendue devrait être linéaire quand on fait varier le nombre de rangées. Dans le cas où on fait varier le nombre de colonnes, on devrait avoir une relation linéaire quand le défaut ne modifie pas les pertes thermiques du capteur (défauts « opacification » et « dégradation absorptance absorbeur »), d'ordre plus élevé sinon (défauts « défaillance couverture », « dégradation émissivité absorbeur » et « dégradation isolant »).
- *signature pour une étendue à tout le champ* : comme pour le défaut « opacification », le passage à l'échelle champ ne devrait pas modifier la signature des défauts sauf pour le cas de *stepFlowWithG*. La façon dont ce dernier serait affecté serait à étudier de plus près.
- *localisation* : un des effets des défauts affectant uniquement le capteur solaire étant toujours une diminution des performances de ce dernier, on peut s'attendre à pouvoir localiser tous les défauts capteurs de la même manière que pour le défaut « opacification » : en utilisant la réponse au test unitaire *stepFlowWithG*.
- *isolation* : les indicateurs liés au comportement en régime permanent du champ restent utilisables de la même manière qu'à l'échelle capteur pour isoler les défauts. Pour un défaut qui n'est pas étendu à tout le champ, *stepG* devient par contre plus difficile à interpréter (voir section 5.5.3). On peut tout de même le conserver pour essayer d'isoler les différents défauts, en particulier si leur sévérité est élevée. *stepFlow* ne semble quant à lui plus affecté par les défauts. Une étude plus poussée sur la réponse à ces deux tests unitaires serait nécessaire. Si on se restreint aux indicateurs liés au comportement permanent, on obtient le Tableau 5-25 : il ne reste plus que deux classes de défauts isolables. On peut cependant noter que, comme nous avons montré un potentiel de localisation des défauts, un opérateur pourrait rapidement aller voir sur place quel est le problème précis.

Tableau 5-25 : Tableau des signatures réduites et des classes de défauts correspondantes pour les défauts affectant le capteur solaire à l'échelle champ.

Classes de défauts	Permanent	
	η_0	α_1
- Opacification - Dégradation absorptance absorbeur	↓↓	=
- Défaillance couverture - Dégradation émissivité absorbeur - Dégradation isolant	=	↑

Il serait intéressant de faire également des essais avec le défaut « pertes thermiques canalisations » pour analyser les possibilités d'isolation d'un défaut capteur et tuyau, et de localisation du tuyau défectueux.

Beaucoup des nouveaux résultats apportés dans cette partie sont liés à la forme de la réponse au test *stepFlowWithG*. D'après l'étude de la courbe effectuée dans la section 5.5.1.2, on peut espérer trouver des conditions de fonctionnement acceptables permettant de la reproduire sur une installation réelle. La définition du protocole précis nécessite une étude des conditions initiales et finales plus fine, mais il s'agira probablement soit d'un retardement du démarrage de la pompe le matin, soit d'un arrêt temporaire de la pompe en journée dans des conditions n'entraînant pas de stagnation. Il faudra également vérifier qu'on

peut réellement obtenir cette forme de courbe en utilisant des mesures sur un système réel, au vu des incertitudes de mesures et du « lissage » des températures lors du passage du fluide dans les tuyaux. Pour améliorer les possibilités de diagnostic, il serait préférable de placer la sonde de température au plus proche de la sortie générale du champ solaire, comme nous l'avons vu sur la Figure 5-59 : les variations de la courbe sont beaucoup plus marquées à l'entrée de *pipeOut* qu'à la sortie. De plus, il faudra prévoir un échantillonnage des mesures suffisamment fin, cohérent avec l'observation des temps de parcours.

5.6 Conclusion

Dans ce chapitre, nous avons proposé une méthodologie permettant une étude systématique de l'impact des défauts affectant une ISTGD étudiés. Cette méthodologie se base sur la définition d'un certain nombre d'indicateurs, calculables de façon automatisée, que l'on détermine pour chaque cas testé. Le choix de ces cas pour notre étude est également expliqué. Dans une deuxième partie, nous nous sommes intéressés à l'application de cette méthodologie aux défauts affectant le capteur solaire. Nous avons montré qu'elle permettait d'identifier les défauts détectables et isolables et avons proposé un ensemble réduit d'indicateurs pour y parvenir. Une comparaison de nos résultats avec l'état de l'art a permis d'émettre l'hypothèse d'une influence forte de la construction du capteur solaire et de ses conditions de fonctionnement sur la détermination des indicateurs. Une étude plus approfondie de ces influences devrait être menée. L'application de notre méthodologie aux défauts affectant les tuyaux, dans une troisième partie, a montré que ces défauts avaient une influence moindre sur le comportement du système global et suggère que leur détection dépendra fortement du nombre d'éléments défectueux. Enfin, nous avons appliqué notre démarche à l'échelle du champ complet pour le cas du défaut « opacification ». Nous avons montré qu'il était possible de le localiser et de l'isoler du défaut « déséquilibre » en utilisant un ou plusieurs nouveaux indicateurs basés sur la forme de la courbe en réponse au test unitaire *stepFlowWithG*. Les possibilités d'isolation des différents défauts affectant uniquement le capteur solaire semblent par contre réduites mais seraient à confirmer à l'aide de nouvelles simulations.

Il est important de rappeler que les possibilités de détection et diagnostic analysées dans ce chapitre sont indépendantes de l'algorithme de détection et diagnostic utilisé. Elles correspondent plutôt aux performances maximales atteignables par tout algorithme et pourraient d'ailleurs être utilisées pour analyser les performances d'un algorithme donné. Et à notre connaissance, notre étude est une première en ce qui concerne l'analyse des possibilités de *diagnostic* (isolation et localisation) de défauts d'installations solaires thermiques, que ce soit à l'échelle du capteur solaire ou du champ complet.

L'étude présentée dans ce chapitre peut également être vue comme une analyse des défauts à détecter voire éviter en priorité. En effet, les défauts dits « détectables » selon la définition de notre sont ceux qui entraînent une forte diminution de la production du champ solaire : ce sont donc des défauts que l'on souhaiterait éviter ou au moins détecter rapidement.

6 Conclusion et perspectives

6.1 Conclusion

L'ambition initiale de cette thèse était de proposer, mettre en place et tester de nouveaux algorithmes de détection et diagnostic de défauts pour les installations solaires thermiques de grande dimension. Mais l'étude bibliographique préparatoire a mis en lumière un certain nombre de lacunes dans la connaissance des défauts en eux-mêmes. Nous avons alors décidé d'orienter nos recherches sur cette voie, dans l'espoir d'apporter des éléments nouveaux permettant d'améliorer leur détection et leur diagnostic. Cette étude pouvait se faire à l'aide de moyens expérimentaux ou numériques. Nous avons choisi d'utiliser la simulation, car elle permet de tester plus facilement différentes configurations du système et des défauts. Nous nous sommes néanmoins efforcés de valider à l'aide de mesures expérimentales les modèles développés et nous estimons que les résultats obtenus dans ces travaux devront faire l'objet d'une vérification sur installations réelles avant toute extrapolation à des algorithmes de détection et diagnostic.

Dans une première étape, nous avons donc consolidé notre étude bibliographique. Nous avons montré que les méthodes existantes ne permettaient pas une détection et un diagnostic satisfaisant des principaux défauts. Nous avons également précisé et listé les lacunes relevées, qui étaient :

1. Pas de cadre fixé pour l'analyse des performances et du comportement d'une ISTGD,
2. Pas d'étude des défauts complète disponible,
3. Peu d'études de l'effet des différents défauts sur le comportement du système complet,
4. Aucun test de diagnostic publié, que ce soit pour l'isolation des défauts ou leur localisation sur le champ solaire,
5. Pas de modèles de défauts validés à l'aide de mesures disponibles sauf pour le déséquilibre hydraulique.

La suite du travail a consisté à apporter des éléments de réponse à ces différents points.

Nous avons commencé par réaliser une étude systématique de tous les défauts pouvant affecter une ISTGD à l'aide d'une Analyse des Modes de Défaillances de leur Effet et de leur Criticité alimentée par l'état de l'art et un sondage auprès d'experts européens. Nous avons publié les résultats intégraux de cette étude dans l'Annexe B. Elle a mis en lumière quelques caractéristiques importantes des défauts comme notamment qu'environ la moitié d'entre eux étaient déjà présents à la mise en route de l'installation. Nous avons également pu identifier les défauts les plus critiques et lister ceux sur lesquels la suite de l'étude se concentrerait. Un état de l'art centré sur ces défauts a montré les mêmes lacunes que l'état de l'art global, excepté pour le défaut « déséquilibre » qui a été un peu plus étudié.

L'étude des défauts sélectionnés a commencé par leur modélisation. Celle-ci a nécessité le développement d'un modèle de capteur solaire qui représente fidèlement les transferts de chaleur à l'intérieur de ce composant. La modélisation d'un système de grande taille a cependant posé des contraintes de temps de calcul qui ont rendu nécessaire certaines simplifications. Une modélisation des défauts a ensuite été effectuée et le modèle de capteur solaire en fonctionnement normal et défaillant a fait l'objet d'une validation à l'aide de données expérimentales. Cette validation a démontré que le modèle développé représentait fidèlement le comportement en régime permanent d'un capteur réel, avec et sans défaut, alors qu'il était paramétré uniquement à l'aide de données fabricant et de propriétés physiques largement disponibles. Ce constat laisse la porte ouverte à une utilisation des modèles développés pour simuler une installation de référence.

Nous avons enfin proposé une méthodologie pour étudier systématiquement l'impact d'un défaut sur une ISTGD. La caractérisation de cet impact a nécessité la proposition d'un ensemble de grandeurs, des indicateurs, permettant de représenter les performances et le comportement d'une telle installation. Nous avons notamment choisi des grandeurs qui pouvaient être calculées de façon totalement automatisée afin d'être facilement transposable en algorithmes. Elles sont également déterminables à l'aide de la métrologie classiquement installée sur des ISTGD. Nous avons appliqué cette méthodologie, d'abord à l'échelle d'un capteur ou d'un tuyau seul, avant de passer à l'échelle du champ complet. A chaque fois, nous avons déduit des résultats obtenus les possibilités de détection et de diagnostic. A l'échelle capteur, la plupart des défauts peuvent être détectés pour une sévérité moyenne, et 5 classes de défauts peuvent être isolées grâce à leurs indicateurs. Au niveau des tuyaux, il semble difficile de détecter les défauts car leur impact sur le système est relativement faible. Enfin, à l'échelle du champ complet, l'isolation des défauts semble plus complexe qu'à l'échelle capteur, car les effets sont « dilués » dans le fonctionnement du système. En revanche, nous avons identifié des pistes très prometteuses pour la localisation des capteurs solaires défectueux. Une fois les défauts localisés, il sera évidemment possible d'effectuer une inspection et des tests à l'échelle capteur pour isoler les défauts plus précisément.

Ces travaux permettent donc d'envisager de nouvelles idées pour améliorer la détection et le diagnostic des défauts des installations solaires thermiques de grande dimension. Une analyse plus poussée de la dynamique du champ solaire pourrait notamment permettre d'extraire des informations sur l'emplacement de capteurs solaires défectueux et le type de défaut les affectant. Ces informations permettraient un précieux gain de temps pour la réparation ou le remplacement des éléments défaillants. Nous avons par ailleurs montré que le modèle de capteur solaire que nous avons développé pouvait fidèlement représenter le comportement d'un capteur réel, tout en ne nécessitant que des paramètres facilement accessibles (excepté peut-être pour les propriétés optiques des composants en fonction de l'angle d'incidence du rayonnement solaire). Cela ouvre la porte à son utilisation pour la construction de modèles d'installations réelles qui pourraient servir de référence lors d'une comparaison avec des mesures, ou à générer une base de données des signatures des différents défauts spécifique à chaque installation pour pouvoir ensuite les diagnostiquer. Ces modèles ne nécessitant pas d'apprentissage à l'aide de mesures sur l'installation en fonctionnement normal présentent un intérêt certain dans la mesure où nous avons montré que de nombreux défauts peuvent être présents dès la mise en route.

6.2 Perspectives

Pendant la durée d'un travail de thèse, on ne peut prétendre avoir couvert tous les aspects d'une question. En particulier, dans une volonté d'aborder les différents points identifiés en début de thèse, tous les éléments n'ont pu être approfondis autant qu'ils auraient pu l'être. Nous proposons dans la suite une liste des pistes qui restent ouvertes.

Etude des défauts

L'étude présentée au chapitre 3 pourrait être une première étape pour une analyse complète de la fiabilité des ISTGD. Une étude telle que celle effectuée par [169] pour les systèmes photovoltaïques ou le programme « Solar Reliability and Materials » dirigé par le laboratoire Argonne dans la fin des années 70 [170], [171] pourrait fournir des données de fiabilité telles que la durée de vie ou les taux de défaillance des principaux composants d'une ISTGD. Ces données seraient utiles non seulement pour le développement de méthodes de détection et diagnostic de défauts, mais aussi pour la conception des produits et l'optimisation de la maintenance préventive. Il serait également intéressant de construire des arbres de défaillance ou d'évènements pour comprendre les liens de cause à effet entre les différents modes de défaillances.

Modélisation des défauts

Nous nous sommes concentrés dans cette étude sur la modélisation fine des échanges thermiques au sein du champ solaire et en particulier du capteur solaire, aux dépens de la partie hydraulique. Or une modélisation plus fine des phénomènes hydrauliques permettrait de mieux représenter le défaut « déséquilibre ». En particulier, il serait intéressant de voir si l'impact de ce défaut sur la répartition des différents débits au sein d'un capteur ou au sein d'une rangée quand les capteurs sont en série-parallèle a un effet sur la production d'énergie solaire de l'installation. De plus, cela permettrait d'analyser et de quantifier les risques de stagnation partielle. Ce phénomène est d'ailleurs encore peu étudié et une

modélisation spécifique avec la possibilité d'avoir des fluides diphasiques pourrait permettre de mieux comprendre son impact sur le comportement d'un capteur solaire, voire de l'installation. En particulier, on sait aujourd'hui que la stagnation partielle peut entraîner des variations brutales de pression dans le circuit. Il pourrait être intéressant de voir si on peut la détecter directement.

Le part la plus importante du travail pour consolider les modèles reste cependant de compléter la validation expérimentale. Seules des données en régime permanent à l'échelle capteur ont pu être obtenues dans cette thèse. Il faudrait donc tout d'abord les compléter avec des données en régime transitoire voire en fonctionnement réel. Il faudrait ensuite valider le modèle de champ complet, si possibles avec des données en fonctionnement normal et défaillant.

Impact des défauts

Avant toute utilisation des résultats présentés dans l'analyse des défauts, il conviendrait de les confirmer de façon expérimentale. En particulier, l'impact d'un défaut sur le champ solaire devrait faire l'objet de quelques essais sur installation réelle afin de vérifier qu'on peut obtenir en pratique la forme de la courbe de réponse au test unitaire *stepFlowWithG*. Dans le cas où l'on prouve qu'on peut l'obtenir, il faudra déterminer dans quelles conditions, acceptables du point de vue de la santé de l'installation, elle peut apparaître. Il est notamment probable qu'elle nécessite une conduite particulière de l'ISTGD pendant quelques dizaines de minutes (retard du démarrage de la pompe solaire voire arrêt imposé). En ce qui concerne la performance annuelle, on sait aujourd'hui mesurer la production solaire, mais il est important de déterminer l'échantillonnage de ces valeurs (journalières, mensuelles, annuelles...) nécessaire à une bonne détection des défauts. L'estimation des coefficients de rendement pour le régime stationnaire à l'aide de mesures sur site se fait déjà mais nécessite généralement des mesures sur une longue période [29]. Il faudrait donc étudier comment améliorer ces algorithmes.

Il faudra ensuite analyser l'influence de la configuration de l'installation et des conditions de mesures sur l'ensemble des résultats obtenus. Devraient notamment être étudiés la construction du capteur solaire utilisé, le lieu d'implantation, la taille et la disposition du champ solaire, la régulation et les besoins en chaleur. En vue d'une application à une installation réelle, l'influence de l'incertitude de mesure, de la période d'échantillonnage, ainsi que de l'emplacement des sondes de température, et en particulier de celle en sortie du champ solaire, devrait également être étudiée.

Enfin, les possibilités de localisations devront également faire l'objet d'une étude plus approfondie pour tester si on peut identifier la position de capteurs défectueux répartis de façon plus aléatoire ou avec des sévérités de défaut différentes ou encore affectés par des défauts différents.

Proposition d'algorithme

L'algorithme de détection et diagnostic des défauts affectant les ISTGD pourrait être constitué de deux parties indépendantes qui fonctionneraient en parallèle :

1. La première, classique, consisterait en une méthode de type espace de parité pour vérifier la production de l'ISTGD au regard d'un modèle de référence simplifié.
2. La deuxième serait construite autour d'un algorithme de décomposition et recombinaison de l'évolution de la température de sortie générale du champ à l'aide des températures en sortie de rangée en réponse à un test de type *stepFlowWithG* :
 - a. Une courbe de référence serait construite à l'aide de la configuration du champ et des temps de réponse, puis comparée à la courbe réelle (méthode de type « espace de parité »).
 - b. Si une différence apparaît, la courbe réelle est décomposée en les sorties de chaque rangée. Cette décomposition pourrait non seulement permettre de localiser les rangées et les colonnes affectées par un défaut, mais peut-être aussi d'isoler le défaut si on dispose d'une base de données de signature des différents défauts. Cette base pourrait être soit générique, soit adaptée à chaque installation et générée à l'aide de modèles détaillés de champ solaire en fonctionnement normal et défaillant comme celui présenté au chapitre 4 de cette thèse. L'algorithme d'isolation serait alors soit de type « système expert » s'il est explicite, soit de type « classifieur » si on ajoute une étape d'apprentissage après la génération de la base de données.

L'algorithme proposé nécessitera notamment des techniques de traitement du signal qui restent à déterminer.

Les installations solaires thermiques de grande dimension sont promises à un bel avenir car elles permettent de diminuer les coûts de l'énergie solaire thermique grâce à l'effet d'échelle. Leur développement pourrait d'ailleurs permettre de diminuer les coûts de toute la filière basse températures par l'augmentation des volumes de marché. Malgré tout, le solaire thermique reste une énergie pour laquelle les marges financières sont faibles et si des méthodes de détection et diagnostic de défauts peuvent être souhaitables pour améliorer sa productivité elles doivent nécessiter très peu d'investissements financiers. Dans le cas où les pistes proposées dans ces travaux s'avèrent utilisables, elles devraient permettre d'atteindre ces objectifs puisqu'elles ne nécessiteraient qu'une sonde de température supplémentaire située au plus proche de la sortie du champ solaire.

La méthodologie proposée dans ce travail de thèse pourrait être appliquée à d'autres domaines. Nous pensons en particulier au solaire thermodynamique où il reste encore beaucoup à faire dans le domaine de la détection et du diagnostic de défaut. C'est d'ailleurs une des pistes de valorisation de ces travaux qui est envisagée par le laboratoire.

Références bibliographiques

- [1] IEA, « Energy and climate change », 2015.
- [2] AEBIOM, EGEC, et ESTIF, « Renewable heat sources: the best available solution to decarbonise the heating sector », Joint position paper, mai 2017.
- [3] NREL, « Ivanpah solar electric generating system », *Concentrating solar power projects*, nov-2014. [En ligne]. Disponible sur: https://www.nrel.gov/csp/solarpaces/project_detail.cfm/projectID=62).
- [4] J. Schindl, « Survey on barriers and chances of large solar thermal systems », WP2.D1, mars 2006.
- [5] « Plant database », *Solar District Heating*. [En ligne]. Disponible sur: <https://www.solar-district-heating.eu/en/plant-database/>.
- [6] W. Weiss, M. Spörk-Dür, et F. Mauthner, « Solar Heat Worldwide - Global Market development and Trends in 2016 - Detailed Market Figures 2015 », International Energy Agency, 2017 Edition, mai 2017.
- [7] F. Renaude, C. Paulus, G. Faure, M. Vallée, et P. Bourbotte, « Monitoring results for the two firsts solar plants on district heating network in France: Balma Gramont and Juvignac », in *Proceedings of 4th International Solar District Heating Conference*, Billund, Denmark, 2016.
- [8] A. K. Sharma, C. Sharma, S. C. Mullick, et T. C. Kandpal, « Solar industrial process heating: A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 78, p. 124-137, oct. 2017.
- [9] « Solar Process Heat: Surprisingly popular », *Sun and Wind Energy - The platform for renewable energies*, 13-févr-2017.
- [10] « Solarge ». [En ligne]. Disponible sur: <http://www.solarge.org/>.
- [11] F.-A. Peuser, K.-H. Remmers, et M. Schnauss, *Installations solaires thermiques : Conception et mise en oeuvre*. Berlin, Allemagne : Paris: Le Moniteur Editions, 2005.
- [12] ARCON Solar A/S, « ARCON solar collector - type HT-SA 28/10 - Datasheet ». mai-2010.
- [13] « Viessmann ». [En ligne]. Disponible sur: www.viessmann.com.
- [14] « Ritter XL Solar ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.ritter-xl-solar.de>.
- [15] ISO, *EN ISO 9806:2013. Énergie solaire — Capteurs thermiques solaires — Méthodes d'essai*. 2014.
- [16] « OEG ». [En ligne]. Disponible sur: <https://www.oeg.net>.
- [17] « Perfect for district heating », *Arcon Sunmark*. [En ligne]. Disponible sur: <http://arcon-sunmark.com/sectors/district-heating>.
- [18] J. E. Nielsen, « Guaranteed of annual output », International Energy Agency, IEA-SHC TECH SHEET 45.A.3.2, avr. 2014.
- [19] Danish District Heating Association, « SolarHeatData.eu ». [En ligne]. Disponible sur: <http://solarheatdata.eu/>. [Consulté le: 27-sept-2017].
- [20] D. Trier, T. Schmidt, et P. A. Sorensen, « Fact sheet 4.2: Monitoring », in *Solar district heating guidelines*, Solar District Heating, 2017.

- [21] 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, n° Supplement C, p. 130-138, janv. 2018.
- [22] A. S. Nafey, « Simulation of solar heating systems—an overview », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 9, n° 6, p. 576-591, déc. 2005.
- [23] B. Hellstrom, M. Adsten, P. Nostell, B. Karlsson, et E. Wackelgard, « The impact of optical and thermal properties on the performance of flat plate solar collectors », *Renew. Energy*, vol. 28, n° 3, p. 331-344, mars 2003.
- [24] S. A. Kalogirou, E. Mathioulakis, et V. Belessiotis, « Artificial neural networks for the performance prediction of large solar systems », *Renew. Energy*, vol. 63, p. 90-97, mars 2014.
- [25] Wahiba Yaïci et Evgueniy Entchev, « Performance prediction of a solar thermal energy system using artificial neural networks », *Appl. Therm. Eng.*, vol. 73, n° 1, p. 1348-1359, déc. 2014.
- [26] K. C. Chang, W. M. Lin, Y. M. Liu, T. S. Lee, et K. M. Chung, « Performance Evaluation of a Solar Water Heating System for Industrial Application », *Adv. Mater. Res.*, vol. 512-515, p. 130-136, 2012.
- [27] H. ur Rehman, J. Hirvonen, et K. Sirén, « Influence of technical failures on the performance of an optimized community-size solar heating system in Nordic conditions », *J. Clean. Prod.*, vol. 175, p. 624-640, févr. 2018.
- [28] A. Hepbasli, « A key review on exergetic analysis and assessment of renewable energy resources for a sustainable future », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 12, n° 3, p. 593-661, avr. 2008.
- [29] M. Cozzini, M. Pipiciello, R. Fedrizzi, I. B. Hassine, D. Pietruschka, et R. Söll, « Performance Analysis of a Flat Plate Solar Field for Process Heat », *Energy Procedia*, vol. 91, n° Supplement C, p. 11-19, juin 2016.
- [30] F. Bava et S. Furbo, « Impact of different improvement measures on the thermal performance of a solar collector field for district heating », *Energy*, vol. 144, p. 816-825, févr. 2018.
- [31] F. Bava, S. Furbo, et B. Perers, « Simulation of a solar collector array consisting of two types of solar collectors, with and without convection barrier », *Energy Procedia*, 2015.
- [32] I. B. Hassine, M. C. Sehgelmeble., R. Söll, et D. Pietruschka, « Control Optimization through Simulations of Large Scale Solar Plants for Industrial Heat Applications », *Energy Procedia*, vol. 70, n° Supplement C, p. 595-604, mai 2015.
- [33] U. Grossenbacher, « Qualitätssicherungssystem für Solaranlagen; Methode zur permanenten Funktionskontrolle thermischer Solaranlagen - Schlussbericht », 230273, déc. 2003.
- [34] InSun, « DELIVERABLE 5.2 - Report on automated simulation based system optimisation and fault detection methods and performance », DELIVERABLE 5.2, sept. 2015.
- [35] IFAC, « Terminology in the Area of Fault Management ». [En ligne]. Disponible sur: <http://tc.ifac-control.org/6/4/terminology/terminology-in-the-area-of-fault-management>.
- [36] « A Guide to Fault Detection and Diagnosis ». [En ligne]. Disponible sur: gregstanleyandassociates.com/whitepapers/FaultDiagnosis/faultdiagnosis.htm.
- [37] P. S. Chopra, « Why do solar systems fail ? », *Solar Engineering Magazine*, p. 14-21, oct-1980.
- [38] P. S. Chopra et R. M. Wolosewicz, « Application of Reliability, Maintainability, and Availability Engineering to Solar Heating and Cooling Systems », *Proc. Annu. Reliab. Maintainab. Symp.*, p. 248-253, 1980.
- [39] F. Ille, M. Adam, J. Gottschald, et H. P. Wirth, « Analysis of Ageing Phenomena for Big Solar Thermal Plants », in *Proceedings of ECOS 2018 - The 31st International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Guimaraes (Portugal), 2018.
- [40] G. J. Jorgensen, « An Assessment of Historical R&H Data for SDHW Systems », 1984.
- [41] D. Menicucci, « Assembly and comparison of available solar hot water system reliability databases and information », *Sandia Rep. SAND*, vol. 2757, p. 2009, 2009.

- [42] D. Panapakidis, « Solar water heating systems study - reliability, quantitative survey and life cycle cost method », Department of Mechanical Engineering - University of Strathclyde, Glasgow, 2001.
- [43] ADEME, « Audit des installations de chauffe-eau solaires individuels - Principaux résultats et recommandations pour la mise en oeuvre des installations », ADEME, 2008.
- [44] ADEME et CSTB, « Catalogue des défauts des installations de chauffe-eau solaires individuels », CSTB / ADEME, 2006.
- [45] P. Olivier, C. Felder, et J. Grandjean, « Etude d'optimisation des installations d'eau chaude sanitaire solaire en logement social - Rapport d'analyse transversale de l'expertise de 15 installations de production d'ECS solaire », L'Union Sociale pour l'Habitat, avr. 2014.
- [46] G. Pradier, « TélésuiWeb - Présentation du dispositif - Evaluation des résultats », Institut National de l'Énergie Solaire, Rapport d'analyse, févr. 2015.
- [47] X. Cholin, « Retour d'expérience installations solaires thermiques - ASDER », 17-févr-2011.
- [48] « Désordres affectant les chauffe-eau solaires individuels », *Agence qualité construction*. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.qualiteconstruction.com/outils/fiches-pathologie/desordres-affectant-les-chauffe-eau-solaires-individuels.html>.
- [49] « Dossier > Détecter les anomalies de fonctionnement », *Futura-Sciences*. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.futura-sciences.com/magazines/maison/infos/dossiers/d/maison-chauffe-eau-solaire-bon-choix-coup-792/page/6/>. [Consulté le: 20-oct-2015].
- [50] A. Knoch, « Larger thermal solar facilities in practice », *VDI Berichte*, n° 1999, p. 71-77, 2007.
- [51] BDH, « Informationsblatt Nr. 17 - Thermische Solaranlagen - Teil 2 : Praxistipps zur Dimensionierung und Installation ». BDH, mars-2011.
- [52] VDI, « VDI 2169 - Functional checking and yield rating of solar thermal systems ». oct-2012.
- [53] L. Bun, « Détection et localisation de défauts pour un système PV », phdthesis, Université de Grenoble, 2011.
- [54] P. M. Ratzmann, « Analysis of a large scale solar water heater », University of Wisconsin–Madison, 1992.
- [55] S. I. Smirnov, Y. N. Konstantinovskii, et A. S. Torshin, « EFFECT OF INHOMOGENEOUS FLOW DISTRIBUTION IN A SYSTEM OF HEAT-GENERATING SOLAR COLLECTORS. », présenté à Applied Solar Energy (English translation of Geliotekhnika), 1981, vol. 17, p. 21-24.
- [56] R. Buchholz, J. Glembin, et D. Eggert, « Investigation of the Reduced Performance of a Collector Array with Direct Flow Vacuum Tubes », 2010, p. 1-7.
- [57] N. K. Vejen, S. Furbo, et L. J. Shah, « Development of 12.5 m² solar collector panel for solar heating plants », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 84, n° 1-4, p. 205-223, oct. 2004.
- [58] A. C. de Keizer, K. Vajen, et U. Jordan, « Review of long-term fault detection approaches in solar thermal systems », *Sol. Energy*, vol. 85, n° 7, p. 1430-1439, juill. 2011.
- [59] K. Vanoli, D. Theis, et W. Striewe, « Collection and assessment of available function and yield control concepts and devices for large solar thermal systems », QAISt project report TR 5.2.1, mai 2012.
- [60] V. Venkatasubramanian, R. Rengaswamy, S. N. Kavuri, et K. Yin, « A review of process fault detection and diagnosis: Part I, II and III », *Comput. Chem. Eng.*, vol. 27, n° 3, mars 2003.
- [61] Srinivas Katipamula et Michael R. Brambley, « Review Article: Methods for Fault Detection, Diagnostics, and Prognostics for Building Systems—A Review, Part I », *HVACR Res.*, vol. 11, n° 1, p. 3-25, janv. 2005.
- [62] R. J. Patton et J. Chen, « Review of parity space approaches to fault diagnosis », présenté à IFAC Symposia Series, 1992, p. 65-81.
- [63] N. Tudoroiu, M. Zaheeruddin, C. Chiru, M. Grigore, et E.-R. Tudoroiu, « Unscented Kalman Filter (UKF) and frequency analysis (FA) techniques used for fault detection, diagnosis and isolation (FDDI) in

- Heating Ventilation Air Conditioning systems (HVAC)-comparison results », in *2nd Conference on Human System Interactions, 2009. HSI '09*, 2009, p. 442-449.
- [64] R. Isermann, *Fault-Diagnosis Systems - An Introduction from Fault Detection to Fault Tolerance*. 2006.
- [65] S. K. Spurgeon, « Sliding mode observers: A survey », *Int. J. Syst. Sci.*, vol. 39, n° 8, p. 751-764, 2008.
- [66] F. A. Peuser, R. Croy, M. Mies, U. Rehrmann, et H. P. Wirth, « Solarthermie-2000, Teilprogramm 2 und Solarthermie2000plus », *Wiss.-Tech. Program. Messprogr. Phase 3 Abschlussbericht Zum BMU Proj.*, vol. 32, p. 9601, 2009.
- [67] TECSOL, « Réalisation d'installations avec contrat de Garantie de Résultats Solaires », TECSOL, 1999.
- [68] P. Pärish et K. Vanoli, « Quality assurance of solar thermal systems with the ISFH-Input/Output-procedure », in *Proceedings of 6th ISES-Europe Solar Congress*, Glasgow, 2006.
- [69] P. Pärish et K. Vanoli, « Wissenschaftlicher Schlussbericht zu dem Forschungsvorhaben: Wissenschaftlich-technische Untersuchung des ISFH-Input-Output-Verfahrens zur Ertragskontrolle solarthermischer Systeme sowie Entwicklung und Erprobung von Input/Output-Controllern », Rapport de fin de projet, 2007.
- [70] RESOL, « Input / Output Controller RESOL - Montage, Branchement, Commande, Détection de pannes ». RESOL.
- [71] INGA, « prospectus : "intelli bms - Building Management System" ». 2012.
- [72] R. Kicsiny et Z. Varga, « Real-time nonlinear global state observer design for solar heating systems », *Nonlinear Anal. Real World Appl.*, vol. 14, n° 2, p. 1247-1264, avr. 2013.
- [73] C. Verde et L. Torres, « Referenced model-based observers for locating leaks in a branched pipeline », *IFAC-Pap.*, vol. 48, n° 21, p. 1066-1071, janv. 2015.
- [74] V. Venkatasubramanian, R. Rengaswamy, et S. N. Kavuri, « A review of process fault detection and diagnosis: Part II: Qualitative models and search strategies », *Comput. Chem. Eng.*, vol. 27, n° 3, p. 313-326, mars 2003.
- [75] W. S. Duff et R. A. Millard, « Procedures for on-Line Detection of Sensor and Operating Faults in Solar Energy Systems », *Proc Annu Meet - Am Sect Int Sol Energy Soc U. S.*, vol. 3.1, janv. 1980.
- [76] C. K. Sun, C. W. Chan, et P. Tontiwachwuthikul, « Intelligent diagnostic system for a solar heating system », *Expert Syst. Appl.*, vol. 16, n° 2, p. 157-171, févr. 1999.
- [77] H. Altgeld, « Funktionskontrollen bei kleinen thermischen Solaranlagen ohne Wärmemengenmessung », Forschungsbericht 1999, 1999.
- [78] M. Mahler, H. Altgeld, T. Bischoff, F. Schuster, et D. Theis, « Funktionskontrollen bei kleinen thermischen Solaranlagen ohne Wärmemengenmessung », présenté à Neuntes Symposium Thermische Solarenergie, 1999.
- [79] P. Ohnewein *et al.*, « IP-Solar: Development of a Web-Based Monitoring and Diagnostics Tool for Solar Thermal Systems », in *Eurosun 2006*, 2006.
- [80] C. Holter *et al.*, « Development of the Prototype IP-Solar: A Web-based Monitoring and Diagnostics Tool for Solar Thermal Systems », *Energy Procedia*, vol. 30, janv. 2012.
- [81] J. Bony et C. Jobin, « Détection et identification de dysfonctionnements affectant les installations solaires pour la production d'eau chaude sanitaire / Phase 1 - Cahier des charges ». déc-2002.
- [82] C. Jobin, « Détection et identification de dysfonctionnements affectant les installations solaires pour la production d'eau chaude sanitaire / Résultats ». déc-2004.
- [83] S. Maltais Larouche et M. Kummert, « Using detailed TRNSYS models for fault detection in solar domestic hot water systems – a case study », in *Proceedings of EUROSUN 2016*, Palma de Mallorca (Spain), 2016.

- [84] F. Wiese, K. Vajen, M. Krause, et A. Knoch, « Automatic Fault Detection for Big Solar Heating Systems », in *Proceedings of ISES World Congress 2007 (Vol. I – Vol. V)*, D. Y. Goswami et Y. Zhao, Éd. Springer Berlin Heidelberg, 2009, p. 759-763.
- [85] R. Shahbazfar, A. C. de Keizer, S. Kuethe, U. Jordan, et K. Vajen, « Fault detection and fault diagnosis for large scale solar thermal systems », in *Proc. of Eurosun 2012, Croatian Solar Energy Association*, Rijeka, Croatie, 2012.
- [86] S. Kütke, C. De Keizer, R. Shahbazfar, et K. Vajen, « Implementation of data processing and automated algorithm based fault detection for solar thermal systems », in *Proceedings of 30th ISES Biennial Solar World Congress 2011, SWC 2011*, 2011, vol. 6, p. 4443-4450.
- [87] A. C. de Keizer, K. Vajen, et U. Jordan, « Monitoring and failure detection for large scale solar thermal systems: a simulation based approach », *Proc. Gleisdorf Sol.*, vol. 3, n° 5.9, p. 2008, 2008.
- [88] C. de Keizer, « Simulation-based long-term fault detection of solar thermal systems », Kassel University, 2012.
- [89] L. Timma et D. Blumberga, « An Algorithm for the Selection of Structure for Artificial Networks. Case Study: Solar Thermal Energy Systems », *Energy Procedia*, vol. 72, p. 135-141, juin 2015.
- [90] S. Kalogirou, S. Lalot, G. Florides, et B. Desmet, « Development of a neural network-based fault diagnostic system for solar thermal applications », *Sol. Energy*, vol. 82, n° 2, p. 164-172, févr. 2008.
- [91] L. Timma et D. Blumberga, « Application of Artificial Neural Networks for Detection of Developing Faults in Solar Combisystems », in *8th Conference on Sustainable Development of Energy, Water and Environmental Systems: Conference Proceedings*, Dubrovnik, 2013.
- [92] R. Ferreira Garcia, J. L. C. Rolle, J. P. Castelo, et M. R. Gomez, « On the monitoring task of solar thermal fluid transfer systems using NN based models and rule based techniques », *Eng. Appl. Artif. Intell.*, vol. 27, p. 129-136, janv. 2014.
- [93] S. Lalot, S. Kalogirou, B. Desmet, et G. Florides, « Fault diagnostic method for a water heating system based on continuous model assessment and adaptation », in *Proceedings of Eurosun 2008*, Lisbonne, Portugal, 2008.
- [94] T. Beikircher *et al.*, « A short term test method for large installed solar thermal systems », in *Proc. ISES Solar World Congress*, 1999, vol. 4.
- [95] M. Borunda, O. A. Jaramillo, A. Reyes, et P. H. Ibarguengoytia, « Bayesian networks in renewable energy systems: A bibliographical survey », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 62, p. 32-45, sept. 2016.
- [96] H. He, « Monitoring and anomaly detection in solar thermal systems using adaptive resonance theory neural networks », Albuquerque, New Mexico, 2012.
- [97] H. He, D. Menicucci, T. Caudell, et A. Mammoli, « Real-Time Fault Detection for Solar Hot Water Systems Using Adaptive Resonance Theory Neural Networks », in *ASME 2011 5th International Conference on Energy Sustainability*, Washington DC (USA), 2011, p. 1059-1065.
- [98] H. He, T. P. Caudell, D. F. Menicucci, et A. A. Mammoli, « Application of Adaptive Resonance Theory neural networks to monitor solar hot water systems and detect existing or developing faults », *Sol. Energy*, vol. 86, n° 9, p. 2318-2333, sept. 2012.
- [99] R. W. Räber, « Spektralmethode zur Fehlerfrüherkennung in wärmetechnischen Anlagen », Eidgenössischen Technischen Hochschule Zürich, Zürich, 1997.
- [100] U. Grossenbacher, « Qualitätssicherung bei Solaranlagen: Permanente Funktionskontrolle - Kriterien und Pflichtenheft », déc. 1998.
- [101] K. Vanoli et I. Malenkovic, « Recommendations for further needed activities in the field of function and yield control for large solar thermal systems », TR 5.2.2, mai 2012.
- [102] J. E. Nielsen et D. Trier, « Guaranteed power output », International Energy Agency, IEA-SHC TECH SHEETS 45.A.3.1, avr. 2014.

- [103] V. Venkatasubramanian, R. Rengaswamy, K. Yin, et S. N. Kavuri, « A review of process fault detection and diagnosis: Part I: Quantitative model-based methods », *Comput. Chem. Eng.*, vol. 27, n° 3, p. 293-311, mars 2003.
- [104] C. Catal, « Performance evaluation metrics for software fault prediction studies », *Acta Polytech. Hung.*, vol. 9, n° 4, p. 193–206, 2012.
- [105] D. P. Yuill et J. E. Braun, « Evaluating the performance of fault detection and diagnostics protocols applied to air-cooled unitary air-conditioning equipment », *HVACR Res.*, vol. 19, n° 7, p. 882-891, oct. 2013.
- [106] D. P. Yuill, H. Cheung, et J. E. Braun, « Evaluating Fault Detection and Diagnostics Tools with Simulations of Multiple Vapor Compression Systems », in *Proceedings of 15th International Refrigeration and Air Conditioning Conference*, 2014.
- [107] L. Corominas, K. Villez, D. Aguado, L. Rieger, C. Rosén, et P. A. Vanrolleghem, « Performance evaluation of fault detection methods for wastewater treatment processes », *Biotechnol. Bioeng.*, vol. 108, n° 2, p. 333-344, févr. 2011.
- [108] A. Villemeur, *Sûreté de fonctionnement des systèmes industriels*. Eyrolles, 1988.
- [109] L. A. Tagliafico, F. Scarpa, et M. De Rosa, « Dynamic thermal models and CFD analysis for flat-plate thermal solar collectors – A review », *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 30, p. 526-537, févr. 2014.
- [110] J. Schnieders, « Comparison of the energy yield predictions of stationary and dynamic solar collector models and the models' accuracy in the description of a vacuum tube collector », *Sol. Energy*, vol. 61, n° 3, p. 179-190, sept. 1997.
- [111] J. A. Duffie et W. A. Beckman, « Chapter 6 : Flat-Plate Collectors », in *Solar Engineering of Thermal Processes*, 4 édition., Hoboken: Wiley, 2013.
- [112] K. Kamiński et T. Krzyżyński, « Modeling and Simulation of the Solar Collector Using Different Approaches », in *Mechatronics: Ideas, Challenges, Solutions and Applications*, Springer, Cham, 2016, p. 131-151.
- [113] ASHRAE, *Standard 93-2010 -- Methods of Testing to Determine the Thermal Performance of Solar Collectors*. 2010.
- [114] E. Streicher, S. Fischer, W. Heidemann, et H.-M. Steinhagen, « Performance model for solar thermal collectors taking into account degradation effects », présenté à Proceedings of the Solar World Congress 2005: Bringing Water to the World, Including Proceedings of 34th ASES Annual Conference and Proceedings of 30th National Passive Solar Conference, 2005, vol. 2, p. 863-867.
- [115] E. Bellos, C. Tzivanidis, D. Korres, et K. A. Antonopoulos, « Thermal analysis of a flat plate collector with Solidworks and determination of convection heat coefficient between water and absorber », in *ECOS conference*, 2015.
- [116] L. O. Degelman, « Calibrated simulation of a solar hot water system to match degraded performance over a 22-year period using two models », *Build. Environ.*, vol. 43, n° 4, p. 628-637, avr. 2008.
- [117] K. Hollands, A. Karagiozis, A. Brunger, et G. Brouwer, « Effect of selective surface degradation on the performance of solar water heating systems », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 25, n° 1-2, p. 125-141, janv. 1992.
- [118] S. Brunold, U. Frei, B. Carlsson, K. Möller, et M. Köhl, « Accelerated life testing of solar absorber coatings: testing procedure and results », *Sol. Energy*, vol. 68, n° 4, p. 313-323, 2000.
- [119] B. Carlsson, K. Möller, U. Frei, S. Brunold, et M. Köhl, « Comparison between predicted and actually observed in-service degradation of a nickel pigmented anodized aluminium absorber coating for solar DHW systems », *Sol. Energy Mater. Sol. Cells*, vol. 61, n° 3, p. 223-238, mars 2000.
- [120] ISO, *ISO 22975-3:2014 -- Solar energy -- Collector components and materials -- Part 3: Absorber surface durability*. 2014.
- [121] F. Bava, J. Dragsted, et S. Furbo, « A numerical model to evaluate the flow distribution in a large solar collector field », *Sol. Energy*, vol. 143, p. 31-42, févr. 2017.

- [122] A. Häberle, A. Frein, M. Calderoni, et M. Motta, « Proceedings of the 2nd International Conference on Solar Heating and Cooling for Buildings and Industry (SHC 2013) Solar Thermal Plant Integration into an Industrial Process », *Energy Procedia*, vol. 48, p. 1152-1163, janv. 2014.
- [123] J. Glembin, D. Eggert, G. Rockendorf, et J. Scheuren, « Evaporation in Solar Thermal Collectors During Operation—Reasons and Effects of Partial Stagnation », *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 133, n° 4, p. 041003-041003, sept. 2011.
- [124] U. T. Hirsch, « Control strategies for solar water heating systems », University of Wisconsin-Madison, 1985.
- [125] R. T. Lydon, R. P. Smith, et J. Barber, « METHOD FOR BALANCING FLOW RATES IN ROWS OF PARALLEL COLLECTORS. », *Electr. Power Res. Inst. Rep. EPRI EA*, p. 408-412, 1979.
- [126] R. Culham et P. Sauer, « The Effects of Unbalanced Flow on the Thermal Performance of Collector Arrays », *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 106, n° 2, p. 165-170, mai 1984.
- [127] J. Albers, « Partielle Stagnation in einem Kollektorfeld zur solar gestützten Kälteerzeugung », présenté à 14. Symposium Thermische Solarenergie, 2004.
- [128] Z. Chen, J. Dragsted, S. Furbo, B. Perers, et J. Fan, « Behavior of a Solar Collector Loop During Stagnation », *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 137, n° 3, p. 031017-031017, juin 2015.
- [129] U. C. Arunachala, M. Siddhartha Bhatt, et L. K. Sreepathi, « Analytical and Experimental Investigation to Determine the Variation of Hottel–Whillier–Bliss Constants for a Scaled Forced Circulation Flat-Plate Solar Water Heater », *J. Sol. Energy Eng.*, vol. 137, n° 5, p. 051011-051011, août 2015.
- [130] F. Bava et S. Furbo, « Comparative test of two large solar collectors for solar field application », in *Proceedings of EuroSun 2014*, 2014.
- [131] M. Hamed, A. Snoussi, et A. B. Brahim, « Energy and exergy analysis of flat plate solar collectors in transient behaviors », in *2014 5th International Renewable Energy Congress (IREC)*, 2014, p. 1-6.
- [132] D. N. Korres, C. Tzivanidis, et C. Lindos, « Thermal investigation of a new flat plate collector with a coaxial flow tube », in *Proceedings of ECOS 2018 - The 31st International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems*, Guimaraes (Portugal), 2018.
- [133] C. Despradel, « New VDI- Guideline - VDI 6002/1 "Solar heating for potable water; General principles; System technology and application in residential buildings" », *Build Up*, 04-juin-2012. [En ligne]. Disponible sur: <http://www.buildup.eu/en/news/new-vdi-guideline-vdi-60021-solar-heating-potable-water-general-principles-system-technology>. [Consulté le: 19-juill-2016].
- [134] S. A. Klein, W. A. Beckman, J. Mitchell, J. A. Duffie, et N. A. Duffie, *TRNSYS 17: A Transient System Simulation program*. Solar Energy Laboratory, University of Wisconsin-Madison, 2009.
- [135] F. Bava et S. Furbo, « Development and validation of a detailed TRNSYS-Matlab model for large solar collector fields for district heating applications », *Energy*, juin 2017.
- [136] InSun, « DELIVERABLE 3.2 - Report on the methodology and quality of enhanced simulation based commissioning methods », DELIVERABLE 3.2, juin 2014.
- [137] M. Wetter, W. Zuo, T. S. Noudui, et X. Pang, « Modelica Buildings library », *J. Build. Perform. Simul.*, vol. 7, n° 4, p. 253-270, juill. 2014.
- [138] L. Giraud, R. Baviere, M. Vallée, et C. Paulus, « Presentation, Validation and Application of the DistrictHeating Modelica Library », 2015, p. 79-88.
- [139] S. Janjai, A. Esper, et W. Mühlbauer, « Modelling the performance of a large area plastic solar collector », *Renew. Energy*, vol. 21, n° 3-4, p. 363-376, nov. 2000.
- [140] T. Matuska, V. Zmrhal, et J. Metzger, « Detailed modelling of solar flat-plate collectors with design tool kolektor 2.2 », in *11th International IBPSA Conference, Scotland*, 2009, p. 2289–2296.

- [141] T. Matuska et V. Zmrhal, « A mathematical model and design tool - Kolektor 2.2 - Reference handbook ». Czech Technical University in Prague, Faculty of Mechanical Engineering, Dept. of Environmental Engineering, janv-2009.
- [142] W. Zima et P. Dziewa, « Modelling of liquid flat-plate solar collector operation in transient states », *Proc. Inst. Mech. Eng. Part J. Power Energy*, févr. 2011.
- [143] S. Herrero López, S. López Perez, I. del Hoyo Arce, et I. Mesonero Dávila, « Dynamic Modelling of a Flat-Plate Solar Collector for Control Purposes », présenté à 11th International Modelica Conference, Versailles (France), 2015, p. 419-426.
- [144] F. Z. Ferahta, « Etude du transfert thermique dans la lame d'air d'un capteur solaire », 2012.
- [145] B. Perers, C. Bales, J. Paavilainen, A. Dalibard, S. Fischer, et E. Bertram, « TRNSYS Type 832 v5. 00 „Dynamic Collector Model by Bengt Perers “Updated Input-Output Reference ». nov-2012.
- [146] L. P. P. Faria, E. M. D. Pereira, et R. Huebner, « Mathematical modelling and experimental evaluation of non-uniform water flow in flat plane solar collectors », présenté à 20th International Congress of Mechanical Engineering, Gramado, Brazil, 2009.
- [147] J. Facão, « Optimization of flow distribution in flat plate solar thermal collectors with riser and header arrangements », *Sol. Energy*, vol. 120, p. 104-112, oct. 2015.
- [148] F. Bava, J. Dragsted, et S. Furbo, « A numerical model to evaluate the flow distribution in large solar collector fields in different operating conditions », présenté à EuroSun 2016, Palma de Mallorca (Spain), 2016.
- [149] J. P. Chiou, « The effect of nonuniform fluid flow distribution on the thermal performance of solar collector », *Sol. Energy*, vol. 29, n° 6, p. 487-502, janv. 1982.
- [150] W. C. Swinbank, « Long-wave radiation from clear skies », *Q. J. R. Meteorol. Soc.*, vol. 89, n° 381, p. 339-348, 1963.
- [151] M. Aubinet, « Longwave sky radiation parametrizations », *Sol. Energy*, vol. 53, n° 2, p. 147-154, août 1994.
- [152] W. H. McAdams, *Heat transmission*, 3rd edition. New York: McGraw-Hill, 1954.
- [153] J. N. Arnold, I. Catton, et D. K. Edwards, « Experimental Investigation of Natural Convection in Inclined Rectangular Regions of Differing Aspect Ratios », *J. Heat Transf.*, vol. 98, n° 1, p. 67-71, févr. 1976.
- [154] R. K. Shah et A. L. London, *Laminar flow forced convection in ducts: a source book for compact heat exchanger analytical data*. Academic Press, 1978.
- [155] A. P. Colburn, *Trans. AIChE*, vol. 29, p. 174, 1933.
- [156] B. Perers et S. Furbo, « Simulation of Large Collector Fields », International Energy Agency, IEA-SHC TECH SHEET 45.A.4, déc. 2014.
- [157] RESOL, « DeltaSol SLT - Régulateur de chauffage solaire et conventionnel - Manuel pour le technicien habilité ». .
- [158] X. A. Wang et L. G. Wu, « Analysis and performance of flat-plate solar collector arrays », *Sol. Energy*, vol. 45, n° 2, p. 71-78, janv. 1990.
- [159] T. N. Anderson, M. Duke, J. K. Carson, et B. Smith, « Flow distribution in large area building integrated solar collectors », présenté à 17th Australasian Fluid Mechanics Conference 2010, 2010, p. 88-91.
- [160] P. Ohnewein et R. Hausner, *A Novel Approach to the Analysis of Hydraulic Designs in Large Solar Collector Arrays*. Engy Proced, 2014.
- [161] M. Jerman et R. Černý, « Effect of moisture content on heat and moisture transport and storage properties of thermal insulation materials », *Energy Build.*, vol. 53, p. 39-46, oct. 2012.
- [162] I. Antepará, Z. Pavlík, J. Žumár, M. Pavlíková, et R. Černý, « Properties of Hydrophilic Mineral Wool for Desalination of Historical Masonry », *Mater. Sci.*, vol. 22, n° 1, févr. 2016.
- [163] CSTB, « Avis Technique 14/13-1891 - WTS F1 – type K1 », Avis Technique 14/13-1891, févr. 2014.

- [164] F. P. Incropera et D. P. DeWitt, *Introduction to heat transfer*, 3rd ed. New York: Wiley, 1996.
- [165] S. R. Dhariwal et U. S. Mirdha, « Analytical expressions for the response of flat-plate collector to various transient conditions », *Energy Convers. Manag.*, vol. 46, n° 11–12, p. 1809-1836, juill. 2005.
- [166] J. Deng *et al.*, « Validation of a simple dynamic thermal performance characterization model based on the piston flow concept for flat-plate solar collectors », *Sol. Energy*, vol. 139, p. 171-178, déc. 2016.
- [167] INSA Rouen, « UV Automatique - Cours 2 : Réponse temporelle des systèmes dynamiques continus LTI ». .
- [168] V. Weitbrecht, D. Lehmann, et A. Richter, « Flow distribution in solar collectors with laminar flow conditions », *Sol. Energy*, vol. 73, n° 6, p. 433–441, 2002.
- [169] R. Laronde, « Fiabilité et durabilité d'un système complexe dédié aux énergies renouvelables - Application à un système photovoltaïque », Institut des Sciences et Techniques de l'Ingénieur d'Angers, 2011.
- [170] P. S. Chopra, C. F. Cheng, et R. M. Wolosewicz, *Preliminary Evaluation of Selected Reliability, Maintainability, and Material Problems in Solar Heating and Cooling Systems*. Department of Energy, Energy and Environmental Systems Division, 1978.
- [171] E. Waite, D. Patterson, L. Prucha, H. Singh, R. Wolosewicz, et P. S. Chopra, « Reliability and Maintainability Evaluation of Solar Control Systems », Argonne National Lab., IL (USA), SOLAR/0903-79/70; ANL/SDP-TM-79-5, mars 1979.
- [172] A. Helgesson, B. Karlsson, et P. Nostell, « Angular dependent optical properties from outdoor measurements of solar glazings », *Sol. Energy*, vol. 69, p. 93-102, juill. 2001.
- [173] The Chemours Company, « Teflon FEP - Fluoropolymer Film -- Information bulletin ». The Chemours Company, 2017.
- [174] S. J. Kline et F. A. McClintock, « Describing Uncertainties in Single-Sample Experiments », *Descr. Uncertainties Single Sample Exp.*, p. 3-8, 1953.

Annexes

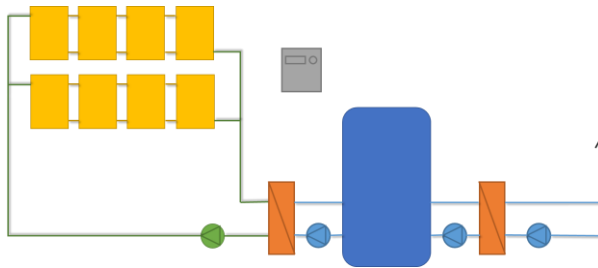
A.	Questionnaire pour le sondage	183
B.	Analyse des Modes de Défaillances, de leur Effet et de leur Criticité d'une ISTGD.....	185
B.1	Captation solaire	185
B.2	Echangeurs externes	186
B.3	Régulation.....	188
B.4	Stockage	192
B.5	Transport primaire	195
B.6	Transport secondaire	201
C.	Justification du nombre de nœuds pour la discrétisation du capteur solaire le long du fluide	207
D.	Simplifications du modèle de capteur solaire pour diminuer le temps de calcul.....	211
D.1	Modèle complet	211
D.1.1	Echanges thermiques par les bords du capteur	211
D.1.2	Echanges thermiques entre le tuyau et la lame d'air.....	212
D.1.3	Ordre de grandeur des différents échanges	212
D.2	Impact des simplifications	213
E.	Echanges radiatifs entre absorbeur et isolant situé sur le côté du capteur solaire.....	215
F.	Paramétrage des principaux composants du modèle de système complet	217
F.1	Capteur solaire	217
F.1.1	Paramètres scalaires	217
F.1.2	Propriétés optiques dépendantes de l'angle d'incidence	218
Verre.....		218
Film FEP		219
Absorbeur		220
F.2	Echangeur de chaleur	221
F.2.1	Dimensionnement.....	221
F.2.2	Paramétrage du modèle.....	221
F.3	Tuyaux	221
F.3.1	Longueurs de tuyaux	221
F.3.2	Discrétisation.....	222
F.3.3	Autres paramètres.....	223
G.	Calcul de la propagation des incertitudes de mesures	224
G.1	Ecart de température ΔT entre l'entrée et la sortie du fluide.....	224
G.2	Puissance P récupérée dans le fluide	224

Annexes

G.3	Rendement η du capteur solaire.....	224
G.4	Température moyenne du fluide T_m	224
G.5	Température réduite T_m^*	224
G.6	Rayonnement incident G pour le banc d'ensoleillement artificiel.....	224
G.7	Température ambiante T_a pour le banc d'ensoleillement artificiel.....	225
G.8	Incertitude d'une moyenne.....	225

A. Questionnaire pour le sondage

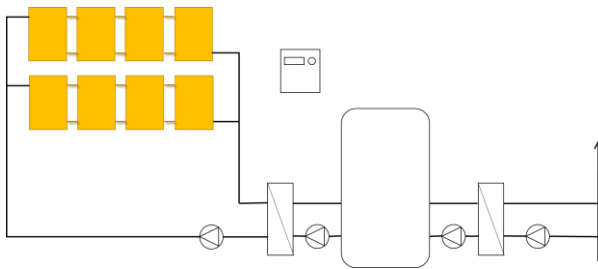
Survey : What are the main faults on solar thermal installations ?



- The system studied :**
- more than 300m² of solar collectors in one field
 - from solar collectors to the feed-in to the network (no auxiliary heating)
 - **the diagram on the left is only indicative : other configurations of the plant are possible.**
 - divided in 6 subsystems :
 - solar collection
 - primary transport
 - storage
 - external heat exchanger
 - secondary transport
 - controller

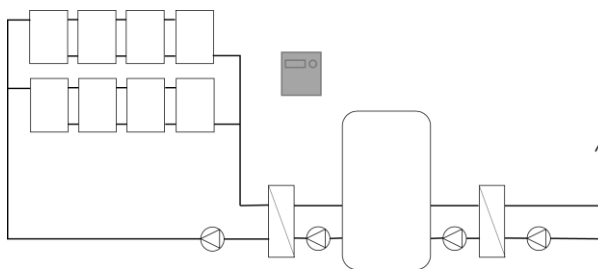
For each subsystem, indicate the defaults you already saw, estimate their frequency (choose between "Low", "Medium" and "High"), make a comment if needed.
The 1st line of each table in italic is an example.

SOLAR COLLECTION = solar collectors, connection, fittings



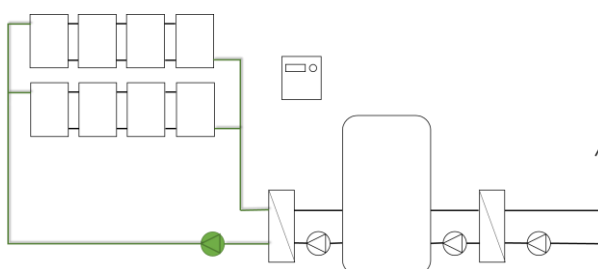
Default	Frequency	Comment
<i>leak in the solar collector</i>	<i>Low</i>	<i>can be caused by bad installation, but mostly a problem of manufacturing</i>

CONTROLLER = controller, sensors



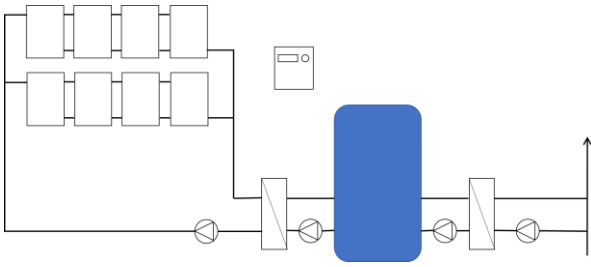
Default	Frequency	Comment
<i>Deviation of the solar collector temperature sensor</i>	<i>Low</i>	<i>hard to detect, big influence on the efficiency of the plant</i>

PRIMARY TRANSPORT = fluid, hydraulics between collectors and first heat exchanger



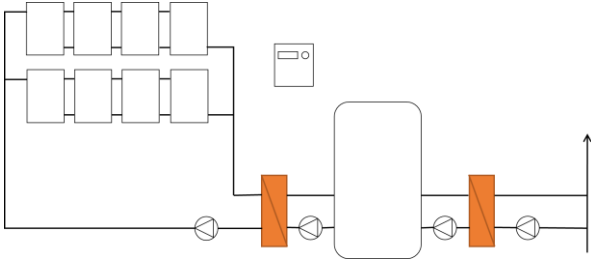
Default	Frequency	Comment
<i>No flowrate : pump out of order</i>	<i>Medium</i>	<i>big problem for the plant</i>

STORAGE = tank(s), stratification devices (if any) and internal heat exchangers



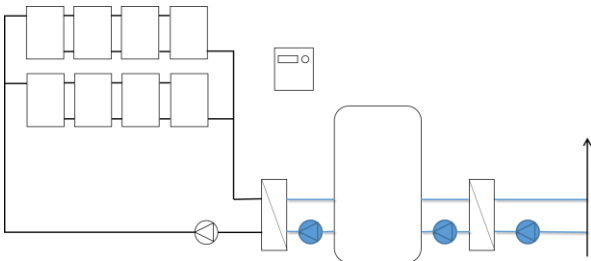
Default	Frequency	Comment
<i>bad active stratification</i>	<i>Medium</i>	<i>often a problem with motorized valves</i>

EXTERNAL HEAT EXCHANGERS



Default	Frequency	Comment
<i>fouling</i>	<i>Medium</i>	<i>progressive appearance</i>

SECONDARY TRANSPORT = hydraulics (pipes, valves, pumps...)



Default	Frequency	Comment
<i>leak</i>	<i>High</i>	<i>one of the most common default</i>

Thank you for your participation !

B. Analyse des Modes de Défaillances, de leur Effet et de leur Criticité d'une ISTGD

Vocabulaire :

- * : composant optionnel,
- *cause seconde* : cause découlant d'un autre mode de défaillance,
- le reste du vocabulaire est défini dans le chapitre 3 section 3.2.2.1.

B.1 Captation solaire

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	S _f	S _g	C _i
Capteur solaire	Transférer l'énergie de l'irradiation solaire au fluide caloporteur sous forme de chaleur	Transfère moins d'énergie que prévu	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • Condensation dans le capteur • Perte du vide (capteurs tubes) • Film FEP défectueux • Masque trop important • Vitrage brisé • Opacification du vitrage • Débit trop faible • Débit trop important • Dégradation de l'isolant • Dégradation du traitement sélectif 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • vieillissement • installation / vieillissement • conception • conception / environnement • vieillissement • cause seconde • cause seconde • conception / installation • environnement 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction • en fonction • en fonction • mise en service • mise en service • en fonction • en fonction • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • intermittente • progressive/abrupte • abrupte • progressive • abrupte • Progressive / intermittente • progressive • progressive 	5	2	10
Capteur solaire	Transférer l'énergie de l'irradiation solaire au fluide caloporteur sous forme de chaleur	Ne transfère plus d'énergie	Le système ne fonctionne plus	<ul style="list-style-type: none"> • Capteur décroché • Pas de débit dans le capteur • Capteur bouché par le glycol 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • cause seconde • cause seconde 			1	5	5
Capteur solaire	Transférer l'énergie de l'irradiation solaire au fluide caloporteur sous forme de chaleur	Fuite dans le capteur	Diminution de la pression dans le circuit primaire / Bulles dans le fluide caloporteur	<ul style="list-style-type: none"> • Mauvaise installation • Vieillissement normal • Vieillissement accéléré suite à mauvaise conception • Vieillissement accéléré suite à surchauffes répétées 	<ul style="list-style-type: none"> • installation • vieillissement • conception • conception / opération 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • en fonction • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte • abrupte 	1	3	3

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
Connecteurs	Permettre le passage du fluide caloporteur d'un capteur solaire à l'autre	Fuite	Diminution de la pression dans le circuit primaire / Bulles dans le fluide caloporteur	<ul style="list-style-type: none"> Mauvaise mise en place Mauvaise position relative des capteurs Utilisation de joints inappropriés Viellissement des joints Déplacement des capteurs 	<ul style="list-style-type: none"> installation cause seconde installation vieillissement cause seconde conception / installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service / en fonction en fonction en fonction mise en service en fonction mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte progressive progressive abrupte progressive abrupte 	2	3	6
Connecteurs	Permettre le passage du fluide caloporteur d'un capteur solaire à l'autre	Pertes thermiques importantes	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> Pas de calorifugeage des connecteurs Détérioration de l'isolant Calorifugeage pas assez important 	<ul style="list-style-type: none"> conception vieillissement conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte progressive abrupte 	1	2	2
Système de fixation	Maintenir les capteurs solaires immobiles	Décrochage d'un capteur	Fuite des connecteurs / Fuite des raccords hydrauliques / Endommagement des capteurs pouvant diminuer leur rendement voire les rendre inopérant	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise installation mauvaise conception mauvais choix du matériel conditions météorologiques exceptionnelles détérioration de la zone d'accroche au capteur vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception conception environnement environnement vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction en fonction en fonction en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte 	1	5	5
Système de fixation	Maintenir les capteurs solaires immobiles	Décrochage de la surface fixe	Fuite des connecteurs / Fuite des raccords hydrauliques / Endommagement des capteurs pouvant diminuer leur rendement voire les rendre inopérant	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise installation mauvaise conception mauvais choix du matériel conditions météorologiques exceptionnelles détérioration de la surface fixe vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception conception environnement environnement vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction en fonction en fonction en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte 	1	4	4
Système de fixation	Maintenir les capteurs solaires immobiles	Déplacement des capteurs	Fuite des connecteurs / Fuite des raccords hydrauliques	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise installation mauvaise conception mauvais choix du matériel conditions météorologiques exceptionnelles vieillissement détérioration de la zone d'accroche au capteur desserrement des boulons mauvaise installation 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception conception environnement vieillissement environnement vieillissement installation 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction en fonction en fonction en fonction en fonction en fonction mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte progressive abrupte 	1	3	3
Système de fixation	Maintenir les capteurs solaires immobiles	Mauvaise position relative des capteurs	Risque de fuite des connecteurs	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise installation 	<ul style="list-style-type: none"> installation 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> progressive abrupte 	1	3	3

B.2 Echangeurs externes

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
Echangeur eau chaude externe*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Mauvais rendement	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • Encrassement • Régulation non optimale • Non respect du schéma de branchements • Mauvais dimensionnement • Mauvais équilibrage des débits primaire et secondaire • Mauvais équilibrage si plusieurs en parallèle 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • cause seconde • installation • conception • conception / installation • installation 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • mise en service • mise en service • mise en service • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte • abrupte • progressive 	3	2	6
Echangeur eau chaude externe*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Encrassement	Risque de particules dans le fluide concerné / Diminution du débit / Diminution du rendement de l'échangeur	<ul style="list-style-type: none"> • Vieillessement • Particules dans le fluide • Corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> • vieillissement • cause seconde • cause seconde 			2	3	6
Echangeur eau chaude externe*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Entartrage	Risque de particules dans le fluide concerné / Diminution du débit / Diminution du rendement de l'échangeur	<ul style="list-style-type: none"> • Mauvaise qualité de l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde 			2	3	6
Echangeur eau chaude externe*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Pertes thermiques importantes	Diminution du rendement de l'échangeur	<ul style="list-style-type: none"> • calorifugeage pas assez épais • humidification du calorifugeage • fuite de l'échangeur • absence de calorifugeage 	<ul style="list-style-type: none"> • conception / installation • environnement • cause seconde • installation 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte 	1	2	2
Echangeur eau chaude externe*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Fuite entre les deux fluides	Risque de dégradation de la qualité sanitaire de l'eau (avec eau morte) / Problèmes de pression des différents circuits	<ul style="list-style-type: none"> • problème de fabrication • matériel non adapté • vieillissement • corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • conception • vieillissement • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte 	1	3	3
Echangeur eau chaude externe*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Fuite vers l'extérieur	Dégradation de l'isolation thermique / Remplacement de l'eau par de l'air	<ul style="list-style-type: none"> • problème de fabrication • matériel non adapté • vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • conception • vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte 	1	3	3
Echangeur eau chaude externe*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Corrosion	Risque de fuite / Risque de particules dans l'eau / Risque de dégradation de la qualité de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> • choix de matériaux inadaptés (compatibilité chimique) • eau de mauvaise qualité 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • progressive 	1	3	3

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
Echangeur solaire externe*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage ou de distribution	Mauvais rendement	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> Mauvais dimensionnement Encrassement Régulation non optimale Non respect du schéma de branchements Mauvais équilibrage des débits primaire et secondaire Mauvais équilibrage si plusieurs en parallèle 	<ul style="list-style-type: none"> conception cause seconde cause seconde installation conception / installation installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte 	3	2	6
Echangeur solaire externe*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage ou de distribution	Encrassement	Risque de particules dans le fluide concerné / Diminution du débit / Diminution du rendement de l'échangeur	<ul style="list-style-type: none"> Viellissement Particules dans le fluide Corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> vieillissement cause seconde cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> progressive 	2	3	6
Echangeur solaire externe*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage ou de distribution	Fuite entre les deux fluides	Risque de diminution de la protection au gel du fluide caloporteur solaire / Problèmes de pression des différents circuits	<ul style="list-style-type: none"> problème de fabrication matériel non adapté vieillissement gel à cause de clapets anti-retour manquants corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> conception conception vieillissement conception cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte 	1	4	4
Echangeur solaire externe*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage ou de distribution	Pertes thermiques importantes	Diminution du rendement de l'échangeur	<ul style="list-style-type: none"> absence de calorifugeage calorifugeage pas assez épais humidification du calorifugeage fuite de l'échangeur 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception / installation environnement cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	2	2
Echangeur solaire externe*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage ou de distribution	Corrosion	Risque de fuite / Risque de particules dans le fluide concerné / Risque de dégradation de la qualité du fluide	<ul style="list-style-type: none"> choix de matériaux inadaptés (compatibilité chimique) acidification du fluide caloporteur air dans l'eau mauvaise qualité de l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> conception cause seconde cause seconde cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> progressive 	1	3	3
Echangeur solaire externe*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage ou de distribution	Fuite vers l'extérieur	Dégradation de l'isolation thermique / Remplacement de l'eau par de l'air	<ul style="list-style-type: none"> problème de fabrication matériel non adapté vieillissement gel à cause de clapets anti-retour manquants 	<ul style="list-style-type: none"> conception conception vieillissement conception 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte 	1	3	3

B.3 Régulation

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
Automate(s) de régulation	Réguler l'ensemble du système	Panne de la régulation	Plus de production d'énergie / Surchauffe du circuit primaire	<ul style="list-style-type: none"> plus de mesure de température plus de mesure d'ensoleillement automate de mauvaise qualité surtension du circuit électrique plus de courant électrique vieillesse normal de l'automate pas de branchement au secteur de l'automate défaut électronique 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde conception operating environnement vieillesse installation vieillesse 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction en fonction mise en service en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte 	2	5	10
Automate(s) de régulation	Réguler l'ensemble du système	Régulation non optimale	Diminution de la production globale du système / Surchauffe du circuit primaire	<ul style="list-style-type: none"> mesure de sonde de température erronée mesure d'ensoleillement erronée mesure de pression erronée mauvais paramétrage algorithme de régulation non optimal automate de mauvaise qualité 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde cause seconde installation / operating conception / installation conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service / en fonction mise en service mise en service / en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte / progressive / intermittente 	3	3	9
Câble de commande de la vanne 3 voies du dispositif anti-surchauffe*	Piloter la vanne 3 voies du dispositif anti-surchauffe	Plus de pilotage	Vanne bloquée en position ouverte / Vanne bloquée en position fermée / Vanne bloquée en position semi-ouverte	<ul style="list-style-type: none"> détérioration des câbles suite à cause extérieure détérioration des câbles suite à problème de conception détérioration des câbles mauvais branchement pas de branchement sortie automate HS 	<ul style="list-style-type: none"> environnement conception vieillesse installation installation vieillesse 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction mise en service mise en service en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> intermittente / abrupte intermittente / abrupte abrupte abrupte abrupte 	1	4	4
Câble de commande des vannes 3 voies*	Piloter les vannes 3 voies	Plus de pilotage	Vanne bloquée	<ul style="list-style-type: none"> détérioration des câbles suite à cause extérieure détérioration des câbles suite à problème de conception détérioration des câbles mauvais branchement pas de branchement sortie automate HS 	<ul style="list-style-type: none"> environnement conception vieillesse installation installation vieillesse 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction mise en service mise en service en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> intermittente / abrupte intermittente / abrupte abrupte abrupte abrupte 	1	4	4

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
Câbles de commande des pompes	Piloter les pompes	Plus de pilotage	Pompe toujours à l'arrêt	<ul style="list-style-type: none"> détérioration des câbles suite à cause extérieure détérioration des câbles suite à problème de conception détérioration des câbles mauvais branchement pas de branchement sortie automate HS 	<ul style="list-style-type: none"> environnement conception vieillessement installation installation vieillessement 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction mise en service mise en service en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> intermittente / abrupte intermittente / abrupte abrupte abrupte abrupte 	1	5	5
Sonde de pression*	Mesurer la pression dans le circuit primaire	Plus de mesure	Régulation en panne si fonctionnement avec mesure de pression	<ul style="list-style-type: none"> câble non branché sonde de mauvaise qualité dégradation du câble vieillessement du matériel 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception vieillessement vieillessement 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte 	2	1	2
Sonde de température capteur	Mesurer la température du fluide caloporteur en sortie du champ solaire	Mesure erronée	Régulation non optimale	<ul style="list-style-type: none"> sonde hors du doigt de gant sonde mal calibrée sonde pas sur le capteur le plus chaud doigt de gant mal positionné dans le capteur sonde mal installée câble de sonde mal installé inversion de câbles de sonde sonde de mauvaise qualité dégradation du câble vieillessement du matériel 	<ul style="list-style-type: none"> conception / installation installation conception / installation conception installation installation installation conception vieillessement vieillessement 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction mise en service mise en service mise en service mise en service / en fonction mise en service / en fonction mise en service / en fonction en fonction en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte / progressive progressive progressive 	5	4	20
Sonde de température capteur	Mesurer la température du fluide caloporteur en sortie du champ solaire	Plus de mesure	Panne de la régulation	<ul style="list-style-type: none"> câble non branché sonde de mauvaise qualité câble de sonde mal installé dégradation du câble vieillessement du matériel prolongation des câbles mal effectuée foudre 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception installation vieillessement vieillessement installation environnement 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service mise en service / en fonction en fonction en fonction mise en service / en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte 	3	5	15
Sonde d'irradiation*	Mesurer l'ensoleillement sur les capteurs solaires	Plus de mesure	Panne de la régulation si fonctionnement sur seuils d'ensoleillement	<ul style="list-style-type: none"> câble non branché sonde de mauvaise qualité dégradation du câble vieillessement du matériel intempéries animaux 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception vieillessement vieillessement environnement environnement 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte 	2	5	10

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
Sonde d'irradiation*	Mesurer l'ensoleillement sur les capteurs solaires	Mesure erronée	Régulation non optimale si fonctionnement sur seuils d'ensoleillement	<ul style="list-style-type: none"> sonde mal calibrée sonde pas dans le plan des capteurs ombrage de la sonde sonde de mauvaise qualité dégradation du câble vieillessement du matériel 	<ul style="list-style-type: none"> installation installation conception / installation conception vieillessement vieillessement 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service mise en service mise en service / en fonction en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte intermittente abrupte / progressive progressive progressive 	1	4	4
Sondes de température entrée/sortie échangeurs	Mesurer les températures des différents fluides aux bornes des échangeurs	Mesure erronée	Régulation non optimale	<ul style="list-style-type: none"> sonde mal calibrée sonde non positionnée selon le schéma inversion de câbles de sonde sonde de mauvaise qualité dégradation du câble vieillessement du matériel sonde mal installée câble de sonde mal installé 	<ul style="list-style-type: none"> installation installation installation conception vieillessement vieillessement installation installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service mise en service / en fonction en fonction en fonction mise en service mise en service / en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte / progressive progressive progressive abrupte abrupte 	4	4	16
Sondes de température entrée/sortie échangeurs	Mesurer les températures des différents fluides aux bornes des échangeurs	Plus de mesure	Panne de la régulation	<ul style="list-style-type: none"> câble non branché sonde de mauvaise qualité dégradation du câble vieillessement du matériel prolongation des câbles mal effectuée câble de sonde mal installé 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception vieillessement vieillessement installation installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service en fonction en fonction mise en service / en fonction mise en service / en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte 	2	5	10
Sondes de température stockage*	Mesurer la température à l'intérieur du dispositif de stockage	Mesure erronée	Informations erronées sur le contenu énergétique du stockage / Mauvaise détection de défaut sur le stockage (faux positifs / vrais négatifs)	<ul style="list-style-type: none"> sonde mal calibrée sonde non positionnée selon le schéma inversion de câbles de sonde sonde de mauvaise qualité dégradation du câble vieillessement du matériel sonde mal installée câble de sonde mal installé 	<ul style="list-style-type: none"> installation installation installation conception vieillessement vieillessement installation installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service mise en service / en fonction en fonction en fonction mise en service mise en service / en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte / progressive progressive progressive abrupte abrupte 	4	1	4

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
Sondes de température stockage*	Mesurer la température à l'intérieur du dispositif de stockage	Plus de mesure	Plus d'informations sur le contenu énergétique du stockage / Non détection de défaut sur le stockage	<ul style="list-style-type: none"> câble non branché sonde de mauvaise qualité dégradation du câble vieillessement du matériel prolongation des câbles mal effectuée câble de sonde mal installé 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception vieillessement vieillessement installation installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service en fonction en fonction mise en service / en fonction mise en service / en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte 	2	1	2

B.4 Stockage

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
Ballons de stockage*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Ballon chauffe pas assez	Pas de sotckage des calories solaires / Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> Mesure erronée de la sonde de température Vanne bloquée pas de respect du schéma des piquages hauteur des piquages non optimale régulation non optimale mauvaise stratification thermique mauvaise installation (plusieurs ballons) 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde installation conception cause seconde conception conception / installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte intermittente / abrupte abrupte 	4	3	12
Ballons de stockage*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Pertes thermiques importantes	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> absence de calorifugeage calorifugeage pas assez épais calorifugeage non adapté aux températures humidication suite à fuite thermosiphons sur les entrées-sorties mauvaise installation du calorifugeage 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception / installation conception / installation cause seconde cause seconde installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte 	2	2	4
Ballons de stockage*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Ballon ne chauffe pas	Pas de sotckage des calories solaires / Importante diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> Plus de mesure de la sonde de température Mesure erronée de la sonde de température Panne de la pompe primaire Vanne bloquée 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde cause seconde cause seconde 			1	4	4

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
Ballons de stockage*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Encrassement	Risque de particules dans l'eau	<ul style="list-style-type: none"> particules dans l'eau corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde 			1	3	3
Ballons préssurisé*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Pression trop élevée	Déclenchement du purgeur d'air	<ul style="list-style-type: none"> pression trop élevée dans les canalisations régulation non optimale (autorisation du dépassement de Tmax) 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde 			1	4	4
Ballons préssurisé*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Air au sommet du ballon	Mauvais débits des circuits	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise purge pas de purgeur au sommet du ballon 	<ul style="list-style-type: none"> installation installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	2	2
Ballons préssurisé*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Fuite	Diminution de la pression dans le ballon / Dégradation de l'isolation thermique / Air dans l'eau	<ul style="list-style-type: none"> corrosion problème de fabrication matériaux non adaptés à la température pression trop élevée 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde conception conception 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	3	3
Ballons préssurisé*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Pression trop faible	? Effet sur les pompes ?	<ul style="list-style-type: none"> fuite des échangeurs fuite des canalisations fuite des raccords air dans l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde cause seconde cause seconde cause seconde 			1	3	3
Ballons préssurisé*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Corrosion	Risque de fuite / Risque de particules dans l'eau	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise qualité de l'eau choix de matériaux inadaptés (compatibilité chimique) air dans l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> progressive 	1	2	2
Ballons sous pression atmosphérique*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Fuite	Dégradation de l'isolation thermique / Remplacement de l'eau par de l'air	<ul style="list-style-type: none"> corrosion problème de fabrication matériaux non adaptés à la température 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde conception conception 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	3	3
Ballons sous pression atmosphérique*	Stocker la chaleur sous forme d'un fluide chaud	Corrosion	Risque de fuite / Risque de particules dans l'eau	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise qualité de l'eau choix de matériaux inadaptés (compatibilité chimique) air dans l'eau malfonctionnement du générateur d'azote 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde conception cause seconde environnement 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> progressive 	1	2	2
Eau	Conserver la chaleur	Air dans l'eau	Corrosion	<ul style="list-style-type: none"> ajout d'eau dans le circuit dispositif de remplissage en azote du ballon non pressurisé non fonctionnel 	<ul style="list-style-type: none"> opération environnement 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	3	3
Eau	Conserver la chaleur	Mauvaise qualité de l'eau (acide/basique/ calcaire)	Corrosion du ballon / Corrosion des différents organes du circuit hydraulique si eau circulante	<ul style="list-style-type: none"> pas d'adoucisseur eau du réseau de mauvaise qualité 	<ul style="list-style-type: none"> conception environnement 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	3	3

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
Eau	Conserver la chaleur	Particules dans l'eau	Encrassement du ballon / Encrassement des différents organes du circuit hydraulique si eau circulante / Dégradation de la pompe si eau circulante	<ul style="list-style-type: none"> • eau du réseau de mauvaise qualité • mauvais nettoyage des canalisations 	<ul style="list-style-type: none"> • environnement • installation 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte 	1	3	3
Eau	Conserver la chaleur	Glycol dans l'eau	Fuites possibles au niveaux des raccords hydrauliques / Dégradation de la qualité de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> • Fuite au niveau de l'échangeur de chaleur solaire 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde 			1	2	2
Echangeur eau chaude interne*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Fuite	Risque de dégradation de la qualité sanitaire de l'eau (avec eau morte) / Problèmes de pression des différents circuits	<ul style="list-style-type: none"> • problème de fabrication • matériel non adapté • vieillissement • corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • conception • vieillissement • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte 	1	3	3
Echangeur eau chaude interne*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Mauvais rendement	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • Encrassement • Régulation non optimale • Mauvais dimensionnement 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • cause seconde • conception 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte 	1	2	2
Echangeur eau chaude interne*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Encrassement	Diminution du rendement de l'échangeur	<ul style="list-style-type: none"> • Vieillissement • Particules dans l'eau • Corrosion • mauvaise qualité de l'eau (calcaire) 	<ul style="list-style-type: none"> • vieillissement • cause seconde • cause seconde • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • progressive 	1	2	2
Echangeur eau chaude interne*	Transférer la chaleur du fluide de stockage vers le fluide de distribution	Corrosion	Risque de fuite / Risque de particules dans l'eau	<ul style="list-style-type: none"> • mauvaise qualité de l'eau • choix de matériaux inadaptés (compatibilité chimique) • air dans l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • conception • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • progressive 	1	2	2
Echangeur solaire interne*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage	Fuite	Risque de glycol dans l'eau / Risque de diminution de la protection au gel du fluide caloporteur solaire / Problèmes de pression des différents circuits	<ul style="list-style-type: none"> • problème de fabrication • matériel non adapté • vieillissement • corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • conception • vieillissement • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte 	1	3	3
Echangeur solaire interne*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage	Mauvais rendement	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • Mauvais dimensionnement • Encrassement • Régulation non optimale 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • cause seconde • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte 	1	2	2

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
Echangeur solaire interne*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage	Encrassement	Diminution du rendement de l'échangeur	<ul style="list-style-type: none"> • Vieillessement • Particules dans le fluide • Corrosion • mauvaise qualité de l'eau (calcaire) 	<ul style="list-style-type: none"> • vieillissement • cause seconde • cause seconde • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • progressive 	1	2	2
Echangeur solaire interne*	Transférer la chaleur du fluide du circuit primaire vers le fluide de stockage	Corrosion	Risque de fuite / Risque de particules dans l'eau	<ul style="list-style-type: none"> • choix de matériaux inadaptés (compatibilité chimique) • acidification du fluide caloporteur • air dans le fluide caloporteur • mauvaise qualité de l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • cause seconde • cause seconde • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • progressive 	1	2	2

B.5 Transport primaire

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
Canalisations	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre le champ solaire et les bornes de l'échangeur en conservant sa chaleur	Surchauffe	Dégradation du fluide caloporteur / Déclenchement de la soupape de sécurité / Dégradation de la pompe si mouvement du fluide	<ul style="list-style-type: none"> • problème de dimensionnement • pompe ne fonctionne pas • vanne d'isolement fermée • équilibrage mal fait • panne de la régulation • régulation non optimale • bulles dans le fluide caloporteur • dispositif anti-surchauffe ne fonctionne pas • problème au niveau de la demande en chaleur 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • cause seconde • cause seconde • cause seconde • cause seconde • cause seconde • cause seconde • cause seconde • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • intermittente 	1	5	5
Canalisations	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre le champ solaire et les bornes de l'échangeur en conservant sa chaleur	Fuite	Diminution de la pression dans le circuit primaire / Bulles dans le fluide caloporteur	<ul style="list-style-type: none"> • corrosion • gel • pression trop importante • perçage à cause d'une action humaine • mauvaise installation (torsion) • vieillissement • compensation de l'expansion linéaire insuffisante 	<ul style="list-style-type: none"> • environnement • cause seconde • cause seconde • cause seconde • environnement • installation • vieillissement • installation 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte 	3	3	9
Canalisations	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre le champ solaire et les bornes de l'échangeur en conservant sa chaleur	Mauvais équilibrage du fluide	Surchauffe de certaines zones du circuit primaire / Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • Mauvaise conception du circuit • Equilibrage des vannes non optimal • Pas d'équilibrage du fluide • Bulles dans le circuit 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • cause seconde • cause seconde • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte 	2	4	8

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
Canalisations	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre le champ solaire et les bornes de l'échangeur en conservant sa chaleur	Pression trop faible	Cavitation de la pompe / Pas de circulation (pression < pression statique)	<ul style="list-style-type: none"> Fuite des conduites Fuite au niveau des raccords Fuite au niveau des capteurs solaires Mauvaise calibration à la mise en service mauvais dimensionnement du vase d'expansion vase d'expansion HS surchauffe 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde cause seconde installation cause seconde cause seconde cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	4	4
Canalisations	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre le champ solaire et les bornes de l'échangeur en conservant sa chaleur	Encrassement	Débit trop faible / Dégradation de la pompe primaire / Augmentation de la consommation électrique de la pompe primaire / Risque de particules dans le fluide caloporteur	<ul style="list-style-type: none"> mauvais nettoyage des canalisations particules dans le fluide caloporteur corrosion canalisations inadaptées (acier galvanisé) 	<ul style="list-style-type: none"> installation cause seconde cause seconde installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	3	3
Canalisations	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre le champ solaire et les bornes de l'échangeur en conservant sa chaleur	Pression trop importante	Fuites possibles au niveaux des raccords hydrauliques / Dégradation de la pompe	<ul style="list-style-type: none"> pas de déclenchement de la soupape de sécurité vanne d'isolement fermée Mauvaise calibration à la mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	3	3
Canalisations	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre le champ solaire et les bornes de l'échangeur en conservant sa chaleur	Corrosion	Risque de fuite / Dégradation du fluide caloporteur / Risque d'encrassement	<ul style="list-style-type: none"> choix de matériaux inadaptés (compatibilité chimique) acidification du fluide caloporteur 	<ul style="list-style-type: none"> conception cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> progressive 	1	2	2
Canalisations extérieures	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre le champ solaire et l'intérieur de la chaufferie en conservant sa chaleur	Pertes thermiques importantes	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> absence de calorifugeage calorifugeage pas assez épais dégradation du calorifugeage suite au manque de protection (UV/mécanique) isolant non spécifique haute température absence de calorifugeage des raccords 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception / installation conception / installation installation installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service en fonction en fonction mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte progressive progressive abrupte 	2	2	4

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
Canalisations extérieures	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre le champ solaire et l'intérieur de la chaufferie en conservant sa chaleur	Corrosion extérieure	Risque de fuites	<ul style="list-style-type: none"> climat corrosif mauvais choix de matériel 	<ul style="list-style-type: none"> environnement installation 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> progressive 	1	2	2
Canalisations intérieures	Permettre la circulation du fluide caloporteur entre l'entrée dans la chaufferie et les bornes de l'échangeur en conservant sa chaleur	Pertes thermiques importantes	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> absence de calorifugeage calorifugeage pas assez épais humidification du calorifugeage humidification suite à fuite isolant non spécifique haute température absence de calorifugeage des raccords 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception / installation environnement cause seconde installation installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service en fonction mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte progressive abrupte 	2	2	4
Dispositif anti-surchauffe (aérotherme)*	Limiter le risque de surchauffe en refroidissant le fluide	Ne fonctionne pas en cas de surchauffe	Risque de fuite / Vieillesse prématuré du matériel	<ul style="list-style-type: none"> régulation non optimale panne de la régulation panne d'une pompe ou de la vanne motorisée du système 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde environnement 			1	4	4
Dispositif anti-surchauffe (aérotherme)*	Limiter le risque de surchauffe en refroidissant le fluide	Fonctionne mal en cas de surchauffe	Risque de fuite / Vieillesse prématuré du matériel	<ul style="list-style-type: none"> régulation non optimale panne de la régulation panne de la vanne motorisée panne du ventilateur 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde environnement environnement 			1	4	4
Dispositif anti-surchauffe (aérotherme)*	Limiter le risque de surchauffe en refroidissant le fluide	Fonctionne en permanence	Pertes thermiques élevées / Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> régulation non optimale panne de la régulation problème sur une vanne motorisée 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde environnement 			1	3	3
Dispositif anti-thermosiphon*	Empêcher la formation d'un thermosiphon dans les conduites verticales	Plus de débit	Système à l'arrêt / Risque de surchauffe / Risque de panne de la pompe	<ul style="list-style-type: none"> posé à l'envers 	<ul style="list-style-type: none"> installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	5	5
Dispositif anti-thermosiphon*	Empêcher la formation d'un thermosiphon dans les conduites verticales	Formation d'un thermosiphon	Pertes thermiques importantes	<ul style="list-style-type: none"> absent défectueux 	<ul style="list-style-type: none"> conception / installation vieillesse 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> intermittente intermittente 	1	3	3
Fluide caloporteur Solution d'eau additionnée de propylène- ou éthylène-glycol	Transporter la chaleur des capteurs solaires vers l'échangeur primaire	Bulles dans le fluide caloporteur	Aération de la pompe / Débit trop faible dans certaines zones / Bruit / Mauvais comportement au démarrage	<ul style="list-style-type: none"> purge mal effectuée cavitation de la pompe surchauffe purgeurs d'air ouverts fuite des échangeurs fuite des canalisations fuite des raccords fuite du capteur 	<ul style="list-style-type: none"> installation cause seconde cause seconde cause seconde cause seconde cause seconde cause seconde cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	3	4	12

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	S _f	S _g	C _i
Fluide caloporteur Solution d'eau additionnée de propylène- ou éthylène-glycol	Transporter la chaleur des capteurs solaires vers l'échangeur primaire	Dégradation du fluide : augmentation de sa viscosité	Encrassement des conduites / Augmentation de la consommation de la pompe / Vieillessement accéléré du circuit primaire	<ul style="list-style-type: none"> • Surchauffe • Non remplacement suite à vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • operating 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • progressive 	1	4	4
Fluide caloporteur Solution d'eau additionnée de propylène- ou éthylène-glycol	Transporter la chaleur des capteurs solaires vers l'échangeur primaire	Dégradation du fluide : diminution de son pH	Corrosion des différents organes du circuit hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> • Surchauffe • Non remplacement suite à vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • operating 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • progressive 	2	3	6
Fluide caloporteur Solution d'eau additionnée de propylène- ou éthylène-glycol	Transporter la chaleur des capteurs solaires vers l'échangeur primaire	Manque de fluide après stagnation	Pression trop faible / Bulles dans le fluide caloporteur	<ul style="list-style-type: none"> • vase d'expansion mal dimensionné • purgeurs d'air ouverts 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • cause seconde 			1	4	4
Fluide caloporteur Solution d'eau additionnée de propylène- ou éthylène-glycol	Transporter la chaleur des capteurs solaires vers l'échangeur primaire	Gel	Risque de créer des fuites dans les capteurs solaires / Risque de créer des fuites dans la partie du circuit primaire située à l'extérieur	<ul style="list-style-type: none"> • Protection au gel insuffisante • température extérieure exceptionnellement basse 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • environnement 			1	4	4
Fluide caloporteur Solution d'eau additionnée de propylène- ou éthylène-glycol	Transporter la chaleur des capteurs solaires vers l'échangeur primaire	Protection au gel insuffisante	Risque de gel	<ul style="list-style-type: none"> • Mauvais choix de fluide • Ajout d'eau après fuite • Vieillessement • Surchauffe • Fuite sur l'échangeur de chaleur solaire 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • operating • vieillissement • cause seconde • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • progressive 	1	3	3
Fluide caloporteur Solution d'eau additionnée de propylène- ou éthylène-glycol	Transporter la chaleur des capteurs solaires vers l'échangeur primaire	Particules dans le fluide caloporteur	Encrassement des différents organes du circuit hydraulique / Dégradation de la pompe primaire	<ul style="list-style-type: none"> • Corrosion des canalisations • Mauvais rinçage des canalisations 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • installation 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte 	1	3	3
Pompe primaire	Mettre le fluide caloporteur en mouvement	Pompe toujours à l'arrêt	Plus de production d'énergie / Surchauffe du circuit primaire	<ul style="list-style-type: none"> • régulation non optimale • panne de la régulation • plus de pilotage • plus de courant électrique 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • cause seconde • cause seconde • environnement • operating 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte 	5	5	25

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
				<ul style="list-style-type: none"> • mise en sécurité suite à surchauffe • panne de la pompe : vieillissement normal • panne de la pompe : pompe inadaptée • pompe grippée • pompe non branchée sur le secteur • pompe montée à l'envers • clapets anti-retour montés à l'envers • vanne fermée • air dans le système • pression trop faible • encrassement des canalisations • pompe sous-dimensionnée 	<ul style="list-style-type: none"> • vieillissement • conception • installation • installation • installation • cause seconde • cause seconde • cause seconde • cause seconde • cause seconde • conception 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction • en fonction • mise en service • mise en service • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte • abrupte • abrupte 			
Pompe primaire	Mettre le fluide caloporteur en mouvement	Débit trop faible	Risque de surchauffe	<ul style="list-style-type: none"> • mauvais réglage de la pompe • régulation non optimale • pompe sousdimensionnée • fluide caloporteur trop visqueux • pompe fatiguée • pompe grippée 	<ul style="list-style-type: none"> • installation • cause seconde • conception • cause seconde • vieillissement • vieillissement / installation 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • mise en service • mise en service • en fonction • en fonction / mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • progressive / abrupte 	2	4	8
Pompe primaire	Mettre le fluide caloporteur en mouvement	Cavitation	Dégradation de la pompe / Mauvais débit voire pas de débit / Bulles dans le fluide caloporteur	<ul style="list-style-type: none"> • Débit trop important • Fluide caloporteur trop visqueux • Mauvaise installation • Pression trop faible 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde • cause seconde • installation • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte 	1	4	4
Pompe primaire	Mettre le fluide caloporteur en mouvement	Fonctionnement intermittente	Risque de surchauffe / Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • pompe fatiguée • régulation non optimale 	<ul style="list-style-type: none"> • vieillissement • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte 	1	4	4
Pompe primaire	Mettre le fluide caloporteur en mouvement	Aération	Dégradation de la pompe / Risque de panne	<ul style="list-style-type: none"> • Bulles dans le fluide caloporteur 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde 			1	3	3
Pompe primaire	Mettre le fluide caloporteur en mouvement	Pompe toujours en fonctionnement	Surconsommation électrique du système / Pertes thermiques très importantes / Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • régulation non optimale 	<ul style="list-style-type: none"> • cause seconde 			1	3	3

Annexes

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
Pompe primaire	Mettre le fluide caloporteur en mouvement	Consommation électrique trop élevée	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • pompe sous-dimensionnée • mauvais choix de pompe • cavitation 	<ul style="list-style-type: none"> • conception • conception • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte 	1	2	2
Pompe primaire	Mettre le fluide caloporteur en mouvement	Débit trop important	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • mauvais réglage de la pompe • régulation non optimale • pompe surdimensionnée 	<ul style="list-style-type: none"> • installation • cause seconde • conception 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte 	1	2	2
Purgeurs d'air et leur vannes d'isolement*	Permettre la purge du circuit lors de son remplissage	Purgeur d'air et vanne d'isolement ouverts pendant l'opération	Fuites si surchauffe	<ul style="list-style-type: none"> • pas de fermeture après mise en service • pas de fermeture après opération de maintenance • vanne défaillante : vieillissement • vanne défaillante : non adaptée 	<ul style="list-style-type: none"> • installation • operating • vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • progressive 	1	3	3
Purgeurs d'air et leur vannes d'isolement*	Permettre la purge du circuit lors de son remplissage	Fuite	Bulles dans le circuit / Baise de pression	<ul style="list-style-type: none"> • problème d'installation • matériel inadapté 	<ul style="list-style-type: none"> • installation • installation 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte 	1	3	3
Raccords hydrauliques	Raccorder de façon étanche les différents éléments du circuit hydraulique	Fuite	Diminution de la pression dans le circuit primaire / Bulles dans le fluide caloporteur	<ul style="list-style-type: none"> • Mauvais serrage des raccords • Mauvaise installation • Vieillessement des joints • Matériel non adapté au solaire • Pression trop importante • Corrosion • Vieillessement "normal" dû au stress mécanique et thermique important • Trop de raccords 	<ul style="list-style-type: none"> • installation • installation • vieillissement • conception • cause seconde • cause seconde • vieillissement • installation / conception 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • en fonction • en fonction • mise en service • en fonction • mise en service • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte • progressive • abrupte 	4	3	12
Soupape de sécurité	Limiter l'augmentation de pression dans le circuit primaire en cas de surchauffe	Ne s'ouvre pas en cas de surpression	Risque de fuite / Vieillessement prématuré du matériel	<ul style="list-style-type: none"> • mauvais tarage • vieillissement • vieillissement prématuré : non adaptée 	<ul style="list-style-type: none"> • installation • vieillissement • conception 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte 	1	4	4
Soupape de sécurité	Limiter l'augmentation de pression dans le circuit primaire en cas de surchauffe	S'ouvre sans surpression	Bulles dans le fluide caloporteur / diminution de la pression dans le circuit	<ul style="list-style-type: none"> • mauvais tarage • vieillissement • vieillissement prématuré : non adaptée • surchauffes 	<ul style="list-style-type: none"> • installation • vieillissement • conception • cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte 	1	3	3
Vannes d'équilibrage*	Equilibrer les débits du fluide caloporteur dans les différentes parties du champ solaire	Equilibrage du fluide non optimal	Surchauffe de certaines zones du circuit primaire / Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> • pas de réglage des vannes • réglage des vannes non optimal • réglage plus adapté • vanne défaillante • vanne non adaptée 	<ul style="list-style-type: none"> • installation • Installation • operating • vieillissement 	<ul style="list-style-type: none"> • mise en service • mise en service • en fonction • en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> • abrupte • abrupte • abrupte • progressive 	1	4	4

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
				<ul style="list-style-type: none"> fuite dans le circuit primaire 	<ul style="list-style-type: none"> conception cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> progressive 			
Vannes d'équilibrage*	Equilibrer les débits du fluide caloporteur dans les différentes parties du champ solaire	Pas d'équilibrage du fluide	Surchauffe de certaines zones du circuit primaire / Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> absence de vannes de réglage vannes HS : vieillissement vannes HS : non adaptée 	<ul style="list-style-type: none"> conception vieillissement conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte progressive 	1	4	4
Vannes d'isolement	Isoler certaines parties du système pour la maintenance	Vanne fermée pendant l'opération	Risque de surchauffe et donc de surpression de la zone sans organe de sécurité / Risque de fuite / Risque de dégradation du matériel	<ul style="list-style-type: none"> oubli d'ouverture lors de la mise en service oubli d'ouverture après maintenance 	<ul style="list-style-type: none"> installation operating 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	5	5
Vannes d'isolement	Isoler certaines parties du système pour la maintenance	Vanne non totalement ouverte pendant l'opération	Mauvais équilibrage du fluide / Pression trop élevée dans le circuit	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise ouverture lors de la mise en service mauvaise ouverture après maintenance vanne défaillante : vieillissement vanne défaillante : non adaptée 	<ul style="list-style-type: none"> installation operating vieillissement conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte progressive progressive 	1	4	4
Vase d'expansion (1)	Limiter l'augmentation de pression dans le circuit primaire en fonctionnement normal	Souspression anormale	Pression du circuit trop faible	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise pression de remplissage à froid vase hors service (non adapté) vase hors service (surdimensionnement installation) vase hors service (vieillissement) vase hors service (mal dimensionnée) 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception conception vieillissement conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction en fonction en fonction mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte abrupte abrupte 	2	4	8
Vase d'expansion (1)	Limiter l'augmentation de pression dans le circuit primaire en fonctionnement normal	Surpression anormale	Déclenchement de la soupape de sécurité	<ul style="list-style-type: none"> vase sous-dimensionné mauvaise pression de remplissage à froid 	<ul style="list-style-type: none"> conception installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	4	4
Vase d'expansion (2)*	Limiter l'augmentation de pression dans le circuit primaire en cas de surchauffe*	Surpression anormale en cas de surchauffe	Déclenchement de la soupape de sécurité	<ul style="list-style-type: none"> mauvaise pression de remplissage à froid vase sous-dimensionné 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	3	3

B.6 Transport secondaire

Annexes

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
Canalisations	Permettre la circulation de l'eau entre les différents éléments du système en conservant sa chaleur	Fuite	Dégradation de l'isolation thermique / Remplacement de l'eau par de l'air / Diminution de la pression dans le circuit	<ul style="list-style-type: none"> corrosion pression trop importante perçage à cause d'une action humaine mauvaise installation (torsion) matériaux non adaptés aux températures 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde environnement installation conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	3	3
Canalisations	Permettre la circulation de l'eau entre les différents éléments du système en conservant sa chaleur	Pression trop faible	Cavitation de la pompe / Pas de circulation (pression < pression statique)	<ul style="list-style-type: none"> Fuite des conduites Fuite au niveau des raccords Fuite au niveau du ballon Mauvaise calibration à la mise en service mauvais dimensionnement du vase d'expansion vase d'expansion HS 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde cause seconde installation cause seconde cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	4	4
Canalisations	Permettre la circulation de l'eau entre les différents éléments du système en conservant sa chaleur	Pertes thermiques importantes	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> absence de calorifugeage calorifugeage pas assez épais humidification suite à fuite 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception / installation cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	2	2
Canalisations	Permettre la circulation de l'eau entre les différents éléments du système en conservant sa chaleur	Encrassement	Débit trop faible / Dégradation de la pompe / Augmentation de la consommation électrique de la pompe / Risque de particules dans l'eau	<ul style="list-style-type: none"> particules dans l'eau corrosion 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde 			1	3	3
Canalisations	Permettre la circulation de l'eau entre les différents éléments du système en conservant sa chaleur	Pression trop importante	Fuites possibles au niveaux des raccords hydrauliques / Dégradation de la pompe	<ul style="list-style-type: none"> Mauvaise calibration à la mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	3	3
Canalisations	Permettre la circulation de l'eau entre les différents éléments du système en conservant sa chaleur	Corrosion	Risque de fuite / Dégradation de la qualité de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> choix de matériaux inadaptés (compatibilité chimique) eau de mauvaise qualité air dans l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> conception cause seconde cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> progressive 	1	2	2

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
Dispositif anti-thermosiphon*	Empêcher la formation d'un thermosiphon dans les conduites verticales	Plus de débit	Système à l'arrêt / Risque de surchauffe / Risque de panne de la pompe	<ul style="list-style-type: none"> posé à l'envers 	<ul style="list-style-type: none"> installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	5	5
Dispositif anti-thermosiphon*	Empêcher la formation d'un thermosiphon dans les conduites verticales	Formation d'un thermosiphon	Pertes thermiques importantes	<ul style="list-style-type: none"> absent défectueux 	<ul style="list-style-type: none"> conception / installation vieillessement 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> intermittente intermittente 	1	2	2
Eau	Transporter la chaleur	Air dans l'eau	Corrosion	<ul style="list-style-type: none"> ajout d'eau dans le circuit dispositif de remplissage en azote du ballon non pressurisé non fonctionnel pas de purgeurs sur les points hauts 	<ul style="list-style-type: none"> opération environnement installation 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	3	3
Eau	Transporter la chaleur	Mauvaise qualité de l'eau (acide/basique/ calcaire)	Corrosion des différents organes du circuit hydraulique	<ul style="list-style-type: none"> pas d'adoucisseur eau du réseau de mauvaise qualité 	<ul style="list-style-type: none"> conception environnement 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	3	3
Eau	Transporter la chaleur	Bulles dans l'eau	Aération des pompes / Mauvaise circulation dans les différents circuits	<ul style="list-style-type: none"> purge mal effectuée pas de purgeurs en points hauts du circuit fuite des échangeurs fuite des canalisations fuite des raccords cavitation de la pompe 	<ul style="list-style-type: none"> installation conception cause seconde cause seconde cause seconde cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	3	3
Eau	Transporter la chaleur	Particules dans l'eau	Encrassement des différents organes du circuit hydraulique / Dégradation de la pompe	<ul style="list-style-type: none"> eau du réseau de mauvaise qualité mauvais nettoyage des canalisations 	<ul style="list-style-type: none"> installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	3	3
Eau	Transporter la chaleur	Glycol dans l'eau	Fuites possibles au niveaux des raccords hydrauliques / Dégradation de la qualité de l'eau	<ul style="list-style-type: none"> Fuite au niveau de l'échangeur de chaleur solaire 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde 			1	2	2
Pompes	Mettre l'eau en mouvement dans les différents circuits du système	Pompe toujours à l'arrêt	Plus de production d'énergie / Risque de surchauffe du circuit primaire	<ul style="list-style-type: none"> régulation non optimale panne de la régulation plus de pilotage plus de courant électrique mise en sécurité suite à surchauffe panne de la pompe : vieillissement normal 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde cause seconde environnement opération vieillessement conception 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte 	3	5	15

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
				<ul style="list-style-type: none"> panne de la pompe : pompe inadaptée pompe non branchée sur le secteur pompe montée à l'envers pression trop faible encrassement des canalisations circulateur grippé gommage 	<ul style="list-style-type: none"> installation installation cause seconde cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 			
Pompes	Mettre l'eau en mouvement dans les différents circuits du système	Débit trop faible	Dégradation des performances du système	<ul style="list-style-type: none"> mauvais réglage de la pompe régulation non optimale pompe sousdimensionnée pompe fatiguée air dans l'eau canalisations mal dimensionnées 	<ul style="list-style-type: none"> installation cause seconde conception vieillessement cause seconde conception / installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte 	2	3	6
Pompes	Mettre l'eau en mouvement dans les différents circuits du système	Débit trop important	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> mauvais réglage de la pompe régulation non optimale pompe surdimensionnée 	<ul style="list-style-type: none"> installation cause seconde conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	2	2	4
Pompes	Mettre l'eau en mouvement dans les différents circuits du système	Cavitation	Dégradation de la pompe / Mauvais débit voire pas de débit / Bulles dans l'eau	<ul style="list-style-type: none"> Débit trop important Mauvaise installation Pression trop faible 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde installation cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	4	4
Pompes	Mettre l'eau en mouvement dans les différents circuits du système	Fonctionnement intermittente	Risque de surchauffe / Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> pompe fatiguée régulation non optimale 	<ul style="list-style-type: none"> vieillessement cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 	1	4	4
Pompes	Mettre l'eau en mouvement dans les différents circuits du système	Aération	Dégradation de la pompe / Risque de panne	<ul style="list-style-type: none"> Bulles dans l'eau 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde 			1	3	3
Pompes	Mettre l'eau en mouvement dans les différents circuits du système	Pompe toujours en fonctionnement	Surconsommation électrique du système / Pertes thermiques très importantes / Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> régulation non optimale 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde 			1	3	3
Pompes	Mettre l'eau en mouvement dans les différents circuits du système	Consommation électrique trop élevée	Diminution de la production globale du système	<ul style="list-style-type: none"> pompe sous-dimensionnée mauvais choix de pompe cavitation 	<ul style="list-style-type: none"> conception conception cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	2	2

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf	Sg	Ci
Raccords hydrauliques	Raccorder de façon étanche les différents éléments du circuit hydraulique	Fuite	Dégradation de l'isolation thermique / Remplacement de l'eau par de l'air / Diminution de la pression dans le circuit	<ul style="list-style-type: none"> Mauvais serrage des raccords Viellissement des joints Pression trop importante Glycol dans l'eau Viellissement "normal" dû au stress mécanique et thermique important 	<ul style="list-style-type: none"> installation vieillessement cause seconde cause seconde vieillessement 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte 	2	3	6
Soupape(s) de sécurité	Limiter l'augmentation de pression dans les circuits fermés	Ne s'ouvre pas en cas de surpression	Risque de fuite / Vieillessement prématuré du matériel	<ul style="list-style-type: none"> mauvais tarage vieillessement vieillessement prématuré : non adaptée 	<ul style="list-style-type: none"> installation vieillessement conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte 	1	5	5
Soupape(s) de sécurité	Limiter l'augmentation de pression dans les circuits fermés	S'ouvre sans surpression	Diminution de la pression dans le stockage	<ul style="list-style-type: none"> mauvais tarage vieillessement vieillessement prématuré : non adaptée surchauffes répétées 	<ul style="list-style-type: none"> installation vieillessement conception cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte abrupte 	1	3	3
Vanne 3 voies*	Contrôler la température de distribution de l'eau	Vanne bloquée	Plus de contrôle de la température pour l'injection de l'eau chaude	<ul style="list-style-type: none"> particules dans l'eau panne de la régulation plus de pilotage vanne défaillante : vieillessement vanne défaillante : non adaptée 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde cause seconde cause seconde vieillessement conception 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	4	4
Vanne 3 voies*	Contrôler la température de distribution de l'eau	Température de sortie différente de la température de consigne	Cahier des charges non respecté / Effets dépendants de l'utilisation de la chaleur	<ul style="list-style-type: none"> régulation non optimale plus de pilotage vanne défaillante : vieillessement vanne défaillante : non adaptée 	<ul style="list-style-type: none"> cause seconde cause seconde vieillessement conception 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> progressive progressive 	1	3	3
Vannes manuelles	Diriger l'eau	Position des vannes (ouvertes/fermées) incorrecte	Mauvaise circulation de l'eau / Dégradation des performances de l'installation	<ul style="list-style-type: none"> mauvais positionnement lors de la mise en service mauvaise positionnement après maintenance vanne défaillante : vieillessement vanne défaillante : non adaptée 	<ul style="list-style-type: none"> installation opération vieillessement conception 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service en fonction en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte progressive progressive 	1	4	4
Vase(s) d'expansion	Limiter l'augmentation de pression dans les différents circuits fermés	Surpression anormale	Déclenchement de la soupape de sécurité	<ul style="list-style-type: none"> vase sous-dimensionné mauvaise pression de remplissage à froid 	<ul style="list-style-type: none"> conception conception installation 	<ul style="list-style-type: none"> mise en service mise en service 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	3	3
Vase(s) d'expansion	Limiter l'augmentation de pression dans les différents circuits fermés	Fuite	Diminution de la pression dans le circuit / Bulles dans le fluide	<ul style="list-style-type: none"> matériel non adapté au solaire vieillessement vieillessement prématuré à cause autre panne 	<ul style="list-style-type: none"> conception vieillessement cause seconde 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte abrupte 	1	3	3

Annexes

Composant	Fonction	Mode de défaillance	Effet	Cause	Origine	Moment d'apparition	Evolution temporelle	Sf _i	Sg _i	C _i
				<ul style="list-style-type: none"> vieillesse prématuré à cause conception 	<ul style="list-style-type: none"> conception 	<ul style="list-style-type: none"> en fonction 	<ul style="list-style-type: none"> abrupte 			

C. Justification du nombre de nœuds pour la discrétisation du capteur solaire le long du fluide

Pour déterminer le nombre de nœuds nécessaires, il convient d'abord d'analyser l'influence de ce paramètre sur le comportement en régime transitoire et permanent du modèle. Pour ce faire, deux types de simulations ont été effectuées dans lesquelles les conditions aux limites du capteur solaire sont constantes sauf une :

- Front en température : on effectue un échelon sur la température du fluide à l'entrée du capteur après qu'il ait atteint un régime permanent.
- Front en ensoleillement : on effectue un échelon sur le rayonnement solaire direct après que le capteur solaire ait atteint un régime permanent.

Les valeurs avant et après échelon sont indiquées dans le Tableau C-1. Deux types de capteurs sont également testés :

- un premier avec une configuration hydraulique de type méandre : le paramétrage est celui du capteur solaire WTS F1 – type K1 utilisé pour la validation expérimentale et donné dans le Tableau 4-8.
- l'autre avec une configuration de type échelle : le paramétrage est celui utilisé dans la modélisation du système complet et présenté dans l'Annexe F.

Tableau C-1 : Conditions d'entrée pour les deux types de simulations effectuées.

Test	Température d'entrée [°C]		Rayonnement solaire [W/m ²]	
	$T_{in,0}$	$T_{in,1}$	$G_{tot,0}$	$G_{tot,1}$
<i>Front en température</i>	20	70	0	0
<i>Front en ensoleillement</i>	20	20	0	1000

Les Figure C-1 à Figure C-3 montrent l'évolution de la température du fluide en sortie du capteur solaire juste après l'échelon pour différents nombre de nœuds. Dans tous les cas, on observe une influence importante sur le comportement en régime permanent du modèle. L'augmentation du nombre de nœuds entraîne une pente plus importante et des rayons de courbure plus petits, donc une montée de la température plus rapide. C'est particulièrement vrai pour les fronts en température. Cette modification du comportement est particulièrement visible pour les premiers nœuds ajoutés : l'écart des courbes entre 1 et 2 nœuds est plus important qu'entre 40 et 50 nœuds. Cependant, ces deux dernières courbes ne sont pas superposées et on peut supposer qu'ajouter encore des nœuds aurait un effet sur le résultat.

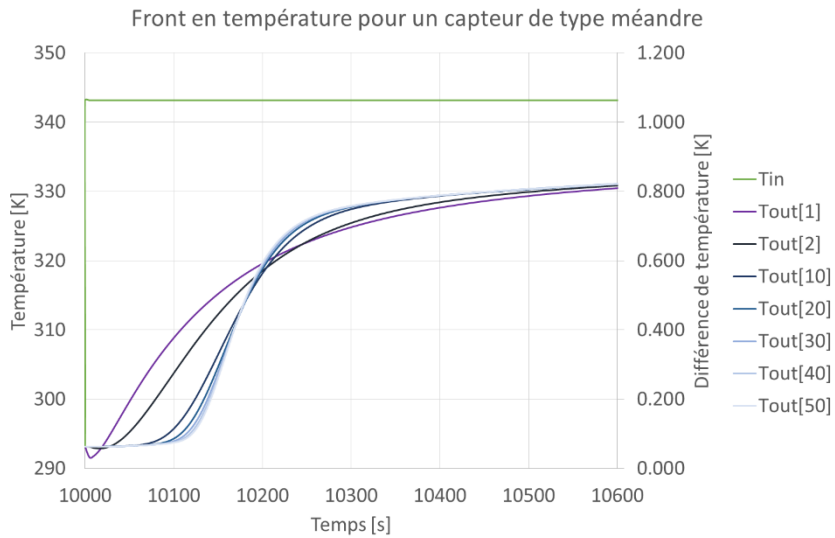


Figure C-1 : Evolution de la température de sortie du capteur solaire après un front en température pour différents nombres de nœuds, pour un capteur de type méandre.

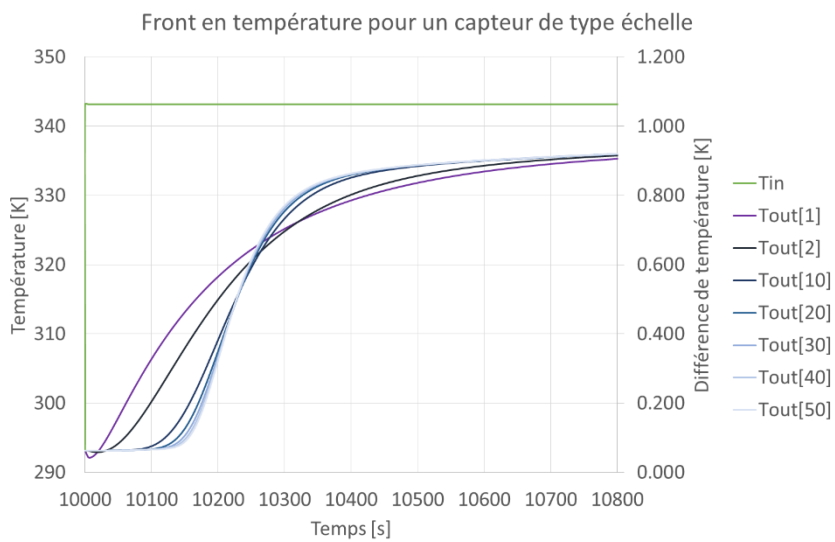


Figure C-2 : Evolution de la température de sortie du capteur solaire après un front en température pour différents nombres de nœuds, pour un capteur de type échelle.

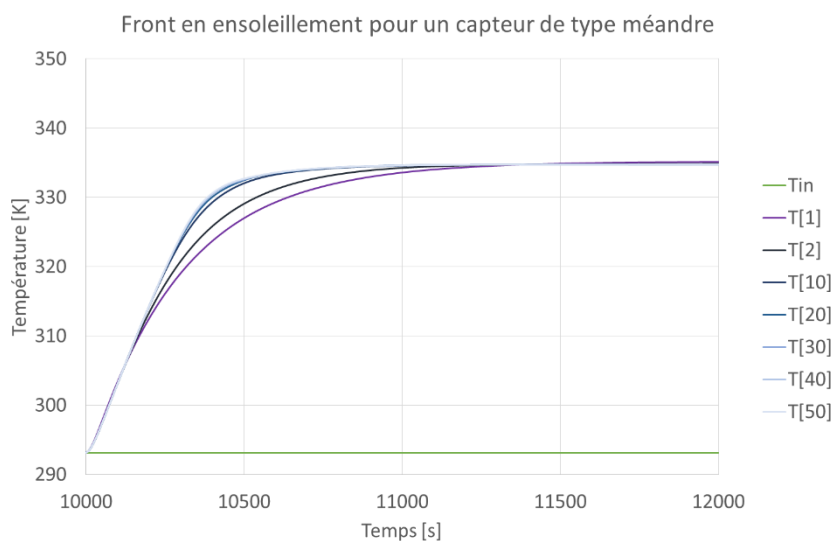


Figure C-3 : Evolution de la température de sortie du capteur solaire après un front en ensoleillement pour différents nombres de nœuds, pour un capteur de type méandre.

Le Tableau C-2 résume les écarts maximaux et en régime permanent après le front obtenus entre les modèles 1 et 50 nœuds. Les écarts maximums sont importants et indiquent bien une modification importante du comportement en régime transitoire entre les deux modèles. Les écarts en régime permanent sont par contre bien plus faibles et peuvent être négligés au vu des autres incertitudes et approximations du modèle.

Tableau C-2 : Ecart obtenu sur les différents essais entre les modèles 1 et 50 nœuds.

Ecart entre modèles 1 et 50 nœuds		Front en température		Front en ensoleillement
		Méandre	Echelle	Méandre
permanent	absolu (K)	0,076	0,014	-0,426
	relatif (%)	0,12%	0,02%	-0,69%
maximum	absolu (K)	16,8	18,8	6,9
	relatif (%)	43,9%	46,9%	14,0%

Une deuxième série de simulations vise à étudier l'influence du nombre de nœuds le long du fluide sur le temps de simulation du modèle et une grandeur long-terme couramment utilisée pour analyser une installation solaire thermique : l'énergie totale annuelle fournie par l'installation. Pour ce faire, un modèle est construit qui reproduit la boucle hydraulique primaire en incluant l'échangeur de chaleur primaire. Le champ solaire est constitué d'un seul capteur. Les données météorologiques sont issues d'un fichier Meteonorm pour la station météo de Chambéry/Aix-les-bains. On simule le fonctionnement de cette installation pendant un semestre, avec un pas de temps de 15 minutes. Les résultats sont présentés sur la Figure C-4 et le Tableau C-3. En ce qui concerne le temps de simulation, la Figure C-4 montre une évolution quadratique avec le nombre de nœuds. Il faudra donc limiter ce nombre au maximum pour des simulations plus importantes (annuelles, sur un champ représentant un grand nombre de capteurs solaires). L'impact sur l'énergie totale produite pendant la simulation est faible puisqu'il est au maximum de 0,14 % entre un modèle 1 nœud et 50 nœuds.

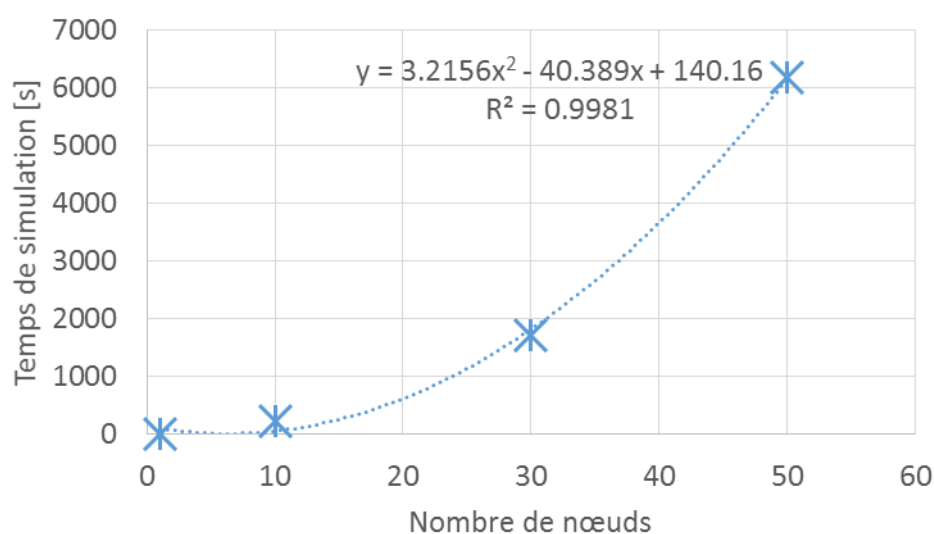


Figure C-4 : Evolution du temps de simulation en fonction du nombre de nœuds dans le sens du fluide.

Tableau C-3 : Energie primaire totale produite par le modèle en fonction du nombre de nœuds et écart à l'énergie produite par le modèle 1 nœud.

Nœuds	Energie (kWh)	% Energie
1	4955.13	
10	4949.26	-0.12%
30	4948.29	-0.14%
50	4948.19	-0.14%

Il est difficile de conclure sur un nombre fixé de nœuds valable pour tous les types de simulation, tant l'impact de ce choix à la fois sur le régime transitoire et sur le temps de calcul est important et contradictoire. On peut donc proposer deux configurations :

- pour des simulations où le comportement du modèle en régime transitoire doit être réaliste : 10 à 20 nœuds sont conseillés. Au-delà les temps de calcul deviennent prohibitifs.
- pour les autres simulations, le modèle 1 nœud donne des valeurs en régime permanent et des estimations de production d'énergie tout à fait acceptables.

D. Simplifications du modèle de capteur solaire pour diminuer le temps de calcul

D.1 Modèle complet

Le modèle complet qui a été développé est présenté en Figure D-1. En plus des échanges thermiques déjà présentés au chapitre 4 section 4.2.3, les échanges thermiques par le bord du capteur (ovale vert) et entre la paroi du tuyau et la lame d'air (ovale violet) sont modélisés.

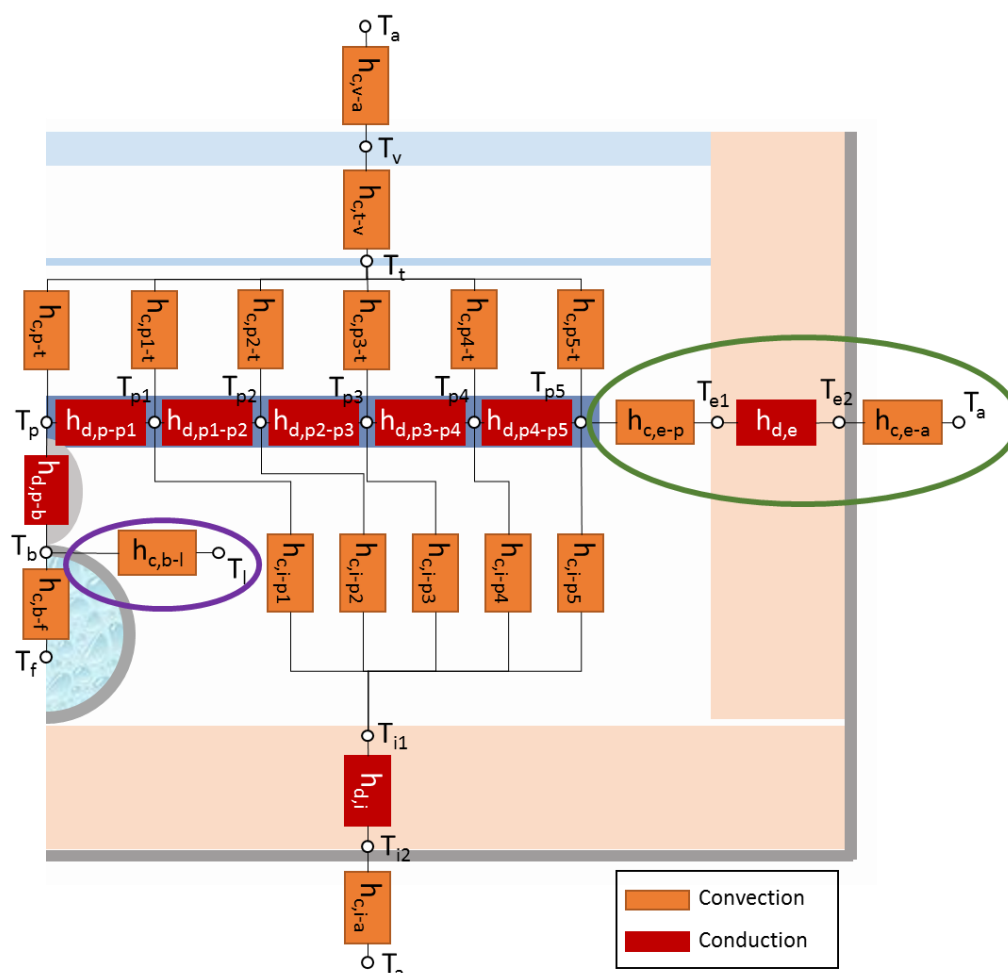


Figure D-1 : Schéma thermique résistif équivalent des échanges convectifs et conductifs du modèle de capteur solaire plan complet, exemple d'un capteur muni d'un film FEP. L'ovale violet correspond aux échanges convectifs entre la paroi du tuyau et la lame d'air. L'ovale vert correspond aux échanges thermiques par les bords du capteur solaire.

D.1.1 Echanges thermiques par les bords du capteur

Les équations utilisées pour le calcul des différents coefficients d'échanges thermiques sont similaires à celles utilisées dans le reste du modèle (chapitre 4 section 4.2.3).

Le coefficient de transfert pour la convection forcée avec le vent $h_{c,e-a}$ est calculé à l'aide de l'équation de McAdams (chapitre 4 équation (4-29)).

Le coefficient de conduction $h_{d,e}$ à travers l'isolant est calculé de la façon suivante :

$$h_{d,e} = \frac{\lambda_{isol}}{e_e} \quad (D-1)$$

où :

- λ_{isol} est la conductivité thermique de l'isolant sur les bords du capteur, à la température moyenne ($\overline{T_X} = \frac{1}{2}(T_{X1} + T_{X2})$), en W/m.K ;

- e_e est l'épaisseur de l'isolant, en m.

La convection dans une lame d'air $h_{c,e-p}$ est calculée à l'aide des équations (4-28), (4-31) et (4-32) avec les paramètres suivants :

$$A_{e-p} = 2(L_c + l_c)(h_c - e_i) \quad (D-2)$$

$$Dh = 2L_{p-i} \quad (D-3)$$

$$\phi = 90 - \beta \quad (D-4)$$

avec :

- L_c la longueur du capteur solaire en mètres,
- l_c la largeur du capteur solaire en mètres,
- h_c la profondeur du capteur solaire en mètres,
- e_i l'épaisseur de l'isolant en face arrière du capteur solaire en mètres,
- e_{p-i} l'épaisseur de la lame d'air entre l'absorbeur et l'isolant en face arrière en mètres,
- β l'inclinaison du capteur solaire en degrés.

D.1.2 Echanges thermiques entre le tuyau et la lame d'air

Pour déterminer ces échanges, un nouveau nœud thermique est introduit, qui correspond à la lame d'air entre l'isolant et l'absorbeur. Sa température T_l est calculée de la manière suivante :

$$T_l = \frac{T_{i1} + \overline{T_p}}{2} \quad (D-5)$$

avec $\overline{T_p}$ la température moyenne de l'absorbeur en Kelvins.

On calcule ensuite les échanges thermiques entre ce nœud et la paroi du tube :

- Pour un nombre de Rayleigh inférieur à $1708/\cos \phi$, ce sont les échanges conductifs qui sont dominants [117]. On a donc : $Nu_{p-i} = 1$.
- Pour un nombre de Rayleigh supérieur, on utilise les mêmes corrélations que pour les autres échanges convectifs avec une lame d'air (équations (4-31) et (4-32)).

En sachant que ce sont souvent les échanges conductifs qui dominent pour des conditions de fonctionnement typiques d'un capteur solaire.

D.1.3 Ordre de grandeur des différents échanges

Les Figure D-2 et Figure D-3 présentent les flux thermiques en Watts au sein du modèle complet de capteur solaire pour deux températures d'entrée différentes : 20°C pour la Figure D-2 et 90°C pour la Figure D-3.

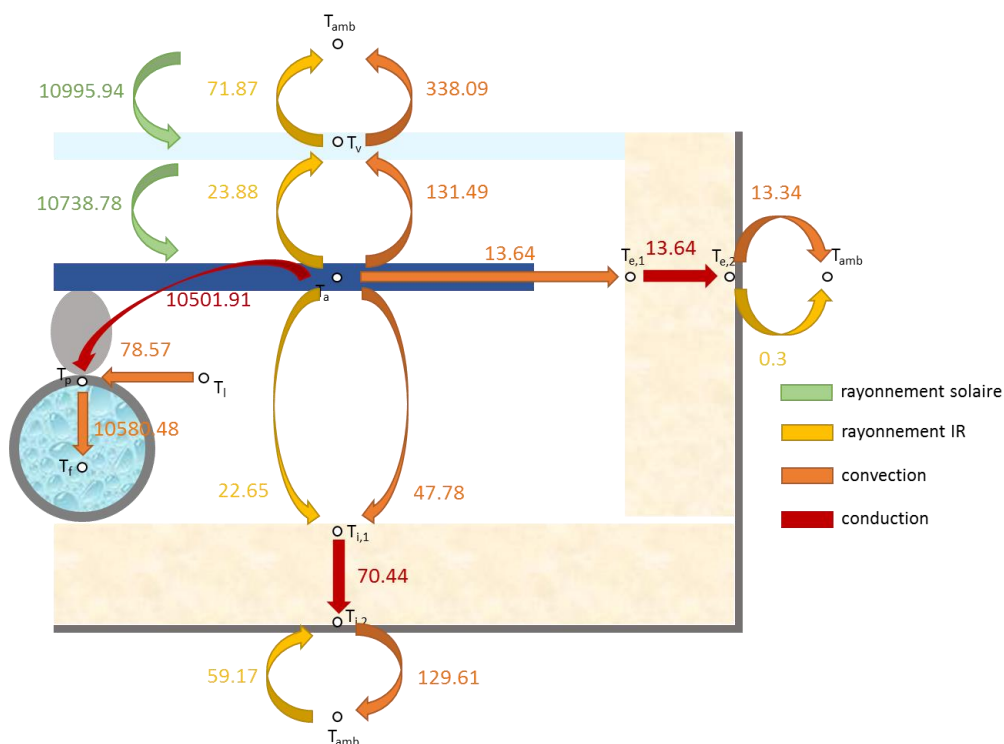


Figure D-2 : Flux de chaleur en Watts au sein du modèle de capteur solaire complet pour $T_a = 20^\circ\text{C}$, $T_{in} = 20^\circ\text{C}$ et $G = 1000 \text{ W/m}^2$. Le paramétrage et le débit en entrée sont ceux d'un capteur utilisé dans le modèle de champ complet.

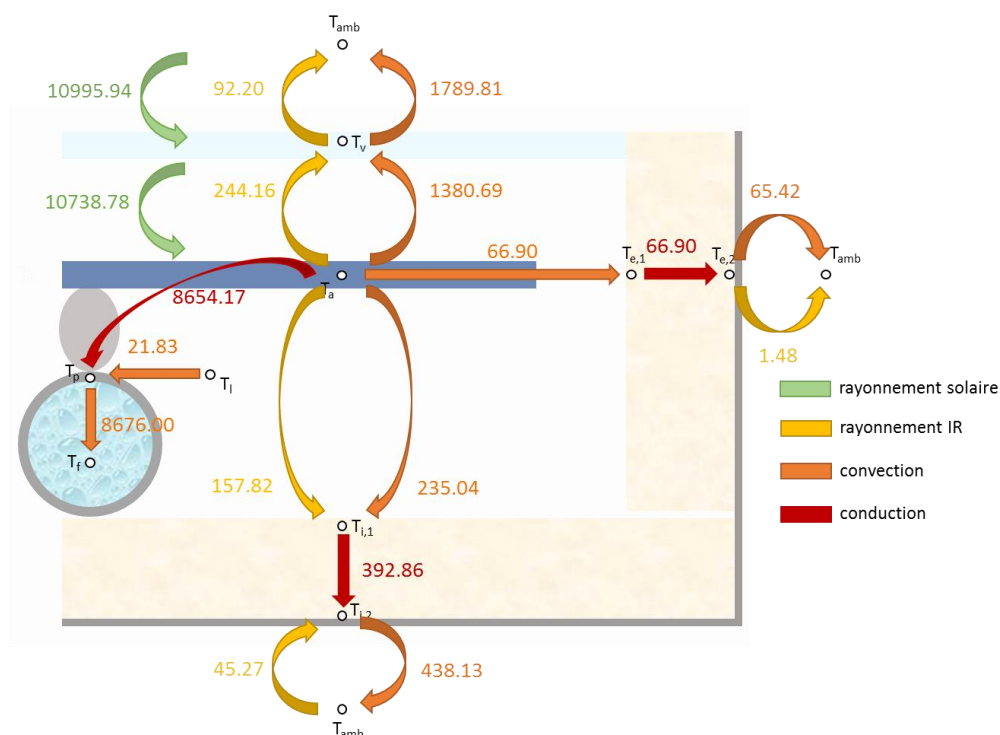


Figure D-3 : Flux de chaleur en Watts au sein du modèle de capteur solaire complet pour $T_a = 20^\circ\text{C}$, $T_{in} = 90^\circ\text{C}$ et $G = 1000 \text{ W/m}^2$. Le paramétrage et le débit en entrée sont ceux d'un capteur utilisé dans le modèle de champ complet.

D.2 Impact des simplifications

Dans le modèle final, nous avons fait le choix de négliger les pertes thermiques par les côtés, qui ne représentent que 2,8 % des pertes thermiques à 20°C (2,9 % à 90°C ; cf Figure D-2 et Figure D-3). Les échanges

entre la lame d'air et le tube n'ont également pas été conservés car ils entraînent l'apparition d'une boucle numérique itérative : la température de la lame d'air dépend des températures de l'absorbeur et de l'isolant, la température de l'absorbeur étant directement reliée à la température de la paroi du tuyau, qui échange avec la lame d'air. Cette boucle numérique augmente le temps de calcul.

Les Tableau D-1, Tableau D-2 et Figure D-4 présentent les différents impacts de la simplification du modèle. On constate une réduction de 22,1 % du temps de calcul avec une conservation des performances du capteur solaire, que ce soit au niveau annuel ou en régime permanent.

Tableau D-1 : Comparaison des résultats de simulation pour le modèle complet et simplifié pour une simulation sur un an avec des conditions aux limites réalistes et un pas de temps de 30 secondes.

	Modèle complet	Modèle simplifié	Ecart
Temps de simulation (s)	112	87,2	-22,1 %
Energie totale produite (kWh)	9255,35	9358,59	1,1 %

Tableau D-2 : Comparaison des coefficients de performances des modèles complet et simplifié pour le capteur solaire utilisé dans le modèle de champ complet.

	Modèle complet	Modèle simplifié	Ecart
η_0	0,78	0,77	-0,8 %
a_1	1,60	1,49	-6,7 %
a_2	0,004	0,004	-0,1 %

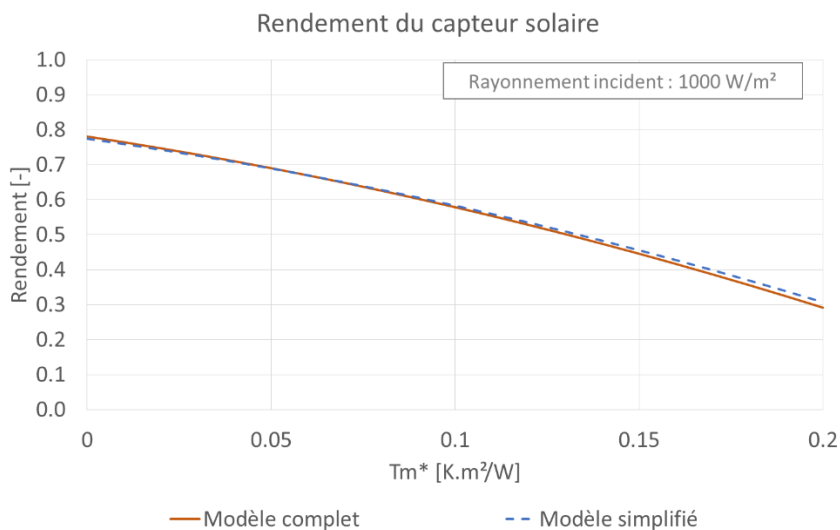


Figure D-4 : Courbes de rendement en régime permanent du capteur solaire obtenues à l'aide des modèles complet et simplifié pour le capteur solaire utilisé dans le modèle de champ complet.

E. Echanges radiatifs entre absorbeur et isolant situé sur le côté du capteur solaire

On a vu dans la section 4.2.4.1 que le rayonnement émis par une surface Y et reçu par une surface X suivait la relation suivante :

$$A_X G_{YX} = F_{YX} A_Y J_Y = F_{YX} Q_{i,\text{émis},Y-X} \quad (\text{E-1})$$

Nous avons supposé un facteur de forme F_{YX} égal à 1 pour les échanges radiatifs modélisés dans le chapitre 4 (cf Figure 4-11), ce qui correspond à supposer des aires infinies. Cette hypothèse est valable pour des surfaces parallèles et dont la largeur et la longueur sont très supérieures à la distance qui les sépare. Elle n'est cependant plus valable si on veut modéliser les échanges radiatifs entre l'absorbeur et l'isolant situé sur le bord du capteur solaire.

Le rayonnement émis par l'absorbeur est peu intercepté par l'isolant situé sur le côté. En effet, la formule générale pour calculer le facteur de forme F_{IJ} est la suivante :

$$F_{IJ} = \frac{1}{A_I} \int_{A_I} \int_{A_J} \frac{\cos \theta_I \cos \theta_J}{\pi R^2} dA_J dA_I \quad (\text{E-2})$$

avec A_I et A_J les aires des surfaces I et J, θ_I et θ_J les angles polaires entre la normale aux surfaces infinitésimales respectivement dA_I et dA_J et la ligne R qui relie dA_I et dA_J sur la Figure E-1.

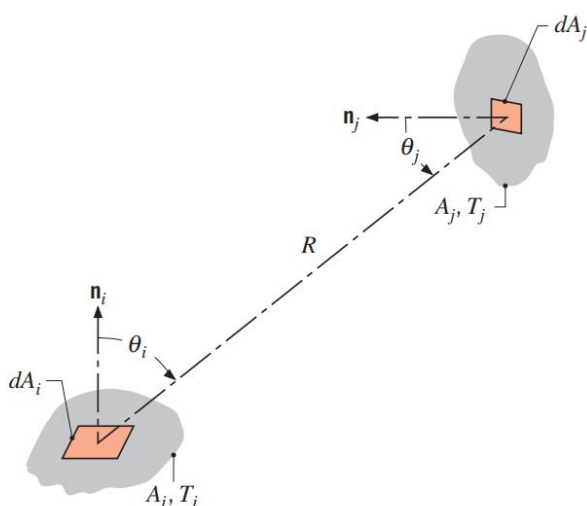


Figure E-1 : Grandeurs en jeu pour le calcul du facteur de forme entre deux surfaces élémentaires A_i et A_j . [164]

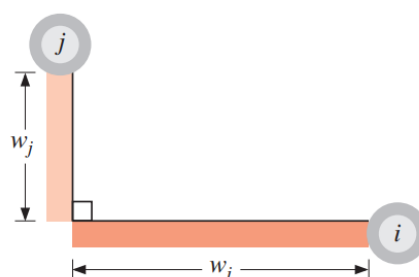


Figure E-2 : Grandeurs en jeu pour le calcul du facteur de forme entre deux surfaces perpendiculaires i et j. [164]

Pour deux surfaces perpendiculaires avec un bord en commun comme sur la Figure E-2 :

$$F_{IJ} = \frac{1}{2} \left(1 + \frac{w_j}{w_i} - \sqrt{1 + \left(\frac{w_j}{w_i} \right)^2} \right) \quad (\text{E-3})$$

avec w_I et w_J respectivement les largeurs des plaques I et J.

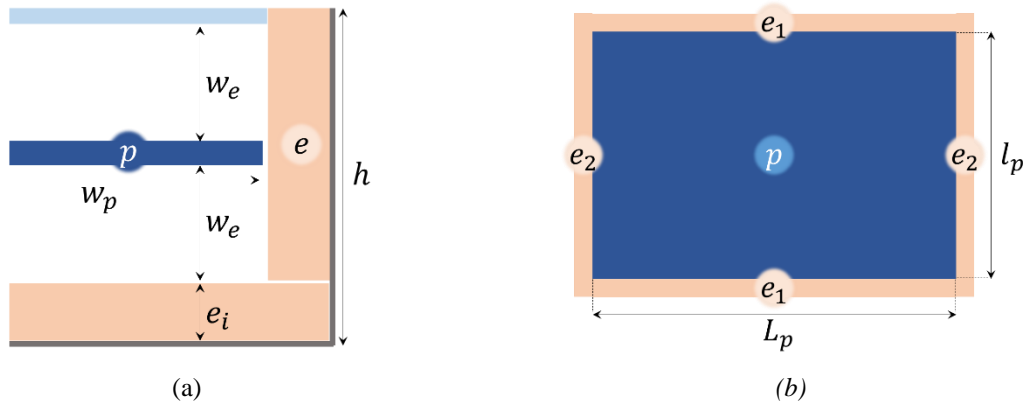


Figure E-3 : Coupe du bord du capteur solaire (a) et vue du dessus (b) avec les principales grandeurs en jeu pour le calcul du facteur de forme.

La Figure E-3 présente les grandeurs en jeu dans notre cas. Le facteur de forme global pour le rayonnement quittant l'absorbeur intercepté par l'isolant se calcule donc de la façon suivante :

$$F_{pe} = 2(F_{pe1} + F_{pe2}) \quad (\text{E-4})$$

avec F_{pe1} le facteur de forme entre l'absorbeur et l'isolant situé sur un des grands côtés du capteur, F_{pe2} le facteur de forme entre l'absorbeur et l'isolant situé sur un des petits côtés du capteur. Chacun de ces termes peut être calculé à l'aide de l'équation (E-3). En prenant les valeurs indiquées dans le Tableau E-1, on obtient un facteur de forme F_{pe} égal à 0,04.

Tableau E-1 : Dimensions typiques d'un capteur solaire pour grandes installations nécessaires pour le calcul du facteur de forme entre l'absorbeur et l'isolant situé sur le bord du capteur.

Grandeur	Symbole	Valeur	Unité
Longueur de l'absorbeur	L_p	2,5	m
Largeur de l'absorbeur	l_p	1,5	m
Hauteur du capteur solaire	h	0,15	m
Épaisseur de l'isolant situé en face arrière	e_i	0,075	m

On a donc un facteur de forme F_{pe1} petit et même $F_{pe1}A_p = 0,04 \times 3,75 = 0,15 \text{ m}^2$ est assez faible puisque pour les autres échanges, avec un facteur de forme unitaire, on est plus proche de $3,75 \text{ m}^2$. D'après la relation de réciprocité des facteurs de forme (E-5), la portion de rayonnement émis par l'isolant et intercepté par l'absorbeur est également très faible.

$$F_{pe1}A_p = F_{e1p}A_{e1} \quad (\text{E-5})$$

On peut donc négliger les échanges radiatifs entre l'absorbeur et l'isolant situé sur le côté du capteur solaire. De la même manière les échanges radiatifs entre la couverture transparente et l'isolant situé sur le côté du capteur solaire peuvent être négligés.

F. Paramétrage des principaux composants du modèle de système complet

F.1 Capteur solaire

F.1.1 Paramètres scalaires

Tableau F-1 : Paramètres scalaires du modèle de capteur solaire utilisé dans le modèle de système complet

Description	Variable	Valeur	Unité
Collector gross length	L	2,27	m
Collector gross width	l	5,96	m
Collector gross thickness	h	0,14	m
Aperture area	Ap	12,52	m ²
Distance between the absorber plate and the back insulation	dAbsorberIsol	0,015	m
Distance between the glazed cover and the absorber plate	dCoverAbsorber	0,025	m
Distance between the two covers	dBetweenCovers	0,02	m
Vitrage extérieur			
Thickness of the glazed cover	eCover	0,0032	m
Density of the glazed cover	dCover	2500	kg/m ³
Specific heat capacity of the glazed cover	CpCover	800	J/(kg.K)
Absorptance of the upper face of the glazed cover	Alpha	0,01	-
Emissivity of the upper face of the glazed cover	EpsilonExt	0,04	-
Emissivity of the lower face of the glazed cover	EpsilonInt	0,04	-
Film FEP			
Thickness of the FEP film	eCover_int	0,000025	m
Density of the FEP film	dCover_int	2146,47	kg/m ³
Specific heat capacity of the FEP film	CpCover_int	1170	J/(kg.K)
Absorptance of the upper face of the FEP film	Alpha_int	0,01	-
Emissivity of the upper face of the FEP film	EpsilonExt_int	0,5	-
Emissivity of the lower face of the FEP film	EpsilonInt_int	0,5	-
Absorbeur			
Thickness of the absorber plate	eAbsorb	0,0005	m
Density of the absorber plate	dAbsorb	2698,9	kg/m ³
Specific heat capacity of the absorber plate	CpAbsorb	897	J/(kg.K)
Distance between 2 parallel pipes	dParallel	0,126	m
Thermal conductivity of the absorber plate	lambdaAbsorb	237	W/(m.K)
Absorptance of the upper face of the absorber plate	AlphaSup	0,95	-
Emissivity of the upper face of the absorber plate	EpsilonSup	0,05	-
Emissivity of the lower face of the absorber plate	EpsilonInf	0,15	-
Isolant en face arrière			

Description	Variable	Valeur	Unité
Thickness of the back insulation	elsol	0,075	m
Density of the back insulation	dlsol	50	kg/m ³
Specific heat capacity of the back insulation	Cpsol	1030	[J/(kg.K)]
Thermal conductivity of the back insulation	LambdaIsol	0,035	W/(m.K)
Emissivity of the upper face of the back insulation	EpsilonIntIsol	0,15	-
Emissivity of the back face of the solar collector	EpsilonExtIsol	0,15	-
Tuyau et soudure			
Bond thermal conductivity	lambdaBond	15	W/(m.K)
Average bond width	widthBond	0,0014	m
Average bond thickness	thicknessBond	0,0014	m
Internal diameter of the pipe	Dtube_inner	0,009	m
External diameter of the pipe	Dtube_ext	0,01	m
Total length of the pipe	Ltube	129,98	m
Density of the pipe	rho_tube	8960	kg/m ³
Specific heat capacity of the pipe	cp_tube	380	J/(kg.K)
Configuration of piping : true for harp, false for serpentine)	configHarp	true	-
Length of the riser (parallel) tube for a harp configuration	Lriser	5,96	m
Number of riser (parallel) tube for a harp configuration	nbRiser	18	-
Pressure drop at nominal mass flow rate	dP_nom	2500	Pa
Nominal mass flow rate	mFlow_nom	0,2778	kg/s
Pressure drop for a second mass flow rate	dP_nom2	24700	Pa
Second mass flow rate	mFlow_nom2	1,1112	kg/s

F.1.2 Propriétés optiques dépendantes de l'angle d'incidence

Ces données ne sont pas disponibles sur les données fabricant. Des mesures au laboratoire ainsi qu'une recherche bibliographique ont permis d'obtenir les courbes pour des composants typiques.

Verre

Helgesson et al. ont fourni dans une étude [172] des graphiques donnant l'évolution de la transmittance de deux vitrages couramment employés dans la construction de capteurs solaires en fonction de l'angle d'incidence du rayonnement direct. Le graphique est reproduit en Figure F-1. Sur celui-ci :

- *AR-Diamond* correspond à un vitrage solaire avec antireflet,
- *Diamond* correspond à un vitrage solaire sans antireflet.

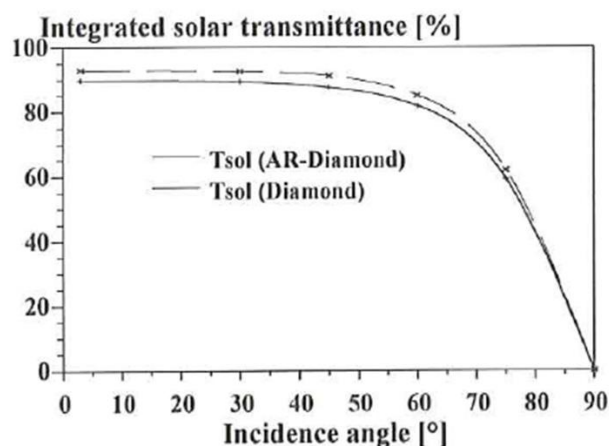


Figure F-1 : Transmittance solaire du rayonnement direct en fonction de l'angle d'incidence de deux vitrages classiquement utilisés dans la construction de capteurs solaires [172].

De ces courbes, nous avons déduit les tables de transmittance typiques pour des vitrages avec et sans antireflet présentées dans les Tableau F-2 et Tableau F-3 suivants. Le type de vitrage (avec et sans antireflet) est généralement précisé par le fabricant et permet de choisir la table appropriée.

Tableau F-2 : Transmittance solaire du rayonnement direct d'un vitrage avec antireflet en fonction de l'angle d'incidence.

θ [°]	0	5	15	25	35	45	55	65	75	85	90
τ_{global} [-]	0.933	0.933	0.933	0.932	0.932	0.922	0.89	0.815	0.63	0.25	0

Tableau F-3 : Transmittance solaire du rayonnement direct d'un vitrage sans antireflet en fonction de l'angle d'incidence.

θ [°]	0	5	15	25	35	45	55	65	75	85	90
τ_{global} [-]	0.9	0.9	0.9	0.9	0.89	0.88	0.85	0.78	0.6	0.23	0

Les valeurs pour le rayonnement diffus sont celles de la transmittance pour le rayonnement solaire direct pour un angle de 60° [111], soit 0,8525 pour un vitrage avec antireflet et 0,815 pour un vitrage sans antireflet.

Film FEP

Pour le film FEP, la courbe de la Figure F-2 provient de données fabricant d'un film FEP typique [173]. Elle a permis, comme pour le verre, d'obtenir la table présentée dans le Tableau F-4. La transmittance pour le rayonnement diffus est de 0,925.

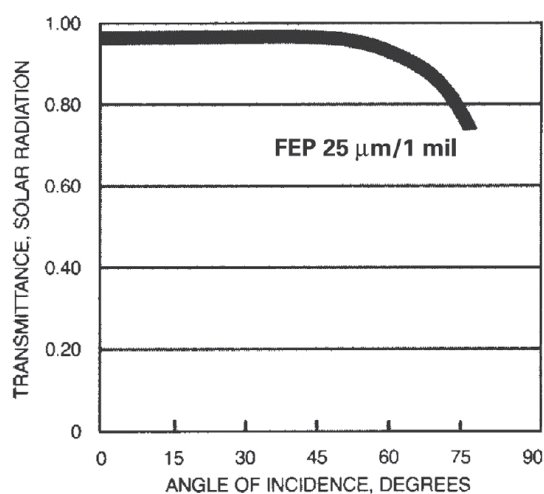


Figure F-2 : Transmittance solaire du rayonnement direct en fonction de l'angle d'incidence d'un film FEP classiquement utilisés dans la construction de capteurs solaires [173].

Tableau F-4 : Transmittance solaire du rayonnement direct d'un film FEP en fonction de l'angle d'incidence.

θ [°]	0	5	15	25	35	45	55	65	75	85	90
τ_{global} [-]	0.965	0.965	0.965	0.967	0.968	0.965	0.95	0.9	0.75	0.25	0

Absorbeur

Nous disposons au laboratoire d'un échantillon d'absorbeur MIROTHERM de la marque ALANOD, absorbeur couramment utilisé dans la construction de capteurs solaires thermiques.

D'une manière générale, l'absorptance d'une surface (comme ses autres propriétés optiques) dépend à la fois de l'angle du rayon incident et de sa longueur d'onde. Ce qu'on appelle l'absorptance solaire correspond à l'intégration des valeurs d'absorptance pour chaque longueur d'onde sur le spectre solaire. Or au laboratoire, nous disposons :

- d'une sphère d'intégration de 150 mm intégrée à un spectromètre UV-visible PERKIN ELMER lambda 950 qui permet d'obtenir cette valeur globale, mais seulement pour un angle d'incidence fixé de 8° ;
- d'un ARTA (Automated Reflectance and Transmission Measurement System) qui permet de faire varier l'angle d'incidence, mais pas la longueur d'onde, qui est fixée à 660 nm (une longueur d'onde représentative du spectre solaire complet car elle correspond au maximum de puissance du rayonnement solaire).

Deux séries de mesures ont donc été nécessaires :

- Une mesure de l'absorptance solaire à l'aide de la sphère d'intégration. On obtient : 0,9474.
- Une série de mesures de l'absorptance pour différents angles d'incidence pour la longueur d'onde 660 nm à l'aide de l'ARTA. Les résultats de cette série sont donnés sur la Figure F-3.

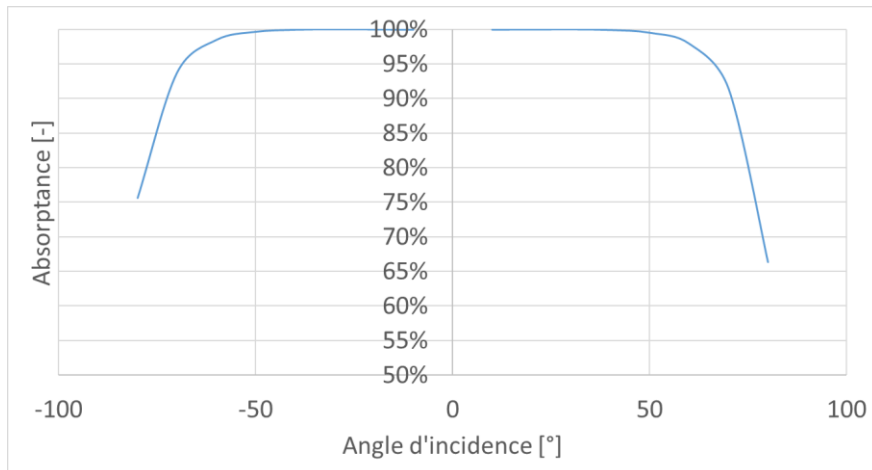


Figure F-3 : Absorptance de l'absorbeur MIROTHERM en fonction de l'angle d'incidence pour une longueur d'onde de 660 nm.

On déduit ensuite l'absorptance solaire de l'absorbeur en fonction de l'angle d'incidence, en supposant qu'elle a le même comportement que l'absorptance à 660 nm, que les valeurs mesurées à 8° sont les mêmes que celles à 0°, et que la courbe est symétrique :

$$\alpha_{sol}(\theta) = \alpha_{sol}(8^\circ) \frac{\alpha_{660}(\theta)}{\alpha_{660}(8^\circ)} \tag{F-1}$$

Au final, le modèle est paramétré à l'aide du Tableau F-5 suivant.

Tableau F-5 : Absorptance hémisphérique de l'absorbeur MIROTHERM en fonction de l'angle d'incidence calculée à l'aide des mesures au laboratoire.

θ [°]	0	10	20	30	40	50	60	70	80	85	90
α_{hem} [-]	0,9474	0,9480	0,9528	0,9605	0,9698	0,9776	0,9761	0,9423	0,8065	0,8055	0,00

La valeur d'absorptance pour le rayonnement diffus est celle de l'absorptance du rayonnement direct pour un angle de 60° [111], soit 0,9761.

F.2 Echangeur de chaleur

F.2.1 Dimensionnement

Pour dimensionner le modèle d'échangeur, il faut déterminer le coefficient d'échange thermique entre les deux médiums UA_{nom} en W/K. Pour se faire, on définit un point de fonctionnement typique de l'échangeur et on calcule le coefficient qui y correspond. On suppose ensuite que ce coefficient est indépendant des conditions de fonctionnement de l'échangeur de chaleur.

Le point de fonctionnement choisi est donné dans le Tableau F-6. La puissance nominale typique des capteurs solaires est de 700 kW par m² de capteur solaire. L'écart typique entre entrée et sortie d'un champ solaire est de 15 K. On a choisi ici 20 K. Le pincement (écart entre températures de sortie du primaire et d'entrée du secondaire) est de 4 K.

Tableau F-6 : Point de fonctionnement utilisé pour le dimensionnement de l'échangeur de chaleur solaire du champ solaire.

Description	Variable	Valeur	Unité
Puissance échangée entre les médiums	$Q_{hx,sol}$	$700 \times A_{c,tot}$	kW
Température d'entrée de l'échangeur côté primaire (boucle solaire)	$T_{in,p,sol}$	87	°C
Température de sortie de l'échangeur côté primaire (boucle solaire)	$T_{out,p,sol}$	66	°C
Température d'entrée de l'échangeur côté secondaire	$T_{in,s,sol}$	62	°C
Température de sortie de l'échangeur côté secondaire	$T_{out,s,sol}$	82	°C

UA_{nom} est ensuite calculé à l'aide des deux équations suivantes :

$$DTLM = \frac{(T_{in,p,sol} - T_{out,s,sol}) - (T_{out,p,sol} - T_{in,s,sol})}{\ln\left(\frac{T_{in,p,sol} - T_{out,s,sol}}{T_{out,p,sol} - T_{in,s,sol}}\right)} \quad (F-2)$$

$$UA_{nom} = \frac{Q_{hx,sol}}{DTLM} \quad (F-3)$$

F.2.2 Paramétrage du modèle

Tableau F-7 : Paramètres de l'échangeur de chaleur utilisé dans le modèle de système complet.

Description	Variable	Valeur	Unité
Coefficient d'échange entre les médiums	UA_nom	97 781,5	W/K
Coefficients de pertes thermiques	UA_loss	0	W/K
Volume de fluide côté chaud	FluidVolumeHot	0,14	m ³
Volume de fluide côté froid	FluidVolumeCold	12,52	m ³
Nombre de nœuds dans chaque volume	nSeg	0,015	-

F.3 Tuyaux

F.3.1 Longueurs de tuyaux

La distance entre les rangées de capteur est déterminée de manière à limiter les ombrages inter-rangées : le fait qu'une rangée puisse faire de l'ombre à celle qui est derrière elle. Cette distance est calculée selon l'équation (F-4). L'angle de 20° correspond environ à la hauteur minimale du soleil au zénith sous nos latitudes, qui intervient lors du solstice d'hiver. Les grandeurs permettant de calculer cette distance sont représentées sur la Figure F-4.

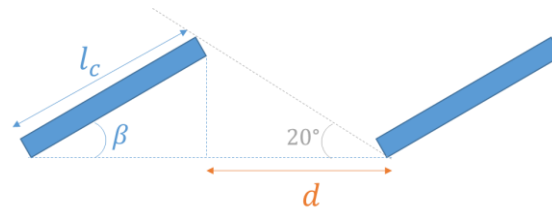


Figure F-4 : Grandeurs permettant de calculer la distance inter-rangées.

$$d = l_c \frac{\sin \beta}{\tan 20^\circ} \quad (\text{F-4})$$

avec d la distance inter-rangées, l_c la hauteur du capteur solaire en mètres et β son angle d'inclinaison en degrés.

La longueur des tuyaux inter-rangées est donc la somme de cette distance et de la projection au sol du capteur solaire :

$$L_{pipe} = d + l_c \cos \beta = l_c \left(\cos \beta + \frac{\sin \beta}{\tan 20^\circ} \right) \quad (\text{F-5})$$

On suppose que l'échangeur solaire se situe à 30 mètres du champ solaire. Suivant le schéma de la Figure F-5, le tuyau *pipeOut* entre la sortie du champ solaire et l'échangeur fait donc 30 mètres. Une rangée de capteurs solaires étant composée de 10 d'entre eux, le tuyau *pipeIn* entre l'échangeur est l'entrée du champ solaire a pour longueur :

$$L_{pipeIn} = 10L_c + 30 \quad (\text{F-6})$$

avec L_c la largeur d'un capteur solaire en mètres.

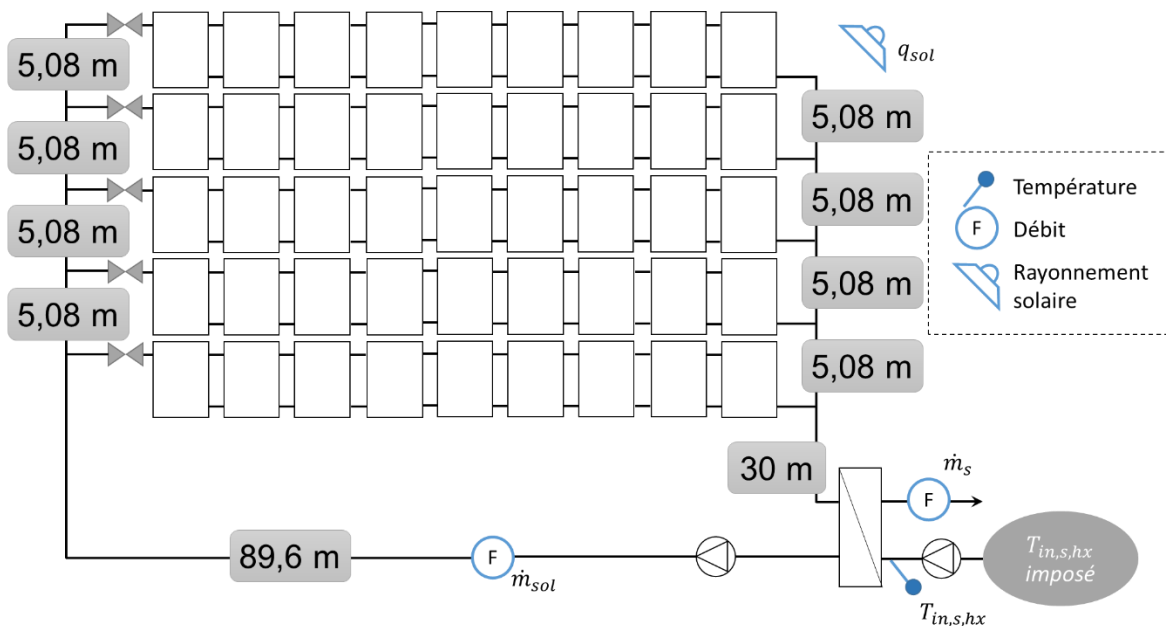


Figure F-5 : Longueurs de tuyaux paramétrées dans le modèle de champ complet.

F.3.2 Discrétisation

Le modèle de tuyau utilisé dans le modèle de champ est discrétisé. Il faut donc choisir le nombre de nœuds pour chaque type de tuyau de la Figure F-5. Nous avons analysé le comportement des tuyaux en fonction du nombre de nœuds selon la méthodologie proposée au chapitre 5 section 5.4.1. Les simulations en régime permanent ont montré un effet négligeable du nombre de nœuds. Le résultat des simulations en régime transitoire sont donnés sur la Figure F-6. Il s'agit de la réponse au test unitaire *stepFlow* défini en section 5.4.1.3 du chapitre 5 pour trois tuyaux :

- le tuyau de liaison entre l'échangeur solaire et l'entrée du champ solaire *pipeIn*,
- le tuyau de liaison entre la sortie du champ et l'échangeur solaire *pipeOut*,
- un tuyau inter-rangées *pipeOut1*.

On observe que la pente de la réponse augmente avec le nombre de nœuds, de la même manière quel que soit le type de tuyau. On va donc déterminer un nombre de nœuds qui sera valable pour tous les tuyaux du champ solaire.

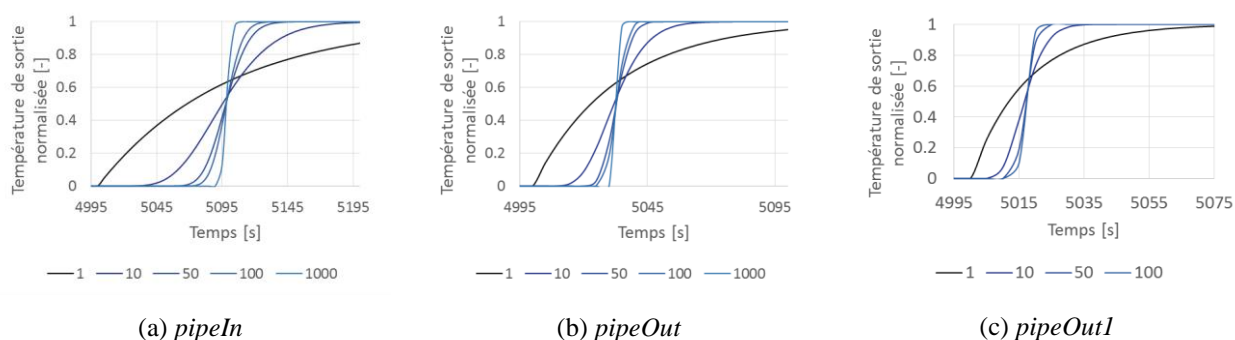


Figure F-6 : Evolution de la réponse au test unitaire stepFlow des différents tuyaux en fonction du nombre de nœuds.

La Figure F-7 montre le temps de simulation pour une simulation annuelle pour le tuyau *pipeIn* : il augmente de façon quadratique en fonction du nombre nœuds du modèle.

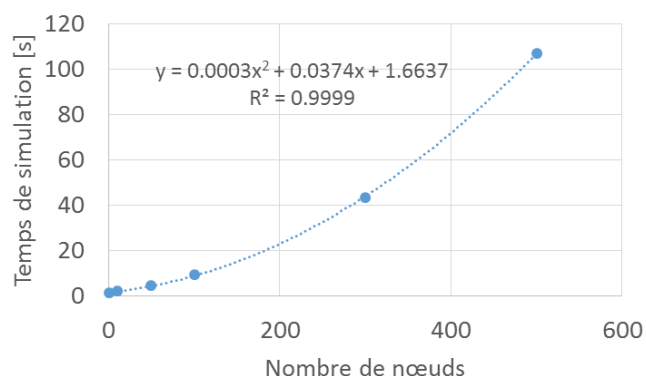


Figure F-7 : Evolution du temps de simulation pour une simulation annuelle avec un pas de temps de 15 min pour le tuyau *pipeIn*.

Nous avons finalement choisi un nombre de nœuds égal à **100**, qui est le résultat d'un compromis entre une représentation fidèle du comportement régime transitoire et un temps de simulation raisonnable.

F.3.3 Autres paramètres

Tableau F-8 : Paramètres des tuyaux utilisés dans le modèle de système complet.

Description	Variable	Valeur	Unité
Internal diameter of the pipe	Dtube_inner	0,0831	m
External diameter of the pipe	Dtube_ext	0,0889	m
Density of the pipe	rho_tube	7850	kg/m ³
Specific heat capacity of the pipe	cp_tube	460	J/(kg.K)
Thickness of the pipe insulation	elsol	0,09	m
Thermal conductivity of the pipe insulation	Lambda_elsol	0,027	W/(m.K)
Nominal pressure losses per meter of pipe	DP_nom_per_m	0,00205	bar/m
Nominal mass flow in the pipe	m_flow_nom	7,159	kg/s

G. Calcul de la propagation des incertitudes de mesures

Le calcul s'effectue en utilisant la méthode de Kline et McClintock [174]. Pour toute grandeur Γ calculée à l'aide de mesures $\phi_1, \phi_2, \phi_3, \dots$ selon la fonction f :

$$\Gamma = f(\phi_1, \phi_2, \phi_3, \dots) \quad (\text{G-1})$$

L'incertitude absolue sur Γ , $\delta\Gamma$ se calcule de la façon suivante :

$$\delta\Gamma = \sqrt{\left(\frac{d\Gamma}{d\phi_1} \delta\phi_1\right)^2 + \left(\frac{d\Gamma}{d\phi_2} \delta\phi_2\right)^2 + \left(\frac{d\Gamma}{d\phi_3} \delta\phi_3\right)^2 + \dots} \quad (\text{G-2})$$

G.1 Ecart de température ΔT entre l'entrée et la sortie du fluide

$$\Delta T = T_{out} - T_{in} \quad (\text{G-3})$$

$$\delta\Delta T = \sqrt{\delta T_{out}^2 + \delta T_{in}^2} \quad (\text{G-4})$$

G.2 Puissance P récupérée dans le fluide

$$P = \dot{m}c_p\Delta T \quad (\text{G-5})$$

$$\delta P = c_p\sqrt{(\Delta T\delta\dot{m})^2 + (\dot{m}\delta\Delta T)^2} \quad (\text{G-6})$$

G.3 Rendement η du capteur solaire

$$\eta = \frac{P}{AG} \quad (\text{G-7})$$

$$\delta\eta = \frac{1}{AG}\sqrt{\delta P^2 + \left(\frac{P}{G}\delta G\right)^2} \quad (\text{G-8})$$

G.4 Température moyenne du fluide T_m

$$T_m = \frac{T_{in} + T_{out}}{2} \quad (\text{G-9})$$

$$\delta T_m = \frac{1}{2}\sqrt{\delta T_{in}^2 + \delta T_{out}^2} \quad (\text{G-10})$$

G.5 Température réduite T_m^*

$$T_m^* = \frac{T_m - T_a}{G} \quad (\text{G-11})$$

$$\delta T_m^* = \frac{1}{G}\sqrt{\delta T_m^2 + \delta T_a^2 + T_m^{*2}\delta G^2} \quad (\text{G-12})$$

G.6 Rayonnement incident G pour le banc d'ensoleillement artificiel

En ce qui concerne la mesure du rayonnement incident G , plusieurs facteurs d'incertitude apparaissent :

- L'incertitude intrinsèque du pyranomètre δG_p , de l'ordre de 2 % ;

- L'homogénéité du rayonnement sur la surface du capteur solaire δG_A , de l'ordre de 10 % ;
- La stabilité temporelle du rayonnement tout au long de l'essai δG_t , puisqu'on ne dispose que de la mesure faite avant le démarrage, de l'ordre de 0,5 %.

On considère généralement que l'incertitude liée au dernier point est négligeable à côté des problèmes d'homogénéité du rayonnement sur toute la surface et de l'incertitude intrinsèque du pyranomètre. Pour avoir une idée de cette homogénéité, une cartographie de la surface qui sera occupée par le capteur solaire est effectuée à l'aide du pyranomètre juste avant la mise en route de l'essai. En chaque point, on a l'incertitude suivante sur la mesure de rayonnement incident G_i :

$$\delta G_i = \sqrt{\delta G_p^2 + \delta G_A^2} \quad (\text{G-13})$$

Le rayonnement incident G utilisé pour les calculs de rendement est la moyenne des mesures en chaque point :

$$G = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N G_i \quad (\text{G-14})$$

avec N le nombre de points mesurés.

Son incertitude se calcule donc de la manière suivante :

$$\delta G = \frac{\sqrt{N}}{N} \delta G_i \quad (\text{G-15})$$

G.7 Température ambiante T_a pour le banc d'ensoleillement artificiel

Pour cette mesure, on fait la moyenne entre deux sondes de températures :

$$T_a = \frac{T_{a,1} + T_{a,2}}{2} \quad (\text{G-16})$$

$$\delta T_a = \frac{1}{2} \sqrt{\delta T_{a,1}^2 + \delta T_{a,2}^2} \quad (\text{G-17})$$

G.8 Incertitude d'une moyenne

Soit $\phi_1, \phi_2, \dots, \phi_N$ les mesures d'une grandeur ϕ d'incertitude $\delta\phi$ à différents temps, soit $\bar{\phi}$ la moyenne de ces valeurs. On a :

$$\bar{\phi} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \phi_i \quad (\text{G-18})$$

$$\delta \bar{\phi} = \frac{\sqrt{N}}{N} \delta \phi \quad (\text{G-19})$$

Les centrales solaires thermiques de grande dimension basse et moyenne température (80-120°C) peuvent fournir une chaleur renouvelable et compétitive aux réseaux de chaleurs et aux industries. Ces installations, intensives en capital et avec des faibles coûts de fonctionnement, ont un retour sur investissement sur le long terme. Le suivi de performance et la détection et le diagnostic de défauts automatisés sont donc des axes essentiels permettant de garantir des performances optimales sur toute la durée de vie de l'installation.

Cette thèse a pour but l'analyse des défauts les plus importants, dans un but de détection et de diagnostic. Dans un premier temps, une étude exhaustive des défauts pouvant affecter les installations solaires thermiques a été réalisée. Cette étude a permis d'identifier les défauts les plus fréquents et les plus graves, autrement appelés défauts critiques. Parmi ces défauts, six ont été sélectionnés pour être étudiés plus en détails.

Afin d'analyser le comportement du système lorsqu'il est soumis aux différents défauts étudiés, un modèle numérique a été mis en place. En particulier, un nouveau modèle de capteur solaire thermique plan a été développé, les modèles existants ne détaillant pas suffisamment certaines caractéristiques physiques nécessaires à la reproduction des défauts. Une validation expérimentale de ce modèle en fonctionnement normal et défaillant a montré qu'il permet une modélisation simple des défauts et que son comportement est réaliste.

Une méthodologie pour analyser de façon numérique l'impact des défauts sur le comportement du système est ensuite proposée. Un ensemble de grandeurs permettant de caractériser ce comportement sont notamment définies. Cette méthodologie est ensuite appliquée, d'abord à l'échelle du composant directement impacté par le défaut, puis à l'échelle du système complet. Les résultats permettent d'identifier les défauts détectables ainsi que ceux qui sont identifiables et de proposer un ensemble réduit de grandeurs suffisant pour les détecter et les identifier.

Ces travaux offrent une base méthodologique et des premiers résultats qui pourront permettre de développer un algorithme automatisé pour détecter et diagnostiquer les défauts critiques d'une installation solaire thermique de grande dimension.

Mots clés : détection de défauts, solaire thermique, modélisation.

Large scale solar systems at low and medium temperature (80-120 °C) can provide renewable and competitive energy to district heating and industrial processes. These systems, which are capital-intensive and have low operating costs, present a long-term return on investment. Automated monitoring and fault detection and diagnosis are key elements to guarantee optimal performances during all the lifespan of the plant.

This dissertation aims to analyze of the main faults, in a detection and diagnosis purpose. First, an exhaustive study of the dysfunctions that can affect the large scale solar systems enabled to identify the more frequent and serious faults, also called critical faults. Among these critical faults, six were selected for a more detailed study.

To analyze the behavior of the system subjected to the studied faults, a numerical model was implemented. A new flat plate thermal solar collector model was particularly developed as existing ones do not detail enough several physical characteristics required for the reproduction of faults. An experimental validation of this model in normal and faulty operation showed that it enables a simple fault modelling and presents a realistic behavior.

A methodology to numerically analyze the impact of the faults on the system behavior is then proposed. A set of features enabling the characterizing of this behavior are particularly defined. This approach is applied first at the scale of directly affected component then at system scale. The results enable to identify detectable and isolable faults, but also to propose a reduced set of features sufficient to properly detect and diagnose them.

This work presents a methodologic base and first results to develop an automated algorithm for detection and diagnosis of critical faults of a large scale thermal solar system.

Keywords: fault detection, thermal solar, modelling.