

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

DÉTECTION DE FAUTE AUTOMATIQUE DANS LES SYSTÈMES SOLAIRES  
THERMIQUES BASÉE SUR LA VÉRIFICATION DE RÈGLES ET LA SIMULATION

SIMON MALTAIS LAROUCHE

DÉPARTEMENT DE GÉNIE MÉCANIQUE  
ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

MÉMOIRE PRÉSENTÉ EN VUE DE L'OBTENTION  
DU DIPLÔME DE MAÎTRISE ÈS SCIENCE APPLIQUÉE  
(GÉNIE MÉCANIQUE)

AVRIL 2016

UNIVERSITÉ DE MONTRÉAL

ÉCOLE POLYTECHNIQUE DE MONTRÉAL

Ce mémoire intitulé :

DÉTECTION DE FAUTE AUTOMATIQUE DANS LES SYSTÈMES SOLAIRES  
THERMIQUES BASÉE SUR LA VÉRIFICATION DE RÈGLES ET LA SIMULATION

présenté par : MALTAIS LAROUCHE Simon

en vue de l'obtention du diplôme de : Maîtrise ès sciences appliquées

a été dûment accepté par le jury d'examen constitué de :

M. BERNIER Michel, Ph. D., président

M. KUMMERT Michaël, Doctorat, membre et directeur de recherche

M. ZMEUREANU Radu, Ph. D., membre

## REMERCIEMENTS

J'aimerais dans un premier temps remercier mon directeur de recherche, le professeur Michaël Kummert, pour les rencontres très instructives, puis pour ses idées et commentaires qui contribuèrent à l'orientation de ce projet. Je tiens également à remercier le professeur Michel Bernier, pour les conseils et son enseignement.

Je tiens également à remercier le personnel de l'Accueil Bonneau à Montréal qui a été d'une grande aide lors des heures passées dans le but de mesurer les données d'opération. Je tiens particulièrement à remercier Daniel Joly qui fût toujours disponible pour répondre à mes questions.

Pour terminer, j'aimerais remercier tous les collègues que j'ai eu la chance de côtoyer au cours de ce projet, notamment, Samuel Letellier-Duchesne, Kun Zhang, Katherine D'Avignon, Benoit Delcroix, Behzad Barzegar et Humberto Jose Quintana.

## RÉSUMÉ

Les chauffe-eau solaires sont souvent considérés lorsqu'il est question de solutions permettant la production d'eau chaude domestique tout en réduisant les coûts en énergie et les émissions de gaz à effet de serre. Bien que leur coût diminue, les systèmes solaires thermiques nécessitent un investissement initial plus grand que les systèmes conventionnels, et ce surcoût est compensé par une facture énergétique réduite. Afin d'assurer leur rentabilité, il est donc impératif que ces systèmes délivrent des performances satisfaisantes pendant l'entièreté de leur durée de vie utile.

Malheureusement, il n'est pas rare que les chauffe-eau solaires rencontrent des problèmes qui font en sorte que les économies d'énergies ne sont pas au rendez-vous et même dans certains cas, que leur durée de vie soit réduite. Ces problèmes sont causés par plusieurs facteurs tels qu'une mauvaise sélection de composants lors de la conception, une installation inadéquate et un manque d'entretien. De plus, il n'est pas rare qu'un problème reste caché du propriétaire pendant une longue période de temps, car un appoint permet généralement de fournir la totalité de la demande en eau chaude domestique. Ainsi, un système peut ne pas fonctionner pendant des mois et même des années sans symptôme apparent du côté consommateur. Dans cette optique, il est important de trouver des méthodes permettant de prévenir les propriétaires aussitôt qu'un problème survient.

Ce mémoire présente une méthode de détection de faute automatique développée pour les chauffe-eau solaires basée sur deux niveaux. Le premier niveau consiste à faire le suivi des conditions d'opération d'un système (e.g. températures, débits, pression, etc.) et de s'assurer que celles-ci respectent des règles préétablies. Dans le second niveau, les performances quotidiennes du circuit solaire ainsi que de l'appoint sont évaluées par l'entremise de simulations énergétiques sur le logiciel TRNSYS. Les performances estimées sont ensuite comparées avec celles mesurées afin de déterminer si l'écart est significatif.

Une validation de la méthode a été effectuée en utilisant près de trois ans de données de fonctionnement d'un chauffe-eau solaire composé de 11 panneaux à tube sous vide d'une superficie totale de 35.5m<sup>2</sup> situé à l'Accueil Bonneau à Montréal, Canada. La validation a également servi à déterminer s'il était possible de réduire la quantité de travail nécessaire à la construction d'un modèle tout en permettant une détection de fautes adéquate. Il sera donc question dans un premier temps d'effectuer une validation de la méthode avec un modèle calibré, puis dans un deuxième

temps avec un modèle non calibré (tel que construit) et un modèle utilisant des données météorologiques provenant de l'Internet pour remplacer les capteurs de mesure locaux.

L'algorithme de vérification de règles a permis la détection de deux pannes majeures du système associées à un bris et un remplacement de l'appoint ainsi que la majorité des erreurs associées à des problèmes d'instrumentation tel qu'un instrument de mesure déconnecté. Ce niveau de détection a également montré son utilité pour le diagnostic de faute, car il permet facilement d'identifier la localisation, l'intensité, le type et le comportement d'une faute dans le temps.

L'utilisation de simulations a rendu possible la détection de fautes associées à une baisse de la performance du système qui n'étaient pas toujours identifiées par l'algorithme de vérification de limites. Entre autres, un mauvais positionnement du capteur de mesure de la température de sortie des collecteurs solaires et une quantité insuffisante d'antigel dans le circuit solaire ont pu être identifiés. Des erreurs d'instrumentation liée aux entrées de la simulation ont parfois entraîné une mauvaise estimation des performances ce qui généra des fausses alarmes. Ces erreurs d'instrumentation ont toutefois toujours été détectées par le premier niveau de détection.

Il est également montré que l'utilisation d'un modèle non calibré est aussi performant pour la détection de fautes qu'un modèle calibré, car toutes les fautes majeures sont détectées dans les deux cas et cela sans générer un nombre significatif de fausses alarmes. Les résultats utilisant des observations météorologiques pour remplacer les capteurs de mesure locaux sont moins concluants, puisque plusieurs fausses alarmes ont été déclenchées. Celles-ci étaient principalement causées par une surestimation de l'ensoleillement disponible dans les données météo lors de journées avec un faible ensoleillement.

Finalement, les résultats de ce mémoire ont montré que la combinaison d'un algorithme de vérification de limites et de simulations TRNSYS présente une bonne synergie. Les conclusions obtenues de ce travail ainsi que les informations fournies sur la méthode contribueront certainement à augmenter la fiabilité des chauffe-eau solaires. Cela en particulier pour des systèmes localisés en Amérique du Nord, où les conditions climatiques hivernales sont rigoureuses et peuvent entraîner des problèmes supplémentaires.

## ABSTRACT

Solar hot water systems are often considered to lower the energy costs and greenhouse gas emissions related to the production of domestic hot water. Although the capital costs associated with solar domestic hot water systems are decreasing each year, they are still significantly higher than conventional solutions, and these extra costs are compensated by reduced energy bills. In order to be economically viable, these systems must then deliver a satisfactory performance over their useful lifetime.

Unfortunately, it is not uncommon for solar hot water systems to encounter issues which result in a reduction of energy savings and/or their useful life span. These issues often result from poor design, careless installation, and a lack of maintenance. Furthermore, it is frequent that the system's owners stay unaware of a failure for an extended period of time, since these systems are generally equipped with auxiliary heating designed to meet the entire heat load. Thus, a system could be underperforming or out of service for months or even years without any noticeable symptoms from the hot water consumer point of view. In this respect, it is important to find solutions to automatically warn a system's owner or manager in case of a system failure.

This thesis presents an original automatic fault detection method based on two levels and developed specifically for solar hot water systems. The first level monitors a system's operating conditions (e.g. temperatures, flowrates, pressures, etc.) through a rule-based algorithm. In the second level, the solar circuit and auxiliary heater daily performances are evaluated using TRNSYS simulations and compared with the measured performance in order to determine if there is a significant discrepancy.

The method was assessed using three years of operation data from a solar hot water system composed of 11 evacuated tubes of a total area of 35.5 m<sup>2</sup> located at l'Accueil Bonneau in Montreal, Canada. The validation was also used to determine how the amount of work required to obtain a model could be reduced while allowing an accurate fault detection. First, the method was assessed using a calibrated model. Then, the obtained results were compared with the ones obtained with an as-built model and a model using web-based weather data instead of on-site measurements.

The rule-based algorithm has successfully detected two major system faults related to a failure and replacement of the auxiliary heater and was well suited to detect instrumentation errors such as an unconnected sensor. The fault detection level has also shown to be a useful tool for fault diagnosis

since it facilitates the identification of the location (which sensor), severity and time behavior of a fault.

The simulation-based fault detection has allowed the detection of faults causing a performance reduction that were not always identified by the rule-based algorithm. These includes badly positioned collector's outlet temperature sensor and solar fluid freezing problem due to a too low concentration of the anti-freeze fluid. Instrumentation errors associated to some simulation inputs have sometime led to bad performance predictions from the simulation that resulted in false alarms. Fortunately, these instrument errors were always detected by the rule-based algorithm.

It was also demonstrated that the performance assessment obtained with a non-calibrated model was sufficiently accurate for fault detection, since all major faults were detected without generating a significant number of false alarms. On the other hand, the model using web-based weather data was less successful and resulted in multiple false alarms. This was mainly due to an overestimation of the daily solar radiation by the weather data for days with low solar radiation.

In summary, the results presented in this thesis have shown that the combination of rule-based and simulation based algorithms offers a great synergy. The conclusions obtained from this work combined with the detailed description of the method will certainly contribute to increase the reliability of solar hot water systems. This is particularly true for Canadian and North American systems which often operate in harsh weather conditions where supplementary faults can occur.

## TABLE DES MATIÈRES

REMERCIEMENTS .....	III
RÉSUMÉ.....	IV
ABSTRACT .....	VI
TABLE DES MATIÈRES .....	VIII
LISTE DES TABLEAUX.....	XI
LISTE DES FIGURES.....	XII
LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS .....	XV
LISTE DES ANNEXES.....	XVII
CHAPITRE 1 INTRODUCTION.....	1
1.1 Objectif de l'étude.....	2
1.2 Organisation du mémoire .....	2
CHAPITRE 2 REVUE DE LA LITTÉRATURE.....	4
2.1 Systèmes solaires thermiques.....	4
2.2 Fautes dans les systèmes solaires thermiques .....	5
2.3 Principes de base de la détection de faute .....	9
2.4 Méthodes de détection de fautes dans le bâtiment .....	10
2.5 Applications des méthodes aux systèmes solaires thermiques.....	14
2.5.1 Algorithmes de vérification de règles .....	14
2.5.2 Contrôleur Input-output.....	17
2.5.3 Réseaux de neurones artificiels .....	18
2.5.4 Simulation .....	21
CHAPITRE 3 DÉMARCHE ET PERTINENCE DE L'ARTICLE .....	23
3.1.1 Organisation du document .....	25



CHAPITRE 4	ARTICLE 1 : FAULT DETECTION IN SOLAR DOMESTIC HOT WATER SYSTEMS COMBINING RULE-BASED AND SIMULATION-BASED ALGORITHMS.....	26
4.1	Abstract .....	26
4.2	Introduction .....	28
4.3	Methodology .....	31
4.3.1	Rule-based algorithm .....	32
4.3.2	Simulations.....	34
4.4	Application to a real system .....	37
4.4.1	Field system.....	37
4.4.2	Numerical model.....	37
4.4.3	Uncertainty determination.....	39
4.5	Results .....	40
4.5.1	Simulation base fault detection results using a Calibrated model.....	40
4.5.2	Rule-based results .....	43
4.5.3	Suitability of the As Built and the web-based weather data models.....	44
4.6	Recommended fault detection methodology and practical considerations .....	46
4.7	Conclusions .....	47
CHAPITRE 5	ASPECTS MÉTHODOLOGIQUES.....	49
5.1	Structure du système de détection de fautes.....	49
5.2	Discussion sur l'utilisation de l'interface utilisateur.....	52
CHAPITRE 6	DISCUSSION GÉNÉRALE .....	55
6.1	Présentation d'une méthode originale .....	55
6.2	Contribution de l'application sur un système réel.....	55
6.3	Comparaison de plusieurs types de modèles.....	56
6.4	Suivi des performances d'un système réel .....	56

CHAPITRE 7 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS .....	58
BIBLIOGRAPHIE .....	60
ANNEXES .....	65

## LISTE DES TABLEAUX

Tableau 2.1 : Exemple d'erreurs et les conséquences associées pouvant être rencontrés dans les SST. Adapté de : (German Solar Energy Society, 2010) avec additions de l'auteur.....	6
Tableau 2.2: Définition de la terminologie propre à la détection de faute.....	9
Tableau 2.3 : Échantillon de Règles de la méthode FUS. Adapté de (de Keizer <i>et al.</i> , 2011a).....	15
Tableau 4.1 : Fault description and rule example for the rule-based method .....	33
Tableau 4.2 : Minimum-Maximum analysis key parameters and inputs uncertainty margins .....	40

## LISTE DES FIGURES

Figure 2.1 : Exemples de configurations typiques de SST à circulation forcée. A) Système à un seul réservoir avec appoint provenant d'une chaudière. B) Système à deux réservoirs avec appoint par un chauffe-eau électrique conventionnel. ....	5
Figure 2.2 : Exemple de causes d'erreurs sur des systèmes réels. A) Gaine non résistante aux hautes températures. Tiré de : (German Solar Energy Society, 2010). B) Mauvais positionnement de la sonde de température de sortie des collecteurs. ....	7
Figure 2.3 : Fréquence de fautes sur une période de 20 ans pour 98 SST installés en Allemagne. Adapté de (Peuser <i>et al.</i> , 2005) .....	8
Figure 2.4 : Répartition des méthodes de détection de fautes. Adapté de : (Katipamula et Brambley, 2005a).....	10
Figure 2.5 : Vérification de limites fixes à gauche et de tendances à droite. Tiré de (Isermann, 2006) .....	12
Figure 2.6 : Exemple d'arbre de décision pour le diagnostic de faute automatique dans une unité de traitement de l'air. Adapté de (Katipamula <i>et al.</i> , 1999).....	13
Figure 2.7 : Étapes de la détection de fautes pour la méthode développée à l'université de Kassel. Adapté de (Wiese <i>et al.</i> , 2007).....	16
Figure 2.8 : Schéma de principe du contrôleur Input/Output. Adapté de (Pärisch et Vanoli, 2007) .....	18
Figure 2.9 : Lien entre les neurones d'un RNA permettant de lier les sorties au entrées d'un système. Tiré de (S. A. Kalogirou <i>et al.</i> , 1999) .....	19
Figure 2.10 : Processus de détection de faute basée sur la comparaison entre des mesures et les prédictions de simulations TRNSYS. Tiré de (de Keizer, 2012) .....	21
Figure 4.1 : Schematic view of a typical single tank SDHW system.....	28
Figure 4.2 : Four main layers of the fault detection method. Arrows show data being transferred. ....	32

Figure 4.3 : Fault detection example using minimum and maximum limits for a hypothetical variable Y .....	32
Figure 4.4 : Fault detection using advance limits for a hypothetical variable Y. a) <i>Variable limits</i> b) <i>Limit flexibility</i> . c) <i>Severity levels</i> .....	34
Figure 4.5 : Simulation based fault detection conditions .....	35
Figure 4.6 : Schematic of the field SDHW system and available instrumentation .....	37
Figure 4.7 : TRNSYS model of the field system (Calibrated model shown). All the inputs are provided from the last 24 hours on-site logged data. ....	38
Figure 4.8 : Compilation of the daily analysis for the simulation base fault detection method using the <i>calibrated</i> model.....	41
Figure 4.9 : Example of fault generated by a badly positioned collector outlet temperature sensor on January 26 <sup>th</sup> 2015. ....	42
Figure 4.10 : Highlights of the rule-based and simulation-based fault detections.....	43
Figure 4.11 : Compilation of the daily analysis for the simulation base fault detection method using the <i>as built</i> model. ....	44
Figure 4.12 : Compilation of the daily analysis of the solar circuit performances for the simulation based fault detection method using a <i>calibrated</i> model in combination with web-based weather data for the $G_{\text{tilted}}$ and $T_{\text{amb}}$ inputs. ....	45
Figure 4.13 : Example of how a fault detection event could be displayed on a user interface .....	47
Figure 5.1 :Ordre d'exécution des fonctions principales du système de détection de faute. ....	50
Figure 5.2 : Organisation des structures de données contenant l'historique des analyses et des fautes .....	51
Figure 5.3 : Exemple de page d'accueil d'une interface utilisateur pour un logiciel de suivi des performances d'un chauffe-eau solaire .....	52
Figure 5.4 : Affichage des fautes et des performances. A) Fautes affichées sur un graphique interactif permettant d'identifier le type de faute, son intensité et le moment de la détection.	

B) Graphique permettant de comparer la performance prévue par la simulation et celle mesurée.....	53
Figure 5.5 : Affichage détaillé de fautes .....	54
Figure 5.6 : Options permettant l'ajustement du programme de détection de faute. ....	54

## LISTE DES SIGLES ET ABRÉVIATIONS

CVCA	Chauffage ventilation et conditionnement de l'air
ECD	Eau chaude domestique
FUS	Function control for small solar thermal systems without heat measurements
IFAC	International federation of automatic control
RNA	Réseaux de neurones artificiels
SST	Système solaire thermique
$a_1$	Coefficient de perte thermique de premier ordre des collecteurs ( $W m^{-2} K^{-1}$ )
$a_2$	Coefficient de perte thermique de deuxième ordre des collecteurs ( $W m^{-2} K^{-2}$ )
$C_c$	Capacité thermique des collecteurs ( $kJ K^{-1}$ )
$C_p$	Capacité thermique des tuyaux ( $kJ K^{-1}$ )
$G_{surface}$	Rayonnement total quotidien dans le plan des collecteurs ( $kJ m^{-2}$ )
$H_{issuf.}$	Nombre d'heure pendant lesquels la température du circuit est insuffisante (h)
$H_{jour}$	Nombre d'heure d'ensoleillement (h)
$\overline{K_{\theta, eff.}}$	Facteur d'angle d'incidence effectif moyen (-)
$k_p$	Conductivité thermique des tuyaux ( $W m^{-1} K^{-1}$ )
$P_{él.}$	Énergie électrique quotidienne consommée par la pompe (kW h)
$Q_{capacité}$	Effet quotidien de la capacité thermique du circuit (kW h)
$Q_{circuit}$	Énergie utile collecté quotidiennement (kWh)
$Q_{pertes}$	Pertes thermiques quotidiennes (kWh)
$T_{circuit}$	Température moyenne du circuit à un pas de temps donné ( $^{\circ}C$ )
$T_{extérieure}$	Température ambiante à l'extérieur à un pas de temps donné ( $^{\circ}C$ )
$T_{réservoir}$	Température du réservoir solaire à un pas de temps donné ( $^{\circ}C$ )

## Lettres grecques

$\eta_0$  Rendement optique des collecteurs (-)



## **LISTE DES ANNEXES**

ANNEXE A – Information complémentaire sur les fautes et les méthodes de détection.....	65
ANNEXE B – Information sur la programmation d’un contrôleur pour pompe à débit variable..	69
ANNEXE C – Détails sur l’instrumentation installée à l’Accueil Bonneau.....	71

## CHAPITRE 1 INTRODUCTION

Au Canada, la production d'eau chaude domestique (ECD) représente environ 17 % de la demande en énergie des ménages (Behidj *et al.*, 2013). Considérant le fait que plus de 80% de l'énergie utilisée pour chauffer l'ECD est fournie par la combustion de gaz, d'huile et de bois, il est de plus en plus question de trouver des alternatives dont l'impact environnemental est moindre. Le coût du cycle de vie de ces alternatives devrait toutefois être plus petit ou égal à celui de systèmes conventionnels pour assurer leur succès. Les chauffe-eau solaires font partie des alternatives qui ont le potentiel de remplir ce critère, car ils permettent des économies considérables des coûts en énergie pour la production de l'ECD. Par exemple, un système typique pour une maison unifamiliale installé à Montréal permet des économies d'énergies d'environ 45% par rapport à un chauffe-eau conventionnel (NRCan, 2003).

Pour que les économies d'énergie soient au rendez-vous, un chauffe-eau solaire doit toutefois fonctionner selon les spécifications pendant toute sa durée de vie. En effet, des défauts et erreurs dans ces systèmes peuvent entraîner une baisse de leur performance ou des bris de systèmes engendrant soit une diminution des économies d'énergie, des coûts de réparation ou une réduction de la durée de vie. Il a été malheureusement démontré dans des études antérieures que des problèmes sont rencontrés fréquemment au cours de la durée de vie des chauffe-eau solaires en raison d'erreurs lors de la conception, d'une mauvaise installation, d'un entretien inadéquat ou inexistant, de mauvaises stratégies de contrôle et de plusieurs autres raisons (German Solar Energy Society, 2010; Menicucci, 2009; Peuser, Remmers et Schnauss, 2005). De plus, ces problèmes sont rarement détectés par les propriétaires des systèmes, car la majorité des systèmes sont couplés à un système de chauffage auxiliaire conçu pour fournir l'entièreté de la demande en eau chaude sanitaire.

Il est donc important d'élaborer des stratégies permettant d'assurer le bon fonctionnement des chauffe-eau solaires en permettant d'aviser les propriétaires rapidement en cas de problème. Un moyen d'assurer ce suivi est d'utiliser un programme de détection de fautes qui fait le suivi automatique des opérations d'un système et vérifie que celles-ci sont satisfaisantes. Malheureusement, les applications de systèmes de détection de faute pour les chauffe-eau solaires sont encore très peu répandues sur le marché. Dans cette optique, il est important que de nouvelles approches soient développées et testées.

Dans ce mémoire, il sera discuté de l'élaboration et de l'application d'une stratégie de détection de faute automatisée basée sur la combinaison d'un algorithme de vérification de règles et de simulation sur le logiciel TRNSYS (Klein *et al.*, 2014).

## 1.1 Objectif de l'étude

L'objectif principal de ce projet est de développer une méthode de détection de faute automatique basée sur la combinaison d'un algorithme à base de règles et de simulation sur TRNSYS. La méthode doit être en mesure de générer une alarme lorsque des conditions d'opérations anormales sont détectées dans le but d'aviser les propriétaires de chauffe-eau solaire le plus rapidement possible. Ceci dans l'optique de contribuer à augmenter la fiabilité de ces systèmes et ainsi à augmenter leur viabilité en tant que solution alternative aux systèmes conventionnels.

Les objectifs spécifiques propres à ce mémoire sont :

1. Établir et présenter les bases de la méthode de détection de faute automatique;
2. Générer un prototype fonctionnel;
3. Évaluer l'efficacité de la méthode en utilisant des données d'opération d'un système réel;
4. Tester différentes alternatives de modèles TRNSYS pour déterminer quel niveau de détail de modèle est nécessaire pour la détection de faute;
5. Établir une liste de recommandations pour les praticiens et opérateurs de systèmes qui pourraient faire usage de la méthode proposée.

## 1.2 Organisation du mémoire

Ce mémoire est divisé en 7 chapitres. Le Chapitre 2 présente une revue de la littérature relative aux chauffe-eau solaires et particulièrement aux études de fiabilité à long terme, aux principes de base de la détection de faute, aux applications de la détection de faute dans le bâtiment, puis aux applications propres aux systèmes solaires thermiques. Le Chapitre 3 discute de la démarche utilisée dans ce travail ainsi que de la pertinence de l'article en lien avec les objectifs de ce mémoire. Dans le Chapitre 4, l'article scientifique soumis au comité de lecture du journal *Solar Energy* est présenté. Par la suite, les détails sur la structure et le fonctionnement du programme de détection de fautes sont brièvement discutés au Chapitre 4. Au Chapitre 5, une discussion générale

des résultats de la méthodologie utilisée pour répondre aux objectifs de ce mémoire ainsi qu'une analyse des résultats sont présentés. Finalement, le dernier chapitre discute des conclusions principales de ce mémoire et quelques pistes pour des recherches ultérieures sont énoncées.

## CHAPITRE 2 REVUE DE LA LITTÉRATURE

Dans ce chapitre, il sera question d'établir les principes de base et de définir la terminologie qui sera utilisée dans ce mémoire en passant à travers un aperçu de l'état des connaissances en lien avec la détection de faute dans les systèmes solaires thermiques. Ce chapitre comporte quatre sections qui traiteront des systèmes solaires thermiques, des fondements de la détection de faute, des méthodes de détection de faute utilisées dans les systèmes de distribution énergétique des bâtiments, puis des applications propres aux systèmes solaires thermiques.

### 2.1 Systèmes solaires thermiques

Dans les dernières décennies, le rayonnement solaire a été utilisé comme source d'énergie dans un large éventail d'applications telles que le chauffage et la climatisation de bâtiment (de façon active et/ou passive), le chauffage de l'ECD, de piscine ou pour des procédés industriels, la désalinisation, la génération d'électricité et plusieurs autres (Duffie et Beckman, 2013; S. A. Kalogirou, 2014). De ces applications, le chauffage de l'ECD par l'entremise de Systèmes Solaires Thermiques (SST) est l'une des applications la plus répandue, car relativement simple à appliquer et représente une solution compétitive aux systèmes conventionnels. En effet, en 2013 la production d'ECD représentait 94% de l'énergie produite par les systèmes solaires thermiques dans le monde (Mauthner, Weiss et Spörk-Dür, 2015). De cette proportion, 84% représentaient des systèmes de petite taille pour des maisons unifamiliales, 10% des systèmes de grande taille (ex. bâtiments avec plusieurs appartements, hôtels, écoles, etc.) et le reste pour le chauffage de piscine et des systèmes combinés (ECD et chauffage d'espace).

Plusieurs configurations de SST sont possibles pour la production d'ECD en fonction de facteurs socio-économiques, géographiques et climatiques. En Amérique du Nord et dans les régions où les températures tombent sous le point de congélation, les systèmes à circulation forcée sont les plus répandus. Dans ce type de système, l'énergie radiative solaire est absorbée et convertie en énergie thermique par des collecteurs solaires. Cette énergie est transmise à un réservoir de stockage thermique par l'entremise d'un fluide caloporteur composé d'un mélange d'eau, d'antigel (e.g. propylène glycol) et d'additifs pompé dans un circuit solaire. La Figure 2.1 illustre deux configurations couramment rencontrées en Amérique du Nord. La configuration A) correspond à un système à réservoir unique avec un appoint fourni par une chaudière et la configuration B) un

système à réservoir solaire couplé à un chauffe-eau électrique conventionnel. Il est à noter que ces configurations sont présentées à titre d'exemple et que plusieurs autres configurations ou combinaisons sont possible (e.g. échangeur de chaleur externe), mais que le principe général reste le même.

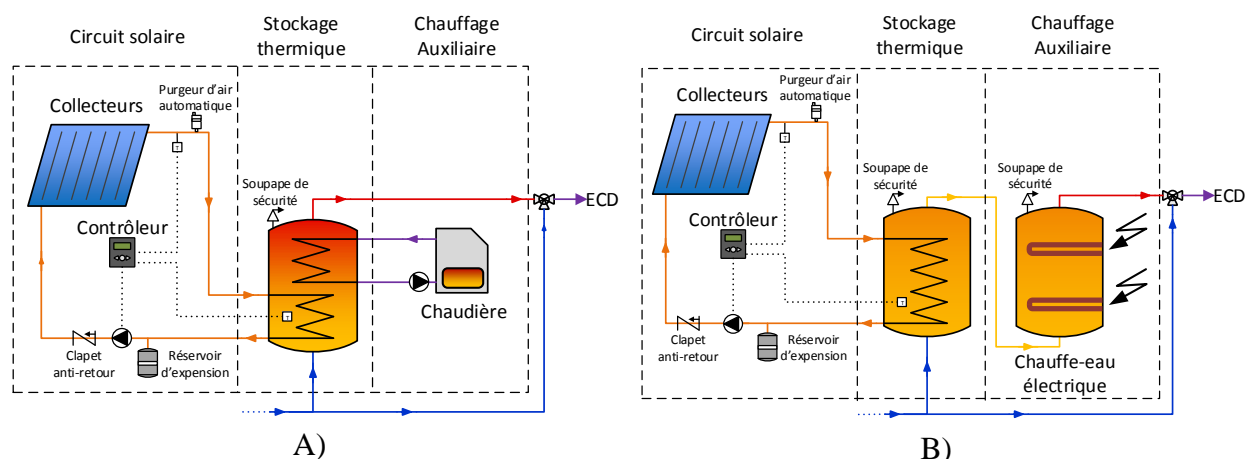


Figure 2.1 : Exemples de configurations typiques de SST à circulation forcée. A) Système à un seul réservoir avec appoint provenant d'une chaudière. B) Système à deux réservoirs avec appoint par un chauffe-eau électrique conventionnel.

Le démarrage et l'arrêt de la pompe du circuit solaire s'effectuent en fonction du différentiel de température entre la sortie des collecteurs solaires et le bas du réservoir de stockage thermique. L'eau chaude domestique est préchauffée par la partie solaire, puis l'appoint fournit la chaleur supplémentaire si nécessaire.

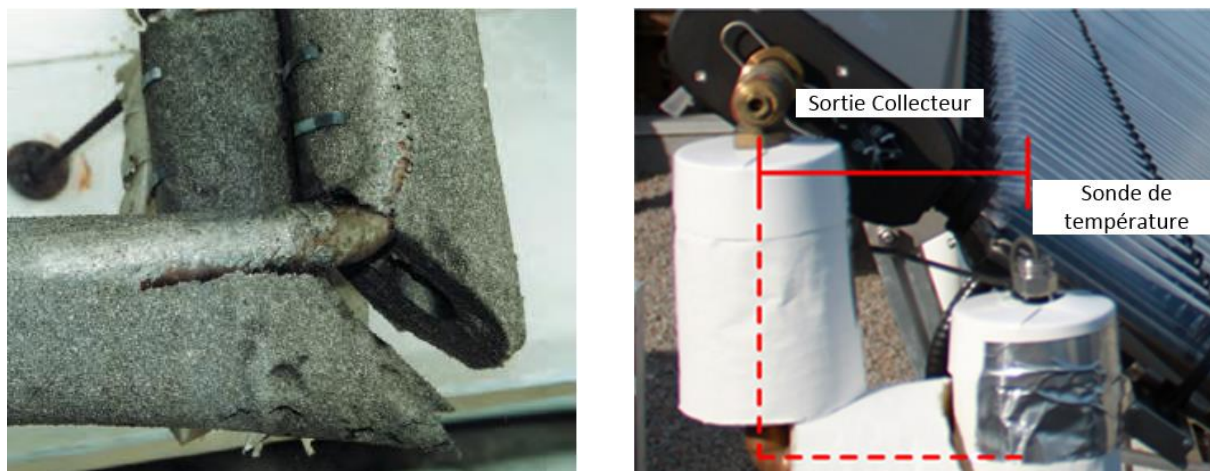
## 2.2 Fautes dans les systèmes solaires thermiques

Dans les climats tempérés, les SST pour la production d'ECD sont généralement dimensionnés pour être en mesure de fournir environ 90 % de la demande thermique pour les mois d'été et environ 60% de l'énergie annuelle nécessaire (German Solar Energy Society, 2010). Ceci représente ainsi une économie en coût d'énergie d'environ 60% (en négligeant les frais en électricité associés au pompage et au contrôle). Il est important que l'économie d'énergie soit au rendez-vous pour être en mesure de rembourser l'investissement initial qui est plus important pour un SST par rapport à un système conventionnel. Il est donc impératif que le fonctionnement d'un tel système soit à la hauteur des spécifications de design pour toute la durée de vie du système, généralement fixée entre 20 et 25 ans dans les études de faisabilité.

Malheureusement, plusieurs facteurs font en sorte que des problèmes de fonctionnement peuvent émerger dès la mise en marche ou lors du fonctionnement. En outre, un mauvais dimensionnement, un manque d'expérience des installateurs et un manque d'entretien régulier sont quelques-unes des raisons sous-jacentes à l'émergence de problèmes. Un inventaire relativement complet des fautes possibles, des conséquences et des pistes de corrections sont présentés par la German Solar Energy Society (2010). Le Tableau 2.1 en présente un résumé, en notant qu'un tableau plus exhaustif est également présenté à l'Annexe A. Un exemple des conséquences d'un mauvais choix d'isolant thermique ainsi qu'un mauvais positionnement de la sonde de mesure de la température de sortie des collecteurs sont présentés sur la Figure 2.2.

Tableau 2.1 : Exemple d'erreurs et les conséquences associées pouvant être rencontrés dans les SST. Adapté de : (German Solar Energy Society, 2010) avec additions de l'auteur.

	<b>Erreurs</b>	<b>Conséquences</b>
<b>Isolation thermique des tuyaux</b>	Isolant non résistant aux hautes températures.	Destruction de l'isolant causant une augmentation des pertes thermiques.
	Gaine de protection inadéquate ou inexistante	Destruction de l'isolant causant une augmentation des pertes thermiques.
<b>Contrôle</b>	Insertion ou déconnexion des sondes de températures	Aucun démarrage du système ou démarrage seulement quand le réservoir est plus chaud que les collecteurs. Diminution importante de la performance
	Mauvais positionnement des sondes (ex. sonde de mesure de la température du fluide trop loin de la sortie des collecteurs)	Démarrage en retard et arrêt précoce du système. Diminution de la performance.
<b>Collecteurs</b>	Mauvaise orientation ou collecteurs ombragés	Diminution de la performance des collecteurs
<b>Tuyauterie</b>	Utilisation de matériaux inadéquats (non résistant aux hautes températures ou à la corrosion)	Fuites et/ou arrêt de fonctionnement du système



A)

B)

Figure 2.2 : Exemple de causes d'erreurs sur des systèmes réels. A) Gaine non résistante aux hautes températures. Tiré de : (German Solar Energy Society, 2010). B) Mauvais positionnement de la sonde de température de sortie des collecteurs.

La revue de la littérature concernant les erreurs dans les STS a montré non seulement que celles-ci ont plusieurs sources et plusieurs conséquences, mais également que la proportion de systèmes rencontrant des problèmes au cours de leur vie utile est élevée. Par exemple, Peuser et al. (2005), présentent les résultats d'une étude faite en 1999 sur le vieillissement et la fiabilité de 98 SST installés dans les années 1980 en Allemagne. Un questionnaire fut envoyé aux opérateurs des systèmes concernant les défaillances enregistrées sur ces systèmes pendant 20 ans d'opération. Tel que montré Figure 2.3, les conclusions de l'analyse ont montré que la proportion des systèmes ayant subi une ou plusieurs fautes est élevée. Il est entre autres possible de remarquer que des fuites et des problèmes d'isolation des tuyaux ont été rencontrés dans près 50 % des systèmes. Il est également estimé par les auteurs qu'au moins 45 % des systèmes ont également rencontré des problèmes de régulation, mais que ceux-ci sont généralement non-détectables, car ils entraînent seulement une baisse de performance sans autres symptômes apparents.



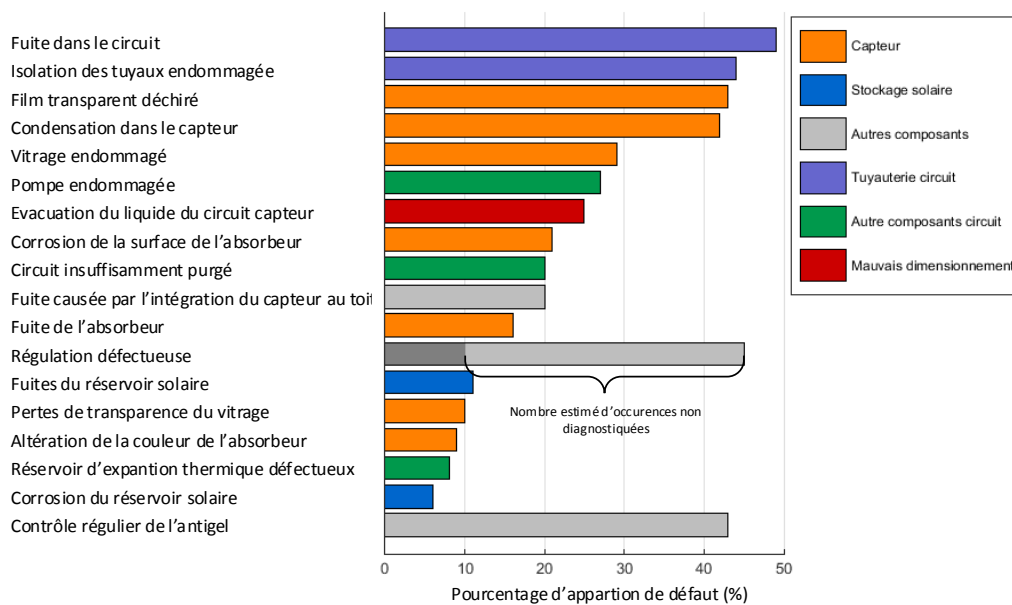


Figure 2.3 : Fréquence de fautes sur une période de 20 ans pour 98 SST installés en Allemagne.

Adapté de (Peuser *et al.*, 2005)

Une seconde étude menée par Menicucci (2009) sur des données de SST localisés en Floride, États-Unis conclut que plus de 50% des SST à circulation forcée avait de sérieux problèmes après seulement 10 ans d'opération, et que la grande majorité des systèmes affectés était hors-service après cette même période.

Le nombre d'études sur la fiabilité des SST à long terme disponible dans la littérature est limité, toutefois les résultats convergent vers le même constat : les fautes et les défaillances semblent communes dans les SST. Il est très probable que celles-ci surviennent à l'intérieur de la durée de vie utile d'un système. De plus, les fautes sont souvent non détectées, car aucun impact n'est ressenti du côté consommateur puisque la grande majorité des systèmes sont équipés d'un système auxiliaire qui fournit la demande en chaleur supplémentaire. En supposant que la majorité des fautes réduisent de façon directe ou indirecte les performances, les analyses de fiabilité démontrent l'importance de mettre en place des moyens tels que la détection de faute automatique. Cela afin de permettre aux opérateurs de systèmes d'être mis au courant rapidement d'un mauvais fonctionnement d'un système.

## 2.3 Principes de base de la détection de faute

La détection de faute est utilisée dans plusieurs types de systèmes depuis plusieurs décennies. Avant les années 70, les systèmes de détection de faute consistaient principalement à vérifier que certaines limites fixées à l'avance ne sont pas dépassées (Isermann, 2006). Par exemple, un système de détection de faute pourrait générer une alarme lorsque la pression dans un circuit de réfrigération tombe sous une certaine limite préétablie. Suite à l'arrivée des micro-ordinateurs, les méthodes de détection de faute se sont diversifiées et ont ainsi permis le suivi de systèmes de plus en plus complexes.

La terminologie en lien à la détection de faute qui sera utilisée dans ce mémoire est basée sur l'*International Federation of Automatic Control* (IFAC présentée par Isermann, (1997) ainsi que celle proposée par Katipamula et al. (2001) qui a été développée plus particulièrement pour les systèmes de chauffage de ventilation et de conditionnement de l'air (CVCA). Les termes les plus fréquemment utilisés sont définis et traduits en français dans le Tableau 2.2 en notant que la traduction française est propre à ce mémoire puisqu'aucune traduction officielle n'a pu être trouvée dans la littérature.

Tableau 2.2: Définition de la terminologie propre à la détection de faute.

<b>Terme (<i>anglais</i>)</b>	<b>Définition</b>
Symptôme ( <i>Symptom</i> )	Une déviation d'une variable d'un système des conditions normales d'opérations.
Faute ( <i>fault</i> )	Une déviation non permise d'au moins une propriété caractéristique ou d'un paramètre du système par rapport aux conditions normales.
Résidu ( <i>Residual</i> )	Déviations entre une variable mesurée et les prédictions provenant d'un modèle ou d'une équation. Un résidu trop élevé indique une faute.
Panne ( <i>failure</i> )	Une interruption permanente de capacité d'un système à accomplir une fonction désirée sous des conditions d'opérations spécifiées.
Défaillance ( <i>Malfunction</i> )	Une irrégularité intermittente dans le fonctionnement normal d'un système.
Détection de faute ( <i>fault detection</i> )	Détection de la présence d'une faute dans le système et du moment de la détection.
Localisation de faute ( <i>fault isolation</i> )	Identification du type, de l'endroit et du temps de la détection d'une faute. Suit la détection d'une faute.
Identification de faute ( <i>fault identification</i> )	Indentification de l'importance et du comportement temporel d'une faute. Suit la localisation d'une faute.
Diagnostic de faute ( <i>fault diagnosis</i> )	Détermination du type, de l'importance, de l'endroit et du moment de la détection d'une faute. Inclus la localisation et l'identification de faute

## 2.4 Méthodes de détection de fautes dans le bâtiment

Bien que les méthodes de détection de faute soient appliquées depuis plusieurs décennies dans un grand nombre de secteurs tels que l'aérospatial, l'automatisation et l'automobile, les applications sont encore rares dans le bâtiment (Katipamula et Brambley, 2005a). Dans les faits, les premières applications dans ce domaine sont seulement apparues à la fin des années 80 et peu d'applications commerciales sont disponibles aujourd'hui. Katipamula et Brambley (2005a, 2005b) présentent une revue détaillée de l'état des connaissances ainsi que des différentes méthodes de détection de faute utilisées dans le bâtiment. Initialement, la majorité de la recherche était concentrée sur des équipements fonctionnant sur des cycles de compression de vapeur comme des refroidisseurs et des pompes à chaleur. Par la suite, de nouvelles applications pour des unités de traitement de l'air et des systèmes de suivi de l'ensemble des composants d'un bâtiment ont été abordées.

Katipamula et Brambley (2005a) proposent une division des méthodes de détection de faute en trois catégories présentée à la Figure 2.4 : l'utilisation de modèles quantitatifs, l'utilisation de modèles qualitatifs, et l'utilisation de données historiques de fonctionnement. Cette division est inspirée de Venkatasubramanian, Rengaswamy et Kavuri (2003) et Venkatasubramanian, Rengaswamy, Yin et Kavuri (2003a, 2003b) qui présentent une série d'articles se concentrant sur l'état des connaissances dans le domaine de la détection de faute.

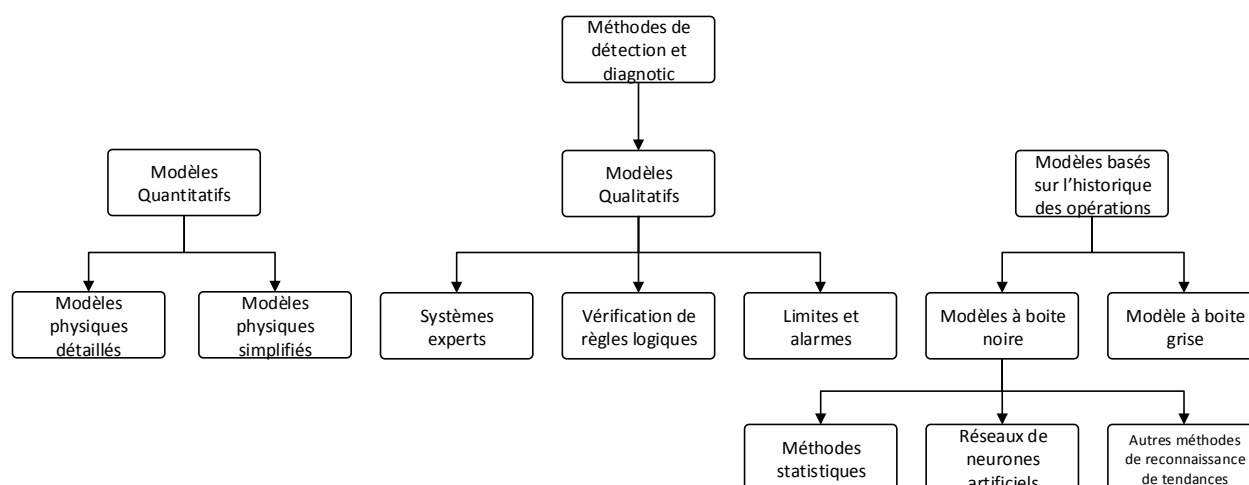


Figure 2.4 : Répartition des méthodes de détection de fautes. Adapté de : (Katipamula et Brambley, 2005a)

### Modèles quantitatifs

Selon le niveau de détail d'un modèle, celui-ci permet d'obtenir une estimation plus ou moins précise des conditions d'opération réelles d'un système par l'utilisation de principes physiques et des caractéristiques de ses composants. Les prédictions obtenues peuvent alors être utilisées pour confirmer ou infirmer le bon fonctionnement d'un système, cela par la comparaison des prédictions avec les conditions mesurées. Dans le processus de détection de faute, une alarme est alors déclenchée lorsque la différence entre les prédictions et la réalité est significative.

Il existe une quantité importante de modèles disponibles pour la plupart des équipements retrouvés dans le bâtiment. Au milieu des années 1990, Lebrun et Grodent (1996) avaient déjà recensé près de 500 références à des articles décrivant des modèles divers d'équipement de CVCA, il est à noter toutefois que peu de ces travaux étaient liés à des applications de la détection de faute (Katipamula et Brambley, 2005a).

Lorsqu'utilisés correctement, les modèles quantitatifs permettent de prédire de façon précise les conditions d'opération d'un système. Toutefois, la création de ceux-ci demande beaucoup d'effort, de temps de calcul et un mauvais paramétrage ou des erreurs dans les entrées peuvent dégrader significativement la précision des prédictions (Katipamula et Brambley, 2005a).

### Modèles qualitatifs

Une autre solution permettant d'effectuer la DDF consiste à établir des règles basées sur les connaissances empiriques des conditions de fonctionnement normales ou anormales d'un système.

En général, la solution la plus facile à appliquer consiste à établir des limites fixes ne devant pas être dépassées lors de l'opération d'un système. Tel qu'illustré à gauche de la Figure 2.5, une alarme est déclenchée si la variable d'opération  $Y$  dépasse une limite maximale ( $Y_{\max}$ ) ou une limite minimale ( $Y_{\min}$ ).

Lorsqu'il est question d'établir les limites, il est généralement nécessaire de faire un compromis entre une marge trop petite pouvant déclencher fréquemment des fausses alertes lors du fonctionnement normal d'un système et une marge trop large ne détectant trop tard un comportement fautif (Isermann, 2006). Un moyen d'augmenter la sensibilité en limitant le nombre de fausses alarmes est modifier les limites en fonction de l'état de fonctionnement d'un système.

Par exemple, une limite maximale de température pourrait être différente selon l'état de fonctionnement d'une pompe (marche/arrêt).

Dans les systèmes pour lesquels les conditions d'opération sont très stables, il est parfois utile de s'assurer que le taux de variation d'une variable ne dépasse pas une certaine limite. Cette vérification est possible en imposant des limites à la dérivée  $\dot{Y}$  d'une variable de système  $Y$ , tel qu'illustré à droite de la Figure 2.5. La vérification du taux de variation d'une variable est avantageuse, car elle permet de détecter plus rapidement un changement un comportement anormal.

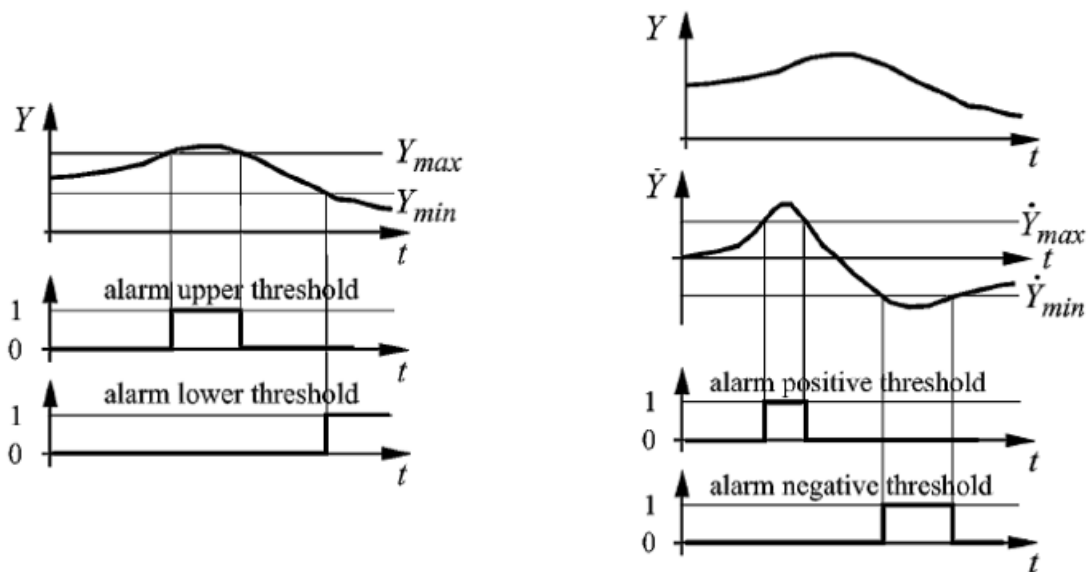


Figure 2.5 : Vérification de limites fixes à gauche et de tendances à droite. Tiré de (Isermann, 2006)

Outre l'établissement de limites, certaines méthodes permettent non seulement de détecter des fautes, mais également de poser un diagnostic automatiquement. Par exemple, les systèmes experts permettent la détermination des causes possible d'une faute par l'utilisation de règles logiques du type « if-then-else » à travers un processus d'inférence afin de déterminer si les conditions d'opération d'un système sont similaires à celles rencontrées lors d'une faute particulière. L'ensemble des comportements possibles d'un système est contenu dans une base de données construite à l'aide de l'expérience fournie par des experts. De façon similaire, il est possible de combiner des règles logiques à des calculs d'indicateurs de performances et de naviguer dans un arbre de décision en fonction des quantités calculées et de règles logiques. Un exemple de ce

processus est illustré à la Figure 2.6 pour un outil de diagnostic pour des unités de traitement de l'air présenté par Brambley et al. (1998) et Katipamula et al. (1999).

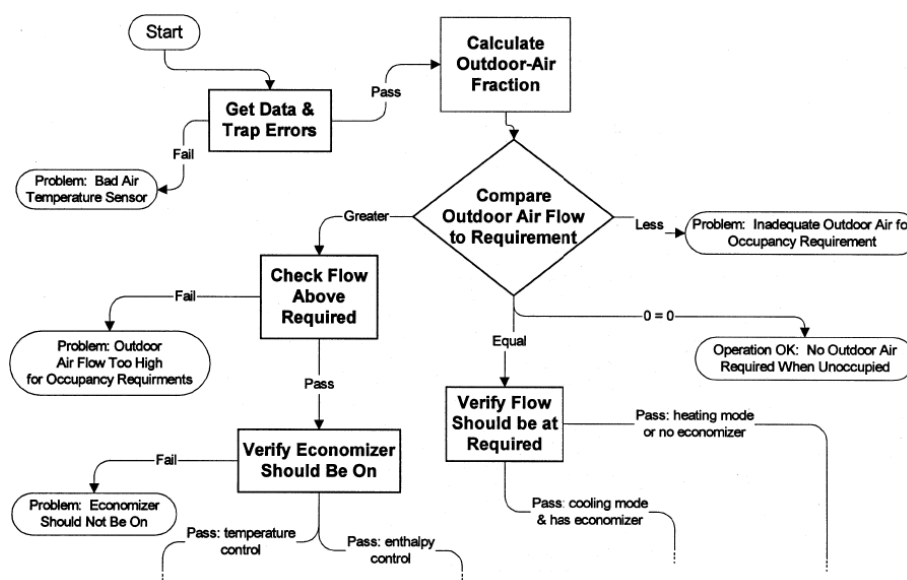


Figure 2.6 : Exemple d'arbre de décision pour le diagnostic de faute automatique dans une unité de traitement de l'air. Adapté de (Katipamula *et al.*, 1999)

### Modèles basés sur l'historique des opérations

Le but des modèles basés sur l'historique des opérations est d'évaluer les conditions de sortie d'un système en fonction des conditions d'entrée de celui-ci lorsqu'on ne peut pas ou on ne souhaite pas utiliser de modèle (qualitatif ou quantitatif) défini a priori. Des relations mathématiques sont plutôt générées en fonction des données historiques des opérations d'un système (Katipamula et Brambley, 2005a). Ces modèles sont surtout utiles lorsqu'il est difficile de prédire le comportement d'un système complexe ou que la connaissance du comportement de celui-ci en cas de faute n'est pas très bien connue.

Deux types de modèles sont dérivables de données historiques : les modèles à boîte noire et les modèles à boîte grise. Dans les modèles à boîte noire, les relations mathématiques permettant d'estimer les conditions de sortie n'ont aucune signification physique. Celles-ci sont plutôt bâties à partir de méthodes statistiques telles que des régressions ou des méthodes non statistiques de reconnaissance de formes telles que les réseaux de neurones artificiels. Quant aux modèles à boîte grise, ceux-ci nécessitent également l'estimation de paramètres par des outils de régressions, toutefois les équations mathématiques ont une certaine signification physique.

Katipamula et Brambley (2005a) mentionnent que plusieurs applications à la détection et au diagnostic de faute utilisant des modèles basés sur l'historique de système sont disponibles dans la littérature, car ceux-ci sont plus faciles à développer et ne nécessitent pas de connaître en détail les paramètres d'un système. Toutefois, ils mentionnent également qu'il faut être prudent lors de l'utilisation de ceux-ci, car ils sont généralement spécifiques à un système particulier et qu'une quantité importante de données de fonctionnement doit être disponible.

## **2.5 Applications des méthodes aux systèmes solaires thermiques**

Sachant que la détection de faute automatique n'est appliquée dans les bâtiments que depuis quelque temps, il n'a pas été surprenant de trouver peu d'application aux systèmes solaires thermiques dans la littérature. En fait, seulement deux revues des méthodes sont disponibles dans la littérature (de Keizer, Vajen et Jordan, 2011a; Vanoli, Theis, Striewe et Ohnewin, 2012), celles-ci présentent sensiblement les mêmes applications. Outre le fait de présenter les méthodes disponibles, de Keizer et al. (2011) présentent également une analyse de celles-ci basée sur des critères tels que les coûts, le niveau de développement et le niveau d'automatisation des méthodes. Les auteurs mettent surtout l'accent sur le fait que la plupart des méthodes étaient toujours au stade de développement et qu'il y a peu d'applications pratiques qui confirment leur efficacité. Il est également mentionné que le chauffage auxiliaire n'est inclus dans aucune des méthodes alors que celui-ci peut parfois être la source de fautes. Il est également à noter que très peu de documentation en anglais est disponible sur les différentes méthodes recensées, la plupart étant présentées en allemand. Les sections qui suivent présentent et détaillent les différentes méthodes recensées dans la littérature en lien à la détection automatique de faute.

### **2.5.1 Algorithmes de vérification de règles**

Une méthode couramment utilisée pour la détection de faute dans des chauffe-eau solaires consiste à vérifier les données d'opération et à s'assurer que celles-ci respectent des règles préétablies. Cette stratégie est relativement simple à appliquer, car la détermination de règles ne nécessite pas une connaissance approfondie des conditions d'opération. Il s'agit en général d'imposer des extrêmes devant être respectés par les variables mesurées d'un système (e.g. température minimale et maximale acceptable dans le réservoir solaire). Les règles peuvent souvent être déterminées en interrogeant les opérateurs d'un système, le fabricant ou les fiches techniques. Un autre point

positif des algorithmes vérifiant des règles est qu'ils ne nécessitent pas une puissance de calcul importante ce qui fait en sorte qu'ils peuvent être intégrés directement dans un contrôleur solaire. Dans leur revue des méthodes de détection pour les SST, de Keizer et al. (2011) présentent une méthode basée sur la vérification de règles nommée *Function control for small solar thermal systems without heat measurement* (FUS) basée sur la vérification de règles dont une partie est présentée au Tableau 2.3, en notant qu'un plus grand nombre de celles-ci sont également présentées à l'Annexe A. Les règles proposées permettent entre autres de vérifier si la différence de température ne dépassait pas une valeur nominale plus 15 K et que la pression du circuit n'était pas trop élevée.

Tableau 2.3 : Échantillon de Règles de la méthode FUS. Adapté de (de Keizer *et al.*, 2011a)

<b>Description de la faute</b>		<b>Impact</b>	<b>Exemple d'algorithme</b>
1.	Connexions du collecteur interchangées	Cyclage de la pompe	Temps de marche de la pompe < 10 secondes
2.	Mesure de la température des collecteurs mal positionnée	Cyclage de la pompe	Temps de marche de la pompe < 10 secondes
3.	Fuite de l'échangeur de chaleur	Pression trop élevée	( $T_{Col} = 20\text{ °C}$ ) ET ( $P_{circuit} = P_{circuit, nom} + 2\text{ bar}$ )
4.	Panne de courant	Pression trop élevée	( $T_{Col} = 20\text{ °C}$ ) ET ( $P_{circuit} = P_{circuit, nom} + 2\text{ bar}$ )
5.	Mauvais logiciel du contrôleur	$\Delta T$ trop élevé	Pompe en marche ET ( $\Delta T = \Delta T_{nom} + 15\text{K}$ )
6.	Mauvais ajustement du débit	$\Delta T$ trop élevé	Pompe en marche ET ( $\Delta T = \Delta T_{nom} + 15\text{K}$ )

La méthode FUS fut incorporée à des contrôleurs solaires commerciaux en 1999 afin d'évaluer l'efficacité de la méthode dans des conditions réelles de fonctionnement. Les résultats de ces essais ont entre autres démontré que les règles permettaient la détection de plusieurs fautes, toutefois des fausses alarmes ont également été générées lorsque les systèmes fonctionnaient adéquatement. Cette méthode ne semble pas avoir été commercialisée, mais peu d'information en anglais est disponible.

Une autre méthode en partie basée sur l'utilisation d'un algorithme de vérification de règles fut développée dans le cadre d'un projet à l'université de Kassel en Allemagne (Küthe, de Keizer, Shahbazfar et Vajen, 2011; Shahbazfar, Vajen et Jordan, 2012; Wiese, Vajen, Krause et Knoch, 2007). Celle-ci se concentrait principalement sur le suivi de grands systèmes solaires thermiques.



Tel qu'illustré à la Figure 2.7, la méthode développée à l'université de Kassel consiste en trois niveaux de détections de faute :

1. Assurer que moins de 5 % des données quotidiennes sont manquantes
2. Vérifier que les règles préétablies sont respectées pour les dernières 24 heures
3. Comparer les performances quotidiennes mesurées avec les prédictions obtenues par simulation

Il est à noter que le troisième niveau basé sur des simulations sera discuté détails à la section 2.5.4.

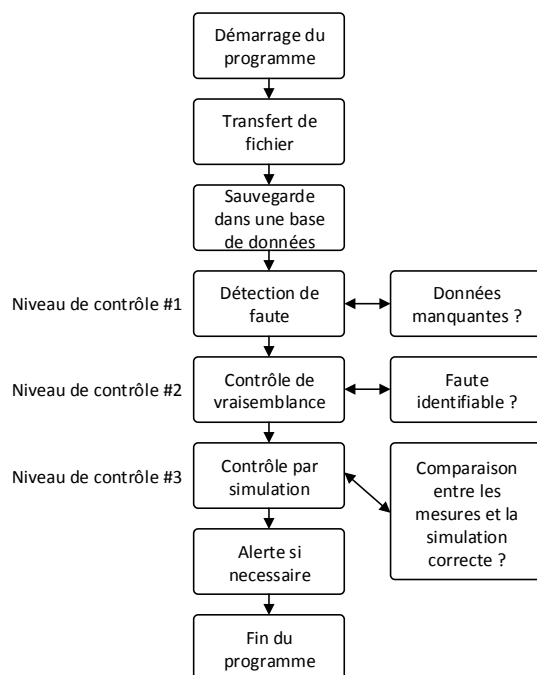


Figure 2.7 : Étapes de la détection de fautes pour la méthode développée à l'université de Kassel.

Adapté de (Wiese *et al.*, 2007)

Des tests sur deux systèmes de grande dimension ont montré que l'algorithme était en mesure de détecter plusieurs fautes mineures et également des pannes sévères (Wiese *et al.*, 2007), mais peu d'information est disponible sur ces tests.

Holter et al (2011) présentent une méthode similaire dans le cadre d'un projet nommé IP-Solar. Ce projet fut développé entre 2008 et 2011 en Autriche dans le but de développer une solution permettant d'augmenter la fiabilité des systèmes solaires thermiques de grande taille et accessible sur Internet. La méthode de détection est également basée sur la combinaison de plusieurs classes

d'algorithmes de vérification de règles et de simulations. Une particularité de cette méthode est qu'elle inclut non seulement le circuit solaire, mais également le chauffage auxiliaire. Il semblerait qu'une seconde phase du projet dénommée Methodiqa est toujours en cours (AEE Institute for Sustainable Technologies, 2016).

### 2.5.2 Contrôleur Input-output

Le contrôleur input/output est la seule solution disponible commercialement qui permette d'effectuer le suivi des performances du circuit solaire de chauffe-eau solaire (de Keizer *et al.*, 2011a). Ce contrôleur a été introduit par Resol en 2007 (Resol, 2008), mais sa disponibilité est incertaine puisqu'il n'est plus mentionné sur le site Internet de Resol (Resol, 2016). Son principe de fonctionnement consiste à évaluer la performance du circuit solaire d'un chauffe-eau solaire en comparant la quantité d'énergie collectée quotidiennement mesurée sur place avec celle calculée par une approche simplifiée qui a été développée par Pärtsch et Vanoli (2007). L'équation 2.1 montre le calcul permettant d'estimer l'énergie quotidienne collectée par le circuit solaire.

$$Q_{\text{circuit}} = \eta_0 * \overline{K_{\theta, \text{eff}}} * (H_{\text{jour}} - H_{\text{insuff.}}) - Q_{\text{pertes}} - Q_{\text{capacité}} \quad (2.1)$$

Dans cette équation, l'estimation de l'énergie collectée ( $Q_{\text{circuit}}$ ) est obtenue en fonction du nombre d'heures d'ensoleillement ( $H_{\text{jour}}$ ), du nombre d'heures pendant lesquelles la température du circuit est insuffisante ( $H_{\text{insuff.}}$ ), des pertes thermiques ( $Q_{\text{pertes}}$ ) et des effets de capacité ( $Q_{\text{capacité}}$ ). L'obtention de ces quantités se fait en deux étapes :

1. Évaluation de la température moyenne du circuit solaire ( $T_{\text{circuit}}$ ) par une équation différentielle en fonction de l'irradiation ( $G_{\text{surface}}$ ) et la température du réservoir solaire ( $T_{\text{réservoir}}$ ), des paramètres du système et de l'état de fonctionnement de celui-ci (e.g. stagnation, pompe en marche, etc.). Il est à noter que les valeurs de  $Q_{\text{pertes}}$  et  $Q_{\text{capacité}}$  sont également calculées à cette étape;
2. Évaluation de  $H_{\text{insuff.}}$  en comparant le différentiel entre  $T_{\text{circuit}}$  et  $T_{\text{réservoir}}$  pour chaque pas de temps.

Les quantités calculées, les entrées ainsi que quelques paramètres nécessaires au contrôleur sont illustrés à la Figure 2.8.

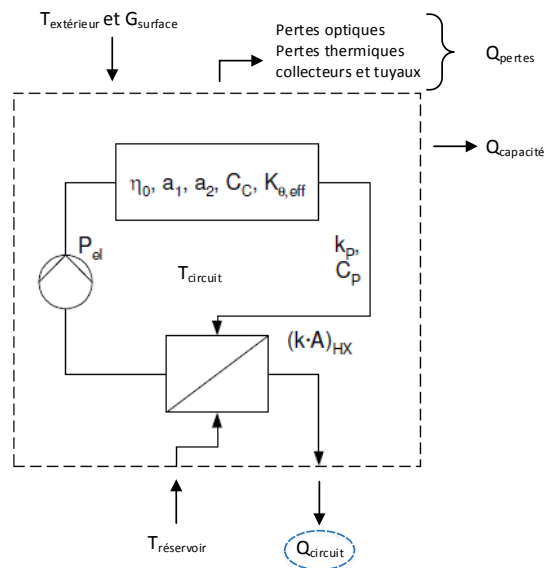


Figure 2.8 : Schéma de principe du contrôleur Input/Output. Adapté de (Pärish et Vanoli, 2007)

La méthode a été validée en utilisant 12 différents systèmes solaires thermiques pendant une période de cinq ans. Au cours de cette période, des fautes réelles ont été détectées sur sept de ces systèmes et les performances de trois systèmes ont pu être améliorées par l'utilisation de cet outil (Pärish et Vanoli, 2007). Selon les auteurs, le contrôleur est en mesure d'identifier des déviations de plus de 20% avec un intervalle de confiance de 99%, cela en tenant compte des incertitudes de mesure et des estimations. Il est à noter que le niveau de précision de la méthode a été déterminé avec les 12 systèmes de test dont le niveau de calibration est inconnu. Pour des systèmes réels, il est possible de s'attendre à une incertitude plus importante sur certains paramètres ou sur les mesures des conditions d'un système.

### 2.5.3 Réseaux de neurones artificiels

Des algorithmes de reconnaissance de tendances et d'auto apprentissage tels que les réseaux de neurones artificiels (RNA) ont également été appliqués à la détection de faute dans les systèmes solaires thermiques (Ferreiro Garcia, Rolle, Castelo et Gomez, 2014; He, Caudell, Menicucci et Mammoli, 2012; He, 2012; S. A. Kalogirou, Panteliou et Dentsoras, 1999; S. Kalogirou, Lalot, Florides et Desmet, 2008). L'avantage des RNA est qu'ils permettent de prévoir le comportement de systèmes complexes avec relativement peu d'effort, puisque les processus physiques sous-jacents et la structure d'un système n'ont pas à être connus. En effet, les RNA sont inspirés du processus d'apprentissage et de fonctionnement du cerveau biologique en reproduisant à l'aide de

relations mathématiques l'échange d'information entre les neurones (S. A. Kalogirou *et al.*, 1999). Tel qu'illustré à la Figure 2.9, un RNA apprend à associer des conditions d'entrées à des conditions de sortie par un processus d'apprentissage qui ajuste les poids entre les différents neurones. Sur la Figure 2.8 les neurones sont représentés par les cercles et les poids par les flèches.

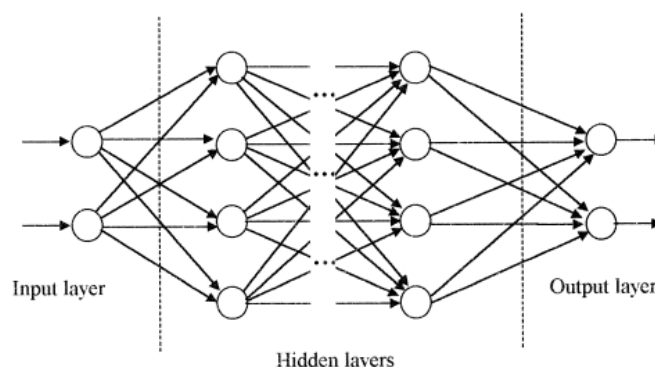


Figure 2.9 : Lien entre les neurones d'un RNA permettant de lier les sorties au entrées d'un système. Tiré de (S. A. Kalogirou *et al.*, 1999)

Par exemple dans le cas d'un système solaire thermique, un RNA peut être utilisé pour prédire la température de sortie d'un collecteur solaire, en fonction de la température à l'entrée, du débit et de l'ensoleillement. La phase d'apprentissage est essentielle et nécessite l'apprentissage de l'ensemble des conditions possibles de fonctionnement sans fautes. Pour être complet, celui-ci nécessite une base de données contenant plusieurs mois de fonctionnement. Puisque de telles quantités de données sont rarement disponibles pour un système, un outil de simulation est généralement utilisé pour accomplir l'apprentissage (He *et al.*, 2012). Une fois l'apprentissage accompli, un RNA peut être utilisé pour prédire les performances d'un système. Une différence significative entre les mesures et les prédictions est alors utilisée comme indicateur de faute.

Kalogirou *et al.* (2008) présentent un RNA entraîné en utilisant des simulations TRNSYS représentant le fonctionnement sans faute d'un système solaire thermique de 40 m<sup>2</sup> de collecteurs solaires et d'un réservoir de 2000 litres. La méthode n'a pas été testée sur un système réel, mais plutôt en générant un comportement fautif sur TRNSYS. Des fautes liées à une perte progressive de la performance des collecteurs et de la résistance thermiques des tuyaux ont ainsi été simulées. Dans tous les cas, les fautes ont pu être détectées, toutefois il est important de noter que la méthode a seulement été testée par des simulations. Il serait donc intéressant d'évaluer son comportement dans des conditions réelles de fonctionnement. Un autre problème avec cette méthode est que le

modèle de prédiction nécessite des entrées qui ne sont généralement pas mesurées sur les chauffe-eau solaires (Radiation globale, Radiation directe, vitesse du vent, humidité relative et température extérieure). Cette méthode nécessite ainsi l'ajout d'instrumentation supplémentaire, ce qui représente un surcoût.

(He *et al.* (2012) présentent une méthode dont l'apprentissage n'est pas seulement fait de façon statique (seulement un apprentissage initial), mais qui se poursuit également pendant le fonctionnement du système. Lorsque des conditions nouvelles sont rencontrées, une nouvelle classe est créée et un signal de faute est envoyé. Suite à la détection, les opérateurs peuvent considérer cette nouvelle classe comme des conditions normales et aucun signal de faute ne sera envoyé par la suite. Une autre particularité est que seulement deux points de mesures sont utilisés, soit la température des collecteurs et celle à la sortie de l'échangeur de chaleur ce qui constitue un avantage en soi. L'apprentissage est accompli en utilisant un modèle TRNSYS et des données météo pour la ville d'Albuquerque au Nouveau-Mexique. La méthode a été testée en utilisant un banc d'essai réel reproduisant le comportement d'un chauffe-eau solaire avec un collecteur unique de 2.75 m<sup>2</sup> et un réservoir de 300 L. Quatre types de fautes sont testés soit, un bris de la pompe de circulation, une dégradation de la pompe menant à une réduction du débit, de l'ombrage sur les collecteurs et des problèmes de thermosiphon la nuit. En général, les fautes ont été détectées correctement, toutefois le RNA a parfois tendance à confondre l'ombrage avec des conditions nuageuses et ainsi à ne pas détecter ce problème. Encore une fois la méthode a seulement été testée dans des «conditions de laboratoire», il serait donc intéressant de voir comment celle-ci se comporte pour un vrai système dans lequel des types de fautes différents peuvent survenir.

L'utilisation de RNA semble une solution prometteuse, bien que quelques questions restent sans réponse. Par exemple, il est possible que des erreurs lors de la période d'apprentissage comme l'entrée de paramètres erronés dans le modèle de simulation mènent à la détection de plusieurs fausses alarmes lors du fonctionnement normal. Dans les faits aucune étude n'a démontré les effets d'un apprentissage partiellement erroné sur la performance des RNA dans les systèmes solaires thermiques. De plus, aucune application à des chauffe-eau solaires réels n'a été trouvée dans la littérature.

### 2.5.4 Simulation

Les simulations énergétiques permettent de représenter de manière fiable le comportement de systèmes avec un comportement dynamique et ainsi d'obtenir une évaluation réaliste de leurs performances. Dans cette optique, il serait intéressant d'utiliser un outil de simulation pour confirmer le bon fonctionnement de chauffe-eau solaires. La seule application de la détection de faute dans les systèmes solaires thermiques par l'utilisation d'un outil de simulation disponible dans la littérature est présenté par de Keizer et al. (2013), dont une thèse en anglais est également disponible (de Keizer, 2012). Cette application fait partie de la méthode développée à l'Université de Kassel et présentée par Shahbazfar et al. (2012), telle que décrite à la section 2.5.1. Dans cette méthode, la détection de faute est effectuée par la comparaison quotidienne entre des indicateurs de performances obtenus par une simulation TRNSYS et celles calculées en utilisant les mesures d'un système. Ce processus est illustré à la Figure 2.10. Trois quantités sont ainsi comparées : la fraction solaire, la quantité d'énergie collectée et l'énergie fournie par l'appoint. Deux symptômes sont générés lorsqu'une différence significative entre les indicateurs est obtenue:

1. Énergie quotidienne collectée trop faible
2. Énergie quotidienne fournie par l'appoint trop élevée

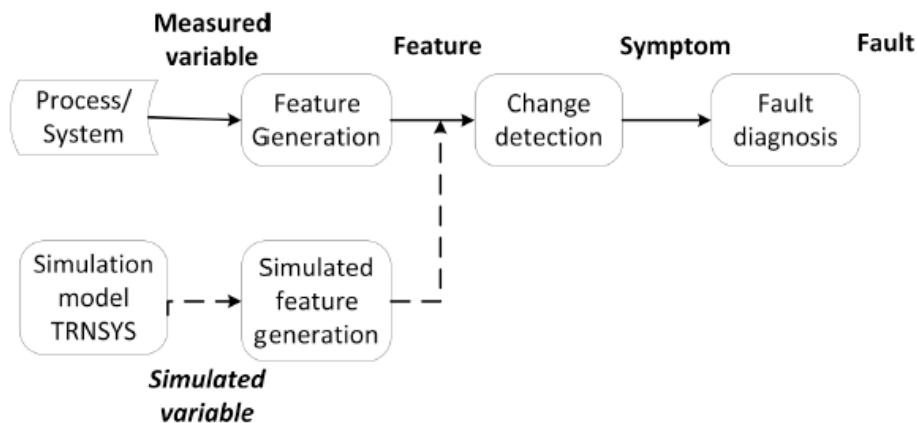


Figure 2.10 : Processus de détection de faute basée sur la comparaison entre des mesures et les prédictions de simulations TRNSYS. Tiré de (de Keizer, 2012)

Dans leur méthode, les auteurs utilisent des modèles non calibrés, c'est-à-dire qu'ils ne sont pas ajustés pour représenter le comportement d'un système avec précision. Ceci dans le but de reproduire un modèle qui soit représentatif de ce qui serait obtenu dans une situation réelle, car les

opérateurs de systèmes n'ont généralement pas le temps, les compétences et l'information nécessaires pour la calibration d'un modèle. Le fait de ne pas calibrer le modèle écarte également la possibilité de calibrer un modèle en utilisant des données contenant un comportement fautif, ce qui ferait en sorte que les résultats des simulations incluraient le comportement fautif (de Keizer *et al.*, 2013).

La méthode a été testée en utilisant les modèles de systèmes solaires thermiques de 15.1 m<sup>2</sup>, 139 m<sup>2</sup> et 1287 m<sup>2</sup> typiques de l'Europe centrale. Pour chacun de ceux-ci, différents scénarios de fautes ont été simulés dans TRNSYS (e.g. baisse de l'efficacité optique des collecteurs par incrément de 10%) dans le but de voir à quel point une faute doit être importante pour être détectable. Les résultats ont montré qu'une faute générant une différence de plus de 25% entre la simulation et les mesures était généralement détectable, dépendant de la qualité des instruments de mesure utilisés. Des tests supplémentaires ont été effectués en utilisant environ un an de données de fonctionnement provenant de chacun des systèmes pour évaluer le comportement de la méthode dans des conditions réelles de fonctionnement. La méthode a permis la détection de plusieurs fautes liées à un problème de contrôle pour le système de 15.1 m<sup>2</sup>. Suite à la correction du problème, des fautes ont toutefois continué à être parfois détectées dont la source n'a pas été confirmée. En général, la méthode s'est montrée efficace, sauf pour les journées avec peu d'ensoleillement (moins de 1 kW h/m<sup>2</sup>) pour lesquelles l'incertitude relative est trop importante. Les auteurs ne recommandent pas l'utilisation de cette méthode seule, mais plutôt de l'utiliser comme une seconde vérification à un algorithme de vérification de règles, considéré comme plus fiable et plus simple d'application.

### CHAPITRE 3 DÉMARCHE ET PERTINENCE DE L'ARTICLE

En considérant l'ensemble de l'information recueillie au cours de la revue de la littérature et présentée au Chapitre 2, il est possible de tirer les conclusions suivantes :

- Peu d'études sur les performances à long terme des chauffe-eau solaires sont disponibles;
- Les quelques études traitant de la fiabilité des chauffe-eau solaires ont comme conclusion que des fautes sont rencontrées fréquemment dans les chauffe-eau solaires;
- Bien que plusieurs méthodes de détection de faute aient été recensées, les applications de celles-ci aux chauffe-eau solaires sont relativement rares dans la littérature en français et en anglais, car plusieurs applications sont seulement documentées en allemand;
- La plupart des applications n'ont pas abouti à des solutions commerciales ou sont toujours en cours de développement;
- Aucune étude spécifique aux conditions du marché Nord-Américain n'a été trouvée.

Ces conclusions démontrent un besoin en nouvelles applications de la détection de faute dans les chauffe-eau solaires. Cela principalement parce que la fiabilité à long terme de ces systèmes n'est toujours pas démontrée et que peu d'applications de la détection de fautes sont documentées. L'objectif principal de ce mémoire consistera donc à développer et tester une méthode de détection de fautes pour les chauffe-eau solaires fondée sur la combinaison d'algorithmes de vérification de règles et de simulations TRNSYS. Pour remplir cet objectif général, cinq objectifs spécifiques ont dû être satisfaits. Les étapes nécessaires pour rencontrer ceux-ci sont explicitées ci-dessous :

- *Objectif spécifique #1 : Établir et présenter les bases de la méthode de détection de faute automatique*

Il a été nécessaire de développer une méthode répondant au besoin spécifique des chauffe-eau solaires. Il a donc été question dans un premier temps de recenser les fautes les plus fréquentes ainsi que les modifications des conditions d'opérations engendrées par celles-ci. Cette étape a été rendue possible par une recherche exhaustive de la littérature disponible en lien aux fautes dans les systèmes solaires thermiques et applications similaires. Des règles ont ensuite été générées en fonction des fautes identifiées et également en s'inspirant d'applications similaires. Il a également été nécessaire de déterminer les quantités d'énergies devant être comparées par



les simulations, ainsi que la fréquence de ces comparaisons et d'élaborer une méthode permettant l'évaluation de l'incertitude associée aux résultats des simulations.

- *Objectif spécifique #2 : Générer un prototype fonctionnel*

Un prototype fonctionnel a été développé pour démontrer la faisabilité de la méthode et d'établir les principes sous-jacents à celle-ci. Dans un premier temps, un module d'acquisition de données a été conçu et installé pour assurer le suivi des performances d'un chauffe-eau solaire localisé à Montréal, Canada. Par la suite, l'infrastructure du programme de détection a été générée en utilisant le logiciel Matlab (MATLAB, 2014). Celle-ci devait remplir certains critères tel que de permettre de façon automatique la communication entre le module d'acquisition et un ordinateur distant, d'afficher les performances à travers une interface utilisateur simple d'utilisation, puis de permettre la gestion des données de fonctionnement et des fautes. Suite à la construction de l'infrastructure, les algorithmes permettant la détection de fautes ainsi que les modèles TRNSYS ont été générés.

- *Objectif spécifique #3 : Évaluer l'efficacité de la méthode et la raffiner en utilisant des données d'opération d'un système réel.*

L'efficacité de la méthode a pu être évaluée en utilisant les données historiques de fonctionnement d'un chauffe-eau solaire localisé à Montréal, Canada mesurées entre 2012 et 2015. Ces données ont une grande valeur, car elles représentent des conditions réelles de fonctionnement et qu'elles contiennent des fautes réelles survenues au cours de cette période. Les données ont été analysées en détail à la main pour identifier les moments pendant lesquels des fautes sont survenues, puis les méthodes de détection ont été appliquées à celles-ci pour chaque journée disponible (environ 650 journées). Plusieurs itérations ont été effectuées pour corriger les erreurs de programmation et de modèle. La performance du système a ensuite pu être évaluée en fonction de plusieurs critères tels que la sensibilité aux fautes réelles, le nombre de fausses alarmes et la vitesse de réaction. Il est à noter que pour cet objectif un modèle TRNSYS calibré est utilisé. Une analyse comparative est également effectuée entre les deux niveaux de détection pour identifier les forces et faiblesses de chacune des méthodes et de déterminer le meilleur moyen de combiner celles-ci.

- *Objectif spécifique #4 : Tester différentes alternatives de modèles TRNSYS pour déterminer quel niveau de détail de modèle est nécessaire pour la détection de fautes*

Le but de cet objectif est de déterminer quel niveau de détail d'un modèle TRNSYS est nécessaire pour permettre une détection de faute adéquate. Cela dans l'objectif de déterminer s'il est possible de réduire la quantité de travail requis pour la construction du modèle et/ou d'obtenir un résultat satisfaisant sans avoir à mesurer les conditions météo sur le site (ensoleillement et température extérieure), mais plutôt d'utiliser les données d'un fournisseur de données météo. Ainsi, un modèle non calibré et un modèle utilisant des données météo «externes» ont été générés, puis la même analyse que celle faite pour l'objectif spécifique #4 fut effectuée. Les résultats sont comparés avec ceux obtenus avec un modèle calibré qui est utilisé comme référence.

- *Objectif spécifique #5 : Générer une liste de recommandations pour les praticiens et opérateurs de systèmes*

Dans ce dernier objectif, il est question d'assembler l'ensemble de l'expérience acquise dans ce projet en termes de recommandations simples et succinctes pour guider les praticiens et les opérateurs de systèmes pour le développement et l'interprétation des résultats de systèmes de détection de faute similaires.

### **3.1.1 Organisation du document**

Les objectifs spécifiques à ce projet sont détaillés dans un article scientifique soumis au comité de révision du journal *Solar Energy* et présenté au Chapitre 4. Celui-ci traite principalement des objectifs spécifiques #1, #3, #4 et #5. L'article scientifique permet non seulement de présenter des réponses à la plupart des questions posées dans le cadre de ce projet, mais également de sensibiliser un plus grand nombre de personnes à l'importance des systèmes de suivi des performances dans les chauffe-eau solaires. Les détails du prototype de système de détection de faute développé dans le cadre de ce projet (objectif spécifique #2) sont quant à eux présentés dans une section complémentaire au Chapitre 5.

# CHAPITRE 4    ARTICLE 1 : FAULT DETECTION IN SOLAR DOMESTIC HOT WATER SYSTEMS COMBINING RULE-BASED AND SIMULATION-BASED ALGORITHMS

**Submitted to :**

Solar Energy Journal, Elsevier

**Submission Date:**

Mars 9<sup>th</sup>, 2016

## **Authors**

1. Simon Maltais Larouche (Corresponding author) / MASC Candidate
2. Michaël Kummert / Associate professor

## **4.1 Abstract**

Solar domestic hot water heating (SDHW) has the potential to save energy and reduce the CO<sub>2</sub> emissions compared to conventional water heating technologies. Unfortunately, the performance of SDHW systems often fails to meet the targets due to reasons such as poor design or careless installation, and faults sometimes remain undetected for long periods due to the presence of an auxiliary heating source. Automatic fault detection can play a role in detecting these problems and preventing them from having a long-lasting impact. This paper presents a two-level automatic fault detection method combining a rule-based algorithm and TRNSYS simulations. The method is assessed using three years of operating data from a real SDHW system with 35.5 m<sup>2</sup> of solar collectors located in Montréal, Canada. The rule-based algorithm is useful to detect some types of faults, and instrumentation errors. Simulation-based fault detection was performed using three different models: a calibrated model, an as-built model, and a model using web-based weather data instead of local measurements. The calibrated and the as-built models detect most performance-related faults and offer a good synergy with the first level (rule-based) fault detection which can prevent the simulation-based algorithm from generating false positives due to faulty sensors. For the considered system, the as-built model delivers satisfactory results, but the web-based weather data does not deliver satisfactory results compared to local temperature and solar radiation measurements.

*Keywords: Automatic fault detection, Solar domestic hot water, Simulation, Rule-based*

## Nomenclature

AFD	automatic fault detection	Y	hypothetical variable
ANN	artificial neural network	$\rho$	density ( $\text{kg/m}^3$ )
cp	specific heat capacity ( $\text{J/kg K}$ )	$\eta_0$	intercept efficiency
DHW	domestic hot water	$a_1$	1 <sup>st</sup> order loss coefficient
E	daily energy ( $\text{kW h}$ )	$a_2$	2 <sup>st</sup> order loss coefficient
FD	fault detection		
G	solar radiation ( $\text{W/m}^2$ )	<i>Subscripts</i>	
L	length	Amb	ambient
MCA	monte-carlo analysis	Aux	auxiliary
MMA	minimum maximum analysis	Col	collector
SDHW	solar domestic hot water	Hx	heat exchanger
STD	standard deviation	m	measurement
STS	solar thermal system	max	maximum
T	temperature	min	minimum
t	time	nom	nominal
$\dot{V}$	volumetric flow rate	s	simulation

## 4.2 Introduction

A large number of Solar Domestic Hot Water (SDHW) systems have been installed over the past decades. The main components of a typical single tank SDHW system are shown on Figure 4.1. These systems can provide domestic hot water (DHW) at a lower cost than conventional electric or fuel-fired water heaters, but their capital cost is usually much higher. The economical viability of such systems therefore relies on efficient operation over their entire lifetime, often assumed to be more than 20 years in financial assessment studies. Unfortunately, SDHW systems sometimes operate with a much reduced performance and/or suffer from complete failure well before their expected lifetime has been reached, due to poor design, careless installation, poor control strategies, inadequate maintenance, etc. A reliability field data analysis performed on SDHW systems in Florida which looked at the data collected from routine installation and maintenance shows that failures were very frequent (Menicucci, 2009). Indeed, about 50 % of 71 SDHW systems installed in the 90's were experiencing serious issues after 10 years of operation and the majority of these failing systems were not operating at all. SDHW systems are equipped with auxiliary heating that are usually designed to meet the entire load, so faults and malfunctions of the solar subsystem can remain undetected by the system operator or users for a long time. Fault Detection (FD) is therefore important in these systems.

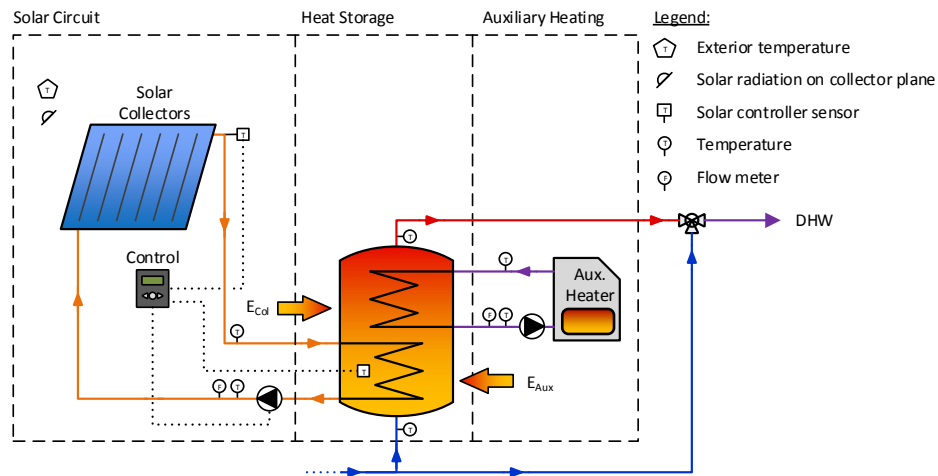


Figure 4.1 : Schematic view of a typical single tank SDHW system

Manual inspection is still the most accurate and simple solution to perform FD. Unfortunately, this inspection must be completed by an expert, is time consuming, and is therefore costly. It is also a

lower-priority activity for maintenance teams, who are often busy answering complaints and emergency calls. Automatic fault detection (AFD) is an interesting solution to improve SDHW systems reliability, especially for owners of multiple SDHW systems who have limited monitoring resources.

AFD methods applied to SDHW systems, or more generally to Solar Thermal Systems (STS), have been proposed in the literature. They are based on different strategies, from simple algorithms to complex mathematical models. A detailed overview of the long-term FD methods that were developed for STS in recent years is presented in de Keizer et al. (2011a). The methods are compared via a multi-criteria analysis which includes a comparison of the accuracy, cost, state of development and other criteria. Their summary shows that most of the presented methods are still at a research stage (only one method was available commercially) and that little data is available on practical implementations. According to the authors, more attention should also be given the auxiliary heating monitoring.

The only FD method that has been commercially available is called the input-output controller and was offered by Resol (Pärisch et Vanoli, 2007). The input-output controller is a supplementary module that is installed on site to monitor an STS performance. This module measures the daily collected energy and identifies faults by comparing measurements with the expected yield. The expected yield is obtained from a simple embedded mathematical model based on the irradiation, ambient temperature, and some STS key parameters. A 20% difference or more between the measurements and the expectation leads to a fault being detected. This method mainly performs the verification of the solar circuit yield, but is also able to compare a supplementary heat flow and two temperatures to pre-determined thresholds. The main limitations are the number of variables being monitored and the accuracy of the solar yield estimation.

A relatively simple way of performing AFD is to verify that the measured data do not exceeds pre-established rules, as proposed by Holter et al. (2011) and Stefan et al. (2011). Such rule-based algorithms are generally easy to implement since they only require information about a system expected normal operating conditions. They can efficiently detect abrupt changes generated by faults in systems that would otherwise behave in a relatively stable manner, but they are less effective when applied to systems with highly transient operating conditions. Unfortunately, such conditions occur quite often in SDHW systems due to the intermittent nature of DHW demand and

solar radiation. Another drawback of a rule-based algorithm is that it is less suited for detection of slowly occurring faults such as heat exchanger fouling or performance-related faults such as damaged piping insulation, which sometimes can have a significant impact on a system performance.

Self-learning, data-driven algorithms such as Artificial Neural Networks (ANN) have been used to perform AFD on SDHW systems (He *et al.*, 2012; S. Kalogirou *et al.*, 2008; Yaïci et Entchev, 2014). ANNs act like black-box models and do not require *a priori* knowledge of the SDHW system. Instead, an ANN learns to establish relationships between inputs (e.g. collector inlet temperature, global solar radiation, etc.) and an output (e.g. collector outlet temperature) through a learning process. The learning process can use data generated by a (physics-based) simulation program such as TRNSYS (Klein *et al.*, 2014) or historical recorded data. An ANN based FD system should trigger an alarm if the measured output is significantly different from its predictions. The advantages of ANN are that they easily deal with noisy or incomplete data which could cause problems with standard rule-based algorithms. However an inaccurate or insufficient training could lead to many false alarms since the ANN would make inaccurate performance predictions. The problem of false detection events is significant for SDHW system as maintenance crews do not necessarily have the knowledge to diagnose their cause, so they might have to either hire an external contractor each time an alarm is generated, which will probably lead to the AFD system being deactivated after a while.

Physics-based models embedded in an energy performance simulation program can also be used within FD algorithms. de Keizer et al. (2013) present such algorithm as part of a complete FD and diagnostic framework developed at Kassel University (Shahbazfar *et al.*, 2012). The presented method uses TRNSYS simulations to assess the solar circuit and auxiliary heating device performances by the creation of two symptoms: *too low solar energy yield* and *too much auxiliary heating*. Several fault scenarios were tested such as the level of reduction of the collector optical efficiency or an increased heat loss coefficient of the pipes. Comparisons were performed between simulation results for the daily energy and measurement from existing field SDHW systems of multiple sizes and configurations. The results show that the symptom *too low solar energy yield* is well detected. Depending on the uncertainty margins related to the simulation and measurements, an energy loss of more than 25 % was identifiable. It was also recommended to use this method in

combination with standard rule-based algorithms because they are more suitable for system control monitoring and fault isolation.

The literature survey above shows that previous work has demonstrated the interest and feasibility of simulation-based AFD for SDHW systems. There is a need to improve the proposed AFD methods and to validate their performance in real operating conditions. In particular, no study covering the combination of simulation-based and rule-based AFD or the specific application to cold climate in North America have been found in the literature. Also, the feasibility and cost of obtaining a calibrated simulation model and the need for accurate measured weather data values have not been discussed. In this paper, an AFD method based on the combination of rule-based algorithm and TRNSYS simulations is described and applied to an existing SDHW system. The AFD methodology used to build both FD strategies is described in section 4.3. Section 4.4 discusses the application of the proposed methodology using three years of operation data from a real system located in Montréal, Canada. The same exercise is performed using a calibrated model, an as-built (not calibrated) model, and a model relying on web-based weather data instead of local measurements. Section 4.6 addresses some practical considerations and provides recommendations. The conclusions are presented in section 4.7.

### **4.3 Methodology**

The proposed AFD strategy is part of a complete framework organized in four layers as shown in Figure 4.2. The first two layers perform data management, including data acquisition and storage of measurements and fault events in a database. The third layer consists of two levels of FD. Level 1 is based on an algorithm that performs standard rule-based FD at determined time intervals (e.g. every 15 minutes). The rules are inspired from the limit-checking method described by Isermann (2006). The second level consists of a system performance assessment against daily performance simulation. Once a day, the energy yield of the solar array and the auxiliary heating device energy use are calculated from measurements and are then compared with a simulation model predictions, with the objective of identifying significant differences. The fourth layer is only activated if one or more faults are detected in Layer 3. In this step, the user is notified through a user interface and by direct messages (e.g. by email). The rule-based and simulation-based FD are further described in sections 4.3.1 and 4.3.2 respectively.



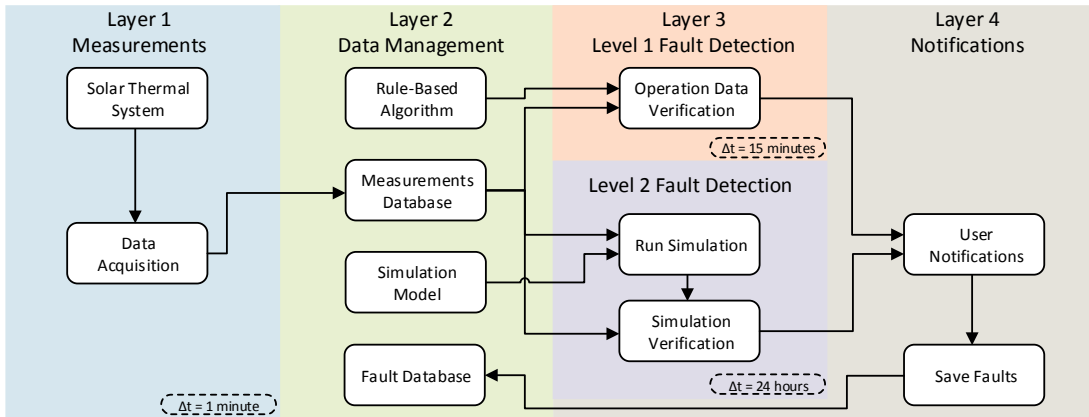


Figure 4.2 : Four main layers of the fault detection method. Arrows show data being transferred.

### 4.3.1 Rule-based algorithm

The rule-based algorithm relies on the principle that an on-site measurement  $Y$  should not exceed pre-established minimum and maximum limits. Figure 4.3 shows how two faults would be detected. A first fault signal is triggered when  $Y$  exceeds  $Y_{\max}$ , and then a second one after  $Y$  falls below  $Y_{\min}$ . More complex time related functions and plausibility checks between multiples measured values are also verified within the algorithm, some examples are shown in Tableau 4.1 : Fault description and rule example for the rule-based method.

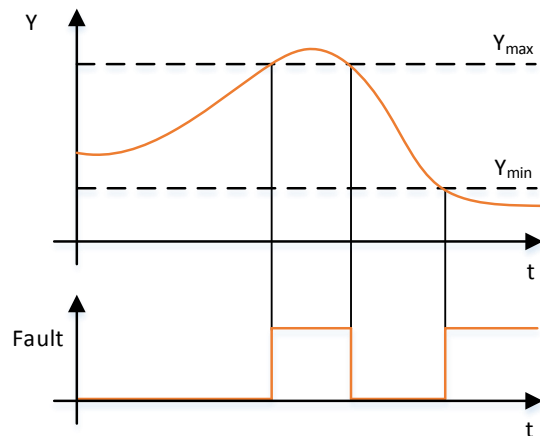


Figure 4.3 : Fault detection example using minimum and maximum limits for a hypothetical variable  $Y$

Tableau 4.1 : Fault description and rule example for the rule-based method

Description	Example of fault detection rule
Basic verification of the measurements (Temperatures, flowrates, pressure, etc.)	$T(t) < T_{min} \text{ OR } T(t) > T_{max}$
No DHW flowrate in the last 24 hours period	$\sum [Flowrate(t)] = 0$
Flowrate in the solar circuit at night	$Circuit\ Flow(t) > 0 \text{ AND } [t < t_{sunrise} \text{ OR } t > t_{sunset}]$
Solar radiation is measured at night	$G_{tilted}(t) > 25 \frac{W}{m^2} \text{ AND } [t < t_{sunrise} \text{ OR } t > t_{sunset}]$
Logical comparison to detect inconsistencies between two or more measurements	$T_{Aux,in} > T_{Aux,out} + 5^{\circ}C \text{ AND } Auxiliary\ Heating = ON$
Impossible measurements (e.g. unconnected sensor, data acquisition wrong configuration, etc.)	$T(t) < T_{Impossible,min} \text{ OR } T(t) > T_{Impossible,max}$

Fault signals are triggered when at least one of the conditions is not fulfilled. This allows to easily get information about an SDHW system overall condition. A rule-based algorithm can also be easily applied to multiple SDHW systems without requiring much effort since most systems have similar configurations and operating conditions.

However, it is important to take into account the dynamic nature of SDHW systems operating conditions. Indeed, the “normal” operating conditions will vary according to multiple reasons such as the system state (e.g. pump ON/OFF or aux. heating ON/OFF). With this in mind, limits as the ones described earlier would require to be large enough to prevent false FD events for any operating condition. On the other hand, too lenient limits can increase the time before detection or even prevent the detection of abnormal conditions. Hence, it is useful to incorporate the concept of *Variable limits*, as illustrated on Figure 4.4 a), where the limits are being adjusted as a function of the system state.

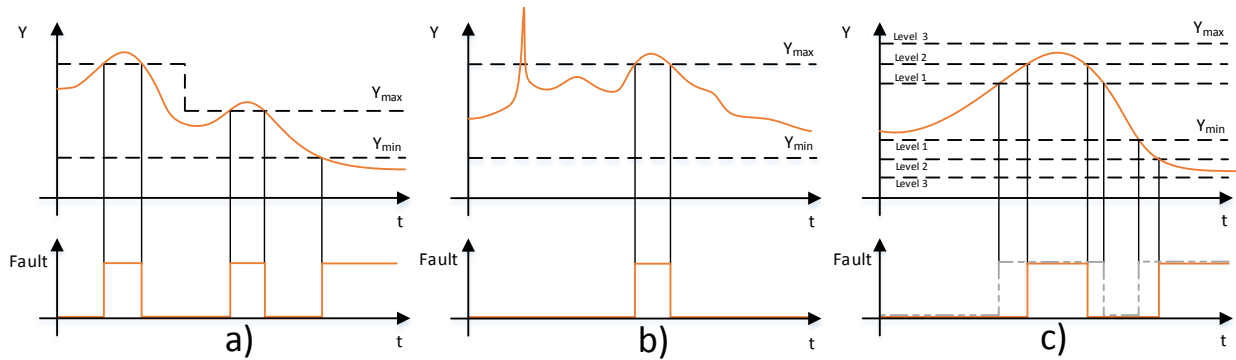


Figure 4.4 : Fault detection using advance limits for a hypothetical variable  $Y$ . a) *Variable limits*  
 b) *Limit flexibility*. c) *Severity levels*

It is also important to prevent false alarms that could be triggered at the transition between two system states (e.g. solar pump is turned ON). Indeed, these transitions can generate abrupt changes such as temperatures spikes. One solution would be to increase the limits to prevent these false detection events, but again this could cause the algorithm to be insensitive to some real faults. An alternative consists in introducing the concept of *limits flexibility*. This is done by allowing measurements to exceed the limits for a short period of time without triggering a fault signal. This principle is illustrated on Figure 4.4 b). For example, one could chose not to trigger faults if a limit is exceeded during less than 5 minutes.

*Severity levels* were also incorporated into the algorithm. As shown by Figure 4.4 c), the severity is determined by the level reached by a monitored variable. Severity levels are determined in function of the risk level for system integrity and of the possible reduction in energy savings. In the proposed algorithm, five severity level are used from very low risk “notice” to very high risk “critical”.

### 4.3.2 Simulations

As discussed in the introduction, a rule-based algorithm is not very effective for the detection of slowly occurring or performance-related faults. This is why a second level of FD is introduced. The second level consists in performing TRNSYS simulations to provide an estimate of the daily collected energy ( $E_{Col}$ ) and required Auxiliary energy ( $E_{Aux}$ ) which are identified in Figure 4.1. Both energy quantities are then compared with the daily measured energy. A fault is detected if there is no intersection between the acceptable ranges for measured and simulated values, where these “acceptable ranges” include uncertainty margins, as seen in Figure 4.5. As also shown on the

same figure, four fault signals can be triggered in function of the subsystem and the direction of the difference. A fault severity level is also assigned to the fault signal in function of the magnitude of the difference.

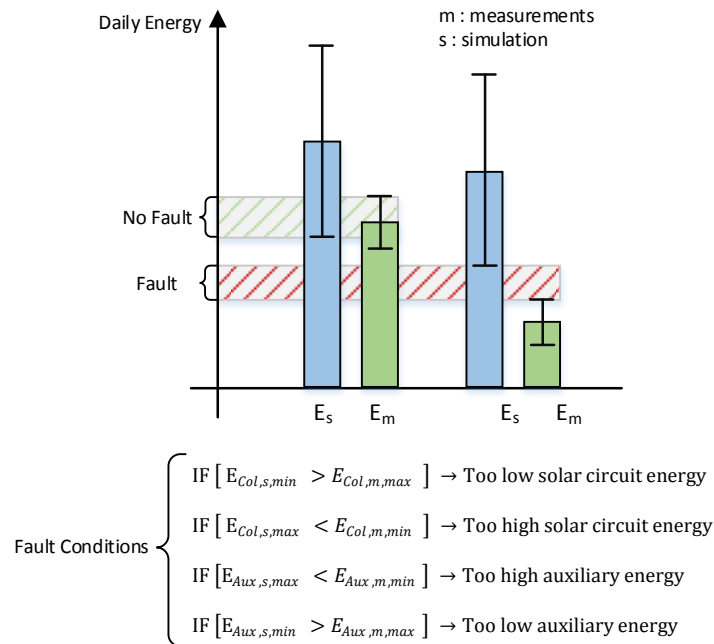


Figure 4.5 : Simulation based fault detection conditions

As seen in Figure 4.5, uncertainty margins related to measurements and simulation results are significant determinant of the sensitivity of the FD system, and should be carefully selected. The more the uncertainty margins are large, the more the difference between prediction and measurements needs to be significant before a fault is detected.

The uncertainty margin on measured energy quantities  $E_{Col,m}$  and  $E_{Aux,m}$  is calculated with the standard quadratic uncertainty propagation as described in ASHRAE Guideline 2-2010 (ASHRAE, 2010) being applied to the daily energy balance expressed by Eq1.

$$E_m = \sum_{i=t_0}^{t_n} [Q_{m,i} \cdot \Delta t] = \sum_{i=t_0}^{t_n} [\rho_{fluid,i} \cdot c_{pfluid,i} \cdot \dot{V}_{fluid,i} \cdot (T_{m,out,i} - T_{m,in,i}) \cdot \Delta t] \quad (1)$$

Where  $t_0$  and  $t_n$  are the first and the last time step of the day and  $\Delta t$  is the time interval between two measured data points.

The uncertainty margins of the energy quantities obtained from simulations ( $E_{Col,s}$  and  $E_{Aux,s}$ ) cannot be determined directly since the simulation inputs and parameters are not directly related to the simulation output. A relatively accurate solution to approximate the simulation output

uncertainty consists in performing a Monte-Carlo Analysis (MCA) as implemented by de Keizer et al. (2011b). For each daily analysis, the Monte-Carlo method is running multiple simulations for which the inputs and key parameters are randomly varied according to their uncertainty distribution function. Most of the key parameters were selected according to a sensitivity analysis also performed by de Keizer et al. (2011b). The distribution function of the simulation energy estimation ( $E_{Col,s}$  and  $E_{Aux,s}$ ) is then obtained from the simulations. The uncertainty margins can then be defined from the standard deviation (STD) of the distribution function. An uncertainty margin of twice the STD can be used for daily simulation, which represents a 95% confidence interval. The MCA requires at least 500 runs for every daily simulation, which makes this method inappropriate for AFD since the calculation time would be too long (de Keizer *et al.*, 2011b).

In the proposed method, the uncertainty is determined by a Minimum-Maximum analysis (MMA) which allows to get an estimation of the uncertainty with only two supplementary simulation needed. The MMA consists in varying the inputs and the key parameters at the best estimate of their minimum and maximum value in order to minimise (or maximise) the simulation output values ( $E_{Col,s}$  or  $E_{Aux,s}$ ). Two extremums are thus obtained which represent the limits of the uncertainty margin. In their study, de Keizer et al. (2011b) found that the uncertainty margin derived from the MMA was about three times the STD approximated by the MCA. This corresponds to a 99% confidence interval. In the proposed method, the uncertainty margin is multiplied by a factor of 2/3 to approximate a 95% confidence interval. The size of the uncertainty margin is proportional to the simulation output, hence it is very small for small output results (e.g. low solar radiation days), which could lead to false FD events. To prevent these false detection events, a constant absolute error is added to the uncertainty margin. The absolute error was assumed to be equal to 10 % of the yearly mean expected daily simulation output. This criteria is derived from the base line model uncertainty recommended by ASHRAE Guideline 2-2002 (ASHRAE, 2002). As an example, in a system where the average daily output is assumed to be 100 kWh per day, the uncertainty margin would be calculated by the MMA method (as a percentage of the daily output) and a fixed value of 10 kWh (=10% of 100 kWh) would be added to the margin. For a sunny day, this would result in a very small change, but for a very cloudy day, the 10 kWh term would probably represent a significant part of the uncertainty margin.

## 4.4 Application to a real system

### 4.4.1 Field system

The FD method was applied to an existing SDHW system located in Montréal, Canada ( $45.51^{\circ}$  N,  $73.55^{\circ}$  W). The field system is installed on the roof of a historical building occupied by a charity that provides meals for homeless people. The layout of the system is shown on Figure 4.6. The solar thermal energy is collected by a  $35.5 \text{ m}^2$  evacuated tube collector array and stored into three 450 L solar tanks connected in series. The DHW is pre-heated by the solar tanks and is then routed to a conventional gas boiler which provides the supplementary heat when required.

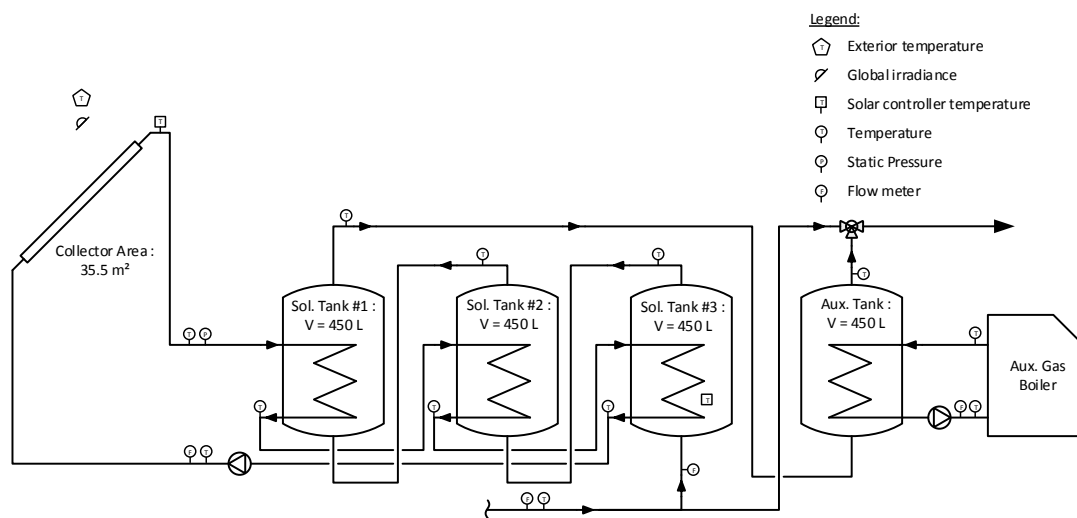


Figure 4.6 : Schematic of the field SDHW system and available instrumentation

The field SDHW system is instrumented with multiple sensors to monitor its operating conditions (temperature, flowrates, solar radiation, solar circuit pressure, etc.). Data is logged every minute. The location of the available instrumentation is shown on Figure 4.6. Operation data is available since 2013, with some missing data in 2014 due a failure and the replacement of the data logger.

### 4.4.2 Numerical model

A model of the field system is implemented into TRNSYS, the layout and the main components types are shown in Figure 4.7. Most of the types are standard TRNSYS or TESS components

(Thornton *et al.*, 2013) except for type 3911<sup>1</sup> which is a variable flow controller developed by the authors to reproduce the solar circuit controller behavior. Simulations are performed using a one minute time step to match the measured data sampling time. To allow the tanks to be correctly stratified at the beginning of the daily simulation, an initialisation period is required. Hence, the simulation of a 24 hour period requires the addition of a supplementary “warm-up” period of 48 hours for which the tanks inputs correspond to the on-site measurements.

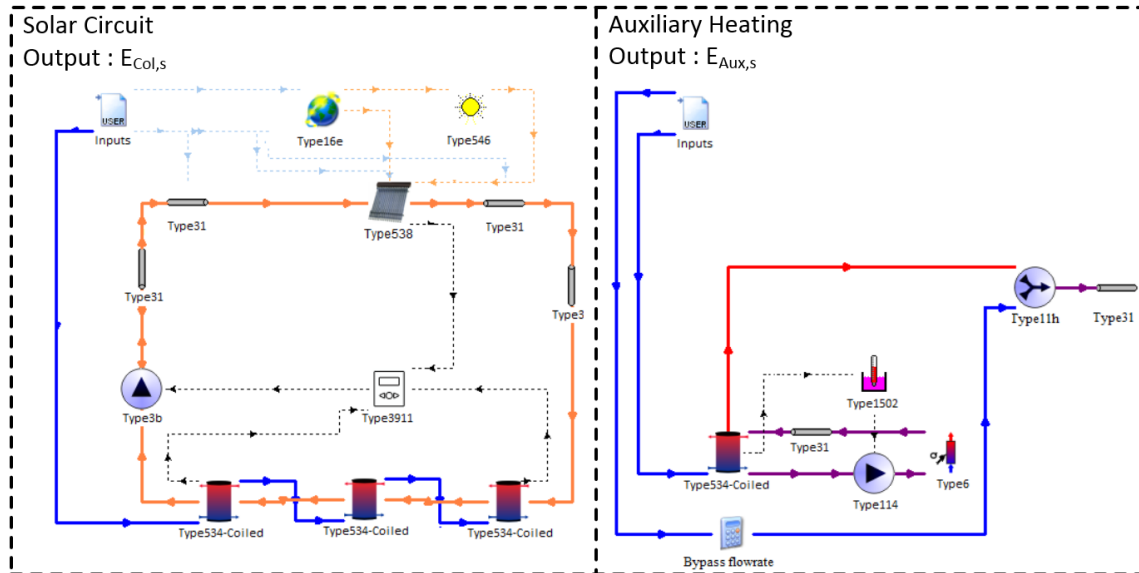


Figure 4.7 : TRNSYS model of the field system (Calibrated model shown). All the inputs are provided from the last 24 hours on-site logged data.

It is important to note that the TRNSYS model effectively consists of two independent sub-models. The solar tanks DHW output is not directly linked to the auxiliary heater tank as it should be according to the real system. The auxiliary heater tank DHW inputs are instead provided directly from the measurements. This allows to model both subsystems independently, which helps isolate the origin of a potential fault.

As mentioned previously, the uncertainty related to the simulation results will be highly influenced by the quality of the simulation model. The most desirable solution would be to use a well calibrated model that has been adjusted according to the actual system fault-less performance. This

<sup>1</sup> Les détails du régulateur «Type 3911» sont présentés à l’Annexe B.

would allow to use very small uncertainty margins. Unfortunately, obtaining a calibrated model requires historical system operating data which is not always available, and requires more work. Considering these points, it would be interesting to be able to perform FD without having to use a fully calibrated model. To assess this option, simulation-based FD will also be performed with an as-built model. This type of model is generally built just before or after a system installation based on the final component selection. It uses “data sheet” parameters for components and not calibrated values (e.g. solar collector efficiency). It may be missing some details or have incorrect control parameters. For example, control parameters selected by the installer could be different from the design specifications. Because of these reasons, the performance prediction using an as-built model is usually less accurate.

To assess the solar circuit performance, a simulation model requires the ambient temperature ( $T_{amb}$ ) and the available solar radiation ( $G_{ilted}$ ) as inputs. This allows the correct modeling of the behavior of the solar collectors and to calculate the piping losses. Unfortunately, these sensors may not be installed by default, depending on the system size, and thus represent an extra cost. A possible solution to this issue would be to use web-based weather data instead of on-site measurements for the concerned inputs. Hence, a second comparison is performed using meteorological inputs from hourly web-based weather data<sup>2</sup> from the closest weather station. The weather data model is derived from the calibrated model, the only difference being the source of the meteorological inputs.

#### **4.4.3 Uncertainty determination**

The inputs and key parameters used for the Minimum-Maximum analysis are presented in Table 4.2. As defined in section 4.3.2, the MMA is used to calculate the limits of the uncertainty margin of the simulation predictions. It is important to highlight the fact that the uncertainty margin of some parameters is much higher for the as-built model. This difference accounts for the increased uncertainty due to the lack of information about some parameters. For example, the collector’s efficiency parameters uncertainty are increased to account for the fact that their value may differ

---

<sup>2</sup> Data for the years 2014 and 2015 from White Box Technologies (2015), CAN-ON-MONTREAL-IAP (45.47°N, 73.75°W)



from the manufacturer specification. The uncertainty associated to web-based weather data has been approximated from a statistical comparison with the on-site measurements. The difference depends on the type of web-based data used and on the location of the SDHW system in comparison with the weather station (e.g. Downtown versus Airport), so the values presented below cannot be generalized, and care should be exercised when determining these uncertainty margins for other projects.

Table 4.2 : Minimum-Maximum analysis key parameters and inputs uncertainty margins

Input or Parameter	Calibrated		As built		Units
	Value	Uncertainty	Value	Uncertainty	
$T_{in,ColTank}, T_{in,AuxTank}$	-	$\pm 1.5$	-	$\pm 1.5$	$^{\circ}C$
$T_{amb}$	-	$\pm 1.5 / \pm 3.0^a$	-	$\pm 1.5$	$^{\circ}C$
$\dot{V}_{in,Tank}$	-	$\pm 1.5\%$	-	$\pm 20\%$	L/min
$G_{tilted}$	-	$\pm(8\% + 10) / \pm(35\%)^a$	-	$\pm(8\% + 10)$	$W/m^2$
$\eta_0^b$	0.65	$\pm 1\%$	0.762	$\pm 2\%$	-
$a_1^b$	7.00	$\pm 10\%$	5.58	$\pm 20\%$	$W/m^2K$
$a_2^b$	0.0216	$\pm 50\%$	0.0464	$\pm 100\%$	$W/m^2K^2$
$L_{pipe}$	15 to 30	$\pm 15\%$	15 to 50	$\pm 15\%$	m
$L_{Col,Hx}$	20	$\pm 15\%$	20	$\pm 15\%$	m
$L_{Aux,Hx}$	10.15	$\pm 15\%$	10.15	$\pm 15\%$	m
$T_{Aux, setpoint}$	53	$\pm 3$	60	$\pm 5$	$^{\circ}C$
$T_{room}$	15	$\pm 3$	15	$\pm 3$	$^{\circ}C$
$UA_{Aux,tank}$	29.6	$\pm 15\%$	2.6	N/A	$W/K$
$\dot{m}_{Col,nom}$	1875	$\pm 1.5\%$	1875	$\pm 3\%$	$Kg/h$
$\dot{m}_{Aux,nom}$	5000	$\pm 1.5\%$	6600	$\pm 3\%$	$Kg/h$

<sup>a</sup> Estimated uncertainty of the web-based weather data

<sup>b</sup> The uncertainty related to the collector efficiency parameters is derived from (Sabatelli, Marano, Braccio et Sharma, 2002)

## 4.5 Results

### 4.5.1 Simulation base fault detection results using a Calibrated model

A retrospective analysis has been performed using the operating data from the field system which was available from 2013 to 2015. The results from about 650 daily simulations using the calibrated model were then compared to the daily collected energy and auxiliary energy calculated from the

on-site monitoring data. Under those circumstances, 89 faults were detected in relation with the solar circuit and 10 faults with the auxiliary heater. The results from the daily simulations are shown in Figure 4.8, where the x-axis displays the measured daily energy and the y-axis shows the simulation prediction. Error bars represent uncertainty margins on simulated results calculated from the MMA analysis. Uncertainties on measured data are not represented to keep the figure readable, they would be in the order of 2 %. On Figure 4.8, faults are identified by red diamonds. Scatter plots for the collector output and auxiliary heat are aligned with the  $x = y$  line with a relatively small standard deviation (STD), and the uncertainty on simulated results is acceptable. This shows that the MMA analysis as described in 4.3.2 was appropriate for the current application.

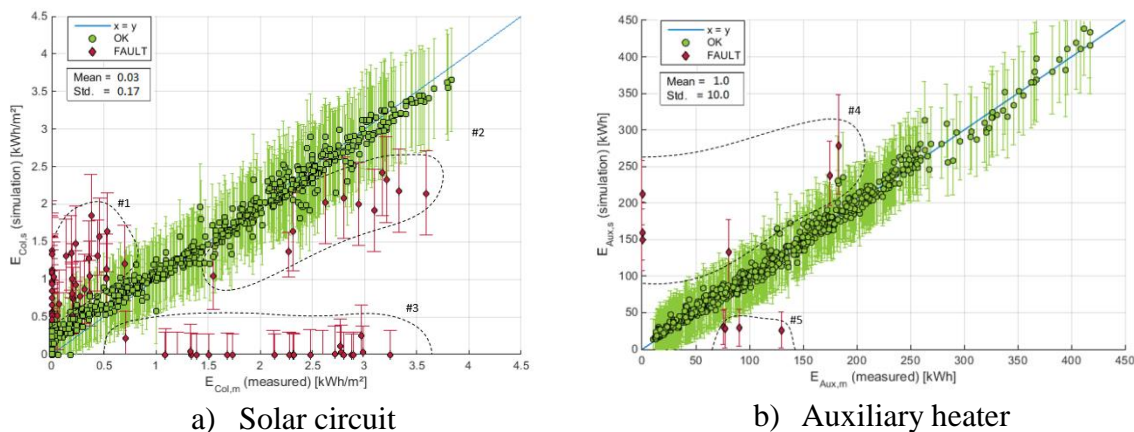


Figure 4.8 : Compilation of the daily analysis for the simulation base fault detection method using the *calibrated* model.

An in depth analysis of the identified faults for the solar circuit shows that the results can be divided into three sets which are identified on Figure 4.8 a). In the case of the first set [#1], faults were detected on very cold days due to a combination of the following causes:

- The concentration of antifreeze being insufficient in the solar circuit fluid, preventing the solar liquid from circulating normally on cold days ( $-15\text{ }^{\circ}\text{C}$  and less) during the 2013 / 2014 winter.
- The controller's collector outlet temperature sensor being positioned too far from the actual collector outlet and not well insulated. This results in delayed starting and early stopping of the solar circuit pump resulting in a decreased daily collected energy. This phenomenon is shown on Figure 4.9. Unfortunately this problem is frequent in SDHW systems, especially with heat pipe evacuated tube collectors, and some controllers are now equipped with specific operating modes to mitigate this problem (Viessmann, 2015).

- Snow accumulation covering the collectors partially or completely.

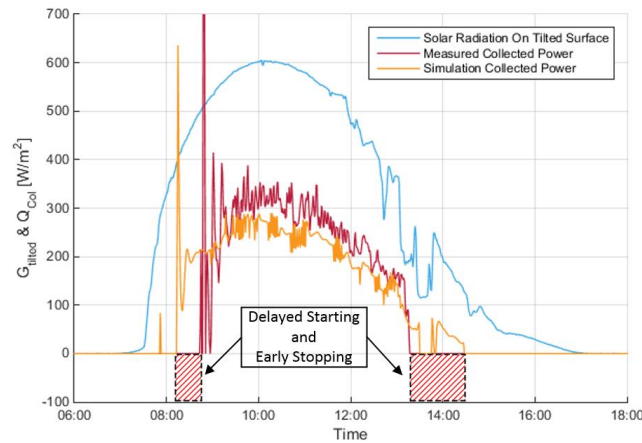


Figure 4.9 : Example of fault generated by a badly positioned collector outlet temperature sensor on January 26<sup>th</sup> 2015.

Unlike the first set of faults, sets [#2] and [#3] do not represent actual system faults but result from erroneous measurements. Faults detected in [#2] correspond to incorrect (overestimated) values from the solar circuit flowmeter, which result in an overestimation of the measured collected solar energy. Faults from set [#3] were generated by incorrect values of the solar radiation sensor (very low values), which resulted in no useful solar output in the simulation. This highlights the importance of having a reliable DAQ system and to check the measurements with a rule-based algorithm before launching the simulation, as incorrect inputs will have a direct impact on simulation results.

Faults detected in the auxiliary heater can be divided into two sets, [#4] and [#5], which are shown in Figure 4.8 b). Set [#4] corresponds to a failure and replacement of the auxiliary gas boiler that occurred during April 2013, and 3 occasional maintenance events when the gas boiler was off. Faults detected in [#5] correspond to the failure of a corroded plug on the bottom of one of the storage tanks. This fault caused a major leak, with cold water leaving the solar tanks which results in abnormal flow conditions in the auxiliary heater tank. Interestingly, this fault was not detected by the solar circuit FD check since the simulation model was using the correct inlet flowrate into the tanks.

## 4.5.2 Rule-based results

An assessment of the rule-based algorithm was also performed using the available operating data from the field SDHW system. FD results for the most interesting periods are displayed on the bottom carpet plot of Figure 4.10, where the x-axis shows the date and the y-axis the hour of the day. The color mapping shows the severity that has been assigned by the algorithm to a particular fault. For comparison purposes, the FD results from the simulation are also presented for the corresponding period in the upper part of the graph.

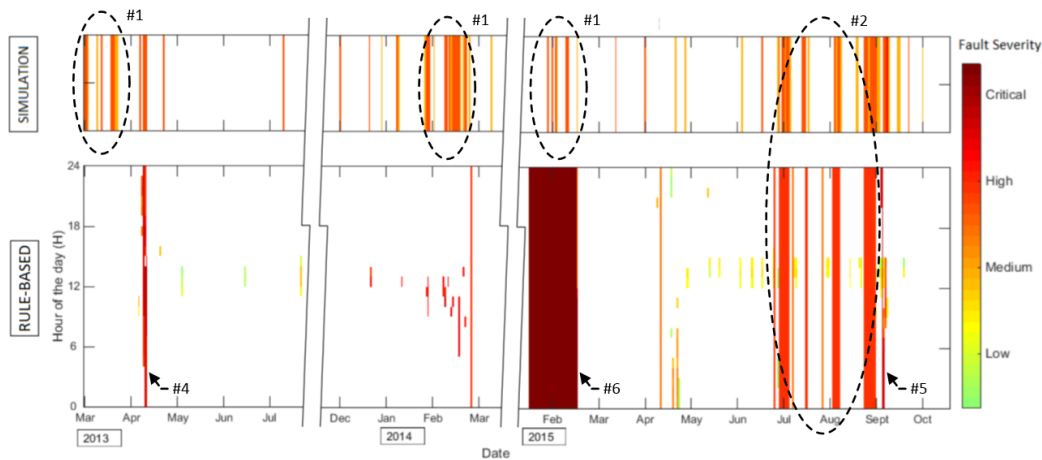


Figure 4.10 : Highlights of the rule-based and simulation-based fault detections.

The rule-based algorithm was very responsive to abnormal system conditions brought by the auxiliary heater and solar tank failures which were previously identified by the simulations (Figure 4.8 b)). Indeed, both failures led to abnormal temperature and/or flow conditions which were clearly identified ([#4] and [#5] in Figure 4.10). Instrumentation problems leading to erroneous measurements were also well detected. As an example, [#2] shows some periodic erroneous solar radiation occurrences which have resulted in false detection events by the simulation based method. In some cases, FD events had to be compared with the ones from the simulation to determine whether or not they had a real impact on the system. This is the case for [#6], which correspond to an unconnected solar circuit pressure sensor displaying 0 psi. A comparison with the simulation based FD shows that there was no corresponding impact on performance. The performance related faults previously identified by the simulation ([#1] on Figure 4.8) were only occasionally detected, as seen in Figure 4.10 when comparing the corresponding [#1] detection for rule-based and simulations.

### 4.5.3 Suitability of the As Built and the web-based weather data models

In section 4.5.1, FD was performed by comparing the daily measured energy quantities with simulation predictions using a calibrated model. As discussed previously, a model can be calibrated only when historical operation data is available and requires extra work for the calibration. Another problem comes from the fact that the on-site  $G_{\text{tilted}}$  and  $T_{\text{amb}}$  measurements are not always available. Considering these elements, it would be interesting to perform FD using a non-calibrated (as-built) model and/or web-based weather data. To assess the feasibility of these alternatives, two retrospective analyses were performed using an as-built model and a model using web-based weather inputs. The results from these models are shown in Figure 4.11 and Figure 4.12. The red diamonds show the FD events that occurred in both of the as built (or web-based weather data) and the calibrated models, while the upside down orange rectangle and gray rectangles shows the FD events that occurred in only one or the other.

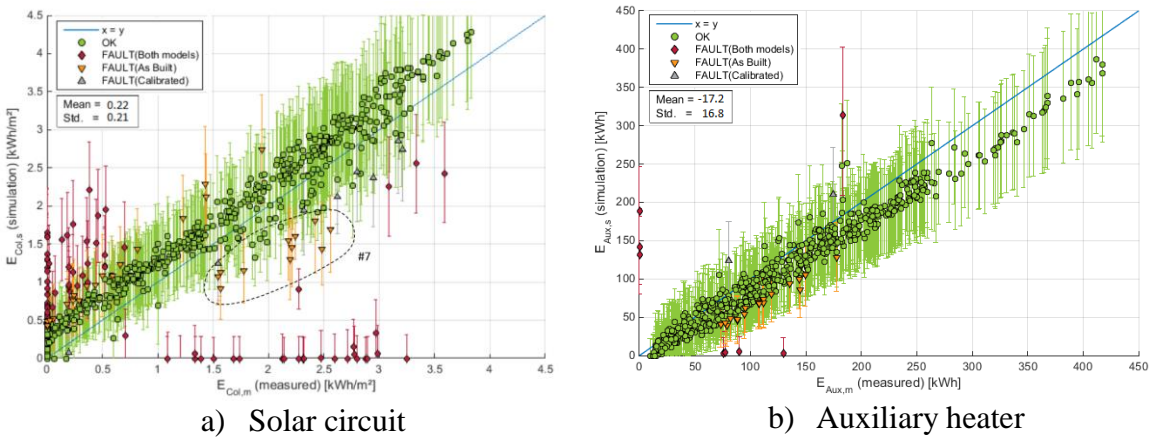


Figure 4.11 : Compilation of the daily analysis for the simulation base fault detection method using the *as built* model.

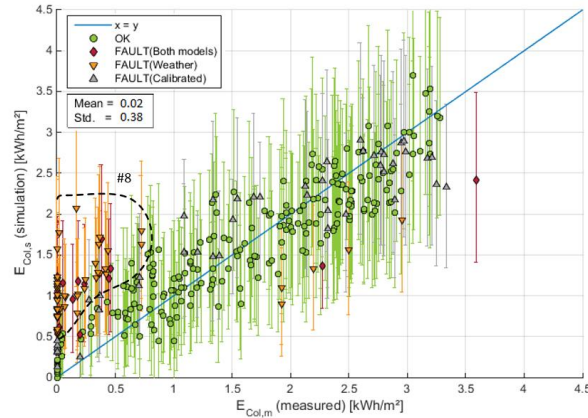


Figure 4.12 : Compilation of the daily analysis of the solar circuit performances for the simulation based fault detection method using a *calibrated* model in combination with web-based weather data for the  $G_{\text{tilted}}$  and  $T_{\text{amb}}$  inputs.

Most of the FD events from the calibrated model are also detected when using the as-built model. However, some additional false FD events were also noticed. Most of these events are due to the fact that the key parameters are more uncertain and thus can be different from the actual system. This results in an offset from the  $x = y$  line and an increased scatter (higher STD). To prevent this problem, it is recommended to increase the absolute uncertainty criteria when little information is available about one or more key parameters. For example, most of the false detection events in Figure 4.11 b) would have been prevented if the absolute error had been increased from 20 kW h/day to 25 kW h/day. Some false detection events also occurred on some sunny days with low DHW demand [#7], because the simulation model uses a lower cut-out solar tank temperature, which leads to longer stagnation periods. This could be considered as a real fault as there is a mismatch between the as built documents and the actual on-site configuration (i.e. incorrect installation / commissioning). Generally speaking, the results show that using an as-built model (and not a calibrated model) is acceptable since all the important faults were detected for both the solar circuit and the auxiliary heater, with the generation of a few false detection events.

Figure 4.12 shows the results obtained with the model using web-based weather data. The results are more scattered than the ones obtained with the local weather measurements: the STD is more than doubled ( $0.17 \text{ kWh/m}^2$  to  $0.37 \text{ kWh/m}^2$ ). This confirms that the uncertainty associated with weather inputs is very significant in overall simulation results. This results in faults such as the ones related to the solar collector sensor position or the antifreeze concentration being sometime

undetected. Many false detection events were also observed on days with lower available solar radiation, as seen in [#8] in Figure 4.12. These events occurred because the web-based weather data overestimates global radiation in the presence of dense opaque cloud cover. This results in an overestimation of the daily collected energy. Despite these false detection events, the estimation of  $E_{Col}$  is relatively good during days with  $E_{Col,m}$  of 2 kWh/m<sup>2</sup> and more. These days correspond to a daily solar irradiance on the tilted surface of about 5 kWh/m<sup>2</sup>. Hence, one could choose to perform simulation FD only for days with a solar irradiance of more than 5 kWh/m<sup>2</sup>, but this should be confirmed by additional studies.

#### **4.6 Recommended fault detection methodology and practical considerations**

Based on the previous results, some recommendations should be followed when combining rule-based and Simulation-based methods for AFD. In the first instance, the AFD framework should be programmed in such a way that the rule-based algorithm method has the priority. It should be the case because it was shown to be very responsive to most critical faults, but also in order to prevent false detection events, since the simulation was shown to be sensitive to erroneous input data. Hence, the AFD framework should be able to automatically identify erroneous measurements and prevent the simulation from running when such errors are identified. If no erroneous measurements are detected, the simulation-based FD can then be used as a second check of FD events from the rule-based method or to assess the system performance.

The limited expert knowledge on solar systems and the lack of time were identified as causes for undetected or uncorrected faults. When faults events occurs, the system operator should be able to know the nature, the location and the severity of the events in a visual and simple manner. Figure 4.13 shows an example of how the outcomes of the proposed methodology were presented. The fault location(s) is (are) identified on an easy to understand system layout and supplementary information about the faults events are displayed on the right side graph. Fault type, severity and time of occurrence are clearly indicated to help system operators in decision making.

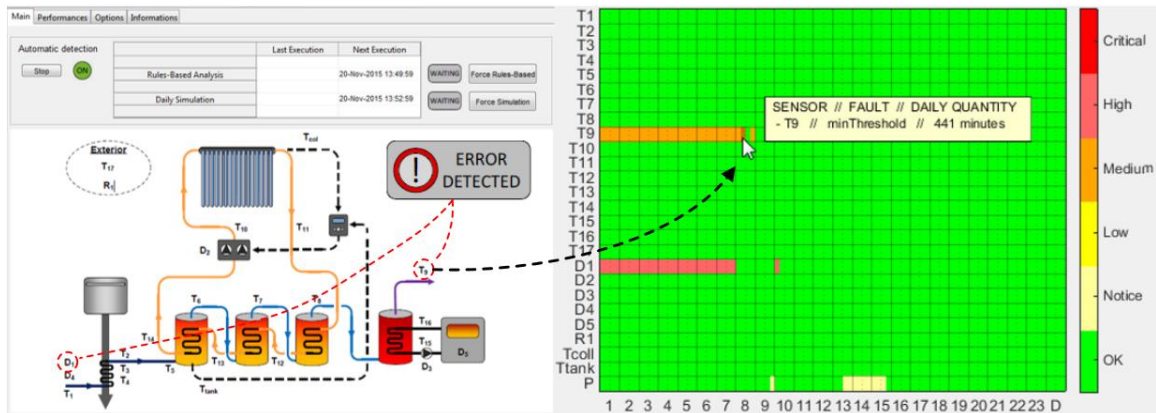


Figure 4.13 : Example of how a fault detection event could be displayed on a user interface

## 4.7 Conclusions

This paper presents an automatic Fault Detection (FD) method for Solar Domestic Hot Water (SDHW) systems based on two levels. The first FD level consists in running a rule-based algorithm which ensures that on-site measurements comply with pre-established limits and rules. At the second level, the measured performance of the SDHW is compared to the results of a simulation model on a daily basis. The methodology employed for the rule-based algorithm and for the simulation-based FD are described in the paper. The feasibility of the proposed method is assessed by performing a retrospective analysis using three years of monitoring data from a real SDHW system located in Montréal, Canada. The application of the FD methods to the monitoring data of the field system has led the following conclusions:

- The rule-based algorithm identified most of the major system faults (e.g. auxiliary heater failure) and instrumentation errors (e.g. disconnected sensor). In an online monitoring context these faults would have been detected within a short time interval (e.g. 15 minutes).
- The daily simulation based FD was able to identify performance related faults that were not always clearly identified by the rule-based algorithm. These faults were mostly related to a badly positioned collector's outlet temperature sensor or too low antifreeze concentration in the solar loop.
- A non-negligible quantity of false detection events were generated by the simulation-based method due to instrumentation errors used by the simulation inputs. However, these sensor faults were identified by the rule-based algorithm so the combination of the two detection



methods avoids these false positives if the results of the rule-based level are used to decide whether to proceed or not with the simulation-based analysis.

- An *as-built* simulation model is sufficiently accurate for FD since all of the major faults were identified by both the as-built model and the calibrated model without generating a significant number of additional false detection events.
- Using web-based weather data as simulation inputs for the tilted surface solar radiation and the exterior ambient temperature is not recommended based on our results, because too many false detection events occurred during days with a tilted solar irradiance of less than  $5\text{kW h/m}^2$ . Further work is required to assess whether better web-based data or refinements to the FD algorithm can reverse that conclusion.

The combination of rule-based and simulations-based methods for AFD can increase the reliability of SDHW systems if they are integrated in effective user interfaces. System operators can be quickly informed of system critical faults through the rule-based detection, and performance gaps can be detected by the daily simulation-based analysis. The combination of both methods can also help diagnose the cause of the detected faults.

## CHAPITRE 5 ASPECTS MÉTHODOLOGIQUES

En raison de contraintes d'espace, certains aspects n'ont pu être présentés en détail dans l'article scientifique présenté au Chapitre 4. Entre autres, peu d'information est donnée sur la structure du système de détection de faute ainsi que sur celle de l'interface utilisateur. Le présent chapitre permettra au lecteur d'avoir une meilleure compréhension des fonctions sous-jacentes au système de détection de faute ainsi que des interactions entre celles-ci. Il sera ensuite discuté brièvement du prototype d'interface utilisateur développé dans le cadre de ce projet.

### 5.1 Structure du système de détection de fautes

Tel qu'indiqué à la Figure 4.2, la structure interne de la méthode de détection proposée est divisée en 4 niveaux :

- *Niveau #1 : Prise de mesures*

Ce niveau comprend tous les outils nécessaires à l'acquisition des données d'opération d'un système : Instrumentation, module d'acquisition de données et interface logicielle. Dans le cadre de ce projet, le système d'acquisition de données est un module autonome CRIO-9074 de National Instrument et l'interface logicielle est développée dans le logiciel LabVIEW (National Instruments, 2013). Le module est connecté à Internet pour rendre les mesures accessibles à distance. Le schéma de connexion de l'instrumentation est présenté à l'Annexe C.

- *Niveau #2 : Gestion des données*

Le deuxième niveau consiste en une base de données contenant l'historique des mesures prises par le module d'acquisition, les paramètres des algorithmes de détection de faute, le modèle de simulation ainsi que l'historique des fautes et les résultats des analyses.

- *Niveau #3 : Détection de faute*

Le troisième niveau contient les algorithmes permettant de lancer et d'accomplir les analyses, puis de faire la gestion des fautes détectées. Cette couche contient plusieurs fonctions utilisées de façon séquentielle. Les détails sur ces fonctions sont présentés plus loin dans cette section.

- Niveau #4 : Notifications

À ce niveau, d'éventuelles détections de fautes sont communiquées à l'utilisateur via une interface utilisateur. De plus, les informations sur les fautes sont sauvegardées dans une structure de données.

Tel que mentionné plus haut, le prototype de détection de fautes a été développé dans le logiciel Matlab. Lors de la détection de fautes, plusieurs fonctions sont utilisées de façon séquentielle afin d'effectuer différentes opérations. Ces fonctions ainsi que l'ordre dans lequel elles sont utilisées sont présentés à la Figure 5.1, dans laquelle les fonctions sont représentées par les encadrés verts tandis que les encadrés rouges représentent des structures de données.

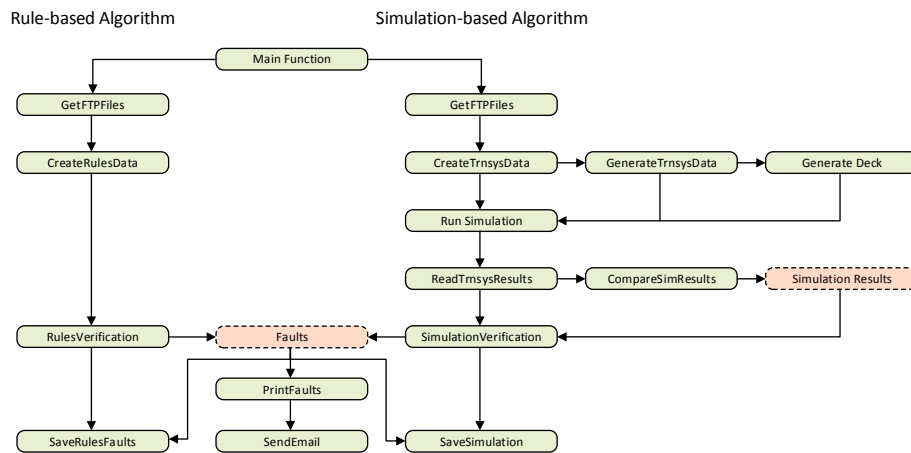


Figure 5.1 : Ordre d'exécution des fonctions principales du système de détection de faute.

Tel qu'illustré à la Figure 5.1, la fonction dénommée *Main Function* est au centre du système de détection de faute et toutes les opérations subséquentes découlent de celle-ci. Cette fonction contient le code nécessaire à la génération de l'interface utilisateur et permet de lancer automatiquement l'algorithme de vérification de règles ou une analyse des performances par la simulation.

Lorsqu'une analyse des performances par la vérification de règle est demandée, une première fonction dénommée *GetFTPFiles* est lancée. Celle-ci permet de télécharger les nouvelles données enregistrées sur le module d'acquisition de données sur un ordinateur distant à travers un protocole FTP (*File Transfert Protocol*). Ensuite, les mesures des dernières 24 heures sont organisées dans une structure de données par la fonction *CreateRuleData*, puis analysées par la fonction *RuleVerification* qui contient l'algorithme de détection de faute.

De façon similaire, l'analyse des performances par la simulation débute par le téléchargement des nouvelles données. Ensuite, la fonction *CreateTrnsysData* permet de sauvegarder les données des 24 dernières heures dans un fichier dont le format est compatible avec TRNSYS. En parallèle, un fichier d'entrée de TRNSYS (fichier « DECK ») contenant les paramètres du modèle est généré par la fonction *CreateTrnsysDeck*. Une simulation est par la suite lancée à partir de Matlab par une commande DOS. Suite à la simulation, les résultats sont lus par la fonction *ReadTrnsysData* et traités par *CompareSimData*. Finalement la fonction *SimulationVerification* analyse les résultats pour identifier d'éventuelles fautes. Les résultats des analyses sont sauvegardés dans deux structures de données à plusieurs niveaux tels qu'illustrés à la Figure 5.2. Il est à noter que seules les fautes sont sauvegardées lors d'analyse par vérification de règles, alors que les fautes et les performances sont enregistrées suite à une analyse par la simulation.

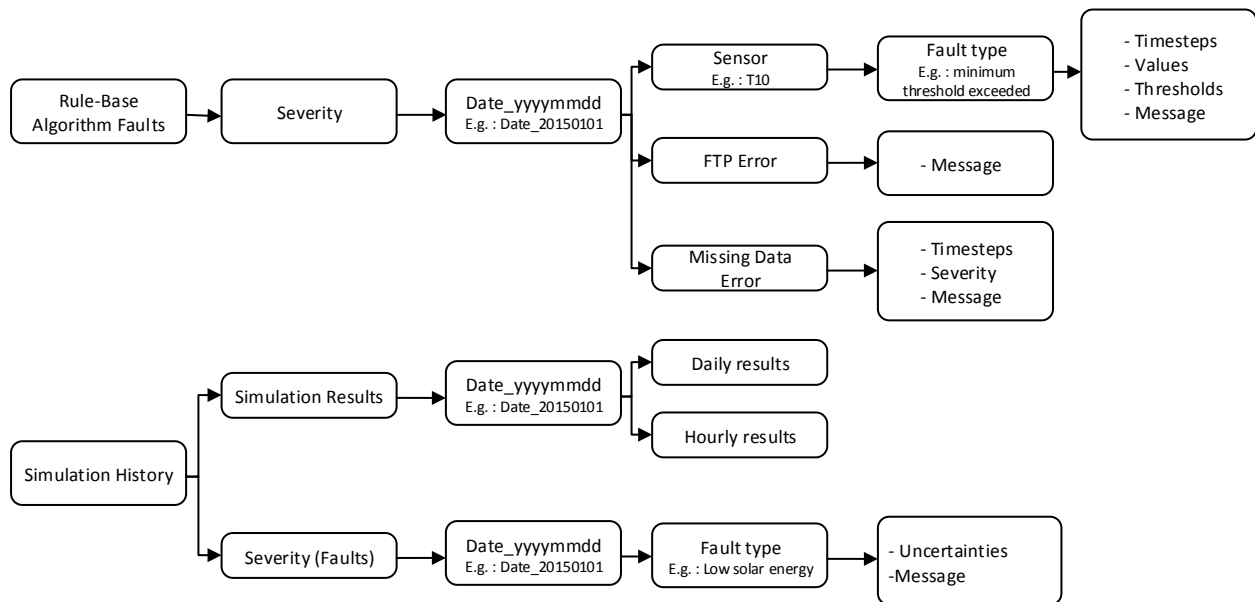


Figure 5.2 : Organisation des structures de données contenant l'historique des analyses et des fautes

## 5.2 Discussion sur l'utilisation de l'interface utilisateur

Dans cette section il sera discuté du prototype d'interface utilisateur développé dans le cadre de ce projet. Il est à noter que cette interface a été construite comme un prototype visant à démontrer la faisabilité de l'approche, et n'est pas complète. Les lignes qui suivent doivent donc être considérées par le lecteur comme des recommandations concernant la création d'une interface utilisateur pour un programme de détection automatisé de fautes plutôt qu'une description précise du prototype actuel.

La page d'accueil devrait présenter l'information sur le statut du système de façon concise et simple à comprendre. Cela en tenant en compte du fait que les opérateurs des systèmes ne sont pas nécessairement des spécialistes des chauffe-eau solaires. La Figure 5.3 illustre un exemple de page d'accueil développée pour ce projet pour laquelle les informations sur le statut du système sont affichées dans le haut. La partie inférieure est utilisée pour alerter l'utilisateur en cas de faute en identifiant clairement l'emplacement où une faute est détectée sur un schéma simplifié du système (cercles rouge tiretés).

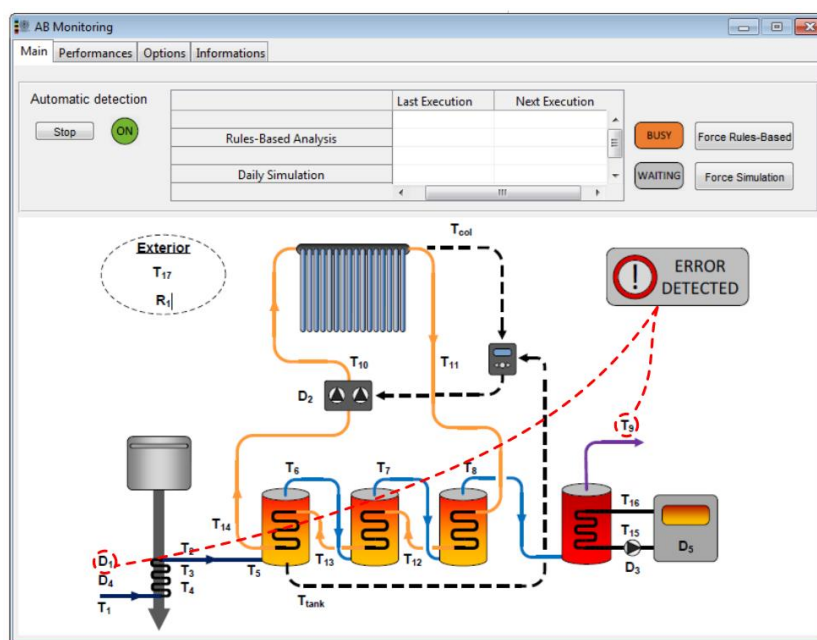


Figure 5.3 : Exemple de page d'accueil d'une interface utilisateur pour un logiciel de suivi des performances d'un chauffe-eau solaire

Lorsqu'une faute est détectée, il est important d'être en mesure d'afficher les détails sur celles-ci et/ou la performance du système afin de permettre aux opérateurs d'avoir une vue d'ensemble du

problème. Par exemple, lorsque des fautes sont détectées par l’algorithme de détection de règles, celles-ci pourraient être affichées sur un graphique tel que celui montré à la Figure 5.4 A) sur lequel les fautes sont affichées en fonction de leur intensité pour une période de 24 heures. La Figure 5.4 B) montre un exemple de graphique comparatif entre la performance mesurée et simulée permettant une comparaison directe entre les deux quantités et ainsi l’identification de comportements caractéristiques de certaines fautes. Il est également recommandé d’afficher une comparaison des quantités d’énergie collectées quotidiennement et mensuellement pour donner une vision plus globale de la performance (non-montré sur la figure).

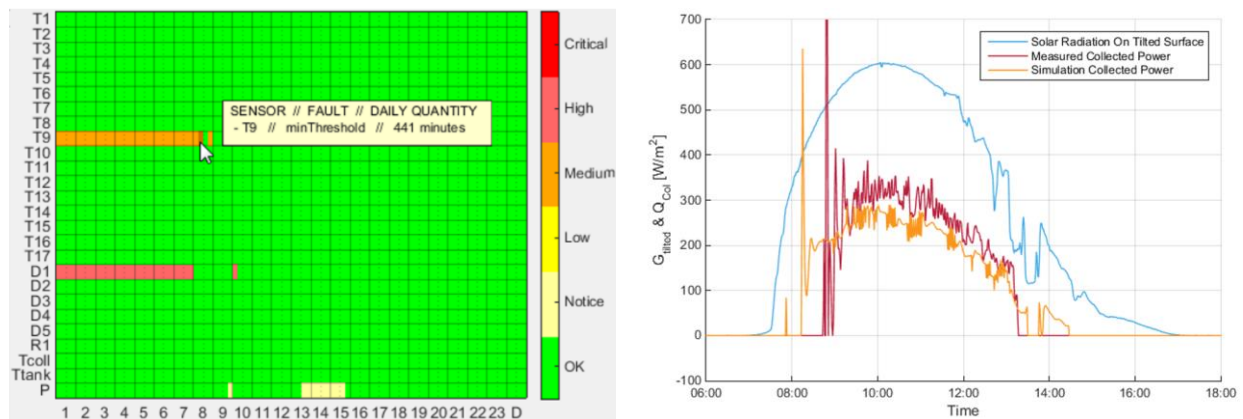


Figure 5.4 : Affichage des fautes et des performances. A) Fautes affichées sur un graphique interactif permettant d’identifier le type de faute, son intensité et le moment de la détection. B) Graphique permettant de comparer la performance prévue par la simulation et celle mesurée.

En addition à l’affichage graphique des fautes, il est également suggéré de présenter l’ensemble des informations disponibles sur les fautes dans un format texte pouvant être consulté au besoin et/ou envoyé par courriel ou message texte lorsque des fautes surviennent. Un exemple de présentation de l’information est montré à la Figure 5.5.

```

T11 : 23 error(s) detected of type : impossibleValue--- This fault severity level is considered as "Medium"
      Date           Value           Threshold
2015-04-09 00:06:00 - -0100.0 - -0050.0
2015-04-09 00:07:00 - -0100.0 - -0050.0
2015-04-09 00:08:00 - -0100.0 - -0050.0
2015-04-09 10:46:00 - -0100.0 - -0050.0
2015-04-09 10:47:00 - -0100.0 - -0050.0
      ...
2015-04-09 10:59:00 - -0100.0 - -0050.0
2015-04-09 10:58:00 - -0100.0 - -0050.0
2015-04-09 10:57:00 - -0100.0 - -0050.0
2015-04-09 10:56:00 - -0100.0 - -0050.0
2015-04-09 10:55:00 - -0100.0 - -0050.0

T12 : 6 error(s) detected of type : impossibleValue--- This fault severity level is considered as "Low"
      Date           Value           Threshold
2015-04-09 11:45:00 - 10000.0 - 00200.0
2015-04-09 11:46:00 - 20000.0 - 00200.0
2015-04-09 11:47:00 - 20000.0 - 00200.0
2015-04-09 12:26:00 - 20000.0 - 00200.0
2015-04-09 12:27:00 - 20000.0 - 00200.0
2015-04-09 12:28:00 - 20000.0 - 00200.0

T15 : 7 error(s) detected of type : maxThreshold--- This fault severity level is considered as "Medium"

```

Figure 5.5 : Affichage détaillé de fautes

Pour terminer, il est également recommandé d'inclure des options permettant à l'utilisateur de modifier certains paramètres du programme de détection. Quelques options possibles sont montrées à la Figure 5.6, celles-ci permettent entre autres de modifier la fréquence des analyses et les paramètres associés aux alertes par courriels. Il est également possible de modifier les limites permises de certaines conditions d'opérations du système, ce qui pourrait être utile dans des situations pour lesquelles celles-ci ne sont pas connues à l'avance. Finalement, un paramètre permettant d'augmenter ou de diminuer l'écart nécessaire pour la détection d'une faute par la simulation est suggéré. Celui-ci permet aux opérateurs de limiter le nombre de fausses alarmes dans une situation pour laquelle un décalage plus important serait enregistré entre les mesures et la simulation, tel qu'observé dans l'article scientifique à la Figure 4.11 B).

The screenshot shows the 'Options' tab of the 'AB Monitoring' software. It contains several sections for configuring fault detection parameters:

- Timer Options:**
  - Rules-Based analysis frequency: 15 min
  - Simulation frequency: 24 hr
  - Email frequency: 8 hr
- Contact Options:**
  - Send an email if a fault is detected:
  - Enter the email address which will receive alarms: simon.maltais.l@gmail.com
  - Choose the fault severity level at which an email is sent: High
- Rules-Based analysis options:**
  - Normal Radiation: Min -25, Max 1300, W/m<sup>2</sup>
  - Normal pressure: Min 15, Max 40, PSI
  - Impossible pressure: Min -20, Max 200, PSI
  - Impossible temperature: Min -150, Max 200, C
  - Minimum temperatures: Boiler sensors 30, Outside Sensors -50, Other Sensors -1, C
  - Maximum temperatures: Collector Temp. 170, Other Sensors 80, Other Sensors N/A, C
  - Minimum flowrate: All Sensors 0, N/A, N/A, L/min
  - Maximum flowrate: Boiler Flowrate 200, Gas Flowrate 300, Other Flowrates 100, L/min
- Simulation analysis options:**
  - Uncertainty adjustment: 0 %

Figure 5.6 : Options permettant l'ajustement du programme de détection de faute.

## CHAPITRE 6 DISCUSSION GÉNÉRALE

Ce mémoire présente le développement, la mise en œuvre et l'évaluation d'une nouvelle méthode de détection de faute pour les chauffe-eau solaires reposant sur la combinaison de la vérification de règles et de simulation énergétique. Les détails ainsi que la démonstration de la faisabilité et de la performance de la méthode ont été montrés dans les chapitres précédents. Ceux-ci contribueront certainement à l'élaboration et au raffinement de méthodes similaires qui seront développées dans le futur. Ce chapitre a pour objectif principal d'identifier et de discuter des contributions amenées par ce projet.

### 6.1 Présentation d'une méthode originale

Du point de vue des applications existantes dans la littérature, la méthode proposée n'est pas complètement originale, car d'autres applications sont également fondées sur la combinaison d'algorithmes et de simulations énergétiques (Holter *et al.*, 2011; Shahbazfar *et al.*, 2012). Toutefois, l'information disponible sur celles-ci est très incomplète et ne permet pas de tirer de conclusion claire sur les principes utilisés pour leur construction. En effet, ces méthodes sont présentées de façon succincte et peu de détails sont donnés sur leur infrastructure et sur les principes de base utilisés pour effectuer la détection de faute. De plus, celles-ci n'ont pas été appliquées en Amérique du Nord où les conditions climatiques et les constructions des systèmes sont différentes. Ainsi, l'information présentée dans ce mémoire est originale dans le sens où aucune autre méthode disponible dans la littérature n'est présentée dans un tel niveau de détail sur :

- La structure des fonctions et les étapes nécessaires à un logiciel de détection de faute;
- Les règles et la structure de l'algorithme utilisé pour la détection de faute;
- Les principes et la construction de modèles pour l'analyse des performances par des simulations énergétiques;
- Les moyens suggérés pour alerter les propriétaires lorsqu'une faute est détectée.

### 6.2 Contribution de l'application sur un système réel

Les résultats expérimentaux sont également d'une grande valeur, non seulement pour la communauté scientifique, mais également pour les propriétaires de chauffe-eau solaires. Les



résultats de l'application de la méthode sont pratiquement les seuls disponibles dans la littérature pour un chauffe-eau solaire dans des conditions réelles d'opération, cela non seulement pour la méthode de détection présentée, mais pour toutes les méthodes confondues. Dans les faits, seuls de Keizer et al. (2013) présentent également des résultats détaillés de l'application de leur méthode dans des conditions réelles de fonctionnement. De plus, aucune analyse comparative de détection de fautes par la combinaison d'algorithme de vérification de règles et de simulation n'a été trouvée dans la littérature.

De surcroît, les analyses détaillées des fautes et erreurs survenues sur le chauffe-eau solaire à l'étude constituent également une contribution originale en soi. Notamment, parce qu'elles font partie des très rares ensembles de données disponibles sur des fautes survenues sur des chauffe-eau solaires en Amérique du Nord. Les fautes et erreurs identifiées pourront ainsi contribuer à rendre les chauffe-eau solaires plus robustes et fiables à long terme.

### **6.3 Comparaison de plusieurs types de modèles**

La méthode de détection de faute basée sur l'évaluation des performances énergétique par un outil de simulation a été testée pour différents niveaux de précision de modèle. La précision de détection a pu être évaluée par l'utilisation d'un modèle calibré et comparée à celle obtenue par un modèle non calibré et un modèle utilisant des données météorologiques provenant d'Internet. Cette comparaison n'a pas été testée par de Keizer et al. (2013) qui ont utilisé directement un modèle non calibré. Les résultats de cette comparaison permettent de confirmer que l'utilisation d'un modèle non calibré est suffisante pour la détection de faute et qu'un modèle calibré n'amène pas une augmentation significative de la précision. La comparaison a également montré que l'utilisation d'estimations météorologiques globales au lieu des mesures locales amène une baisse significative de la précision des prédictions d'un modèle, ne permettant pas une détection de faute adéquate. Ce résultat en soi est considéré comme une conclusion originale qui devra être confirmée ou infirmée par des recherches ultérieures par exemple en testant différentes sources de données météorologiques globales.

### **6.4 Suivi des performances d'un système réel**

Outre les contributions scientifiques et pratiques apportées par ce projet, une contribution supplémentaire est apportée d'un point de vue social. Les données d'opération d'un

système réel utilisé pour la validation de la méthode proviennent d'un chauffe-eau solaire situé à l'Accueil Bonneau à Montréal, qui est un organisme à but non lucratif venant en aide aux personnes en situation d'itinérance ou à risque. Les performances de ce système sont suivies gratuitement par l'École Polytechnique Montréal depuis son installation en 2011. Le suivi effectué par l'auteur de ces lignes au cours du projet a permis d'assurer le bon fonctionnement ainsi que l'optimisation des performances du système et donc a contribué d'une certaine façon au bien-être de personnes dans le besoin.

## CHAPITRE 7 CONCLUSION ET RECOMMANDATIONS

Ce mémoire présente une méthode de détection de faute pour les chauffe-eau solaires basée sur la combinaison d'un algorithme de vérification de règles et de simulation énergétique. L'application de cette méthode vise à être en mesure d'avertir de façon automatique les propriétaires d'un système lorsque des fautes surviennent. Un prototype de système de détection de faute a été développé, dont les détails et l'évaluation de la méthode de détection sont présentés dans un article scientifique présenté au comité de révision du journal *Solar Energy*. En outre, il a également été discuté de la structure de programmation de la méthode, ainsi que de pistes de solution pour la génération d'une interface utilisateur fonctionnelle et intuitive.

L'efficacité de la méthode a pu être évaluée par l'application de celle-ci en utilisant les données d'opération d'un chauffe-eau solaire d'une superficie totale de 35.5 m<sup>2</sup> situé à l'Accueil Bonneau à Montréal. Au total, 650 journées ont pu être analysées pour lesquelles les mesures ont été récoltées entre 2013 et 2015. Cette analyse a entre autres permis d'évaluer les deux niveaux de détection de façon indépendante et également de comprendre comment celles-ci peuvent être utilisées en parallèle pour améliorer le niveau d'information extractible d'une détection de faute. De surcroît, la précision de la méthode a été évaluée avec un modèle de simulation calibré et comparée avec celle obtenue par un modèle non calibré et un modèle utilisant des données météorologiques provenant d'Internet. Les résultats de cette évaluation ont entre autres démontré que :

- L'algorithme de détection de vérification de limite a permis d'identifier la plupart des fautes majeures, ainsi que les erreurs d'instrumentation étant survenues;
- L'utilisation de simulation a permis l'identification de fautes liées à une diminution de la performance qui n'étaient pas toujours clairement identifiées par l'algorithme de vérification de règles (e.g. mauvais positionnement de l'instrument de mesure de la température de sortie des collecteurs);
- La combinaison des deux méthodes crée une synergie, puisque l'algorithme de vérification de règles permet d'identifier la majorité des erreurs d'instrumentation qui peuvent avoir un impact sur la précision des prédictions de la simulation. Ainsi, l'algorithme pourrait

déterminer de façon automatique s'il est utile ou non de procéder à l'analyse par la simulation;

- Les prédictions d'un modèle non calibré sont suffisamment précises pour permettre une détection de faute adéquate. À l'opposé, un modèle basé sur des données météorologiques a amené trop d'imprécisions pour permettre la détection de faute de façon satisfaisante.

En addition aux conclusions qui précèdent, il a également été démontré que les résultats de cette analyse ont une grande valeur pour les praticiens et les opérateurs de chauffe-eau solaires, car très peu d'application de la détection de faute à des systèmes réels sont disponibles dans la littérature. Les données disponibles pourront servir au raffinement de la méthode présentée et au développement d'autres méthodes de détection de fautes. De plus, les fautes identifiées pour le système à l'étude constituent un ajout important aux connaissances sur les fautes dans les chauffe-eau solaires, surtout en Amérique du Nord où peu d'études sont disponibles.

Il est toutefois important de noter que la méthode développée et testée dans le cadre de ce projet n'a été vérifiée qu'avec un système unique. Il serait donc intéressant d'appliquer celle-ci à plusieurs systèmes avec des configurations et des fautes différentes pour avoir une meilleure évaluation de sa performance. Il serait également utile de développer une interface utilisateur plus complète et de voir le comportement de la méthode de détection pour un suivi en direct de systèmes pour lequel des erreurs supplémentaires s'ajoutent (e.g. problème de connexion et interaction entre un utilisateur et le système de détection). Finalement, il serait intéressant d'intégrer des techniques de diagnostic de faute automatisées permettant d'identifier les causes de fautes avec plus de précision.

## BIBLIOGRAPHIE

- AEE Institute for Sustainable Technologies. (2016). METHODIQA - Development of a quality assurance methodology for Renewable Heat Systems by means of intelligent operational monitoring. Consulté le 20 janvier 2014, tiré de <http://www.aee-intec.at/index.php?seitenName=projekteDetail&projekteId=158&lang=en>
- ASHRAE. (2002). *Guideline 14-2002 : Measurement of Energy and Demand Savings*. Atlanta, GA, USA : American Society of Heating, Refrigerating and Air conditioning Engineers.
- ASHRAE. (2010). *Guideline 2-2010 : Engineering Analysis of Experimental Data*. Atlanta, GA, USA : American Society of Heating, Refrigerating and Air conditioning Engineers.
- Behidj, N., Brugger, M., Kwan, R., Leblanc, S., Liu, Y., Warbanski, M. et Yamada, F. (2013). *Energy Efficiency Trends in Canada 1990 to 2010*. Ottawa, Canada.
- Brambley, M., Pratt, R., Chassin, D., Katipamula, S. et Hatley, D. (1998). Diagnostics for Outdoor Air Ventilation and Economizers. *ASHRAE Journal*, 40(October), 49-55.
- de Keizer, A. C. (2012). *Simulation-based long-term fault detection for solar thermal systems*. (Thèse de doctorat, University of Kassel, Kassel Allemagne).
- de Keizer, A. C., Kuethe, S., Jordan, U. et Vajen, K. (2013). Simulation-based long-term fault detection for solar thermal systems. *Solar Energy*, 93, 109-120.
- de Keizer, A. C., Vajen, K. et Jordan, U. (2011a). Review of long-term fault detection approaches in solar thermal systems. *Solar Energy*, 85(7), 1430-1439.
- de Keizer, A. C., Vajen, K. et Jordan, U. (2011b). Sensitivity and uncertainty analysis for fault detection in solar thermal systems. Dans *Proceedings of the 30th ISES Biennial Solar World Congress 2011* (p. 4567-4578). Kassel, Germany.
- Duffie, J. A. et Beckman, W. A. (2013). *Solar Engineering of Thermal Processes (4th ed)*. Hoboken, NJ, USA : John Wiley & Sons.

- Ferreiro Garcia, R., Rolle, J. L. C., Castelo, J. P. et Gomez, M. R. (2014). On the monitoring task of solar thermal fluid transfer systems using NN based models and rule based techniques. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 27, 129-136.
- German Solar Energy Society. (2010). *Planning and installing solar thermal systems : a guide for installers, architects and engineers* (Second ed). London, England : Earthscan.
- He, H. (2012). *Monitoring and anomaly detection in solar thermal systems using adaptive resonance theory neural networks*.(Thèse de doctorat, University of New Mexico, Albuquerque, USA)
- He, H., Caudell, T. P., Menicucci, D. F. et Mammoli, A. a. (2012). Application of Adaptive Resonance Theory neural networks to monitor solar hot water systems and detect existing or developing faults. *Solar Energy*, 86(9), 2318-2333.
- Holter, C., Gerardts, B., Ohnewein, P., Dröscher, A., Feichtner, F., Schgaguler, K., ... Streicher, W. (2011). IP-Solar: Development and validation of a web-based monitoring and diagnostics tool for solar thermal systems. Dans *Proceedings of the 30th ISES Biennial Solar World Congress 2011* (vol. 6, p. 4467-4475). Kassel, Germany.
- Isermann, R. (1997). Trends in the application of model based fault detection and diagnosis of technical processes. *Control Eng. Practice*, 5(5), 709-719.
- Isermann, R. (2006). *Fault-Diagnosis Systems: An Introduction from Fault Detection to Fault Tolerance*. Berlin, Germany : Springer.
- Kalogirou, S. A. (2014). *Solar Energy Engineering - Processes and Systems (2nd ed)*. Saint Louis, MO, USA : Academic Press.
- Kalogirou, S. A., Panteliou, S. et Dentsoras, A. (1999). Modeling of Solar Domestic Water Heating Systems Using Artificial Neural Networks. *Solar Energy*, 65(6), 335-342.
- Kalogirou, S., Lalot, S., Florides, G. et Desmet, B. (2008). Development of a neural network-based fault diagnostic system for solar thermal applications. *Solar Energy*, 82(2), 164-172.

- Katipamula, S. et Brambley, M. (2005a). Methods for Fault Detection, Diagnostics, and Prognostics for Building Systems—A Review, Part I. *HVAC&R Research*, 11(1), 3-25.
- Katipamula, S. et Brambley, M. R. (2005b). Methods for Fault Detection, Diagnostics, and Prognostics for Building Systems — A Review, Part II. *HVAC&R Research*, 11(2), 169-187.
- Katipamula, S., G. Pratt, R. et Braun, J. (2001). Building systems diagnostics and preventive maintenance. Dans J. F. . Kreider, *CRC Handbook for HVAC&R Engineers*. Boca Raton, Florida : CRC Press.
- Katipamula, S., Pratt, R. G., Chassin, D. P., Taylor, Z. T., Gowri, K. et Brambley, M. R. (1999). Automated Fault Detection and Diagnostics for Outdoor-Air Ventilation Systems and Economizers: Methodology and Results from Field Testing. *ASHRAE Transactions*, 105(1).
- Klein, S. A. et al. (2014). *TRNSYS 17 - A TRaNsient SYstem Simulation program, User manual. Version 17.2*. Madison, WI : University of Wisconsin-Madison.
- Kütke, S., de Keizer, A. C., Shahbazfar, R. et Vajen, K. (2011). Implementation of data processing and automated algorithm based fault detection for solar thermal systems. Dans *Proceedings of the 30th ISES Biennial Solar World Congress 2011* (p. 4443-4450). Kassel, Germany.
- Lebrun, J. et Grodent, M. (1996). *Reference Guide for Dynamic Models of HVAC Equipment (ASHRAE Research Project 738)*. Atlanta, GA, USA : American Society of Heating, Refrigerating and Air conditioning Engineers.
- MATLAB. (2014). *MATLAB Realease 2014b*. Natick, Massachussets, USA : The MathWorks inc.
- Mauthner, F., Weiss, W. et Spörk-Dür, M. (2015). *Solar Heat Worldwide - Markets and Contribution to the Energy Supply 2013*. Paris, France : International Energy Agency.

- Menicucci, D. (2009). *Assembly and Comparison of Available Solar Hot Water System Reliability Databases and Information*. Albuquerque, New Mexico and Livermore, California : Sandia National Laboratories.
- National Instruments. (2013). *Getting Started with LabVIEW*. Austin, Texas, USA : National Instruments.
- NRCan. (2003). *Solar Water Heating : Systems A Buyer's Guide*. Ottawa, Canada : Natural Resources Canada.
- Pärisch, P. et Vanoli, K. (2007). Quality assurance of solar thermal systems with the ISFH- Input / Output-Procedure. Dans *Proceedings of the 3rd European Thermal Energy Conference* (p. 315-320). Freiburg, Germany.
- Peuser, F. A., Remmers, K.-H. et Schnauss, M. (2005). *Installations solaires thermiques : Conception et mise en oeuvre*. Paris, France : Éditions du Moniteur.
- Resol. (2008). *RESOL Input/Output Controller - Mounting Connection Operation Troubleshootig - EN Manual*. Hattingen, Germany : RESOL Control Technology.
- Resol. (2016). RESOL Control Technology. Consulté le 1 mars 2016, tiré de [www.resol.de](http://www.resol.de)
- Sabatelli, V., Marano, D., Braccio, G. et Sharma, V. K. (2002). Efficiency test of solar collectors: Uncertainty in the estimation of regression parameters and sensitivity analysis. *Energy Conversion and Management*, 43(17), 2287-2295.
- Shahbazfar, R., Vajen, K. et Jordan, U. (2012). Fault Detection and Fault Diagnosis for Large Scale Solar Thermal Systems. Dans *Proceedings of EuroSun 2012*. Rijeka, Croatia : Croatian Solar Energy Association/ International Solar Energy Society.
- Thornton, J. W., Blair, N. J., Naik, A. V., Bradley, D. ., Duffy, M. J., McDowell, T. P. et LaHam, N. D. (2013). *TESSLibs 17 - Component Libraries for the TRNSYS Simulation Environment*. Madison, WI : Thermal Energy System Specialists.



- Vanoli, K., Theis, D., Striewe, W. et Ohnewin, P. (2012). *Collection and Assessment of Available Function and Yield Control Concepts and Devices for Large Solar Thermal Systems*. Emmerthal, Germany : Quality Assurance in Solar Heating and Cooling Technology/ Intelligent Energy Europe.
- Venkatasubramanian, V., Rengaswamy, R. et Kavuri, S. N. (2003). A review of process fault detection and diagnosis: Part II: Qualitative models and search strategies. *Computers & Chemical Engineering*, 27, 313-326.
- Venkatasubramanian, V., Rengaswamy, R., Yin, K. et Kavuri, S. N. (2003a). A review of process fault detection and diagnosis: Part I: Quantitative model-based methods. *Computers & Chemical Engineering*, 27, 293-311.
- Venkatasubramanian, V., Rengaswamy, R., Yin, K. et Kavuri, S. N. (2003b). A review of process fault detection and diagnosis: Part III: Process history based methods. *Computers & Chemical Engineering*, 27, 327-346.
- Viessmann. (2015). *Vitosol System Design Guide*. Waterloo, ON, Canada : Viessmann Manufacturing Company Inc.
- White Box Technologies. (2015). Consulté le 1 septembre 2015, tiré de <http://weather.whiteboxtechnologies.com>
- Wiese, F., Vajen, K., Krause, M. et Knoch, A. (2007). Automatic fault detection for big solar heating systems. Dans *Proceedings of ISES World Congress 2007* (vol. 3, p. 759 - 763). International Solar Energy Society.
- Yaïci, W. et Entchev, E. (2014). Performance prediction of a solar thermal energy system using artificial neural networks. *Applied Thermal Engineering*, 73(1), 1348-1359.

## ANNEXE A – Information complémentaire sur les fautes et les méthodes de détection

Tableau A.1: Exemple d’erreurs et les conséquences associées pouvant être rencontrés dans les SST. Tiré de : (German Solar Energy Society, 2010)

	Errors	Consequences/damage	Correction/prevention
<b>General</b>	Attitude of the technician that adherence to assembly instructions always offers protection in the case of damage	Possible damage	Knowledge of and adherence to generally acknowledged rules of the technology
<b>Collector</b>	Shaded collector	Smaller collector yield	If possible, placement on the roof in an unshaded position, otherwise increase collector area
	Shaded collector sensors	Regulator responds too late	Install last collector panel in shade-free area in direction of flow
	Use of different materials on the roof (copper above aluminum cover plates)	Risk of corrosion	Consider electrochemical potential
	Minimum overlap of pan tile/roof sheeting not considered (8 cm)	Roof leakage	Consider assembly instructions and minimum overlap
	Future accessibility of the roof complicated	Maintenance only possible with excessive effort	Guarantee accessibility
<b>Solar circuit</b>	Confusing feed and return pipe	Systems cycling, insufficient yields, possible destruction of the pump by overheating	Correct connection of feed and return pipes to the solar station
	Installation of inappropriate expansion	Diaphragm breakage, leaks, risk of bursting, blowing off via safety valve	Insertion of temperature-, pressure- and glycol-resistant expansion vessels
	Expansion of vessel connection from below	Air and steam accumulate in the expansion vessel, pressure fluctuations, diaphragm breakage	Expansion vessel connection from above
	Unsuitable air bleeder, missing temperature stability	Destruction by overheating also with locked ball valve (heat pipe)	Use of air bleeders approved to 150°C
	Non-compliance with temperature-, pressure- and glycol-resistance levels of the pipes	Leaks, glycol leaks	Use of temperature-, pressure- and glycol- resistant pipe material
	Missing flow-back valve in the solar feed line	Heat loss due to single-pipe circulation	Installation of temperature-stable flow-back valve in the solar feed line
	Missing exhaust pipe	Risk of scalding	Installation of copper exhaust pipe and connection with catchment tank
	Air separator not inserted	Air cannot separate, in extreme cases the complete cycle is interrupted	Install air separator
	Application of plate heat exchangers for swimming pool connection	Fouling, desoldering	Assembly of a tube bundle heat exchanger

Tableau A.1: Exemple d'erreurs et les conséquences associées pouvant être rencontrés dans les SST (suite). Tiré de : (German Solar Energy Society, 2010)

	Errors	Consequences/damage	Correction/prevention
<b>Storage</b>	Confusing feed and return port at the solar circuit heat exchanger	Poor heat transfer to storage water, smaller collector yield by too high return flow temperature	Install feed port at the storage above the return port
	Too high/low attachment or missing temperature sensors or no contact with the immersion sleeve wall	Bad regulation of the system, e.g. if support heating sensor is too low, despite sufficient storage temperature there will be no switching of the storage load (space heating remains cold)	Attach store sensors mid-height of the solar circuit heat exchanger/support heating. Pay attention to good thermal contact (thermal compound/heat conductive paste)
	False hydraulic integration of the circulation line	Destruction of the layering/mixing	Correct integration of the circulation line (mounting at half store height)
	Missing tap water mixer	Risk of scalding	Fitting of a tap water mixer
<b>Connection technique</b>	Use of crimp connections with non-temperature resistant parts near the connector	Leakages (also after long periods)	Use of temperature-resistant parts, hard soldering/braze welding or clamp ring connections
	Sealing not done carefully enough (lower viscosity of glycol compared to water)	Leakages (also after long periods)	Careful joining technique. Leakage tests carried out after filling
	Soft soldering with evacuated tube collector systems	Solder softens at high temperatures leading to leakages, erosion (material removal)	Hard soldering/braze welding or clamp ring connectors
	Use of galvanized pipes and plastic tubes	Dezincification, sludge accumulation, leakages, loss of function	Copper, steel or high-grade steel lines
	Missing temperature-resistant transition from swimming pool heat exchanger to the plastic tube	Risk of changes	Thermal decoupling
<b>Heat insulation</b>	Too little/incomplete tubing insulation	Higher thermal losses	Continuous thermal insulation, insulation thickness as per Energy Saving Regulations
	Use of mineral wool in external areas	Dew point displacement, moisture entry, ice formation, increased thermal conduction, destruction of thermal insulation	Use of coated, closed-cell and temperature resistant thermal insulation (definitely no mineral wool in the external area)
	Missing steel coating	Bird damage	Aluminum coating
<b>Control</b>	Temperature difference settings too high	Smaller heat production	Temp difference settings according to manufacturer data ( $\Delta T_{in}$ ca.5 – 7 K)
	Set value of max store temperature for domestic water stores $>60$ °C	Calcification of heat exchangers	Set maximum store temperature to 60°C
	Confusion of the sensor connectors of collector and store sensors at the regulator	System only switches on if store temperature is above collector temperature	Attach sensor cables correctly according to mounting instructions

Tableau A.1: Exemple d'erreurs et les conséquences associées pouvant être rencontrés dans les SST (suite). Tiré de : (German Solar Energy Society, 2010)

	<b>Errors</b>	<b>Consequences/damage</b>	<b>Correction/prevention</b>
<b>Commissioning</b>	Water remainders in the absorber and/or connection pipes (ice formation at 4°C air temp.)	Tubing breaks in absorbers and external piping possible	Compression test during times of freezing risk with heat carrier fluid or compressed air
	Proportion of antifreeze in the water/propylene glycol mixture is too high (> 50 %)	Poor heat transport, higher power consumption by pumps	Use of prepared mixtures or use a maximum of 40 % of propylene glycol
	No special heat transfer medium used for evacuated tube collectors	Highly accelerated ageing of heat transfer medium, possibly flocculation, increased maintenance costs	Use of special heat transfer mediums for evacuated tube collectors
	Fill in sunshine	Steam formation, complete filling not possible	Do not fill during strong sun exposure
	Poor de-aeration of the solar circuit, e.g. rinsing and filling process too brief (<15 mins) or air bleeder not at the highest point	Air in the solar circuit (pressure blows, no heat transport possible through blocking air bubble)	Professional de-aeration and air bleeding possibilities on all local high points
	Insufficient performance of filling pumps	Air in solar circuit( see consequences above), high commissioning costs	Use of centrifugal pumps and filling points of sufficient performance
	System pressure too low	Poor heat transport, up to interruption of the solar circuit	System pressure = static height + 0.5 bar
	Exhauster in collector proximity after line-up not locked	Stagnation and blow-off of the solar liquid possible	Close off the air bleeder
	Test report including signatures of manufacturer/installer and operator/user is missing	Proof of the compression test and operability is missing, no standard transfer, guarantee time is unclear	Create test report
	Missing system layout in the furnace room	No quick overview possible for the operator and maintenance	Attach system layout in the furnace room
<b>Maintenance</b>	Missing heat carrier check for protection against freezing	Tubing breaks in absorbers and external pipes possible	Freeze protection check with suitable measuring instrument (e.g. aerometer)
	Missing check for pH value	Corrosion and erosion of the pipes possible	pH-value check with measuring strip
	Refill using unknown heat carriers	Uncertain chemical properties	Exchange the heat carrier (rinse and possibly empty with compressed air)
<b>Organization</b>	Request for subsidies after placing order	Forfeiture of subsidies	Fill out application before placing order
	Communication problem between customer and installer	Installation turns out differently from what customer had imagined	Best possible correlation of customer's needs and system supplied
	Lack of coordination with the customer concerning other assembly sections	Disruption to building process	Timely and precise agreements between roofer, plumber and electrician and the customer

Tableau A.2: Échantillon de Règles de la méthode FUS. Adapté de (de Keizer *et al.*, 2011a)

Description de la faute		Impact	Exemple d'algorithme
1.	Connexions du collecteur inter changées	Cyclage de la pompe	Temps de marche de la pompe < 10 secondes
2.	Mesure de la température des collecteurs mal positionnée	Cyclage de la pompe	Temps de marche de la pompe < 10 secondes
3.	Fuite de l'échangeur de chaleur	Pression trop élevée	( $T_{Col} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) ET ( $P_{circuit} = P_{circuit, nom} + 2 \text{ bar}$ )
4.	Panne de courant	Pression trop élevée	( $T_{Col} = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ) ET ( $P_{circuit} = P_{circuit, nom} + 2 \text{ bar}$ )
5.	Mauvais logiciel du contrôleur	$\Delta T$ trop élevé	Pompe en marche ET ( $\Delta T = \Delta T_{nom} + 15\text{K}$ )
6.	Mauvais ajustement du débit	$\Delta T$ trop élevé	Pompe en marche ET ( $\Delta T = \Delta T_{nom} + 15\text{K}$ )
7.	Air dans le circuit hydraulique	$\Delta T$ trop élevé	Pompe en marche ET ( $\Delta T = \Delta T_{nom} + 15\text{K}$ )
8.	Mauvais choix de $\Delta T$	$\Delta T$ trop élevé	Pompe en marche ET ( $\Delta T = \Delta T_{nom} + 15\text{K}$ )
9.	Valve du circuit solaire fermée	$\Delta T$ trop élevé	Pompe en marche ET ( $\Delta T = \Delta T_{nom} + 15\text{K}$ )
10.	Bris du câble entre la pompe et le contrôleur	$\Delta T$ trop élevé	Pompe en marche ET ( $\Delta T = \Delta T_{nom} + 15\text{K}$ )
11.	Problème avec une entrée ou sortie du contrôleur	$\Delta T$ trop élevé + pompe en marche la nuit	Pompe en marche ET ( $\Delta T = \Delta T_{nom} + 15\text{K}$ )
12.	Frein anti-gravité ouvert	Pompe en marche la nuit	Pompe en marche ET temps entre 22h00 et 6h00
13.	Problème de fonctionnement du frein anti-gravité	Pompe en marche la nuit	Pompe en marche ET temps entre 22h00 et 6h00
14.	Mauvaise programmation de fonctions temporelles	Pompe en marche la nuit	Pompe en marche ET temps entre 22h00 et 6h00
15.	Courant électrique induit dans l'anode sacrificielle	Corrosion dans le réservoir	Mesure du courant
16.	Mesure de la température des collecteurs trop élevée	Pompe en marche à des moments aléatoires	
17.	Mesure de la température du réservoir trop élevée	Pompe en marche à des moments aléatoires	
18.	Pression primaire du réservoir d'expansion trop élevée	Pression parfois trop faible dans le circuit	
19.	Pression primaire du réservoir d'expansion trop faible	Pression parfois trop élevée dans le circuit	

## ANNEXE B – Information sur la programmation d’un régulateur pour pompe à débit variable

Bien que les pompes installées à l’Accueil Bonneau soient en principe des pompes à vitesse constante, le régulateur CALEFFI modifie leur vitesse en ajustant leur tension d’alimentation. Les techniciens de CALEFFI nous ont confirmé que c’était bien le fonctionnement voulu, et que cela constitue une pratique courante avec les petits circulateurs utilisés pour les systèmes solaires de petite ou moyenne taille. Dans la simulation, le régulateur est modélisé par le composant identifié par *Control* (type 3911) dans l’article scientifique présenté dans le cadre de ce mémoire. Ce composant a été programmé par l’auteur pour modéliser le contrôle de pompe la pompe à vitesse variable. Le contrôleur est une version modifiée du contrôleur différentiel «*Type 911*» développé par TESS qui permet seulement de produire un signal marche/arrêt. Le mode de fonctionnement a été déduit par retro-ingénierie (*reverse engineering*) à partir des mesures faites à l’Accueil Bonneau, car la documentation du régulateur ne précise pas comment la vitesse est gérée. La Figure C.1 montre la fraction de la vitesse nominale choisie par le régulateur en fonction du différentiel de température ( $dT$ ), puis les paramètres du régulateur sont présentés dans le Tableau B.1

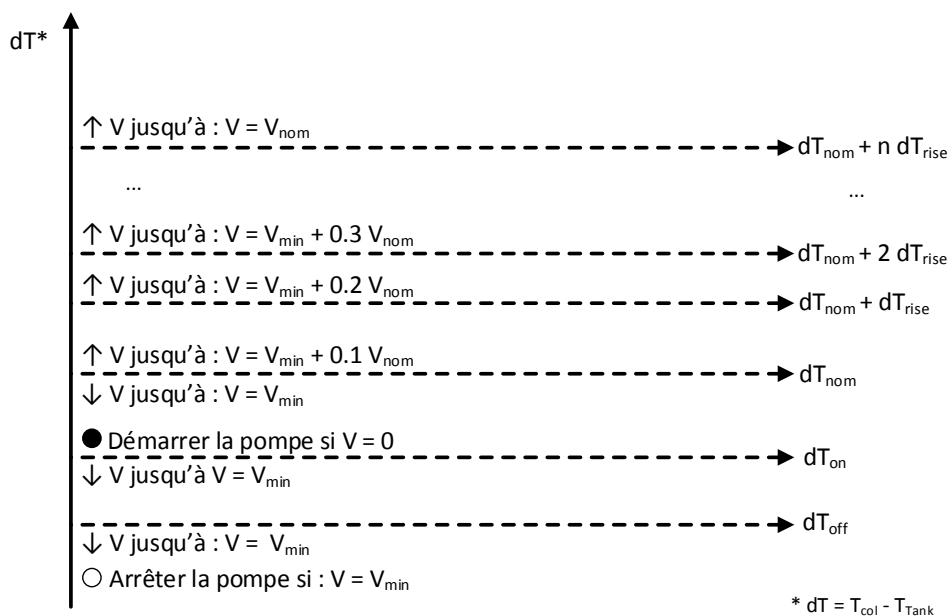


Figure B.1 : Logique de contrôle du régulateur solaire à débit variable «type 3911»

Tableau B.1 : Paramètres du régulateur solaire à débit variable «type 3911»

<b>Terme</b>	<b>Description</b>	<b>Valeur</b>
$T_{col}$	Température du fluide caloporteur à la sortie des collecteurs	
$T_{tank}$	Température de l'eau dans le bas du réservoir solaire	
$dT$	Différence de température entre la sortie des collecteurs et le bas du réservoir solaire	
$dT_{on}$	Différence de température minimale nécessaire pour mettre la pompe en marche	10 °C
$dT_{off}$	Différence de température sous laquelle la pompe est mise à l'arrêt	5 °C
$dT_{nom}$	Différence de température nécessaire pour augmenter la vitesse de la pompe d'un incrément	12 °C
$dT_{rise}$	Incréments de différence de température supplémentaire permettant d'augmenter le débit de la pompe	2 °C
$V$	Vitesse de la pompe	
$V_{nom}$	Vitesse nominale de la pompe	
$V_{min}$	Vitesse minimale de la pompe	0.3 $V_{nom}$

## ANNEXE C – Détails sur l'instrumentation installée à l'Accueil Bonneau

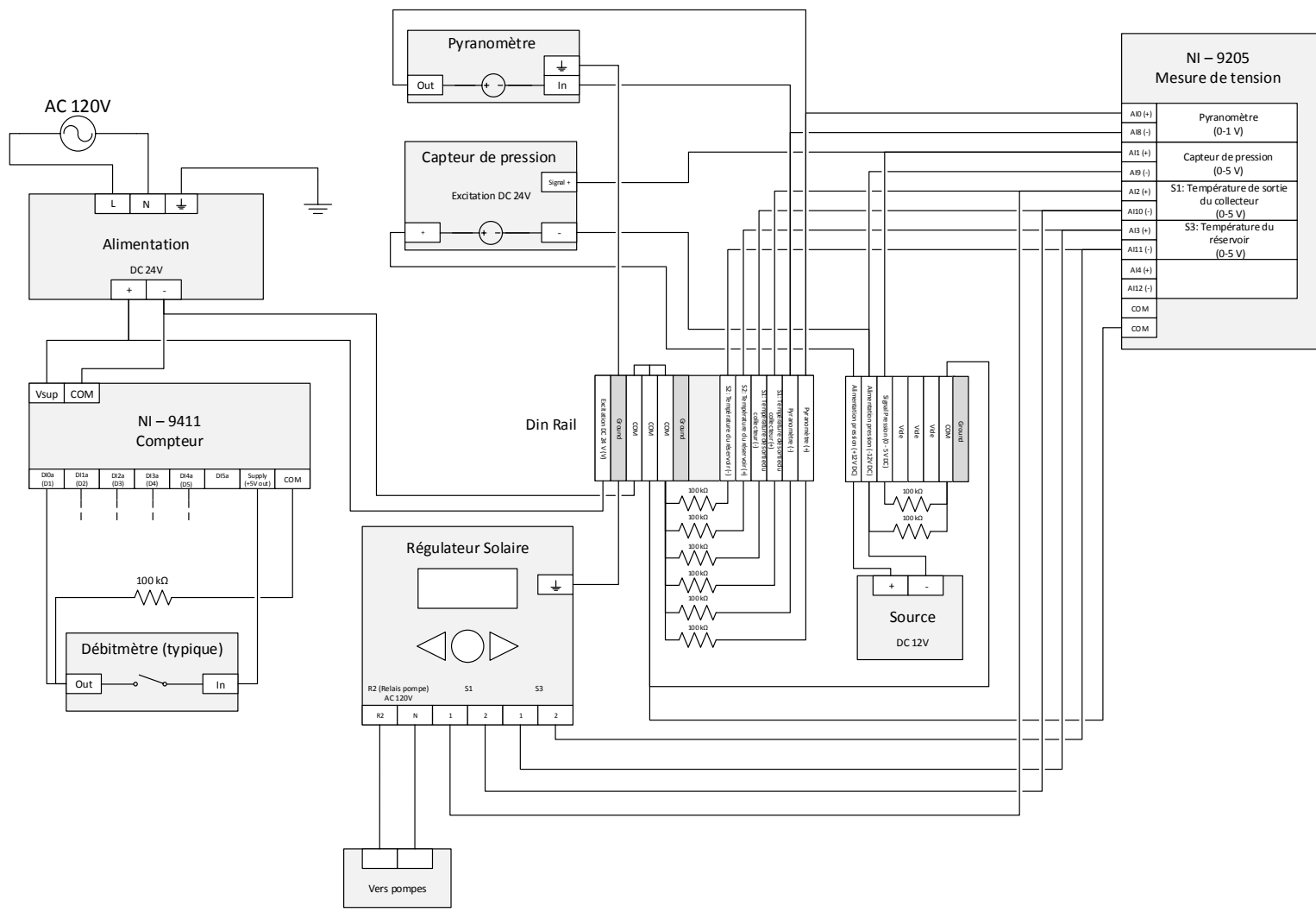


Figure C.1 : Schéma de l'instrumentation à l'Accueil Bonneau