



HAL
open science

Développement d'indicateurs de performance et de détection de défauts sur les réseaux de chaleur dans une démarche d'optimisation de leur pilotage

Antoine Fabre

► To cite this version:

Antoine Fabre. Développement d'indicateurs de performance et de détection de défauts sur les réseaux de chaleur dans une démarche d'optimisation de leur pilotage. Energie électrique. Université Paris sciences et lettres, 2020. Français. NNT : 2020UPSLM077 . tel-03425085

HAL Id: tel-03425085

<https://pastel.hal.science/tel-03425085>

Submitted on 10 Nov 2021

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

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



THÈSE DE DOCTORAT
DE L'UNIVERSITÉ PSL

Préparée à l'école nationale supérieure des mines de Paris

**Développement d'indicateurs de performance et de
détection de défauts sur les réseaux de chaleur dans
une démarche d'optimisation de leur pilotage**

Soutenue par

Antoine Fabre

Le 27 Novembre 2020

Ecole doctorale n° 621

**Ingénierie des Systèmes,
Matériaux, Mécanique,
Energétique**

Spécialité

**Energétique et génie des
procédés**

Composition du jury :

Guillaume SANDOU Professeur, Centrale Supélec	<i>Président</i>
Bruno LACARRIERE Professeur, IMT Atlantique	<i>Rapporteur</i>
Pierre DEWALLEF Professeur, Université de Liège	<i>Rapporteur</i>
Sihem, GUERNOUTI Docteur, CEREMA	<i>Examineur</i>
Cong Toan, TRAN Docteur, Mines ParisTech	<i>Examineur</i>
Bruno, DUPLESSIS Docteur, Mines ParisTech	<i>Examineur</i>
Pascal, STABAT Professeur, Mines ParisTech	<i>Directeur de thèse</i>

Remerciements

Je remercie très chaleureusement toutes les personnes qui m'ont accompagné, aidé, supporté durant ma thèse.

Tout d'abord je pense à mes collègues chercheurs, doctorants et ingénieurs de recherche de l'équipe MDE du laboratoire CES de l'Ecole des Mines de Paris, Enora, Lucie, Tam, Valentin, Derek et les deux Thomas. Nos discussions tout au long de ces trois ans ont été hautement bénéfiques à ce travail ainsi qu'à mon évolution personnelle. Je remercie tout particulièrement Victor Marty-Jourjon, Baptiste Bédjannin et Rémy Patureau.

Bien entendu, je remercie mes encadrant de thèse Pascal Stabat, Bruno Duplessis et Cong-Toan Tran, pour leur soutien et leurs apports autant scientifiques qu'humains.

Je remercie également les membres du jury pour le temps consacré à la lecture critique de ce manuscrit et les échanges durant la soutenance.

Je suis aussi reconnaissant à tous mes amis de l'ENS Cachan et spécifiquement à Baptiste, Joris et Justin pour leur soutien. Je tiens également à remercier mes amis Bordelais pour leurs encouragements.

Enfin, je remercie ma famille et mes proches pour leur indéfectible soutien tout au long de ces années avec une pensée toute particulière à mon père.

Introduction générale

Dans la perspective de réduire les émissions de gaz à effet de serre ainsi que d'augmenter la part d'énergie renouvelable et de récupération utilisée dans le mix énergétique français, les réseaux de chaleur ont un rôle important à jouer. En effet, la capacité des réseaux à mobiliser les énergies renouvelables et de récupération locale afin de fournir du chauffage ou de l'eau chaude sanitaire à des bâtiments est un atout indéniable pour atteindre ces objectifs environnementaux. Toutefois, une majorité des réseaux en exploitation ne présente pas un fonctionnement optimal. Ce travail de thèse met l'accent sur l'amélioration des performances énergétiques en exploitation des réseaux via la détection et la correction de défauts en vue d'une optimisation de la loi d'eau de départ.

Après avoir introduit, les principales caractéristiques des réseaux de chaleur, une analyse du contexte français montre qu'il est indispensable d'améliorer les performances des réseaux afin d'atteindre les objectifs gouvernementaux sur la production d'EnR&R. L'analyse bibliographique montre que plusieurs pistes ont été étudiées pour perfectionner les performances : des solutions techniques, des solutions d'optimisation et la détection de défauts. Les dysfonctionnements sont nombreux sur les réseaux en particulier sur les sous-stations et le côté secondaire. La littérature propose différents indicateurs de performance, mais aucun n'est capable de détecter l'origine des dysfonctionnements. En outre, les origines des dysfonctionnements sur les réseaux en exploitation sont difficiles à trouver et les exploitants manquent d'outils pour les détecter.

Le premier objectif de la thèse est donc de développer de nouveaux indicateurs de performance capables de répondre à la problématique. Pour ce faire, la méthodologie consiste à modéliser un réseau de chaleur générique sur Dymola/Modelica en incluant le fonctionne-

ment du secondaire, puis d'introduire des dysfonctionnements dans le modèle pour étudier leurs effets sur le système. Ensuite, via les tests précédents de nouveaux indicateurs sont développés puis validés sur des données in-situ issues de notre réseau partenaire. Quatre nouveaux indicateurs ont ainsi été créés pour détecter : l'apparition d'un dysfonctionnement quelconque, un encrassement trop important de l'échangeur de chaleur, une régulation côté primaire défaillante ainsi que la présence de débit constant côté secondaire de la sous-station.

Après la détection des défauts, cette thèse s'intéresse à l'optimisation en exploitation des réseaux et en particulier à la loi d'eau de départ du réseau. Les travaux ont pour cadre d'étude un réseau francilien et plus précisément sur un sous-réseau qui dégrade fortement les performances du réseau principal. La méthode consiste dans un premier temps à étudier les données mesurées sur site afin de corriger les principaux défauts. Puis, un modèle numérique du sous-réseau étudié est créé puis calibré afin de pouvoir tester un algorithme d'optimisation. L'algorithme a pour but de trouver la loi d'eau de départ optimale qui permet de réduire au maximum la température de retour du réseau.

Table des matières

1	Contexte et objectifs	12
1.1	Définition d'un réseau de chaleur	14
1.1.1	Production	15
1.1.2	Réseau primaire	16
1.1.3	Sous-station	19
1.2	Place des réseaux de chaleur en Europe et en France	22
1.2.1	Contexte énergétique	22
1.2.2	Place des réseaux de chaleur	25
1.2.3	Enjeux	27
1.3	Amélioration des réseaux	29
1.3.1	Conception et solutions techniques préconisées	30
1.3.2	Optimisation du pilotage	31
1.3.3	Dysfonctionnements sur les réseaux de chaleur	34
1.3.4	Données disponibles	37
1.3.5	Indicateurs de performance existants	38
1.4	Problématique et objectifs	44
2	Modélisation d'un réseau de chaleur	46
2.1	Choix des outils de modélisation et objectifs	48
2.2	Modélisation d'un réseau de chaleur	49
2.2.1	Modélisation du site production	49
2.2.1.1	Échangeur géothermie	51

2.2.1.2	Chaudière gaz	52
2.2.1.3	Pompe	52
2.2.1.4	Régulation	53
2.2.2	Modélisation du réseau de distribution	54
2.2.3	Modélisation des sous-stations	55
2.2.3.1	Échangeur de chaleur	56
2.2.3.2	Régulation au primaire	58
2.2.3.3	Équilibrage hydraulique côté primaire	59
2.2.4	Modélisation du réseau secondaire	60
2.2.4.1	Modélisation de la partie chauffage	60
2.2.4.2	Modélisation de la partie eau chaude sanitaire	63
2.2.5	Modèle de bâtiment	66
2.3	Modélisation d'un réseau générique : pour l'étude des dysfonctionnements . .	68
2.3.1	Modèle global	68
2.3.2	Sous-station et secondaire	70
2.3.3	Site de production et réseau primaire	72
2.3.4	Tests de bon fonctionnement du modèle de réseau	73
2.4	Présentation du réseau étudié	76
2.5	Conclusion	77

3 Amélioration des performances des réseaux de chaleur : Mise en place d'indicateurs de suivi des performances et de diagnostic de défauts 78

3.1	Introduction	80
3.2	Méthodologie	80
3.3	Simulation et étude de défauts courants	81
3.3.1	Étude de l'impact de l'encrassement d'un échangeur sur les performances du réseau	81
3.3.2	Étude de l'impact d'une mauvaise régulation	84
3.3.3	Étude de l'impact du montage des sous-stations de chauffage	88
3.3.4	Récapitulatif	89
3.4	Test des indicateurs existants	90
3.4.1	Méthode excess flow	90
3.4.1.1	Test numérique de la méthode	90
3.4.1.2	Test de la méthode sur des données in-situ	92
3.4.1.3	Limites de l'indicateur	93
3.4.2	Méthode de la signature thermique	94

3.4.2.1	Test numérique de la méthode	94
3.4.2.2	Test de la méthode sur des données in-situ	96
3.4.2.3	Limites de l'indicateur	99
3.5	Création d'indicateurs de détection de défauts	99
3.5.1	Suivi de l'évolution du pincement	99
3.5.1.1	Description de l'indicateur	99
3.5.1.2	Test numérique de la méthode	102
3.5.2	Suivi de la résistance thermique de l'échangeur	103
3.5.2.1	Description de l'indicateur	103
3.5.2.2	Test numérique de la méthode	105
3.5.3	Détection d'un problème lié à la régulation	107
3.5.3.1	Description de l'indicateur	107
3.5.3.2	Test numérique de la méthode	109
3.5.4	Détection d'un débit constant côté secondaire d'une sous-station de chauffage	112
3.5.4.1	Description de l'indicateur	112
3.5.4.2	Test numérique de la méthode	113
3.6	Test des indicateurs sur des données in-situ	115
3.6.1	Validation de la méthode du suivi du pincement	116
3.6.1.1	Test de la méthode sur des données in-situ	116
3.6.1.2	Limites de la méthode	118
3.6.2	Validation de la méthode du suivi de la résistance thermique	118
3.6.2.1	Test de la méthode sur des données in-situ	118
3.6.2.2	Limites de l'indicateur	120
3.6.3	Validation de la méthode de détection d'une régulation inadaptée	121
3.6.3.1	Test de la méthode sur des données in-situ	121
3.6.3.2	Limites de l'indicateur	123
3.6.4	Validation de la méthode de détection d'un débit constant au secondaire	123
3.6.4.1	Test de la méthode avec des données in-situ	123
3.6.4.2	Limites de l'indicateur	126
3.7	Conclusion	126
4	Vers une démarche d'optimisation globale des réseaux	128
4.1	Objectifs et méthodologie	130
4.2	Analyse du réseau étudié	130
4.2.1	Description du cas d'étude	130

4.2.2	Analyse des sous-stations	133
4.2.3	Amélioration du fonctionnement du réseau : modification des lois d'eau au secondaire	136
4.2.4	Impact des nouvelles lois d'eau sur les performances	140
4.3	Création d'une stratégie de pilotage	142
4.3.1	Description du modèle	142
4.3.2	Calibrage du modèle	143
4.3.2.1	Indicateurs de performance du calibrage	145
4.3.2.2	Calibrage du réseau intermédiaire	145
4.3.2.3	Calibrage des échangeurs des sous-stations	146
4.3.3	Principe de l'optimisation	150
4.3.4	Résultats numériques	154
4.4	Perspectives et conclusion	158
Conclusion et perspectives générales		160
A Étude de sensibilité de la méthode de détection d'un débit constant côté secondaire de la sous-station		182
B Calibrage du modèle numérique pour l'étude d'optimisation		184
B.1	Présentation des données d'entrée du modèle	184
B.2	Comparaison entre les données simulées et mesurées	187
B.2.1	Sous-station 1	187
B.2.2	Sous-station 3	187
B.2.3	Sous-station 4	191
B.2.4	Sous-station 5	192
B.2.5	Sous-station 6	194
B.2.6	Sous-station 9	195
B.2.7	Sous-station 10	197
B.2.8	Sous-station 11	198
B.2.9	Sous-station 12	200
B.2.10	Sous-station d'interconnexion 52	201

Nomenclature

Grandeurs

P ou Q (W)	: Puissance échangée
Q_r (W)	: Puissance radiative échangée
Q_c (W)	: Puissance convective échangée
\dot{E} (J)	: Énergie échangée
\dot{m} ($kg.s^{-1}$)	: Débit masse
\dot{M} ($s.kg^{-1}$)	: Rapport de débit masse
D_m (%)	: Variation relative de débit
C_p ($J.kg^{-1}.K^{-1}$)	: Capacité calorifique massique
C_v ($J.m^{-3}.K^{-1}$)	: Capacité calorifique volumique
\dot{C} ($W.K^{-1}$)	: Débit de capacité thermique
T ($^{\circ}C$)	: Température
ΔT ($^{\circ}C$)	: Écart de température
$DTLM$ ($^{\circ}C$)	: Écart de température logarithmique moyen
U ($W.K^{-1}.m^{-2}$)	: Coefficient d'échange global
R ($K.W^{-1}.m^{-2}$)	: Résistance thermique
h ($W.K^{-1}.m^{-2}$)	: Coefficient d'échange convectif
C ($J.K^{-1}$)	: Capacité thermique
HMT (bar)	: Hauteur manométrique
Δp (bar)	: Écart de pression
Kv ($kg.Pa^{-0.5}.s^{-1}$)	: Caractéristique de vanne
k ($Pa^{0.5}.s.kg^{-1}$)	: Constante caractéristique des tuyaux
A ou S (m^2)	: Surface
L (m)	: Longueur
e (m)	: Épaisseur
D (m)	: Diamètre
D_h (m)	: Diamètre hydraulique

$V (m^3)$: Volume
$t (s)$: Temps
$\Delta t (s)$: Écart de temps
$Y (-)$: Degrés d'ouverture
$E (-)$: Efficacité de l'échangeur
$NUT (-)$: Nombre d'unité de transfert
$n (-)$: Exposant dd transfert de chaleur d'un radiateur
MAE	: Moyenne absolue des écarts
$Z (-)$: Rapport de capacité thermique
$f_r (-)$: Fraction radiative
$Re (-)$: Nombre de Reynolds
$Nu (-)$: Nombre de Nusselt
$Pr (-)$: Nombre de Prandtl
$Nrp (-)$: Nombre de remplissage
$N (-)$: Nombre d'élément
$\lambda (W.m^{-1}.K^{-1})$: Conductivité thermique
$\eta (-)$: Rendement
$\rho (kg.m^{-3})$: Masse volumique
$\epsilon (m)$: Rugosité
$\gamma (-)$: Constante d'échangeur
$\sigma (-)$: Écart type
$\tau (s)$: Constante de temps
Λ	: Coefficient de pertes de charge linéique

Indice

a	: Air
bat	: Bâtiment
cons	: Consigne
ext	: Extérieur
geo	: Géothermie
hex	: Echangeur
i	: Élément
in	: Entrée
int	: Intermédiaire
iso	: Isolation
max	: Maximum
mes	: Mesuré
min	: Minimum
moy	: Moyen
nom	: Nominale
out	: Sortie
p	: Primaire

r : Radiatif
rad : Radiateur
recirc : Recirculation
ref : Référence
s : Secondaire

CHAPITRE 1

Contexte et objectifs

Table des matières

1.1	Définition d'un réseau de chaleur	14
1.1.1	Production	15
1.1.2	Réseau primaire	16
1.1.3	Sous-station	19
1.2	Place des réseaux de chaleur en Europe et en France	22
1.2.1	Contexte énergétique	22
1.2.2	Place des réseaux de chaleur	25
1.2.3	Enjeux	27
1.3	Amélioration des réseaux	29
1.3.1	Conception et solutions techniques préconisées	30
1.3.2	Optimisation du pilotage	31
1.3.3	Dysfonctionnements sur les réseaux de chaleur	34
1.3.4	Données disponibles	37
1.3.5	Indicateurs de performance existants	38
1.4	Problématique et objectifs	44

1.1 Définition d'un réseau de chaleur

Un réseau de chaleur (RDC) est un système permettant de fournir de l'énergie thermique à un ou plusieurs quartiers des villes. Un réseau de chaleur est constitué de trois parties (voir figure 1.1) :

- Un ou des systèmes de production de chaleur
- Un réseau de canalisations dit réseau primaire qui permet de transférer la chaleur du site de production à un point de livraison à l'aide d'un fluide caloporteur, généralement de l'eau (liquide ou vapeur), mis en mouvement par une pompe (dans le cas de l'eau liquide). Ce réseau est généralement constitué de deux canalisations, une qui transporte le fluide chaud aux points de livraison et une seconde qui ramène le fluide qui a cédé sa chaleur au site de production.
- Des points de livraison ou sous-stations (SST) qui permettent de livrer l'énergie aux consommateurs. Une SST est au moins constituée d'un échangeur de chaleur qui permet de transférer de l'énergie thermique du réseau primaire vers le réseau secondaire lequel relie la SST aux émetteurs de chaleur.

Ces trois différentes parties seront détaillées dans les paragraphes suivants.

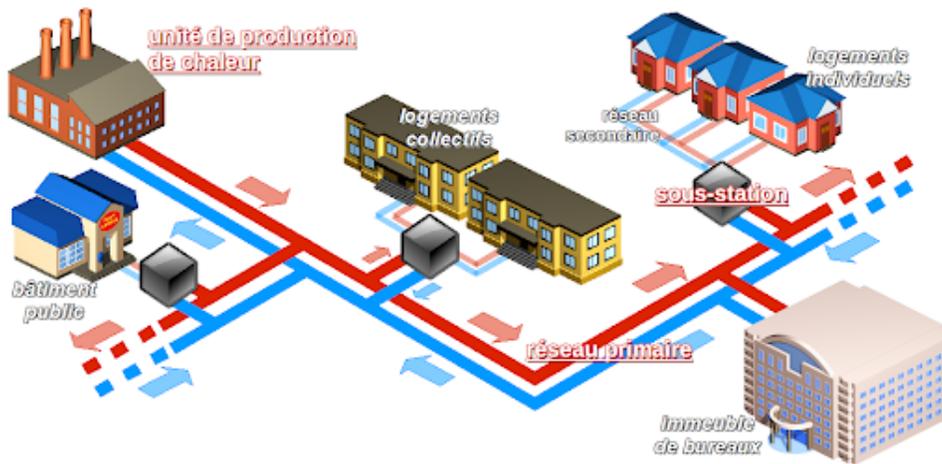


FIGURE 1.1 – Schéma simplifié d'un réseau de chaleur urbain

Les réseaux de chaleur sont intéressants de plusieurs points de vue, en effet, ils :

- Permettent une gestion plus efficace de la production thermique grâce à la mutualisation des équipements de production
- Facilitent l'usage des EnR&R locales
- S'adaptent facilement à différentes sources d'énergie

- Garantissent une meilleure performance environnementale grâce à la mutualisation des moyens de production, au recours à des sources d'énergie décarbonées et un meilleur suivi en exploitation

La performance écologique en terme de rejet de CO_2 demeure le principal argument en faveur des réseaux. En effet comme présenté sur la figure 1.2, les RDC rejettent beaucoup moins de gaz à effet de serre que les autres solutions de chauffage utilisées en France (à l'exception de la biomasse). De plus, le contenu CO_2 des réseaux ne cesse de se réduire depuis 2005 grâce à l'utilisation de chaudières biomasses et d'autres EnR&R comme moyen de production [1].

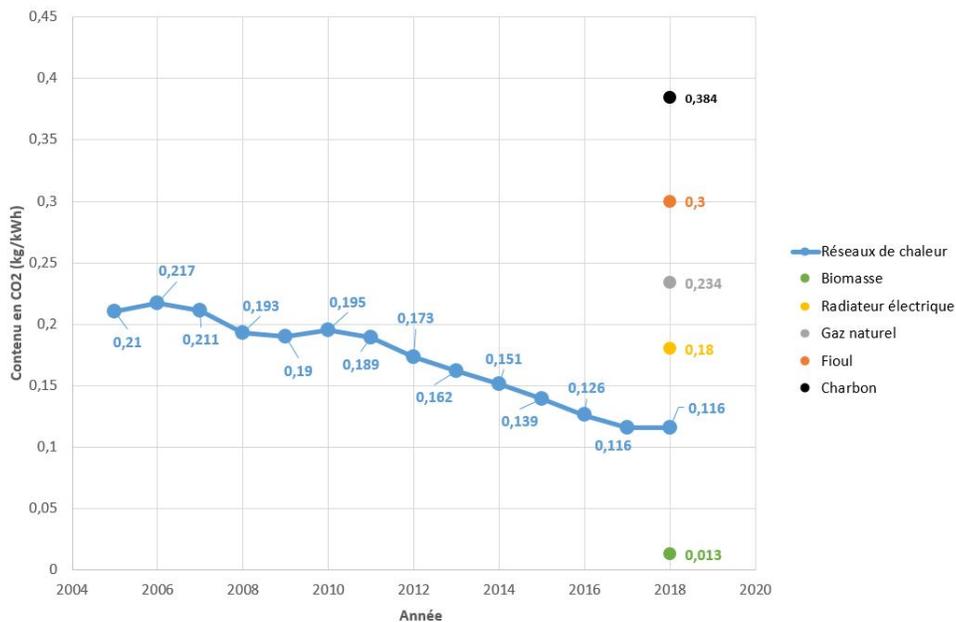


FIGURE 1.2 – Évolution du contenu CO_2 des réseaux de chaleur et comparaison avec d'autres moyens de production de chaleur (adaptée de [1])

1.1.1 Production

Les moyens de production de chaleur pour les réseaux sont très divers. La plupart des RDC utilisent plusieurs sources d'énergie différentes comme le montrent les figures 1.3 a et b. Classiquement, une énergie renouvelable est utilisée en continu avec appoint d'origine fossile. Ainsi, 88% des livraisons de chaleur en France est assuré par des réseaux comprenant deux sources d'énergie ou plus [1]. Les différentes sources d'énergies utilisables sont :

- Énergies fossiles (Gaz naturel, fioul, charbon)
- Biomasse
- Géothermie peu, moyennement et très profonde

- Unité de valorisation énergétique ou UVE (Récupération de chaleur fatale)
- Énergie solaire
- Cloacothermie (Récupération d'énergie thermique sur les eaux usées)
- Thalassothermie (Récupération d'énergie thermique de la mer)

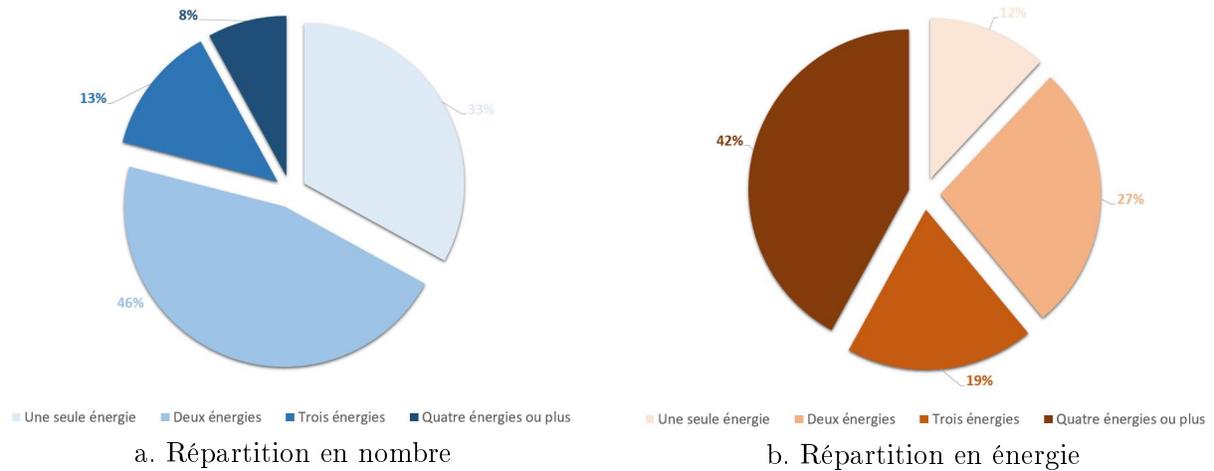


FIGURE 1.3 – Répartition du nombre de sources d'énergie utilisées dans les réseaux en 2018 en France [1]

Concernant le cas français, la biomasse et le gaz naturel sont les vecteurs énergétiques les plus utilisés en nombre comme le montre la figure 1.4 a. Le fioul est toujours utilisé en particulier sur les réseaux anciens mais ne représente que 1% de la chaleur fournie. Contrairement au fioul, les UVE sont beaucoup moins répandue mais elles représentent 25% de la chaleur fournie. Le mix énergétique 2018 des réseaux (voir 1.4 b) montre que plus de la moitié de la chaleur produite via les RDC provient des EnR&R [1].

En outre, la production de chaleur issue d'EnR&R n'est pas l'apanage de quelques gros sites. En effet comme le montre la figure 1.5, 76% des RDC ont une production de chaleur venant en majorité des énergies renouvelables et seulement 18% d'entre eux n'en utilisent pas.

Ainsi, tous les chiffres tendent à montrer que le RDC est un mode de chauffage permettant d'utiliser en grande quantité les EnR&R. Ce système est d'autant plus intéressant qu'il emploie des énergies vertes locales et/ou difficiles d'accès.

1.1.2 Réseau primaire

Historiquement, de nombreuses architectures de réseaux primaires ont été utilisées. Trois générations de systèmes de distribution peuvent être identifiées [2] :

- La première génération fut créée pour les premiers réseaux de chaleur fonctionnant à l'aide de vapeur d'eau (200°C). L'architecture se compose d'un tuyau aller transportant

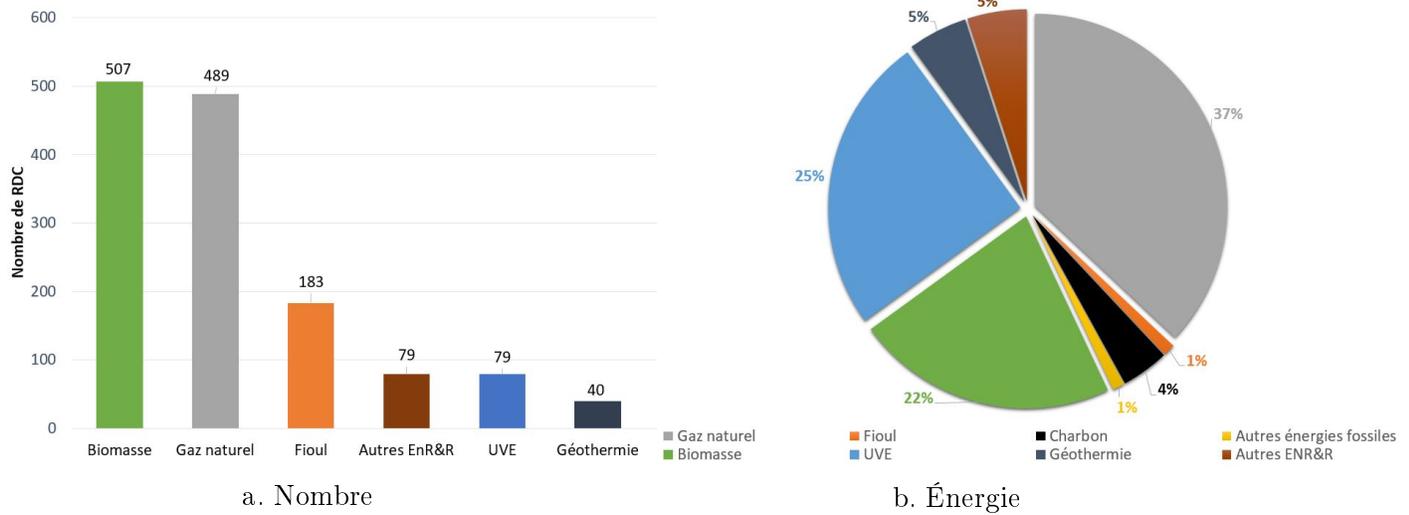


FIGURE 1.4 – Répartition des sources d'énergies sur les réseaux français en 2018 [1]

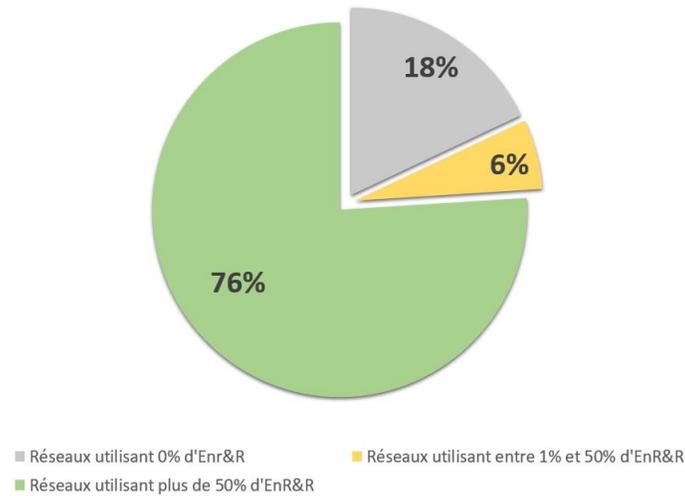


FIGURE 1.5 – Répartition en nombre des réseaux utilisant des EnR&R en France [1]

la vapeur d'eau et d'un tuyau retour plus petit que le précédent afin de ramener les condensats vers le site de production. Les deux canalisations sont faites en acier, isolées à l'aide de laine minérale et enfermées dans un caisson en béton (voir figure 1.6).

- La seconde génération est très similaire à la première. La seule différence réside dans l'utilisation d'eau chaude liquide (130 à 80°C) sous pression à la place de la vapeur d'eau. Ce changement permet de réduire les dimensions des tuyaux (voir figure 1.7).
- La troisième génération des systèmes de distribution est radicalement différente des deux dernières. En effet, les canalisations sont directement enterrées dans le sol sans caisson de protection (voir figure 1.8). En outre les matériaux utilisés ont aussi évolué.

lué. Les tuyaux sont fabriqués en polyéthylène haute densité (PEHD) et l'isolation thermique en mousse de polyuréthane (PUR). Cette nouvelle technologie permet de réduire significativement les coûts de l'installation du réseau primaire. Les niveaux de température utilisés sont inférieurs à 90°C

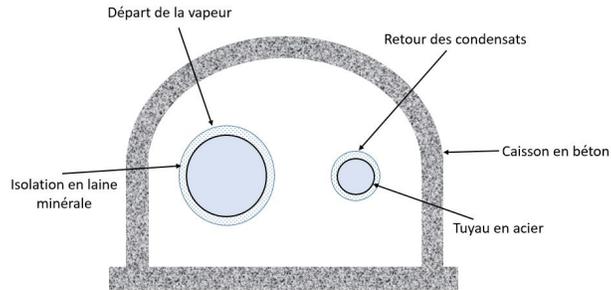


FIGURE 1.6 – Schéma de la première génération de réseau de distribution

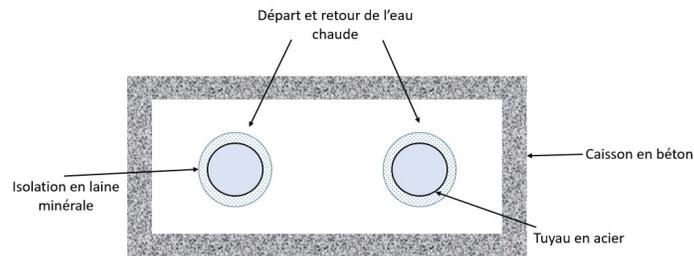


FIGURE 1.7 – Schéma de la seconde génération de réseau de distribution

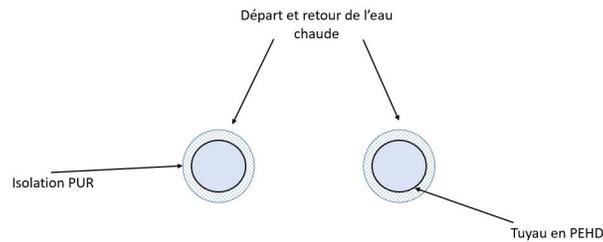


FIGURE 1.8 – Schéma de la troisième génération de réseau de distribution

Au-delà de la génération utilisée, le point important au niveau économique pour le réseau primaire de distribution demeure la densité thermique linéaire :

$$Densité\ thermique\ linéaire = \frac{Quantité\ de\ chaleur\ livrée\ par\ an}{Longueur\ du\ réseau} \quad [MWh/(m.an)] \quad (1.1)$$

Plus la densité thermique linéaire est grande plus le réseau sera rentable. En France, un réseau ayant une densité inférieure à $1,5MWh/(m.an)$ est considéré comme n'étant pas rentable [3]. Ainsi, les RDC sont particulièrement adaptés aux régions où la densité de chaleur consommée est importante comme les grandes aires urbaines.

1.1.3 Sous-station

Les sous-stations aussi appelées points de livraison sont les interfaces entre le réseau de chaleur et les clients. Le but de ce point du réseau est d'opérer une séparation hydraulique entre le réseau de chaleur et les équipements de chauffage des clients, appelé réseau secondaire (voir figure 1.9).

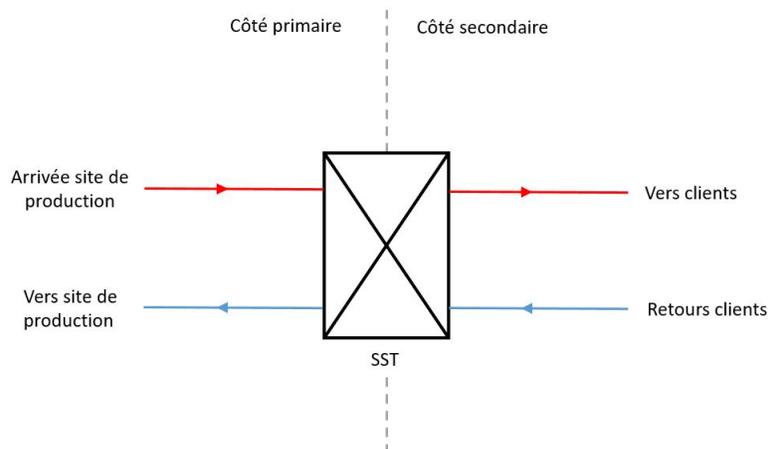


FIGURE 1.9 – Définition d'une sous-station

La séparation hydraulique permet entre autres de baisser la pression du fluide caloporteur du côté secondaire afin d'utiliser des équipements moins chers. De plus, la séparation est nécessaire car les niveaux de température des deux côtés de la SST sont différents. Les points clés des SST sont les échangeurs de chaleur à plaques et le système de régulation composé d'une vanne de contrôle, de capteurs de température et d'un régulateur. Le régulateur calcule la consigne de température de départ au secondaire déterminée via la température extérieure. Ensuite, la consigne est comparée avec la température mesurée de départ au secondaire et en fonction de l'écart le régulateur fait varier l'ouverture de la vanne afin de modifier le débit passant côté primaire. Cela a pour objectif de contrôler la puissance fournie au secondaire. En vue d'améliorer les performances et le fonctionnement des SST, plusieurs montages hydrauliques ont été imaginés [2] [4] :

- Le montage "**parallèle**" se compose de deux échangeurs montés en parallèle, le premier échangeur sert à fournir le chauffage aux occupants alors que le second est dédié à l'Eau

Chaude Sanitaire (ECS). L'énergie fournie aux clients est contrôlée via deux vannes montées en amont ou en aval des échangeurs (voir figure 1.10).

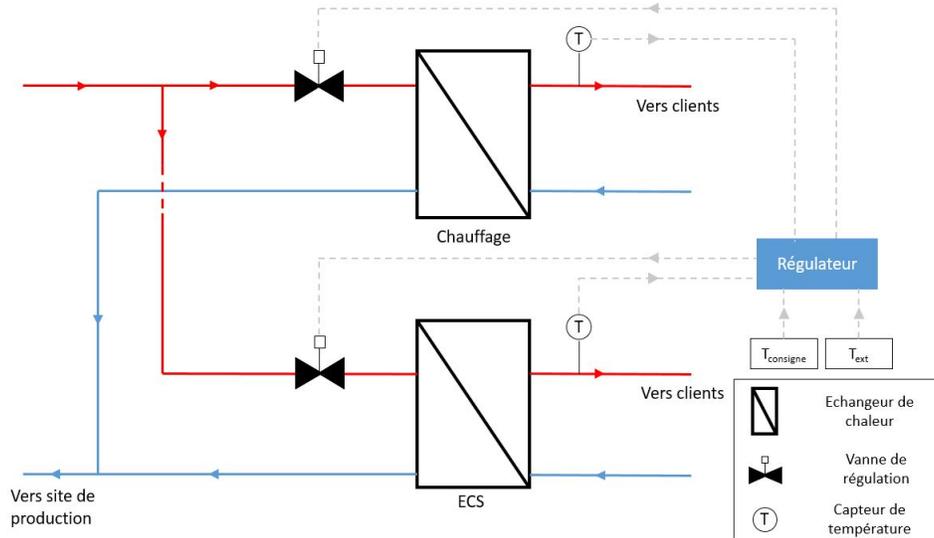


FIGURE 1.10 – Sous-stations montée en parallèle

- Le montage en "**série à 1 étage**" se compose aussi de deux échangeurs respectivement pour le chauffage et l'ECS. La différence avec le montage précédent réside dans le fait que la sortie primaire d'un des deux échangeurs est connectée à l'entrée du deuxième afin d'abaisser la température de retour primaire (voir figure 1.11).

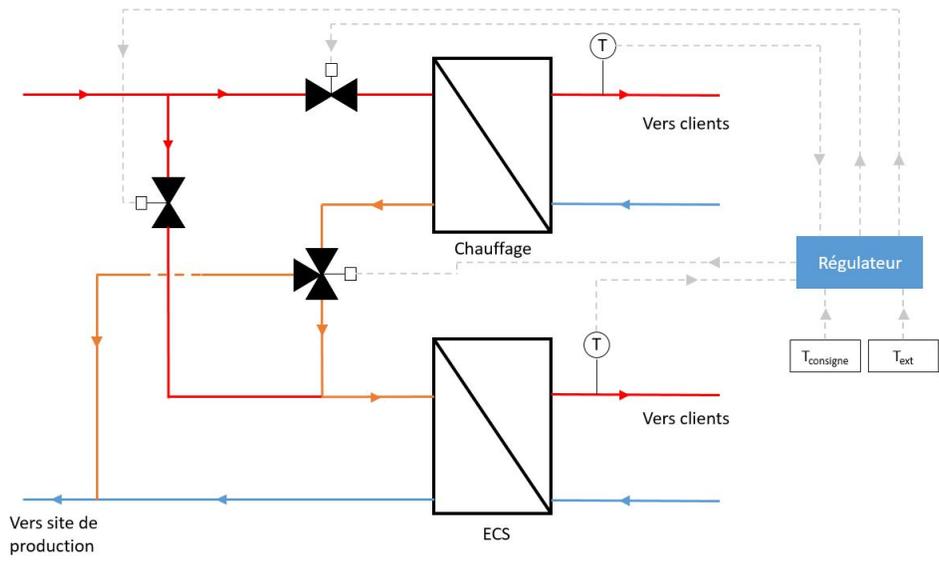


FIGURE 1.11 – Sous-stations montée en série un étage

- Le montage en "**série 2 étages**" se compose quant à lui d'un échangeur pour le chauffage et d'un échangeur pour l'ECS et un troisième échangeur pour préchauffer

l'ECS à l'aide des retours de l'échangeur chauffage (voir figure 1.12). Ce montage fut très utilisé en Suède et permet d'abaisser la température de retour globale du primaire.

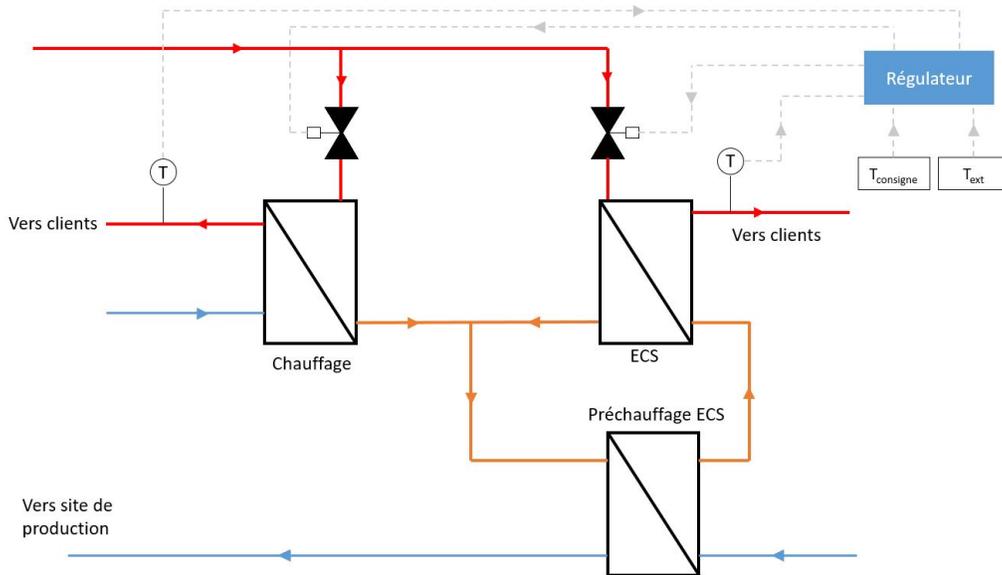
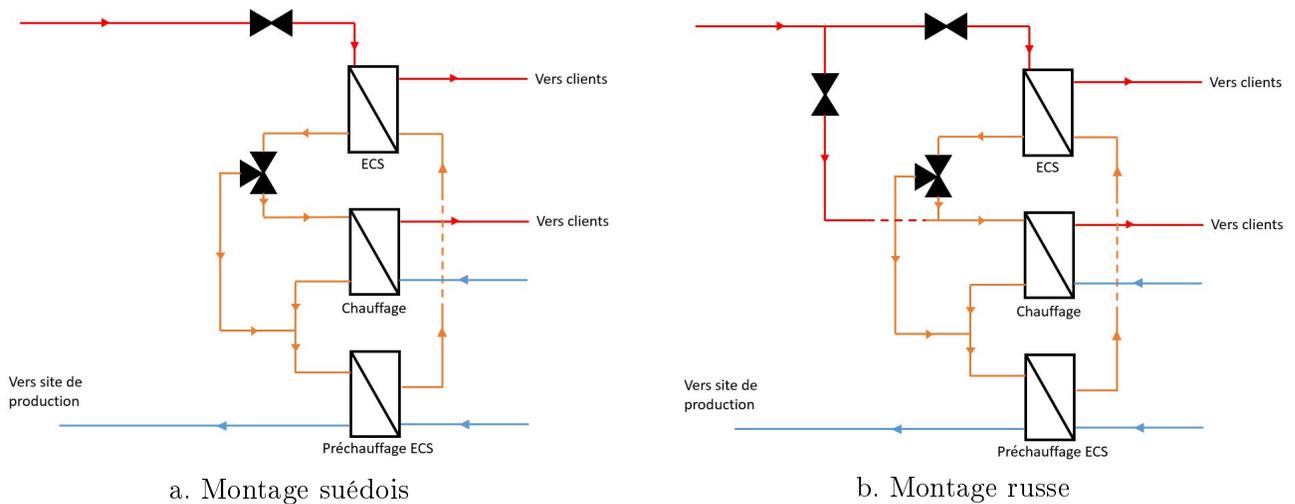


FIGURE 1.12 – Sous-stations montée en série deux étages

- Il existe également des montages en "série à 3 étages" de deux types, le "suédois" et le "russe". Suivant les niveaux de température ces montages peuvent encore plus baisser la température de retour que le montage série à 2 étages. Dans ces architectures, comme précédemment le retour de l'échangeur chauffage permet de préchauffer l'ECS mais en plus le retour de l'échangeur ECS final est utilisé pour alimenter le chauffage (voir figure 1.13). Ce montage très complexe n'est quasiment plus utilisé en Europe du Nord. En effet, la rentabilité de ce montage est faible.



a. Montage suédois

b. Montage russe

FIGURE 1.13 – Sous-station montée en série trois étages

1.2 Place des réseaux de chaleur en Europe et en France

1.2.1 Contexte énergétique

Les réseaux de chaleur ont une place importante dans la production de chaleur en Europe (voir figure 1.14). Ils sont principalement utilisés en Scandinavie (à l'exception de la Norvège) et représentent environ la moitié de la production nationale de chaleur. En outre les réseaux scandinaves intègrent une grande part d'EnR&R dans leur mix de production (plus de 40%) [5]. Les pays d'Europe de l'Est ont aussi massivement recours aux RDC (Biélorussie, Lituanie, Slovaquie, Estonie, ...) mais ce sont principalement des réseaux anciens (datant de l'époque soviétique). Il est aussi intéressant de noter que l'Islande est le pays qui utilise le plus les réseaux de chaleur du fait de l'abondance de ressources géothermiques sur leur territoire. La France, quant à elle, n'est pas un acteur majeur des RDC en Europe avec seulement 5% de la part du chauffage fournie par les réseaux mais avec plus de 50% de EnR&R dans le mix de production. Néanmoins, la tendance actuelle et les différentes politiques énergétiques incitent à penser que les réseaux prendront une place plus importante dans le contexte énergétique hexagonal.

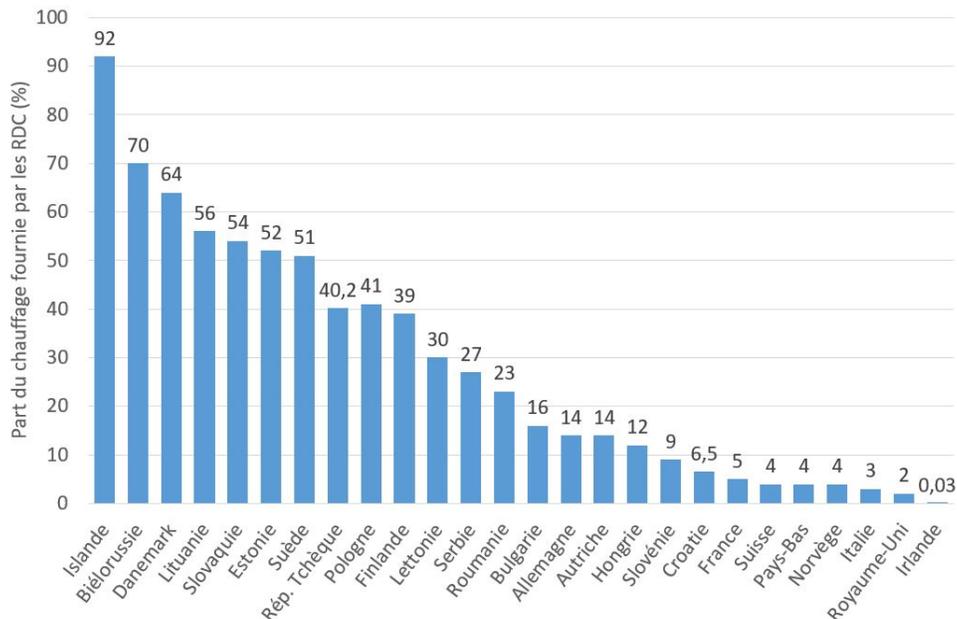


FIGURE 1.14 – Part de la chaleur fournie par les réseaux de chaleur en 2018 [1]

En 2015, la France a adopté la Loi relative à la Transition Énergétique pour la Croissance Verte (LTECV) qui a pour but de permettre à la France de mieux lutter contre le dérèglement climatique, de renforcer son indépendance énergétique et de garantir une énergie à un coût

compétitif [6]. Pour ce faire, la LTECV fixe entre autres les objectifs suivants :

- Réduire des émissions des gaz à effet de serre (GES) de 40% d'ici 2030 et de diviser par 4 les émissions des GES en 2050 (par rapport à 1990)
- Réduire la consommation d'énergie finale de 30% en 2030 et de 50% d'ici 2050 (par rapport à 2012)
- Réduire la consommation des énergies fossiles de 30% en 2030 (par rapport à 2012)
- Augmenter la part EnR&R dans la consommation finale d'énergie à 23% en 2020 et à 32% en 2030

La chaleur représente 44% de la consommation énergétique française, soit 62,9 Mtep dont 2/3 de la consommation finale provient des bâtiments (résidentiel et tertiaire) soit 42,48 Mtep [7]. De ce fait, le chauffage et la production d'ECS pour les bâtiments constituent un axe de progression inévitable pour atteindre les objectifs cités précédemment, ce qui revient à une augmentation de 10 Mtep de la production de « chaleur renouvelable » [8]. Comme expliqué précédemment, les réseaux de chaleur urbains sont des vecteurs énergétiques intéressants pour réaliser les objectifs définis par la LTECV. Par conséquent, les RDC prennent une place significative dans la réalisation des objectifs gouvernementaux grâce à des objectifs spécifiques déclinés dans la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) issue de la LTECV [8]. Ainsi, l'objectif principal pour les RDC est d'atteindre une livraison d'EnR&R de 1,35 Mtep d'ici 2018 et de 1,9 à 2,3 Mtep en 2023 soit un huitième de l'objectif de production total d'EnR&R. Pour atteindre les objectifs de production, la LTECV impose pour chaque propriétaire de réseau une évaluation des possibilités de développement de son installation. Ainsi, pour les RDC en service au 1er janvier 2009 un schéma directeur doit être réalisé et inclure [3] :

- Une évaluation de la qualité du service fourni
- Une évaluation de la possibilité de densification ou d'extension du réseau
- Une évaluation des interconnexions possibles avec d'autres réseaux à proximité
- Une évaluation des possibilités de développement de la part d'EnR&R dans le mix de production du réseau

Ainsi, le développement des réseaux subit une nouvelle impulsion après celle donnée en 2009 par les lois Grenelle I et II qui ont permis la création du fond de chaleur et de différentes dispositions réglementaires favorables à leur développement. De ce fait, le nombre de RDC en France est en constante progression passant de 463 à 781 RDC recensés entre 2012 et 2019 (voir figure 1.15). Il est à noter que depuis 2012 la densité thermique moyenne des RDC français baisse de manière conséquente. Cela est en partie dû aux nouveaux RDC créés afin d'alimenter des éco-quartiers peu consommateurs d'énergie.

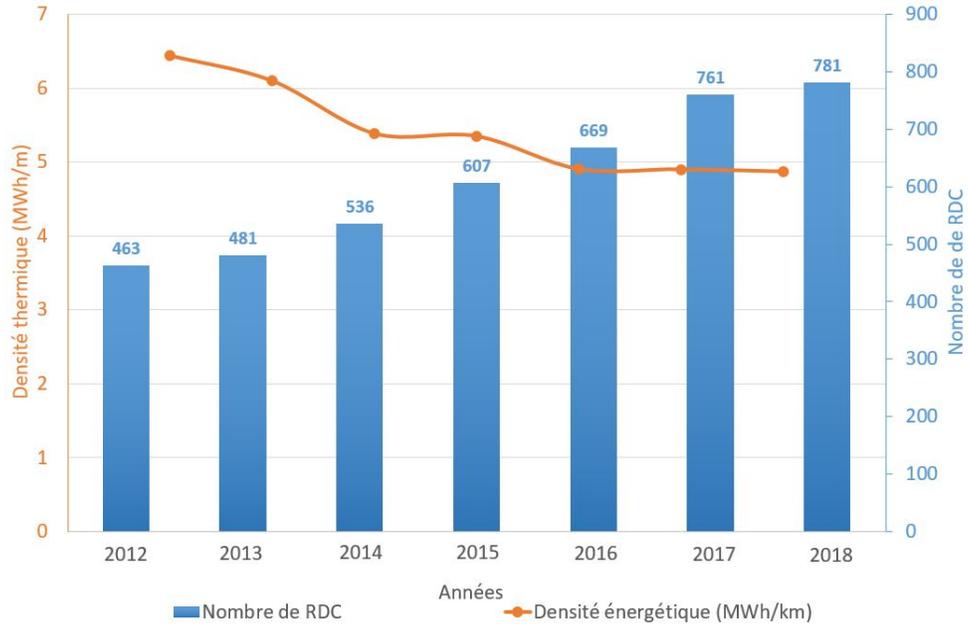


FIGURE 1.15 – Évolution du nombre et de la densité thermique moyenne des réseaux de chaleur en France

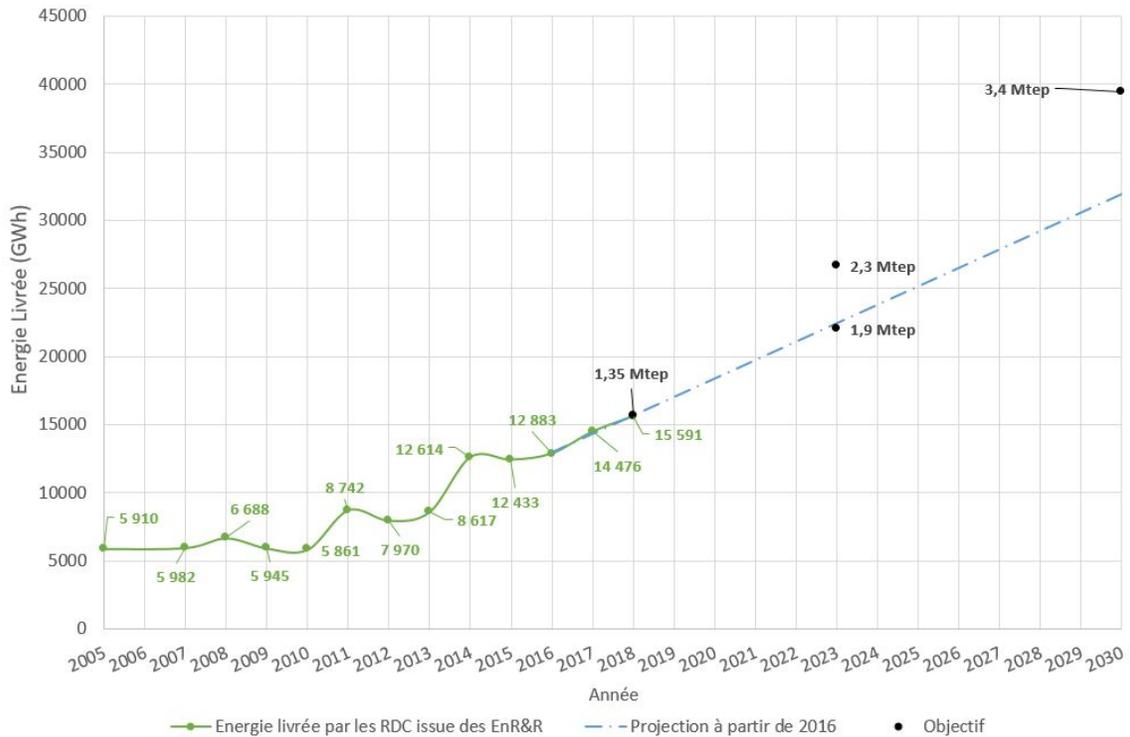


FIGURE 1.16 – Projection de la dynamique de croissance des EnR&R dans l'énergie fournie par les réseaux de chaleur (adaptée de [9])

Cependant, comme le montre la figure 1.16, la dynamique actuelle est insuffisante afin de remplir les objectifs de la LTECV [9] ; les projections montrent qu'en 2030 seulement 1,62 Mtep de chaleur fournie par les réseaux sera d'origine renouvelable alors que l'objectif est à 3,4 Mtep. De ce fait, des actions supplémentaires doivent être menées afin d'atteindre ces objectifs. Un des leviers les plus importants pour le développement est le volet économique.

1.2.2 Place des réseaux de chaleur

Les RDC sont soumis à une forte concurrence, en particulier celle du gaz naturel, sur le marché de la vente de chaleur pour le chauffage urbain. Ainsi, afin de promouvoir les RDC, une aide financière publique a été créée en 2009 par les lois Grenelle I et II appelée Fonds Chaleur [10]. Cette aide a pour but de :

- Financer les projets de création ou d'extension des réseaux favorisant les EnR&R (plus de 50 % du mix de production)
- Expérimenter de nouveaux champs (thématiques émergentes, méthodologie) pour une meilleure mobilisation des EnR&R, en vue de leur généralisation

Depuis 2009, le fond de chaleur a soutenu plus de 4000 opérations sur plus 603 RDC pour une longueur cumulée de réseaux de 1500 km [11]. Pour être éligible à cette aide le réseau doit :

- Être alimenté au minimum par 50% EnR&R
- Avoir une densité thermique au moins égale à 1,5 MWh/m/an
- Dans le cas d'une extension, les besoins supplémentaires doivent être couverts par au moins 50% EnR&R et avoir une longueur de tranchée minimale de 200 m

De plus, une collectivité peut décider de classer son RDC afin de rendre obligatoire le raccordement pour les nouveaux bâtiments dans certaines zones. Afin qu'un RDC soit classé, il faut que celui-ci soit alimenté par plus de 50% d'EnR&R, que la mesure des quantités d'énergies livrées par SST soit viable et que l'équilibre financier de l'installation soit garanti [12]. Par ailleurs, les réseaux alimentés majoritairement par des EnR&R bénéficient d'une réduction de TVA 20% à 5,5% sur la facture énergétique.

Ainsi, ces mesures ont permis de rendre les réseaux vertueux (plus de 50% de la production d'origine renouvelable) et compétitifs par rapport au chauffage gaz. La figure 1.17 montre l'évolution du prix moyen de l'énergie livrée par les RDC et le prix moyen de la chaleur fournie via des chaudières gaz. Les calculs prennent en compte la part variable et la part fixe (abonnement) du prix [13]. Néanmoins, la baisse du prix du gaz depuis 2013 rend les RDC moins compétitifs. On observe également une baisse importante de la facture énergétique des RDC "fossiles".

Afin de comparer correctement le coût des différents modes de chauffage, il est toutefois nécessaire de comparer les coûts globaux et pas seulement le coût des combustibles. Il faut donc prendre en compte tous les aspects de la tarification de la chaleur. Celle-ci se décompose en 4 termes :

- La facture d'énergie (P1) composée de l'abonnement et le coût de la consommation d'énergie.
- Les charges locatives (P1+P'1+P2) qui englobent le terme précédent plus le coût de l'électricité des équipements annexes (pompe) et le petit entretien des installations
- La facture totale (P1+P'1+P2+P3) qui comprend les deux termes précédents plus les charges liées au gros entretien et au renouvellement du matériel.
- Le coût global du chauffage (P1+P'1+P2+P3+P4) qui reprend les termes précédents en ajoutant les amortissements des installations de production et de distribution de la chaleur et les éventuels crédits d'impôt

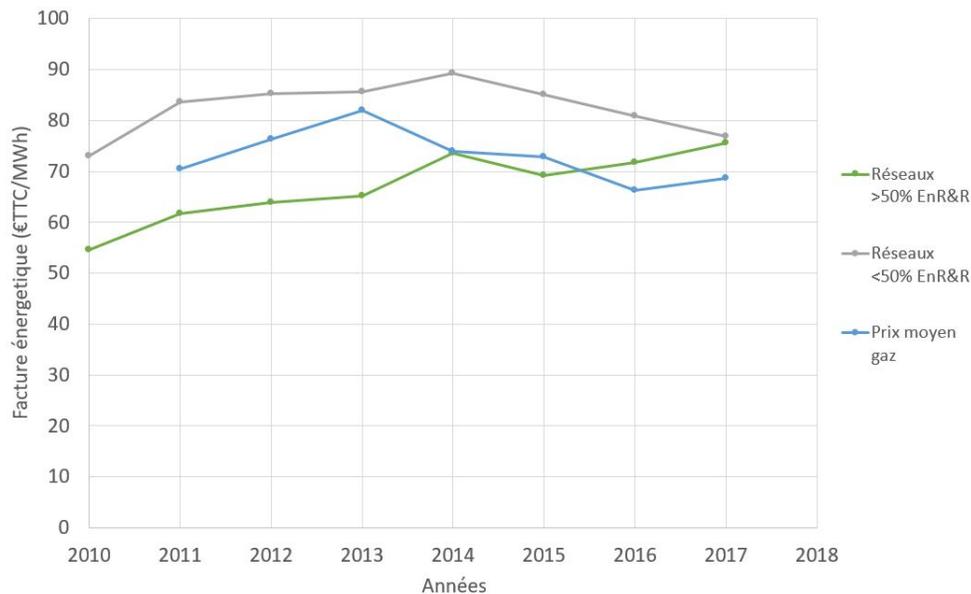


FIGURE 1.17 – Évolution de la facture énergétique de la chaleur fournie par les RDC et par une solution gaz [13]

A l'aide des données présentées dans [13] actualisé en 2017 sur la consommation d'un logement de $70 m^2$, on peut observer (voir figure 1.18) que le coût global du chauffage urbain est sensiblement le même que celui de la solution chaudière gaz à condensation collective pour (écart de 5%) sauf pour les bâtiments peu performant. Les solutions de chauffage électrique (radiateur électrique et PAC) sont quant à elle les modes de chauffage les plus chers

du marché. Il est à noter qu'en 2017 le prix du gaz était assez bas malgré l'augmentation significative de la TICGN (Taxe Intérieure de la Consommation de Gaz Naturel) ce qui rend le gaz plus compétitif. A l'avenir le prix du gaz devrait augmenter du fait de la diminution des réserves mondiales et de l'augmentation prévu de la TICGN. De ce fait, les réseaux de chaleur (avec plus de 50% d'Enr&R) devraient être, à l'avenir, le mode de chauffage le moins cher pour le consommateur. Néanmoins, il est quand même nécessaire de promouvoir le développement des réseaux et d'améliorer leur performance afin de les rendre encore plus compétitifs économiquement.

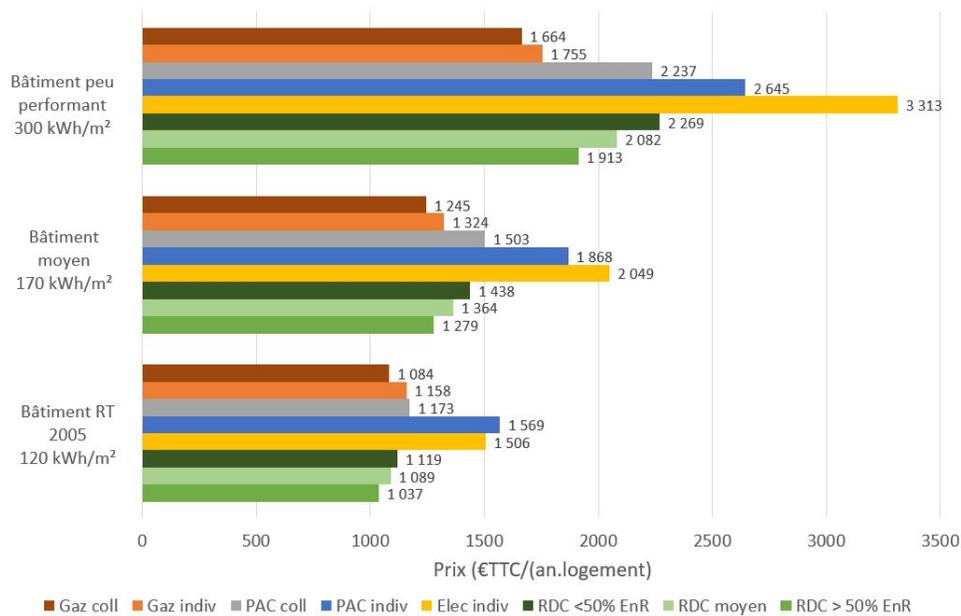


FIGURE 1.18 – Comparatif du coût global de différents modes de chauffage pour trois logements types de 70 m^2 (adapté de [13])

1.2.3 Enjeux

L'engouement actuel autour des RDC masque le fait qu'ils ne sont pas une solution nouvelle. En effet, le premier réseau connu a été créé en France au 14ème siècle à Aigues-Chaudes. Néanmoins, les RDC ont commencé à se développer au 19ème siècle et ont subi de nombreuses améliorations et évolutions jusqu'à aujourd'hui. Les réseaux sont classés en quatre catégories [14] (voir figure 1.19) :

- Les réseaux de 1ère génération ont été développés fin 19ème début 20ème siècle. Ils fonctionnent généralement avec de la vapeur d'eau surchauffée jusqu'à 200°C et étaient alimentés à l'aide d'énergie fossile. De tels réseaux sont encore en fonctionnement aujourd'hui comme le réseau de New-York et celui de Paris géré par la CPCU. Néanmoins,

- ces RDC intègrent maintenant des énergies renouvelables (50% pour la CPCU).
- Les réseaux de 2ème génération développés à partir des années 30 se différencient des réseaux de 1ère génération par le changement de fluide caloporteur. En effet, le passage de la vapeur surchauffée à de l'eau surchauffée (au-delà de 100°C) est lié aux pertes thermiques importantes et à la dangerosité des conduites de vapeur.
 - Les réseaux de 3ème génération ont été développés à partir des années 80 après les chocs pétroliers. Cette génération est actuellement la plus répandue, elle se distingue des générations précédentes par l'utilisation de nouvelles sources de chaleur non carbonées et une circulation d'eau dans les réseaux à des températures plus basses (inférieures à 100°C).
 - La nouvelle génération de RDC, la 4ème, en cours de développement, concerne des réseaux fonctionnant à température encore plus basse de manière à s'adapter aux nouveaux bâtiments dits basse consommation.

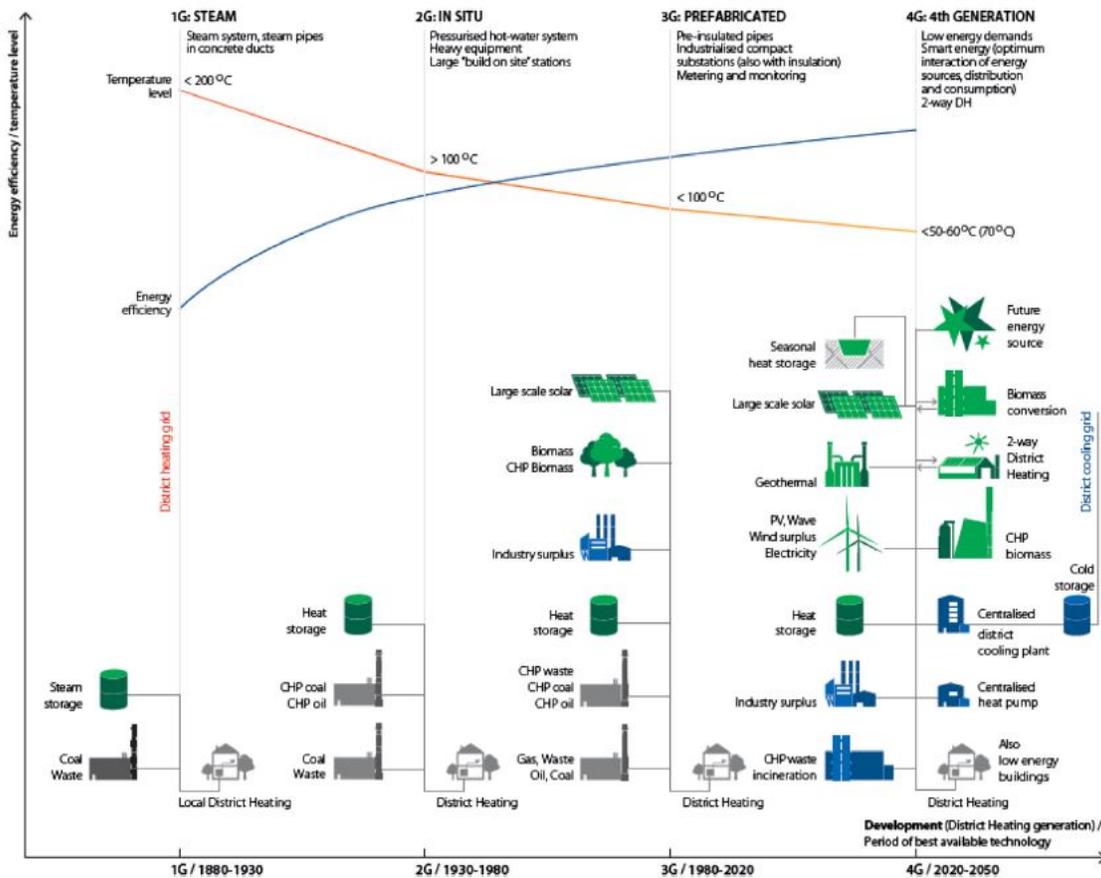


FIGURE 1.19 – Classification des différentes générations de réseau de chaleur [14]

L'avènement des réseaux de 4ème génération, pose de nouvelles questions : comment s'adapter aux nouveaux types de bâtiments tout en améliorant le service énergétique et économique des réseaux reliés aux bâtiments anciens très consommateurs de chauffage ? Dans ce nouveau contexte, les nouveaux enjeux pour le développement des réseaux sont :

- Sur le plan économique, la réduction de la consommation des bâtiments et les forts coûts liés à l'investissement dans les RDC ne questionnent la rentabilité de la création du réseau par rapport à d'autres sources d'énergie.
- Sur le plan écologique, il faut d'abord diminuer les consommations d'énergie des bâtiments puis développer les EnR&R.
- Sur le plan social, une solution de chauffage collectif décidée par la collectivité ou l'aménageur est plus difficile à faire accepter par les habitants [15].

Toutefois, les RDC restent quand même une solution viable dans ce nouveau contexte comme le montrent certains retours d'expérience (Réseau de Calais ou de Brétigny-sur-Orge). Cependant, avant de s'intéresser aux réseaux de chaleur de 4ème génération, des améliorations sur les performances énergétiques des réseaux actuels (2ème et 3ème générations) devraient être engagées car ils représentent la grande majorité des réseaux déjà en fonctionnement. L'amélioration des réseaux existants est indispensable afin d'atteindre les objectifs de la LTECV.

1.3 Amélioration des réseaux

Sur un réseau de chaleur, l'énergie finale livrée aux consommateurs est proportionnelle au produit du débit du fluide caloporteur (\dot{m}) et de la différence de température de l'eau au primaire entre l'entrée (T_{in}) et la sortie (T_{out}) de la SST.

$$P = \dot{m} c_p (T_{in} - T_{out}) \quad (1.2)$$

Où c_p est la capacité thermique massique du fluide. L'exploitant contrôle directement la température de départ du réseau et le débit primaire est contrôlé par des vannes en fonction des demandes des consommateurs. Ainsi, la température de retour primaire n'est pas contrôlable par l'exploitant, elle dépend des caractéristiques de fonctionnement des SST entre autres. Cependant, la baisse de la température de retour est très intéressante car cela permet de :

- Réduire le débit primaire (pour une puissance donnée) donc de réduire le coût lié au fonctionnement de la pompe ;
- Diminuer la température de départ du réseau donc de diminuer le coût de fonctionnement des chaudières et de réduire les pertes thermiques sur le réseau ;

- Améliorer les rendements des équipements de production tels que les pompes à chaleur, les chaudières à condensation, la récupération de l'énergie fatale, ...

Par conséquent, baisser les températures de retour permet de répondre à deux problématiques : réduire les coûts de fonctionnement, donc de rendre les RDC plus compétitifs financièrement et augmenter la production de chaleur venant d'EnR&R, pour celles fonctionnant à basse température. De ce fait, les exploitants ont un grand intérêt à obtenir une température de retour la plus basse possible. Il existe deux grands thèmes pour l'amélioration des RDC :

- L'optimisation de la conception
- L'optimisation en exploitation avec l'amélioration du pilotage et la correction des dysfonctionnements

1.3.1 Conception et solutions techniques préconisées

Des mesures ont déjà été préconisées afin d'améliorer les performances des réseaux neufs comme existants [16]. Ainsi, les actions à mener en amont de la construction du RDC concernent les canalisations. La première action consiste à sur-isoler les canalisations du réseau primaire en particulier l'aller. Cette solution permet de réduire les pertes thermiques mais augmente le coût des investissements. Néanmoins, le temps de retour moyen est estimé à 8,2 ans [16]. La seconde action consiste à optimiser le tracé du réseau afin de réduire le coût des travaux et de faciliter les interventions pour l'entretien et la détection des problèmes.

En outre, des solutions techniques sont aussi proposées pour améliorer les performances des réseaux neufs et existants afin de réduire la température de retour :

- Faire varier la température de départ du réseau en fonction de la température extérieure et donc des besoins finaux des usagers. En effet, la température de départ des RDC est déterminée en fonction d'une température extérieure de base, fixée par la réglementation thermique ($-7^{\circ}C$), qui n'est quasiment jamais atteinte. De ce fait la température de départ peut être abaissée la plupart du temps. Cette solution permet de faire des gains économiques sur la production ainsi que de réduire les pertes thermiques. En outre le temps de retour sur investissement est très faible [16].
- Mettre en place des sous-stations performantes. Pour ce faire, il est préconisé d'avoir des échangeurs à plaques brassés avec un pincement maximal de 3 K. Cette solution n'implique pas de surcoût trop important. Néanmoins, pour que cette solution soit rentable, il est nécessaire d'avoir un réseau secondaire bien dimensionné.

Ensuite, des actions peuvent être menées sur les pompes de circulation du réseau primaire. En effet, dans le cas d'une pompe à vitesse fixe, le point de fonctionnement calculé en phase

de dimensionnement n'est pas le même que le point de fonctionnement réel. Ainsi, une autre action simple consiste à redimensionner la pompe afin de l'adapter au point de fonctionnement réel. Cependant, un RDC fonctionne généralement à débit variable, donc une solution d'amélioration consiste plutôt à remplacer les pompes à vitesse fixe par des pompes à vitesse variable. Ces solutions permettent de réduire les consommations électriques donc de réduire les coûts avec un temps de retour très faible.

Pour finir, un stockage thermique peut être envisagé. En effet, mettre en place un stockage permet de lisser les pics de production et donc d'améliorer le taux de couverture des EnR&R et d'augmenter la durée de vie des équipements.

Au-delà de l'abaissement de la température de retour au primaire, l'optimisation de la conception des réseaux de chaleur est un sujet longuement évoqué dans la littérature. Trois thématiques peuvent être identifiées[17] :

- L'amélioration de la cogénération de chaleur et d'électricité sur les RDC. Les études d'optimisation se concentrent sur la minimisation du coût et sur les économies d'énergie [18, 19, 20].
- L'optimisation de la conception des systèmes de production et du réseau primaire. Les études cherchent à minimiser les coûts, les émissions de CO_2 et à maximiser l'utilisation d'EnR&R [21, 22, 23, 24, 25]
- L'optimisation de l'aspect technique spécifique des composants constitutifs des RDC [26, 27].

1.3.2 Optimisation du pilotage

De nombreuses études d'optimisation des réseaux se concentrent sur le site de production. Sandou & al [28] proposent une méthode d'optimisation du calendrier de production d'un réseau générique. L'objectif est de réduire les coûts de production d'un réseau multi-source comprenant un site de cogénération et des solutions de stockage (stockage en conduite et via un ballon) via Matlab. La mise en place d'un calendrier de production en fonction des coûts de l'électricité entre autres permet de faire des gains substantiels. L'étude montre également que pour réaliser une optimisation correcte d'un RDC, il est nécessaire de prendre en compte l'entière du système. D'autres études similaires plus récentes démontrent également la nécessité de prendre en compte le réseau de chaleur dans sa globalité afin d'optimiser les coûts de productions [29, 30, 31, 32]. Carpaneto & al [30] utilisent le même genre d'approche en rajoutant une production via du solaire thermique. L'étude cherche à minimiser le coût de production, les émissions de CO_2 et de maximiser la part d'énergie renouvelable. Les résultats montrent également la pertinence d'avoir recours à une planification de la production

pour des réseaux multi-énergies. Néanmoins, ces travaux ne s'intéressent pas au système de régulation global du système.

Les SST sont une piste intéressante d'optimisation. Ainsi, il est possible d'optimiser par exemple le couple débit secondaire débit primaire [33]. Le but de l'optimisation est de minimiser la puissance des pompes et les pertes de chaleur dans les canalisations en optimisant les débits primaire et secondaire. Pour ce faire, quatre stratégies différentes ont été testées :

- Débit primaire variable et débit secondaire constant
- Débit primaire constant et débit secondaire variable
- Débit primaire et débit secondaire constant
- Débit primaire et secondaire variable

Les résultats de l'optimisation montrent que les coûts de distribution de la chaleur sont minimaux lorsque le débit primaire et le débit secondaire diminuent en fonction de la température extérieure. Cette stratégie de pilotage est déjà mise en place dans les RDC récents. Une autre voie d'amélioration est d'optimiser le couple température de départ et débit au secondaire afin de minimiser la température de retour au primaire [34, 35]. Du fait du surdimensionnement des radiateurs, il y a une possibilité d'optimisation sur la température de départ ($T_{s,in}$) et le débit au secondaire (\dot{m}_s) sans influencer sur le confort du client. La température de retour au primaire ($T_{p,out}$) est la somme entre le pincement coté froid de l'échangeur ΔT_{min} et la température de retour au secondaire ($T_{s,out}$). Or, l'augmentation du débit au secondaire entraîne une augmentation de la température de retour au secondaire et une diminution du pincement. Ainsi, il existe une valeur du débit secondaire qui minimise la température de retour primaire. L'algorithme optimisation teste différentes valeurs de débit secondaire et compare le pincement mesuré à l'écart de température secondaire retour entre deux tests consécutifs ($\Delta T_{s,out}$). L'optimum est trouvé lorsque :

$$\Delta T_{s,out} > \Delta T_{min} \quad (1.3)$$

Ensuite, la température de départ secondaire optimale est calculée via les caractéristiques préalablement connues du radiateur ($P = f(T_{ext})$ et $D T L M_{rad} = f(T_{ext})$) :

$$\Delta T_s = \frac{P}{c_p \dot{m}_s} \quad (1.4)$$

$$E = \exp\left(\frac{\Delta T_s}{D T L M_{rad}}\right) \quad (1.5)$$

$$T_{s,out} = T_{int} + \frac{\Delta T_s}{E - 1} \quad (1.6)$$

$$T_{s,in} = \Delta T_s + T_{s,out} \quad (1.7)$$

Avec E l'efficacité du radiateur et ΔT_s la chute de température au secondaire. Une température de retour au primaire basse permet d'améliorer les performances du réseau. Néanmoins, cette méthode ne s'applique que dans le cas où des radiateurs sont installés chez le client et où le débit secondaire est modifiable par l'exploitant. En outre, des méthodes d'optimisation basées sur la régulation de la température de départ secondaire ont été proposées [35]. Ce nouveau type de régulation se base sur le fait qu'une loi d'eau classique sur la température de départ secondaire dépendant de la température extérieure est sous-optimal. En effet, comme la température de départ au primaire varie aussi avec la température extérieure via une loi d'eau, la régulation classique de la température au secondaire se base sur une température au primaire supposée. Ainsi, la méthode de régulation proposée se base plutôt sur la température réelle disponible. De ce fait, il est proposé d'implémenter une loi d'eau secondaire basée sur la température de départ au primaire plutôt que sur la température extérieure. Ce nouveau moyen de régulation permet d'augmenter le ΔT côté primaire et donc possiblement d'améliorer les performances. Cependant, l'utilisation de ces méthodes d'optimisation nécessite d'avoir le contrôle et des connaissances sur le côté secondaire du réseau, ce qui est rarement le cas en France.

Le premier point d'optimisation du pilotage réside en l'optimisation de la température de départ au primaire. Actuellement, la plupart des consignes de température de départ évoluent linéairement avec la température extérieure. En effet, cette méthode de pilotage est plus efficace que les lois d'eau constantes [36]. Cependant, les consignes sont établies selon des lois expertes heuristiques mais non-optimales. Des études sur ce sujet ont été décrites dans la littérature. Par exemple Laakonen & al [37] propose de calculer une température de départ optimal basé sur le calcul via un réseau de neurones des puissances et températures de retour des SST clientes en minimisant le coût de production du réseau. Cette méthode permet de réduire la consigne de température de départ au primaire et de réduire les coûts de production. Cependant, la mise en place in-situ de ce type d'optimisation semble être très complexe. Fang & Lahdelma [38] ont réalisé des travaux similaires. Leur méthode consiste à calculer via un algorithme génétique le couple débit primaire/température de départ primaire qui minimise les coûts de production et de distribution. L'originalité de leur méthode provient de l'utilisation des données issues des compteurs d'énergie au primaire et l'optimisation simultanée de plusieurs sites de production. Néanmoins, même si la demande en terme de puissance des clients est assurée, aucune contrainte sur la température de départ au secondaire n'est prise en compte si ce n'est que la température de départ au primaire ne doit être inférieure à 65 °C afin de garantir la température de l'ECS. La non prise en compte des niveaux de température au secondaire est problématique car une température de départ au secondaire trop basse peut induire un manque de confort pour le client. De leur côté Jiang

& al [39] proposent une optimisation du couple débit primaire/température de départ au primaire, d'un site de production composé d'une chaudière électrique, d'une chaudière gaz et d'un chauffe-eau solaire via la méthode GSO (Groupe Search Optimizer). L'objectif ici est de minimiser la consommation d'énergie fossile. L'étude montre que la méthode est efficace. Néanmoins cette étude est basée sur une fourniture directe de la chaleur au client c'est-à-dire sans SST.

Ainsi, afin d'optimiser le pilotage des réseaux en exploitation, il est nécessaire d'optimiser la température de départ au primaire en prenant en compte les niveaux de température au secondaire et le confort des clients.

Cependant, si le réseau présente des dysfonctionnements ces options d'optimisation ne donneront pas les résultats escomptés. Il est donc indispensable de s'intéresser en premier lieu aux éventuels défauts sur les réseaux.

1.3.3 Dysfonctionnements sur les réseaux de chaleur

Les dysfonctionnements possibles des réseaux de chaleur sont nombreux et peuvent en particulier impacter le confort des usagers et/ou les températures de retour au primaire. Généralement, lorsqu'un usager se plaint de son système de chauffage, les exploitants des RDC corrigent le problème en modifiant soit la pression soit la température de départ de leurs réseaux. De ce fait, les causes des dysfonctionnements ne sont pas traitées ce qui engendre des températures de retour trop élevées et donc de mauvaises performances du réseau. En outre, il se peut qu'un dysfonctionnement soit présent et dégrade les performances du RDC sans affecter le confort de l'usage : dans la plupart des cas, ils ne sont pas corrigés. Les exploitants des RDC ont fait beaucoup d'efforts pour améliorer les systèmes de production de chaleur, mais peu de travail a été fait afin d'améliorer les sous-stations et les systèmes au secondaire. En effet, une quantité non négligeable de SST est problématique sur les réseaux existants [40]. Par exemple, sur 135 SST étudiées dans les réseaux de Helsingborg et Ängelholm (Suède), 74% des SST présentaient moins un des trois défauts : une mauvaise régulation terminale, une ΔT au primaire trop faible et une mauvaise régulation de la SST . Les critères de défaillances utilisés sont :

- Dans le cas de la régulation terminale, l'absence de l'adaptation de la régulation terminale à l'usage du bâtiment. Par exemple, une SST fournissant des bureaux n'ayant pas de baisse de consigne le weekend est considérée comme défaillante.
- Dans le cas de la ΔT , une SST ayant une $\Delta T < 45^\circ C$ est considérée comme problématique
- Dans le cas de la régulation de la SST, si des oscillations du débit de la SST dans le temps sont trop fortes ou s'il y a une mauvaise corrélation entre la puissance fournie

et la température extérieure alors la SST est défaillante

Le problème principal rencontré est une ΔT trop faible (68% des SST). Cependant, seulement les SST ayant une $\Delta T > 45^\circ\text{C}$ sont considérées comme étant en bon état, ce critère est assez sévère et si le seuil est abaissé à 35°C alors seulement 23% des SST sont problématiques. Cette étude ne s'intéresse qu'à deux types de dysfonctionnement qui sont la régulation terminale du chauffage (dans le local) et la mauvaise régulation au niveau du primaire. Le troisième item étudié (ΔT au primaire trop haute), n'est pas un dysfonctionnement en soit mais plutôt une conséquence d'un dysfonctionnement. Ainsi, cette étude donne des informations sur la détection des dysfonctionnements mais elle ne donne aucune indication sur leurs causes.

D'autres études plus récentes [41] nous donnent une vision plus précise des sources de dysfonctionnement sur les réseaux de chaleur, en particulier sur les SST et le réseau secondaire. Les résultats du sondage réalisé sur 56 réseaux de chaleur suédois montrent la répartition des défauts rencontrés (voir figure 1.20). Les différentes défaillances sont réparties en 5 catégories :

- Dysfonctionnement de l'échangeur de chaleur qui représente 3% des problèmes rencontrés. Cette catégorie regroupe les défaillances causées par :
 - l'encrassement
 - un mauvais montage (co-courant à la place de contre-courant)
 - la vétusté de l'installation (échangeur à tubulaire au lieu d'un échangeur à plaques)
- Les défaillances du système de régulation (hors vannes) compte pour 5% des défauts relevés. Cette catégorie regroupe les défaillances causées par :
 - un régulateur PID mal réglé ou défectueux
 - un capteur défaillant
 - un capteur mal placé
- Les défaillances liées aux vannes de régulation au primaire représentant 23% des défaillances. Cette catégorie regroupe les défauts liés à :
 - une vanne bloquée sur un niveau d'ouverture fixe
 - un mauvais dimensionnement de vanne (pompage de vanne)
- Les dysfonctionnements relatifs aux systèmes côté secondaire représentant 31% des défaillances. Cette catégorie regroupe :
 - les lois d'eau départ secondaire inadaptées
 - le déséquilibre hydraulique du réseau secondaire
 - les vannes de régulation des émetteurs défaillantes

- les ballons d'eau chaude surdimensionnés
- les fuites sur tous les équipements de la SST, comptant pour 33% des dysfonctionnements rencontrés

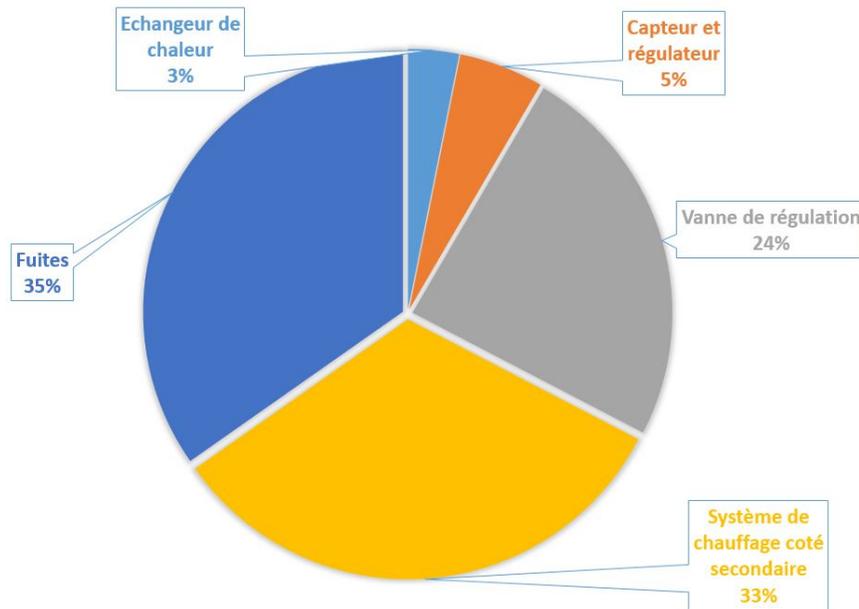


FIGURE 1.20 – Répartition des dysfonctionnements rencontrés sur un panel de réseau suédois (adapté de [41])

En outre, une étude de l'AIE (Agence Internationale de l'Énergie) [42] a défini une liste de dysfonctionnements possibles sur une sous-station en se basant sur l'étude de RDC en Suède et Corée du sud. Ainsi 60% des dysfonctionnements concernent le système de chauffage au secondaire, 30% concernent les systèmes ECS et les 10% restant sont dus à des défaillances des composants (vannes, échangeur de chaleur ou pompes). Par ailleurs, les dysfonctionnements courants ont été remarqués, ils correspondent à :

- Des vannes défaillantes (bloquées sur une certaine position ou fuite)
- Une mauvaise régulation (loi d'eau incorrecte, mauvais fonctionnement des capteurs)
- Des systèmes secondaires inadaptés ou mal dimensionnés pour le raccordement à un RDC

De plus, les problèmes ayant le plus d'impact sur la température de retour au primaire ont aussi été identifiés, ils correspondent à :

- Des systèmes de chauffage au secondaire (radiateur, CTA) trop vieux ou mal dimensionnés
- Des vannes défaillantes

- Les SST fournissant de l'ECS à l'aide de système de ballon d'eau chaude dimensionné en accumulation (Température d'entrée au secondaire élevée du à la recirculation)

Ainsi, cette étude nous permet de connaître un grand nombre de dysfonctionnements possibles sur une SST. Ces dysfonctionnements ont été détectés grâce à la mise en place d'un algorithme de contrôle spécifique aux réseaux coréens et basé sur la mesure instantanée de grandeurs physiques caractéristiques du réseau (température de retour, débit, etc., ...). Du fait du caractère dynamique d'un RDC, l'utilisation de cet algorithme est limitée dans la réalité. En effet, l'algorithme est basé sur des mesures instantanées des grandeurs physiques et ne prend donc pas en compte la dynamique du réseau. En outre, cette étude souligne le fait qu'une grande partie des dysfonctionnements proviennent du secondaire. Il est donc nécessaire de s'intéresser aussi à cette partie du réseau.

Une liste non-exhaustive des dysfonctionnements possibles au niveau secondaire ont été décrits dans [43] :

- Déséquilibre hydraulique du circuit secondaire
- Mauvaise régulation
- Présence de bouteille de découplage
- Pompe secondaire mal dimensionnée

Les défauts constatés concernent surtout la partie hydraulique du réseau secondaire.

Les dysfonctionnements constatés et possibles sur un réseau sont légions et peuvent remettre en cause les bienfaits attendus des mesures d'optimisation du système. En conséquence, il semble pertinent de s'attarder sur la détection des défauts avant de s'intéresser à l'optimisation du fonctionnement.

1.3.4 Données disponibles

Afin d'améliorer les performances énergétiques d'un réseau, il est nécessaire de pouvoir analyser en profondeur le fonctionnement de celui-ci. Pour ce faire, un maximum de données de bonne qualité est requis. Aujourd'hui, d'un point de vu légal, la mesure des consommations d'énergie livrée à chaque SST est obligatoire afin de réaliser une facturation précise à chaque client. De ce fait, les compteurs de chaleur sont largement répandus. Les compteurs de chaleur sont constitués d'un capteur de débit, de deux capteurs de température (entrée/sortie de l'échangeur) et d'un calculateur. Ces 4 composants permettent de déterminer la quantité de chaleur livrée aux clients.

$$E = \dot{m}_p c_p (T_{p,in} - T_{p,out}) \Delta t \quad (1.8)$$

Où l'indice p représente le primaire. Ainsi, au minimum le débit, les températures aller retour côté primaire sont mesurés et la puissance est calculée. Cependant, il est plus rare que les données côté secondaire soient mesurées. Pour pouvoir être utilisé par le plus grand nombre d'utilisateurs, les indicateurs de performance des réseaux devraient donc utiliser un nombre limité de données.

1.3.5 Indicateurs de performance existants

A l'aide des données disponibles via les compteurs de chaleur, des indicateurs de performance ont été mis en place afin de vérifier le bon fonctionnement d'un RDC. Ainsi, dans le cadre de la LTECV et de l'attribution de l'aide du fond de chaleur, un schéma directeur de l'installation doit être réalisé. La réalisation du schéma directeur comprend une évaluation de la qualité du réseau et la réalisation d'un audit technique [3]. L'évaluation de la qualité du réseau s'appuie sur des indicateurs de performance technique et économique, répondant à 6 principes [44] :

- Assurer les besoins des abonnés en chaleur, froid et ECS.
- Préserver durablement le cadre de vie et le milieu naturel et assurer la sécurité.
- Assurer la pérennité de la fourniture de chaleur, de froid et d'ECS
- Satisfaire les attentes de services des abonnés et usagers.
- Gérer la facturation du service dans le respect des obligations de service public
- Organiser des relations de qualité entre l'autorité organisatrice, les citoyens et l'opérateur

En outre, la réalisation de l'audit technique repose en partie sur :

- Les caractéristiques des équipements de production (puissance installée, schémas hydrauliques, état d'usage, rendement réel, consommation des auxiliaires)
- Les caractéristiques du réseau de distribution (types de canalisation, longueur, diamètre, régime de température, type de fluide caloporteur)
- Les caractéristiques des SST (puissance, mode de régulation, limite primaire/secondaire, production d'ECS)
- L'estimation des pertes thermiques
- Les moyens de comptage et leur éventuel dysfonctionnement
- L'adéquation entre puissance souscrite et consommation mesurée

Ainsi, les indicateurs utilisés sont seulement descriptifs ou globaux : ils ne permettent de mettre en évidence d'éventuelles dérives de fonctionnement du réseau ni d'identifier les points problématiques pour la performance énergétique du réseau.

Des indicateurs spécifiques sur les fuites sur le réseau primaire ont été proposés dans la littérature. Le premier proposé, appelée le "nombre de remplissages", consiste à évaluer le rapport entre le volume d'eau ajouté dans le réseau au cours d'une année et le volume total d'eau contenu dans le réseau [2].

$$Nrp = \frac{V_{ajoute}}{V_{total}} \quad (1.9)$$

D'après Frederiksen & Werner [2], le nombre de remplissages moyen des RDC finlandais et suédois est autour de 1 alors que celui des RDC danois et allemand est plutôt aux alentours de 3. Ainsi, il est considéré qu'un RDC ayant un nombre de remplissages supérieur à 1 est un réseau ayant trop de fuites. Cependant, il est à noter que ce seuil n'est basé que sur des études faites dans des pays nordiques et ne prend pas en compte la diversité des réseaux existants, en particulier en matière niveaux de pression. Cet indicateur ne permet pas de localiser les fuites mais seulement de donner un seuil à partir duquel il faut intervenir sur le réseau.

D'autres indicateurs de performance sont disponibles dans la littérature en particulier concernant les SST qui sont un point clé des performances des réseaux.

Un RDC contenant généralement plusieurs dizaines voir centaines de SST, il est utile d'avoir un indicateur qui permet de déterminer systématiquement les SST les plus pénalisantes en terme de performance globale du réseau. Ainsi, la méthode « excess flow » [42], [45] permet, à l'aide de mesures de chute de température au primaire et de la consommation de chaque SST, d'établir un ordre de priorité d'inspection des SST du réseau qui repose sur le calcul d'un volume d'eau en excès. En effet, une SST défaillante présente une chute de température plus basse que prévue ce qui entraîne une augmentation du volume d'eau consommé. Un volume d'eau idéalement consommé par la SST est calculé à partir de la consommation de chaleur annuelle de la SST et d'une chute de température de référence. Ensuite, le volume d'eau réellement consommé est calculé à partir de la consommation annuelle de la SST et de la chute de température moyenne, puis les volumes d'eau réel et idéal sont comparés pour déterminer le volume en excès. Ainsi, plus le volume en excès est important plus la SST dégrade la performance globale du réseau (voir figure 1.21). Le volume en excès est calculé à partir des relations suivantes :

$$\dot{E} = V_{ref} C \Delta T_{ref} \quad (1.10)$$

V_{mes} est soit lu à partir du compteur de chaleur soit calculé via :

$$V_{mes} = \sum_i \frac{\dot{E}_i}{C \Delta T_i} \quad (1.11)$$

$$V_{excs} = V_{mes} - V_{ref} \quad (1.12)$$

Où $\dot{E} [J]$ représente l'énergie consommée pendant une période donnée, $C [J/(K.m^3)]$ la chaleur spécifique volumique, V_{ref} et $V_{mes} [m^3]$ respectivement le volume d'eau consommé dans le cas de référence et dans le cas réel, ΔT_{ref} et $\Delta T_{mes} [K]$ respectivement la chute de température au primaire de référence et mesurée.

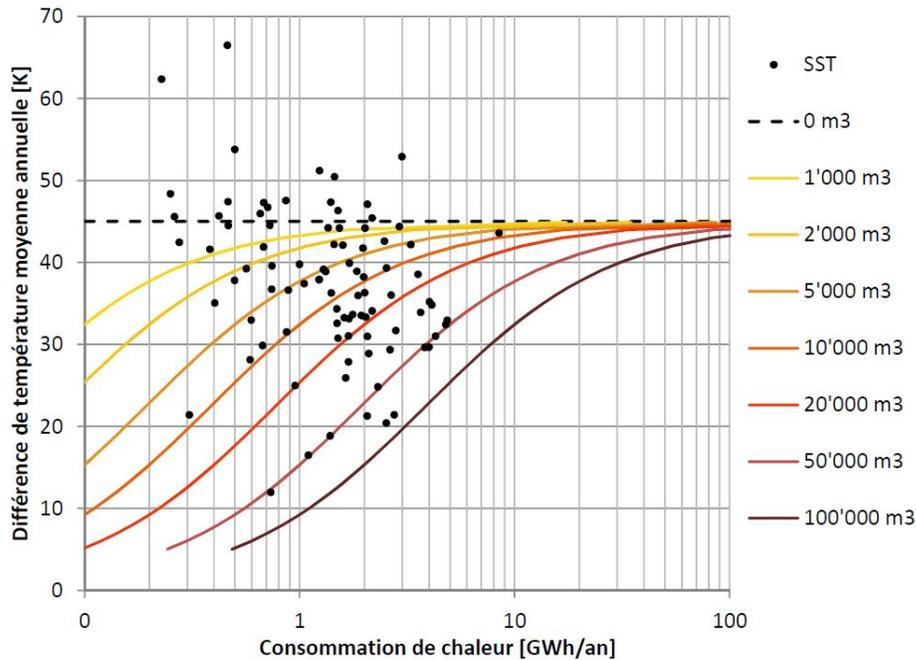


FIGURE 1.21 – Exemple de classement des SST d'un RDC à l'aide de la méthode Excess Flow [45]

Néanmoins, cette méthode a des limites : permet uniquement de faire de la maintenance corrective car on a besoin des données sur une période de temps assez longue. De plus, la détermination d'une chute de température de référence rend la mise en œuvre de la méthode délicate. En effet, il est difficile de proposer une même référence pour toutes les SST car celles-ci ont des usages différents (Chauffage haute ou basse température, ECS, ...) et des configurations qui impactent la chute de température maximale qu'elles peuvent avoir. Pour déterminer cette différence de température de référence la simulation numérique peut être un recours. La différence de température moyenne mesurée représentative du système est elle aussi discutable.

Afin d'avoir, une détection plus précise et plus rapide des dysfonctionnements, des indicateurs de maintenance prévisionnelle peuvent alors être envisagés ce qui peut être fait par la méthode de la signature thermique [46]. A l'aide de la mesure de la température extérieure et de la chute de température au primaire de chaque SST, la performance de la SST est suivie

au jour le jour. Les mesures sont comparées à une référence qui correspond au fonctionnement idéal de la SST. Ainsi à partir de cette référence et des données historiques sur les SST, un seuil d'intervention est déterminé qui correspond à ± 3 fois l'écart type entre la référence et les données historiques (voir figure 1.22).

$$\Delta T_{p,moy} = A T_{ext} + B \quad (1.13)$$

$$Seuil_{haut} = \Delta T_{p,moy} + 3 \sigma \quad (1.14)$$

$$Seuil_{bas} = \Delta T_{p,moy} - 3 \sigma \quad (1.15)$$

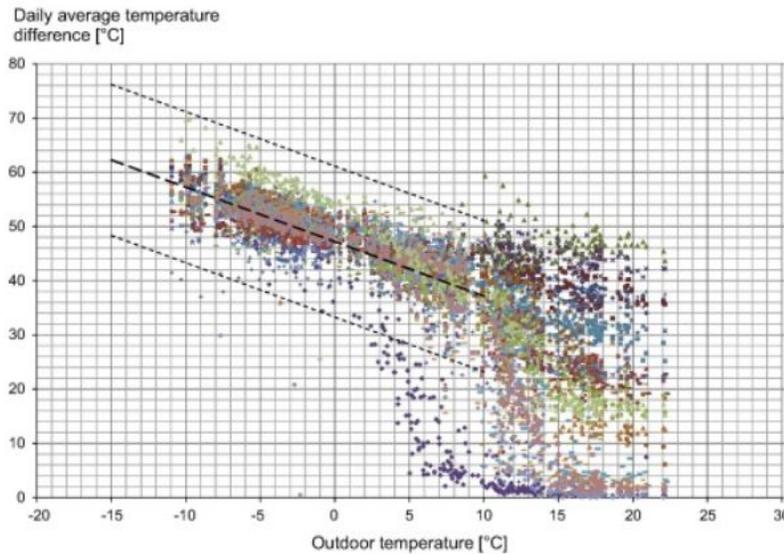


FIGURE 1.22 – Méthode de la signature thermique [46]

Comme précédemment, cet indicateur nécessite la mise en place d'une référence qui peut être déterminée par la simulation d'un réseau réel. En outre, cette méthode ne fonctionne pas pour des températures extérieures élevée dans le cas la figure 1.22, car à partir du seuil de 10°C , la consommation énergétique des RDC provient majoritairement de l'ECS qui est très peu thermosensible. Ainsi, cette méthode ne peut être utilisée que sur des SST fournissant de la chaleur pour le chauffage.

D'autres indicateurs ont été proposés dans la littérature ayant pour base commune la standardisation des compteurs de chaleur intelligents. Ces compteurs permettent de remonter des mesures à un pas de temps infra-horaire (contrairement aux indicateurs précédents basés sur des mesures aux pas de temps horaire et/ou journalier) et donnent donc des informations très utiles sur les comportements d'une SST. Néanmoins, les mesures ne sont pas toujours fiables. Xue et al [47] proposent une méthode de traitement de ces données et des indicateurs

pour détecter les erreurs de mesures. Ainsi, si la chute de pression aux bornes de l'échangeur de chaleur et le débit côté secondaire ne sont pas corrélés alors un dysfonctionnement des éléments de mesure peut être diagnostiqué.

Une autre méthode de détection de sous-stations potentiellement défectueuses via l'analyse des profils de puissance des SST est proposée par [48]. Cette méthode repose sur le regroupement des différentes SST d'un réseau en fonction de la similarité de leur profil de puissance. Ensuite, un profil moyen est déterminé pour chaque groupe. Une sous-station défectueuse sera détectée lorsque son profil de puissance est anormal vis-à-vis du comportement moyen de son groupe. Cette méthode nécessite donc un grand nombre de SST et un œil expert afin de repérer le comportement anormal.

En outre, des méthodes similaires, mais plus poussées, ont été créées pour détecter les SST au comportement anormal. Sur le même principe de regroupement des SST au comportement similaire, Farouq et al [49] proposent d'étudier la température de retour au primaire de chaque SST. L'analyse se base sur la valeur absolue de la température de retour et sur l'écart type entre les températures de retour moyenne journalière et mensuelle de la SST. Une température de retour supérieure à 50 °C indique un problème de fonctionnement (ce seuil est historiquement utilisé par les opérateurs de réseau suédois). Ensuite, la valeur de l'écart type est analysée en fonction de celui des autres sous-stations du même groupe. Par cette méthode 6 comportements anormaux sont détectables :

- Une température de retour quasiment constante
- Une augmentation temporaire de la température de retour
- Une baisse temporaire de la température de retour
- Une augmentation permanente de la température de retour
- Une baisse permanente de la température de retour

Il est donc possible via cette méthode de localiser les SST qui doivent être étudiées plus en profondeur. Néanmoins, ces comportements anormaux ne peuvent pas être attribués à un problème particulier. De plus, le comportement de ces SST n'est pas nécessairement symptomatique d'un dysfonctionnement.

Les indicateurs précédents permettent d'identifier les SST problématiques, mais ils ne permettent pas de déterminer la cause du problème, seules les conséquences sont détectées (par exemple diminution de la chute de température au primaire). D'autres indicateurs doivent être créés pour identifier le comportement défaillant au sein d'une SST.

Cependant, excepté pour l'encrassement d'un échangeur de chaleur aucun indicateur spécifique à un type de dysfonctionnement n'est disponible dans la littérature. L'indicateur développé dans [50] consiste à identifier par régression linéaire le coefficient de transfert ther-

mique de l'échangeur UA en fonction de la puissance échangée. Cette évolution étant linéaire, lorsqu'un encrassement apparaît, le coefficient directeur de la corrélation est modifiée (voir figure 1.23).

$$P = UA DTLM \quad (1.16)$$

Ainsi, différents seuils sur la variation du coefficient directeur entre un état propre et un état encrassé sont utilisés :

- Pour une variation inférieure à 15% l'échangeur est considéré comme propre
- Pour une variation comprise entre 15% et 25% l'échangeur est considéré comme étant partiellement encrassé
- Pour une variation supérieure à 25% l'échangeur est considéré comme étant grandement encrassé

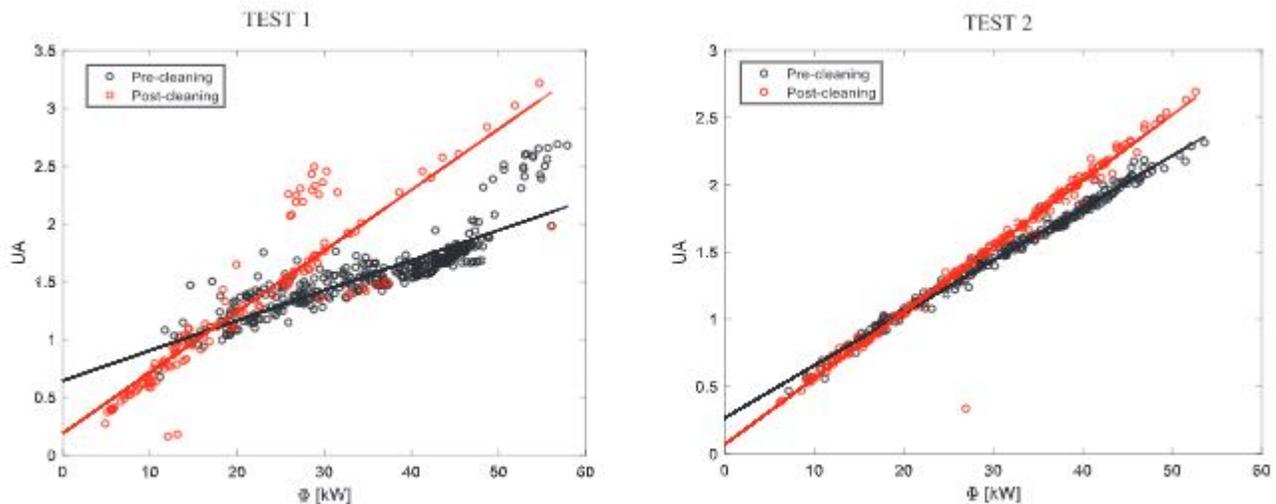


FIGURE 1.23 – Détection d'un encrassement [50]

Néanmoins, la définition de ces seuils n'est pas justifiée dans l'article. De plus, cet indicateur nécessite un grand nombre de données afin que la corrélation linéaire de l'évolution du UA en fonction de la puissance soit précise. De ce fait, cet indicateur ne permet pas de détecter au jour le jour l'apparition d'un encrassement. De plus, cette méthode s'appuie sur l'hypothèse que la $DTLM$ est constant ce qui n'est pas forcément le cas dans la réalité.

Ainsi, le développement de nouveaux indicateurs de performance pourrait être utile, et le raffinement des anciens indicateurs apparaît nécessaire pour rendre plus robustes et aussi remonter aux sources des dysfonctionnements. En outre, au vu de la littérature, les performances des RDC dépendent souvent de dysfonctionnements au niveau du secondaire. Ainsi, afin de développer des indicateurs de performance robuste, il s'avère nécessaire de prendre en

considération les interactions entre les réseaux secondaire et primaire et d'étudier les impacts de dysfonctionnements du réseau secondaire sur le réseau primaire.

1.4 Problématique et objectifs

Afin d'atteindre les objectifs gouvernementaux, il est nécessaire de continuer de développer les réseaux et d'en améliorer les performances. Comme nous l'avons relevé dans ce chapitre, de nombreuses préconisations et études ont été menées afin d'améliorer les performances énergétiques des RDC. Cependant, celles-ci n'ont de sens que si le réseau fonctionne sans accroc c'est-à-dire sans dysfonctionnements importants. Or des études menées en Suède ont montré que la majorité des SST comportait des dysfonctionnements. De surcroît, il existe peu d'outils adaptés à l'évaluation des performances en l'exploitation qui permettent de détecter les défaillances et leurs sources. Du fait de la difficulté de la détection, les dysfonctionnements ne sont traités que lorsque ceux-ci impactent le confort des occupants via des solutions correctives traitant les symptômes plutôt que la source des défaillances. Il est donc nécessaire de développer des indicateurs de performance pour aider les exploitants à corriger les principaux défauts pouvant apparaître sur un réseau de chaleur.

Le premier objectif de la thèse est donc d'améliorer les indicateurs de performance existants et d'en créer de nouveaux afin de détecter les principaux dysfonctionnements. Ces indicateurs devront être robustes et facilement utilisables in-situ. Pour réaliser ce premier objectif, la méthodologie suivante est employée :

- Création d'un banc d'essai numérique via la modélisation d'un réseau de chaleur générique comprenant les systèmes de production, le réseau de distribution, les sous-stations et les réseaux secondaires.
- Étude de l'impact de différents dysfonctionnements courants sur le RDC modélisé
- Test de la robustesse des indicateurs de performance décrits dans la littérature sur le banc d'essai numérique
- Création de nouveaux indicateurs spécifiques aux dysfonctionnements testés et amélioration des indicateurs existants
- Validation des indicateurs via des données issues d'un réseaux francilien

Le second objectif de la thèse est de proposer des solutions d'optimisation en exploitation des réseaux dont les principaux défauts ont été corrigés au préalable. L'étude se concentre sur la création de lois d'eau de départ optimisées afin de réduire le débit et la température de retour du réseau et s'appuiera sur un cas réel. L'optimisation du réseau se fera de la manière suivante :

- Analyse des performances du réseau étudié
- Amélioration des performances et corrections des principaux défauts
- Création d'un jumeau numérique du réseau étudié
- Création d'un algorithme d'optimisation
- Test numérique de l'algorithme d'optimisation
- Validation in-situ

CHAPITRE 2

Modélisation d'un réseau de chaleur

Table des matières

2.1	Choix des outils de modélisation et objectifs	48
2.2	Modélisation d'un réseau de chaleur	49
2.2.1	Modélisation du site production	49
2.2.2	Modélisation du réseau de distribution	54
2.2.3	Modélisation des sous-stations	55
2.2.4	Modélisation du réseau secondaire	60
2.2.5	Modèle de bâtiment	66
2.3	Modélisation d'un réseau générique : pour l'étude des dys- fonctionnements	68
2.3.1	Modèle global	68
2.3.2	Sous-station et secondaire	70
2.3.3	Site de production et réseau primaire	72
2.3.4	Tests de bon fonctionnement du modèle de réseau	73
2.4	Présentation du réseau étudié	76
2.5	Conclusion	77

2.1 Choix des outils de modélisation et objectifs

Afin de répondre aux objectifs de la thèse, deux modèles de réseau de chaleur ont été créés. Le premier modèle est une modélisation d'un réseau générique afin d'étudier les dysfonctionnements, il doit inclure le fonctionnement du secondaire. Le deuxième modèle est une représentation numérique du fonctionnement de notre réseau partenaire afin d'étudier des pistes d'optimisation. Le deuxième modèle, discuté dans le chapitre 4, reprend les mêmes sous-modèles présentés dans ce chapitre excepté le fonctionnement du côté secondaire.

Les études sur la modélisation des réseaux de chaleur sont très présentes dans la littérature [51, 52]. Les études se concentrent sur la modélisation du réseau primaire et en particulier les modèles de tuyau afin de représenter le plus fidèlement possible le comportement thermohydraulique dans les RDC. La principale méthode est la méthode des volumes finis. Ces modèles ont été validés par van der Heije et al [53] sur Dymola/modelica. La deuxième méthode utilisée est la méthode des nœuds développée par [54]. Cette méthode est plus rapide que la méthode précédente comme le montre l'étude faite via Matlab par Gabrieli et al [55]. La dernière méthode utilisée est la méthode "plug flow". Elle a été comparée avec la méthode des volumes finis par van der Heije et al [53] sur le logiciel Dymola/Modelica. Les résultats montrent que le modèle "plug flow" est plus rapide que la méthode des volumes finis et représente mieux les dynamiques rapides. Néanmoins, ces études ne modélisent pas les réseaux dans leur globalité. La modélisation des SST a été étudiée par Johansson et al [4] sur Matlab. Leur étude consiste à modéliser plusieurs SST et leurs régulations avec des schémas hydrauliques différents afin de comparer leurs performances. Brand et al [56] ont aussi modélisé sur Matlab des SST afin de valider l'utilisation des RDC basse température pour fournir de l'ECS sans risque sanitaire. Contrairement aux articles cités précédemment, des études modélisant une plus grande partie du réseau ont été effectuées. Kauko et al [57] modélisent à l'aide de Dymola/Modelica un réseau comprenant le site de production, le réseau de distribution et les SST afin d'étudier l'impact des RDC basse température. Schweiger & al [58] modélisent également les mêmes parties du RDC afin de simuler et optimiser un réseau de 4ème génération. Cependant, les SST sont modélisées de façon simple en omettant le réseau secondaire afin d'améliorer la rapidité du modèle. Heymann & al [59] utilisent TRNSYS afin de modéliser un RDC pour étudier l'intégration d'une production solaire thermique dans les RDC. Cependant, ils modélisent uniquement le site de production et le réseau de distribution.

En outre, des réseaux maillés ont aussi été modélisés [60, 61]. Cependant, ces modèles de réseaux ne prennent pas en compte le fonctionnement du réseau secondaire. En effet, le côté secondaire est uniquement modélisé par un profil de demande au niveau de la SST.

Néanmoins, des études existent sur le secondaire [62, 34] mais celles-ci ne portent que sur l'optimisation du couple température/débit au secondaire afin de réduire la température de retour au primaire. Ainsi, à notre connaissance, aucun modèle de RDC ne prend en compte le réseau dans sa globalité en incluant le fonctionnement du réseau secondaire. Cependant, comme expliqué précédemment, il est nécessaire d'inclure le secondaire dans le modèle afin d'étudier correctement les dysfonctionnements.

Au vu de l'état de l'art, trois logiciels de simulation se détachent Modelica/Dymola, Matlab/Simulink et TRNSYS. Notre choix s'est porté sur Modelica/Dymola car Soons et al [63] ont comparé les trois principaux logiciels de simulation et Modelica/Dymola est celui qui a la meilleure efficacité en termes de modularité, modélisation multi-physique, régulation et flexibilité.

Modelica est un langage de modélisation acausal orienté objet [64, 65]. Une modélisation acausale signifie que le sens d'une équation n'a pas d'importance, c'est-à-dire que si on connaît les variables b et c et que l'inconnue est les variables a alors écrire l'équation comme $a = b + c$ ou $b = a - c$ ne gêne pas la résolution du problème. La modélisation acausale permet d'écrire les équations physiques sans se poser la question de leur résolution, facilitant ainsi la programmation. De plus, ce langage permet de décrire des modèles à l'aide d'équations différentielles, algébriques et discrètes, mais ne permet pas de décrire des modèles via des équations aux dérivées partielles. Le logiciel utilisé est Dymola c'est-à-dire DYnamic MOdeling LAboratory qui utilise le langage Modelica pour la modélisation et la simulation de systèmes complexes. Ce logiciel permet de modéliser des systèmes multi-physiques grâce à des modèles appliqués à plusieurs champs physiques compatibles entre eux [66]. Le modèle de RDC est composé de nombreux modèles issus de la bibliothèque Buildings [65] développée par le Lawrence Berkley National Laboratory.

2.2 Modélisation d'un réseau de chaleur

Les modèles présentés dans la suite sont composés de plusieurs sous-modèles comprenant : le site de production, le réseau de distribution primaire, les SST, les réseaux secondaires et les bâtiments.

2.2.1 Modélisation du site production

Les moyens de production de la chaleur sont très divers et un seul réseau peut être alimenté par plusieurs sources de chaleur différentes. Néanmoins, les réseaux alimentés par deux sources d'énergie sont les plus répandus (voir chapitre 1) avec une source EnR&R utilisée en continu et une source non-renouvelable en appoint (généralement du gaz). En Ile-de-France 38,5% des

RDC utilisent une source géothermique [1]. La proportion de chaleur délivrée par des RDC géothermie/gaz est de 14% de la chaleur délivrée totale (22% si le réseau parisien de la CPCU qui représente la moitié de la chaleur fournie n'est pas pris en compte) soit 1680 *GWh/an* [1]. Ainsi, les RDC de 3ème génération avec une production géothermie/gaz sont très répandus. De plus, la performance des RDC géothermie/gaz es très dépendante du bon fonctionnement des SST. De ce fait, il a été choisi de modéliser un site de production géothermie/gaz. Le modèle du site de production comprend :

- La production de chaleur via une source de chaleur géothermique
- La production de chaleur via une chaudière gaz montée en série avec la source géothermique
- Une pompe hydraulique pour mettre en mouvement le fluide dans le réseau primaire
- Un système de régulation composé d'une loi de pression pour la pompe et d'un capteur de température, correcteur PID et d'une loi d'eau

Un schéma du site de production est présenté sur la figure 2.1. Le retour provenant des clients est mis en circulation via la pompe hydraulique. La hauteur manométrique (HMT) de la pompe est régulée via une loi de pression sur la température extérieure. Ensuite, le retour est réchauffé via l'échangeur de l'installation géothermique puis si la température de consigne n'est pas atteinte la chaudière gaz s'allume pour rehausser la température de départ.

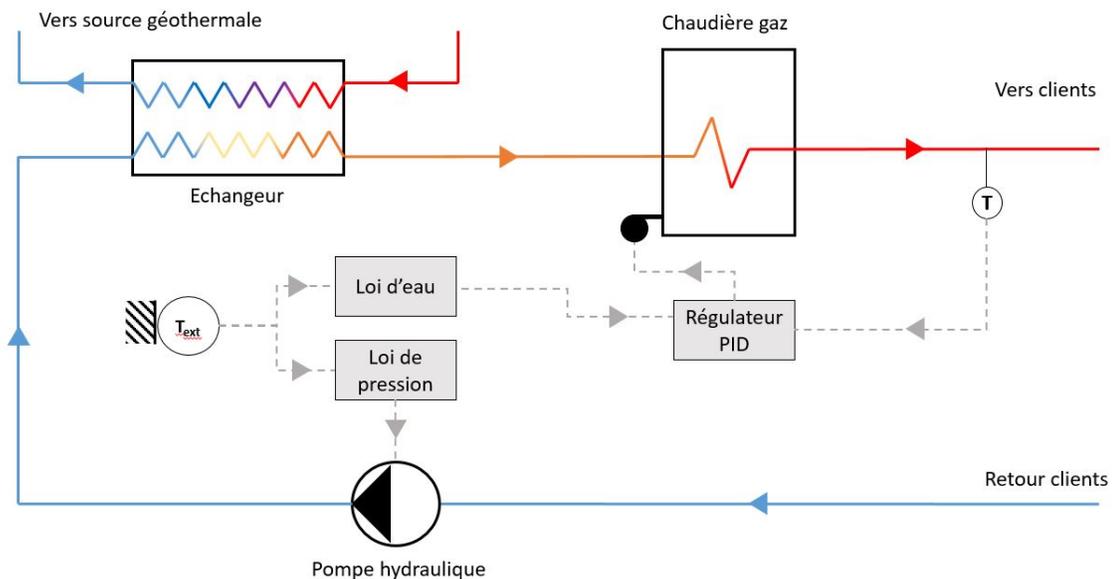


FIGURE 2.1 – Schéma du site de production modélisé

Le fonctionnement détaillé de chaque composant est décrit dans les parties suivantes.

2.2.1.1 Échangeur géothermie

Le type de réseau modélisé utilise généralement la géothermie profonde. Ainsi, l'eau chaude provenant de la géothermie est à la température de 70°C , valeur typique du Dogger en Ile-de-France à une profondeur de 1500 m [67], avec un débit fixe. L'échangeur de la géothermie est modélisé par un échangeur à efficacité constante monté à contre-courant : un modèle à efficacité variable apporte peu de changement aux simulations tout en ralentissant le calcul. Du fait des niveaux de température assez faible de la source géothermal, on cherche un pincement le plus faible possible. En conséquence, l'efficacité de l'échangeur géothermique est très élevée, fixée pour la simulation du réseau générique à $0,9$. Le modèle d'échangeur *ConstantEffectiveness* de la bibliothèque Buildings est utilisé. Un schéma du modèle est présenté sur la figure 2.2.

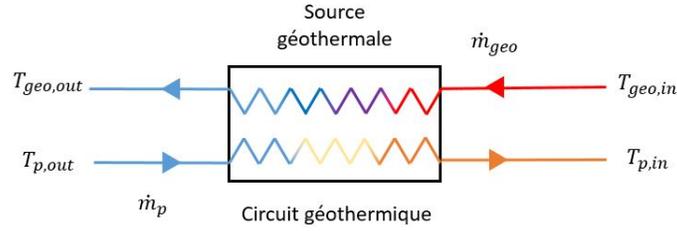


FIGURE 2.2 – Schéma de l'échangeur géothermie

Le modèle a besoin en entrée des débits côté primaire (\dot{m}_p) et géothermal (\dot{m}_{geo}) et des températures d'entrée des deux côtés de l'échangeur ($T_{p,out}$ et $T_{geo,in}$). En fonction de ses entrées et de l'efficacité de l'échangeur E (paramètre du modèle), le modèle calcule les températures de sortie $T_{geo,out}$ et $T_{p,in}$ et la puissance échangée P . Les équations régissant le modèle sont les suivantes :

$$\dot{C}_{min} = \min(\dot{m}_p c_p ; \dot{m}_{geo} c_p) \quad (2.1)$$

$$E = \frac{\dot{m}_p c_p (T_{p,in} - T_{p,out})}{\dot{C}_{min} (T_{p,in} - T_{geo,out})} \quad (2.2)$$

$$E = \frac{\dot{m}_{geo} c_p (T_{geo,in} - T_{geo,out})}{\dot{C}_{min} (T_{p,in} - T_{geo,out})} \quad (2.3)$$

$$P = \dot{m}_p c_p (T_{p,in} - T_{p,out}) \quad (2.4)$$

avec c_p la capacité calorifique de l'eau. En outre, les pertes de charges dans l'échangeur sont négligées. Le c_p est identique côté primaire et géothermie.

2.2.1.2 Chaudière gaz

La source d'appoint la plus utilisée en Ile-de-France demeure le gaz naturel [1]. Le modèle de chaudière gaz *BoilerPolynomial* de la bibliothèque Buildings est utilisé. Afin de ne pas trop ralentir le temps de calcul, un modèle de chaudière à rendement constant est utilisé. Les données d'entrée du modèle sont la température d'entrée $T_{p,in}$, le débit \dot{m}_p du fluide caloporteur et le ratio de charge partielle y (calculé via la régulation PID). Ainsi, en fonction de ces données d'entrée, de la puissance nominale P_{nom} et du rendement de la chaudière $\eta = 0,9$ (paramètres du modèle) la température de sortie du fluide caloporteur $T'_{p,out}$ est calculée via les équations suivantes :

$$P_{eau} = y P_{nominal} \quad (2.5)$$

$$P_{gaz} = \frac{P_{eau}}{\eta} \quad (2.6)$$

$$T'_{p,out} = T_{p,in} + \frac{P_{eau}}{c_p \dot{m}_p} \quad (2.7)$$

Avec P_{gaz} la puissance issue de la combustion du gaz, P_{eau} la puissance thermique transmise au fluide.

2.2.1.3 Pompe

Pour le côté primaire, la pompe fournit le débit en fonction des pertes de charge totales du réseau et des caractéristiques de la pompe. Du fait de l'évolution des besoins des clients en fonction de la température extérieure, le débit côté primaire est dynamique. De ce fait, une pompe à vitesse variable est utilisée (voir figure 2.3). Afin de simplifier le modèle, la pompe modélisée avec un rendement constant de $\eta = 0,9$.

Le comportement physique de la pompe est modélisé par :

$$\Delta p = A_i \dot{m}_p^2 + B_i \dot{m}_p + C_i \quad \text{avec } i \in \mathbb{N} \text{ les différentes vitesses de pompe} \quad (2.8)$$

$$P_{pompe,elec} = \frac{\Delta p \dot{m}_p}{\eta \rho} \quad (2.9)$$

Ainsi, en fonction des caractéristiques de la pompe A_i, B_i, C_i et de la perte de charge totale dans le réseau Δp , la pompe débite le débit répondant aux équations précédentes. L'augmentation de la température du fluide due à la pompe n'est pas pris en compte.

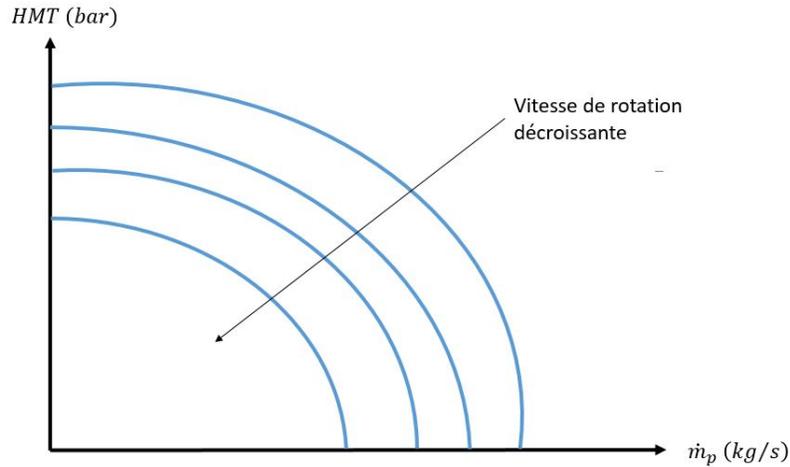


FIGURE 2.3 – Caractéristiques d'une pompe à vitesse variable

2.2.1.4 Régulation

Pour un meilleur fonctionnement du réseau, la température de départ du réseau est régulée. Lorsque la température de départ fournie par l'échangeur de la géothermie est trop basse, le brûleur gaz est mis en marche afin d'atteindre la consigne. La température de consigne est établie via une loi d'eau. Celle-ci évolue linéairement avec la température extérieure :

$$T_{p,cons} = A T_{ext} + B \quad (2.10)$$

En plus de la température de consigne, la HMT de la pompe est aussi régulée. la HMT est proportionnelle à la température extérieure :

$$HMT_{pompe} = A T_{ext} + B \quad \text{avec} \quad A < 0 \quad (2.11)$$

Cela revient in fine à réguler la vitesse de rotation de la pompe et donc la courbe de pompe. La figure 2.4 montre l'effet de la régulation pour une courbe de réseau donnée.

Le point de fonctionnement du RDC est l'intersection de la courbe de la pompe et la courbe du réseau. Lorsque la température extérieure baisse, la HMT de la pompe augmente et donc la courbe de pompe est modifiée (on passe de la courbe bleue en trait plein à la courbe en pointillés sur la figure 2.4). Ainsi, le point de fonctionnement du réseau est changé, ce qui a pour effet d'augmenter le débit primaire dans le réseau. Dans un souci de clarté, la courbe du réseau est restée inchangée dans l'exemple lorsque la température extérieure baisse. Dans les faits, la courbe du réseau est aussi modifiée à cause de la régulation des vannes des SST (voir partie 2.3.1.2). L'avantage de ce type de régulation est de réaliser des économies d'énergie sur la pompe et de donner un degré de liberté supplémentaire pour l'exploitation.

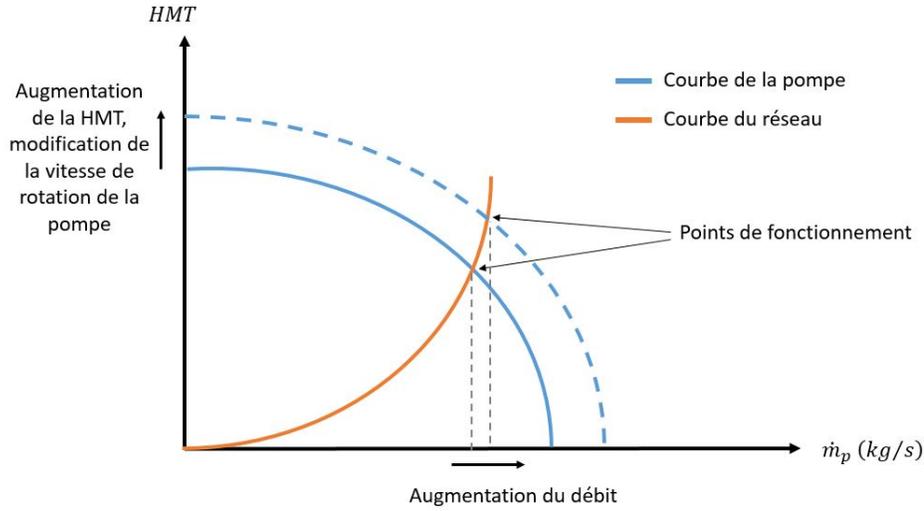


FIGURE 2.4 – Exemple de l'effet de la régulation en pression de la pompe

En effet, lorsqu'un client est mal desservi par le réseau (problème d'équilibrage par exemple) l'exploitant a la possibilité de modifier la loi de pression afin d'amener plus de débit au client défavorisé.

2.2.2 Modélisation du réseau de distribution

Les canalisations du réseau primaire sont modélisées à l'aide de la méthode des volumes finis car elle correspond à nos besoins et elle a été largement validée sous Modelica [53, 57, 68, 69]. Le réseau primaire est modélisé par des conduites circulaires isolées à l'aide de mousse de polyuréthane de conductivité thermique $\lambda_{iso} = 0.025 W/(m.K)$. Ainsi, on suppose que les canalisations sont enterrées dans le sol et que la température du sol (T_{sol}) reste constante à 10 °C durant le temps de simulation. Dans les canalisations, les pertes thermiques dépendent normalement de la convection entre l'eau et le tuyau et de la conduction à travers le tuyau et l'isolant. Cependant, la conduction est prépondérante par rapport à la convection [70]. De ce fait, le modèle de tuyau *Pipe* de la bibliothèque Buildings est utilisé. Le tuyau est discrétisé en N volume. Pour chaque élément, les pertes thermiques Q_{pertes} se calculent suivant la formule suivante :

$$Q_{pertes} = \frac{2 \pi \lambda_{iso}}{\ln \frac{2e_{iso}+D}{D}} (T_{eau} - T_{sol}) S \quad (2.12)$$

Avec D le diamètre de la canalisation e_{iso} l'épaisseur d'isolant et T_{eau} la température du fluide dans la canalisation. Les pertes de charge Δp_{tuyau} sont déterminées via l'équation

suivante :

$$\sqrt{\Delta p_{tuyau}} = k \dot{m}_p \quad (2.13)$$

Dans l'équation 2.13, k est une constante qui représente les caractéristiques du tuyau, elle est calculée à l'aide des conditions nominales (paramètre du modèle) :

$$k = \frac{\sqrt{\Delta p_{nom}}}{\dot{m}_{p,nom}} \quad (2.14)$$

La différence de pression nominale est calculée à l'aide de la corrélation de Swamee-Jain [71] :

$$\Lambda = \begin{cases} 64 Re & \text{si } Re \leq 2300 \\ 0,25 \left(\frac{Re}{\log\left(\frac{\epsilon}{3,7D} + \frac{5,74}{Re^{0,9}}\right)} \right)^2 & \text{si } Re > 2300 \end{cases} \quad (2.15)$$

$$\Delta p_{nom} = \Lambda \frac{L}{D} \frac{\rho v^2}{2} \quad (2.16)$$

Avec Re le nombre de Reynolds, ϵ la rugosité du tuyau, L la longueur du tuyau, Λ le coefficient de pertes de charge linéique, ρ la masse volumique du fluide et v la vitesse du fluide. Dans la réalité les tuyaux aller et retour sont contenus dans le même caisson hermétique. De ce fait, les deux tuyaux interagissent entre eux. Dans le modèle, le choix a été fait de négliger cette interaction car le réseau primaire n'est pas le point clé du modèle. En effet, le modèle sera utilisé pour étudier les dysfonctionnements au niveau des SST : il n'est donc pas nécessaire de modéliser finement le comportement physique des canalisations.

2.2.3 Modélisation des sous-stations

Une sous-station est composée des éléments suivants (voir figure 2.5) :

- Un échangeur de chaleur à plaques
- Un système de régulation composé d'une vanne de contrôle, d'une loi d'eau, d'un régulateur type PID et de capteurs de température (extérieure et départ secondaire)
- Un système d'équilibrage hydraulique composé de deux capteurs de pression et d'une vanne à pression différentielle

Le fonctionnement de tous ces éléments est décrit dans les parties suivantes.

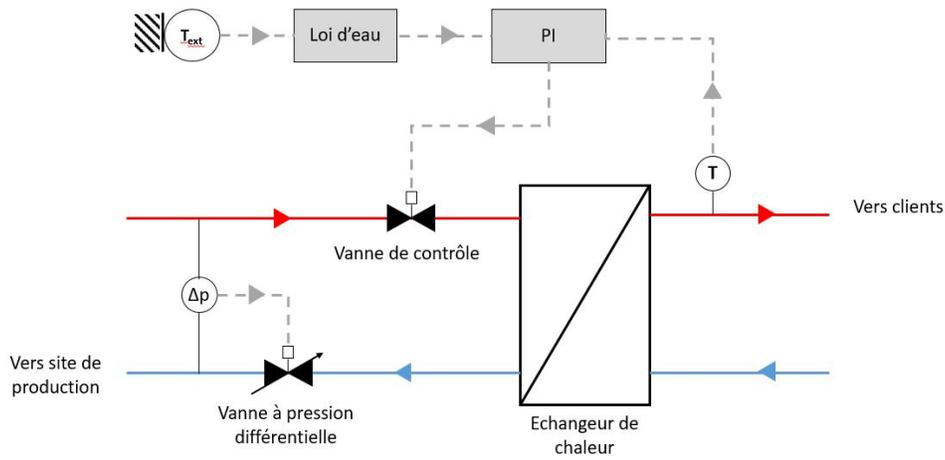


FIGURE 2.5 – Schéma hydraulique d'une SST

2.2.3.1 Échangeur de chaleur

Contrairement à l'échangeur de chaleur géothermie, les échangeurs des SST sont modélisés par des échangeurs à efficacité variable. Cela nous permettra de représenter le plus fidèlement possible leur comportement physique, indispensable pour étudier les dysfonctionnements. Le modèle utilisé est celui de la bibliothèque *buildings DryEffectivenessNTU* [72]. La figure 2.6 montre la nomenclature utilisée.

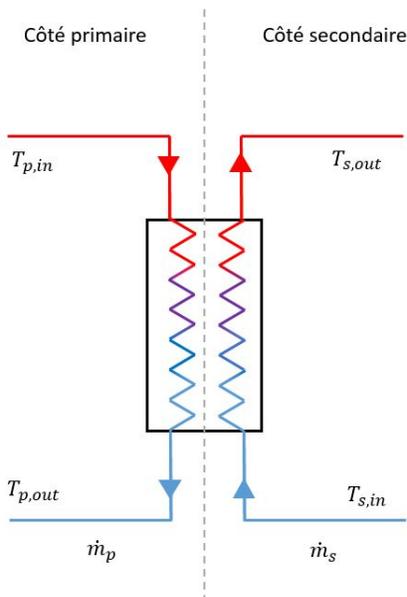


FIGURE 2.6 – Nomenclature utilisée pour les SST

Les données d'entrée du modèle sont :

- Températures d'entrée au primaire $T_{p,in}$ et secondaire $T_{s,in}$
- Débits primaire \dot{m}_p et secondaire \dot{m}_s

Le modèle a aussi besoin comme paramètres des températures, débits et efficacité nominaux. Pour calculer les températures de sortie au primaire et au secondaire, le modèle utilise la méthode $NUT - \epsilon$. La première étape de calcul consiste à calculer les coefficients de transfert convectif ($h_{p,nom}$ et $h_{s,nom}$) nominaux de chaque côté. Les échangeurs de chaleur utilisés pour les SST sont des échangeurs à plaques montés à contre-courant. Au point nominal, les débits et donc les coefficients de transfert convectifs sont égaux :

$$NUT_{nom} = \frac{E_{nom}}{1 - E_{nom}} \quad \text{car} \quad Z_{nom} = \frac{\min(\dot{m}_{p,nom}; \dot{m}_{s,nom})}{\max(\dot{m}_{p,nom}; \dot{m}_{s,nom})} = 1 \quad (2.17)$$

$$UA_{nom} = c_p \dot{m}_{p,nom} NUT_{nom} \quad (2.18)$$

$$(hA)_{p,nom} = (hA)_{s,nom} = 2 (UA)_{nom} \quad (2.19)$$

Grâce aux coefficients de transfert convectif nominaux et à la corrélation de Dittus-Boettler [73], les coefficients de transfert convectifs en fonctionnement (h_1 et h_2) peuvent être calculés.

$$Nu = 0,023 Re^{0,8} Pr^{0,4} \quad (2.20)$$

$$\frac{h D_h}{\lambda} = 0,023 \left(\frac{\dot{m} D_h}{S_e \mu} \right)^{0,8} \left(\frac{\mu c_p}{\lambda} \right)^{0,4} \quad (2.21)$$

Avec λ la conductivité thermique du fluide, D_h le diamètre hydraulique, S_e la section de passage du fluide et μ la viscosité dynamique du fluide. En supposant que les propriétés thermodynamiques de l'eau varient peu en conditions de fonctionnement normal d'un RDC, on peut regrouper les termes constants dans le temps (paramètres géométriques et caractéristiques du fluide), donc on obtient :

$$h = C \dot{m}^{0,8} \quad \text{avec} \quad C = \text{constante} = \frac{h_{nom}}{(\dot{m}_{nom})^{0,8}} \quad (2.22)$$

Ainsi, il est possible de calculer les coefficients de transfert convectifs en fonctionnement puis les températures de sortie $T_{p,out}$ et $T_{s,out}$:

$$h_i = h_{i,nom} \left(\frac{\dot{m}_i}{\dot{m}_{i,nom}} \right)^{0,8} \quad (2.23)$$

$$UA = \left(\frac{1}{h_1 A} + \frac{1}{h_2 A} \right)^{-1} \quad (2.24)$$

$$NUT = \frac{UA}{\min(C_p \dot{m}_p ; C_p \dot{m}_s)} \quad (2.25)$$

$$E = \frac{1 - \exp(-NUT (1 - R))}{1 - R \exp(-NUT (1 - R))} \quad (2.26)$$

$$T_{p,out} = T_{p,in} - \frac{E \min(C_p \dot{m}_p ; C_p \dot{m}_s)}{C_p \dot{m}_p} (T_{p,in} - T_{s,in}) \quad (2.27)$$

$$T_{s,out} = T_{s,in} + \frac{E \min(C_p \dot{m}_p ; C_p \dot{m}_s)}{C_p \dot{m}_s} (T_{p,in} - T_{s,in}) \quad (2.28)$$

2.2.3.2 Régulation au primaire

Vanne

Afin d'assurer une régulation correcte, il est nécessaire de bien choisir la vanne placée sur l'entrée côté primaire (voir 2.5). En effet, il existe trois principaux types de vannes (voir figure 2.7) :

- les vannes à caractéristique linéaire
- les vannes à caractéristique exponentielle
- les vannes tout ou rien (TOR) ou quick-opening

Dans le cas présent, à cause de la non-linéarité entre la puissance échangée et le débit au primaire dans un échangeur de chaleur, une non-linéarité doit être introduite dans la boucle de régulation. Pour arriver à cela, deux méthodes sont possibles, soit utiliser un régulateur proportionnel (P) et une vanne à caractéristique exponentielle, soit utiliser un régulateur proportionnel intégral (PI) ou proportionnel intégral dérivé (PID) et une vanne à caractéristique linéaire. Selon A. Benonysson & H.Boysen [74], il est préférable d'utiliser la seconde option car elle est moins coûteuse. La fermeture d'une vanne induit une augmentation de la perte de charge créée par la vanne, ce qui réduit le débit la traversant. Une vanne à caractéristique linéaire se caractérise par son coefficient K_v qui représente le débit d'eau traversant la vanne ouverte à 100% soumis à une pression différentielle de 1 bar.

$$\dot{m}_p = Y_{ouverture} K_v \sqrt{\Delta p_v} \quad \text{avec} \quad K_v = (\dot{m}_p)_{Y_{ouverture}=100\%, \Delta p_v=1 \text{ bar}} \quad (2.29)$$

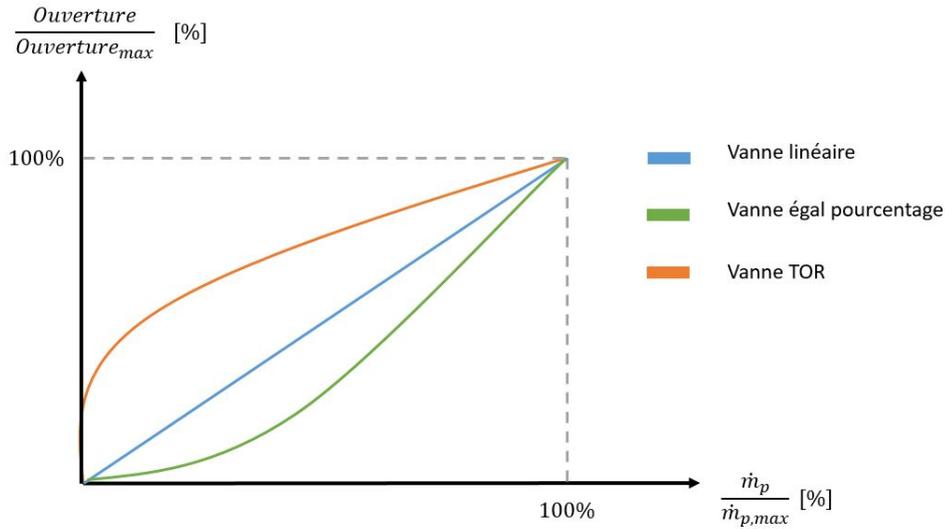


FIGURE 2.7 – Exemple des caractéristiques des différents types de vannes

Loi d'eau

De la même manière que pour le site de production, la température de départ au secondaire est contrôlée via une loi d'eau. Celle-ci dépend du type d'émetteur dans les locaux chauffés. Par exemple pour des radiateurs en régime 80/60, la température de consigne à -7°C est de 80°C . La température de non-chauffage est estimée pour $T_{ext} = 20^\circ\text{C}$, donc la température de consigne est de 20°C . Ainsi, grâce à ces deux données, la loi d'eau peut être calculée.

$$T_{s,out,cons} = \begin{cases} 80^\circ\text{C} & \text{si } T_{ext} \leq -7^\circ\text{C} \\ A_s T_{ext} + B_s & \text{si } T_{ext} > -7^\circ\text{C} \end{cases} \quad (2.30)$$

2.2.3.3 Équilibrage hydraulique côté primaire

L'équilibrage est un aspect primordial de tout réseau hydraulique. Sans celui-ci, un débit d'eau trop faible ou trop important est fourni aux échangeurs de chaleur et/ou émetteurs. Par conséquent le confort thermique n'est pas forcément assuré. Un réseau est correctement équilibré lorsque les débits traversant chaque branche du réseau sont égaux aux débits souhaités [75]. L'équilibrage hydraulique peut être réalisé grâce à des méthodes statiques ou des méthodes dynamiques [76]. Les RDC étant des réseaux de grande taille avec de nombreux éléments, la méthode d'équilibrage statique via des vannes d'équilibrage statiques est longue et fastidieuse. En effet, toute modification (modification du nombre de SST, modifications de la régulation, ...) du réseau entraîne un déséquilibre hydraulique et toute l'opération

d'équilibrage est à refaire. Dans le cas des réseaux de chaleur (débit primaire variable), il est donc préconisé d'utiliser des méthodes d'équilibrage dynamique via des vannes à pression différentielle. Celles-ci permettent de rendre les circuits hydrauliquement indépendants, ainsi aucune autre branche du circuit n'est perturbée par les autres branches ce qui facilite les opérations. D'un point de vue technologique, une vanne à pression différentielle est composée d'une vanne, d'un régulateur proportionnel et de deux capteurs de pression. Le but de l'organe d'équilibrage est d'assurer une différence de pression constante entre l'amont et l'aval du circuit hydraulique [77]. Du point de vue de la simulation, l'équilibrage est assuré par la mise en place d'une pression constante en amont de la pompe de distribution du réseau primaire.

2.2.4 Modélisation du réseau secondaire

Un réseau de chaleur fournit de la chaleur pour deux types d'usage : le chauffage et l'ECS. Cette partie décrit les modèles utilisés pour répondre à ces deux besoins.

2.2.4.1 Modélisation de la partie chauffage

Afin de garantir la température intérieure souhaitée à l'aide de radiateurs, deux variables peuvent être contrôlées, la température aller et le débit au secondaire. Ainsi, il existe trois stratégies de contrôle différentes [35] :

- Débit du secondaire constant et température aller du secondaire variable
- Débit du secondaire variable et température aller du secondaire constante
- Débit et température aller du secondaire variables

En pratique, la stratégie avec la température aller au secondaire constante et le débit secondaire variable n'est pas préconisée car elle oblige à fournir une température aller au primaire élevée ce qui réduit les performances du réseau.

Modèle à débit variable

Dans les réseaux secondaires récents, le débit et la température aller varient. En effet, la température aller de consigne dépend de la température extérieure via une courbe de chauffe. Afin d'atteindre la température souhaitée au secondaire, une vanne est placée sur l'aller du primaire (en amont de l'échangeur) afin de contrôler le débit au primaire. Ainsi, la vanne est contrôlée par un régulateur qui compare la température de consigne et la température réelle du circuit aller du secondaire. De ce fait, une pompe à vitesse constante est suffisante pour délivrer la chaleur demandée. En outre, afin de maintenir un confort suffisant aux occupants,

une vanne thermostatique est montée en amont de l'émetteur afin de réguler le débit de la pompe si nécessaire [35, 78]. Ainsi, l'ouverture de la vanne thermostatique est asservie à l'aide d'un régulateur proportionnel qui compare la température à l'intérieur de la pièce avec une température de consigne (20°C). Le modèle de vanne thermostatique est similaire à celui des vannes de régulation au primaire. Un schéma du réseau secondaire avec un seul émetteur (dans la réalité le réseau secondaire est composé de plusieurs émetteurs montés en parallèle) est donné, figure 2.8.

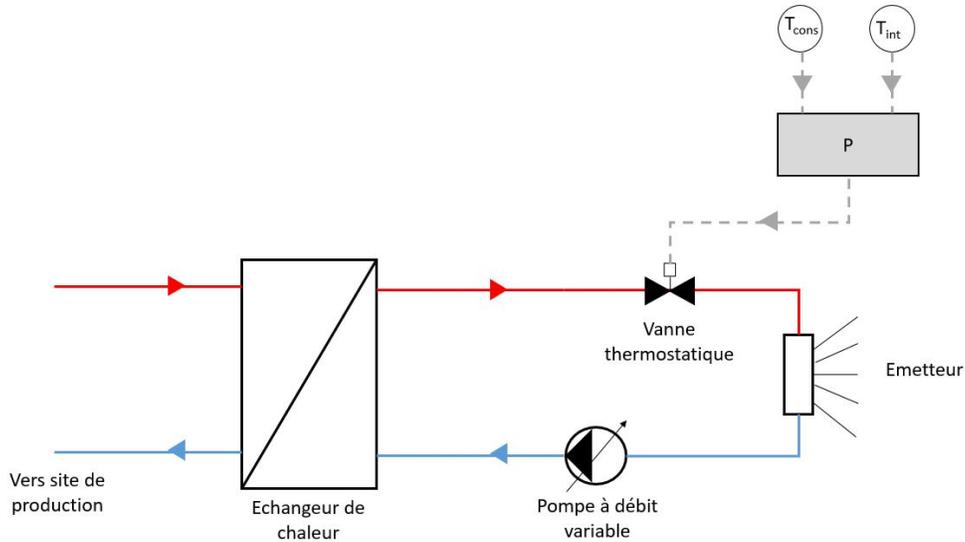


FIGURE 2.8 – Schéma hydraulique du réseau secondaire avec débit variable

Modèle à débit constant

Il est aussi possible de réguler le réseau secondaire en ayant un débit constant au secondaire [78, 2]. Dans ce cas, la température aller du secondaire est contrôlée comme précédemment. Néanmoins dans cette configuration une vanne trois voies est montée en aval du radiateur afin de limiter le débit dans l'émetteur si besoin tout en gardant un débit de l'installation inchangé à l'aide d'un by-pass. Le modèle numérique de la vanne trois voies consiste à la mise en parallèle de deux vannes linéaires avec comme contrainte que la somme de l'ouverture des deux vannes soit égale à 1. Un schéma du réseau est donné, figure 2.9. Ce montage hydraulique est moins performant que le précédent car il y a un mélange en sortie du radiateur qui a pour effet d'augmenter la température de retour du secondaire. Néanmoins, ce montage est toujours présent en particulier dans les bâtiments anciens du fait de la facilité de l'équilibrage hydraulique du réseau secondaire.

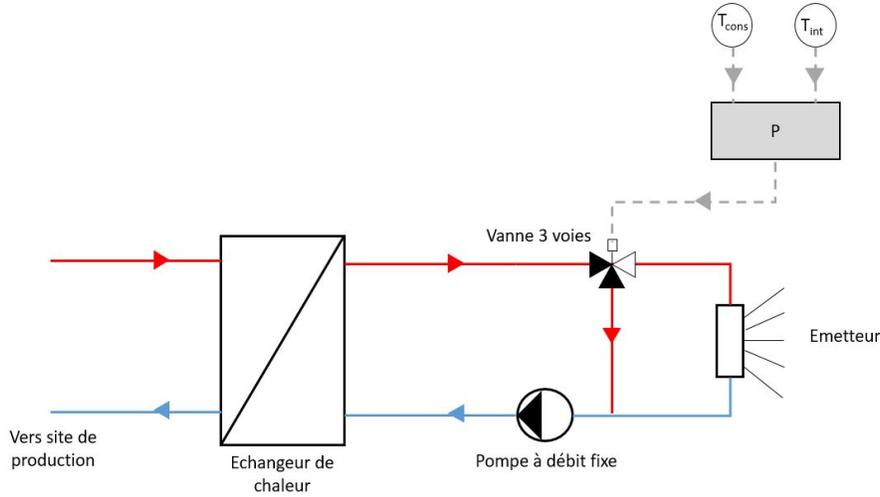


FIGURE 2.9 – Schéma hydraulique du réseau secondaire avec débit constant

Radiateur

Le modèle de radiateur utilisé est celui de la bibliothèque Buildings [65] et s'appuie sur la norme européenne EN 442-2. Grâce à une discrétisation du radiateur, le modèle calcule la chaleur transférée par chaque élément du radiateur au local. Ainsi les données d'entrée du modèle sont :

- La température de l'air du local T_a
- La température radiative dans le local T_r
- La température d'entrée dans le premier élément du radiateur T_{in}
- le débit d'eau dans le radiateur \dot{m}_s

Les paramètres du modèle sont les suivants :

- La puissance nominale du radiateur $Q_{rad,nom}$
- Les températures nominales d'entrée-sortie du radiateur $T_{in,nom}$ et $T_{out,nom}$
- La température de l'air du local nominal $T_{a,nom}$
- L'exposant pour le transfert de chaleur $n = 1,24$ (valeur standard)
- La fraction de transfert de chaleur radiatif $f_r = 0,35$ (valeur standard)
- Le nombre d'éléments utilisés pour la discrétisation N

Afin de calculer le transfert de chaleur, le modèle résout le jeu d'équations suivant où Q_c et Q_r représentent respectivement la part de puissance échangée par convection et par transfert radiatif pour chaque élément de discrétisation :

$$Q_c = (1 - f_r) \frac{UA}{N} (T - T_a)^n \quad (2.31)$$

$$Q_r = f_r \frac{UA}{N} (T - T_r)^n \quad (2.32)$$

$$Q = Q_c + Q_r \quad (2.33)$$

Avec T la température supposée uniforme dans un élément de discrétisation. le coefficient UA du radiateur est considéré comme constant d'un élément à un autre et est calculé à l'aide de la formule suivante :

$$UA = \frac{Q_{nom}}{\left(\frac{T_{in,nom} + T_{out,nom}}{2} + T_{a,nom} \right)^n} \quad (2.34)$$

La température de l'eau dans un élément du radiateur T est calculée à l'aide des équations de conservation de l'énergie :

$$V \rho c_p \frac{dT}{dt} = Q_{rad} + \dot{m}_s c_p (T_{in} - T_{out}) \quad (2.35)$$

Où V est le volume d'eau contenu dans l'élément

2.2.4.2 Modélisation de la partie eau chaude sanitaire

Afin de prévenir tout risque de prolifération de légionelles, la température de l'ECS doit être au moins égale à 60°C. Comme dans le cas du chauffage, la température de départ de l'ECS est contrôlée à l'aide d'une vanne placée sur le primaire. Cependant, contrairement au circuit de chauffage, la température de départ au secondaire est constante dans un circuit ECS.

Il existe deux principaux montages pour le système de distribution de l'ECS [2, 79, 80]. Le premier montage présenté sur la figure 2.10 représente la préparation instantanée d'ECS. Lors d'une demande d'ECS l'eau froide du réseau de la ville est réchauffée jusqu'à 60°C à l'aide d'un échangeur thermique. Dans le cas où il n'y a pas de demande, une pompe de recirculation permet d'éviter que l'eau stagnante ne se refroidisse et que les légionelles se développent. Le comportement du secondaire est modélisé à l'aide d'un profil de demande issu de [81] et la température d'arrivée de l'eau froide est supposée constante à 10°C.

Le débit côté secondaire \dot{m}_s est calculé via la température d'entrée-sortie au secondaire $T_{s,in}$ et $T_{s,out}$ et du profil de puissance P

$$\dot{m}_s = \frac{P}{c_p \Delta T_s} \quad (2.36)$$

Le schéma présenté sur la figure 2.10 représente le fonctionnement du modèle. En effet dans la pratique, la pompe n'est pas présente, le débit est régulé par l'ouverture des robinets.

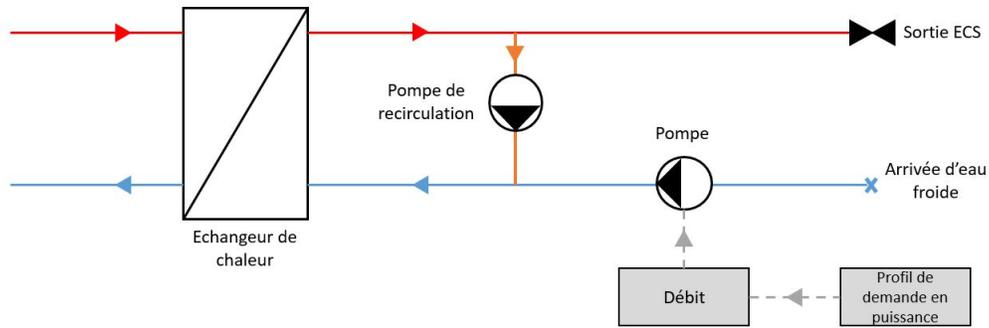


FIGURE 2.10 – Schéma hydraulique d'une SST ECS instantanée

Le deuxième montage présenté sur la figure 2.11, contrairement au précédent, utilise un ballon d'eau chaude. La température mesurée pour le contrôle du débit primaire n'est pas celle de la température de départ au secondaire mais la température en haut du ballon d'ECS. Ensuite, lors d'une demande d'ECS, l'eau est prélevée sur le ballon. En outre, l'eau froide du réseau de la ville entre dans le ballon où elle est réchauffée, mais si la température de départ du secondaire est trop élevée une vanne trois voies permet de refroidir l'eau chaude à l'aide de l'eau de la ville. Par ailleurs, lorsqu'il n'y a pas de demande, une pompe de recirculation permet de prévenir les risques de légionelle.

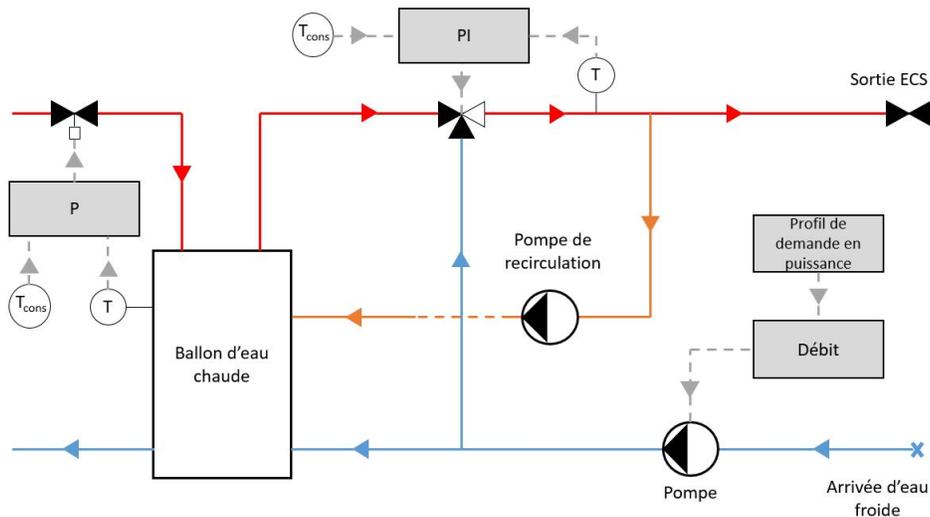


FIGURE 2.11 – Schéma hydraulique d'une SST ECS avec ballon

Dans le cas d'une sous-station fournissant l'ECS, il est nécessaire, afin d'assurer un bon asservissement du côté primaire, d'avoir une sonde de température dans la partie supérieure du ballon. De ce fait, un modèle de ballon avec une stratification de la température doit être

utilisé. Ainsi, il existe des modèles à 1, 2 ou 3 dimensions. Dans le cas d'une simulation sur de longues durées et où le ballon n'est qu'un composant du système, un modèle 1D est à privilégier afin de réduire le temps de calcul tout en ayant une précision suffisante [82]. En outre, dans cette étude, le ballon est conçu avec un échangeur de chaleur se situant dans la partie inférieure du ballon (voir figure 2.12). Ainsi, le modèle *StratifiedEnhancedInternalHex* présent dans la bibliothèque Buildings répond à toutes les caractéristiques décrites précédemment. Le ballon est découpé en N couches (ou nœuds) de température homogène T_i , chacune étant régie par l'équation de conservation de l'énergie suivante [83] :

$$V_i \rho_i c_{p,i} \frac{dT_i}{dt} = \dot{Q}_{hex,i} + \dot{Q}_{ext,i} + \dot{Q}_{i+1} - \dot{Q}_{i-1} + \dot{m}_i c_{p,i} (T_{i+1} - T_i) \quad (2.37)$$

Où $T_i [K]$ représente la température dans la couche i , et $\dot{m}_i [kg/s]$ représente le débit dans la couche i . Dans chaque couche on considère la masse volumique $\rho_i [kg/m^3]$ et le volume de la couche $V_i [m^3]$ comme constantes [84]. Le schéma de la discrétisation est donné sur la figure 2.12.

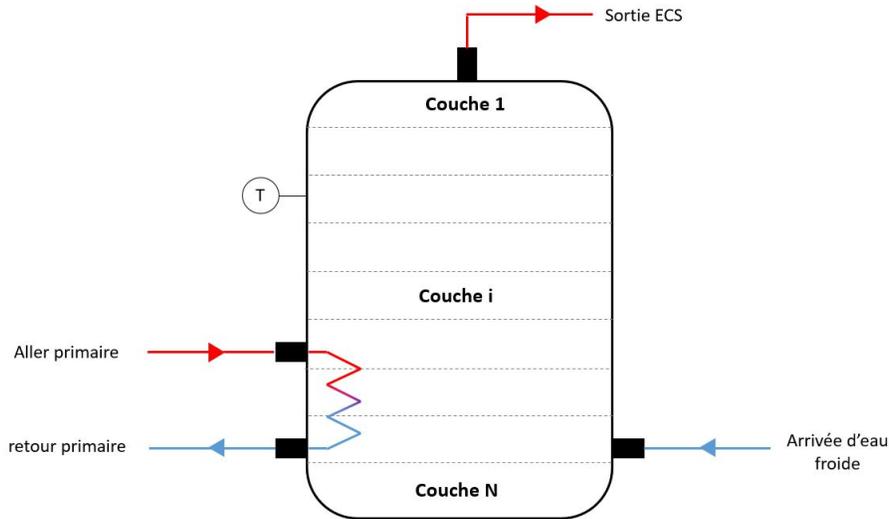
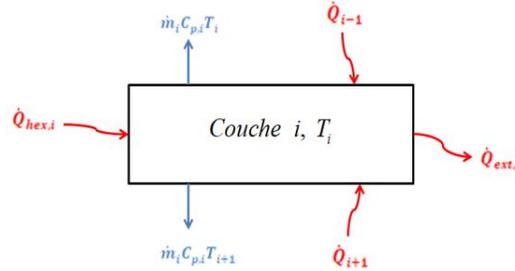


FIGURE 2.12 – Représentation schématique du ballon ECS

Les flux $\dot{Q}_{i+1} [W]$ et $\dot{Q}_{i-1} [W]$ représentent les échanges par conduction entre la couche i et les couches adjacentes. Les flux s'écrivent de la manière suivante où $\lambda [W/(m.K)]$ représente la conductivité thermique de l'eau et $e_i [m]$ l'épaisseur de la couche i et $A [m^2]$ la surface de contact entre deux couches (voir 2.13) :

$$\dot{Q}_{i-1} = -\frac{\lambda}{e_i} A (T_{i-1} - T_i) \quad (2.38)$$

$$\dot{Q}_{i+1} = -\frac{\lambda}{e_i} A (T_i - T_{i+1}) \quad (2.39)$$


 FIGURE 2.13 – Schéma d'une couche i

Le flux $\dot{Q}_{ext,i}$ [W] modélise les pertes thermiques entre l'eau du ballon et l'extérieur. Seuls les transferts conductifs à travers l'isolant sont pris en compte.

$$\dot{Q}_{ext,i} = \frac{\lambda_{iso} 2\pi h_i}{\ln \frac{R+e_{iso}}{R}} (T_i - T_{ext}) \quad (2.40)$$

Où λ_{iso} [W/(m.K)] est la conductivité thermique de l'isolant, e_{iso} [m] est l'épaisseur de l'isolant, h_i [m] est la hauteur de la couche i , R [m] le rayon du ballon et T_{ext} [K] représente la température extérieure. Pour finir, $\dot{Q}_{hex,i}$ [W] représente la chaleur fournie par l'échangeur à la couche i .

$$\dot{Q}_{hex,i} = \dot{m}_{hex} c_p (T_{in,hex,i} - T_{out,hex,i}) \quad (2.41)$$

Où \dot{m}_{hex} [kg/s] est le débit masse circulant dans l'échangeur, c_p [J/(kg.K)] représente la chaleur spécifique de l'eau dans l'échangeur et $T_{in,hex,i}$ et $T_{out,hex,i}$ [K] représentent respectivement la température d'entrée et de sortie de l'échangeur dans la couche i .

2.2.5 Modèle de bâtiment

Afin de modéliser correctement le réseau secondaire, il est nécessaire de modéliser un bâtiment. En effet, bien que la fourniture de chaleur soit gérée par la régulation du côté primaire en fonction d'une loi d'eau calée sur la température extérieure, une régulation terminale au secondaire est présente pour permettre à l'utilisateur d'avoir la température souhaitée à l'intérieur de son local. De ce fait, un modèle physique de thermique de bâtiment doit être utilisé. Deux familles de modèles sont à notre disposition : les modèles physiques détaillés ou les modèles physiques simplifiés. Dans la simulation, une approche avec un modèle physique simplifié est préférée car les modèles détaillés sont trop coûteux en termes de temps de calcul [81]. Un modèle monozone avec un émetteur équivalent est utilisé. Ainsi, on choisit un

modèle simple basé sur des équations différentielles que l'on peut représenter sous forme de réseau thermique équivalent à l'aide de résistances et de capacités. Ces modèles sont appelés R_xC_y , x représentant le nombre de résistances et y le nombre de capacités. Il existe un grand nombre de jeux d'équations de ce type de modèle allant de l'ordre 1 à 8 pour représenter les transferts thermiques d'un bâtiment [85]. Dans la modélisation du secondaire, le modèle R_6C_2 d'ordre 2 est utilisé car il présente un bon ratio simplicité/précision [86]. Un schéma de ce modèle est donné sur la figure 2.14.

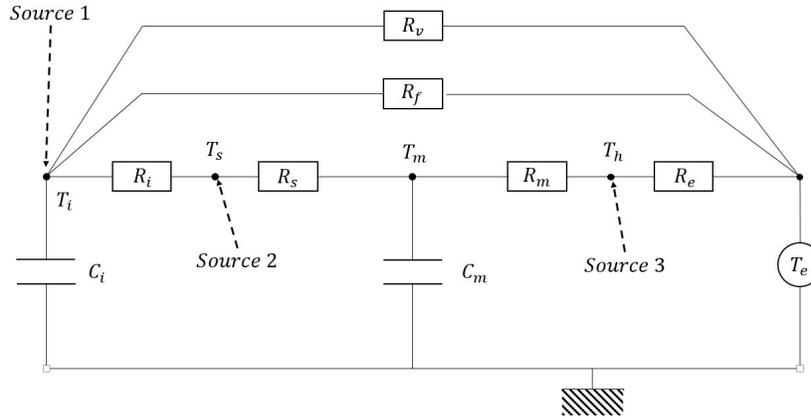


FIGURE 2.14 – Schéma du modèle R6C2

Le modèle est décrit par les équations suivantes :

$$C_i \frac{dT_i}{dt} = \frac{T_s - T_i}{R_i} + \frac{T_e - T_i}{R_v} + \frac{T_e - T_i}{R_f} + source\ 1 \quad (2.42)$$

$$\frac{T_i - T_s}{R_i} + \frac{T_m - T_s}{R_f} + source\ 2 = 0 \quad (2.43)$$

$$C_m \frac{dT_m}{dt} = \frac{T_s - T_m}{R_s} + \frac{T_h - T_m}{R_m} \quad (2.44)$$

$$\frac{T_e - T_h}{R_e} + \frac{T_m - T_h}{R_m} + source\ 3 = 0 \quad (2.45)$$

Le modèle prend en compte les phénomènes de transfert conductif dans les parois grâce aux résistances thermiques R_m et R_s . De plus, les phénomènes de convection sur les parois internes et externes du bâtiment sont représentés par les résistances thermiques R_i et R_e . Les transferts thermiques dus à la ventilation mécanique sont modélisés à l'aide de la résistance variable R_v et les transferts à travers les surfaces vitrées sont modélisés par la résistance thermique R_f . Les capacités C_i et C_m modélisent respectivement les capacités du mobilier et des murs. Ensuite la $source_1$ modélise les transferts convectifs dus aux occupants au chauffage

et la dissipation des consommations d'électricité spécifique, la $source_2$ représente les gains internes radiatifs dus aux émetteurs de chaleur, aux occupants et au flux solaire traversant les vitrages et la $source_3$ modélise les gains radiatifs externes. Le modèle R_6C_2 développé sur Modelica est inspiré des travaux de Romain Bonabe de Rougé [87]. Les données d'entrées du modèle sont la puissance du chauffage (convectif et radiatif), la température extérieure et les gains radiatifs externes (ensoleillement). A l'aide de ces données et des paramètres du modèle ($R_v, R_f, R_i, R_s, R_m, R_e, C_i$ et C_m), le modèle calcule la température d'air du local T_i et la température radiative du local T_s .

2.3 Modélisation d'un réseau générique : pour l'étude des dysfonctionnements

Cette partie vise à décrire le modèle global créé pour étudier les dysfonctionnements.

2.3.1 Modèle global

Le modèle global reprend tous les éléments présentés précédemment en rajoutant comme données d'entrée la température extérieure et les profils de consommation d'ECS [81] (voir figure 2.15).

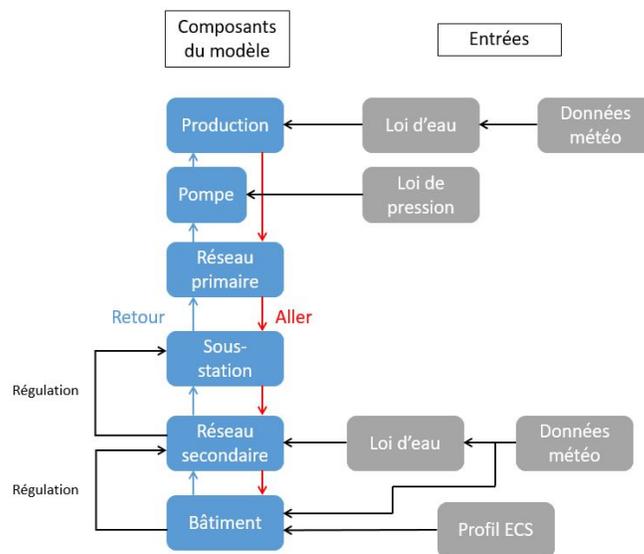


FIGURE 2.15 – Schéma descriptif du modèle global

Les simulations sont faites sur un mois, les données météo sont celles d'un mois de Janvier en Ile-de-France (voir figure 2.16). La température intérieure souhaitée dans les bâtiments est de 20°C , les profils de consommations d'ECS sont donnés sur la figure 2.17. Le banc d'essai

numérique se compose de 40 SST dont :

- 32 SST délivrant du chauffage dont :
 - 16 SST avec un débit variable au secondaire
 - 16 SST avec un débit constant au secondaire
- 8 SST délivrant de l'ECS dont :
 - 4 SST avec une fourniture instantanée
 - 4 SST avec un ballon

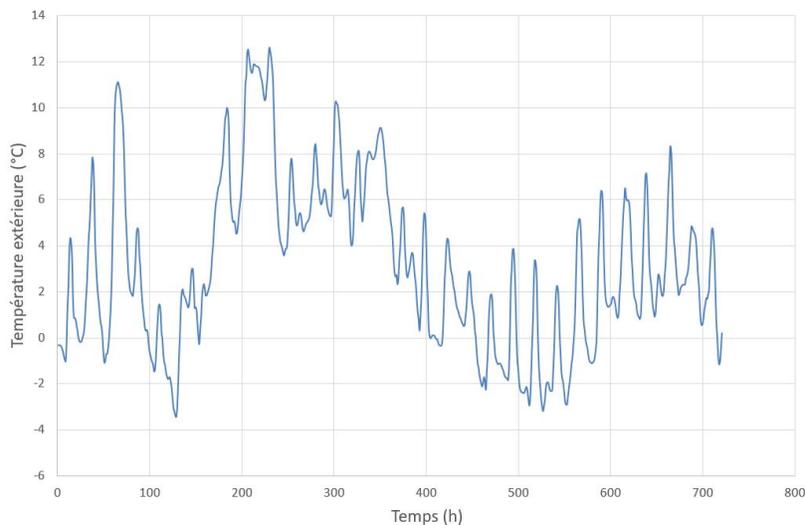


FIGURE 2.16 – Évolution temporelle de la température extérieure

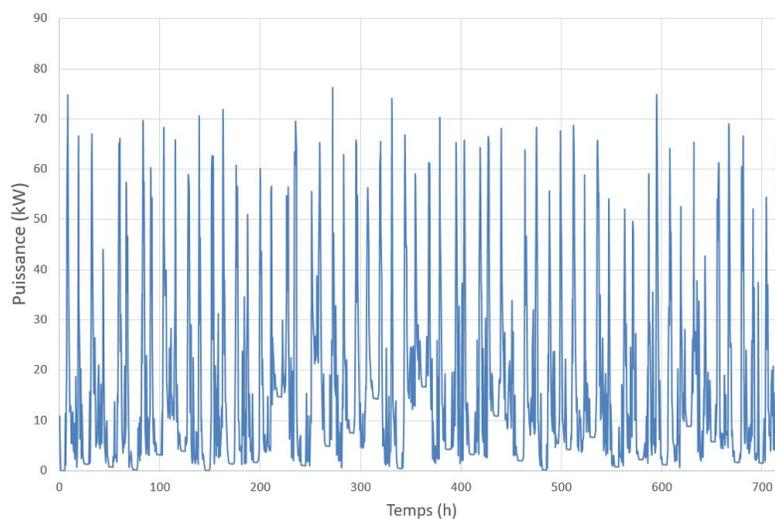


FIGURE 2.17 – Profil de consommation d'ECS pour une SST

2.3.2 Sous-station et secondaire

La moitié des SST est située à 1 km du site de production et l'autre moitié à 500 m. Tous les bâtiments chauffés possèdent les mêmes caractéristiques exceptée la surface de chauffe (voir tableau 2.1). Les émetteurs utilisés sont des radiateurs standards montés en régime 70/50. Pour chaque SST les débits nominaux au primaire et secondaire sont égaux et l'efficacité nominale est égale à 0,9. Les caractéristiques principales (puissance nominale P_{nom} , débit nominal \dot{m}_{nom} , surface du bâtiment à chauffer S_{bat} et le montage au secondaire) de toutes les sous-stations sont données tableau dans le 2.1.

	SST 1	SST 2	SST 3	SST 4	SST 6	SST 7	SST 8	SST 9
P_{nom} (kW)	25	32	37	41	25	32	37	41
S_{bat} (m ²)	440	528	616	704	440	528	616	704
\dot{m}_{nom} (kg/s)	0,3	0,38	0,44	0,49	0,3	0,38	0,44	0,49
Montage au secondaire	Débit variable							

	SST 11	SST 12	SST 13	SST 14	SST 16	SST 17	SST 18	SST 19
P_{nom} (kW)	25	32	37	41	25	32	37	41
S_{bat} (m ²)	440	528	616	704	440	528	616	704
\dot{m}_{nom} (kg/s)	0,3	0,38	0,44	0,49	0,3	0,38	0,44	0,49
Montage au secondaire	Débit constant							

	SST 21	SST 22	SST 23	SST 24	SST 26	SST 27	SST 28	SST 29
P_{nom} (kW)	25	32	37	41	25	32	37	41
S_{bat} (m ²)	440	528	616	704	440	528	616	704
\dot{m}_{nom} (kg/s)	0,3	0,38	0,44	0,49	0,3	0,38	0,44	0,49
Montage au secondaire	Débit variable							

	SST 31	SST 32	SST 33	SST 34	SST 36	SST 37	SST 38	SST 39
P_{nom} (kW)	25	32	37	41	25	32	37	41
S_{bat} (m ²)	440	528	616	704	440	528	616	704
\dot{m}_{nom} (kg/s)	0,3	0,38	0,44	0,49	0,3	0,38	0,44	0,49
Montage au secondaire	Débit constant							

TABLE 2.1 – Caractéristiques principales des SST pour le chauffage

Les lois d'eau sur la température de départ au secondaire sont les mêmes pour toutes les SST. La loi d'eau est déterminée à partir des caractéristiques des émetteurs. Ainsi, dans notre cas le régime de température des radiateurs est 70/50 donc la température d'entrée du radiateur doit être de 70°C pour $T_{ext} = -7°C$ (température de dimensionnement à Paris).

Ensuite, pour déterminer la limite basse, il faut que la température de consigne du local, la température extérieure et la température moyenne de l'eau dans le radiateur soit égales. En sachant qu'à la température de non-chauffage, le débit traversant le radiateur est nul alors il faut $T_{ext} = T_{local} = T_{s,in} = T_{s,out} = 20^\circ C$. De ce fait, la loi d'eau de départ au secondaire s'écrit :

$$T_{s,out,cons} = \begin{cases} -1,85 T_{ext} + 57 & \text{si } T_{ext} \geq -7^\circ C \\ 70^\circ C & \text{si } T_{ext} < -7^\circ C \end{cases} \quad (2.46)$$

Pour les SST fournissant de l'ECS les principales caractéristiques sont données dans les tableaux 2.2 et 2.3. Généralement, les échangeurs de chaleur fournissant l'ECS ont une moins bonne efficacité que ceux fournissant le chauffage. En effet, au secondaire de l'échangeur ECS de l'eau de ville non traitée qui circule est généralement plus chargée en tartre que l'eau contenue dans les circuits de chauffage fermés. De ce fait, les échangeurs ECS s'encrassent plus vite ce qui réduit leur efficacité. Pour le modèle, on prend une efficacité nominale de 0,8. Le débit de recirculation est calculé à l'aide des déperditions dans les canalisations secondaires. Cependant, celles-ci ne sont pas modélisées dans notre modèle, par conséquent on fera l'hypothèse que les déperditions dans les tuyaux au secondaire sont de l'ordre de 1% de la puissance maximale P_{max} fournie aux clients. Le débit de recirculation \dot{m}_{recirc} se calcule de la manière suivante :

$$\dot{m}_{recirc} = \frac{0,01P_{max}}{c_p(T_{départ,boucle} - T_{retour,boucle})} \quad (2.47)$$

Avec $T_{départ,boucle} = 60^\circ C$ la température de l'eau dans les tuyaux aller de la boucle ECS et $T_{retour,boucle} = 55^\circ C$ la température de l'eau dans les tuyaux retour de la boucle ECS.

	SST 5	SST 15	SST 25	SST 35
P_{nom} (kW)	75	75	60	60
\dot{m}_{recir} (kg/s)	0,036	0,036	0,029	0,029
\dot{m}_{nom} (kg/s)	0,4	0,4	0,32	0,32

TABLE 2.2 – Caractéristiques principales des SST ECS sans ballon

	SST 10	SST 20	SST 30	SST 40
P_{nom} (kW)	75	75	60	60
\dot{m}_{recir} (kg/s)	0,036	0,036	0,029	0,029
\dot{m}_{nom} (kg/s)	0,4	0,4	0,32	0,32
<i>Volume</i> (L)	900	900	720	720

TABLE 2.3 – Caractéristiques principales des SST ECS avec ballon

2.3.3 Site de production et réseau primaire

Le site de production doit fournir une puissance nominale de 2 MW et le débit nominal total est de $18,6\text{ kg.s}^{-1}$. Afin de pouvoir pallier une potentielle défaillance de la production géothermique, la chaudière gaz doit être capable de couvrir la totalité des besoins. De ce fait, la puissance nominale de la chaudière gaz est de 2 MW . Pour l'échangeur de la géothermie, les débits nominaux sont considérés comme égaux soit $18,6\text{ kg.s}^{-1}$, l'efficacité est égale à $0,9$ avec une puissance nominale de $1,3\text{ MW}$.

Concernant la loi d'eau de départ au primaire, elle est déterminée en fonction des équipements de production. Dans notre cas, la température maximale de sortie de l'échangeur de la géothermie est de 67° C dû au pincement de l'échangeur. Comme il est pratiqué habituellement dans le cas d'une source géothermale par les exploitants de réseaux, la température de départ au-delà d'une température extérieure de 10° C est égale à la température de sortie maximale de l'échangeur de la géothermie. Le réglage de la courbe de chauffe se fait via la température de départ maximale demandée à la température de référence -7° C . Afin de pouvoir satisfaire les lois d'eau de départ au secondaire en prenant en compte, les pertes de chaleur via les canalisations, l'efficacité des échangeurs et une marge de sécurité, il faut que la température de départ du réseau -7° C soit égale à 93° C . Ainsi, la loi d'eau devient (voir 2.18) :

$$T_{p,cons} = \begin{cases} 93^\circ\text{ C} & \text{si } T_{ext} < -7^\circ\text{ C} \\ -1,53 T_{ext} + 82,3 & \text{si } -7^\circ\text{ C} \leq T_{ext} \leq 10^\circ\text{ C} \\ 67^\circ\text{ C} & \text{si } T_{ext} > 10^\circ\text{ C} \end{cases} \quad (2.48)$$

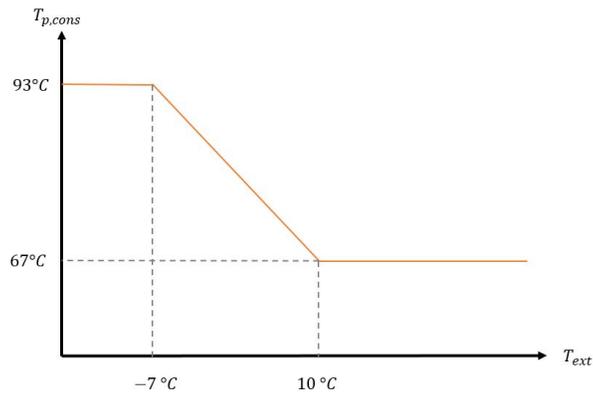


FIGURE 2.18 – Exemple de loi d'eau

La loi de pression de la pompe est inspiré de lois issues de RDC franciliens. Dans le modèle elle est égale à :

$$HMT_{pompe} = \begin{cases} 3 \text{ bar} & \text{si } T_{ext} < -7^{\circ}C \\ -0,06 T_{ext} + 2,7 & \text{si } -7^{\circ}C \leq T_{ext} \leq 20^{\circ}C \\ 1,5 \text{ bar} & \text{si } T_{ext} > 10^{\circ}C \end{cases} \quad (2.49)$$

2.3.4 Tests de bon fonctionnement du modèle de réseau

Chaque modèle de composant est issu de la littérature et a fait l'objet d'une validation. Il s'agit ici de vérifier que tous les composants du réseau fonctionnent correctement avant d'utiliser le modèle complet. Les tests utilisés sont limités à quelques exemples de sous-stations. Les tests sont réalisés en fonctionnement sans dysfonctionnement du réseau. Toutes les données sont présentées au pas de temps horaire. Le premier point à regarder est l'évolution des puissances fournies aux bâtiments en fonction de la température extérieure. La figure 2.19 montre que la puissance fournie en chauffage décroît avec l'augmentation de la température extérieure, c'est un comportement classique des bâtiments de type logement.

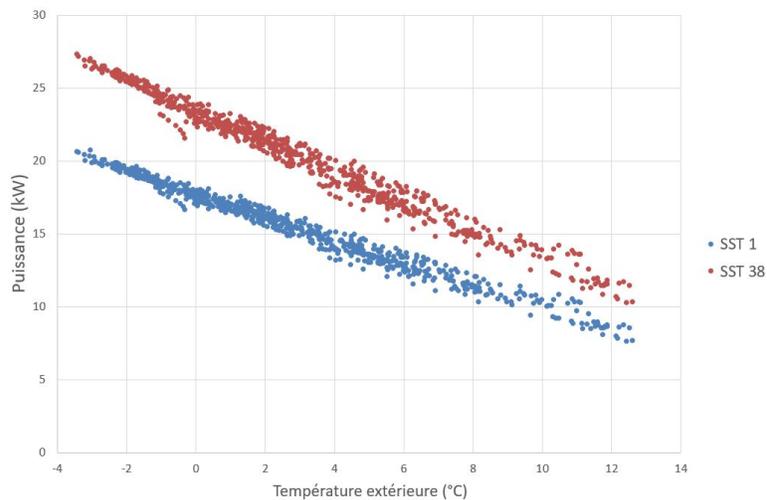


FIGURE 2.19 – Exemples de l'évolution de la puissance fournie par les bâtiments en fonction de la température extérieure

Ensuite, la figure 2.20 montre l'évolution de la température de consigne et de la température mesurée du local. On observe que l'écart entre les mesures et les consignes est très faible ce qui montre que les consignes sont respectées, le confort thermique à l'intérieur du local est assuré. Pour la SST 1 il persiste un écart de $0,05^{\circ}C$ car la vanne thermostatique est contrôlée par correcteur proportionnel qui induit un écart statique. Pour la SST 19, la régulation PI induit une légère instabilité.

Le fonctionnement des vannes au secondaire est présenté sur la figure 2.21, où l'on observe que l'ouverture des vannes évolue pour modifier le débit traversant la vanne afin de suivre les

consignes en température intérieure. Concernant les vannes primaires, celles-ci évoluent aussi dans le temps, mais les caractéristiques sont moins claires à cause du pilotage de la pompe primaire (variation de pression) (voir figure 2.22).

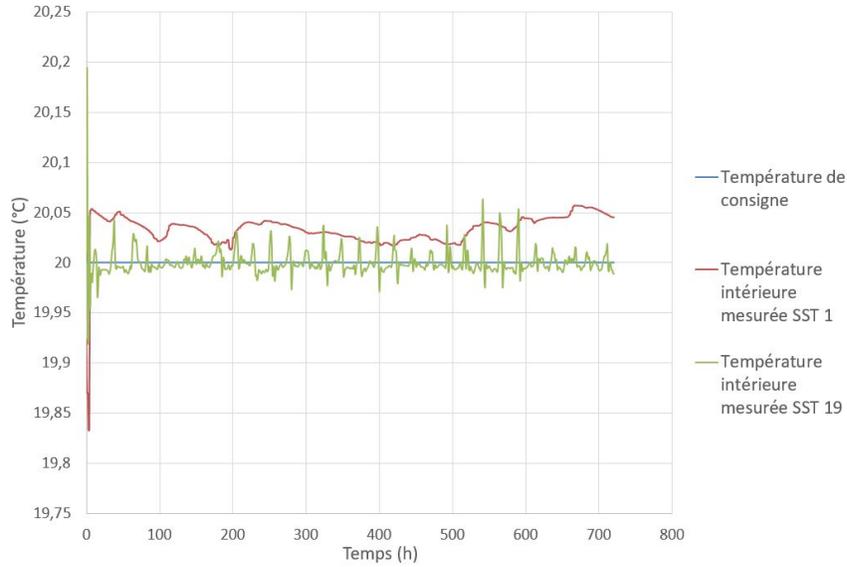


FIGURE 2.20 – Comparaison entre la température intérieure de consigne et mesurée pour deux SST

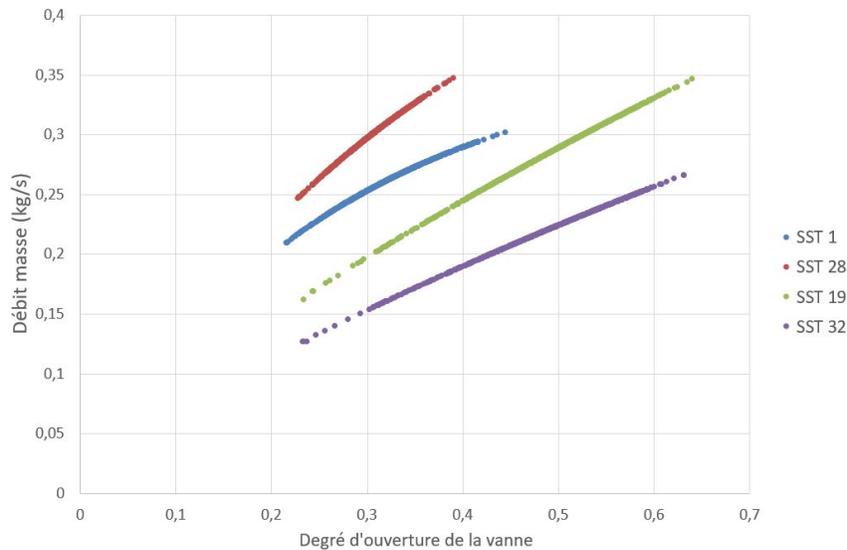


FIGURE 2.21 – Exemple des caractéristiques des vannes au secondaire sur différentes SST du modèle

Pour finir, sur la partie production, la température en sortie de l'échangeur de la géothermie est quasiment constante aux alentours de 68°C et le niveau de température est relevé par la chaudière gaz quand c'est nécessaire comme montré sur la figure 2.23. A partir d'une

certaine température extérieure, la température de sortie de l'échangeur de la géothermie est suffisante pour assurer les besoins du réseau.

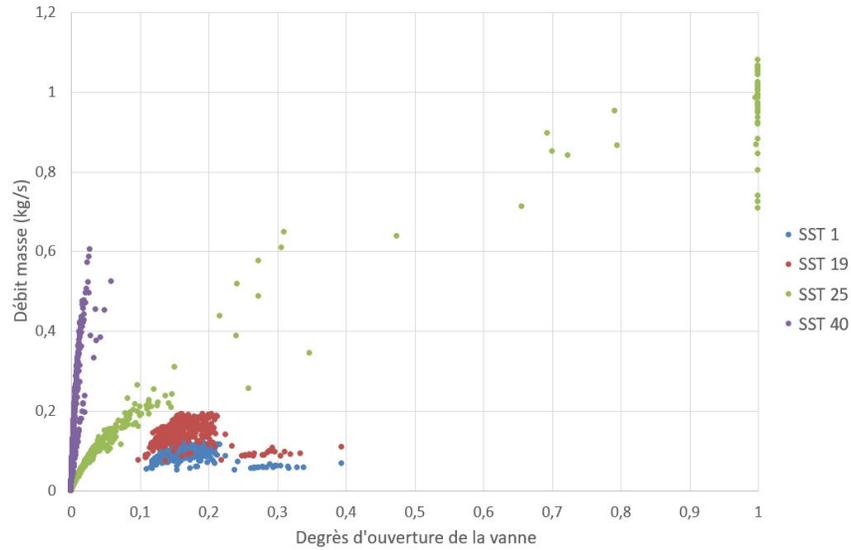


FIGURE 2.22 – Exemple des caractéristiques des vannes au primaire sur différentes SST du modèle

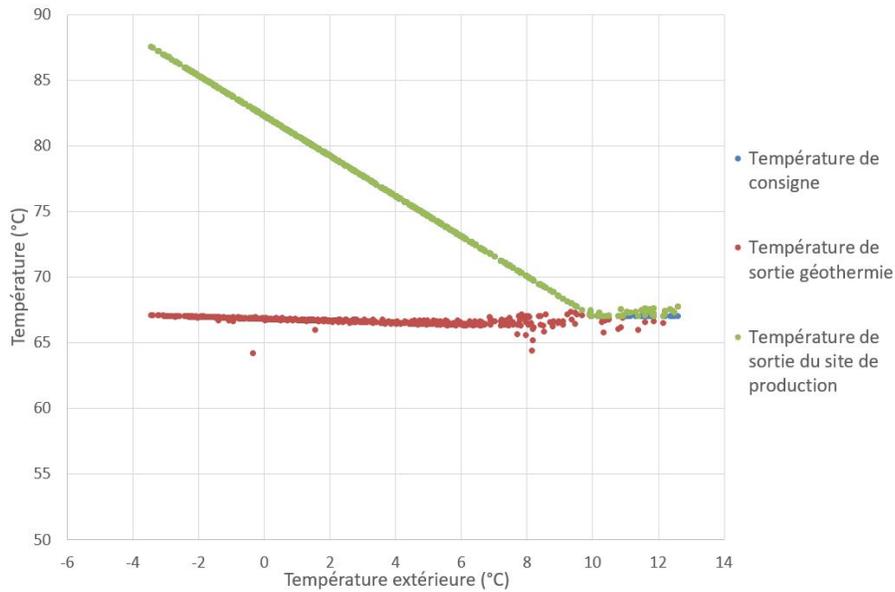


FIGURE 2.23 – Évolution des températures de sortie de l'échangeur de la géothermie, de la chaudière gaz et de la température de consigne en fonction de la température extérieure

Ainsi, ces simulations montrent que le comportement du modèle correspond à un fonctionnement classique d'un RDC (sans dysfonctionnement).

2.4 Présentation du réseau étudié

Afin de développer des indicateurs de performance, l'utilisation d'un banc d'essai numérique n'est pas suffisant, il est nécessaire de les valider in-situ. Pour ce faire, nous avons récupéré des données mesurées sur un réseau de chaleur partenaire, appelé par la suite "réseau X". Ce réseau situé en île-de-France d'une puissance installée de 11 MW, long de 8,2 km comporte 29 SST. La production est assurée par deux échangeurs géothermiques et des chaudières gaz en appoint. La part de la géothermie dans le mix de production est de l'ordre de 60 %. Ce réseau est intéressant à plusieurs points de vue. Tout d'abord il y a une marge d'amélioration possible. En effet, comme présenté sur la figure 2.24, la puissance fournie par l'échangeur géothermique n'est pas optimale et peut être améliorée en particulier en période froide (température extérieure inférieure à 10 °C).

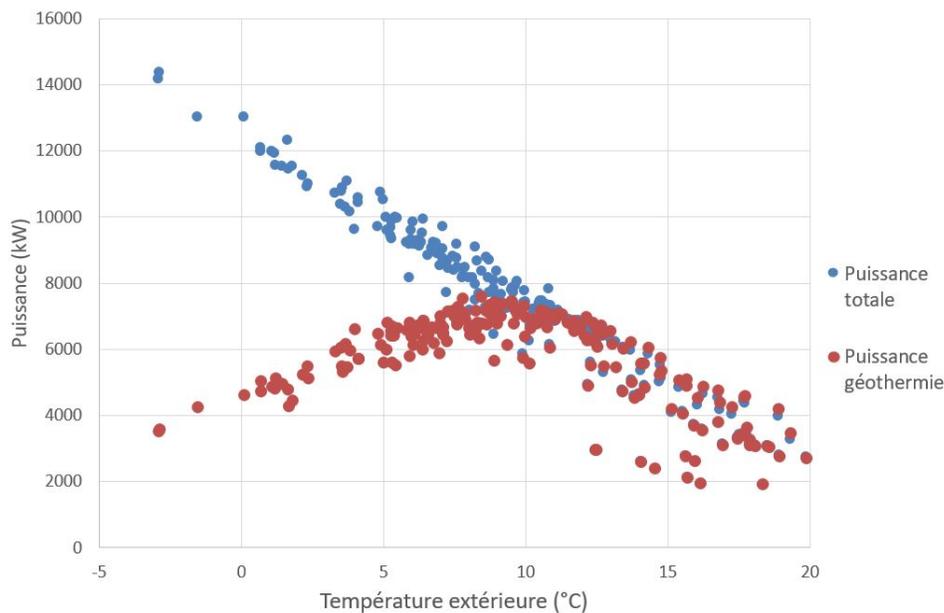


FIGURE 2.24 – Évolution de la puissance délivrée par le réseau X en fonction de la température extérieure

Cette baisse de la performance est due à une température de retour élevée durant cette période aux alentours de 60 °C (voir figure 2.25). De plus, la taille du réseau n'est pas excessive (29 SST) ce qui permet de faciliter l'exploitation des données, l'analyse du fonctionnement, et la modélisation. En outre, en plus des mesures classiques sur le primaire des SST (températures aller/retour, débit et puissance) les températures aller/retour côté secondaire et l'ouverture de vanne au primaire sont aussi mesurées. Ces points de mesures supplémentaires permettent d'améliorer la compréhension du réseau et d'affiner l'analyse des performances.

Dans le chapitre 4, une sous partie du réseau X servira de cas d'étude pour l'étude de

l'optimisation du pilotage des réseaux.

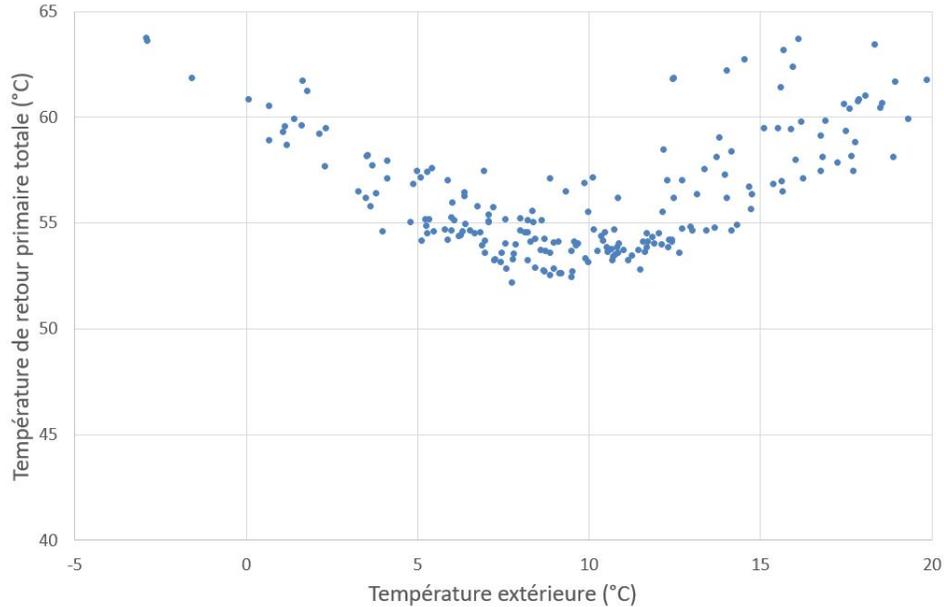


FIGURE 2.25 – Évolution de la température de retour totale du réseau X en fonction de la température extérieure

2.5 Conclusion

Ce chapitre présente les modèles sélectionnés pour répondre aux objectifs de la thèse. Ces modèles de composants ont ensuite été assemblés sur Dymola/Modelica pour constituer un modèle générique de réseau francilien comprenant la production, le réseau de distribution, les SST et le côté secondaire. Le site de production est composé d'une source géothermale et d'une chaudière gaz fournissant 2 MW. La pompe est régulée via une loi de pression. De plus, le réseau est constitué de 40 SST de 4 types différents. En plus du comportement thermique de la SST modélisée par un échangeur de chaleur, le modèle contient un système de régulation et d'équilibrage hydraulique. L'originalité de ce modèle réside en la modélisation du comportement thermohydraulique du côté secondaire qui est nécessaire pour prendre en compte les nombreuses interactions possibles entre le primaire et le secondaire. Ce modèle sert pour la suite de banc d'essai numérique pour étudier les dysfonctionnements et créer des indicateurs de performance pouvant apparaître sur un RDC.

CHAPITRE 3

Amélioration des performances des réseaux de chaleur : Mise en place d'indicateurs de suivi des performances et de diagnostic de défauts

Table des matières

3.1	Introduction	80
3.2	Méthodologie	80
3.3	Simulation et étude de défauts courants	81
3.3.1	Étude de l'impact de l'encrassement d'un échangeur sur les performances du réseau	81
3.3.2	Étude de l'impact d'une mauvaise régulation	84
3.3.3	Étude de l'impact du montage des sous-stations de chauffage	88
3.3.4	Récapitulatif	89
3.4	Test des indicateurs existants	90
3.4.1	Méthode excess flow	90
3.4.2	Méthode de la signature thermique	94
3.5	Création d'indicateurs de détection de défauts	99
3.5.1	Suivi de l'évolution du pincement	99
3.5.2	Suivi de la résistance thermique de l'échangeur	103
3.5.3	Détection d'un problème lié à la régulation	107
3.5.4	Détection d'un débit constant côté secondaire d'une sous-station de chauffage	112
3.6	Test des indicateurs sur des données in-situ	115
3.6.1	Validation de la méthode du suivi du pincement	116
3.6.2	Validation de la méthode du suivi de la résistance thermique	118
3.6.3	Validation de la méthode de détection d'une régulation inadaptée	121
3.6.4	Validation de la méthode de détection d'un débit constant au secondaire	123
3.7	Conclusion	126

3.1 Introduction

L'amélioration des performances des réseaux de chaleur passe par la détection et la correction des défauts. Celles-ci sont nombreuses sur les réseaux et leurs origines sont souvent difficilement identifiables. Afin de pallier ces problèmes, des indicateurs de performances doivent être développés. Ce chapitre porte sur le diagnostic de défauts, sur l'étude et l'amélioration d'indicateurs existants et la création de nouveaux indicateurs.

3.2 Méthodologie

La méthodologie proposée pour la création et l'étude des indicateurs de performance est schématisée sur la Figure 3.1.

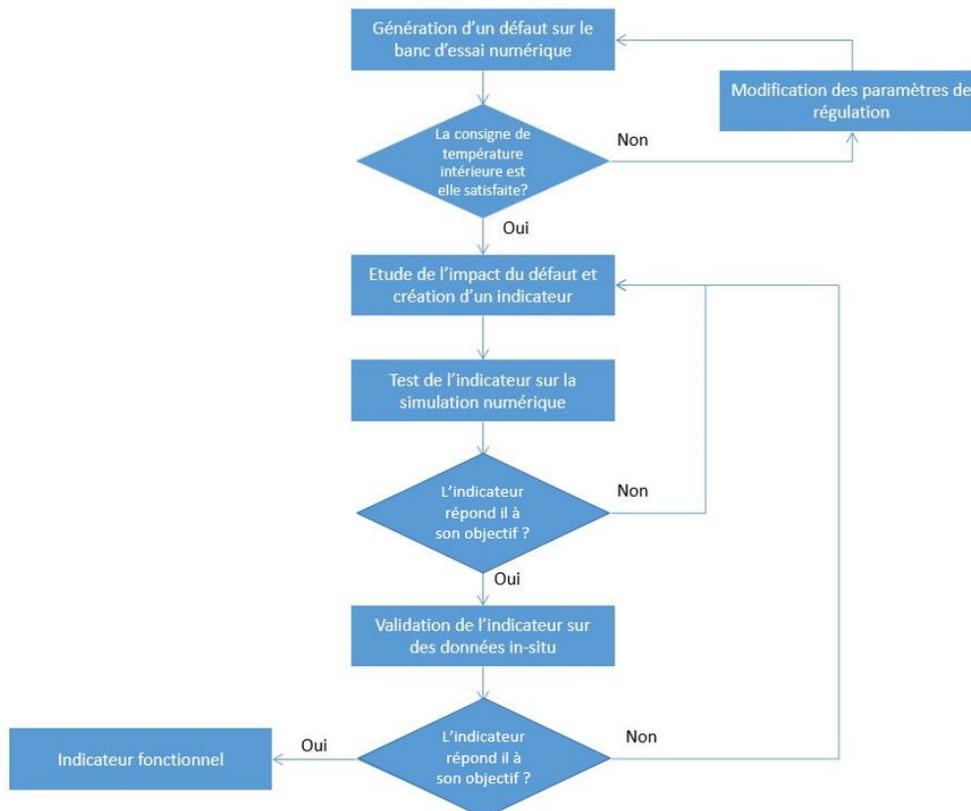


FIGURE 3.1 – Schématisation de la méthodologie utilisée pour la création d'indicateurs de performance

Dans un premier temps, trois dysfonctionnements parmi les plus courants et les plus impactants sur les performances du réseau sont simulés sur le banc d'essai numérique :

- Encrassement d'un échangeur
- Mauvaise régulation du débit au primaire de la sous-station

— Présence d’un débit constant côté secondaire de l’échangeur

La fonction première d’un réseau de chaleur est d’assurer le confort thermique des usagers. Ainsi, lors de la simulation des défauts, le confort thermique des usagers sera toujours atteint ce qui se traduit concrètement par le respect de la consigne de température intérieure. Si lors de la simulation le confort thermique n’est pas atteint alors des modifications sur le réseau seront réalisées comme le feraient des exploitants (augmentation de la pression dans le réseau, modification de la température de départ). Ensuite, l’impact de chaque dysfonctionnement sur les performances du réseau est étudié afin de déceler un comportement singulier dû à la génération du défaut. Ensuite, en fonction de l’étude précédente, des indicateurs spécifiques à chaque défaut sont développés puis testés via le modèle numérique. Pour finir, les indicateurs créés sont validés via des tests sur des données in-situ issues du réseau de chaleur partenaire.

3.3 Simulation et étude de défauts courants

3.3.1 Étude de l’impact de l’encrassement d’un échangeur sur les performances du réseau

Premièrement, l’impact de l’encrassement des échangeurs est analysé sur le banc d’essai numérique. L’encrassement d’un échangeur dépend de nombreux facteurs dont la composition chimique, la température et la vitesse d’écoulement du fluide caloporteur [88]. Dans les faits, l’encrassement se traduit par l’apparition d’une résistance thermique d’encrassement R_f qui augmente la résistance thermique globale de l’échangeur. Dans cette étude, le modèle d’encrassement est simplifié afin de ne pas trop ralentir la vitesse de calcul du modèle numérique. Ainsi, au vu du temps de simulation de 1 mois, un modèle d’encrassement progressif rapide a été utilisé. Le modèle d’encrassement choisi est le modèle asymptotique de Kern-Seaton [89] où la résistance thermique d’encrassement R_f varie en fonction du temps :

$$R_f(t) = R_f^* (1 - e^{(-t/\tau)}) \quad (3.1)$$

Ce modèle dépend de deux paramètres, la résistance thermique asymptotique R_f^* et d’une constante de temps τ . L’étude prend en compte plusieurs niveaux d’encrassement. La résistance thermique global moyenne des échangeurs sans encrassement est de l’ordre de $5 \cdot 10^{-4} K/W$. Les cas étudiés sont décrits sur le Tableau 3.1 et la Figure 3.2.

	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
$R_f^* (K/W)$	$2,5 \cdot 10^{-4}$	$5 \cdot 10^{-4}$	$7,5 \cdot 10^{-4}$	10^{-3}
$\tau (jour)$	18	18	18	18

TABLE 3.1 – Description des cas d’études réalisés

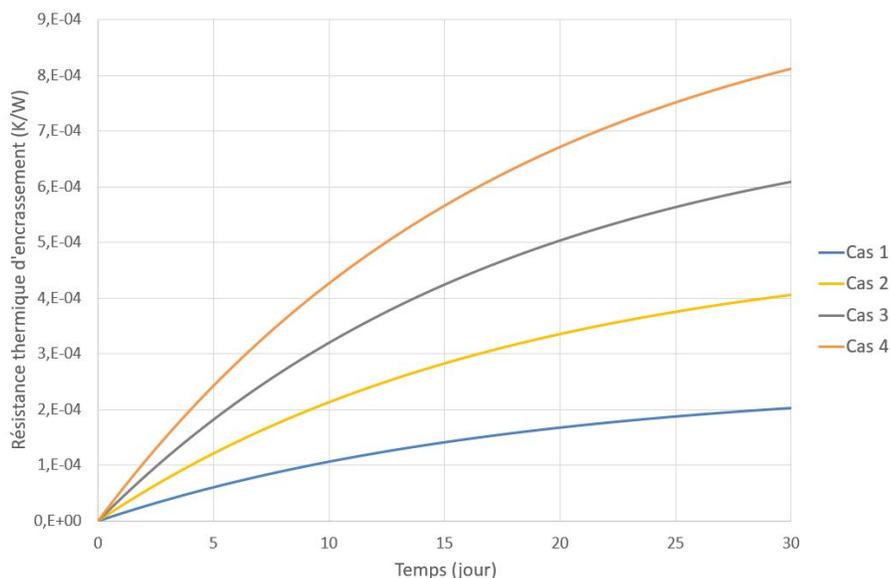


FIGURE 3.2 – Évolution temporelle de la résistance thermique d'encrassement dans les 4 cas étudiés

Ce genre d'encrassement rapide est généralement observé sur les SST fournissant de l'ECS, côté secondaire, lorsque de l'eau de ville non-adoucie est utilisée à la place d'une eau adoucie. Pour quantifier l'influence de l'encrassement sur les performances d'un réseau, on effectue des tests sur le modèle numérique développé dans le chapitre 2. En particulier 4 SST sur 40 subissent un encrassement rapide. Les SST encrassées correspondent au SST 1, 9, 22 et 28 fournissant du chauffage. Les 4 SST encrassées ont des appels de puissance différents et représentent 10% de la consommation de chaleur totale du réseau. L'encrassement a pour effet de réduire le coefficient de transfert thermique global de l'échangeur. Pour contrecarrer cet effet et satisfaire la température de consigne au secondaire, le débit au primaire augmente. Ceci a pour conséquence (pour une puissance thermique donnée) de diminuer l'écart de température aller/retour au primaire comme illustré sur la Figure 3.3 (le cas de référence correspond au cas sans encrassement).

L'augmentation du débit et la réduction de la chute de température du réseau impliquent une baisse des performances. La dégradation des performances se matérialise par une réduction de la part des ENR&R dans le mix énergétique global du réseau comme montré sur la Figure 3.4. Ainsi, pour le cas 4 qui correspond à l'encrassement le plus important, l'écart de température global au primaire passe de $36,6^{\circ}\text{C}$ à $31,9^{\circ}\text{C}$ et la part d'ENR&R dans le mix global de 64.5% à 59.9% ce qui est non-négligeable.

L'apparition d'un encrassement important modifie aussi la perte de charge de l'échangeur, car le dépôt de calcaire sur les parois de l'échangeur réduit la section de passage du fluide. De ce fait, en pratique, l'encrassement d'un échangeur peut être détecté via des mesures de

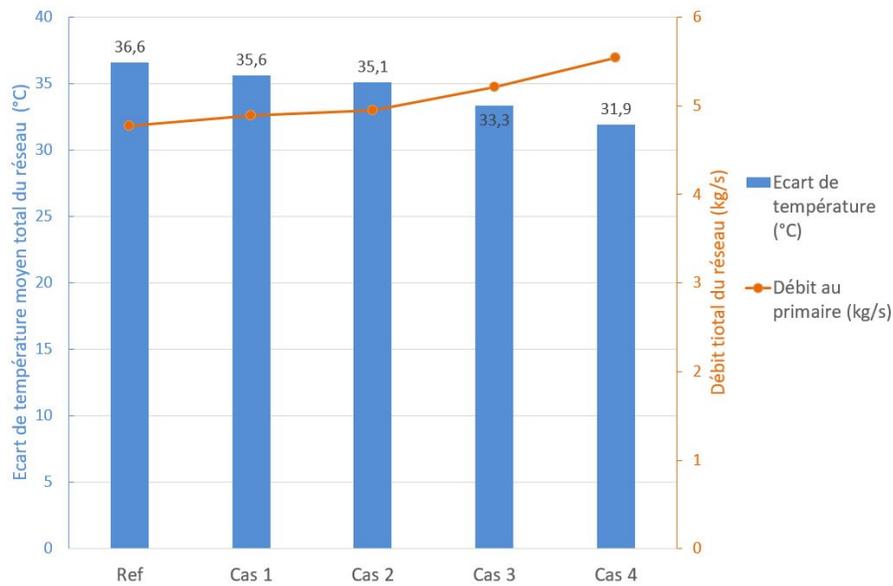


FIGURE 3.3 – Effet de l'encrassement de 4 SST sur l'écart des températures du réseau ($T_{départ} - T_{retour}$) et sur le débit total au primaire (valeurs moyennées pendant la période de simulation)

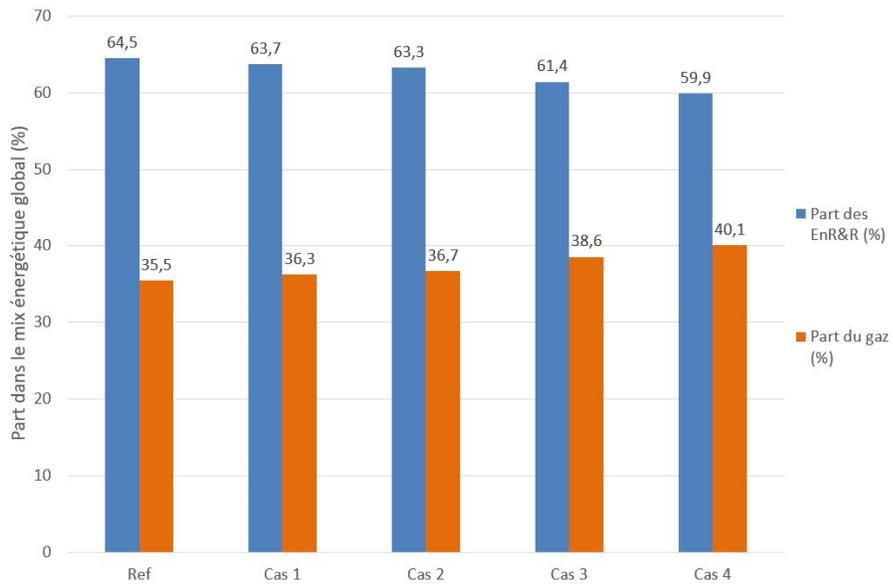


FIGURE 3.4 – Impact de l'encrassement sur le mix énergétique global du réseau

pression aux bornes de l'échangeur côté primaire (si l'encrassement a lieu de ce côté) ou la mesure d'un écart de température au départ du secondaire par rapport à la consigne. Plus généralement l'analyse de ces paramètres ne se fait que lorsque l'utilisateur rencontre un problème de confort et fait remonter l'information à l'exploitant. Néanmoins, la mesure du Δp au primaire ne permet pas de détecter la présence d'un encrassement au secondaire de

l'échangeur, côté de l'échangeur le plus sensible à un encrassement, car la qualité de l'eau n'est pas contrôlée par l'exploitant. De plus, l'encrassement d'un échangeur n'est pas la seule cause du non-respect de la température de consigne. Celui-ci peut également être dû à une loi d'eau au secondaire inadaptée ou à des problèmes de régulation.

3.3.2 Étude de l'impact d'une mauvaise régulation

La régulation d'une sous-station comprend, un contrôleur de type PID, un capteur de température au départ du secondaire, une loi d'eau au secondaire et une vanne de régulation (voir Figure 3.5).

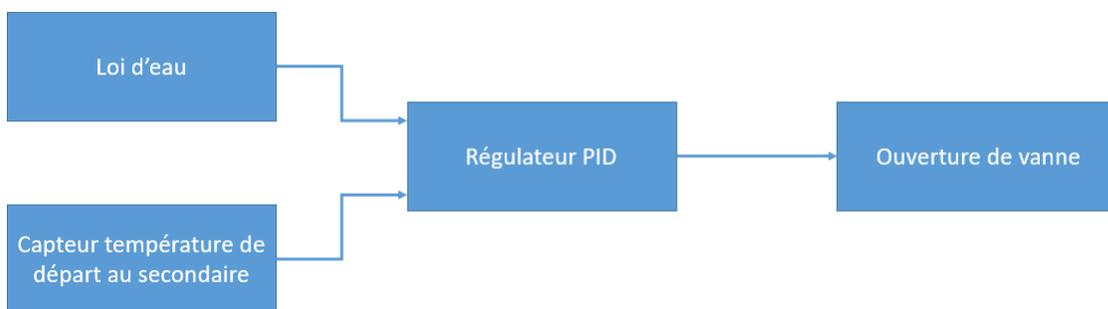


FIGURE 3.5 – Schéma de la chaîne de régulation d'une sous-station

En fonction de la différence entre la température mesurée et la température de consigne, le contrôleur PID va agir sur la vanne en faisant varier son ouverture et donc le débit la traversant. Une mauvaise régulation peut donc être due à une loi d'eau inadaptée, une vanne avec une autorité trop faible ou trop forte, un capteur de température défaillant ou un PID mal réglé. Cette partie se concentre donc sur l'étude d'une mauvaise régulation due à des vannes dysfonctionnelles ou à un PID mal réglé. Les vannes de régulation sont un point clé du fonctionnement d'un réseau de chaleur. Une vanne à caractéristique linéaire est inadaptée lorsque son autorité est trop faible. L'autorité d'une vanne correspond à la capacité de la vanne à modifier le débit traversant une section du réseau. Physiquement, l'autorité de la vanne se définit comme le rapport entre la différence de pression induite par la vanne entièrement ouverte et la somme entre cette dernière et la différence de pression de la partie du réseau que la vanne régule (Figure 3.6) :

$$\text{autorité} = \frac{\Delta p_{\text{vanne}}}{\Delta p_{\text{vanne}} + \Delta p_{\text{réseau}}} \quad (3.2)$$

Pour réguler correctement un circuit hydraulique, l'autorité de la vanne doit être supérieure à 0,3 (pour une vanne à caractéristique linéaire) [2]. Concrètement, une autorité de vanne

comprise entre 0 et 0,3 signifie que la vanne n'arrive pas à modifier significativement le débit du circuit hydraulique en changeant son niveau d'ouverture, ce qui se traduit par une vanne qui « pompe » (le degré d'ouverture de la vanne oscille rapidement entre 0% et 100%). De plus, un PID mal réglé impacte la stabilité ou la précision de la régulation ce qui se traduit par les mêmes effets que pour une vanne dont l'autorité est inadéquate. L'étude se concentre donc sur le défaut de fonctionnement des vannes, en particulier le blocage de la vanne sur un degré d'ouverture fixe ce qui est équivalent à une autorité de vanne nulle donc trop faible. Une autorité de vanne inadéquate, un PID mal réglé ou un blocage de vanne impliquent donc les mêmes conséquences cependant le blocage d'une vanne de régulation est un dysfonctionnement plus courant.

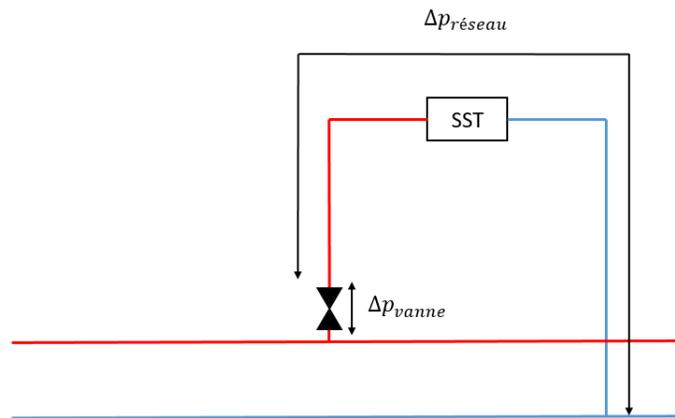


FIGURE 3.6 – Représentation schématique de l'autorité d'une vanne sur une sous-station d'un réseau

Ainsi, pour étudier l'impact d'un blocage de vanne, 4 scénarios seront testés via le modèle numérique. Dans chacun de ces scénarios, 4 vannes sur 40 sont bloquées sur un degré d'ouverture de 10%, 25%, 50% et 75% (voir Figure 3.7).

Pour le cas de référence (aucun dysfonctionnement) l'ouverture moyenne d'une vanne non bloquée sur la simulation est de 15,7%. La grande variation d'ouverture observée à $t = 200 h$ est due à une augmentation de la température extérieure qui implique une baisse de la pression de départ du réseau et donc un débit insuffisant. Le blocage d'une vanne induit une non-régulation du débit au primaire et donc à des sur ou sous débits. Si la vanne est bloquée sur un degré d'ouverture supérieur à ce qu'il devrait être, un débit trop élevé traverse la vanne. Dans le cas contraire, le débit traversant la vanne n'est pas assez important et peut entraîner un non-respect de la consigne ce qui implique la nécessité d'accroître la pression du réseau pour subvenir au confort du client et donc une augmentation du débit. Par la suite, cela résulte en un déficit de performance.

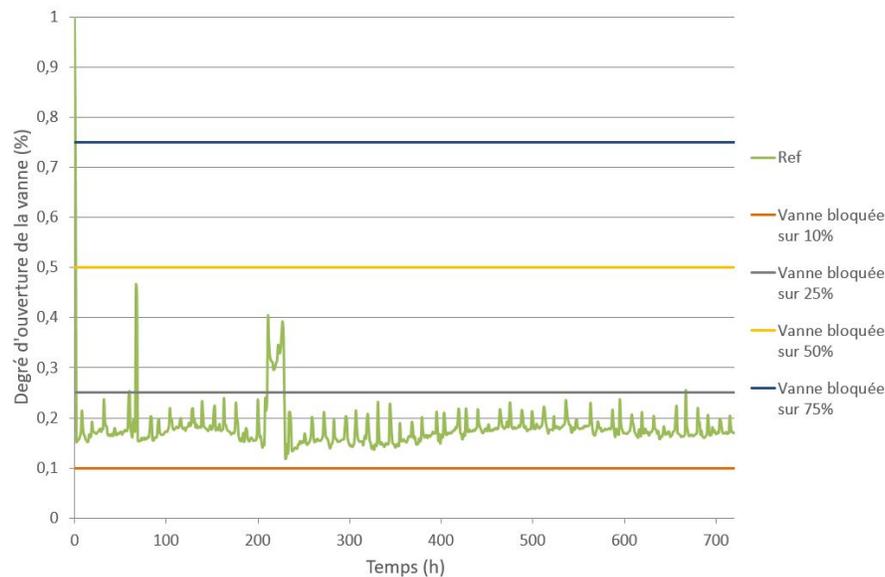


FIGURE 3.7 – Évolution temporelle de l'ouverture de vanne pour la sous-station 9

Dans le cas d'une ouverture de vanne bloquée à 10%, la température intérieure de consigne n'est pas atteinte, subséquemment, pour pallier ce problème, la pression du réseau est augmentée comme cela serait fait par les exploitants. Cela se traduit par une augmentation de la consommation des pompes du réseau. Dans les autres cas, la température intérieure de consigne est atteinte grâce à la régulation côté secondaire.

Comme présenté sur la Figure 3.8 et la Figure 3.10, lors d'un blocage de vanne le débit augmente ce qui a pour conséquence une perte de performance comme illustrée sur la Figure 3.9. Ainsi, la part d'énergie renouvelable présente dans le mix global du réseau passe de 64,5% à 51,5% dans le pire des cas. Les problèmes de régulation sont faciles à détecter si l'ouverture de vanne est mesurée. Cependant, cela est rarement le cas, il est donc nécessaire de trouver un nouvel indicateur permettant de détecter ce genre de dysfonctionnement.

En plus de l'effet sur les performances globales du RDC, une autorité de vanne inadéquate provoque une instabilité du débit au primaire de la sous-station comme cela est observable sur la Figure 3.10. Cette instabilité vient du fait que, durant le fonctionnement, la chute de pression créée par la vanne reste constante et donc la sous-station subit les changements de pression dictés par la régulation des autres SST et de la pompe principale du réseau (induisant un mauvais équilibre hydraulique du réseau). Le même phénomène est observé sur les autres SST avec une vanne bloquée.

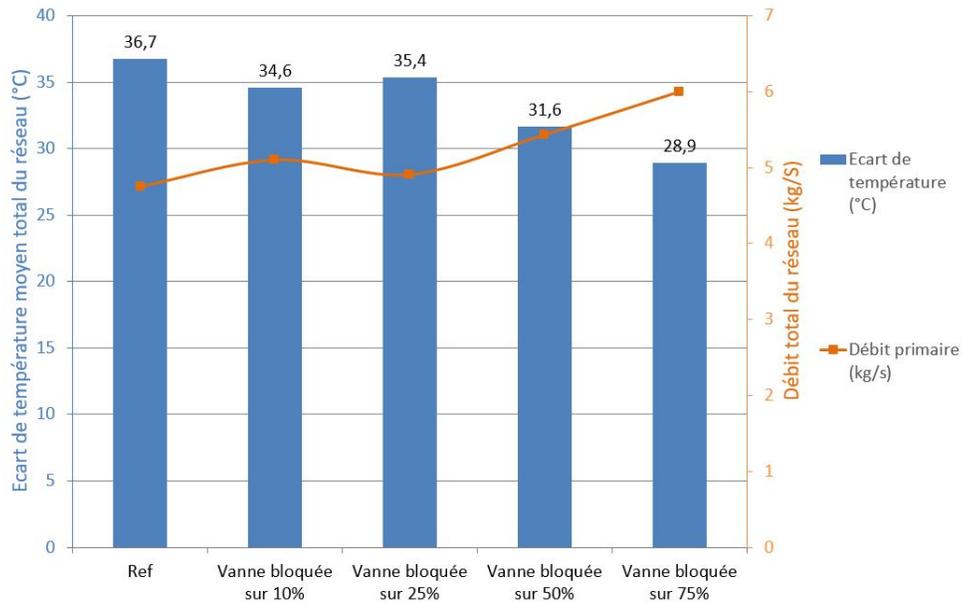


FIGURE 3.8 – Effet du blocage de vanne sur l'écart de température global du réseau et sur le débit total au primaire

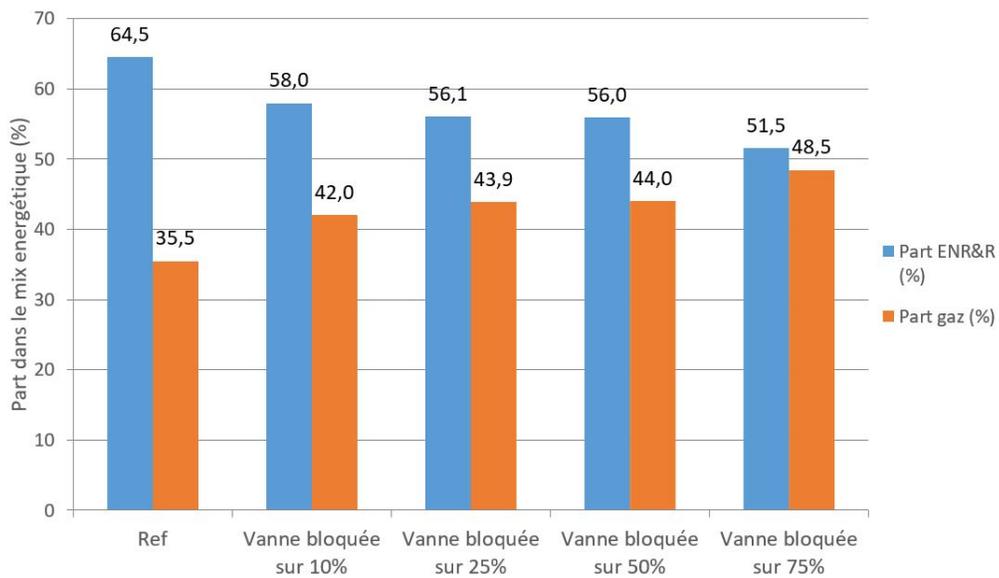


FIGURE 3.9 – Effet du blocage de vanne sur les performances du réseau

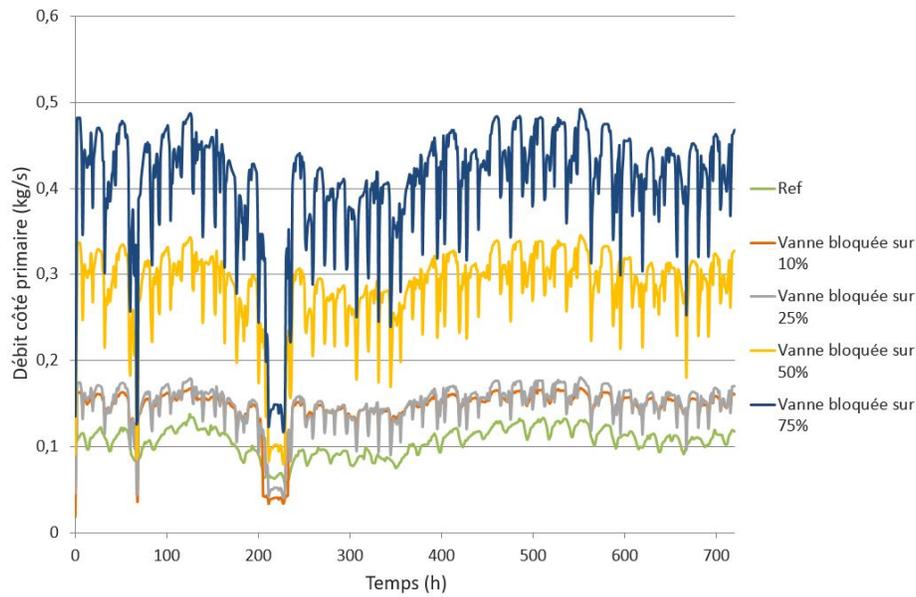


FIGURE 3.10 – Évolution temporelle du débit dans la sous-station 9 en fonction du blocage de vanne

3.3.3 Étude de l'impact du montage des sous-stations de chauffage

Comme expliqué dans le chapitre 2 (section 2.2.4.1) deux montages hydrauliques courant côté secondaire existent pour les SST fournissant du chauffage : le montage avec débit secondaire constant ou variable. Le choix du montage influe significativement sur les performances des SST. En effet dans le cas d'un montage avec débit constant, le débit choisi correspond au débit nécessaire pour satisfaire le besoin maximal. Lors du fonctionnement du réseau le besoin maximal est rarement atteint et le débit passant dans les émetteurs est très supérieur la plupart du temps dans le cas des SST à débit constant qu'à celui des SST à débit variable. Ainsi, une vanne trois voies est mise en place pour réguler le débit dans l'émetteur, ce qui a pour conséquence de créer un by-pass et donc de dégrader la température de retour au secondaire et donc la température de retour au primaire. Ainsi, les performances des montages à débit constant sont moins bonnes que celle des montages à débit variable. La figure 3.11 montre la comparaison entre des SST strictement identiques (même puissance, même consommation, même loi d'eau, ...) où seul diffère le montage hydraulique. La comparaison est faite entre les SST 1 et 11, les SST 9 et 19, les SST 22 et 32 puis les SST 28 et 38. Ainsi, comme pressenti, la différence de température au primaire est plus faible et le débit côté primaire est plus élevé pour les montages à débit constant.

La détection d'un débit constant peut-être simple si des organes de mesure sont présents côté secondaire. Cependant, cela n'est pas forcément le cas, car d'un point de vue légal seul le

comptage de l'énergie au primaire des SST est imposé, c'est-à-dire la mesure des températures aller-retour et du débit côté primaire. D'un point de vue du fonctionnement du réseau, la température de départ au secondaire est souvent mesurée afin de pouvoir réguler le débit côté primaire, mais cela n'est pas suffisant pour déterminer le débit côté secondaire. Il est donc nécessaire de développer un indicateur capable de détecter un débit constant au secondaire de la SST.

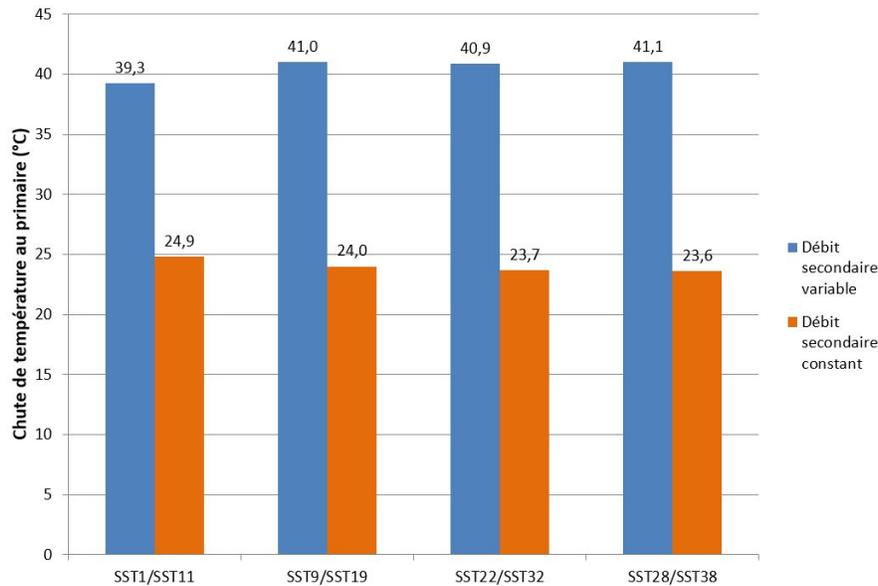


FIGURE 3.11 – Comparaison de la différence de température au primaire entre un montage hydraulique avec débit constant et débit variable au secondaire

3.3.4 Récapitulatif

Cette partie a montré les impacts sur les performances et l'effet sur les paramètres physiques de trois dysfonctionnements courants sur les réseaux. La tableau 3.2 présente un récapitulatif des défauts testés, de leurs impacts et des phénomènes physiques sur lesquels on va s'appuyer pour développer des indicateurs de détection de défaut.

Défaut	Impact	Phénomène physique mesurable
Encrassement important	Sur-débit, pertes de performance	Augmentation de la résistance thermique
Vanne bloquée	Sur-débit, instabilité, pertes de performances	Instabilité du débit côté primaire
Débit constant côté secondaire	Sur-débit, pertes de performance	Aucun

TABLE 3.2 – Récapitulatif des défauts étudiés et de leurs impacts

3.4 Test des indicateurs existants

Cette partie s'attache à éprouver la capacité de deux indicateurs issus de la littérature, à suivre les performances. Les deux indicateurs testés sont la méthode excess flow [42, 45] et la méthode de la signature thermique [46]. L'indicateur excess flow a pour but détecter les SST les moins performantes du réseau et la méthode de la signature thermique permet de suivre au jour le jour les performances de chaque sous-station et de déceler une dégradation de celles-ci. Ces indicateurs ne permettent pas d'identifier la source du dysfonctionnement mais ils permettent de signaler les SST qui nécessitent une étude approfondie. Les tests sont limités aux deux premiers défauts courants cités précédemment : l'encrassement et le blocage de vanne.

3.4.1 Méthode excess flow

3.4.1.1 Test numérique de la méthode

La méthode excess flow a été testée sur les différents dysfonctionnements présentés dans les parties précédentes.

Problème d'encrassement

La Figure 3.12 illustre l'utilisation de la méthode dans le cas d'échangeurs encrassés. Ainsi, les sous-stations dysfonctionnelles possèdent bien un volume en excès qui sont rappelés sur Tableau 3.3. L'écart de température de référence a été pris à 30°C , il coïncide à la moyenne des écarts de température de toutes les SST du réseau dans le cas de référence.

	SST 1	SST 9	SST 22	SST 28
Cas de référence	$-39,4 \text{ m}^3$	-61 m^3	$18,2 \text{ m}^3$	$18,4 \text{ m}^3$
Cas 1	$-24,4 \text{ m}^3$	$-29,6 \text{ m}^3$	$51,8 \text{ m}^3$	$61,8 \text{ m}^3$
Cas 2	7 m^3	$48,5 \text{ m}^3$	130 m^3	$168,8,8 \text{ m}^3$
Cas 3	$50,8 \text{ m}^3$	$180,6 \text{ m}^3$	$237,7 \text{ m}^3$	$319,1 \text{ m}^3$
Cas 4	$89,7 \text{ m}^3$	$303,3 \text{ m}^3$	$307,1 \text{ m}^3$	$380,8 \text{ m}^3$

TABLE 3.3 – Récapitulatif des volumes en excès dans le cas d'un encrassement

On peut observer que plus les encrassements sont importants, plus les volumes en excès sont grands. Les cas 3 et 4 de la simulation correspondent au cas où la résistance d'encrassement est la plus élevée et donc aussi aux cas où les volumes en excès sont les plus importants. Cela indique que l'indicateur permet bien de détecter les sous-stations qui dégradent le plus la performance. Il est aussi intéressant de noter que pour le cas 1 (encrassement faible), le volume en excès est peu important voir absent. Dans ce cas, la dégradation de la performance n'est pas significative (voir paragraphe 3.1.1). Pour les SST non-encrassées le volume en excès

reste identique dans tous les cas.

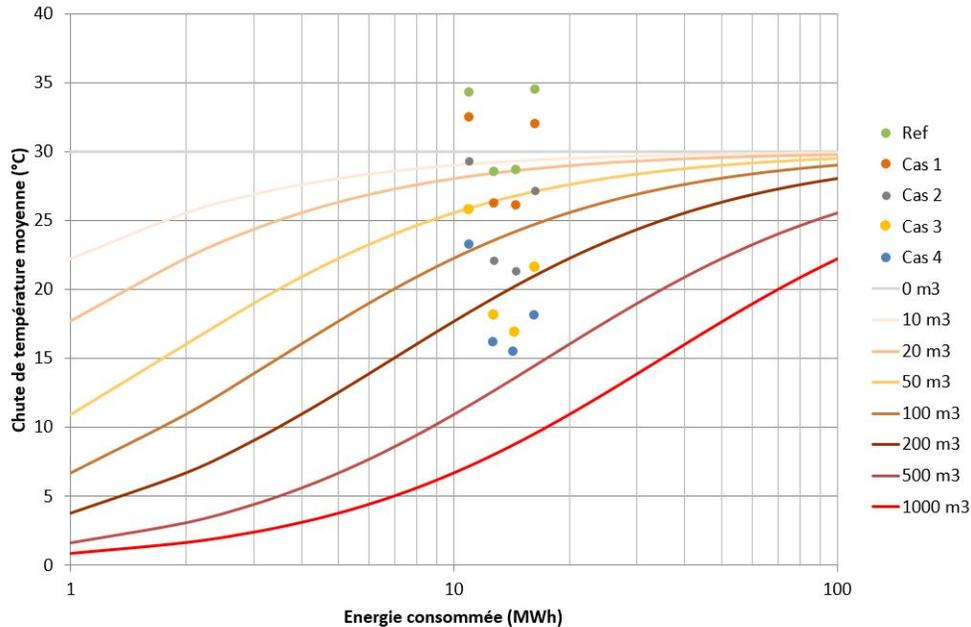


FIGURE 3.12 – Test de la méthode des volumes en excès dans le cas d'un encrassement

Problème de régulation

Dans le cas d'un problème de régulation, la méthode repère également un volume en excès donc des sous-stations peu performantes. En effet, l'encrassement ainsi que les problèmes de blocage de vanne ont pour effet d'augmenter le débit passant à travers la SST donc d'augmenter le volume d'eau consommé. Les résultats de l'indicateur sont donnés sur la Figure 3.13 et sur le Tableau 3.4. Le cas d'une vanne avec un degré d'ouverture fixe de 75% présente logiquement les SST avec le plus gros volume en excès (pour le cas de référence, l'ouverture moyenne se situe à 20%). L'indicateur remplit donc parfaitement son objectif.

	SST 1	SST 9	SST 22	SST 28
Cas de référence	-39,4 m ³	-61 m ³	18,2 m ³	18,4 m ³
Vanne bloquée à 10 %	52,7 m ³	55 m ³	11,4 m ³	8,8 m ³
Vanne bloquée à 25 %	62 m ³	68 m ³	60,3 m ³	72 m ³
Vanne bloquée à 50 %	371,1 m ³	509,7 m ³	210,5 m ³	232,3 m ³
Vanne bloquée à 75 %	710,6 m ³	992,9 m ³	450,9 m ³	501 m ³

TABLE 3.4 – Récapitulatif des volumes en excès dans le cas d'un blocage de vanne

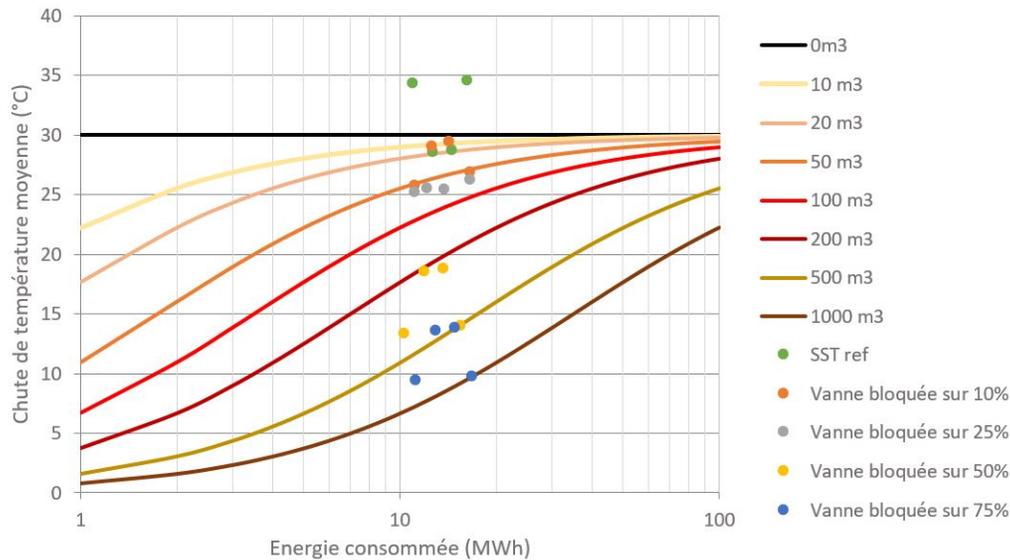


FIGURE 3.13 – Test de la méthode des volumes en excès dans le cas d'un blocage de vanne

3.4.1.2 Test de la méthode sur des données in-situ

La méthode excess flow est maintenant testée sur les données issues du réseau de chaleur X. Le test est fait uniquement sur les SST fournissant du chauffage et sur la période de chauffe d'octobre à avril. Les résultats sont présentés sur la Figure 3.14, la chute de température de référence est la moyenne des chutes de température au primaire de toute les SST.

Les résultats montrent que 5 sous-stations dégradent de manière significative la performance : il s'agit des SST 52, 21A, 21B, 72 et 122. Ces sous-stations représentent plus de la moitié de la consommation énergétique totale du réseau. Après une discussion avec l'exploitant, l'indicateur a bien permis de repérer les sous-stations qui dégradent le plus les performances du réseau. Une analyse des données supplémentaires permet d'identifier les sources des problèmes. En effet, les SST 52, 21 A et 21B sont des sous-stations d'interconnexion, c'est-à-dire qu'elles découplent hydrauliquement le réseau principal des sous-réseaux. En effet, le réseau principal récent fait en acier et les sous-réseaux plus anciens en fonte emboîtée ne supportent pas les mêmes niveaux de pression. De plus, au niveau des SST d'interconnexion, la consigne au secondaire n'est jamais atteinte, car la température de départ au primaire est plus faible que la consigne au secondaire. De ce fait, la vanne est toujours ouverte à 100%, ce qui a pour effet de réduire considérablement l'écart de température au primaire. Un problème similaire est présent sur la SST 122. La SST 72, quant à elle, possède une efficacité plus faible que les autres SST du réseau de l'ordre de 0,92 contre 0,98 pour le reste des SST du réseau. Ainsi, la méthode excess flow permet bien de repérer les SST les moins performantes du réseau et remplit donc son rôle.

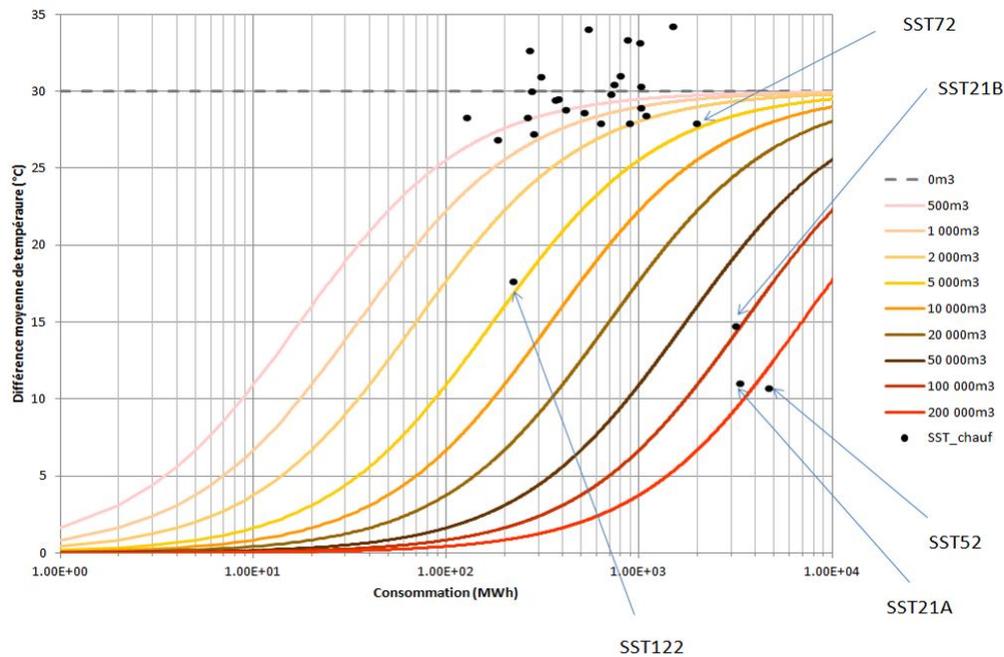


FIGURE 3.14 – Test de la méthode des volumes en excès sur des données in-situ

3.4.1.3 Limites de l'indicateur

La première limite de l'indicateur réside dans sa mise en oeuvre et provient de la définition de la chute de température de référence. La méthode initiale décrite par l'AIE [42] consiste à déterminer la référence via une simulation numérique du réseau. Cette méthode est trop lourde à mettre en place pour une utilisation de l'indicateur par les exploitants des réseaux, car elle nécessite une bonne connaissance du réseau et de ces caractéristiques et surtout une longue phase de calibration du modèle. Ici, une approche basée sur la moyenne de la chute de température de toutes les SST durant la période de chauffe est utilisée. Cette approche a le mérite d'être simple à mettre en place et d'exclure les faibles chutes de température non-représentatives dues à l'arrêt du chauffage en été. Néanmoins, cela oblige à mettre de côté les SST fournissant de l'ECS. Deuxièmement, cet indicateur ne permet pas à proprement parler de détecter un dysfonctionnement, il permet juste de détecter les SST les moins performantes et donc les SST où une étude plus approfondie du fonctionnement est nécessaire. De plus, étant donné que la méthode nécessite des données sur une période de temps assez longue (1 an dans la méthode proposée par AIE), seul un état des lieux annuel, semestriel ou mensuel des performances des SST peut être fait. La correction des éventuels dysfonctionnements ne peut pas être immédiate. Afin de contourner la définition délicate de la chute de température de référence, une solution pourrait être de calculer la chute de température moyenne en période de chauffe en fonction du volume d'eau consommé et de la consommation d'énergie

et donc de changer la représentation graphique de l'indicateur comme présenté Figure 3.15. En effet, le volume d'eau consommé est toujours mesuré par les exploitants et donc directement utilisable. Sur cette représentation, plus une SST se situe en bas à droite du graphique plus elle impacte négativement la température de retour globale du réseau. Sur cette figure comme pour la représentation graphique précédente, les SST sont représentées par des points en fonction de leur consommation d'eau et d'énergie. Les isolignes illustrent ici la chute de température moyennée.

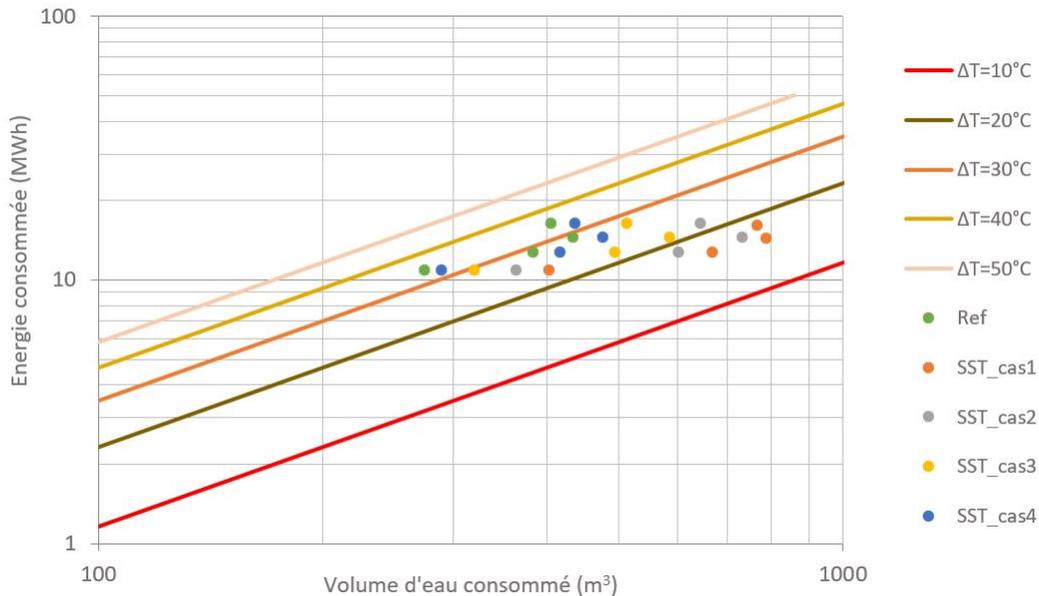


FIGURE 3.15 – Représentation alternative des résultats de la méthode excess flow en cas d'encrassement

3.4.2 Méthode de la signature thermique

3.4.2.1 Test numérique de la méthode

Dans un premier temps, la méthode est testée afin de détecter un encrassement important (cas 4). Les résultats sont donnés sur la Figure 3.16. Lors d'un encrassement, la chute de température est trop faible et sort de l'intervalle de tolérance comme illustré sur la Figure 3.16. Ainsi, un dysfonctionnement est bien signalé. Un focus peut être fait sur le cas 1 qui correspond à l'encrassement le moins important. En effet, les premières mesures montrent que l'écart de température reste à l'intérieur de l'intervalle, car l'encrassement présent n'est pas trop important. Le test est donc concluant.

Ensuite la capacité de l'indicateur à détecter un problème de régulation en particulier un blocage de vanne est testée. Les résultats sont présentés sur la Figure 3.17.

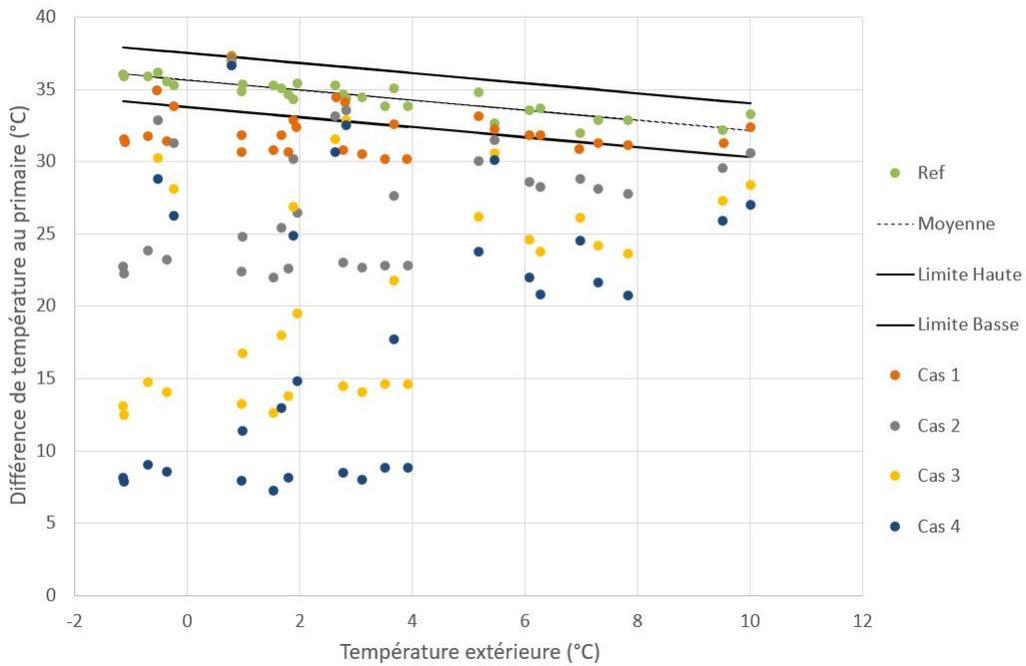


FIGURE 3.16 – Test de la méthode de la signature thermique pour la détection de l'encrassement

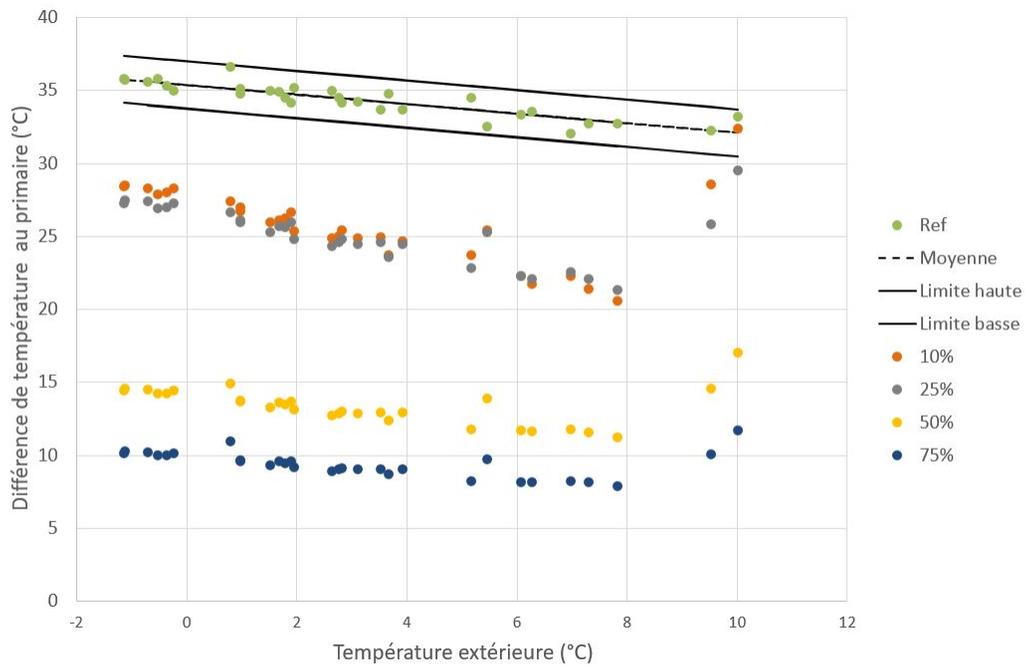


FIGURE 3.17 – Test de la méthode de la signature thermique pour la détection d'une vanne bloquée

Les résultats montrent que lors de l'apparition d'un blocage de vanne, les écarts de température au primaire baissent et passent sous le seuil d'intervention. Ainsi, un dysfonction-

nement est bien détecté.

3.4.2.2 Test de la méthode sur des données in-situ

Pour parachever les tests, il est nécessaire de faire une étude sur les données in-situ. Les SST 113 et 46 sont analysées sur une période où aucun dysfonctionnement n'a été révélé. La Figure 3.18 sur l'analyse de la SST 113 montre que l'écart de température au primaire n'est pas décroissant en fonction de la température extérieure comme prévu par la littérature [40]. Au contraire, il est plus ou moins constant jusqu'à une température extérieure $T_{ext} = 9^\circ\text{C}$ puis croissant avec T_{ext} .

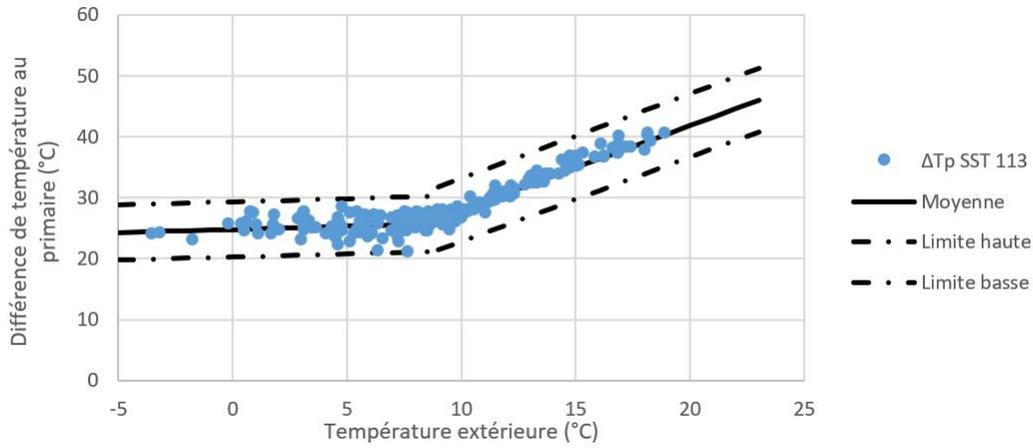


FIGURE 3.18 – Test de la méthode de la signature thermique sur la SST 113 du réseau X

Ce changement de monotonie est dû aux réglages des lois d'eau sur les températures de départ du réseau et du secondaire et de l'évolution de la puissance échangée en fonction de la température extérieure. Il est possible de déterminer la monotonie de la signature thermique en fonction des différents paramètres cités précédemment dans le cas où le débit traversant la sous-station côté secondaire est constant d'une part et plus élevé que le débit côté primaire d'autre part (cas très courant en France). En effet, la puissance échangée par l'échangeur s'écrit :

$$P = c_p \dot{m}_p (T_{p,in} - T_{p,out}) = c_p \dot{m}_s (T_{s,out} - T_{s,in}) \quad (3.3)$$

En fonction des hypothèses énoncées précédemment, l'efficacité de l'échangeur E s'écrit :

$$E = \frac{P}{c_p \dot{m}_p (T_{p,in} - T_{s,in})} \Leftrightarrow P = E c_p \dot{m}_p (T_{p,in} - T_{s,in}) \quad (3.4)$$

Ainsi d'après les équations précédentes :

$$\Delta T_p = E (T_{p,in} - T_{s,in}) = E \left(T_{p,in} - T_{s,out} + \frac{P}{c_p \dot{m}_s} \right) \quad (3.5)$$

Or la puissance, les températures de départ au primaire et au secondaire évoluent souvent linéairement avec la température extérieure (comme illustrés Figure 3.19 pour la SST du réseau X) :

$$T_{p,in} = a_1 T_{ext} + b_1 \quad (3.6)$$

$$T_{s,out} = a_2 T_{ext} + b_2 \quad (3.7)$$

$$P = a_p T_{ext} + b_p \quad (3.8)$$

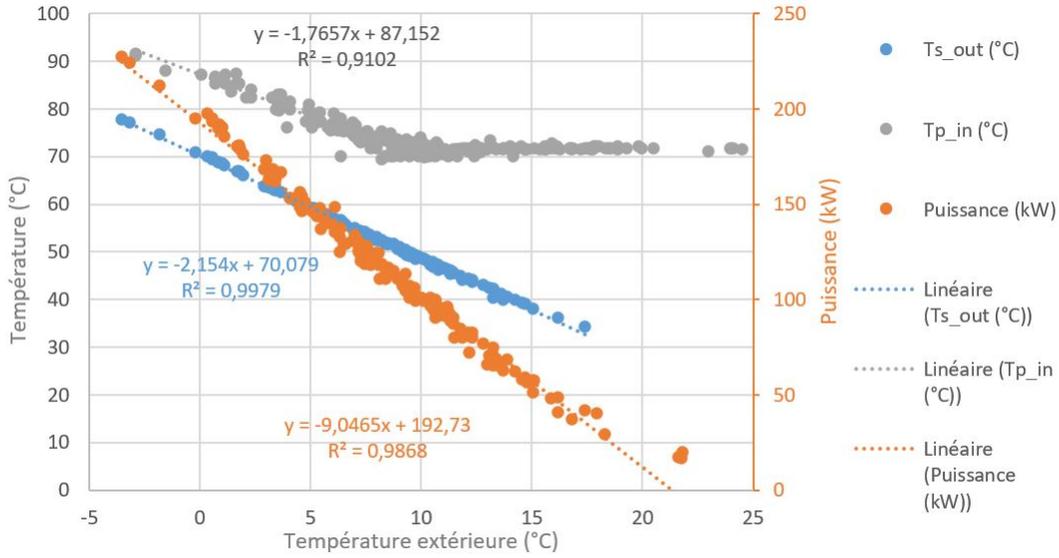


FIGURE 3.19 – Évolution de la puissance et des températures de départ au primaire et au secondaire en fonction de la température extérieure pour la SST 113 du réseau X

De ce fait, l'écart de température au primaire s'écrit :

$$\Delta T_p = E \left(\left(a_1 - a_2 + \frac{a_p}{c_p \dot{m}_s} \right) T_{ext} + b_1 - b_2 + \frac{b_p}{c_p \dot{m}_s} \right) \quad (3.9)$$

$$\frac{d\Delta T_p}{dT_{ext}} = E \left(a_1 - a_2 + \frac{a_p}{c_p \dot{m}_s} \right) \quad (3.10)$$

Ainsi, la chute de température n'est pas toujours décroissante avec la température extérieure comme prévue dans la littérature, mais dépend des paramètres du réseau (notamment des lois d'eau appliquées). En particulier, elle décroît si et seulement si :

$$\frac{d\Delta T_p}{dT_{ext}} < 0 \quad (3.11)$$

$$a_1 - a_2 + \frac{a_p}{c_p \dot{m}_s} < 0 \quad (3.12)$$

Dans le cas de la SST 113 du réseau X les coefficients directeurs des droites peuvent être déterminés à partir des données disponibles et sont donnés dans le tableau 3.5. La valeur théorique du terme $\frac{d\Delta T_p}{dT_{ext}}$ peut être calculée selon la formule ci-dessus en supposant une efficacité constante $E = 0,9$, alors que la valeur dite mesurée est calculée directement à partir des données de ΔT_p et T_{ext} (figure 3.18). La cohérence entre les valeurs théoriques et mesurées justifie la pertinence du modèle présenté.

	a_1	a_2	$\frac{a_p}{c_p \dot{m}_s}$	$\frac{d\Delta T_p}{dT_{ext}}$ Théorique	$\frac{d\Delta T_p}{dT_{ext}}$ Mesurée
Pour $T_{ext} < 9^\circ C$	-1,77	-2,15	-0,48	-0,04	-0,1
Pour $T_{ext} > 9^\circ C$	-0,11	-2,15	-0,48	1,51	1,56

TABLE 3.5 – Récapitulatif des coefficients directeurs des différentes fonctions et comparatif entre théorie et mesure

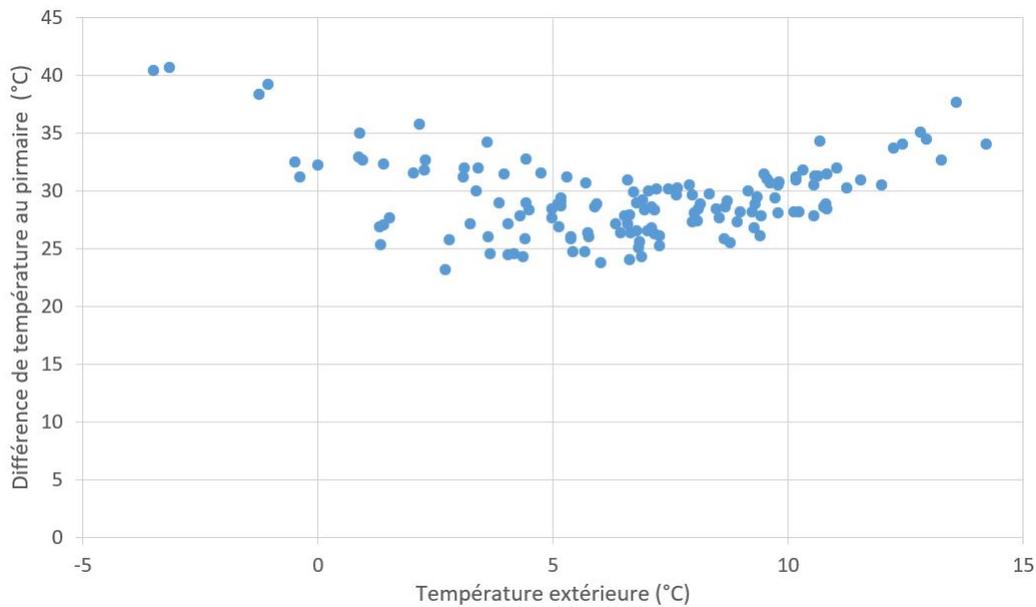


FIGURE 3.20 – Test de la méthode de la signature thermique sur la SST 46 du réseau X

Pour la SST 113, il est possible de déterminer une corrélation entre l'écart de température au primaire et la température extérieure. Néanmoins, l'analyse du comportement de la SST 46 (voir figure 3.20), montre cette fois, qu'aucune corrélation claire n'est visible alors que la SST ne présente aucun dysfonctionnement. La définition d'une référence est dans ce cas illusoire. Il est impossible d'appliquer la méthode de la signature thermique. La validation de l'indicateur sur les données in-situ n'est donc pas concluante.

3.4.2.3 Limites de l'indicateur

Comme nous l'avons vu, la première limite de l'indicateur est le besoin d'une référence c-à-d les performances de la SST en question lorsqu'elle présente aucun défaut et de l'existence d'une corrélation entre la chute de température au primaire et la température extérieure. En effet, chacune des sous-stations ayant un comportement différent, il est nécessaire d'avoir une référence pour chacune d'elle donc d'avoir des données lorsque la sous-station ne possède aucun dysfonctionnement. Il reste néanmoins difficile de savoir si aucun défaut n'est présent. De plus, cette méthode ne permet pas de connaître précisément la nature du défaut. Cela ne peut être découvert qu'après une étude approfondie de la sous-station ce qui est parfois chronophage pour l'exploitant et donc peu entrepris. Pour finir, le test in-situ de l'indicateur a montré que la monotonie de l'évolution de l'écart de température au primaire en fonction de la température extérieure peut changer suivant différents paramètres ce qui complexifie grandement l'analyse des résultats. Cette méthode est critiquable dans son application sur le terrain. Néanmoins, le principe de l'indicateur est intéressant et il semble pertinent de suivre l'évolution du pincement de l'échangeur en fonction de la température extérieure, car le pincement est le reflet direct de la performance de l'échangeur de chaleur.

3.5 Création d'indicateurs de détection de défauts

Dans un premier temps de nouveaux indicateurs de performance sont construits à partir de tests numériques via le banc d'essai numérique. Dans un second temps, ils seront validés (partie 3.6) sur des données in-situ.

3.5.1 Suivi de l'évolution du pincement

3.5.1.1 Description de l'indicateur

Le premier indicateur proposé est le suivi de l'évolution du pincement en fonction de la température extérieure.

$$Pincement = \min(T_{p,in} - T_{s,out} ; T_{p,out} - T_{s,in}) \quad (3.13)$$

Cet indicateur a pour vocation de détecter une dégradation de la performance d'une sous-station à l'aide d'un suivi journalier. De par son objectif cet indicateur est une alternative à la méthode de la signature thermique. En effet, la monotonie de l'évolution du pincement en fonction de la température extérieure ne dépend pas des lois d'eau du système. En effet, lorsque la température extérieure baisse, le débit au primaire augmente (plus de puissance demandée) ce qui a souvent pour conséquence de réduire le NUT comme illustré sur la Figure 3.21 (sous l'hypothèse que le débit au secondaire est constant et que le débit au primaire est le

plus faible des deux débits, ce qui est très fréquent sur les réseaux français). La baisse du NUT entraîne de facto une baisse de l'efficacité de l'échangeur donc un accroissement du pincement (voir Figure 3.22). Ainsi, le pincement décroît en fonction de la température extérieure. Une évolution inhabituelle du pincement est la conséquence d'une perte de performance de l'échangeur et donc de la sous-station.

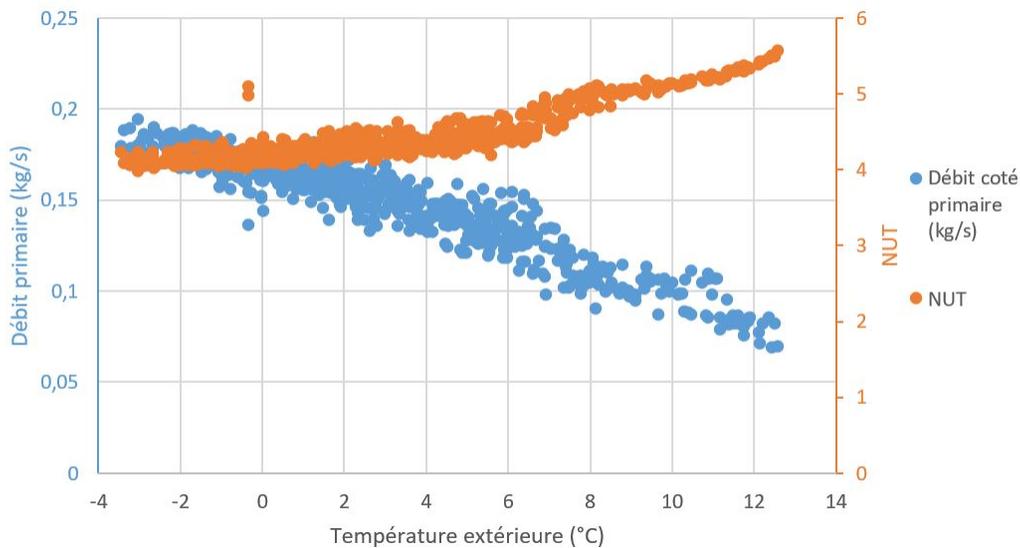


FIGURE 3.21 – Évolution du débit coté primaire et du NUT en fonction de la température extérieure pour la SST 11 du modèle numérique

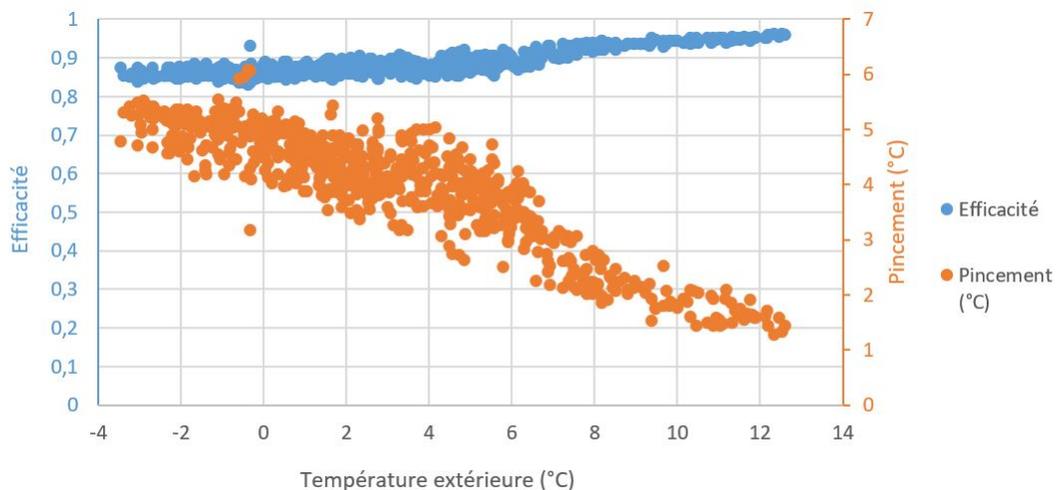


FIGURE 3.22 – Évolution du pincement et de l'efficacité d'un échangeur en fonction de la température extérieure pour la SST 11 du modèle numérique

L'indicateur proposé se construit sur le même modèle que l'indicateur issu de la méthode

de la signature thermique. Ainsi, il est nécessaire dans un premier temps d'avoir des données historiques sur le pincement de l'échangeur lorsque que l'échangeur ne révèle aucun défaut notable. Il est alors possible de déterminer un comportement moyen du pincement en fonction de la température extérieure qui doit correspondre à une fonction linéaire décroissante. Des seuils de tolérance sont ensuite mis en place, par exemple ± 3 fois l'écart type entre le comportement moyen et les données historiques cela permet de s'affranchir des problèmes de précision des capteurs de température. Un dysfonctionnement sera décelé lorsque les mesures de pincement seront en dehors de l'intervalle de tolérance défini. La Figure 3.23 montre la mise en place des seuils de l'indicateur. Le pincement évolue entre 5°C et 3°C et le comportement moyen répond à l'équation linéaire suivante :

$$\text{Pincement} = -0,09T_{ext} + 4,49 \quad (3.14)$$

L'écart type entre les données simulées et le comportement moyen correspond à :

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2} = 0,26 \quad (3.15)$$

Ainsi les équations linéaires correspondant aux limites hausse et basse sont :

$$\text{Limite haute} = -0,09T_{ext} + 5,27 \quad (3.16)$$

$$\text{Limite basse} = -0,09T_{ext} + 3,71 \quad (3.17)$$

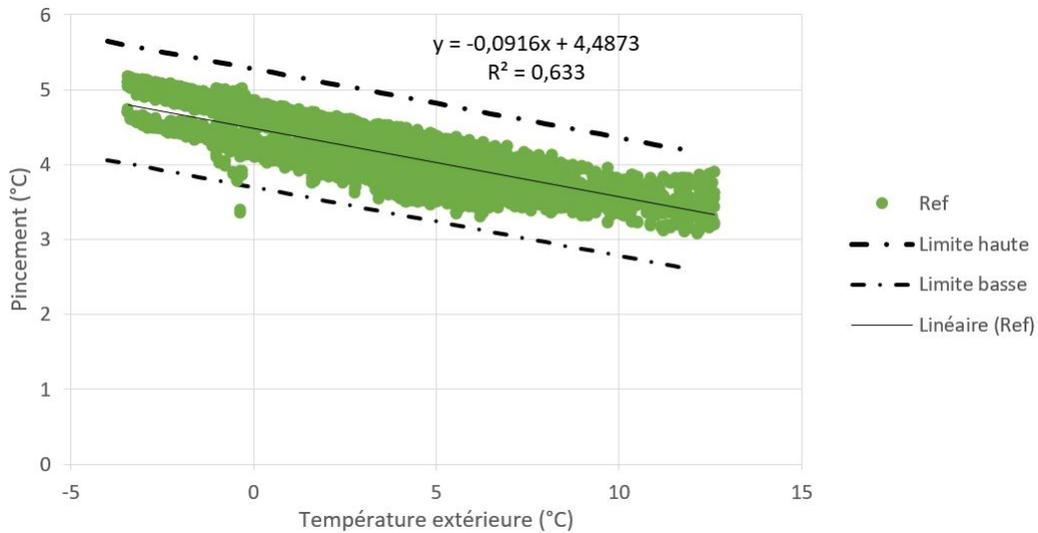


FIGURE 3.23 – Mise en place de la méthode de détection de la dégradation des performances via le suivi du pincement pour la SST 11 du modèle numérique

3.5.1.2 Test numérique de la méthode

La méthode du pincement est testée sur le banc d'essai numérique. Dans un premier temps, la capacité de l'indicateur à détecter un encrassement important est testée. La Figure 3.24 présente le résultat du test de l'indicateur sur une sous-station. L'intervalle de tolérance est déterminé à l'aide des données simulées dans le cas d'un fonctionnement sans défaut de la SST. Dans le cas de référence, le pincement se situe du côté froid de l'échangeur. Dans chacun des 4 cas d'encrassement rapide, les données mesurées sortent de l'intervalle de tolérance (cela se vérifie sur les 4 SST encrassées). En effet, un encrassement induit une perte d'efficacité de l'échangeur et donc un pincement plus important. L'indicateur arrive donc bien à repérer un encrassement important.

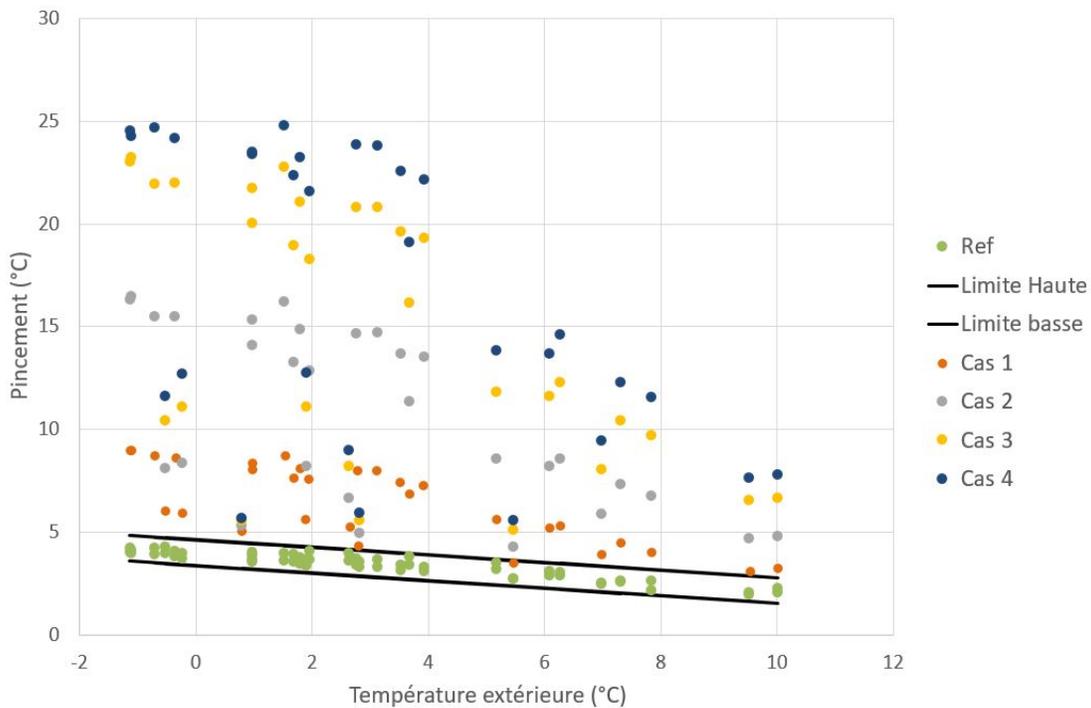


FIGURE 3.24 – Test de la méthode du pincement dans le cadre d'un encrassement

L'indicateur est ensuite testé dans le but de déceler une régulation inadaptée. Comme précédemment l'intervalle de tolérance est déterminé à l'aide des données simulées dans le cas d'un fonctionnement sans défaut de la SST. L'analyse des résultats (figure 3.24) montre que dans le cas d'un degré d'ouverture fixe de la vanne à 75% et 50%, un défaut est bien détecté. Les mesures se trouvent en dehors de l'intervalle de tolérance. Il faut noter que le pincement est plus faible que dans la cas sans encrassement, mais cela ne signifie pas une meilleure performance. En effet, dans ce cas-là, le pincement ne se situe plus du côté froid

de l'échangeur, mais du côté chaud. Un faible pincement du côté froid de l'échangeur est plus intéressant qu'un faible pincement côté chaud, car la performance globale du réseau est dictée par la température retour au primaire. De ce fait, comme la température retour au secondaire est la température la plus basse possible un faible pincement côté froid implique une température de retour au primaire basse. Si le pincement de l'échangeur se situe du côté chaud, les performances du réseau sont donc moins bonnes (voir 3.1.1).

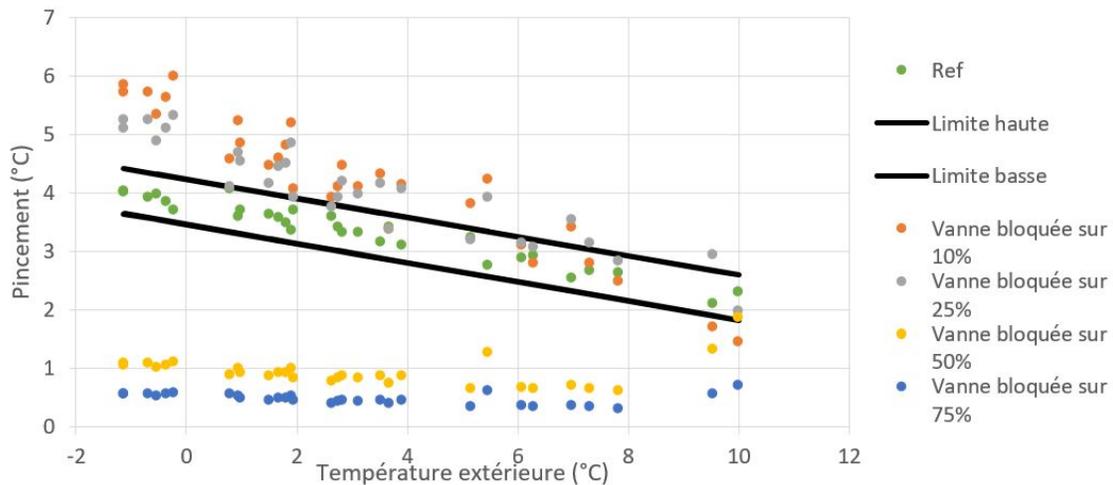


FIGURE 3.25 – Test de la méthode du pincement dans le cadre d'un problème de régulation

Pour les cas d'une vanne bloquée sur un degré d'ouverture de 25% ou 10%, les mesures montrent que le pincement sort de l'intervalle de tolérance pour une grande partie des cas. Il y a bien un défaut du point de vue de l'indicateur (voir Figure 3.25). Noter que le degré d'ouverture dans le cas sans défaut est d'environ 18% ce qui explique pourquoi la méthode fonctionne bien dans les cas 50% et 75% et un peu moins dans les cas 10% et 25%. En tous cas, on observe une baisse de performance de l'indicateur en fonction de la température extérieure (à partir de 8°C, la méthode ne semble plus aussi efficace).

Pour conclure, cet indicateur est bien adapté en cas d'encrassement, mais moins pour la détection d'un problème de régulation, il est donc nécessaire d'en développer un spécifique à la détection de ce type d'anomalie.

3.5.2 Suivi de la résistance thermique de l'échangeur

3.5.2.1 Description de l'indicateur

L'indicateur proposé ici a pour objectif de détecter un encrassement dans un échangeur de sous-station. Cet indicateur repose sur le fait que les échangeurs de sous-station sont souvent des échangeurs à plaques montés en contre-courant. Le but est de suivre l'évolution de la

résistance thermique de l'échangeur en fonction d'un rapport de débit. En effet, la résistance thermique de l'échangeur sans encrassement s'écrit :

$$R_{globale,nom} = \frac{1}{h_p S} + \frac{1}{h_s S} \quad (3.18)$$

Or d'après la corrélation de Dittus-Boetler les coefficients d'échange convectif s'écrivent :

$$hS = \gamma \dot{m}^{0,8} \quad (3.19)$$

Avec le coefficient γ qui dépend uniquement de la géométrie de l'échangeur et des caractéristiques du fluide, dans notre cas, il est donc constant. Ainsi, la résistance thermique d'encrassement se réécrit :

$$R_{globale,nom} = \frac{1}{\gamma \dot{m}_p^{0,8}} + \frac{1}{\gamma \dot{m}_s^{0,8}} \quad (3.20)$$

$$R_{globale,nom} = \frac{1}{\gamma} \frac{\dot{m}_p^{0,8} + \dot{m}_s^{0,8}}{\dot{m}_p^{0,8} \dot{m}_s^{0,8}} \quad (3.21)$$

$$R_{globale,nom} = \frac{1}{\gamma} \dot{M} \text{ avec } \dot{M} = \frac{\dot{m}_p^{0,8} + \dot{m}_s^{0,8}}{\dot{m}_p^{0,8} \dot{m}_s^{0,8}} \quad (3.22)$$

La résistance thermique globale de l'échangeur évolue linéairement en fonction de la variable \dot{M} . L'évolution de $R_{globale,nom}$ doit être calculée à l'aide de données historiques, idéalement après un nettoyage de l'échangeur. En cas d'encrassement, la résistance thermique totale $R_{totale,mes}$ est la somme entre la résistance thermique globale (sans encrassement) $R_{globale,nom}$ et la résistance thermique d'encrassement $R_{encrassement}$.

$$R_{totale,mes} = R_{globale,nom} + R_{encrassement} \quad (3.23)$$

Avec encrassement, l'évolution de la résistance thermique totale peut ne plus être linéaire. Ainsi, une SST sera considérée comme défaillante à cause de l'encrassement si le ratio entre la résistance thermique totale mesurée et la résistance thermique totale sans encrassement appelé ratio d'encrassement dépasse un seuil, fixé ici à 1,4. En d'autres termes, la SST est défaillante si :

$$R_{totale,mes} > 1,4 R_{globale,nom} \quad (3.24)$$

Ce seuil est déduit de l'analyse des simulations sur l'encrassement. La figure 3.26 présente pour 4 SST, la variation de la température de retour côté primaire par rapport au cas de référence, en fonction du ratio d'encrassement. En effet, comme présenté sur la figure 3.26, lorsque que le ratio entre la résistance thermique totale mesurée et la résistance thermique

totale sans encrassement est de 1,4, la température de sortie au primaire de la sous-station augmente de $2,5^{\circ}\text{C}$ au minimum et de 5°C au maximum. Ce qui peut être considéré comme une augmentation suffisante pour dégrader significativement les performances.

Afin de déterminer les résistances thermiques globales réelles en fonctionnement de l'échangeur, il est nécessaire de connaître les températures aux 4 bornes de l'échangeur et la puissance consommée par la SST. En effet, la résistance thermique globale mesurée s'écrit :

$$R_{global,mes} = \frac{DTLM}{P} \text{ avec } DTLM = \frac{(T_{p,in} - T_{s,out}) - (T_{p,out} - T_{s,in})}{\ln(T_{p,in} - T_{s,out}) - \ln(T_{p,out} - T_{s,in})} \quad (3.25)$$

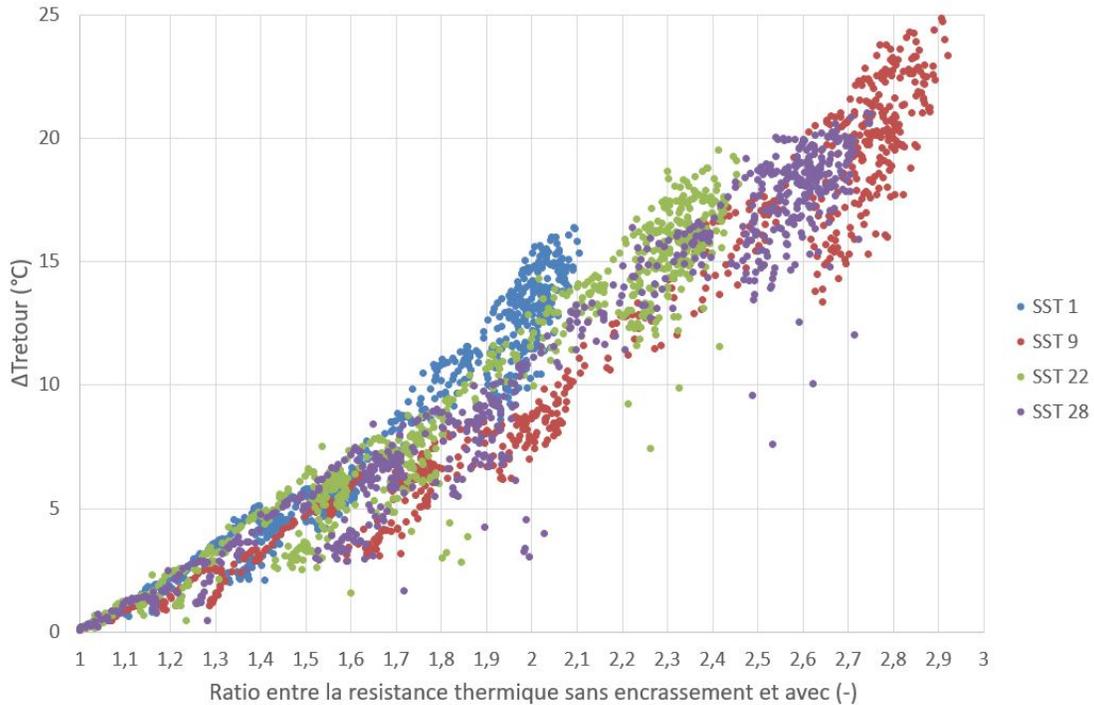


FIGURE 3.26 – Impact de l'encrassement sur la température primaire de sortie de la SST

3.5.2.2 Test numérique de la méthode

Comme précédemment, la robustesse et la capacité de l'indicateur à déceler l'encrassement sont testées. La Figure 3.27 illustre les résultats de l'indicateur dans le cadre d'un encrassement. Ainsi dans le cas de référence sans encrassement (points verts sur la Figure 3.27), l'évolution de la résistance thermique en fonction de la variable \dot{M} est bien linéaire. Ensuite, le seuil est placé en multipliant l'évolution de la résistance thermique sans encrassement par

1,4. Dans le cas présenté en exemple, le seuil est décrit par l'équation :

$$R_{totale,mes} = \gamma \dot{M} = 3,56 \cdot 10^{-5} \dot{M} \quad (3.26)$$

$$Seuil = 1,4 \gamma \dot{M} = 4,98 \cdot 10^{-5} \dot{M} \quad (3.27)$$

Lorsqu'il y a un encrassement, on observe bien une non-linéarité de la résistance thermique en fonction des débits masse. Un encrassement trop important est détecté lorsqu'un point de mesure dépasse le seuil. Dans l'exemple présenté figure 3.27, dans les 4 cas d'encrassement testés, le seuil est franchi, un encrassement important est relevé. Il faut cependant noter qu'à partir d'un certain seuil du rapport de débit (10 dans notre cas d'étude), la méthode ne permet pas de détecter un encrassement faible (Cas 1)

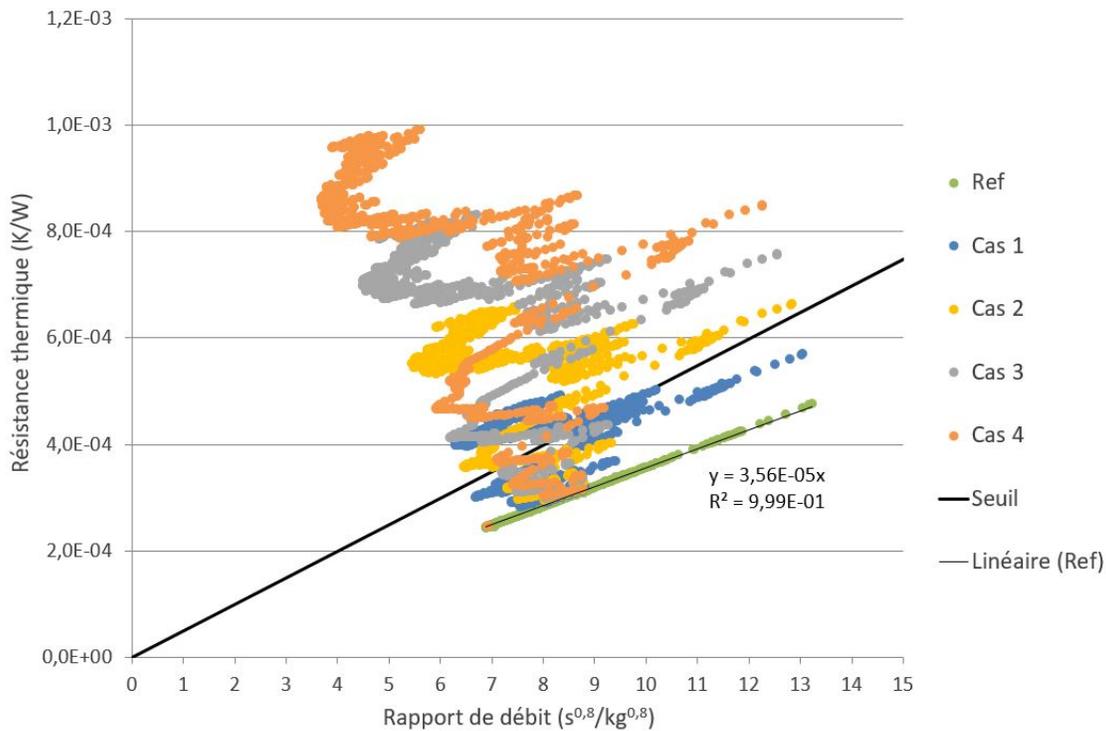


FIGURE 3.27 – Évolution de la résistance thermique en fonction d'un rapport de débit pour différents scénarios d'encrassement

L'indicateur est ensuite testé dans le cadre de vanne bloquée sur une position d'ouverture fixe. Les résultats sont présentés sur la Figure 3.28. Dans tous les cas l'évolution de la résistance thermique reste linéaire et demeure en dessous du seuil. Comme prévu, l'indicateur proposé est sensible uniquement au problème d'encrassement, mais pas à d'autres problèmes comme les problèmes de régulation.

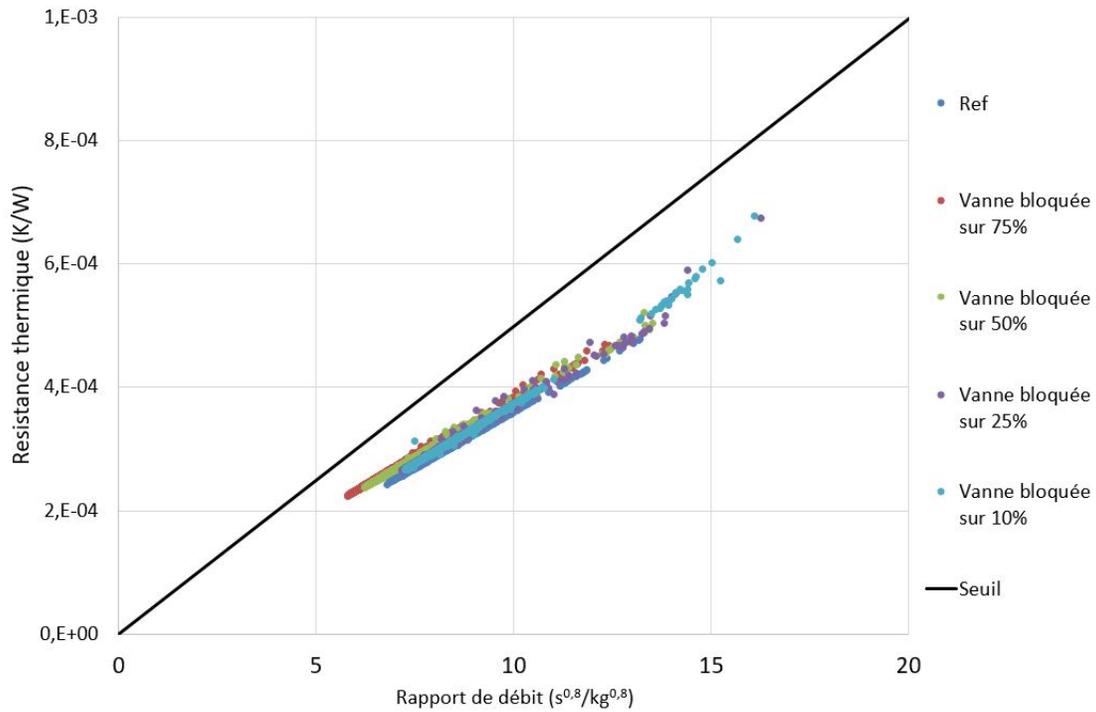


FIGURE 3.28 – Évolution de la résistance thermique en fonction d'un rapport de débit dans le cas de vanne bloquée

3.5.3 Détection d'un problème lié à la régulation

3.5.3.1 Description de l'indicateur

L'indicateur proposé ici a pour objectif de détecter un problème lié à la régulation (autorité trop faible, vanne bloquée, PID mal réglé). Cet indicateur repose sur le principe que lors d'un problème de régulation, celle-ci provoque l'instabilité du débit côté primaire. Il est alors utile de s'intéresser à la variation relative du débit, c'est-à-dire la différence relative entre des débits à deux pas de temps consécutifs :

$$D_m = \frac{\dot{m}_{t+\Delta t} - \dot{m}_t}{\dot{m}_{t+\Delta t}} \quad (3.28)$$

Analysant une SST quelconque parmi les 40 SST modélisées (voir Figure 3.29), la variation relative du débit (pour un pas de temps de 1 heure) est faible et dépasse rarement les $\pm 15\%$. Il reste cependant des variations de l'ordre de 10% qui sont dues aux pics d'appel de puissance au niveau de la SST (pointe du matin, pointe du soir). Afin de voir la fréquence des variations, une étude fréquentielle (transformées de Fourier) a été réalisée sur les variations relatives du débit. Cette analyse fréquentielle indique qu'il y a des fortes variations de débit toutes les 24h, 12h et 8h ce qui correspond à un comportement logique du débit dans une sous-station (voir Figure 3.30).

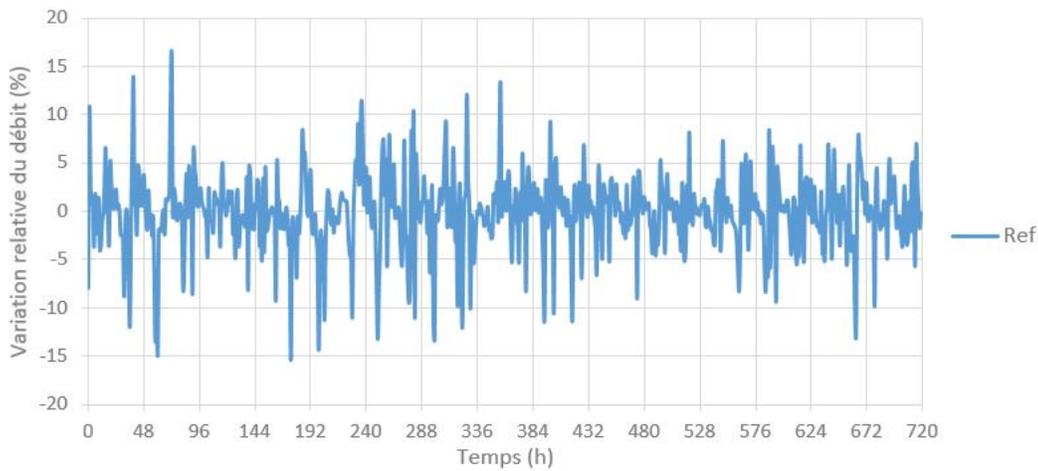


FIGURE 3.29 – Variation relative de débit dans le cas de référence $\Delta t = 1h$

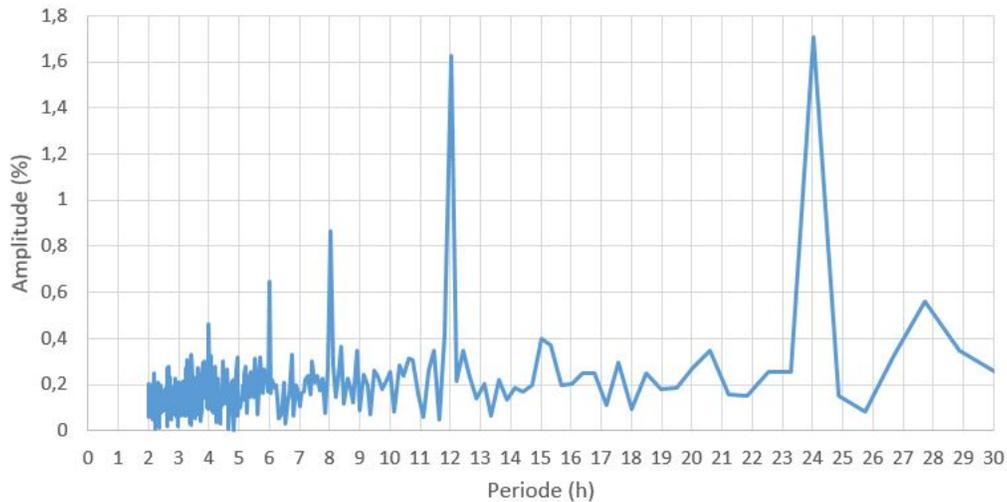


FIGURE 3.30 – Analyse fréquentielle de la variation relative de débit de la SST référence

L'analyse fréquentielle permet de déduire donc qu'une forte variation apparaît toutes les 8h c'est-à-dire 3 fois par jour dans un cas de référence. De plus, si la même analyse fréquentielle est faite sur la même SST mais avec une vanne bloquée (voir Figure 3.31), des variations importantes de débit à des périodes inférieures à 6h, soit plus de 4 fois par jour, sont observées, ce qui est un signe d'instabilité.

Néanmoins, l'analyse fréquentielle d'une variable est jugée complexe pour être utilisée sur le terrain par les exploitants. De ce fait, l'indicateur porte directement sur la variation de la grandeur régulée, c'est-à-dire la différence relative des débits à deux pas de temps consécutifs. Un problème sera détecté lorsque les variations de débit seront supérieures à $\pm 15\%$ au moins 4 fois par jour.

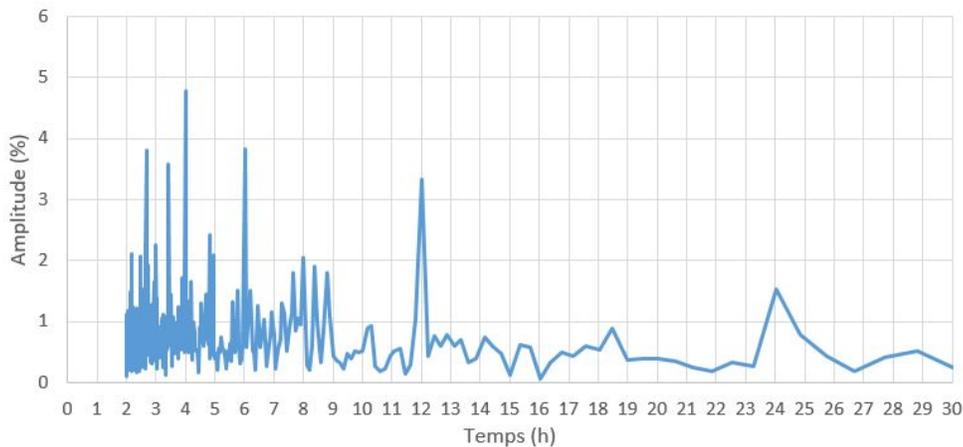


FIGURE 3.31 – Analyse fréquentielle de la variation relative de débit d'une SST avec une vanne bloquée

3.5.3.2 Test numérique de la méthode

Dans un premier temps, la méthode est testée lors d'un encrassement. Les résultats présentés Figure 3.32 se concentrent sur 2 jours seulement dans un souci de lisibilité. Ainsi, à aucun moment le seuil des $\pm 15\%$ n'est dépassé. En outre, la Figure 3.33 montre la variation de débit plus tard dans la simulation, en particulier quand l'encrassement est plus important. Les moments où le seuil de 15% est dépassé sont représentés par des points rouges. Ainsi, le seuil est dépassé plus de 4 fois par jour pour le cas 4 ce qui indiquerait un problème de régulation, ce qui n'est pas censé être le cas. Néanmoins, pour ce cas, l'encrassement est assez important pour dégrader fortement le coefficient d'échange de l'échangeur ce qui oblige la vanne de régulation à rester ouverte à 100% tout le temps, ce qui revient donc à un problème de vanne bloquée. L'indicateur signale donc bien un problème de régulation. Dans les autres cas d'encrassement, le seuil n'est pas dépassé.

Pour confirmation du bon fonctionnement de l'indicateur, il est ensuite testé sur les cas où les vannes sont effectivement bloquées. Les Figure 3.34 et Figure 3.35 représentent l'évolution de la variation de relative de débit sur 2 jours sur la SST 22 respectivement pour des vannes bloquées sur des degrés d'ouverture de 10% et 75% . Chaque figure montre que le seuil des $\pm 15\%$ est dépassé chaque jour plus de 4 fois. Pour les 2 cas restant, les résultats sont similaires. L'indicateur permet bien de détecter des problèmes de régulation comme le montre le récapitulatif des tests présenté sur Tableau 3.6.

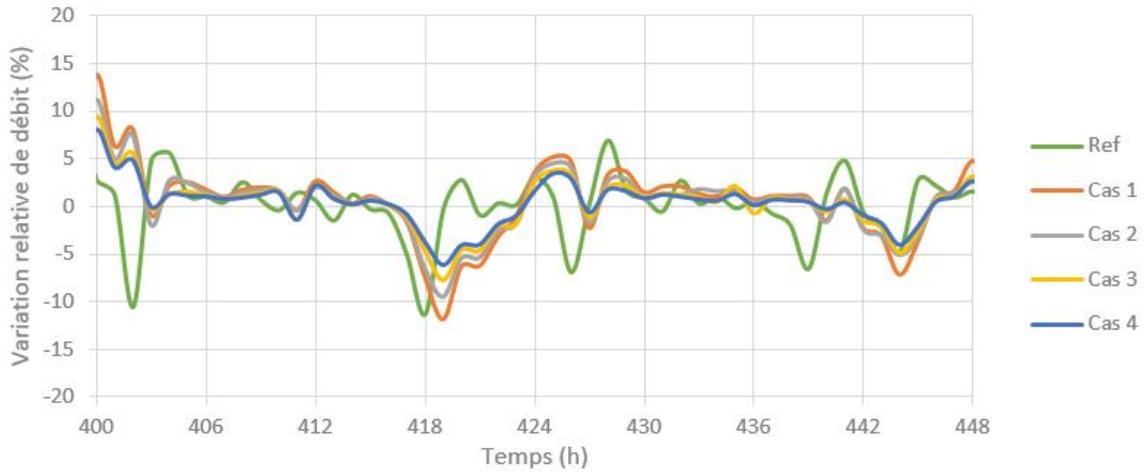


FIGURE 3.32 – Variation relative du débit sur deux jours dans la SST 22 du banc d'essai numérique dans le cas d'un encrassement

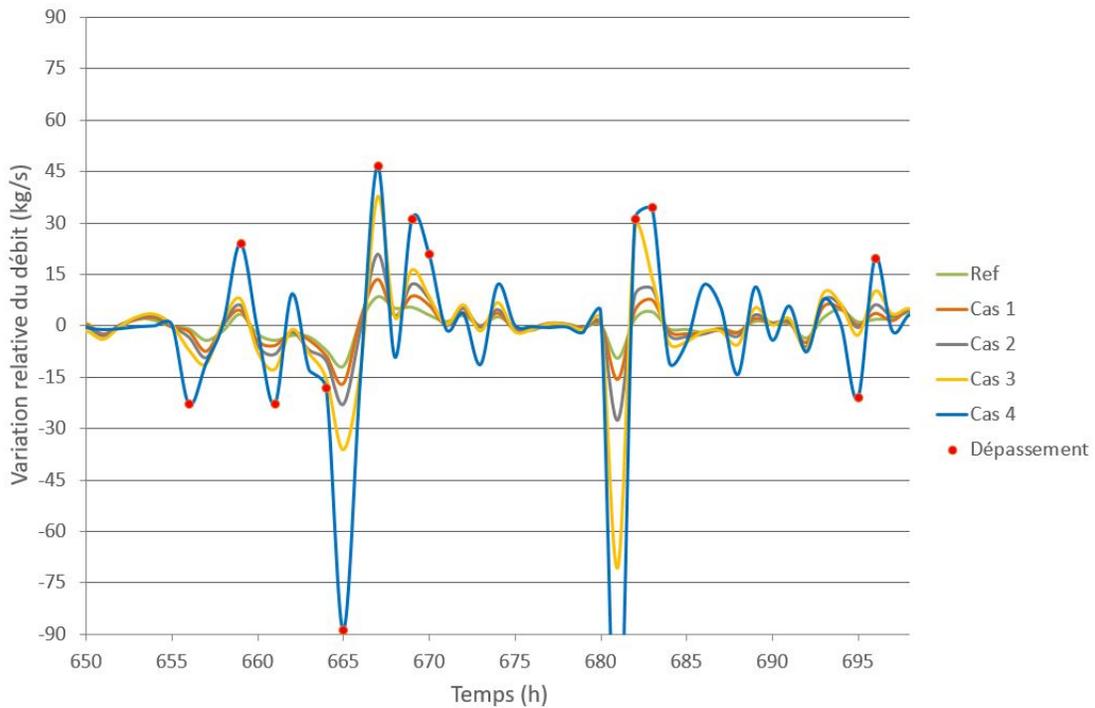


FIGURE 3.33 – Variation relative du débit sur deux jours dans la SST 22 du banc d'essai numérique dans le cas d'un encrassement (dépassement affiché seulement pour le cas 1)

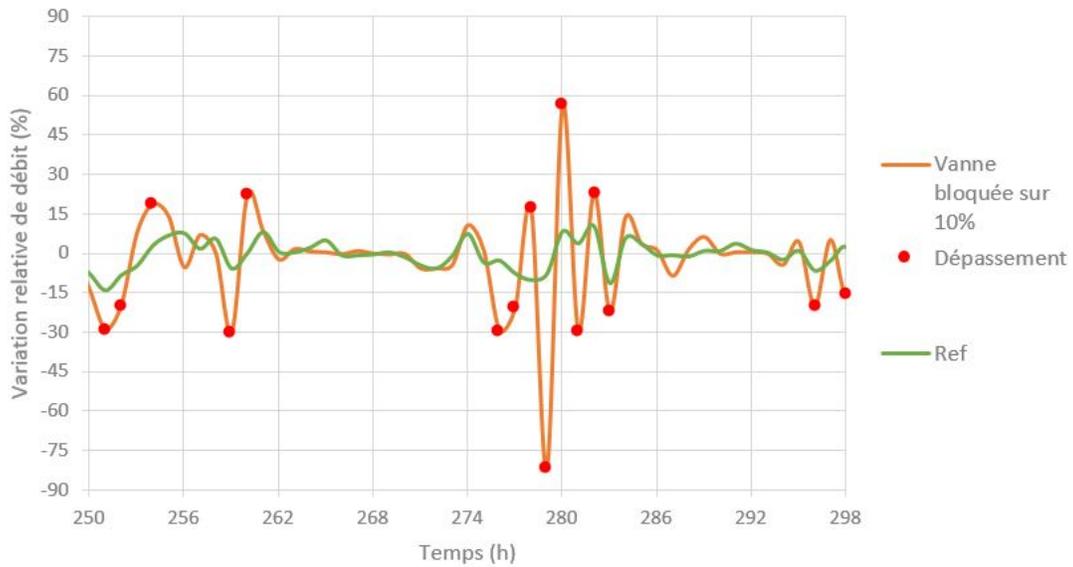


FIGURE 3.34 – Variation du débit sur deux jours dans la SST 22 du banc d'essai numérique dans le cas d'une vanne bloquée sur 10% d'ouverture

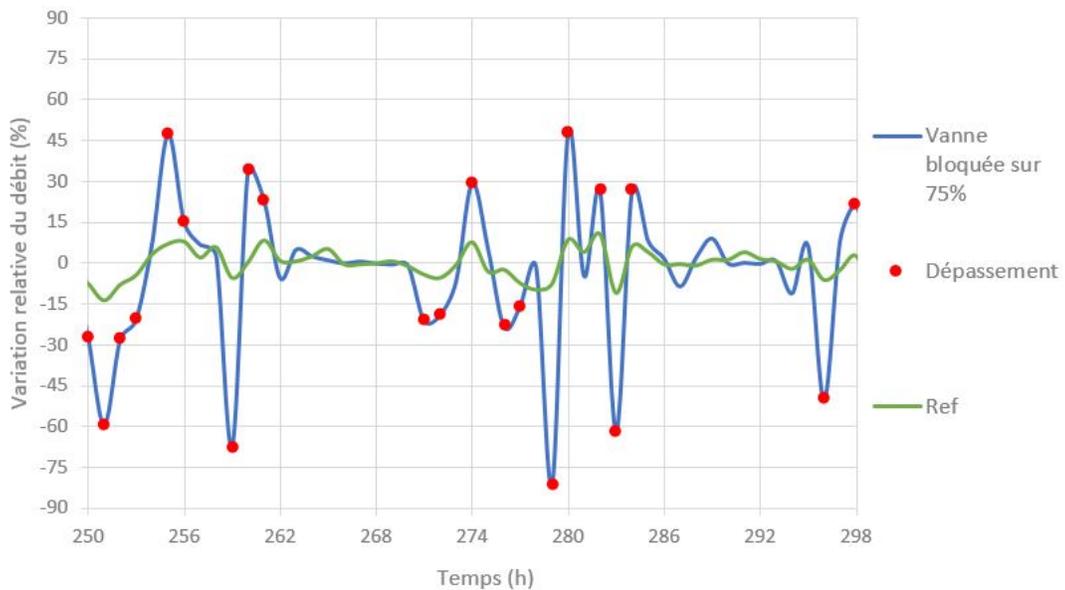


FIGURE 3.35 – Variation du débit sur deux jours dans la SST 22 du banc d'essai numérique dans le cas d'une vanne bloquée sur 75% d'ouverture

	Encrassement				
	Référence	Cas 1	Cas 2	Cas 3	Cas 4
Nombre de dépassements max sur une journée	1	1	3	3	7
	Régulation dysfonctionnelle				
	Référence	Vanne bloquée sur 10%	Vanne bloquée sur 25%	Vanne bloquée sur 50%	Vanne bloquée sur 75%
Nombre de dépassement max sur une journée	1	9	10	9	10

TABLE 3.6 – Description des cas d'études réalisés

3.5.4 Détection d'un débit constant côté secondaire d'une sous-station de chauffage

3.5.4.1 Description de l'indicateur

Comme il a été montré précédemment, une SST de chauffage ayant un débit constant au secondaire, dégrade significativement les performances du réseau. Dans le cas, où les températures aller et retour côté secondaire sont mesurées la détection d'un débit constant est immédiat. Néanmoins, ces mesures sont rarement disponibles, il est donc nécessaire de développer un indicateur utilisant les données généralement disponibles. L'objectif ici est donc de créer un indicateur capable de mesurer le débit côté secondaire en fonction des températures et débit côté primaire, de la puissance échangée et de la consigne de température de départ au secondaire (supposé vérifiée). L'indicateur repose sur les équations (3.5) présentées partie 3.3.2.2. Ainsi, le débit côté secondaire s'écrit :

$$\dot{m}_s = \frac{P}{c_p} \frac{1}{\frac{\Delta T_p}{E} - T_{p,in} + T_{s,out}} \quad (3.29)$$

Comme précédemment les températures aller au primaire et secondaire, la différence de température au primaire et la puissance évoluent linéairement en fonction de la température extérieure. Ainsi, on reprend les équations 3.6, 3.7 et 3.8, et la différence de température au primaire s'exprime :

$$\Delta T_p = a_3 T_{ext} + b_3 \quad (3.30)$$

Si le débit secondaire est constant, sa dérivée par rapport à la température extérieure doit

être nulle. Dans le cas où l'efficacité de l'échangeur est constant, le débit côté secondaire est constant si :

$$\frac{d\dot{m}_s}{dT_{ext}} = 0 \quad (3.31)$$

$$a_p (b_3 + Eb_2 - Eb_1) - b_p (a_3 + Ea_2 - Ea_1) = 0 \quad (3.32)$$

Dans l'équation précédente, tous les paramètres peuvent être calculés excepté l'efficacité de l'échangeur. De ce fait, l'indicateur consiste à trouver une valeur de E comprise entre 0 et 1 qui permet de résoudre l'équation 3.33.

$$\begin{cases} E = \frac{a_p b_3 - b_p a_3}{a_p (b_1 - b_2) + b_p (a_2 - a_1)} \\ E \in [0; 1] \end{cases} \quad (3.33)$$

Cette équation est uniquement valable dans le cas où le débit au secondaire est constant. Néanmoins théoriquement une solution physique peut être trouvée dans le cas d'un débit au secondaire variable. Pour vérifier qu'une solution physique ne peut être trouvée que dans le cas d'un débit secondaire constant, une étude de sensibilité est présentée dans l'annexe A. Cette étude montre que peu importe les données mesurées l'équation 3.33 n'est valable que dans le cas d'une SST avec un débit constant au secondaire.

3.5.4.2 Test numérique de la méthode

Dans un premier temps l'indicateur est testé sur les SST 1, 9, 22 et 28 qui possèdent un débit secondaire variable. Ensuite les paramètres nécessaires à l'utilisation de l'indicateur, la figure 3.36 montre respectivement l'évolution de la puissance, des températures de départ des deux côtés de l'échangeur et de la différence de température au primaire en fonction de la température extérieure pour la SST 1.

Le récapitulatif des données des 4 SST est présenté tableau 3.7.

	a_p	b_p	a_1	b_1	a_2	b_2	a_3	b_3
SST 1	-817,1	18130	-1,41	82,8	-1,47	69,2	-0,51	40,7
SST 9	-1220,8	27375	-1,41	82,8	-1,47	69,2	-0,6	42,8
SST 22	-958,3	21308	-1,41	82,5	-1,47	69,2	-0,6	42,7
SST 28	-1090,5	24367	-1,41	82,5	-1,47	69,2	-0,61	42,9

TABLE 3.7 – Récapitulatif des données mesurées pour les SST 1, 9, 22 et 28

Enfin, l'équation 3.33 est résolue ce qui donne les résultats présentés sur le tableau 3.8.

Ainsi, les résultats montrent qu'aucune solution physique n'existe. De ce fait, le débit côté secondaire n'est pas constant.

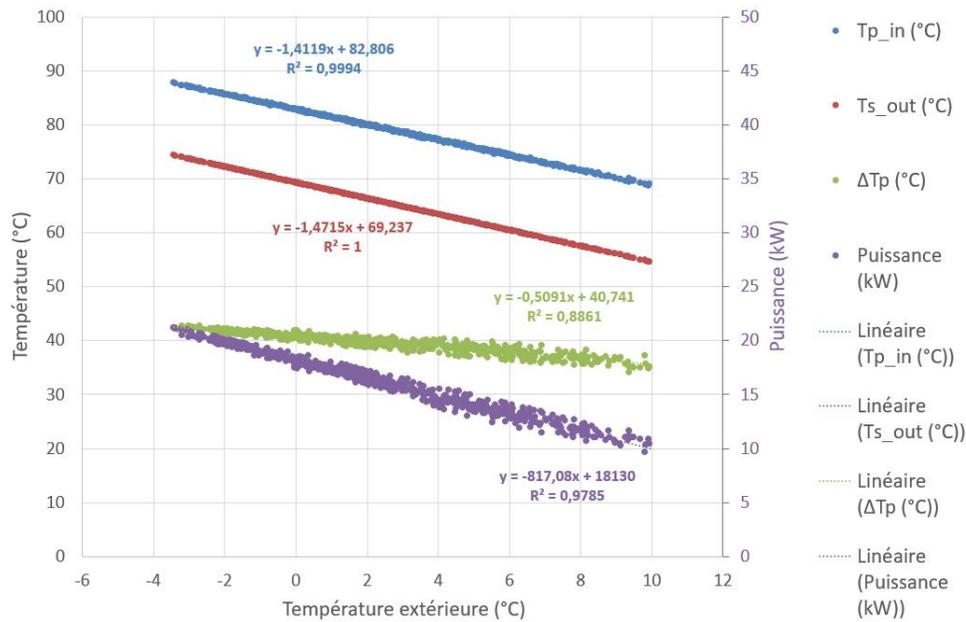


FIGURE 3.36 – Évolution des températures départ des deux côtés de l'échangeur, la différence de température au primaire et de la puissance échangée en fonction de la température extérieure pour la SST 1

	SST 1	SST 9	SST 22	SST 28
E	1,97	2	2,04	2,04

TABLE 3.8 – Calcul de l'efficacité des SST 1, 9, 22 et 28

Ensuite, l'indicateur est testé sur les SST 11, 19, 32 et 38 qui fonctionnent avec un débit secondaire constant. Les figures 3.37 montrent respectivement l'évolution de la puissance, des températures de départ des deux côtés de l'échangeur et de la différence de température au primaire en fonction de la température extérieure pour la SST 11.

Le récapitulatif des données des 4 SST est présenté tableau 3.9.

	a_p	b_p	a_1	b_1	a_2	b_2	a_3	b_3
SST 1	-817,1	18130	-1,41	82,8	-1,48	69,2	-0,57	26,6
SST 9	-1220,8	27375	-1,41	82,8	-1,48	69,2	-0,5	25,5
SST 22	-958,3	21308	-1,41	82,5	-1,48	69,2	-0,52	25,2
SST 28	-1090,5	24367	-1,41	82,5	-1,48	69,2	-0,51	25,1

TABLE 3.9 – Récapitulatif des données mesurées pour les SST 11, 19, 32 et 38

Enfin, l'équation 3.33 est résolue ce qui donne les résultats présentés sur le tableau 3.10. Les solutions trouvées pour l'efficacité sont comprises entre 0 et 1, l'équation a donc une

solution physique donc le débit côté secondaire des SST 11, 19, 32 et 38 est bien constant.

	SST 11	SST 19	SST 32	SST 38
E	0,95	0,95	0,95	0,95

TABLE 3.10 – Calcul de l'efficacité des SST 11, 19, 32 et 38

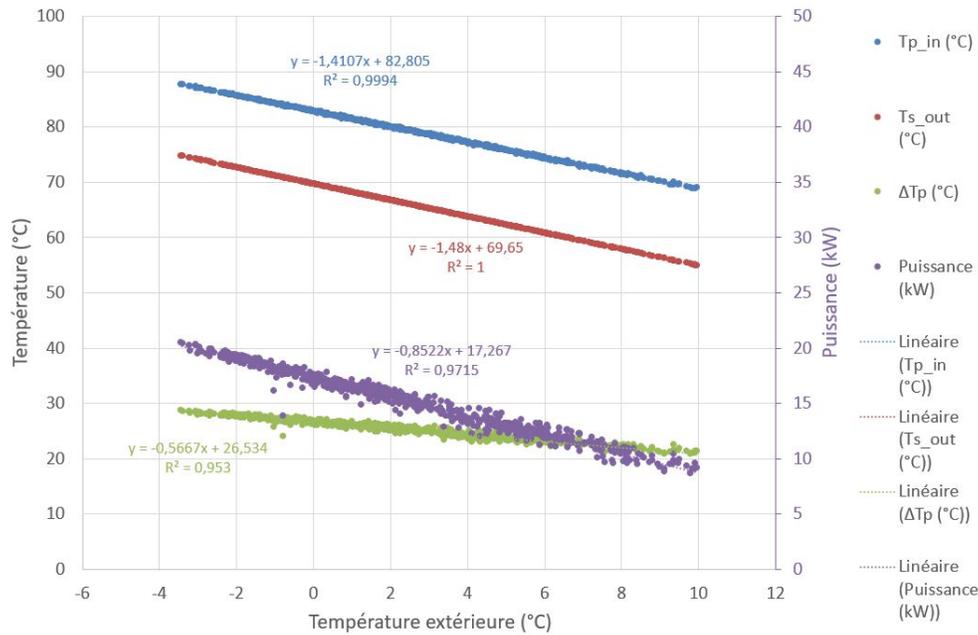


FIGURE 3.37 – Évolution des températures départ des deux côté de l'échangeur, de la différence de température au primaire et de la puissance échangée en fonction de la température extérieure pour la SST 11

3.6 Test des indicateurs sur des données in-situ

Dans cette partie, les indicateurs décrits précédemment sont testés sur des données d'exploitation issues du réseau X.

La validation des indicateurs se focalise uniquement sur certaines sous-stations dont des défauts ont été identifiés par l'exploitant après plusieurs années d'exploitation. On souhaite vérifier que les indicateurs permettent une identification systématique et plus rapide de ces défauts. Les SST analysées ainsi que leurs défauts respectifs sont donnés dans le Tableau 3.11.

Nom de la SST	Défaut observé
SST 113	Aucun c'est la SST de référence
SST 46	Changement de loi d'eau au secondaire dû à un non respect du confort des occupants
SST ECS 72	Non respect de la consigne de température au départ secondaire dû à un encrassement important
SST 71	SST présentant une vanne qui pompe dû à une autorité de vanne trop faible
SST 44	SST possédant un débit constant côté secondaire

TABLE 3.11 – Récapitulatif des SST étudiées du réseau X et leurs défauts connus respectifs

3.6.1 Validation de la méthode du suivi du pincement

3.6.1.1 Test de la méthode sur des données in-situ

La méthode est testée via l'analyse des SST 113 et 46. L'étude de la SST 46 est faite entre le 1/11/2017 et le 1/04/2018. En effet, la SST 46 a subi un changement de loi d'eau le 23/11/2017 comme le montre la Figure 3.38. Ceci est dû à la difficulté du réseau à satisfaire le besoin en début de saison de chauffe. Dans un souci de clarté, les données utilisées sont des données moyennes journalières.

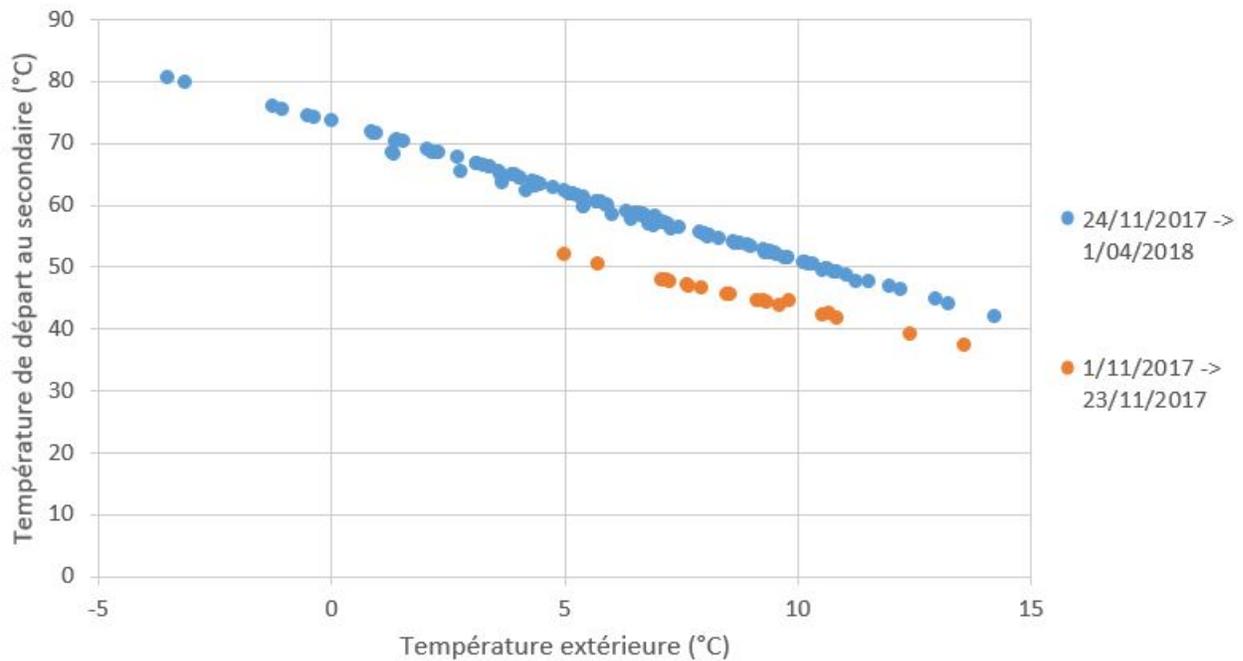


FIGURE 3.38 – Loi d'eau du départ au secondaire de la SST 46 du réseau X

L'indicateur est testé en prenant comme référence le pincement obtenu durant le mois de janvier. La Figure 3.39 présente les résultats de l'indicateur. Celui-ci montre que les données mesurées avant la correction de la loi d'eau se trouvent en-dehors de l'intervalle de tolérance : un dysfonctionnement est donc bien détecté. Au-delà de $T_{ext} = 8^{\circ}C$, l'efficacité de l'échangeur est quasiment égale à 1 ce qui explique des pincements très faibles proches de 0. En outre, l'ordre de grandeur du pincement, dans ce cas, est aux alentours de $0,2^{\circ}C$ soit dans l'intervalle de confiance de l'incertitude des mesures (les deux capteurs de température sont précis à $\pm 0,1^{\circ}C$).

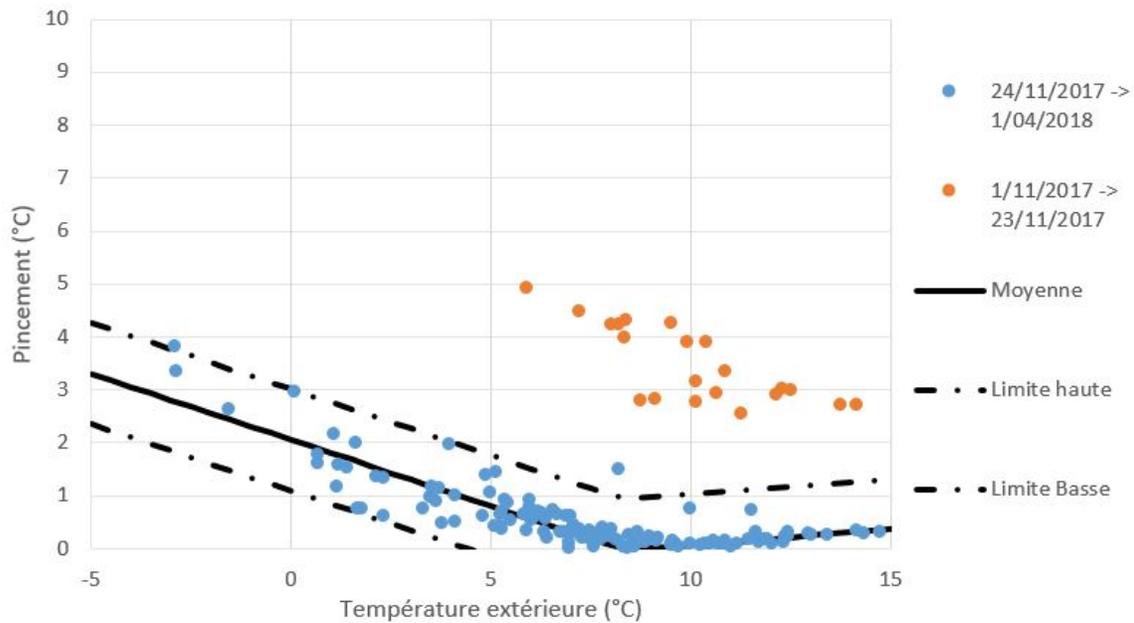


FIGURE 3.39 – Test de la méthode du pincement sur la SST 46 du réseau

Ensuite, la même méthode est testée sur la SST 113. La référence est prise sur les mois de novembre et décembre, correspondant au début de la saison de chauffage. La Figure 3.40 montre bien que l'évolution du pincement est linéaire avec cependant un changement de monotonie à partir de $T_{ext} = 8^{\circ}C$. Le changement de pente est dû à un changement de pente de la loi d'eau de la température départ au primaire. Pour la même raison que précédemment, l'analyse montre que le pincement reste dans l'intervalle de tolérance sauf quelques points singuliers pour les températures extérieures les plus froides néanmoins. Ainsi, aucun dysfonctionnement n'est repéré, la validation de l'indicateur sur les données d'exploitation est une réussite.

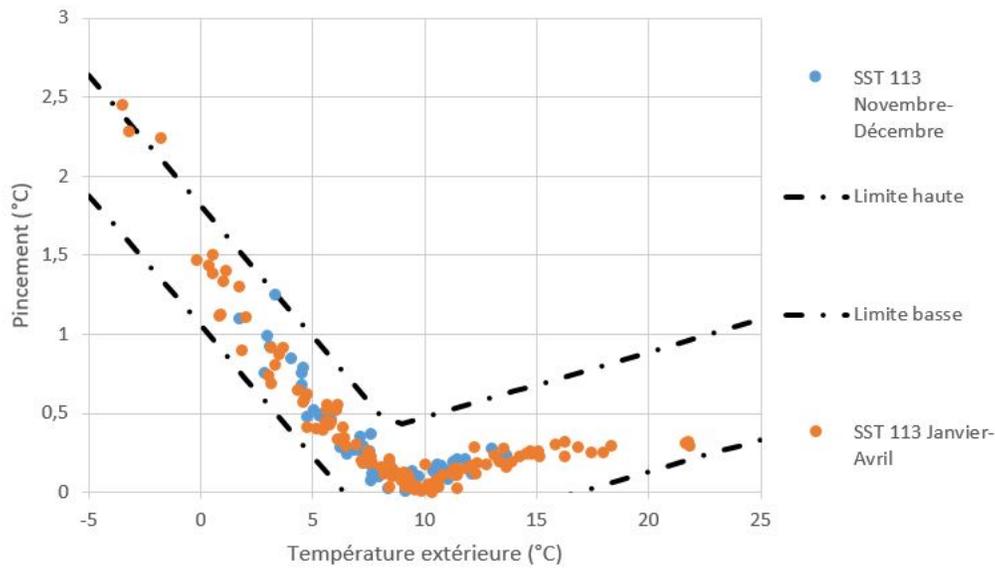


FIGURE 3.40 – Test de la méthode du pincement sur la SST 113 du réseau X

3.6.1.2 Limites de la méthode

Cet indicateur possède les mêmes limites que la méthode de la signature thermique. En effet, il est nécessaire d'avoir des données historiques en nombre suffisant pour déterminer la référence. En outre, cette méthode n'est pas utilisable sur les SST fournissant de l'ECS car il faut des données avec une thermosensibilité importante. Une dernière limite réside dans l'instrumentation des capteurs sur les RDC. En effet, il est très rare en Ile-de-France que les exploitants mesurent et enregistrent la température de retour au secondaire. Cependant sur le plan technique, la mise en place d'un capteur de température supplémentaire ne pose pas de problème spécifique en particulier. Il est donc nécessaire d'inciter les exploitants des réseaux à améliorer l'instrumentation des réseaux en particulier du côté secondaire.

3.6.2 Validation de la méthode du suivi de la résistance thermique

3.6.2.1 Test de la méthode sur des données in-situ

Dans un premier temps, l'indicateur est testé sur la SST 113. Le résultat est présenté sur la Figure 3.41.

Comme prévu par la théorie et par les essais numériques, la résistance thermique de l'échangeur évolue bien linéairement en fonction de \dot{M} . La résistance thermique maximale est de $3,5 \cdot 10^{-4} W/K$. Cette SST n'ayant connu aucun défaut, le résultat conforte la théorie. Ensuite, l'indicateur est testé sur les données issues de l'échangeur ECS de la SST 72. Cette sous-station a été nettoyée deux fois à cause d'un encrassement trop important. L'exploitant a

détecté un encrassement en suivant la température de départ au secondaire. En effet, lorsque la température de départ au secondaire descend en dessous de 50°C , l'exploitant considère, par expérience, qu'un encrassement est apparu côté secondaire à cause de l'introduction d'une eau non adoucie. L'échangeur a été nettoyé le 15/11/2017, la Figure 3.42 montre l'évolution temporelle de la résistance thermique avec une variation importante de celle-ci après nettoyage.

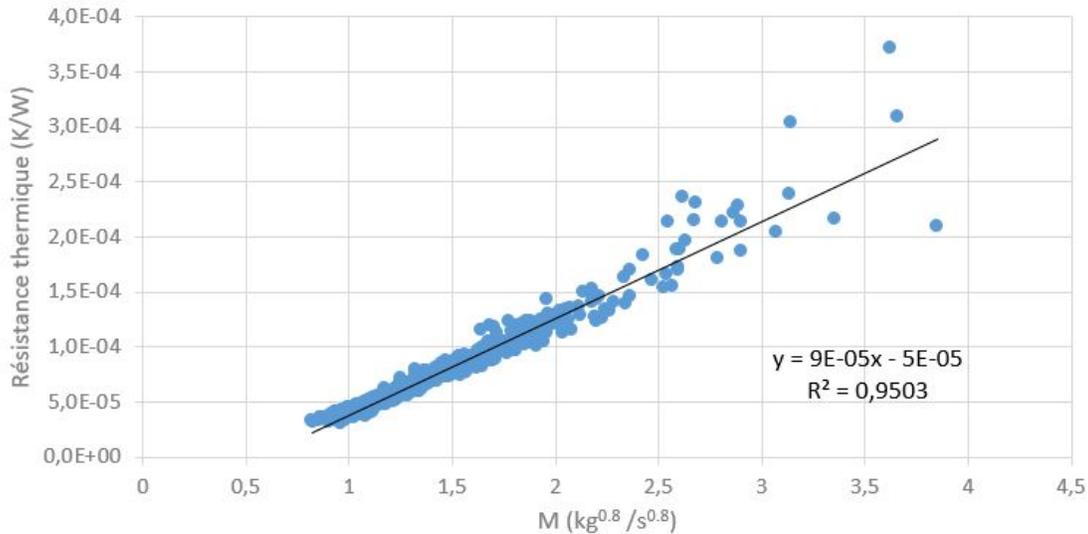


FIGURE 3.41 – Évolution de la résistance thermique en fonction d'un rapport de débit sur la SST113 du réseau X

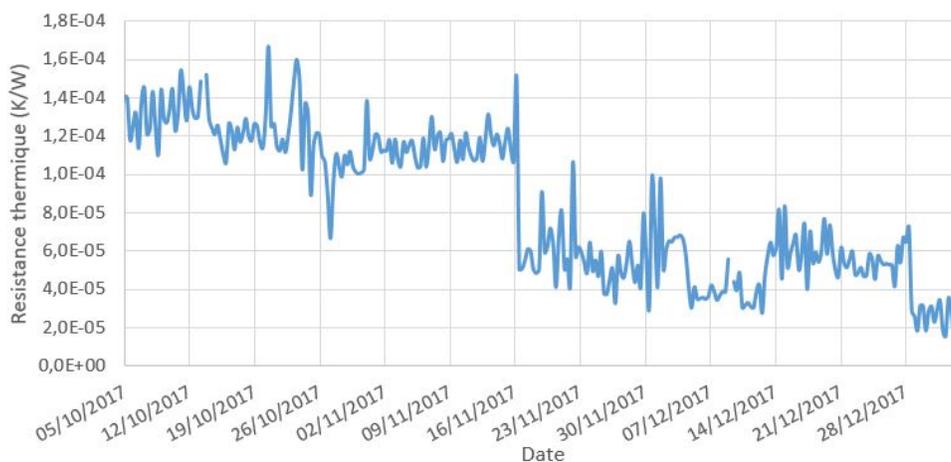


FIGURE 3.42 – Évolution temporelle de la résistance thermique de la SST ECS 72

Ensuite, l'indicateur lui-même est testé, les résultats sont exposés sur la Figure 3.43. Dans

un premier temps l'évolution de la résistance thermique en fonction de la \dot{M} après le nettoyage de la SST est tracée afin de déterminer la régression linéaire de celle-ci $R_{globale,nom}$ (point bleu sur la figure). La résistance thermique d'encrassement mesurée avant le nettoyage (point orange) est tracée. Ainsi, avant nettoyage, les résultats montrent que la résistance thermique évolue au-delà du seuil. Un encrassement est bien observé, le test est donc concluant.

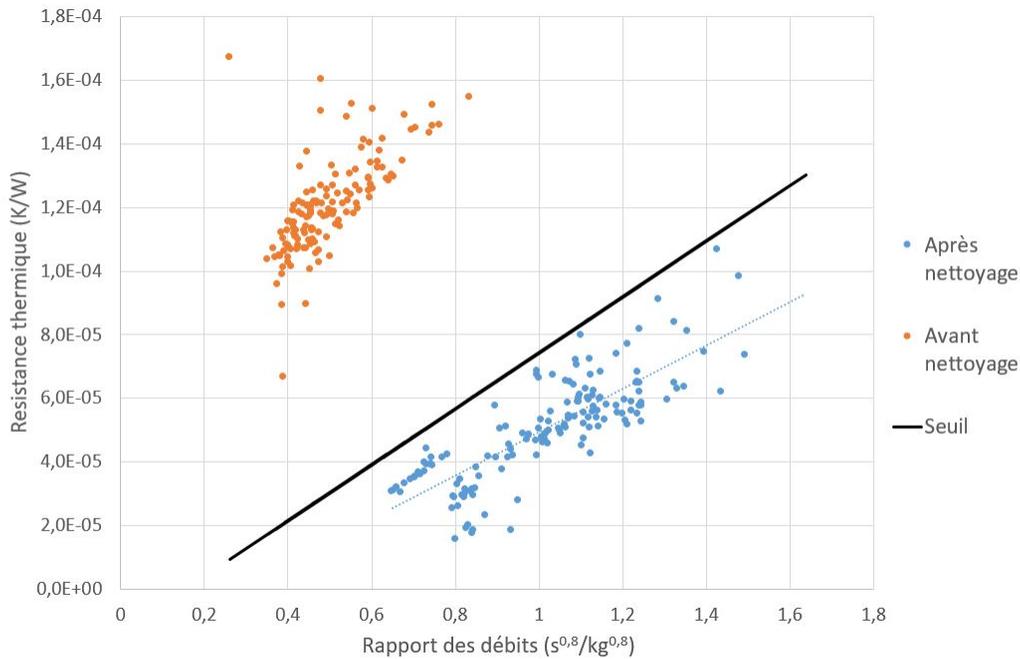


FIGURE 3.43 – Évolution de la résistance d'encrassement en fonction de la variable \dot{M} avant et après nettoyage de la SST 72

3.6.2.2 Limites de l'indicateur

La première limite de l'indicateur est la nécessité d'avoir une référence. Néanmoins, il est aisé d'avoir de bonne valeur de référence en prenant des données mesurées juste après un nettoyage de l'échangeur. La principale faiblesse de l'indicateur réside dans les données disponibles sur site. En effet, pour utiliser l'indicateur, il est nécessaire d'avoir des mesures de température sur le côté secondaire de la sous-station. Généralement, sur les réseaux français seules les mesures faites à l'aide de compteur d'énergie sont présentes sur les sous-stations, c'est-à-dire les mesures de puissance échangée, les températures départ et retour au primaire et le débit au primaire. Les mesures sur le côté secondaire nécessaires (notamment température de retour secondaire) ne sont pas forcément disponibles. La seule mise en place d'un capteur de température suffit à obtenir ces données manquantes.

3.6.3 Validation de la méthode de détection d'une régulation inadaptée

3.6.3.1 Test de la méthode sur des données in-situ

L'analyse de deux sous-stations est présentée, la SST 113 qui présente de bonnes performances et la SST 71. La SST 71 est la sous-station la plus proche du lieu de production. Cette sous-station présente un phénomène de pompage issu d'une autorité inadaptée. L'analyse fréquentielle montre que les pics à hautes fréquences (faibles périodes) ne sont pas très importants pour la SST 113. En effet, les trois pics les plus importants se situent pour les périodes 24h, 12h et 8h (voir Figure 3.44), aucune instabilité ne devrait donc être décelée. Si l'on s'attarde sur l'indicateur à proprement parler, les résultats (voir Figure 3.45) montrent qu'effectivement, le nombre de dépassements du seuil est inférieur à 4 sur 24h (un dépassement par jour en moyenne). De ce fait, aucune instabilité n'est détectée.

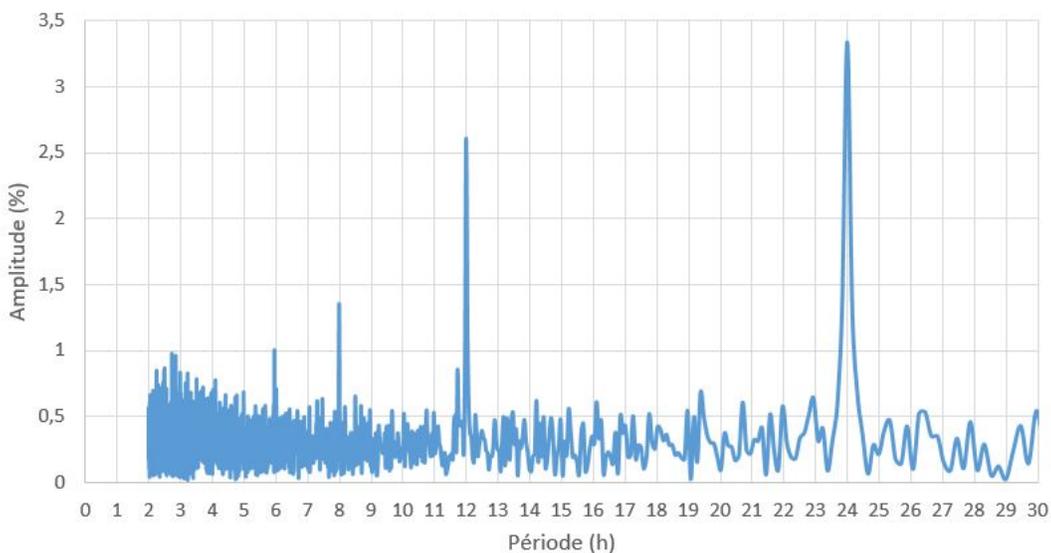


FIGURE 3.44 – Analyse fréquentielle de la variation relative de débit de la SST 113 (sans défaut)

A contrario, l'analyse de la SST 71 signale bien une instabilité du débit. En effet, l'analyse fréquentielle Figure 3.46 expose bien des pics d'amplitude élevés à 24h, 12h et 8h, mais d'autres pics non-négligeables à des périodes plus courtes inférieures à 6h. L'indicateur de la variation de débit relative (voir Figure 3.47) confirme l'analyse précédente, de nombreux dépassements du seuil défini précédemment (16 dépassement par jour en moyenne) attestent d'une instabilité du débit et donc d'un souci de régulation comme décelé sur site par l'exploitant.

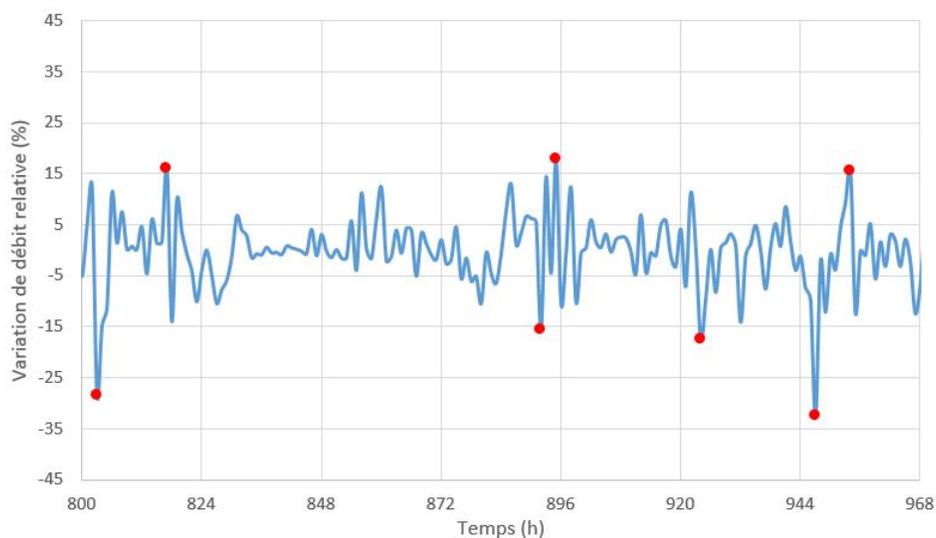


FIGURE 3.45 – Variation relative de débit sur 1 semaine de la SST 113 (sans défaillance). Les dépassements de seuils sont matérialisés par des points rouges

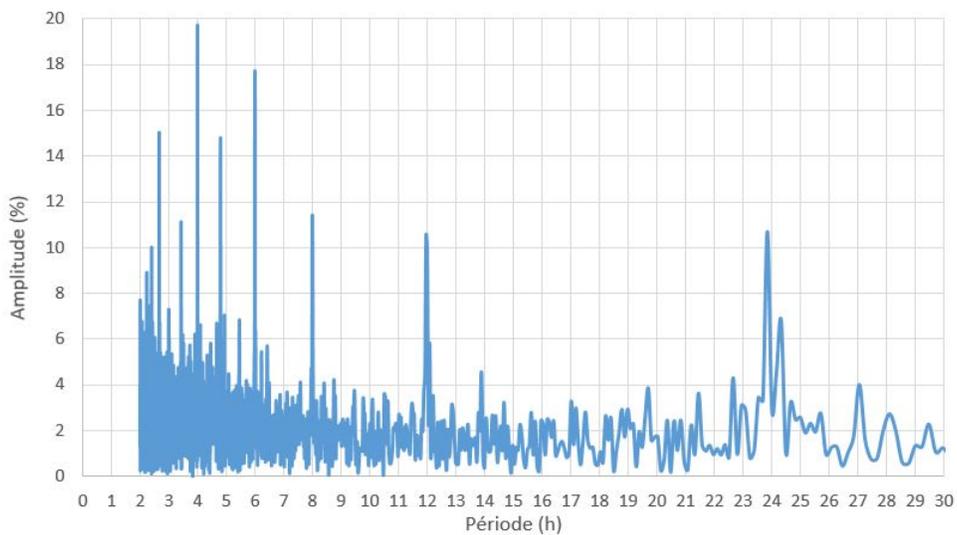


FIGURE 3.46 – Analyse fréquentielle de la variation relative de débit de la SST 71 (autorité de vanne inadaptée)

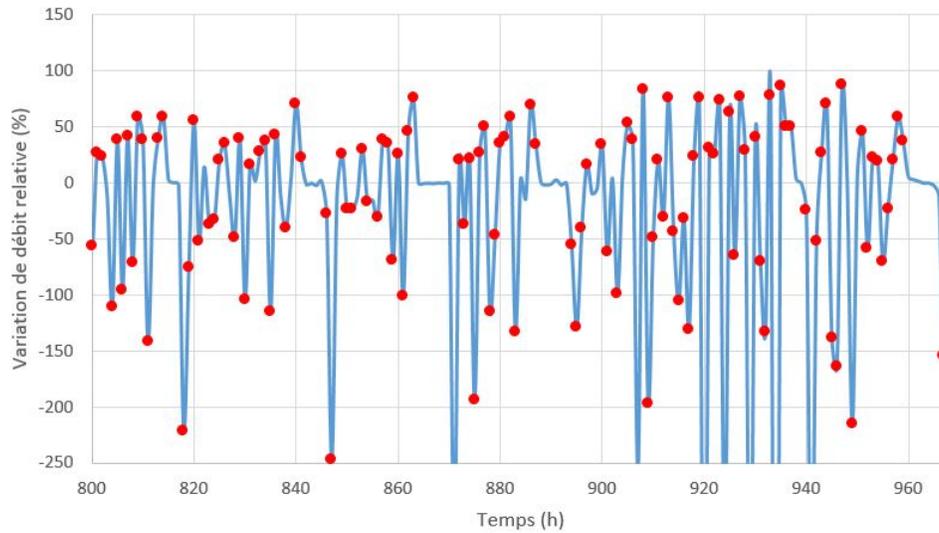


FIGURE 3.47 – Variation relative de débit sur 1 semaine de la SST 71 (autorité de vanne inadaptée). Les dépassements de seuils sont matérialisés par des points rouges

3.6.3.2 Limites de l'indicateur

Cet indicateur sur la variation du débit est facile à utiliser par les exploitants, la mesure du débit au primaire est toujours présente sur les réseaux car mesurée via le compteur de chaleur servant à facturer les clients sur l'énergie consommée. Cependant, le pas de mesure du débit doit être au moins de 1h. Toutefois, si l'ouverture de vanne est mesurée, ce qui est rarement le cas sur les réseaux parisiens, cet indicateur devient inutile. En effet, il est facile de voir un pompage de vanne ou une vanne bloquée en mesurant directement l'ouverture. Finalement, la principale limite de cet indicateur réside en l'établissement du seuil. En effet, un seuil arbitraire a été fixé dans la description précédente au vu des résultats des tests numériques et in-situ. Des vérifications sur d'autres SST (autres usages avec plus de variations fortes de la demande au cours de la journée) devront être envisagées afin de confirmer le seuil choisi.

3.6.4 Validation de la méthode de détection d'un débit constant au secondaire

3.6.4.1 Test de la méthode avec des données in-situ

L'indicateur est testé sur les données de la SST 44 qui possède un débit constant au secondaire égal à $6,2 \text{ m}^3/h$ (voir figure 3.48). Cette valeur a pu être calculée ici car le réseau X remonte des mesures des températures aller et retour secondaire, ce qui est rarement le cas sur les RDC parisiens. Premièrement, les paramètres nécessaires au calcul de l'indicateur sont déterminés, ils sont présentés sur la figure 3.49.

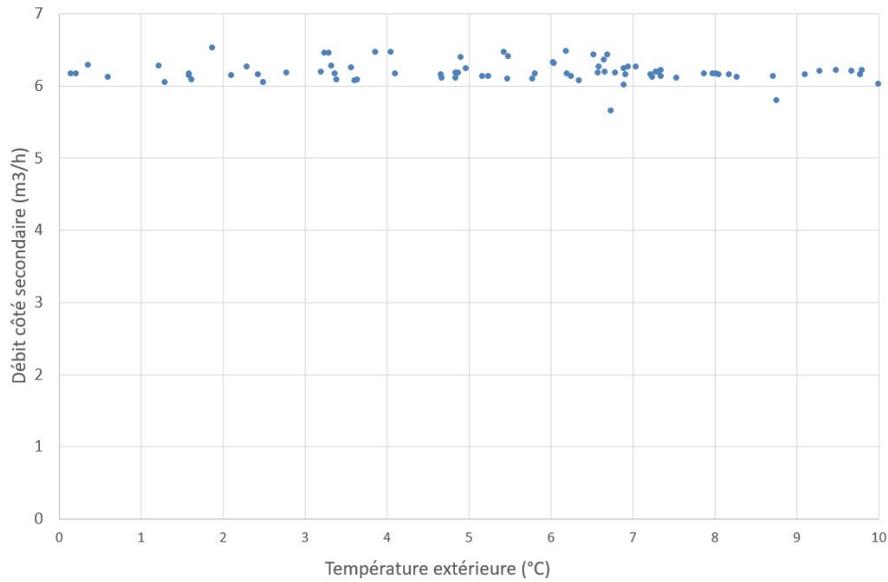


FIGURE 3.48 – Évolution du débit côté secondaire de la SST 44 du réseau X en fonction de la température

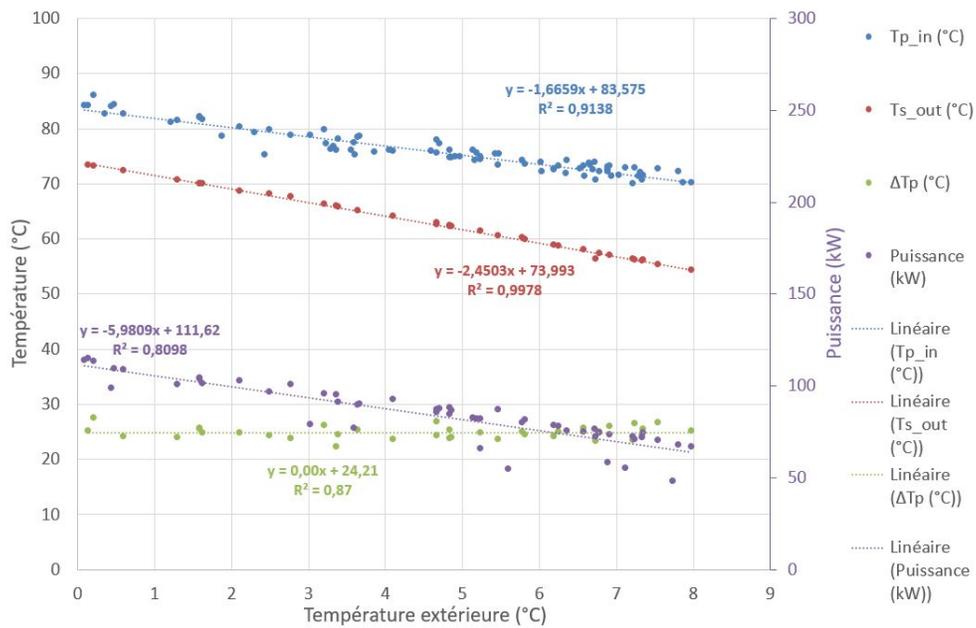


FIGURE 3.49 – Évolution de la puissance, des températures de départ des deux côtés de l'échangeur et de la différence de température au primaire en fonction de la température extérieure pour le SST 44 du réseau X

Avec les données présentées sur la figure précédente, le calcul de l'indicateur donne une efficacité de 0,99 ce qui indique que le débit côté secondaire est bien constant. Le même calcul est effectué pour la SST 111, les paramètres sont donnés sur la figure 3.50.

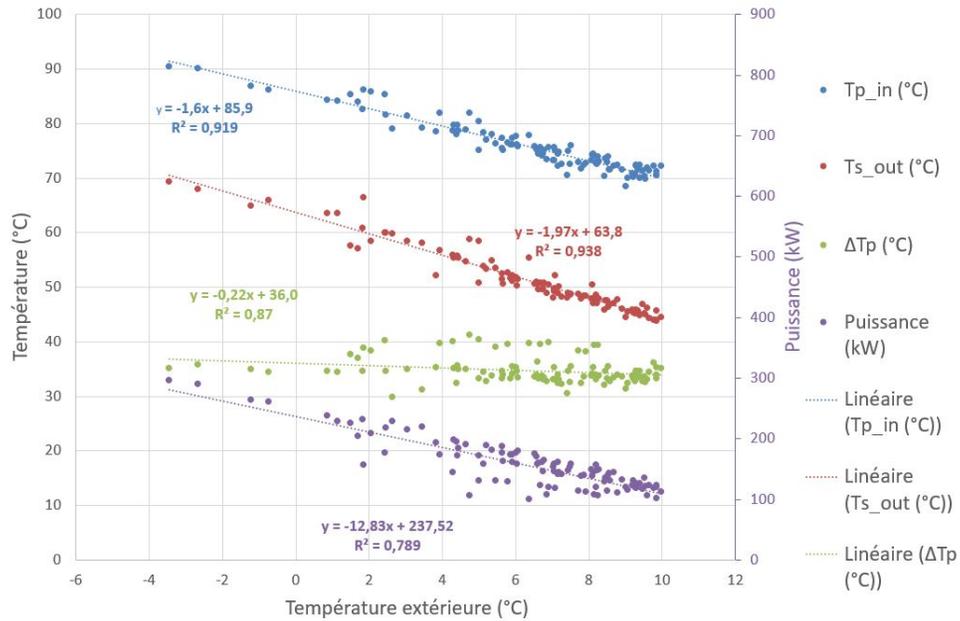


FIGURE 3.50 – Évolution de la puissance, des températures de départ des deux côtés de l'échangeur et de la différence de température au primaire en fonction de la température extérieure pour le SST 111 du réseau X

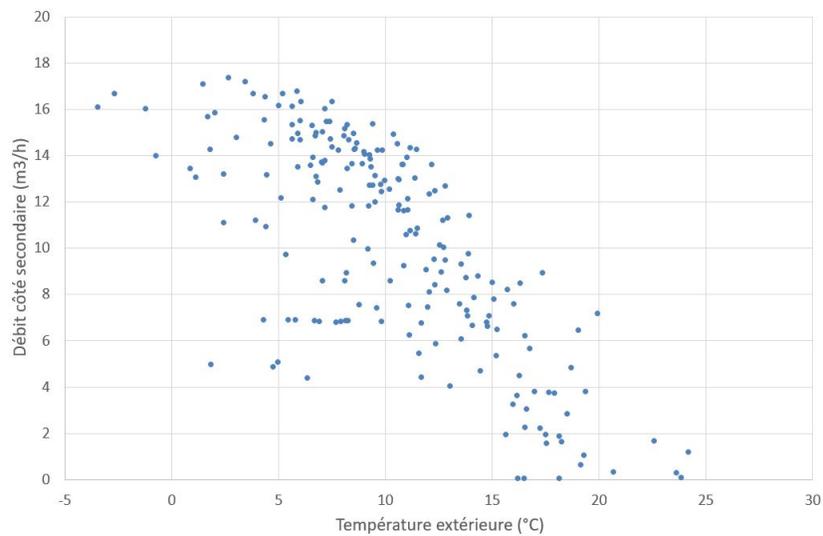


FIGURE 3.51 – Évolution du débit côté secondaire de la SST 111 du réseau X en fonction de la température extérieure

L'indicateur montre une efficacité de 1,24 ce qui n'est pas physique, ce qui prouve que le débit côté secondaire est variable (voir figure 3.51). Ainsi, le test de l'indicateur sur les données in-situ est concluant.

3.6.4.2 Limites de l'indicateur

L'indicateur permettant de déterminer si un débit constant est présent au secondaire et est relativement facile à utiliser par l'exploitant. En effet, les données nécessaires à sa mise en place sont généralement disponibles sur la majorité des réseaux de chaleur. Néanmoins, pour un fonctionnement correct, il faut que l'évolution des différentes variables soit linéaire en fonction de la température extérieure ce qui n'est pas forcément le cas. En outre, si la température de retour au secondaire est mesurée (comme c'est le cas pour le réseau X), le calcul du débit secondaire est immédiat et cet indicateur devient inutile. Cependant, il est important d'étudier le comportement côté secondaire de la SST et en particulier la physiologie du débit afin de maximiser les performances du réseau.

3.7 Conclusion

Les études précédentes ont permis de tester, via des données de simulation et in-situ, 2 indicateurs de la littérature dont un s'est révélé peu opérationnel. Quatre nouveaux indicateurs ont été créés pour suivre la performance des sous-stations au cours du temps et les autres afin de détecter un dysfonctionnement lié à une régulation inadéquate, à l'encrassement des échangeurs et un débit constant au secondaire. L'indicateur issu de la méthode excess flow permet de déceler les SST les moins performantes du système et ayant un des trois dysfonctionnements testés ici (mais l'indicateur ne permet pas d'identifier lequel). Ensuite, l'indicateur issu de la méthode de la signature thermique n'a pas pu être validé via les données d'exploitation, cet indicateur n'est pas assez résilient. Nous avons proposé de le remplacer dans sa fonction de suivi de la performance au jour le jour par le suivi de l'évolution du pincement. Cet indicateur permet bien de repérer les dysfonctionnements testés. L'indicateur sur le suivi de la résistance thermique arrive à déceler un encrassement trop important de l'échangeur sans être perturbé par une régulation défectueuse. Enfin, l'indicateur issu de la méthode de détection d'une régulation inadaptée remplit lui aussi parfaitement son rôle. L'indicateur sur le côté secondaire détecte correctement un débit constant au secondaire sans être perturbé les autres dysfonctionnement. Les différents indicateurs analysés ainsi que les dysfonctionnements qu'ils signalent sont résumés sur le Tableau 3.12.

	Suivi des performances			Identification des défauts		
	Méthode excess flow	Méthode de la signature thermique	Suivi du pincement	Suivi de la résistance thermique	Suivi de la variation du débit	Calcul de l'efficacité
Encrassement						
Régulation Défaillante						
Débit constant au secondaire						

TABLE 3.12 – Récapitulatif de la fonction des différents indicateurs

Indicateur	Mesures nécessaires	Pas de temps des mesures	Historique nécessaire
Méthode "Excess flow"	Energie livrée au consommateur, Chute de température au primaire	1 jour	1 mois
Suivi de l'évolution du pincement	Températures côté primaire Températures côté secondaire Température extérieure	1 heure	1 semaine
Suivi de l'évolution de l'encrassement	Températures côté primaire Températures côté secondaire Débits des deux côtés	1 heure	1 semaine
Détection d'un problème lié à la régulation	Débit côté primaire	1 heure	Aucun
Détection d'un débit constant côté secondaire	Températures côté primaire Température départ côté secondaire Puissance échangée	1 jour	1 mois

TABLE 3.13 – Récapitulatif de la fonction des différents indicateurs

CHAPITRE 4

Vers une démarche d'optimisation globale des réseaux

Table des matières

4.1	Objectifs et méthodologie	130
4.2	Analyse du réseau étudié	130
4.2.1	Description du cas d'étude	130
4.2.2	Analyse des sous-stations	133
4.2.3	Amélioration du fonctionnement du réseau : modification des lois d'eau au secondaire	136
4.2.4	Impact des nouvelles lois d'eau sur les performances	140
4.3	Création d'une stratégie de pilotage	142
4.3.1	Description du modèle	142
4.3.2	Calibrage du modèle	143
4.3.3	Principe de l'optimisation	150
4.3.4	Résultats numériques	154
4.4	Perspectives et conclusion	158

4.1 Objectifs et méthodologie

Ce chapitre a pour but global d'expliciter une démarche d'optimisation un réseau de chaleur en exploitation. L'étude d'optimisation est faite sur un réseau partenaire, appelé "réseau" X dans la suite du document, situé en île-de-France présenté dans la première partie du chapitre. L'étude se concentre sur le pilotage de la température de départ d'un sous-réseau de ce réseau, dont l'optimisation repose sur l'exploitation d'un jumeau numérique. Dans un premier temps, le fonctionnement du réseau a été étudié afin de détecter les éventuels dysfonctionnements. En effet en exploitation, les dysfonctionnements ne sont pas rares et il est inutile de chercher à optimiser un système qui ne fonctionne pas correctement. La dernière partie du chapitre se concentre sur les résultats de l'algorithme d'optimisation mis en œuvre par la suite afin de piloter la température de départ du sous-réseau étudié.

4.2 Analyse du réseau étudié

Cette partie s'intéresse à l'analyse du fonctionnement d'un sous-réseau du réseau X et en particulier des SST. En effet, avant de se focaliser sur l'optimisation du réseau, il est nécessaire de détecter des éventuels dysfonctionnements qui pourraient empêcher la réalisation de l'optimisation.

4.2.1 Description du cas d'étude

L'étude porte sur notre réseau partenaire situé en région parisienne. Le réseau d'une puissance installée de 29 MW, long de 8,2 km comporte 29 SST. La production est assurée par deux échangeurs géothermiques et des chaudières gaz en appoint. La part de la géothermie dans le mix de production est de l'ordre de 60 %. La figure 4.1 montre la part de chaque SST dans la consommation totale du réseau. Les SST 21 et 52 concentrent à elles seules 34,1% de la consommation totale.

Ces deux sous-stations sont des SST d'interconnexion (voir figure 4.2), elles séparent le réseau principal de réseaux intermédiaires, lesquels sont plus anciens avec des canalisations en fontes emboîtées qui ne supportent pas le même niveau de pression que le réseau principal constitué de canalisations en acier. En outre, les deux SST d'interconnexion sont les sous-stations avec la plus faible différence de température au primaire, ce qui en font les deux SST les plus pénalisantes pour les performances globales du réseau.

Ainsi, les SST 21 et 52 constituent une piste d'amélioration intéressante. Une étude plus poussée, montre que la température de consigne au départ des sous-réseaux est très élevée afin d'être sûr de satisfaire tous les clients. Or cette température n'est jamais atteinte, car la température de départ du site de production n'atteint jamais ce niveau (voir figure 4.3).

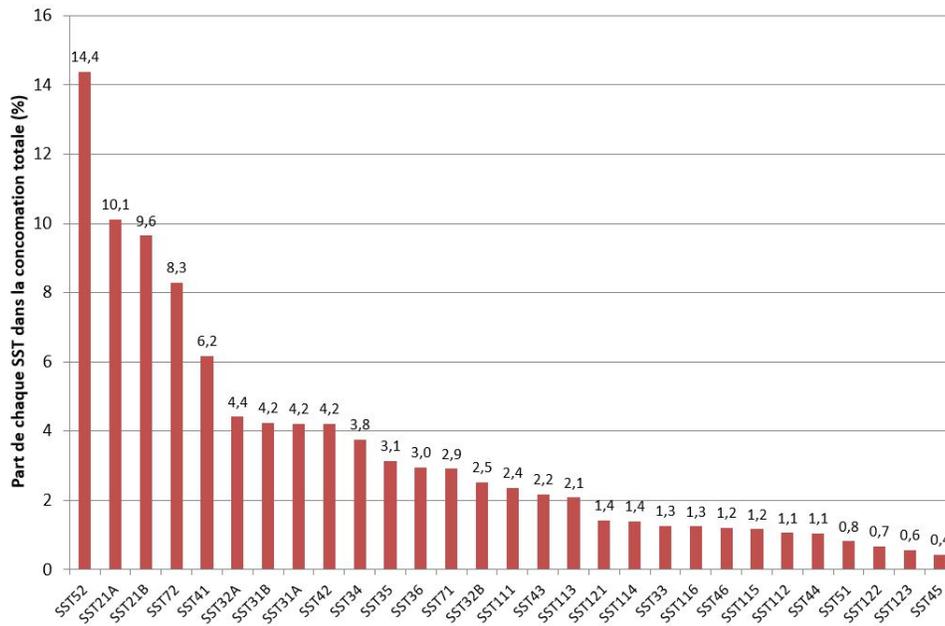


FIGURE 4.1 – Répartition de la consommation des SST du réseau X

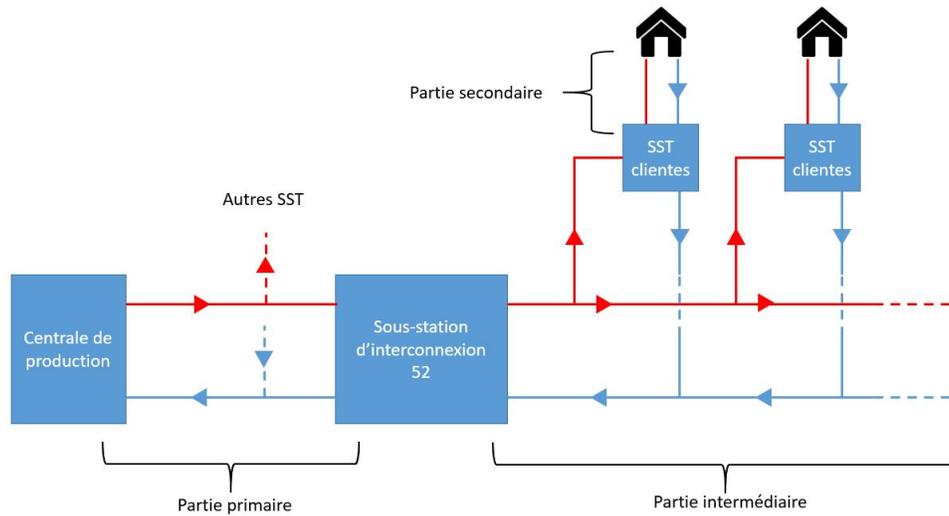


FIGURE 4.2 – Schéma de principe du réseau étudié

Comme la consigne n'est presque jamais respectée, la vanne de contrôle des 2 SST d'interconnexion reste ouverte à 100 % presque tout le temps, ce qui induit un débit maximal passant dans les échangeurs et donc un ΔT faible. Il y a donc une opportunité d'optimiser la température de départ des sous-réseaux 21 et 52.

Du fait de la part de consommation plus importante du sous-réseau connecté à la SST 52,

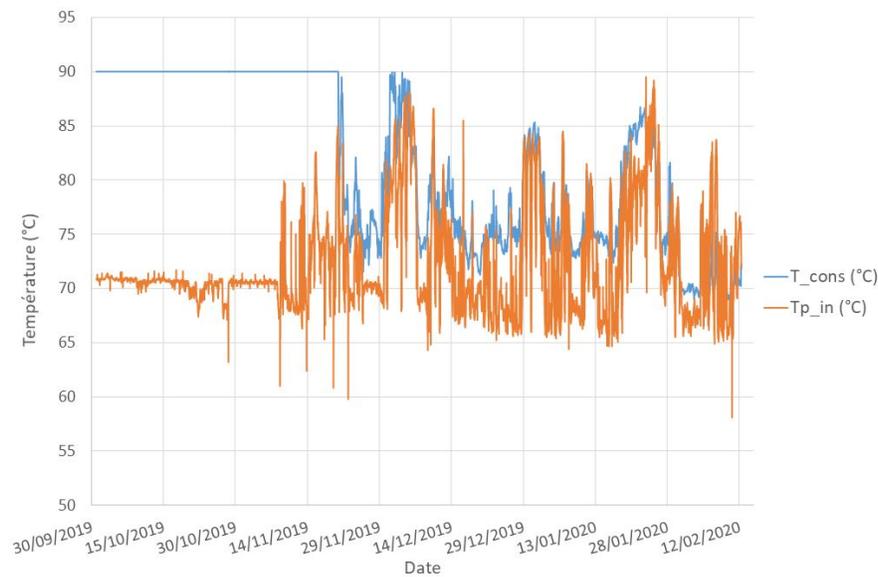


FIGURE 4.3 – Évolution de la température aller au primaire et de la température de consigne de la SST d'interconnexion 52

celui-ci constitue notre cas d'étude. Ce sous-réseau est constitué de 9 SST fournies en chaleur via 3 km de canalisation. Le descriptif des SST clientes est donné dans le tableau 4.1 :

Nom	Type de bâtiment raccordé	Puissance nominale (kW)	Chauffage	ECS
SST 1	Salle polyvalente	396	Oui	Non
SST 3	Hôtel	63	Oui	Oui
SST 4	École	306	Oui	Oui
SST 5	Gymnase	275	Oui	Oui
SST 6	Stade	72	Oui	Oui
SST 9	Gymnase	414	Oui	Oui
SST 10	Piscine	1034	Oui	Non
SST 11	Salle polyvalente	390	Oui	Non
SST 12	École	370	Oui	Oui

TABLE 4.1 – Description des SST clientes du sous-réseau 52

Dans la suite, on distingue trois parties dans le réseau étudié (voir figure 4.2) :

- La partie primaire qui est constituée de tout ce qui se trouve entre le site de production et la SST d'interconnexion 52.
- La partie intermédiaire qui regroupe tout ce qui se situe entre la SST d'interconnexion 52 et les SST clientes.
- La partie secondaire qui concerne ce qui se situe entre les SST clientes et les émetteurs.

4.2.2 Analyse des sous-stations

Premièrement, une analyse globale des SST du sous-réseau 52, appelé "clientes", est réalisée à l'aide de données du 1/10/2019 au 12/02/20, au pas de temps horaire. La méthode excess flow (cf partie 1.3.5) est utilisée afin de déterminer les SST à inspecter en priorité : la chute de température de référence est égale à la moyenne de la chute de température au primaire de la SST d'interconnexion 52 soit 10°C . Ainsi, les résultats présentés sur la figure 4.4 montrent que les SST 4 et 11 ne dégradent pas les performances globales du sous-réseau. De plus, les SST à inspecter en priorité sont dans l'ordre les SST 12, 1, 9, 3 puis les SST 10, 5 et 6 à étudier dans un second temps une fois les autres SST améliorées.

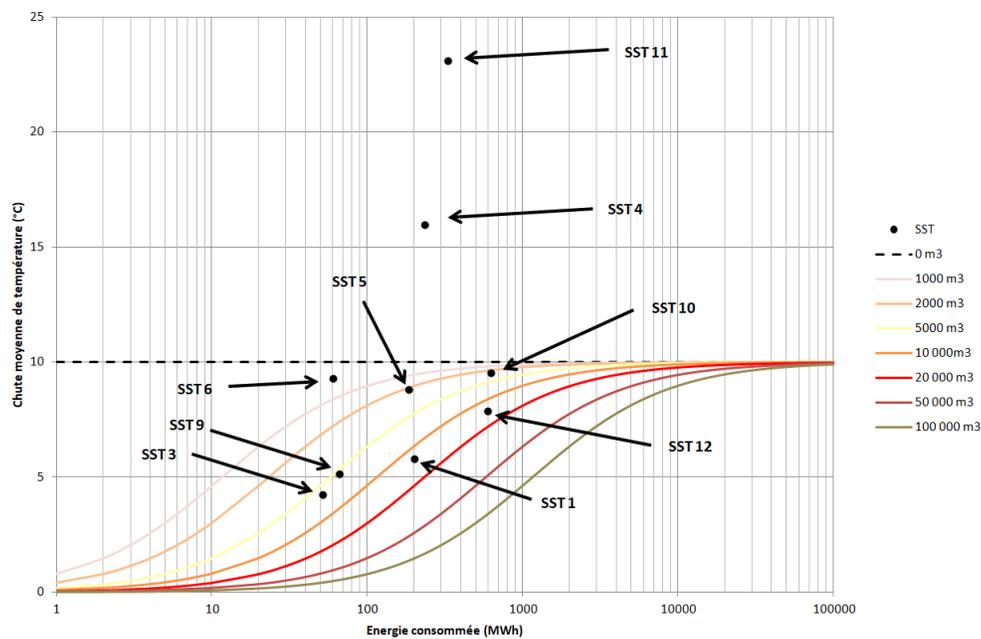


FIGURE 4.4 – Analyse globale du sous-réseau 52 via la méthode excess flow

Une analyse plus poussée sur les SST 1, 5, 9, 10 et 12 montre que la vanne de régulation est ouverte quasiment tout le temps à 100% comme présenté sur la figure 4.5. Le problème de régulation ici ne vient pas de la vanne à proprement parler mais des consignes de température au départ secondaire. En effet, comme le montre les figures 4.6¹ et 4.7 représentant l'évolution temporelle de la différence entre la température aller au primaire des SST et la température de consigne au départ secondaire, la température de départ au primaire est la plupart du temps inférieure à la température de consigne au secondaire. Ainsi, la température de consigne ne peut pas être atteinte et les vannes de régulation restent ouvertes à 100 %. Cela a pour conséquence de faire passer au primaire de la sous-station le débit le plus élevé possible et

1. Si la température primaire est inférieure à la consigne au secondaire (sous le trait noir) la température de consigne ne peut être atteinte

ainsi dégrader fortement la chute de température au primaire. Il est nécessaire avant toute tentative d'optimisation de corriger ce problème car actuellement la température au primaire des SST est la plus grande possible, donc toute tentative de modification de la loi d'eau de départ au secondaire de la SST d'interconnexion risque d'entraîner un manque de confort pour les occupants.

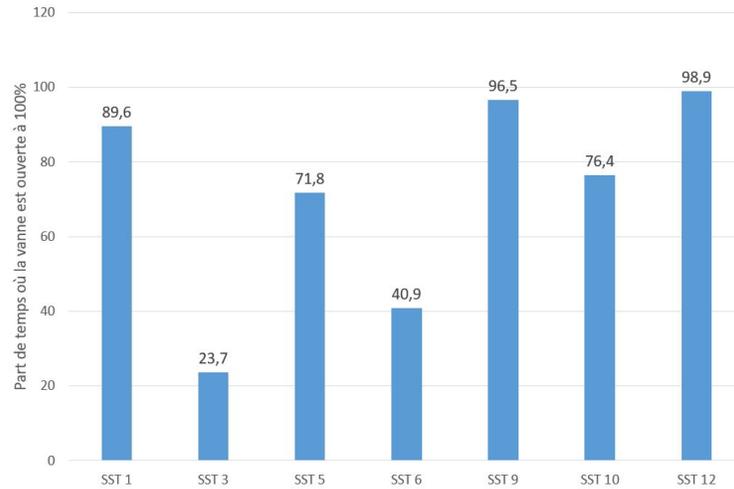


FIGURE 4.5 – Part du temps où la vanne de régulation est ouverte à 100%

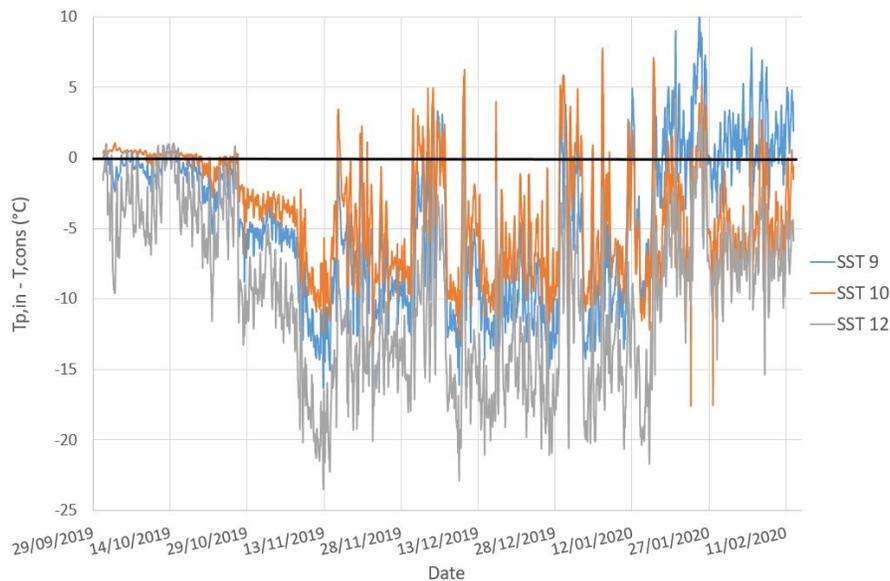


FIGURE 4.6 – Évolution temporelle de la différence entre la température aller au primaire des SST et la température de consigne au départ du secondaire pour les SST 9, 10 et 12

Les SST 3 et 6 sont aussi des sous-stations peu performantes. Néanmoins, contrairement aux SST précédentes la consigne de température au départ secondaire peut être atteinte (voir

figure 4.8) La cause de la sous-performance est donc ailleurs.

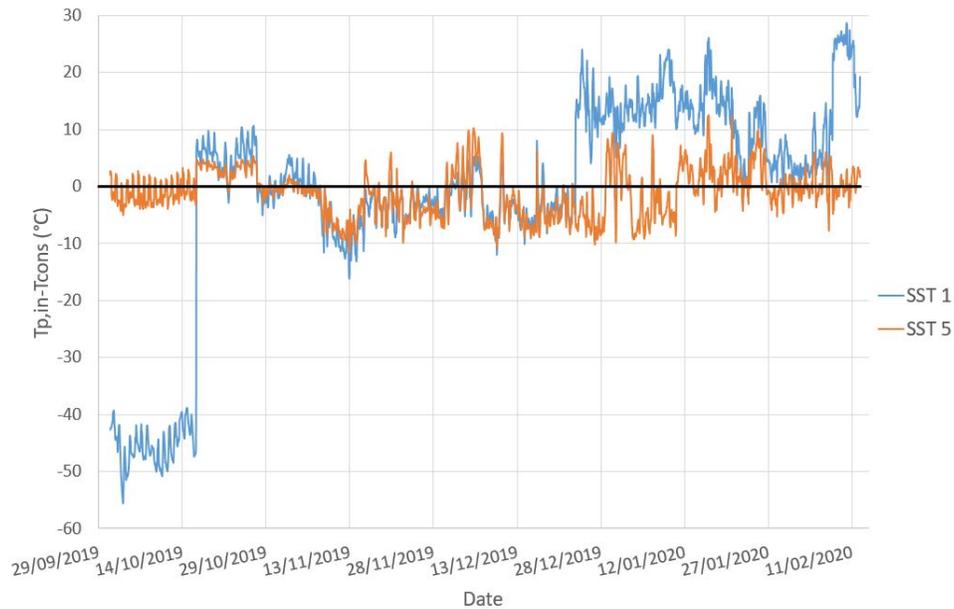


FIGURE 4.7 – Évolution temporelle de la différence entre la température aller au primaire des SST et la température de consigne au départ du secondaire pour les SST 1 et 5

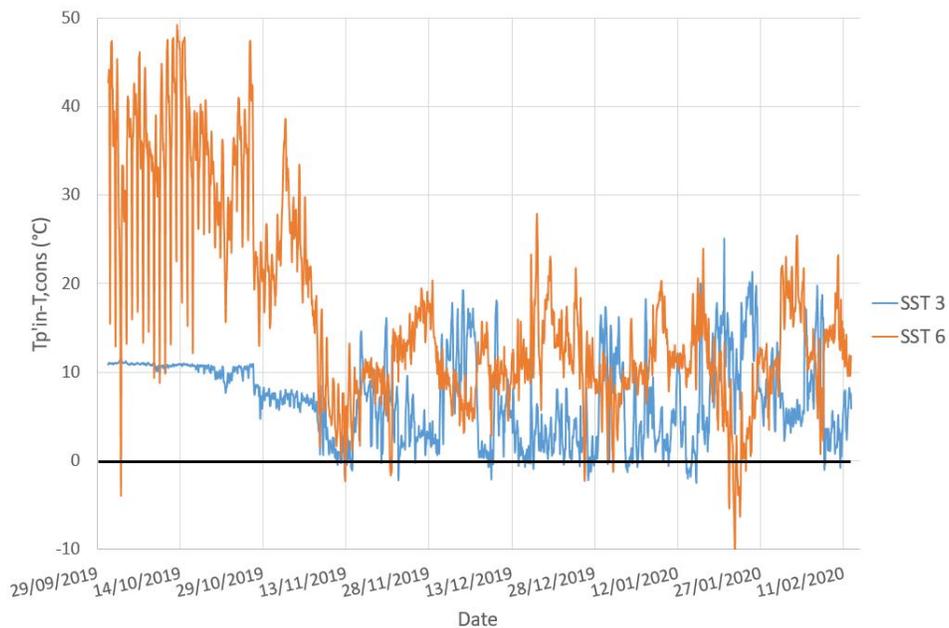


FIGURE 4.8 – Évolution temporelle de la différence entre la température aller au primaire des SST et la température de consigne au départ du secondaire pour les SST 3 et 6

4.2.3 Amélioration du fonctionnement du réseau : modification des lois d'eau au secondaire

Suite à l'analyse des performances des SST, la première piste d'amélioration proposée consiste à modifier des lois d'eau au départ du secondaire pour les SST avec des vannes ouvertes à 100% la majorité du temps. L'objectif est de déterminer les lois d'eau permettant un fonctionnement normal des vannes de régulation. L'hypothèse de départ vient du fait que pour ces SST même si la consigne n'est pas atteinte, les occupants n'émettent pas de plaintes donc il est possible de réduire la consigne tout en gardant le même confort des clients. Au cours de l'utilisation du réseau les lois d'eau sont modifiées par l'exploitant. Ainsi, en étudiant le fonctionnement des SST, il est possible d'identifier les lois d'eau pour lesquelles la température de consigne est effectivement satisfaite. Dans ce cas la nouvelle loi d'eau sera celle utilisée quand la consigne est respectée. Par exemple, pour la SST 1 la loi d'eau est modifiée un grand nombre de fois en fonction des événements qui ont lieu dans le local. La figure 4.9 montre les lois d'eau utilisées sur la période étudiée : au total 9 lois d'eau ont été appliquées pendant un période de 3 mois.

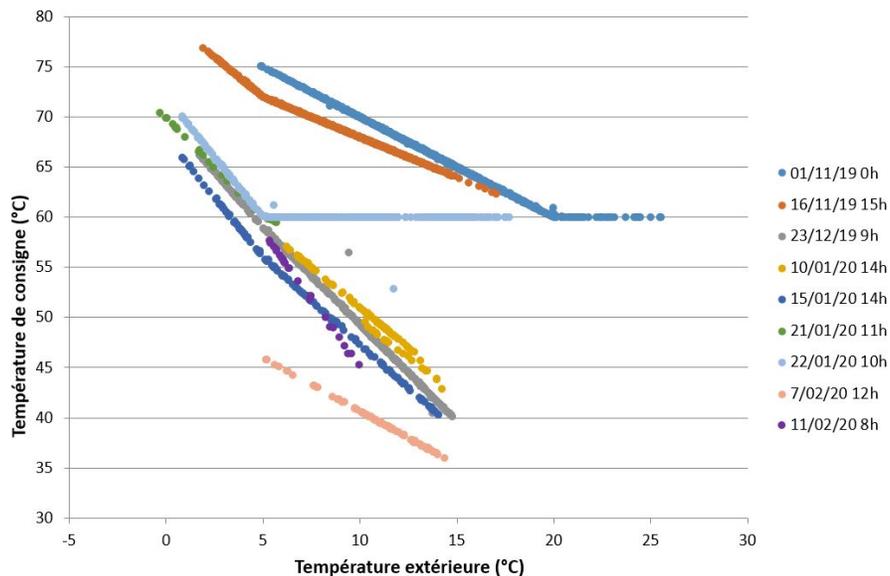


FIGURE 4.9 – Lois d'eau utilisées sur la SST 1

En outre, on observe que la consigne peut être considérée comme satisfaite entre le 15/01 et le 21/01 ainsi qu'entre le 7/02 et le 11/02 car l'écart entre la consigne et la valeur mesurée est proche de 0 (voir figure 4.10). Sur les autres périodes, l'écart entre la valeur mesurée et la consigne est négative ce qui signifie que la consigne n'est pas atteinte et qu'un dysfonctionnement est présent sur la régulation. L'écart entre la valeur mesurée et la loi d'eau utilisée entre le 17/01 et le 21/01 est plus grand que celui avec la loi d'eau utilisé entre le 7/02 et le

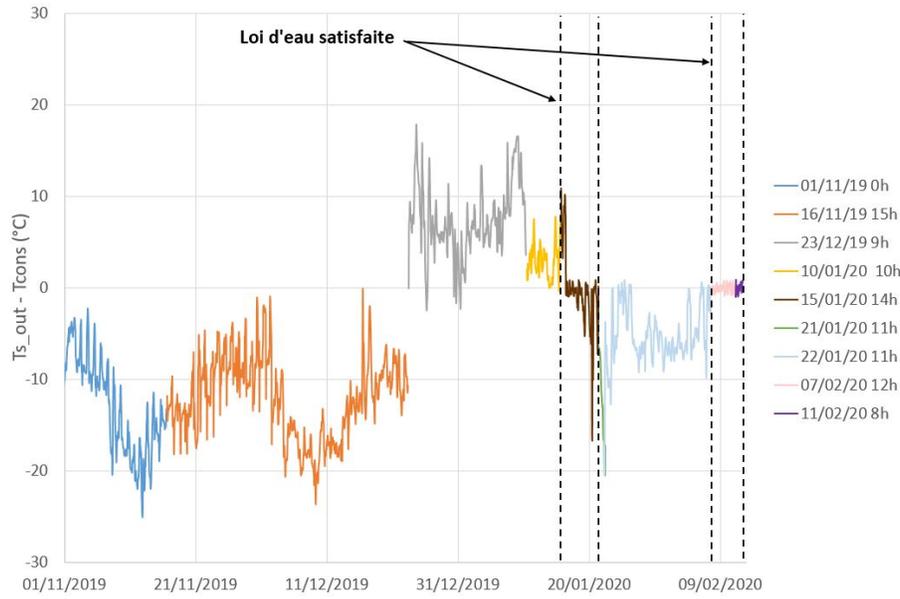


FIGURE 4.10 – Évolution temporelle de la différence entre la température de consigne au départ secondaire et la température mesurée pour la SST 1

11/02. De ce fait, la nouvelle loi d'eau proposée est celle utilisée entre le 7/02 et le 12/02 :

$$T_{s,out,cons} = \begin{cases} -1,7 T_{ext} + 64,7 & \text{si } T_{ext} \geq 5^{\circ}\text{C} \\ -2,4 T_{ext} + 68 & \text{si } T_{ext} < 5^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad (4.1)$$

La figure 4.11² montre l'évolution de la nouvelle consigne et la température de départ mesurée en fonction de la température extérieure. On peut ainsi remarquer que la loi d'eau est respectée au moins 84% du temps (la température de départ du secondaire étant actuellement à 84% au dessus de cette nouvelle loi d'eau)

De même pour la SST 5, la consigne de température au secondaire est uniquement satisfaite entre le 17/01 et le 22/01. Ainsi, la nouvelle loi d'eau sera celle utilisée lors de cette période soit :

$$T_{s,out,cons} = -0,52 T_{ext} + 67,3 \quad (4.2)$$

Dans le cas où, peu importe la loi d'eau utilisée, la consigne n'est jamais atteinte, la nouvelle loi d'eau est déterminée par l'analyse de l'évolution de la température de départ secondaire en fonction de la température extérieure. La pente de la nouvelle loi d'eau est déterminée à l'aide d'une régression linéaire entre la température de départ secondaire mesurée et la température extérieure. Pour les SST clientes fournissant de l'ECS, la température

2. Les points bleus correspondent à des données historiques entre janvier et février 2020. Ils sont à 84% au-dessus de la loi d'eau proposée, donc on sait que la SST pourra atteindre la consigne 84% du temps.

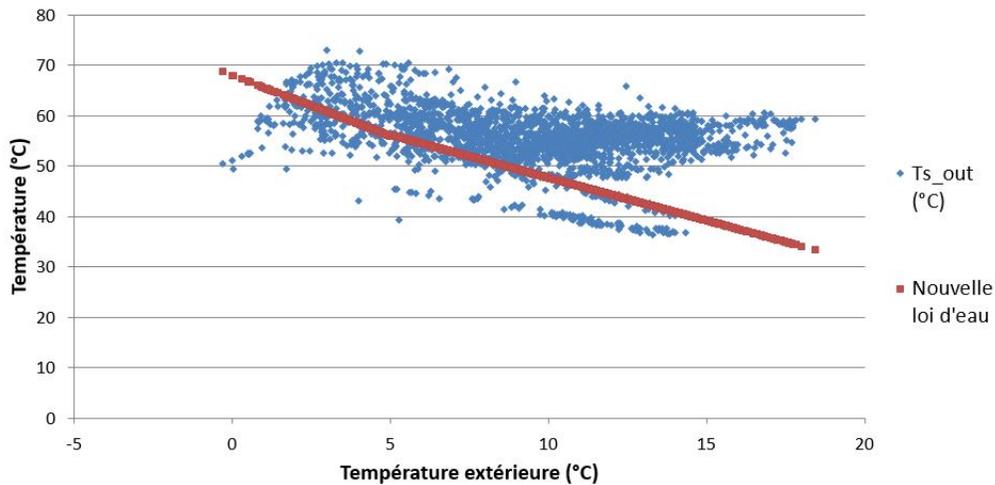


FIGURE 4.11 – Évolution de la température au départ secondaire max et de la nouvelle loi d'eau en fonction de la température extérieure pour SST 1

minimum de départ doit être de 60 °C. De plus, la nouvelle loi d'eau doit être atteinte au moins 70% du temps afin d'assurer un confort suffisant aux clients. Par exemple pour la SST 10, 4 lois d'eau différentes ont été utilisées (voir figure 4.12) mais elles ne sont jamais respectées comme le montre la figure 4.13.

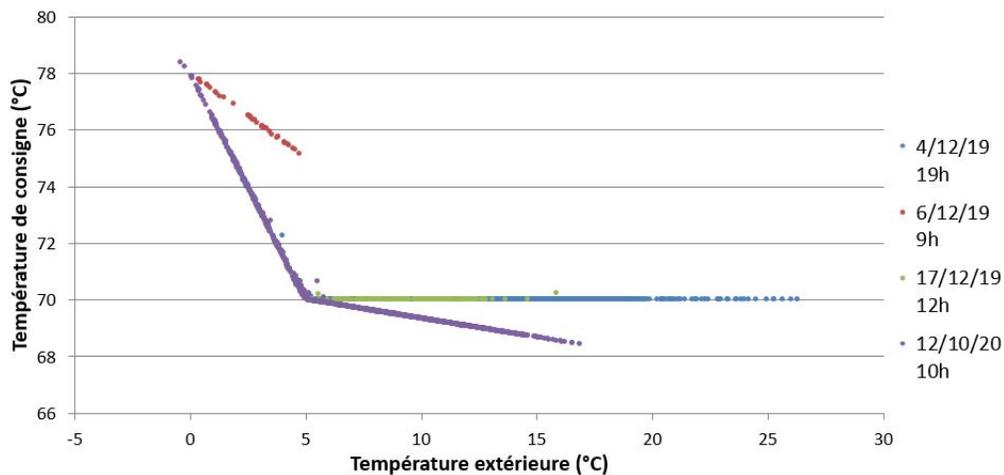


FIGURE 4.12 – Lois d'eau utilisées sur la SST 10

Ainsi afin de respecter les contraintes énoncées précédemment la consigne de température au départ du secondaire de la SST 10 devient :

$$T_{s,out,cons} = \begin{cases} -1,5 T_{ext} + 70 & \text{si } T_{ext} < 10^{\circ}C \\ 55^{\circ}C & \text{si } T_{ext} \geq 10^{\circ}C \end{cases} \quad (4.3)$$

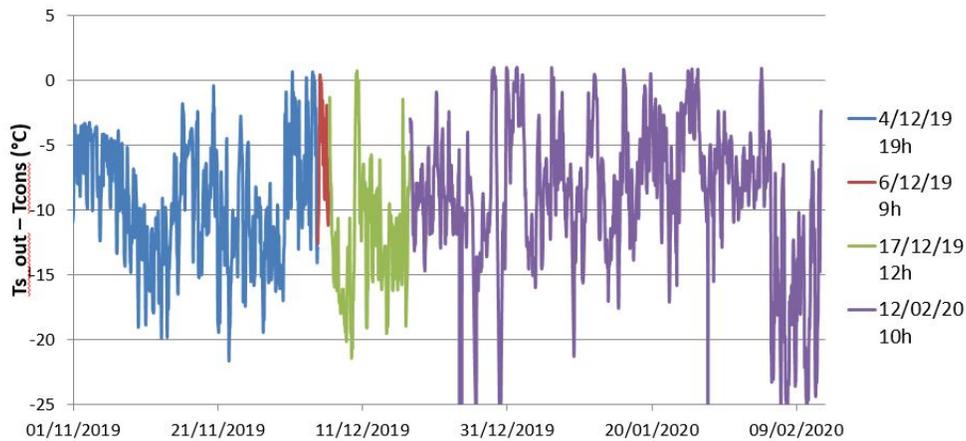


FIGURE 4.13 – Évolution temporelle de la différence entre la température de consigne au départ secondaire et la température mesurée pour la SST 10

La figure 4.14 montre l'évolution de la nouvelle loi d'eau en fonction de la température extérieure ainsi que la température maximale disponible au départ de secondaire. Ainsi, la consigne peut être respectée au moins 70 % du temps.

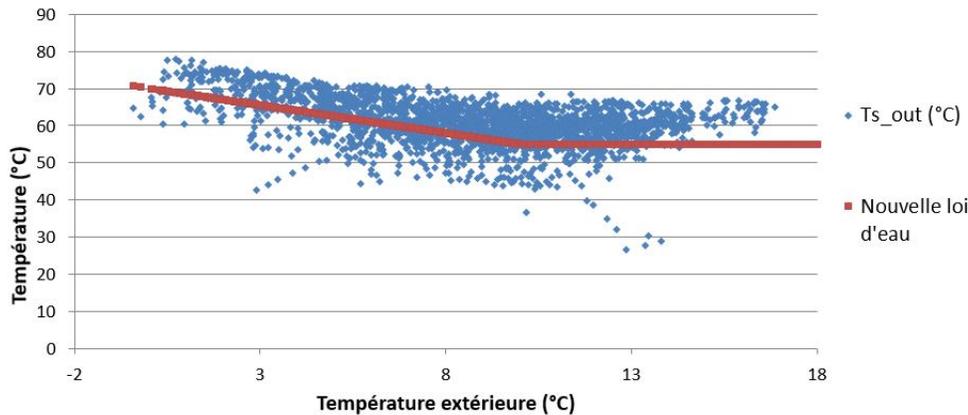


FIGURE 4.14 – Évolution de la température au départ secondaire max et de la nouvelle loi d'eau en fonction de la température extérieure pour SST 10

La même méthode est utilisée pour les SST 9 et 12. Les nouvelles lois d'eau pour ces deux SST sont :

— pour la SST 9

$$T_{s,out,cons} = \begin{cases} -1,25 T_{ext} + 72,5 & \text{si } T_{ext} < 10^{\circ}C \\ 57,5^{\circ}C & \text{si } T_{ext} \geq 10^{\circ}C \end{cases} \quad (4.4)$$

— pour la SST 12

$$T_{s,out,cons} = \begin{cases} -3 T_{ext} + 90 & \text{si } T_{ext} < 10^{\circ}\text{C} \\ 60^{\circ}\text{C} & \text{si } T_{ext} \geq 10^{\circ}\text{C} \end{cases} \quad (4.5)$$

4.2.4 Impact des nouvelles lois d'eau sur les performances

Les nouvelles consignes de température de départ côté secondaire des SST ont été mises en place sur site le 11/03/2020. La figure 4.15 montre l'évolution de l'ouverture de vanne durant le mois de mars 2020.

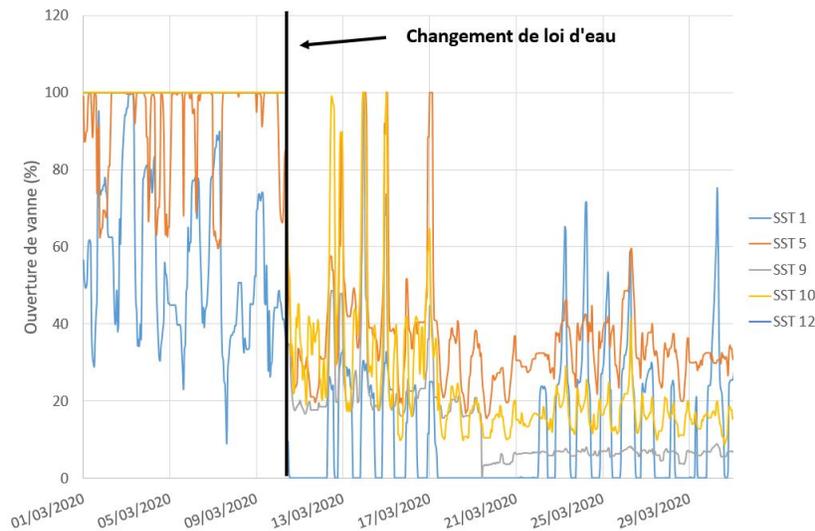


FIGURE 4.15 – Évolution de l'ouverture de vanne des SST 1, 5, 9, 10 et 12, durant le mois de mars 2020

Ainsi, à partir de la mise en place des nouvelles lois d'eau, les vannes des SST mal régulées ne sont presque plus jamais ouvertes à 100%. Même si la température fournie est probablement plus faible qu'avant le changement de loi d'eau, aucun client n'a émis de plainte. L'objectif principal du changement de régulation est donc atteint. De plus, cela a permis d'améliorer les performances globales du sous-réseau. En effet, les nouvelles lois d'eau ont permis de réduire le débit intermédiaire et donc d'augmenter la chute de température côté primaire des SST clientes (voir figure 4.16). Pour une puissance thermique donnée, la nouvelle loi d'eau permet d'avoir une chute de température au primaire de la SST cliente plus importante la plupart du temps. En fonction de la puissance échangée, le gain (différence des chutes de température) peut être très important. Les SST 5, 9 et 10 ont grandement bénéficié du changement de loi d'eau avec des gains allant jusqu'à 8,7 °C en moyenne (sur une période de 14 jours). A l'inverse, les gains sur les SST 1 et 12 sont faibles (de l'ordre de 1-2 °C).

Cela implique une diminution de la température de retour sur le sous-réseau totale et

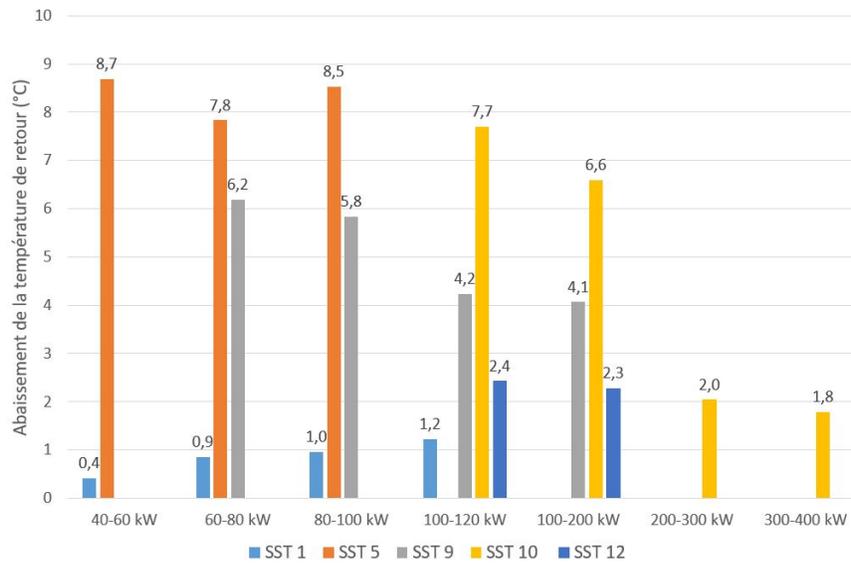


FIGURE 4.16 – Gains sur les chutes de température au primaire des SST clientes en fonction de la puissance échangée dus aux changements de loi d'eau (données collectées en mars 2020)

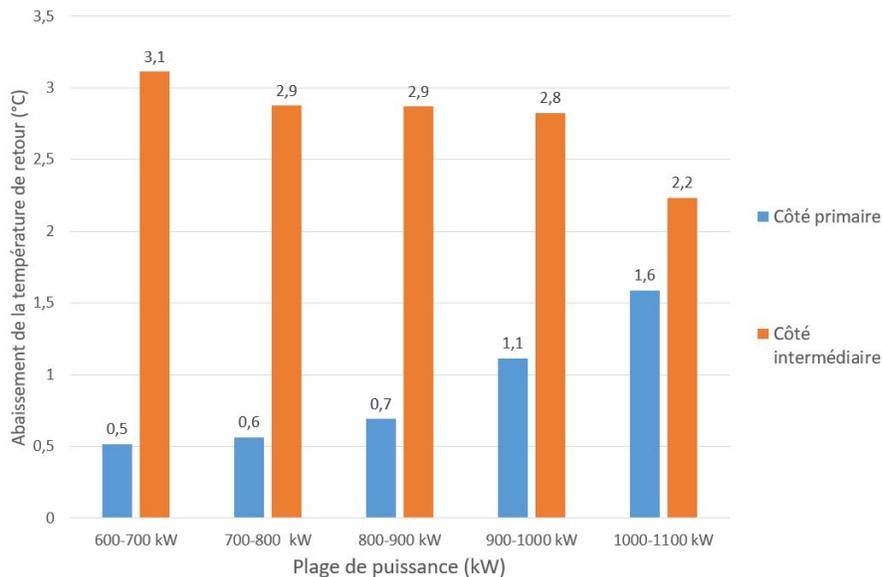


FIGURE 4.17 – Gains sur les chutes de température au primaire et au secondaire de la SST d'interconnexion en fonction de la puissance dus aux changements de loi d'eau

en conséquence également sur la température de retour du primaire au niveau de la SST d'interconnexion 52 comme le montre la figure 4.17. Cependant, le gain côté primaire reste faible car le débit côté primaire est maximal, la vanne de contrôle de la SST d'interconnexion étant toujours ouverte à 100 %.

Maintenant que les SST clientes du sous-réseau 52 sont correctement régulées, il est pos-

sible d'améliorer les performances globales en optimisant la loi d'eau de la SST d'interconnexion elle-même. Pour ce faire, un algorithme d'optimisation a été mis en place, comme présenté dans la partie suivante.

4.3 Création d'une stratégie de pilotage

Cette partie présente la stratégie de pilotage mise en place afin d'améliorer les performances du réseau. Afin de tester l'algorithme d'optimisation, un jumeau numérique du sous-réseau 52 a été réalisé et calibré sur des données in-situ.

4.3.1 Description du modèle

La modélisation du sous-réseau 52 est composée de la SST d'interconnexion et des 9 SST (échangeurs et vannes de contrôle) et des canalisations. Afin de simplifier le modèle et de le rendre plus rapide, le site de production et la partie secondaire sont modélisés à l'aide des profils issus de mesures faites au pas de temps $\Delta t = 10 \text{ min}$. Les données d'entrée du modèle se composent de :

- La température d'entrée au primaire de la SST d'interconnexion 52
- Le débit au primaire SST d'interconnexion 52
- La température de retour au secondaire des SST clientes
- Le débit au secondaire des SST clientes
- Les lois d'eau de départ au secondaire des SST clientes

Les profils sont présentés en annexe B. Le fonctionnement du modèle est schématisé sur la figure 4.18.

Selon les informations données par l'exploitant, les échangeurs de chaleur utilisés pour toutes les sous-stations sont dimensionnés de manière à avoir une efficacité nominale de $E_{nom} = 0,94$ (pincement de $1^\circ C$) et des débits nominaux des deux côtés égaux. Le type d'échangeur à plaques utilisé pour chaque SST est le même, seul change la surface d'échange. D'après les données constructeurs, le coefficient d'échange convectif nominal des deux côtés de l'échangeur est de $h_{nom} = 10980 W/(m^2.K)$. Les données nominales relatives à chaque SST sont données dans le tableau 4.2. Ces données sont utilisées pour déterminer les surfaces d'échange des échangeurs.

Le modèle numérique utilisé pour les échangeurs est le même que celui décrit précédemment (voir 2.3.1.1). Cependant, les données d'entrée pour le calcul sont directement les coefficients de transferts convectifs nominaux et la surface d'échange. Concernant le réseau intermédiaire, les dimensions des canalisations sont connues via le plan présenté sur la figure 4.19.

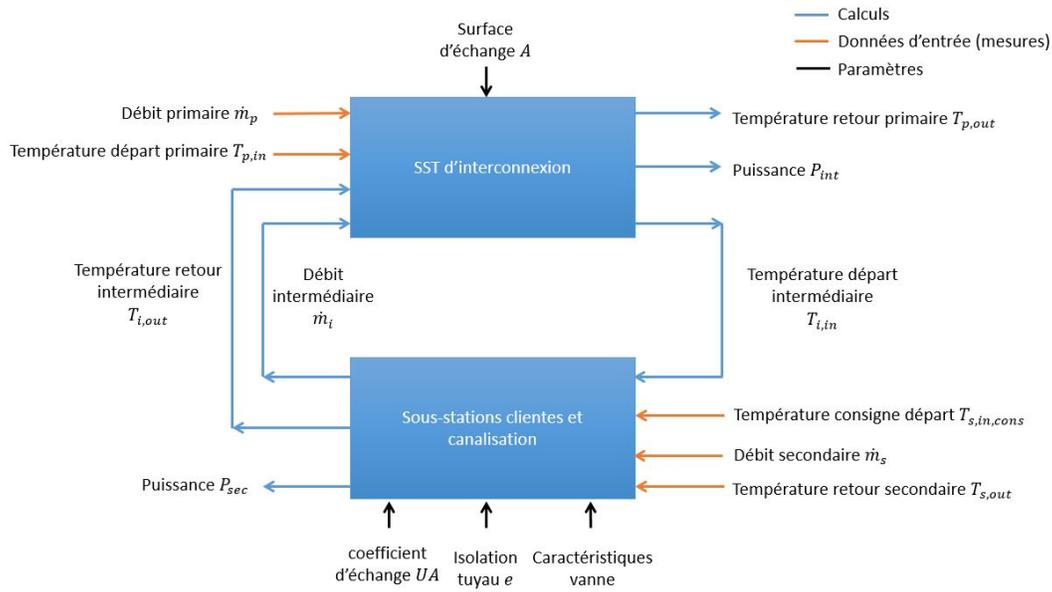


FIGURE 4.18 – Fonctionnement du modèle numérique

N SST	Puissance nominale (kW)	Débit nominal (kg/s)	Surface de l'échangeur (m ²)
1	396	3,15	36,1
3	63	0,5	5,7
4	306	2,43	27,9
5	275	2,19	25,1
6	72	0,57	6,6
9	414	3,29	37,7
10	1034	8,22	94,3
11	390	3,10	35,6
12	700	5,57	63,8
52 interconnexion	3650	29	332,7

TABLE 4.2 – Données nominales des échangeurs de chaleur

Les tuyaux sont isolés à l'aide de laine de verre de conductivité thermique de $\lambda = 0,025W/(m.K)$. Cependant l'épaisseur des couches d'isolants n'est pas connu, cela sera un paramètre de calibrage du modèle. Les dimensions des canalisations sont données dans le tableau 4.3 :

Le modèle de canalisation utilisé est le même que celui présenté précédemment (voir 2.2.2).

4.3.2 Calibrage du modèle

Afin de calibrer le modèle, plusieurs paramètres peuvent être modifiés. La première partie consiste à ajuster l'épaisseur de l'isolation des tuyaux afin de calibrer la température d'entrée

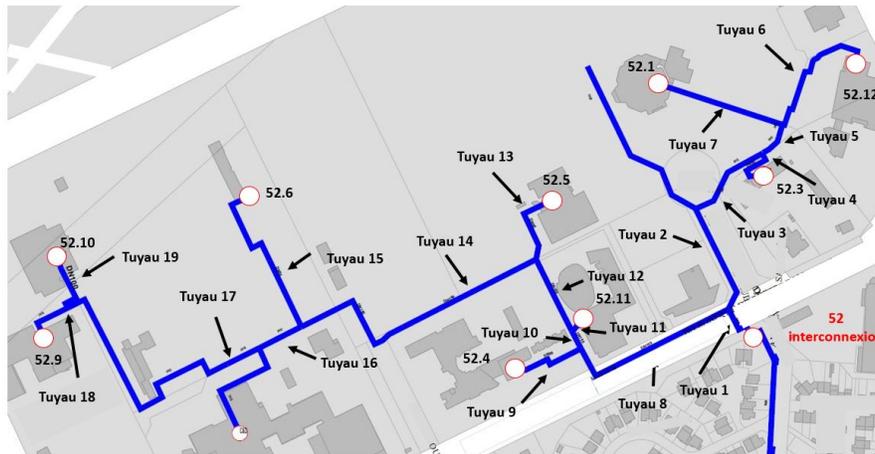


FIGURE 4.19 – Plan du sous-réseau 52

Nom	Tuyau 1	Tuyau 2	Tuyau 3	Tuyau 4	Tuyau 5	Tuyau 6	Tuyau 7
Longueur (m)	23	100	69	34	31	100	115
Diamètre intérieur (mm)	263	263	135,2	80	109,2	109,2	109,2
Nom	Tuyau 8	Tuyau 9	Tuyau 10	Tuyau 11	Tuyau 12	Tuyau 13	
Longueur (m)	161	8	19	54	73	69	
Diamètre intérieur (mm)	161	161	161	89,2	161	73,2	
Nom	Tuyau 14	Tuyau 15	Tuyau 16	Tuyau 17	Tuyau 18	Tuyau 19	
Longueur (m)	253	123	46	200	92	100	
Diamètre intérieur (mm)	161	58,2	161	135,2	109,2	109,2	

TABLE 4.3 – Dimensions des canalisations

intermédiaire de chaque SST. En effet, les dimensions étant fixées et les pertes d'énergie ne se faisant que par conduction, l'épaisseur de l'isolation est le seul paramètre inconnu (la température du sol est fixée à 15 °C). Ensuite, pour calibrer le débit et la puissance intermédiaire de chaque SST deux paramètres sont modifiés. Le premier paramètre est le dimensionnement de la vanne qui nous est totalement inconnu. En l'absence de mesures suffisantes sur la pression dans le sous-réseau, la vanne est calibrée dans un premier temps par un équilibrage statique, puis ensuite dans les cas où la vanne est ouverte à 100% on peut observer quelle sous-station est assez irriguée ou pas et ainsi modifier le Kv de la vanne. Le deuxième paramètre utilisé pour le calibrage des SST clientes est le coefficient d'échange global nominal. Durant l'exploitation du réseau, les performances constructeurs des échangeurs peuvent être altérées du fait de l'encrassement par exemple et les performances ne sont plus celles indiquées par le constructeur.

4.3.2.1 Indicateurs de performance du calibrage

Pour s'assurer de la validité du calibrage, 3 indicateurs sont utilisés :

- La coefficient de corrélation R entre les données mesurées et calculées, il permet de quantifier la ressemblance entre deux séries de données.

$$R = \frac{\sum(x - \bar{x})(y - \bar{y})}{\sqrt{\sum(x - \bar{x})^2 \sum(y - \bar{y})^2}} \quad (4.6)$$

Avec \bar{y} la valeur moyenne mesurées, y les valeurs mesurées, \bar{x} la moyenne des valeurs simulées et x les valeurs simulées. Ce critère pénalise les erreurs de forte amplitude. Néanmoins, deux droites colinéaires peuvent avoir une forte corrélation alors même qu'il existe un décalage entre les deux. Cet indicateur ne peut être utilisé seul, mais il nous permettra de vérifier que les dynamiques sont bonnes en mesurant la corrélation entre les séries temporelles. Dans notre cas, plus le coefficient de corrélation est proche de 1 plus la corrélation est bonne.

- La moyenne des écarts absolus MAE : cet indicateur permet de quantifier l'écart moyen entre les données simulées et les données mesurées. Il vient en complément de l'indicateur précédent. Le MAE doit être le plus proche possible de 0. Cependant, le MAE ne permet pas de prendre en compte la dispersion des données :

$$MAE = \frac{1}{N} \sum |x - y| \quad (4.7)$$

- Les boîtes de Tuckey sur l'écart relatif entre les valeurs mesurées et les valeurs simulées. Cet indicateur permet de quantifier la dispersion des erreurs relatives. Chaque boîte est délimitée par le premier et le troisième quartile, ainsi entre ces deux quartiles se trouvent 50% des valeurs. Le trait rouge représente la médiane, 95% des valeurs se situent entre les deux traits noirs, également appelés "moustache" inférieure et supérieure.

Les données de calibrage sont issues de mesures faites au pas de temps 10 *min* entre le 30/10/19 et le 13/11/19. Les données aberrantes ont été supprimées et remplacées par interpolation linéaire.

4.3.2.2 Calibrage du réseau intermédiaire

Le calibrage du réseau intermédiaire est faite via la modification de l'épaisseur d'isolation des tuyaux supposée la même pour tous les tuyaux. Dans un premier temps, le paramètre est fixé à 1 *cm* pour chaque canalisation. Pour contrôler la validité des paramètres, une comparaison des températures d'entrée intermédiaires des SST mesurées et simulées est effectuée. L'épaisseur d'isolant est considérée comme valide lorsque le coefficient de corrélation R est

supérieur à 0,9 et que le MAE est inférieur à $0,4^{\circ}\text{C}$. En effet, selon la norme européenne, les capteurs de température des compteurs de chaleur doivent avoir une précision de 0,5% (en $^{\circ}\text{C}$). Ce qui implique dans notre cas que la précision des capteurs doit être d'environ $0,4^{\circ}\text{C}$. Les résultats sur le tableau 4.4 montrent que le R est proche de 1 ce qui indique une bonne corrélation, cependant le MAE est aux alentours de 1°C . Après analyse des résultats, il est nécessaire d'augmenter l'épaisseur de l'isolation des tuyaux. Ainsi, l'épaisseur est fixée à $4,2\text{ cm}$. Les résultats (voir tableau 4.5) montrent que l'augmentation de l'épaisseur d'isolant permet d'avoir une bonne modélisation de la température intermédiaire d'entrée. En effet, les coefficients de corrélation sont tous plus grands que 0,95 et la moyenne absolue des écarts est plus faible que 0,4 excepté pour la SST 6. La SST 6 est la moins consommatrice de toutes les SST, elle représente uniquement 2% de la consommation totale du sous-réseau 52, elle a donc peu d'influence sur les performances du sous-réseau. Par contre, elle est fortement perturbée par le fonctionnement des autres SST ce qui en fait une SST difficile à calibrer. De ce fait, un calibrage sommaire de cette sous-station est suffisant.

	SST 1	SST 3	SST 4	SST 5	SST 6	SST 9	SST 10	SST 11	SST 12
R^2	0,99	0,99	0,98	0,99	0,8	0,99	0,99	0,99	0,99
$MAE (^{\circ}\text{C})$	1,18	0,71	0,45	0,97	3,83	1,90	1,48	0,81	0,85

TABLE 4.4 – Coefficient de corrélation sur la température aller intermédiaire $T_{int,in}$ avec les données initiales (épaisseur de 1cm) (en rouge les résultats démontrant une mauvaise calibrage)

	SST 1	SST 3	SST 4	SST 5	SST 6	SST 9	SST 10	SST 11	SST 12
R	0,99	0,99	0,98	0,99	0,95	0,99	0,99	0,99	0,99
$MAE (^{\circ}\text{C})$	0,25	0,24	0,38	0,27	0,56	0,34	0,26	0,35	0,24

TABLE 4.5 – Indicateur de corrélation sur la température aller intermédiaire $T_{int,in}$ après calibrage de la tuyauterie (épaisseur de 4,2 cm) (en rouge les résultats démontrant un mauvais calibrage)

4.3.2.3 Calibrage des échangeurs des sous-stations

L'objectif de cette partie est de calibrer les échangeurs de chaleur des SST. Pour ce faire, le paramètre de calibrage est le coefficient d'échange global nominal de l'échangeur. Pour valider le paramètre de calibrage, on compare les données simulées et mesurées de la puissance échangée et du débit côté intermédiaire. Les échangeurs sont calibrés lorsque le coefficient de corrélation R est supérieur à 0,85, que le MAE est inférieur à 10 kW pour la puissance et inférieur à $1\text{ m}^3/\text{h}$ pour le débit et que la dispersion des écarts relatifs est inférieure à 10%.

Dans un premier temps, on utilise les données fournies par le constructeur des échangeurs de chaleur. Avec ces paramètres, on obtient une mauvaise corrélation entre les données comme le montrent les résultats sur le tableau 4.6 et les figures 4.20 et 4.21. En analysant les résultats sur la puissance, les coefficients de corrélation sont tous proches de 0,85 ce qui montre que les dynamiques sont bonnes (sauf pour la SST 6). Néanmoins, le MAE montre des écarts importants, pour les SST 1, 4, 6 et 9. La puissance est souvent surestimée comme le montrent les boîtes de Tukey de la figure 4.20 (les écarts relatifs sont en majorité supérieurs à 10%). Il est donc nécessaire de réduire l'efficacité des échangeurs et donc de baisser le coefficient d'échange global nominal. Les résultats sur le calibrage du débit intermédiaire confortent les résultats précédents sur les SST 1 et 4, les débits intermédiaires simulés sont sous-estimés. En outre pour les SST 3 et 5, le R est faible en raison de grandes variations du débit causé par la consommation d'ECS. Cependant en moyenne le calibrage reste correct : les MAE sont inférieurs ou très proches de $1\text{m}^3/h$ et les boîtes de Tukey (voir figure 4.21) montrent une faible dispersion.

		SST 1	SST 3	SST 4	SST 5	SST 6	SST 9	SST 10	SST 11	SST 12
P_{int}	R	0,81	0,95	0,74	0,72	0,28	0,89	0,99	0,94	0,97
	$MAE (kW)$	42,28	2,37	31,39	6,91	12,42	46,66	10,35	10	8,03
\dot{m}_{int}	R	0,56	0,64	0,87	0,63	0,54	0,90	0,95	0,98	0,81
	$MAE (m^3/h)$	2,30	0,69	1,35	1,06	0,87	0,42	0,41	0,80	0,64

TABLE 4.6 – Indicateur de corrélation sur la puissance échangée et le débit intermédiaire des SST avant calibrage des échangeurs de chaleur (en rouge les résultats démontrant un mauvais calibrage)

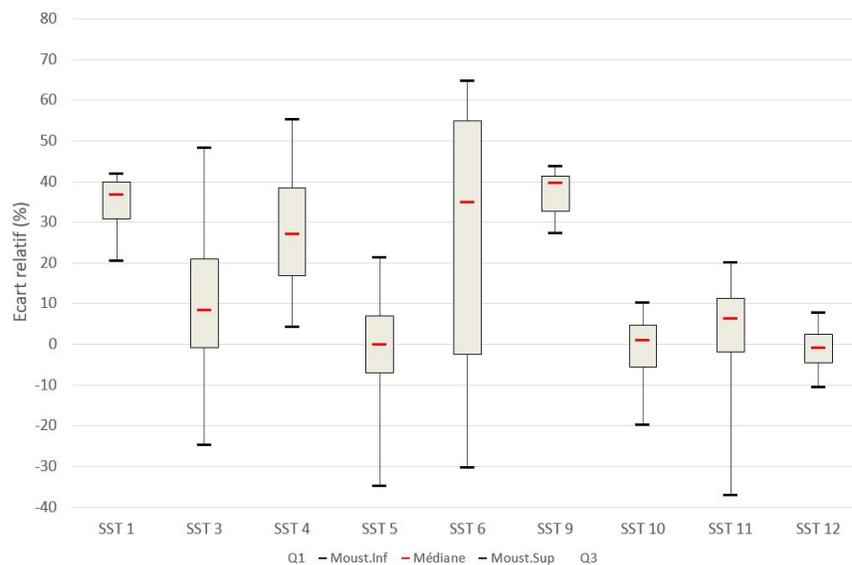


FIGURE 4.20 – Boîte de Tukey pour la puissance échangée avant calibrage des échangeurs de chaleur

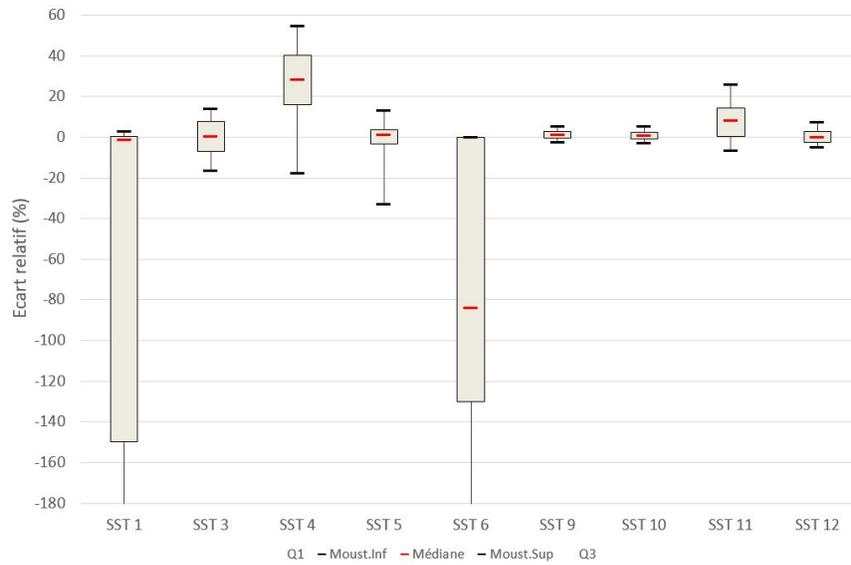


FIGURE 4.21 – Boîte de Tukey pour le débit intermédiaire avant calibrage des échangeurs de chaleur

Afin de calibrer les échangeurs, plusieurs valeurs de coefficient de convection sont testées en fonction de l'analyse des indicateurs. Du fait de l'influence potentielle des SST les unes envers les autres, toutes les SST sont calibrées simultanément. Après plusieurs itérations, les coefficients d'échange globaux U_{global} sont déterminés, ils sont présentés sur le tableau 4.7.

	SST 1	SST 3	SST 4	SST 5	SST 6	SST 9	SST 10	SST 11	SST 12
$U_{global}W/(K.m^2)$	250	1490	5490	2490	440	425	3490	3990	3490

TABLE 4.7 – Valeurs calibrées des coefficients de convection nominaux des échangeurs de chaleur

		SST 1	SST 3	SST 4	SST 5	SST 6	SST 9	SST 10	SST 11	SST 12
P_{int}	R	0,98	0,96	0,95	0,85	0,68	0,97	0,99	0,96	0,98
	$MAE (kW)$	1,15	2,13	8,03	4,3	2,72	2,70	6,65	9,25	6,95
\dot{m}_{int}	R	0,87	0,63	0,93	0,88	0,64	0,89	0,94	0,99	0,85
	$MAE (m^3/h)$	0,25	0,83	0,69	0,57	0,61	0,43	0,42	0,62	0,46

TABLE 4.8 – Indicateur de corrélation sur la puissance échangée et le débit intermédiaire des SST après calibrage des échangeurs de chaleur (en rouge les résultats démontrant un mauvais calibrage)

Les résultats de la nouvelle modélisation (voir tableau 4.8, figures 4.22 et 4.23) montrent que le modèle est en grande partie calibré correctement (excepté la SST 6). Ainsi, le coefficient de corrélation est supérieur à 0,85 pour la puissance avec une dispersion des erreurs relatives inférieures à 10%. Concernant le débit intermédiaire, le R demeure au-dessus de 0,85 pour toutes les SST sauf les SST 3 et 6, les moyennes des écarts absolus sont inférieures à $1 m^3/h$

et la dispersion des erreurs est faible ($< 10\%$)(voir figures 4.22 et 4.23).

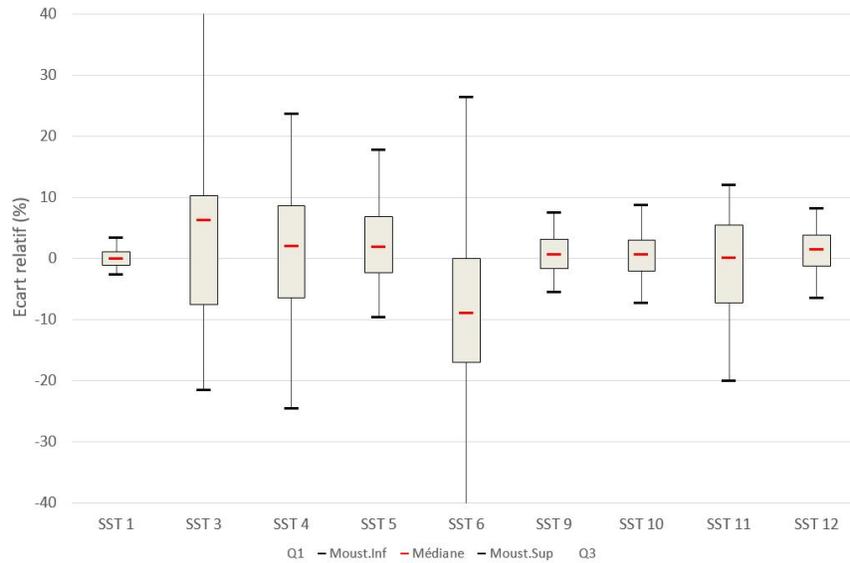


FIGURE 4.22 – Boite de Tukey pour la puissance échangée après calibrage des échangeurs de chaleur

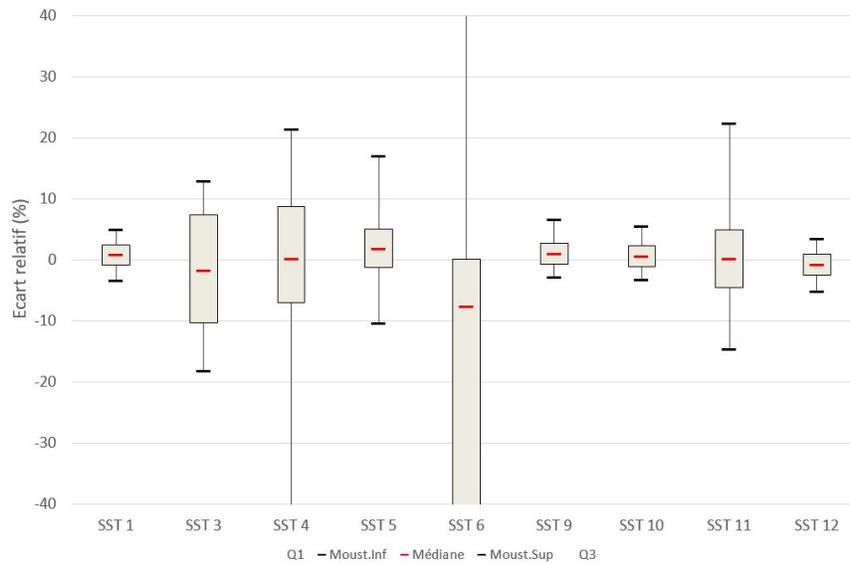


FIGURE 4.23 – Boite de Tukey pour le débit intermédiaire après calibrage des échangeurs de chaleur

Après avoir calibré les SST, on s'intéresse à la SST d'interconnexion 52. La même méthode de calibrage est appliquée et donne un coefficient d'échange convectif de l'échangeur de $8000 W/(K.m^2)$. Les résultats du calibrage (voir tableau 4.9) donnent une très bonne corrélation entre les données simulées et mesurées, malgré le mauvais calibrage de la SST 6 ce qui conforte la décision de la calibrer grossièrement. Noter que le MAE du débit intermédiaire

total est de $1,95 \text{ m}^3/\text{h}$, donc reste faible par rapport au débit nominal ($332,7 \text{ m}^3/\text{h}$)

	$P \text{ (kW)}$	$T_{p,out} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T_{int,in} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$T_{int,out} \text{ (}^\circ\text{C)}$	$\dot{m}_{int} \text{ (m}^3/\text{h)}$
R	0,93	0,99	0,99	0,99	0,93
MAE	33,3	0,29	0,22	0,24	1,95

TABLE 4.9 – Indicateur de corrélation sur l'échangeur d'interconnexion après calibrage

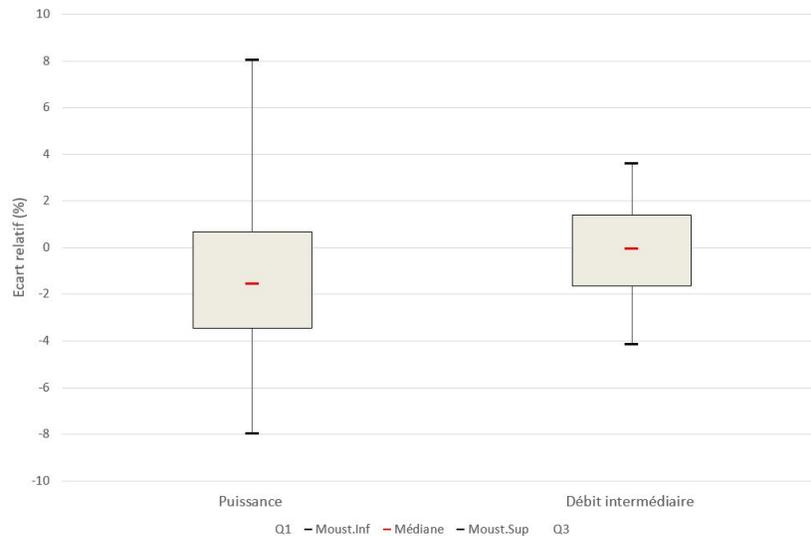


FIGURE 4.24 – Boîte de Tukey sur la puissance totale et le débit intermédiaire total du sous-réseau 52

Les résultats présentés précédemment montrent un bon calibrage du modèle numérique sur les données in-situ. Ce modèle est utilisé par la suite pour tester l'efficacité de l'optimisation du pilotage du sous-réseau 52.

4.3.3 Principe de l'optimisation

L'optimisation consiste à trouver la température de départ du sous-réseau 52 qui permet d'obtenir la température de retour côté primaire de la SST d'interconnexion la plus basse possible tout en satisfaisant le besoin. De nombreux algorithmes qui optimisent la température de retour d'une SST sont disponibles dans la littérature. Néanmoins, l'objectif de cette partie est de proposer une méthode simplifiée dont la modélisation complète du réseau n'est pas nécessaire. De plus, on souhaite éviter l'utilisation des techniques d'optimisation avancées (comme les méthodes métaheuristiques couramment utilisées dans la littérature) car ces techniques nécessitent souvent des ressources de calcul importantes, donc jugées difficiles à être employées in-situ par l'exploitant. Le principe de l'algorithme d'optimisation est présenté

figure 4.25.

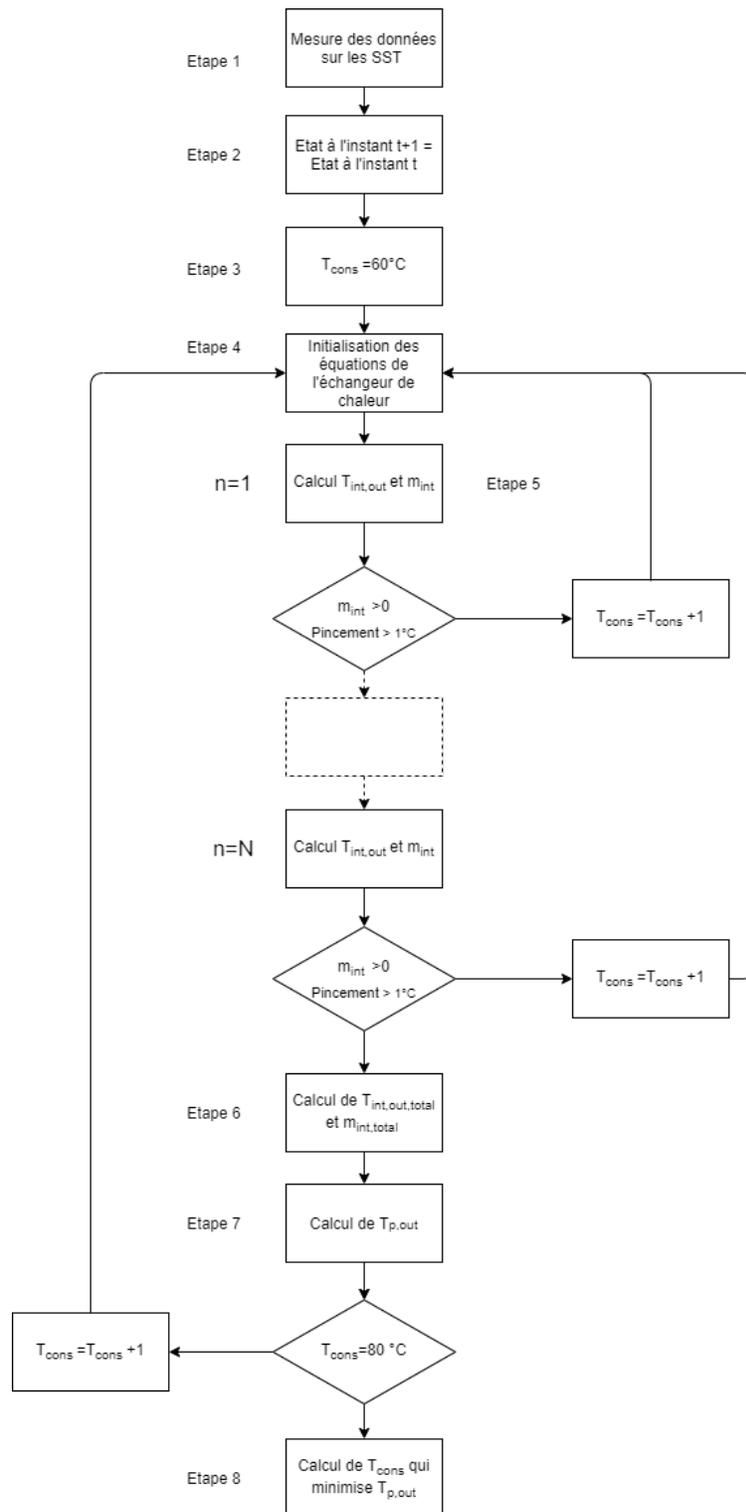


FIGURE 4.25 – Principe de l'algorithme d'optimisation à l'instant t

Dans un premier temps, l'état du réseau (puissance demandée, température de consigne au départ du secondaire, température du retour côté secondaire et débit côté secondaire) à l'instant t est supposé connu grâce aux mesures sur site (étape 1). Sachant que l'appel de puissance à l'instant $t + 1$ n'est pas encore connu, un modèle de prédiction est nécessaire. Dans cette étude, on suppose simplement que l'appel de puissance à $t + 1$ est égal à celui à t (étape 2), ce qui introduit certainement des erreurs mais leurs impacts seront évalués lors du test de l'algorithme. Le but est de déterminer, pour l'instant $t + 1$ (pas de temps 1 h), la température de départ du sous-réseau 52 qui optimise la température de retour primaire de la SST d'interconnexion. Il s'agit donc d'optimiser la loi d'eau de la SST d'interconnexion 52, les lois d'eau des SST étant déjà fixées par ailleurs.

Afin de déterminer la température de départ optimale, l'algorithme teste toutes les valeurs comprises entre $60^{\circ}C$ et $80^{\circ}C$ avec un pas de $1^{\circ}C$. La température de départ ne peut être inférieure à $60^{\circ}C$ afin de pouvoir fournir au client de l'ECS. Pour chaque température de départ, l'algorithme calcule le débit et la température de retour intermédiaire de chaque SST en suivant un modèle d'échangeur simplifié présenté ci dessous. En particulier l'équation 4.8 est une simplification de l'équation classique du DTLM [90]. En effet, la formule du DTLM est complexe à résoudre d'un point de vue numérique et afin de ne pas trop ralentir le calcul une formule simplifiée est utilisée. Dans cette équation simplifiée, le paramètre n est égal à 0,3275 afin de se rapprocher le plus possible de l'équation classique du DTLM.

S'agissant des équations non-linéaires, il est nécessaire de donner des valeurs initiales au solveur. Dans le but d'améliorer la performance de la résolution, on propose d'utiliser une approche "linéarisée" dans laquelle les équations sont encore simplifiées dans une forme linéaire (voir ci-dessous).

$$P = UA \frac{T_{p,out} - T_{s,in} + T_{p,in} - T_{s,out}}{2} \quad (4.8)$$

$$P = \dot{m}_p cp (T_{p,in} - T_{p,out}) \quad (4.9)$$

$$h_p = h_{nom} \frac{\dot{m}_p}{\dot{m}_{nom}} \quad (4.10)$$

$$UA = \left(\frac{1}{h_p A} + \frac{1}{h_s A} \right)^{-1} \quad (4.11)$$

$$P = \dot{m}_p cp (T_{s,out} - T_{s,in}) \quad (4.12)$$

$$h_s = h_{nom} \frac{\dot{m}_s}{\dot{m}_{nom}} \quad (4.13)$$

On résout ce système d'équations et les résultats sont alors utilisés comme valeurs initiales pour résoudre le modèle exact, présenté ci-après (étape 4). Dans ce modèle d'échangeur, les données d'entrée sont les températures d'entrée des deux côtés de l'échangeur $T_{p,in}$ et $T_{s,in}$, la

température de sortie côté secondaire $T_{s,out}$ (car on suppose que la consigne sera respectée), le débit côté secondaire \dot{m}_s , la surface d'échange A de l'échangeur, le débit nominal \dot{m}_{nom} , et le coefficient d'échange convectif nominal h_{nom} . Les inconnues du modèle sont donc la puissance échangée P , les coefficients d'échange convectif des deux cotés de l'échangeur h_p et h_s , le coefficient d'échange global UA , la température de retour côté primaire et le débit côté primaire \dot{m}_p . Un solveur est utilisé pour résoudre l'ensemble des 6 équations afin de déterminer les 6 inconnues.

Ensuite, les équations non-linéarisés sont résolues (étape 5). Les équations 4.10 et 4.13 sont basées sur la corrélation de Dittus-Boetler [73] car les échangeurs utilisés sont des échangeurs à plaques (voir 2.2.3).

$$P = UA \left(\frac{(T_{p,out} - T_{s,in})^n + (T_{p,in} - T_{s,out})^n}{2} \right)^{\frac{1}{n}} \quad (4.14)$$

$$P = \dot{m}_p c_p (T_{p,in} - T_{p,out}) \quad (4.15)$$

$$h_p = h_{nom} \left(\frac{\dot{m}_p}{\dot{m}_{nom}} \right)^{0,8} \quad (4.16)$$

$$UA = \left(\frac{1}{h_p A} + \frac{1}{h_s A} \right)^{-1} \quad (4.17)$$

$$P = \dot{m}_p c_p (T_{s,out} - T_{s,in}) \quad (4.18)$$

$$h_s = h_{nom} \left(\frac{\dot{m}_s}{\dot{m}_{nom}} \right)^{0,8} \quad (4.19)$$

Dans le cas où la température côté primaire des SST n'est pas suffisamment élevée, la consigne au secondaire ne peut pas être physiquement atteinte, par conséquent les résultats obtenus ne sont pas physiques. Il est alors nécessaire de vérifier si les solutions sont physiques. Cela consiste à vérifier si le pincement et le débit côté primaire sont positifs.

$$T_{p,out} - T_{s,in} > 1^\circ C \quad (4.20)$$

$$\dot{m}_p > 0 \quad (4.21)$$

Ensuite, si les résultats sont cohérents sur le plan de la physique, la température de retour intermédiaire globale est calculée via une loi de mélange (eq 4.22) (étape 6). Étant donné que cette température correspond à la température de retour au secondaire de la SST d'interconnexion 52, le modèle d'échangeur est appliqué de nouveau pour la SST 52 afin de déterminer la température de retour au primaire (étape 7).

$$T_{int,out,tot} = \frac{\sum T_{int,out,SST_i} \dot{m}_{int,SST_i}}{\sum \dot{m}_{int,SST_i}} \quad (4.22)$$

Enfin, l'algorithme compare les températures de retour au primaire de la SST d'interconnexion pour chacun des cas, la température de départ du sous-réseau 52 optimal correspond à celle qui permet d'obtenir la température de retour au primaire la plus faible possible (étape 8). Ce calcul est répété pour tous les pas de temps (par exemple 1h).

4.3.4 Résultats numériques

Durant la période considérée, dans le cas actuel où la consigne de température de départ du sous-réseau est constamment égale à 90 °C (dans un souci de satisfaire les appels de puissance, l'exploitant a mis une consigne maximale) : la température d'entrée réelle moyenne côté primaire est de 69,3 °C, la température de retour moyenne côté primaire est de 62,5 °C et la chute de température côté primaire moyenne est de 6,8 °C. Le tableau 4.10 donne la chute de température et le débit moyens côté intermédiaire pour chaque SST cliente.

	SST 1	SST 3	SST 4	SST 5	SST 6	SST 9	SST 10	SST 11
ΔT_{int} (°C)	24,6	34,8	34,8	18,7	26,7	13,6	12,7	13,5
\dot{m}_{int} (kg/s)	0,34	0,12	0,31	0,83	0,19	1,52	2,81	1,15

TABLE 4.10 – Chute de température moyenne et débit moyen côté intermédiaire des SST état actuel (sans optimisation)

La méthode d'optimisation est testée numériquement via le jumeau numérique du sous-réseau 52 présenté dans le paragraphe 4.2. Le test est effectué durant la période comprise entre le 11/03/2020 date de mise en place des nouvelles loi d'eau départ secondaire et le 17/03/2020 date du début du confinement en France. En effet, les bâtiments raccordés au réseau étant principalement des bâtiments communaux (écoles, gymnases, piscine), ceux-ci ne furent pas occupés pendant le confinement et donc la demande d'énergie n'est pas représentative de la demande classique durant cette période. En outre, la SST 12 n'est pas prise en compte dans cette étude car les données mesurées sur site ne sont pas exploitables.

Ensuite l'algorithme d'optimisation est mis en œuvre sur le modèle du réseau développé sous Dymola. Durant la simulation, la consigne du secondaire de la SST d'interconnexion est mis à jour toutes les heures en appliquant la méthode d'optimisation présentée. Les résultats numériques montrent que la température de consigne est plus basse que celle utilisée précédemment, de plus la consigne est respectée la plupart du temps (voir figure 4.26) ce qui implique que la vanne côté primaire de la SST d'interconnexion n'est plus ouverte à 100 %.

Afin de vérifier si avec la nouvelle consigne le réseau fonctionne correctement, il est nécessaire de s'assurer que les consignes de température de départ côté secondaire sont bien respectées et que la puissance échangée dans chaque SST cliente est la même que précédemment. Ce que l'on peut observer sur la figure 4.27 qui montre pour chaque SST, l'écart entre

la température de départ mesurée et la température de consigne côté secondaire.

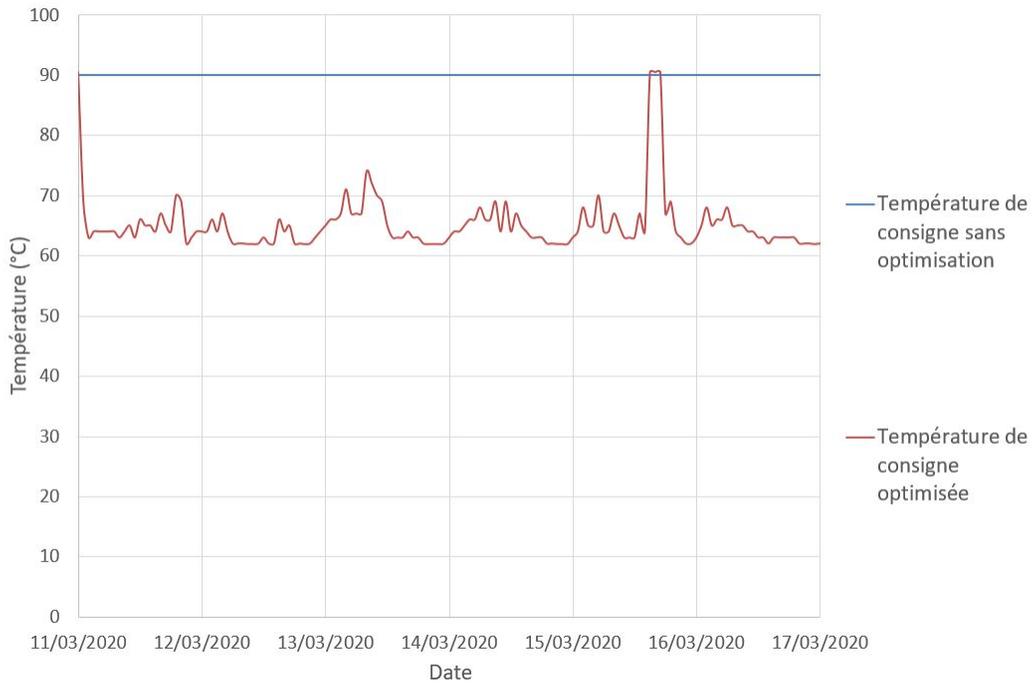


FIGURE 4.26 – Évolution temporelle des lois d'eau dans le cas actuel et le cas optimisé

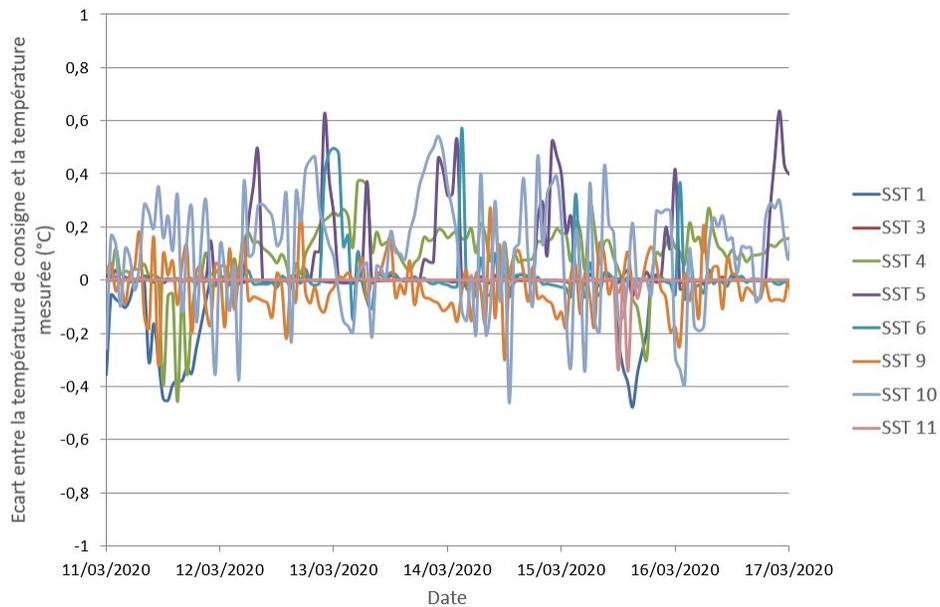


FIGURE 4.27 – Évolution temporelle de l'écart entre la température de départ au secondaire de consigne et mesurée pour chacune des SST clientes

L'écart calculé est au maximum égal à 0,6 °C ce qui est faible. Par conséquent, les lois

d'eau de départ secondaire sont bien respectées. En outre comme, la température d'entrée et le débit au secondaire des SST clientes sont des entrées du modèle et que les consignes sont respectées, alors la puissance échangée est la même entre les simulations avec et sans optimisation comme le confirme la figure 4.28. Ainsi, l'écart relatif de puissance échangée entre le cas actuel et le cas optimisé ne dépasse pas 5 %, on peut donc considérer que la puissance échangée est sensiblement la même.

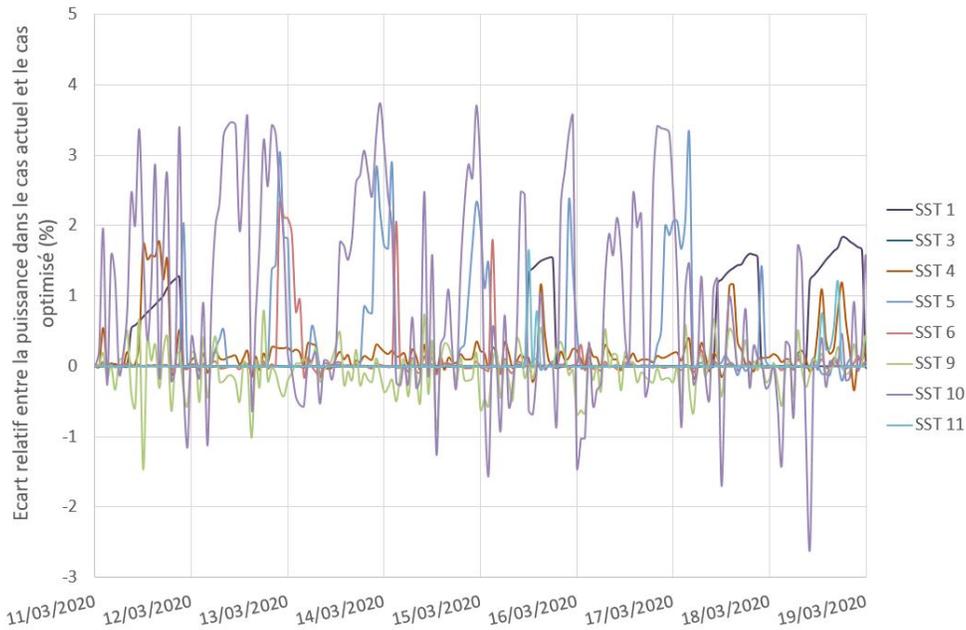


FIGURE 4.28 – Évolution temporelle de l'écart relatif entre la puissance échangée dans le cas actuel et dans le cas optimisé pour chacune des SST

L'impact sur les performances de l'abaissement de la loi d'eau de départ du sous-réseau est évalué dans un premier temps en comparant les températures de sortie et l'écart de température retour côté intermédiaire de chaque SST. Le tableau 4.11 donne la température de sortie et la chute de température moyenne de chaque SST ainsi que leurs écarts avec le cas non optimisé simulé.

	SST 1	SST 3	SST 4	SST 5	SST 6	SST 9	SST 10	SST 11
$T_{int,out,opt}$ (°C)	38,7	30,7	30,7	50,1	40	54,3	55,4	55,4
$T_{int,out,ref} - T_{int,out,opt}$ (°C)	0,2	-0,1	-0,1	-0,1	0	0	0	0
$\Delta T_{int,opt}$ (°C)	21,2	30,8	30,8	14,4	22,8	9,7	8,7	9,2
$\Delta T_{int,ref} - \Delta T_{int,opt}$ (°C)	3,4	4	4	4,3	3,8	3,9	3,9	4,3

TABLE 4.11 – Température de retour et différence de température côté intermédiaire des SST après optimisation et comparatif avec les cas actuel

Les résultats montrent que dans le cas de l'optimisation la température de retour intermédiaire est pratiquement la même que dans le cas de référence voire plus grande dans certains cas (voir ligne 2 du tableau 4.11). En outre, les résultats montrent également que la chute de température intermédiaire est plus faible dans le cas optimisé que dans le cas actuel (voir ligne 4 du tableau 4.11). Ces résultats pourraient faire croire que les performances sont moins bonnes, car les températures de départ au secondaire sont les mêmes entre les deux cas étudiés mais le débit côté intermédiaire de chaque SST est plus élevée car la température de départ intermédiaire de l'échangeur d'interconnexion a été modifiée. De ce fait pour vérifier l'efficacité de l'optimisation, il est nécessaire d'étudier le côté primaire de la SST d'interconnexion.

Comme pressenti précédemment, l'abaissement de la température de consigne permet de réduire le degré d'ouverture de la vanne de régulation côté primaire et donc de réduire le débit la traversant (voir figure 4.29).

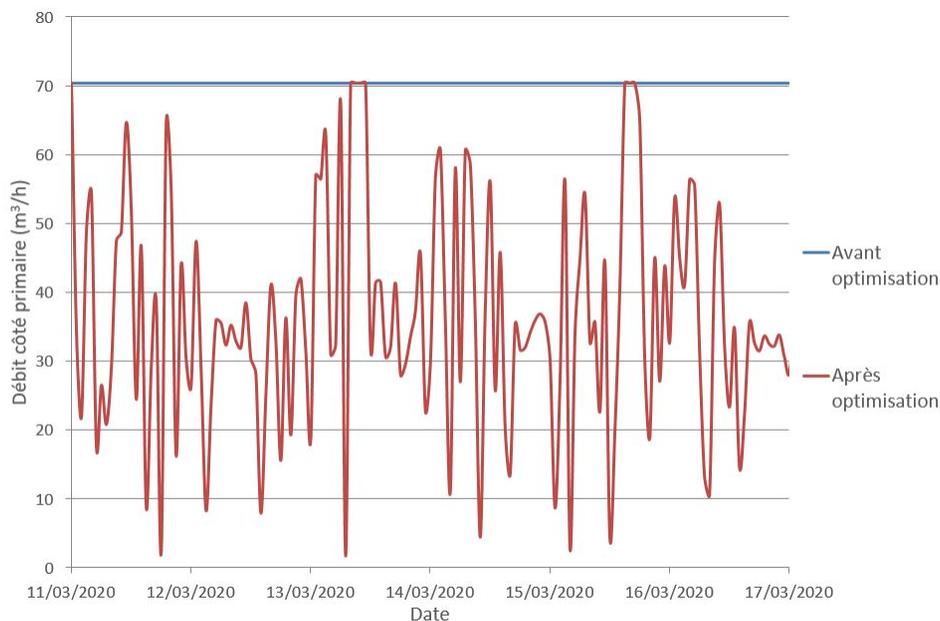


FIGURE 4.29 – Évolution temporelle du débit côté primaire de la SST d'interconnexion avant et après optimisation

Par conséquent, malgré l'augmentation de la température de retour intermédiaire ainsi que du débit côté intermédiaire, la température de retour au primaire est abaissée comme présenté figure 4.30.

L'optimisation de la loi de départ permet de réduire la température de retour moyenne de l'ordre de 6,8 °C ce qui est conséquent. Du fait que la température de départ au primaire est la même dans les deux cas, le gain relatif sur la chute de température au primaire est

également de 6,8 °C. En outre cela pourrait amener à des gains substantiels sur le taux d'EnR&R utilisé sur le réseau de l'ordre de 2 à 3%. Ainsi l'algorithme montre des résultats intéressants et semble bien fonctionner. Cependant, le test numérique n'a été effectué que sur une période assez courte en mi-saison. D'autres tests devront être envisagés en particulier durant la période de chauffe. En outre, afin de valider l'efficacité de l'algorithme des tests in-situ devront être réalisés.

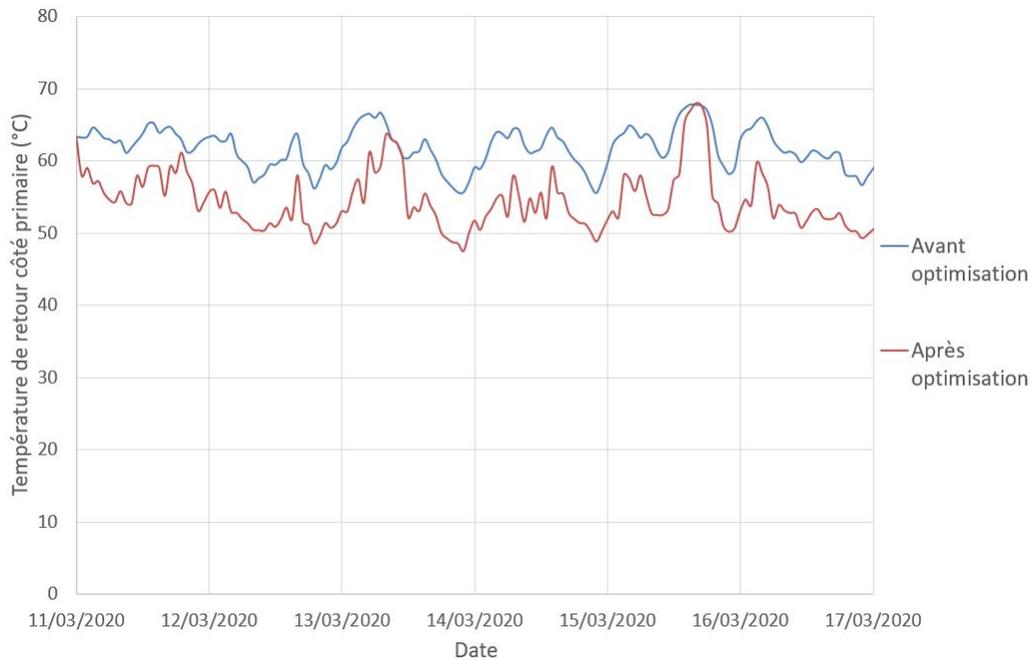


FIGURE 4.30 – Évolution temporelle de la température de retour côté primaire de la SST d'interconnexion avec et sans optimisation

4.4 Perspectives et conclusion

Ce chapitre présente une démarche à suivre afin d'optimiser un réseau de chaleur en exploitation. Dans un premier temps, il est primordial d'étudier le fonctionnement du réseau afin de détecter et régler les éventuels dysfonctionnements. En effet, en exploitation, les dysfonctionnements ne sont pas rares et il est inutile de chercher à optimiser un système qui ne fonctionne pas correctement. Dans ce chapitre, l'objectif est d'améliorer les performances de notre réseau partenaire. Pour ce faire, après une analyse globale, le choix a été fait d'optimiser le fonctionnement du sous-réseau 52. En effet, cette partie du réseau est l'une des plus consommatrice de chaleur ainsi que la moins performante. Elle dégrade donc fortement les performances globales du réseau. Ensuite, une analyse spécifique du sous-réseau a montré que la loi d'eau de départ était sous-optimale. En effet, elle était constante et égale à 90 °C afin

d'être sûr de fournir une température suffisante aux clients. De plus les SST composant le sous-réseau ont aussi été analysées. Certaines sous-stations possèdent des systèmes de régulation inadéquates qui empêchent un fonctionnement normal du réseau. En effet, les lois d'eau de départ au secondaire sont mal calibrées et impossibles à atteindre ce qui implique que les vannes de contrôle restent ouvertes à 100% entraînant un débit important et donc dégradant les performances du sous-réseau. De ce fait, avant d'optimiser le pilotage du sous-réseau les lois d'eau de départ au secondaire des SST ont été modifiées, ce qui a entraîné une amélioration des performances, de l'ordre de 1 à 8 °C sur la chute de température au primaire des SST. Enfin, un algorithme d'optimisation du pilotage du sous-réseau a été développé. Cet algorithme cherche à trouver la température de départ du sous-réseau qui permet de réduire au maximum la température de retour global au primaire de la SST d'interconnexion. Faute de temps la méthode d'optimisation n'a pu être testée que de manière numérique mais les résultats semblent néanmoins prometteurs. Le test effectué entre le 11/03/2020 et le 17/03/2020, à l'aide d'un jumeau numérique développé sur Dymola/Modelica montre qu'il est possible de baisser la température de retour de 6,8 °C en moyenne en utilisant la méthode d'optimisation. La prochaine étape est le test in-situ de l'algorithme d'optimisation sur notre réseau partenaire. Afin de prouver son efficacité, la méthode sera testée durant la période de chauffe 2020-2021.

Conclusion et perspectives générales

L'objectif de ce travail de thèse est d'améliorer les performances des réseaux de chaleur en exploitation via le développement d'indicateurs de performance dans un premier temps. Ceux-ci permettent de détecter la présence et/ou l'origine d'un dysfonctionnement. Dans un second temps, l'amélioration des performances en exploitation passe par l'optimisation du pilotage en particulier la régulation de la température de départ du réseau. La réalisation de ces objectifs permet d'améliorer les performances à travers la réduction de la température de retour du réseau, ce qui est en enjeu crucial pour le réseau avec des sources de chaleur basse température comme la géothermie ou la la chaleur fatale.

Nous avons, dans le premier chapitre, rappelé le contexte dans lequel s'inscrit les réseaux de chaleur. Ce système de chauffage basé sur la mutualisation des moyens de production est intéressant d'un point de vue écologique via la facilité d'intégration des énergies renouvelables et de récupération. Du fait de ses atouts, des objectifs gouvernementaux audacieux en termes de production d'EnR& R ont été mis en place pour les réseaux. Cependant, ces objectifs ne pourront être atteints en 2030 si l'on se base sur la tendance actuelle. De ce fait, afin de promouvoir les RDC et les rendre plus compétitifs économiquement, les performances des RDC doivent être améliorées. En effet, de nombreux dysfonctionnements apparaissent durant l'exploitation d'un réseau et il n'existe pas d'outil capable de détecter les sources des dysfonctionnements. Il est donc nécessaire de développer des outils dans ce but. Ensuite, une fois les dysfonctionnements détectés et corrigés, l'amélioration des performances passe par l'optimisation du pilotage de la température de départ du réseau.

Le deuxième chapitre décrit la création d'un modèle générique de RDC afin d'étudier l'impact des dysfonctionnements sur les performances du réseau et au tests des indicateurs de performance. Le modèle développé sur le logiciel Dymola/Modelica comporte un modèle de site de production, de réseaux de distribution, de sous-station et de réseaux secondaires. Le site de production est composé d'une source géothermale et d'un appoint gaz. La température de départ est pilotée via une loi d'eau et le fluide est mis en mouvement grâce à une pompe pilotée via une loi de pression. Le réseau de distribution est modélisé par des tuyaux enterrés dans le sol. Quatre types de sous-station ont été modélisés. Deux modèles de SST fournissant du chauffage avec débit au secondaire constant ou variable et deux modèles de SST fournissant de l'ECS de manière directe ou via un ballon de stockage. La régulation de la température de départ au secondaire de chaque SST est prise en compte par la modélisation d'un régulateur P ou PI, d'une vanne de contrôle et d'une loi d'eau. Enfin le secondaire est modélisé par un modèle R_6C_2 , un radiateur et un système de régulation (vanne thermostatique ou vanne trois voies). Le banc d'essai numérique comporte en tout 40 SST et fournit une puissance de 2 MW.

Le troisième chapitre se concentre sur la création d'indicateurs de performance. Trois dysfonctionnements courants ont été étudiés : l'encrassement de l'échangeur, une régulation au primaire de la SST défaillante et la présence de débit constant côté secondaire de la SST. Ces trois défauts impactent de manière significative les performances du réseau et doivent donc être traités. Dans un premier temps, les indicateurs déjà existants dans la littérature ont été testés. La méthode "excess flow" permet bien de détecter les défaillances testées, mais ne permet en aucun cas de connaître l'origine du dysfonctionnement. En outre, une représentation graphique différente de l'original a été proposé afin de rendre l'indicateur plus facile à utiliser in-situ. Ensuite, il a été prouvé que la méthode de la signature thermique n'est pas assez robuste et une méthode similaire basée sur l'évolution du pincement en fonction de la température a été créée. Ce nouvel indicateur permet de détecter au jour le jour si un dysfonctionnement apparaît. Cependant, l'origine du dysfonctionnement ne peut toujours pas être déterminée à partir de l'indicateur. En conséquence trois indicateurs permettant de détecter spécifiquement les défauts testés ont été créés. Un encrassement trop important de l'échangeur de la SST est détecté à l'aide du suivi de l'évolution de la résistance thermique en fonction d'un débit corrigé. Une perte de performance trop importante due à l'encrassement est observée quand un seuil basé sur un comportement de référence est dépassé. En outre, un indicateur basé sur le suivi de l'instabilité du débit côté primaire de la SST permet de détecter un problème de régulation. L'indicateur consiste donc à calculer heure par heure la variation relative du débit entre deux heures consécutives. Une variation relative trop importante plus

de 4 fois par jour est signe d'un défaut de régulation (vanne bloquée, mauvaise autorité de vanne, PID mal réglé). Le dernier indicateur développé permet de détecter la présence d'un débit constant au secondaire à l'aide du calcul de l'efficacité de l'échangeur de chaleur. Ces trois indicateurs ont été testés avec succès sur le banc d'essai numérique et validés à l'aide de données in-situ.

Le dernier chapitre se focalise sur une démarche d'optimisation globale des réseaux. L'étude d'optimisation est menée sur un réseau partenaire localisé en île de France. Une analyse des performances du réseau montre que 4 SST dégradent fortement les performances globales du réseau en particulier la SST 52. Cette sous-station a pour particularité d'être une SST d'interconnexion, c'est-à-dire qu'elle sépare hydrauliquement le réseau principal et d'un sous-réseau. L'étude d'optimisation s'est donc concentrée sur ce sous-réseau. Afin de pouvoir optimiser le pilotage de la température de départ du sous-réseau, un jumeau numérique de celui-ci a été réalisé. Ensuite, une analyse plus poussée des SST du sous-réseau a montré des dysfonctionnements importants sur certaines SST en particulier liés à un réglage sous-optimal des lois d'eau au départ secondaire. Ainsi, il a fallu tout d'abord corriger ces défauts en proposant de nouvelles lois d'eau pour les SST dysfonctionnelles. La mise en place de la nouvelle régulation secondaire a permis de réduire la température de retour globale. Enfin, une fois les principaux dysfonctionnements corrigés, l'optimisation a pu être mise en œuvre. Un algorithme d'optimisation calcule la température de départ optimale du sous-réseau permettant de réduire au maximum la température de retour au primaire de la SST d'interconnexion. La méthode d'optimisation a pu être testée numériquement à l'aide du jumeau numérique en mi-saison sur une période d'une semaine. Les résultats montrent que l'utilisation de l'algorithme amène à une réduction de la température de retour au primaire de l'ordre de 6°C .

Contributions

Les principales contributions de la thèse sont résumées dans ce paragraphe :

- Développement d'un modèle générique de réseau de chaleur incluant le fonctionnement du secondaire
- Mise en évidence de l'impact de trois dysfonctionnements sur les performances d'un RDC
- Test et amélioration des indicateurs de détection de défauts existants
- Création de trois indicateurs de performance permettant de détecter un encrassement trop important, une mauvaise régulation primaire et la présence d'un débit secondaire

constant

- Développement d'un algorithme d'optimisation du pilotage de la température de départ d'un réseau

Perspectives

A l'aune de ces conclusions, plusieurs prolongements de ces travaux peuvent être envisager. Tout d'abord le développement de nouveaux indicateurs de performance pour détecter d'autres défauts courants sur le côté primaire comme les fuites sur les équipements de la SST ou le mauvais montage des échangeurs de chaleur.

Ensuite, d'autres études sur les dysfonctionnements peuvent être menées en particulier les SST fournissant de l'ECS ainsi que sur les dysfonctionnements côté secondaire. Le côté secondaire a été peu abordé dans cette thèse, néanmoins les défauts côté secondaire restent très fréquents et impactent de manière non-négligeable les performances du réseau. Comme on l'a vu, une loi d'eau côté secondaire inadaptée dégrade la performance du réseau. Les études présentées ici ne s'intéressent qu'à la détection d'un dysfonctionnement seul, il serait nécessaire de travailler sur la détection de dysfonctionnements simultanés. Cette thèse souligne également la nécessité d'instrumenter les réseaux de chaleur en particulier le côté secondaire.

En outre, la correction des défauts permet d'envisager ensuite l'optimisation des réseaux de chaleur. La méthode d'optimisation proposé dans cette thèse a été testée uniquement numériquement sur une durée d'une semaine en mi-saison. Afin de totalement valider la méthodologie, des tests numériques et in-situ doivent être réalisés en période de chauffe ce qui n'a pas pu être fait faute de temps. En outre, on peut envisager d'autres pistes d'optimisation en particulier sur les lois d'eau de départ côté secondaire ou le pilotage de la pompe par exemple.

Table des figures

1.1	Schéma simplifié d'un réseau de chaleur urbain	14
1.2	évolution du contenu CO_2 des réseaux de chaleur et comparaison avec d'autres moyens de production de chaleur	15
1.3	Répartition du nombre de sources d'énergie utilisées dans les réseaux en 2018	16
1.4	Répartition des sources d'énergies sur les réseaux français en 2018	17
1.5	Répartition en nombre des réseaux utilisant des EnR&R en France	17
1.6	Schéma de la première génération de réseau de distribution	18
1.7	Schéma de la seconde génération de réseau de distribution	18
1.8	Schéma de la troisième génération de réseau de distribution	18
1.9	Définition d'une sous-station	19
1.10	Sous-stations montée en parallèle	20
1.11	Sous-stations montée en série un étage	20
1.12	Sous-stations montée en série deux étages	21
1.13	Sous-station montée en série trois étages	21
1.14	Part de la chaleur fournie par les réseaux de chaleur	22
1.15	Évolution du nombre et de la densité thermique moyenne des réseaux de cha- leur en France	24
1.16	Projection de la dynamique de croissance des EnR&R dans l'énergie fournie par les réseaux de chaleur	24
1.17	Évolution de la facture énergétique de la chaleur fournie par les RDC et par une solution gaz [13]	26

1.18	Comparatif du coût global de différents modes de chauffage pour trois logements types de $70 m^2$	27
1.19	Classification des différentes générations de réseau de chaleur	28
1.20	Répartition des dysfonctionnements rencontrés sur un panel de réseau suédois	36
1.21	Exemple de classement des SST d'un RDC à l'aide de la méthode Excess Flow	40
1.22	Méthode de la signature thermique	41
1.23	Détection d'un encrassement	43
2.1	Schéma du site de production modélisé	50
2.2	Schéma de l'échangeur géothermie	51
2.3	Caractéristiques d'une pompe à vitesse variable	53
2.4	Exemple de l'effet de la régulation en pression de la pompe	54
2.5	Schéma hydraulique d'une SST	56
2.6	Nomenclature utilisée pour les SST	56
2.7	Exemple des caractéristiques des différents types de vannes	59
2.8	Schéma hydraulique du réseau secondaire avec débit variable	61
2.9	Schéma hydraulique du réseau secondaire avec débit constant	62
2.10	Schéma hydraulique d'une SST ECS instantanée	64
2.11	Schéma hydraulique d'une SST ECS avec ballon	64
2.12	Représentation schématique du ballon ECS	65
2.13	Schéma d'une couche i	66
2.14	Schéma du modèle R6C2	67
2.15	Schéma descriptif du modèle global	68
2.16	Évolution temporelle de la température extérieure	69
2.17	Profil de consommation d'ECS pour une SST	69
2.18	Exemple de loi d'eau	72
2.19	Exemples de l'évolution de la puissance fournie par les bâtiments en fonction de la température extérieure	73
2.20	Comparaison entre la température intérieure de consigne et mesurée pour deux SST	74
2.21	Exemple des caractéristiques des vannes au secondaire sur différentes SST du modèle	74
2.22	Exemple des caractéristiques des vannes au primaire sur différentes SST du modèle	75
2.23	Évolution des températures de sortie de l'échangeur de la géothermie, de la chaudière gaz et de la température de consigne en fonction de la température extérieure	75

2.24	Évolution de la puissance délivrée par le réseau X en fonction de la température extérieure	76
2.25	Évolution de la température de retour totale du réseau X en fonction de la température extérieure	77
3.1	Schématisation de la méthodologie utilisée pour la création d'indicateurs de performance	80
3.2	Évolution temporelle de la résistance thermique d'encrassement dans les 4 cas étudiés	82
3.3	Effet de l'encrassement de 4 SST sur l'écart des températures du réseau ($T_{départ} - T_{retour}$) et sur le débit total au primaire (valeurs moyennées pendant la période de simulation)	83
3.4	Impact de l'encrassement sur le mix énergétique global du réseau	83
3.5	Schéma de la chaîne de régulation d'une sous-station	84
3.6	Représentation schématique de l'autorité d'une vanne sur une sous-station d'un réseau	85
3.7	Évolution temporelle de l'ouverture de vanne pour la sous-station 9	86
3.8	Effet du blocage de vanne sur l'écart de température global du réseau et sur le débit total au primaire	87
3.9	Effet du blocage de vanne sur les performances du réseau	87
3.10	Évolution temporelle du débit dans la sous-station 9 en fonction du blocage de vanne	88
3.11	Comparaison de la différence de température au primaire entre un montage hydraulique avec débit constant et débit variable au secondaire	89
3.12	Test de la méthode des volumes en excès dans le cas d'un encrassement	91
3.13	Test de la méthode des volumes en excès dans le cas d'un blocage de vanne	92
3.14	Test de la méthode des volumes en excès sur des données in-situ	93
3.15	Représentation alternative des résultats de la méthode excess flow en cas d'encrassement	94
3.16	Test de la méthode de la signature thermique pour la détection de l'encrassement	95
3.17	Test de la méthode de la signature thermique pour la détection d'une vanne bloquée	95
3.18	Test de la méthode de la signature thermique sur la SST 113 du réseau X	96
3.19	Évolution de la puissance et des températures de départ au primaire et au secondaire en fonction de la température extérieure pour la SST 113 du réseau X	97
3.20	Test de la méthode de la signature thermique sur la SST 46 du réseau X	98

3.21	Évolution du débit coté primaire et du NUT en fonction de la température extérieure pour la SST 11 du modèle numérique	100
3.22	Évolution du pincement et de l'efficacité d'un échangeur en fonction de la température extérieure pour la SST 11 du modèle numérique	100
3.23	Mise en place de la méthode de détection de la dégradation des performances via le suivi du pincement pour la SST 11 du modèle numérique	101
3.24	Test de la méthode du pincement dans le cadre d'un encrassement	102
3.25	Test de la méthode du pincement dans le cadre d'un problème de régulation	103
3.26	Impact de l'encrassement sur la température primaire de sortie de la SST	105
3.27	Évolution de la résistance thermique en fonction d'un rapport de débit pour différents scénarios d'encrassement	106
3.28	Évolution de la résistance thermique en fonction d'un rapport de débit dans le cas de vanne bloquée	107
3.29	Variation relative de débit dans le cas de référence $\Delta t = 1h$	108
3.30	Analyse fréquentielle de la variation relative de débit de la SST référence	108
3.31	Analyse fréquentielle de la variation relative de débit d'une SST avec une vanne bloquée	109
3.32	Variation relative du débit sur deux jours dans la SST 22 du banc d'essai numérique dans le cas d'un encrassement	110
3.33	Variation relative du débit sur deux jours dans la SST 22 du banc d'essai numérique dans le cas d'un encrassement (dépassement affiché seulement pour le cas 1)	110
3.34	Variation du débit sur deux jours dans la SST 22 du banc d'essai numérique dans le cas d'une vanne bloquée sur 10% d'ouverture	111
3.35	Variation du débit sur deux jours dans la SST 22 du banc d'essai numérique dans le cas d'une vanne bloquée sur 75% d'ouverture	111
3.36	Évolution des températures départ des deux côtés de l'échangeur, la différence de température au primaire et de la puissance échangée en fonction de la température extérieure pour la SST 1	114
3.37	Évolution des températures départ des deux côté de l'échangeur, de la différence de température au primaire et de la puissance échangée en fonction de la température extérieure pour la SST 11	115
3.38	Loi d'eau du départ au secondaire de la SST 46 du réseau X	116
3.39	Test de la méthode du pincement sur la SST 46 du réseau	117
3.40	Test de la méthode du pincement sur la SST 113 du réseau X	118

3.41	Évolution de la résistance thermique en fonction d'un rapport de débit sur la SST113 du réseau X	119
3.42	Évolution temporelle de la résistance thermique de la SST ECS 72	119
3.43	Évolution de la résistance d'encrassement en fonction de la variable \dot{M} avant et après nettoyage de la SST 72	120
3.44	Analyse fréquentielle de la variation relative de débit de la SST 113 (sans défaut)	121
3.45	Variation relative de débit sur 1 semaine de la SST 113 (sans défaillance). Les dépassements de seuils sont matérialisés par des points rouges	122
3.46	Analyse fréquentielle de la variation relative de débit de la SST 71 (autorité de vanne inadaptée)	122
3.47	Variation relative de débit sur 1 semaine de la SST 71 (autorité de vanne inadaptée). Les dépassements de seuils sont matérialisés par des points rouges	123
3.48	Évolution du débit côté secondaire de la SST 44 du réseau X en fonction de la température	124
3.49	Évolution de la puissance, des températures de départ des deux côtés de l'échangeur et de la différence de température au primaire en fonction de la température extérieure pour le SST 44 du réseau X	124
3.50	Évolution de la puissance, des températures de départ des deux côtés de l'échangeur et de la différence de température au primaire en fonction de la température extérieure pour le SST 111 du réseau X	125
3.51	Évolution du débit côté secondaire de la SST 111 du réseau X en fonction de la température extérieure	125
4.1	Répartition de la consommation des SST du réseau X	131
4.2	Schéma de principe du réseau étudié	131
4.3	Évolution de la température aller au primaire et de la température de consigne de la SST d'interconnexion 52	132
4.4	Analyse globale du sous-réseau 52 via la méthode excess flow	133
4.5	Part du temps où la vanne de régulation est ouverte à 100%	134
4.6	Évolution temporelle de la différence entre la température aller au primaire des SST et la température de consigne au départ du secondaire pour les SST 9, 10 et 12	134
4.7	Évolution temporelle de la différence entre la température aller au primaire des SST et la température de consigne au départ du secondaire pour les SST 1 et 5	135

4.8	Évolution temporelle de la différence entre la température aller au primaire des SST et la température de consigne au départ du secondaire pour les SST 3 et 6	135
4.9	Lois d'eau utilisées sur la SST 1	136
4.10	Évolution temporelle de la différence entre la température de consigne au départ secondaire et la température mesurée pour la SST 1	137
4.11	Évolution de la température au départ secondaire max et de la nouvelle loi d'eau en fonction de la température extérieure pour SST 1	138
4.12	Lois d'eau utilisées sur la SST 10	138
4.13	Évolution temporelle de la différence entre la température de consigne au départ secondaire et la température mesurée pour la SST 10	139
4.14	Évolution de la température au départ secondaire max et de la nouvelle loi d'eau en fonction de la température extérieure pour SST 10	139
4.15	Évolution de l'ouverture de vanne des SST 1, 5, 9,10 et 12, durant le mois de mars 2020	140
4.16	Gains sur les chutes de température au primaire des SST clientes en fonction de la puissance échangée dus aux changements de loi d'eau (données collectées en mars 2020)	141
4.17	Gains sur les chutes de température au primaire et au secondaire de la SST d'interconnexion en fonction de la puissance dus aux changements de loi d'eau	141
4.18	Fonctionnement du modèle numérique	143
4.19	Plan du sous-réseau 52	144
4.20	Boite de Tukey pour la puissance échangée avant calibrage des échangeurs de chaleur	147
4.21	Boite de Tukey pour le débit intermédiaire avant calibrage des échangeurs de chaleur	148
4.22	Boite de Tukey pour la puissance échangée après calibrage des échangeurs de chaleur	149
4.23	Boite de Tukey pour le débit intermédiaire après calibrage des échangeurs de chaleur	149
4.24	Boite de Tukey sur la puissance totale et le débit intermédiaire total du sous-réseau 52	150
4.25	Principe de l'algorithme d'optimisation à l'instant t	151
4.26	Évolution temporelle des lois d'eau dans le cas actuel et le cas optimisé . . .	155
4.27	Évolution temporelle de l'écart entre la température de départ au secondaire de consigne et mesurée pour chacune des SST clientes	155

4.28 Évolution temporelle de l'écart relatif entre la puissance échangée dans le cas actuel et dans le cas optimisé pour chacune des SST	156
4.29 Évolution temporelle du débit côté primaire de la SST d'interconnexion avant et après optimisation	157
4.30 Évolution temporelle de la température de retour côté primaire de la SST d'interconnexion avec et sans optimisation	158
A.1 Évolution de l'efficacité calculée via l'équation A.1 en fonction de la loi d'eau de départ côté secondaire	183
B.1 Température d'entrée et débit côté primaire de la SST d'interconnexion 52 .	185
B.2 Débit côté secondaire des SST clientes	185
B.3 Température retour côté secondaire des SST clientes	186
B.4 Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 1 . .	187
B.5 Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 1	188
B.6 Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 1	188
B.7 Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 3 . .	189
B.8 Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 3	189
B.9 Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 3	190
B.10 Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 4 . .	191
B.11 Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 4	191
B.12 Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 4	192
B.13 Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 5 . .	192
B.14 Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 5	193
B.15 Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 5	193
B.16 Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 6 . .	194
B.17 Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 6	194
B.18 Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 6	195
B.19 Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 9 . .	195
B.20 Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 9	196
B.21 Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 9	196
B.22 Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 10 . .	197
B.23 Comparaison du débit intermédiaire simulée et mesurée pour la SST 10 . . .	197
B.24 Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 10	198
B.25 Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 11 . .	198
B.26 Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 11	199
B.27 Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 11	199

B.28	Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 12 . . .	200
B.29	Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 12	200
B.30	Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 12201	
B.31	Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST d'in- terconnexion 52	201
B.32	Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST d'intercon- nexion 52	202
B.33	Comparaison des températures aller-retour intermédiaire simulées et mesurées pour la SST d'interconnexion 52	202
B.34	Comparaison de la température retour primaire simulée et mesurée pour la SST d'interconnexion 52	203

Liste des tableaux

2.1	Caractéristiques principales des SST pour le chauffage	70
2.2	Caractéristiques principales des SST ECS sans ballon	71
2.3	Caractéristiques principales des SST ECS avec ballon	71
3.1	Description des cas d'études réalisés	81
3.2	Récapitulatif des défauts étudiés et de leurs impacts	89
3.3	Récapitulatif des volumes en excès dans le cas d'un encrassement	90
3.4	Récapitulatif des volumes en excès dans le cas d'un blocage de vanne	91
3.5	Récapitulatif des coefficients directeurs des différentes fonctions et comparatif entre théorie et mesure	98
3.6	Description des cas d'études réalisés	112
3.7	Récapitulatif des données mesurées pour les SST 1, 9, 22 et 28	113
3.8	Calcul de l'efficacité des SST 1, 9, 22 et 28	114
3.9	Récapitulatif des données mesurées pour les SST 11, 19, 32 et 38	114
3.10	Calcul de l'efficacité des SST 11, 19, 32 et 38	115
3.11	Récapitulatif des SST étudiées du réseau X et leurs défauts connus respectifs	116
3.12	Récapitulatif de la fonction des différents indicateurs	127
3.13	Récapitulatif de la fonction des différents indicateurs	127
4.1	Description des SST clientes du sous-réseau 52	132
4.2	Données nominales des échangeurs de chaleur	143
4.3	Dimensions des canalisations	144

4.4	Coefficient de corrélation sur la température aller intermédiaire $T_{int,in}$ avec les données initiales (épaisseur de 1cm) (en rouge les résultats démontrant une mauvaise calibration)	146
4.5	Indicateur de corrélation sur la température aller intermédiaire $T_{int,in}$ après calibration de la tuyauterie (épaisseur de 4,2 cm) (en rouge les résultats démontrant un mauvais calibration)	146
4.6	Indicateur de corrélation sur la puissance échangée et le débit intermédiaire des SST avant calibration des échangeurs de chaleur (en rouge les résultats démontrant un mauvais calibration)	147
4.7	Valeurs calibrées des coefficients de convection nominaux des échangeurs de chaleur	148
4.8	Indicateur de corrélation sur la puissance échangée et le débit intermédiaire des SST après calibration des échangeurs de chaleur (en rouge les résultats démontrant un mauvais calibration)	148
4.9	Indicateur de corrélation sur l'échangeur d'interconnexion après calibration . .	150
4.10	Chute de température moyenne et débit moyen côté intermédiaire des SST état actuel (sans optimisation)	154
4.11	Température de retour et différence de température côté intermédiaire des SST après optimisation et comparatif avec les cas actuel	156

Bibliographie

- [1] Les réseaux de chaleur et de froid- chiffres clés, analyses et évolution. Technical report, SNCU ; FEDENE, 2019.
- [2] Svend Fredericksen ; Sven Werner. *District heating and cooling*. Studentlitteratur, 2013.
- [3] Schéma directeur d'un réseau existant de chaleur ou de froid. guide de réalisation. Technical report, AMORCE, 2015.
- [4] Per-Olof Johansson ; Patrick Lauenburg ; Janusz Wollestrand. Improved cooling of district heating water in substations by using alternative connection schemes. In *22nd international conference on efficiency, cost, optimization simulation and environmental impact of energy systems*, 2009.
- [5] Share of renewable energy in district heating networks. *International energy agency*, 2018.
- [6] Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire. Loi n°2015-992 relative à la transition énergétique pour la croissance verte. 2015.
- [7] Simon Beck ; Nicolas Riedinger ; Olivier Ribon. Bilan énergétique de la france pour 2018. Technical report, Commissariat général au développement durable, 2020.
- [8] Direction générale de l'énergie et du climat. Programmation pluriannuelle des investissements de production de chaleur. 2018.
- [9] Tanguy Allo. Rapport sur le développement des réseaux de chaleur et de froid en france. Technical report, CEREMA, 2017.

- [10] Direction générale de l'énergie et du climat. Le fond chaleur. 2010.
- [11] S. Morroni ; W. Persello ; P. Grouzard. Collectivités, entreprises : Passez aux énergie renouvelables et de récupération avec le fonds de chaleur. Technical report, ADEME, 2018.
- [12] Classer un réseau de chaleur. Technical report, CETE de l'ouest, 2012.
- [13] Comparatif des modes de chauffage et prix de vente de la chaleur. Technical report, AMORCE, 2015.
- [14] Henrik Lund ; Sven Werner ; Robin Wiltshire ; Svend Svendsen ; Jan Eric Thorsen ; Frede Hvelpund ; Brian Vad Mathiesen. 4th generation district heating (4gdh) integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems. *Energy*, 68 :1,11, 2014.
- [15] Stefan le Dû. Réseaux de chaleur et nouveaux quartiers. Technical report, CETE de l'ouest, 2012.
- [16] Solutions techniques pour optimiser les réseaux de chaleur dans un contexte de développement de bâtiments basse consommation. Technical report, INDDIGO, 2011.
- [17] Mohammad Sameti ; Fariborz Haghighat. Optimization approaches in district heating and cooling thermal network. *Energy and Buildings*, 140 :121–130, 2017.
- [18] Kevin Sartor ; Sylvain Quoilin ; Pierre Dewallef. Simulation and optimization of a chp biomass plant and district heating network. *Applied Energy*, 130 :474–483, 2014.
- [19] Haichao Wang ; Wusong Yin ; Elnaz Abdollahi ; Risto Lahdelma ; Wenling Jiao. Modelling and optimization of chp based district heating system with renewable energy production and energy storage. *Applied Energy*, 159 :401–421, 2015.
- [20] Alessandro Franco ; Francesco Bellina. Methods for optimized design and management of chp systems for district heating networks. *Energy Conversion and Management*, 172 :21–31, 2018.
- [21] Théophile Mertz ; Sylvain Serra ; Aurélien Henon ; Jean-Michel Reneaume. A minlp optimization of the configuration and the design of a district heating network : Academic study cases. *Energy*, 117(2) :450–464, 2016.
- [22] Théophile Mertz ; Sylvain Serra ; Aurélien Henon ; Jean-Michel Reneaume. A milnp optimization of the configuration and the design of a district heating network : study case on an existing site. *Energy procedia*, 116 :236–248, 2017.

- [23] Qiong Wu ; Hongbo Ren ; Weijun Gao ; Jianxing Ren. Multi-objective optimization of a distributed energy network integrated with heating interchange. *Energy*, 109 :353–364, 2016.
- [24] Mohammad Ameri ; Zahed Besharati. Optimal design and operation of district heating and cooling networks with cchp systems in a residential complex. *Energy and Buildings*, 110 :135–148, 2016.
- [25] Massimo Rivarolo ; Alessandra Cuneo ; Alberto Traverso ; Aristide Fausto Massardo. Design optimisation of smart poly-generation energy districts through a model based approach. *Applied Thermal Engineering*, 99 :291–301, 2016.
- [26] Pengfei Jie ; Xiangfei Kong ; Xian Rong ; Shangqun Xie. Selecting the optimum pressure drop per unit length of district heating piping network based on operating strategies. *Applied Energy*, 177 :341–353, 2016.
- [27] Jinda Wang ; Zhigang Zhou ; Jianing Zhao. A method for the steady-state thermal simulation of district heating systems and model parameters calibration. *Energy Conversion and Management*, 12à :294–305, 2016.
- [28] G. Sandou ; S. Font ; S. Tebanni ; A. Hiret ; C. Mondon. District heating : A global approach to archive hight global efficiencies. *IFAC Proceedings volumes*, 39(19) :201–206, 2006.
- [29] Michal Lesko ; Wojciceh Bujalski ; Kamil Futyma. Operational optimization in district heating systems with the use of thermal energy storage. *Energy*, 165 :902–915, 2018.
- [30] Enrico Carpaneto ; Paolo Lazzeroni ; Maurizio Repetto. Optimal integration of solar energy in a district heating network. *Renewable Energy*, 75 :714–721, 2015.
- [31] Alessandro Franco ; Michele Versace. Multi-objective optimization for the maximization of the operating share of cogeneration system in district heating network. *Energy conversion and management*, 139 :33–44, 2017.
- [32] Robert D. Raine ; Vida N. Sharifi ; Jim Swithenbank. Optimisation of combined heat and power production for buildings using heat storage. *Energy conversion and managemnt*, 87 :164–174, 2014.
- [33] Penfei Jie ; Neng Zhu ; Deying Li. Operation optimization of existing district heating systems. *Applied Thermal Engineering*, 78 :278–288, 2015.
- [34] P. Lauenburg ; J. Wollerstrand. Adaptive control of radiator systems for a lowest possible district heating return temperature. *Energy and Buildings*, 72 :132–14à, 2014.

- [35] Jonas Gustafsson ; Jerker Delsing ; Jan Van Deventer. Improved district heating substation efficiency with a new control strategy. *Applied Energy*, 87 :1996–2004, 2010.
- [36] Atli Benonysson ; Benny Bohm ; Hans F. Ravn. Operational optimization in a district heating system. *Energy Conversion and Management*, 36 :297–314, 1995.
- [37] Leo laakkonen ; Timo Korpela ; Jyri Kaivosoja ; Matti Vilkkö ; Yrjö Majanne ; Maria Nurmoranta. Predictive supply temperature optimization of district heating networks using delay distribution. *Energy Procedia*, 116 :297–309, 2017.
- [38] Tingting Fang ; Risto Lahdelma. Genetic optimization of multi-plant heat production in district heating networks. *Applied energy*, 159 :610–619, 2015.
- [39] X.S. jiang ; Z.X. Jing ; Y.Z Li ; Q.H. Wu ; W.H. Tang. Modelling and operation optimization of an integrated energy based direct district water-heating system. *Energy*, 64 :375–388, 2014.
- [40] Henrik Gadd ; Sven Werner. Fault detection in district heating substation. *Applied Energy*, 157 :51–59, 2015.
- [41] Sara Mansson ; Per-Olof Johansson Kallioniemi ; Marcus Thern ; Tijs Van Oevelen ; Kerstin Sernhed. Faults in district heating customer installations and ways to approach them : Experiences from swedish utilities. *Energy*, 180 :163–174, 2019.
- [42] Heimo Zinko ; Hoon Lee ; Bong-Kyun Kim ; Youn-Hong Kim ; Hakan Lindkvist ; Achim Loewen ; Seungkyu Ha ; Hakan Walletun ; Michael Wigbels. Improvement of operational temperature differences in district heating systems. *IEA (International Energy Agency) Annex VII*, 2005.
- [43] Vers le réseau de chaleur 2.0 : Optimiser la réalisation conduite de son réseau. Technical report, FNCCR ; Itherm conseil, 2020.
- [44] Indicateur de performance pour les réseaux de chaleur et de froid. Technical report, IGD (Institut de la Gestion Déléguée) ; Association des Maires de France (AMF), 2009.
- [45] Loïc Quiquerez. *Décarboner le système énergétique à l'aide des réseaux de chaleur : état des lieux et scénarios prospectifs pour le canton de Genève*. PhD thesis, Université de Genève, 2017.
- [46] Henrik Gadd ; Sven Werner. Achieving low return temperatures from district heating substations. *Applied Energy*, 136 :59–67, 2014.

- [47] Puning Xue ; Zhigang Zhou ; Xiumu Fang ; Xin Chen ; Lin Liu ; Yaowen Liu ; Jing Liu. Fault detection and operation optimization in district heating substations based on data miming techniques. *Applied Energy*, 205 :926–940, 2017.
- [48] Ece Calikus ; Slawomir Nowaczyk ; Anita Sant’Anna ; Henrik Gadd ; Sven Werner. A data-driven approach for discovering heat load patters in district heating. *Applied Energy*, 252, 2019.
- [49] Shiraz Farouq ; Stefan Byttner ; Mohamed-Rafik Bouguelia ; Natasa Nord ; Henrik Gadd. Large-scale monitoring of operationally diverse district heating substaion : Areference-group based approach. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 90, 2020.
- [50] Elisa Guelpa ; Vittorio Verda. Automatic fouling detection in district heating substations : Methodology and tests. *Applied Energy*, 258, 2020.
- [51] Dave Olsthoorn ; Fariborz Haghighat ; Parham A. Mirzaei. Integration of storage and renewable energy into district heating systems : A review of modelling and optimization. *Solar energy*, (136) :49–64, 2016.
- [52] Jonas Allegrini ; Kristina Orehouing ; Georgios Mavromatidis ; Florian Ruesch ; Viktor Dorer ; ralph Evins. A review of modelling approach and tools for the simulation of disrict-scale energy systems. *Renewable and sustaineble energy reviews*, (52) :1392–1404, 2015.
- [53] Bram van der Heijde ; Marcus Fuchs ; C. Ribas-Tugores ; Gerald Schweiger ; Kevin Sartor ; Daniele Basciotti ; Dirk Müller ; Christoph Nytsch-Geusen ; Michael Wetter ; L Helsen. Dynamic equation-based thermo-hydraulic pipe model for district heating and cooling systems. *Energy Conversion and Management*, 151 :158–169, 2017.
- [54] Alti Benonysson. *Dynamic modelling and operation optimization of district heating systems*. PhD thesis, Technical University of Danemark, 1991.
- [55] Irina Gabrielaitiene ; Benny Bohm ; Bengt Sunden. Modelling temperature dynamics of a district heating system in naestved denmark, a case study. *Energy conversion and management*, 48(1) :78–86, 2007.
- [56] Marek Brand ; Jan-Eric Thorsen ; Svend Svendsen. Numerical modelling and experimental measurements for a low-temperature district heating substation for instantaneous preparation of dhw with respect to service pipes. *Energy*, 41(1) :392–400, 2012.

- [57] Hanne Kauko ; Karoline Husevag Kvalsvik ; Daniel Rohde ; Armin Hafner ; Natasa Nord. Dynamic modelling of local low-temperature heating grids : A case study for norway. *Energy*, 139 :289–297, 2017.
- [58] Gerald Schweiger ; Per-Ola Larsson ; Fredrik Magnusson ; Patrick Lauenburg ; Stéphane Velut. District heating and cooling systems – framework for modelica-based simulation and dynamic optimization. *Energy*, 137 :566–578, 2017.
- [59] Martin Heymann ; Karin Rühling ; Clemens Felsmann. Integration of solar thermal systems into district heating - dh system simulation. *Energy procedia*, 116 :394–402, 2017.
- [60] Mattias Vesterlund ; Jan Dahl. A method for the simulation and optimization of district heating systems with meshed networks. *Energy conversion and management*, 89 :555–567, 2015.
- [61] Mattias Vesterlund ; Andrea Toffolo ; Jan Dahl. Simulation and analysis of a meshed district heating network. *Energy conversion and management*, 122 :63–73, 2016.
- [62] M. Jangsten ; J. Kensby ; J-O. Dalenbäck ; A. Trüschel. Survey of radiator temperatures in buildings supplied by district heating. *Energy*, 137 :292–301, 2017.
- [63] Soons F.F. ; Torrens Galdiz J.I ; Hensen J.L. ; Schrevel R.A. A modelica based computational model for evaluating a renewable district heating system. In *The 9th International conference on system simulation in buildings*, 2014.
- [64] Hilding Elmqvist ; Sven Erik Mattsson ; Martin Otter. Modelica- a language for physical system modeling, visualization and interaction. *Modelica*, 1997.
- [65] Michael Wetter. Modelica-based modelling and simulation to support research and development in buiding energy and control systems. *Journal of buildings performance simulation*, 2(2) :143–161, 2009.
- [66] *Dymola user guide manual, AB DS*.
- [67] La géothermie en ile-de-france. Technical report, ADEME île-de-France, 2015.
- [68] Loïc Giraud ; Roland Bavière ; Mathieu Vallée ; Cédric Paulus. Presentation, validation and application of thr district heating modelica library. In *Proceedings of the 11th International Modelica Conférence*, 2015.
- [69] Itzal del Hoyo Arce ; Saioa Herrero Lopez ; Susana Lopez Perez ; Miika Rämä ; Krzysztof Klobut ; Jesus A. Febres. Models for fast modelling of district heating and cooling networks. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82 :1863–1873, 2018.

- [70] Alessandro Dalla Rosa ; Hongwei Li ; Svend Svendsen. Method for optimal design of pipes for low-energy district heating, with focus on heat losses. *Energy*, 36 :2407–2418, 2011.
- [71] P.K. Swanee ; A. K. Jain. Explicit equations for pipeflow problems. *Journal of the hydraulics division*, 102(5) :657–664, 1976.
- [72] Michael Wetter. Simulation model finned water-to-air coil without condensation. *Ernest Orlando Lawrence Berkeley national laboratory*, 199.
- [73] F. W. Dittus ; L. M. K. Boetler. Heat transfert in automobile radiators of the tubular type. *University of california publications in engineering*, 2 :443–461, 1930.
- [74] Atli Benonysson ; Herman Boysen. Optimum control of heat exchangers. Technical report, Danfoss, 1995.
- [75] Pierre Fridmann. Equilibrage des réseaux de distribution. Technical report, Techniques de l'ingénieur, 1999.
- [76] Nicolas Couillaud. *Amélioration de l'efficacité des réseaux hydrauliques : optimisation de la conception*. PhD thesis, Université de Marne-La-Vallée, 2006.
- [77] Herman Boysen ; Jan Eric Thorsen. Hydraulic balance in a district heating system. Technical report, Danfoss, 2007.
- [78] W. Stephen Comstock. *District heating guide*. NE Atlanta, 2013.
- [79] Xiaochen Yang ; Svend Svensen. Achieving low return temperature for domestic hot water preparation by ultra-low-temperature district heating. *Energy procedia*, 116 :426–437, 2017.
- [80] Xiaochen Yang ; Hongwei Li ; Svend Svendsen. Evaluations of different domestic hot water preparing methods with ultra-low-temperature district heating. *Energy*, 109 :248–259, 2016.
- [81] Olivier Greslou ; Bruno Duplessis ; Pascal Stabat. Analyse de la demande des bâtiments raccordés à un réseau et de leur aggregation. Technical report, ADEME/ARMINES, 2015.
- [82] Jordi Cadafalch ; Daniel Carbonell ; Ricard Consul ; Rafael Ruiz. Modelling of storage tanks with immersed heat exchangers. *Solar energy*, 112 :154–162, 2015.
- [83] E.M Kleinbach ; W.A Beckman ; S.A Klein. Performance study of one-dimensional models for stratified thermal storage tanks. *Solar energy*, 50 :155–166, 1993.

-
- [84] Austin L. Nash ; Apurva Badithela ; Neera Jain. Dynamic modeling of a sensible thermal energy storage tank with an immersed coil heat exchanger under three operation modes. *Applied energy*, 195 :877–889, 2017.
- [85] Samuel F Fux ; Araz Ashouri ; Michael J Benz ; Lino Guzzella. Ekf based self-adaptive thermal model for a passive house. *Energy and buidings*, 811-817(C) :68, 2014.
- [86] Thomas Berthou. *Développement de modèles de bâtiment pour la prévision de la charge de climatisation et l'élaboration de stratégie d'iptimisation énergétique et d'effacement*. PhD thesis, MINES ParisTech, 2014.
- [87] Romain Bonabe de Rougé. *Modélisation des solutions de micro-cogénération en vue de leur intégration optimale au sein des bâtiments*. PhD thesis, MINES ParisTech, 2018.
- [88] C. Marvillet ; A. Bontemps ; A.Garrigue ; J.Huetz ; C. Goubier ; R. Vidil. Echangeurs de chaleur. problèmes de fonctionnement. *Technique de l'ingénieur*, 33, 1995.
- [89] Hans Müller-Steinhagen. Heat transfert fouling : 50 years after the kern and seaton model. *Heat transfert engineering*, (32) :1–13, 2011.
- [90] J.J.J. Chen. Comments on improvements on a replacement for the logarithmic mean. *Chemical engineering science*, 42(10) :2488–2489, 1987.

ANNEXE A

Étude de sensibilité de la méthode de détection d'un débit constant côté secondaire de la sous-station

Cette annexe a pour objectif de montrer que la méthode de détection de débit constant côté secondaire de la SST n'est pas fautive dans un cas particulier où le débit côté secondaire serait variable. En d'autres mots, peut-on trouver des solutions physiques à l'équation suivante dans le cas où le débit au secondaire est variable.

$$\begin{cases} E = \frac{a_p b_3 - b_p a_3}{a_p(b_1 - b_2) + b_p(a_2 - a_1)} \\ E \in [0; 1] \end{cases} \quad (\text{A.1})$$

Avec :

$$P = a_p T_{ext} + b_p \quad (\text{A.2})$$

$$T_{p,in} = a_1 T_{ext} + b_2 \quad (\text{A.3})$$

$$T_{s,out} = a_2 T_{ext} + b_2 \quad (\text{A.4})$$

$$\Delta T_p = a_3 T_{ext} + b_3 \quad (\text{A.5})$$

Afin de tester la robustesse de l'indicateur, une étude paramétrique est effectuée. La valeur de a_3 et b_3 dépend principalement des lois d'eau de départ au primaire et secondaire. En outre, la valeur de l'efficacité dépend également des différences $b_1 - b_2$ et $a_2 - a_1$. Ainsi, la méthode est testée pour plusieurs lois d'eau de départ au secondaire sur la même SST (même

puissance échangée). La figure A.1 montre l'évolution de l'efficacité en fonction des variables a_2 et b_2 .

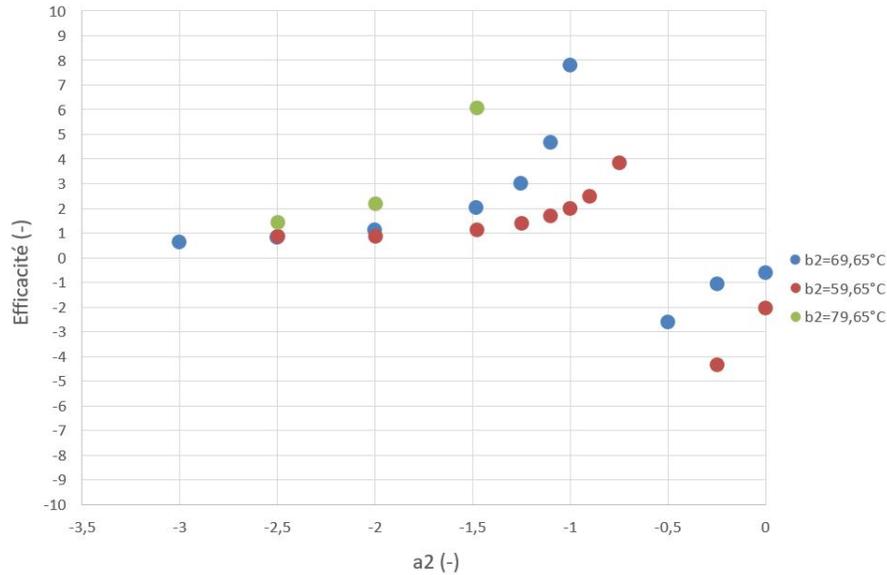


FIGURE A.1 – Évolution de l'efficacité calculée via l'équation A.1 en fonction de la loi d'eau de départ côté secondaire

Les résultats présentés figure A.1 montrent que dans le cas d'une SST avec un débit secondaire variable, suivant la loi d'eau utilisée, il est possible de trouver une solution physique à l'équation A.1. Néanmoins, dans ces cas on observe que l'ouverture de la vanne de contrôle au primaire atteint 100% sur des périodes non-négligeables. Ainsi, la méthode n'est pas complètement robuste, il faut également vérifier l'ouverture de vanne si cela est possible. Néanmoins, cette méthode permet de faire un premier tri sur les SST ayant un débit secondaire constant. Pour valider la présence d'un débit constant des mesures supplémentaires doivent être faites.

ANNEXE B

Calibrage du modèle numérique pour l'étude d'optimisation

Cette annexe présente les données d'entrée du modèle numérique ainsi que la comparaison entre les données simulées après calibrage et les données mesurées.

B.1 Présentation des données d'entrée du modèle

Les données d'entrée du jumeau numérique du réseau X sont : la température aller côté primaire, le débit côté primaire ainsi que les débits, températures de retour, lois d'eau de départ côté secondaire des SST clientes ainsi que la température extérieure.

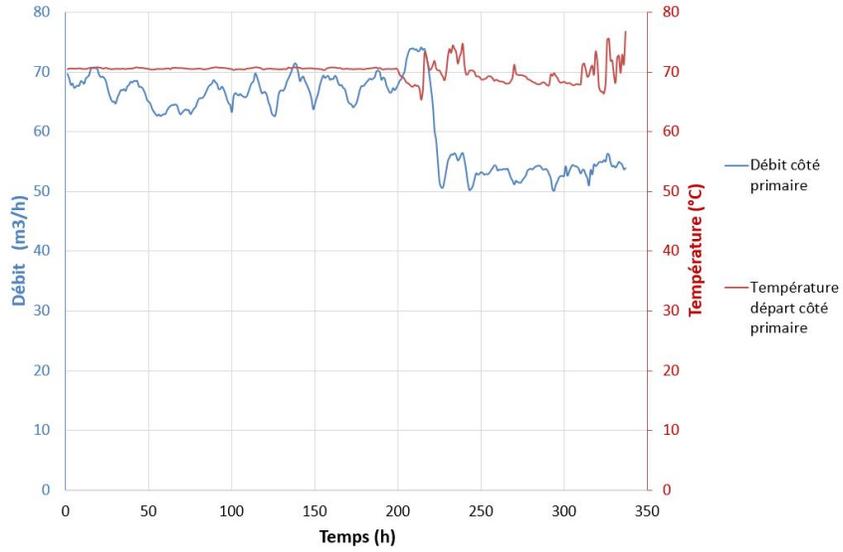


FIGURE B.1 – Température d’entrée et débit côté primaire de la SST d’interconnexion 52

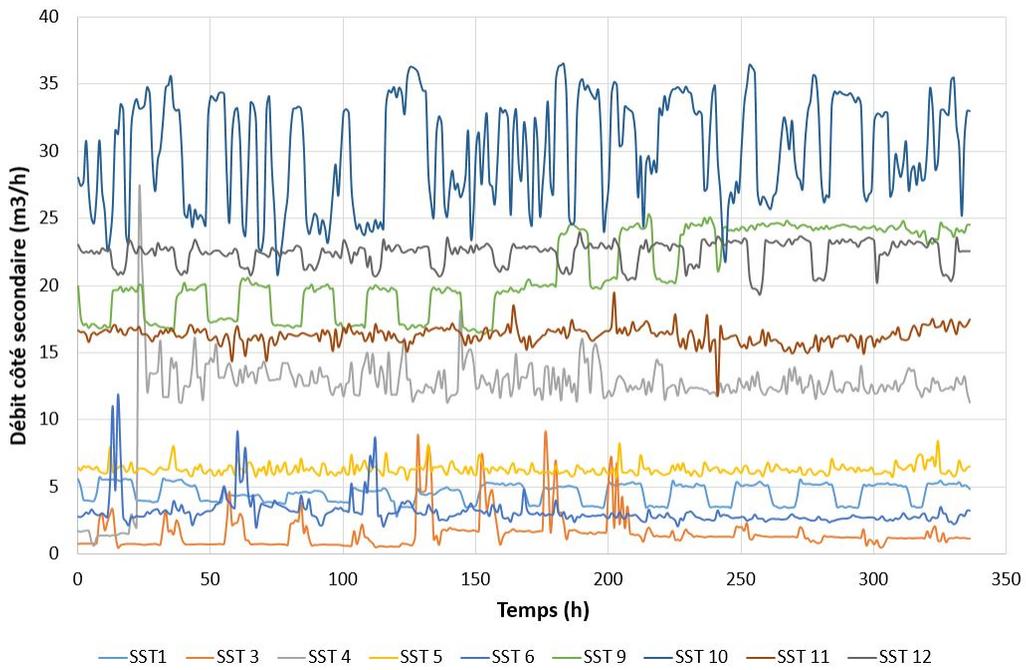


FIGURE B.2 – Débit côté secondaire des SST clientes

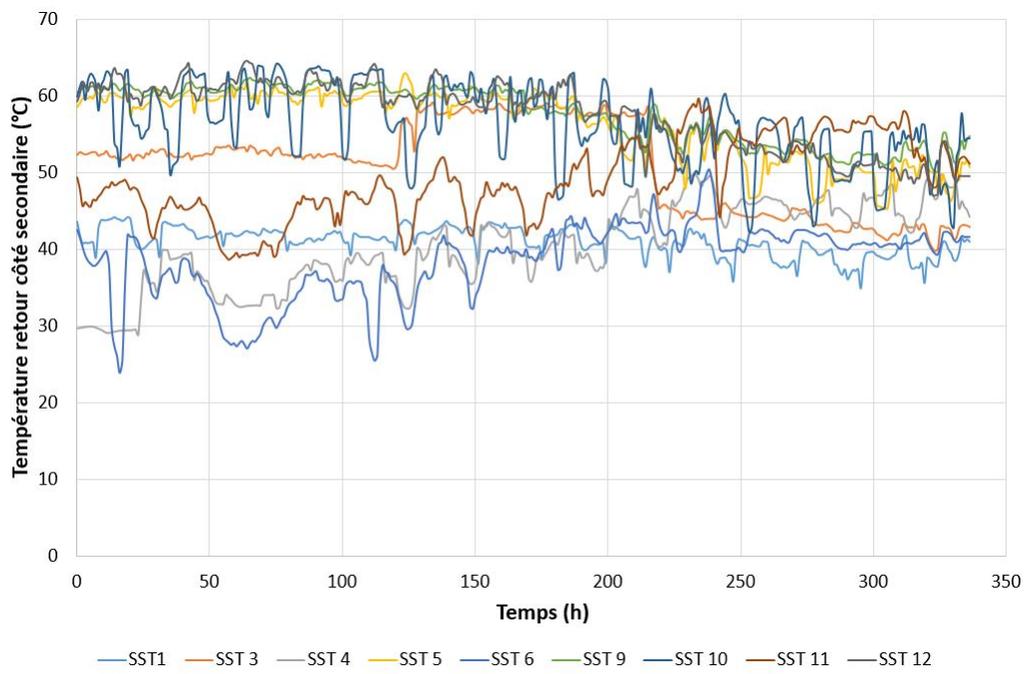


FIGURE B.3 – Température retour côté secondaire des SST clientes

B.2 Comparaison entre les données simulées et mesurées

Le calibrage des SST est faite sur le débit, la température de retour côté intermédiaire et la puissance échangée sur chaque SST cliente.

B.2.1 Sous-station 1

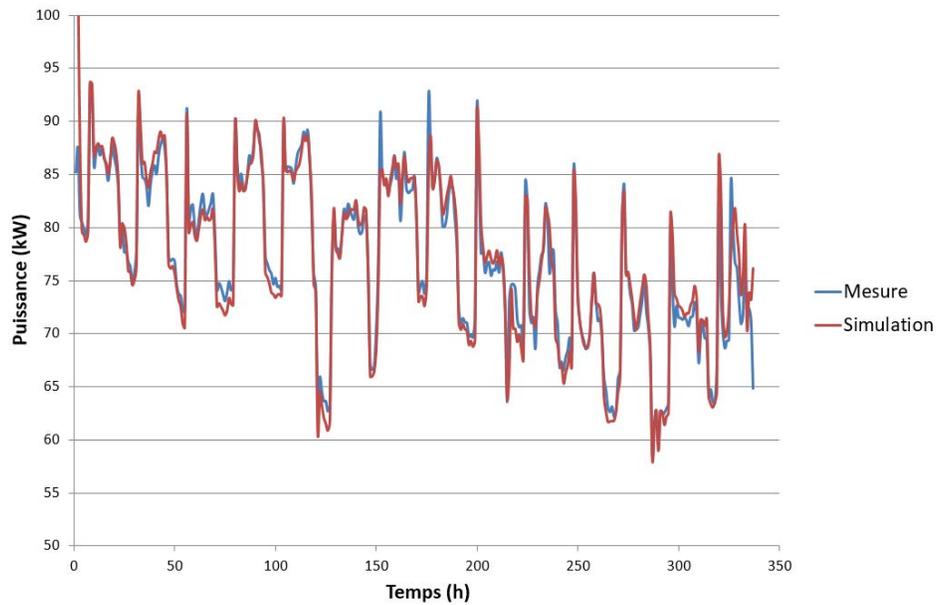


FIGURE B.4 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 1

B.2.2 Sous-station 3

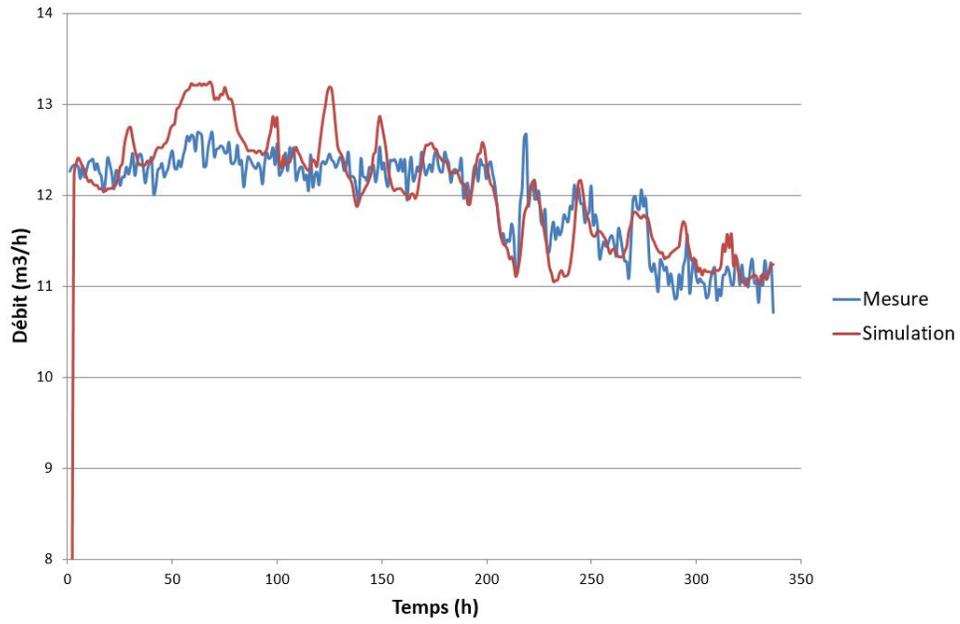


FIGURE B.5 – Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 1

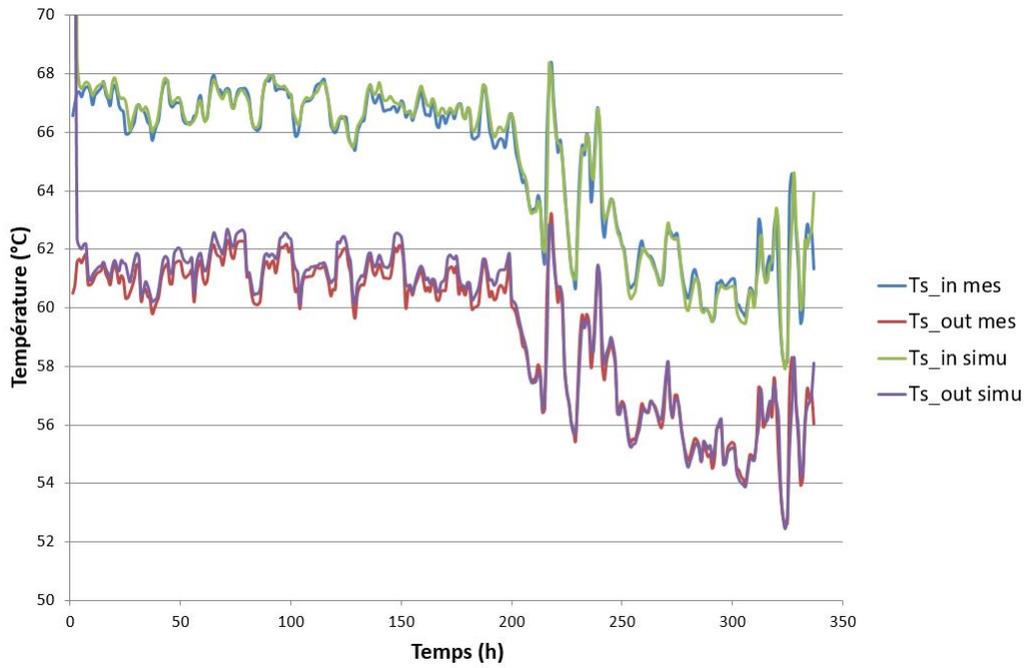


FIGURE B.6 – Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 1

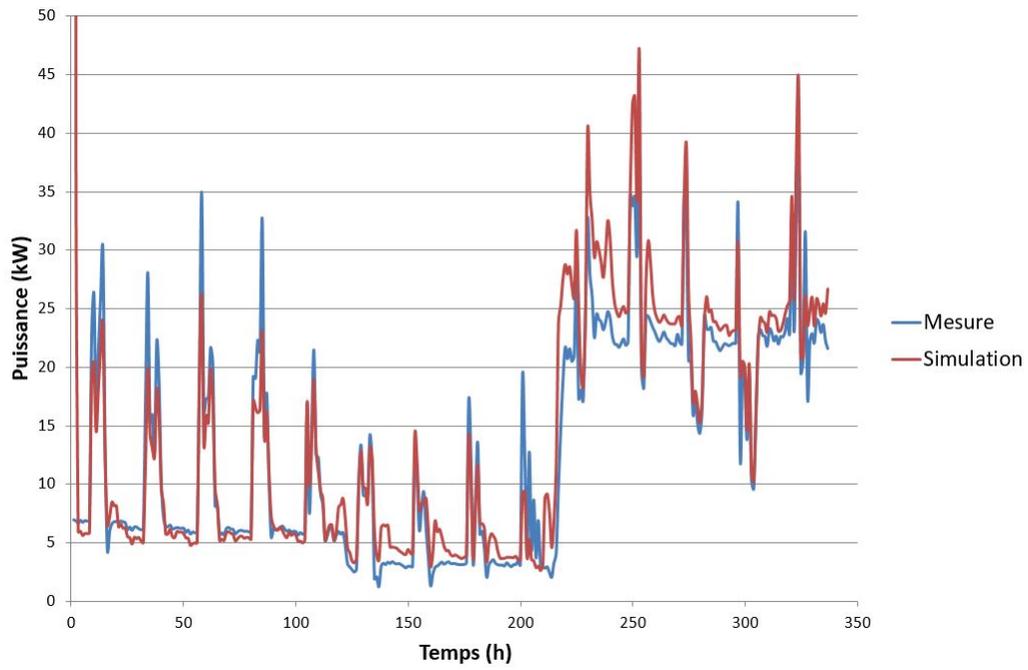


FIGURE B.7 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 3

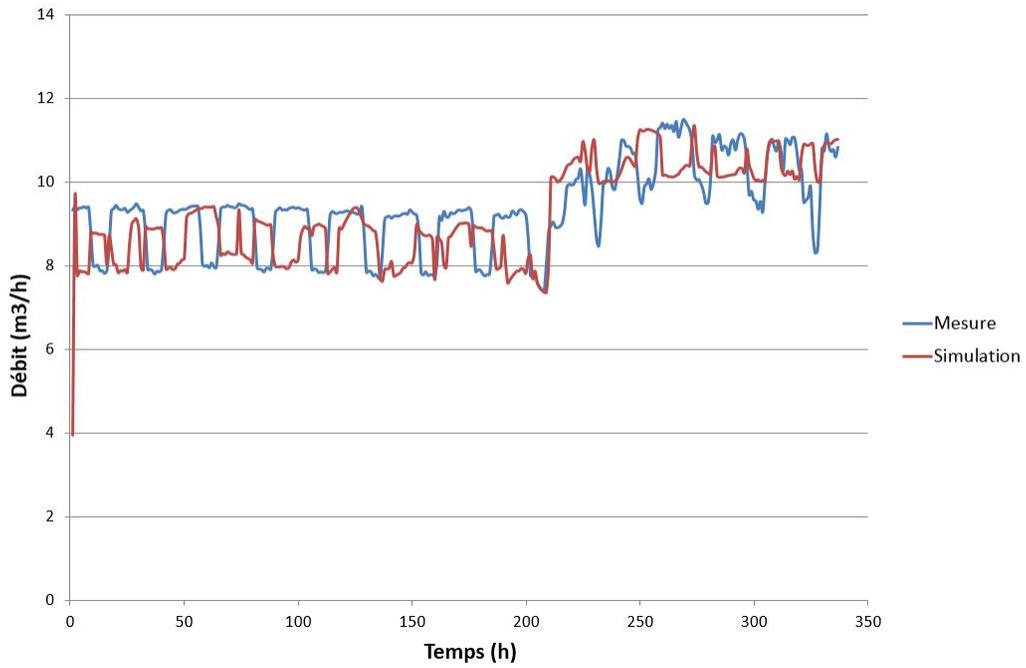


FIGURE B.8 – Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 3

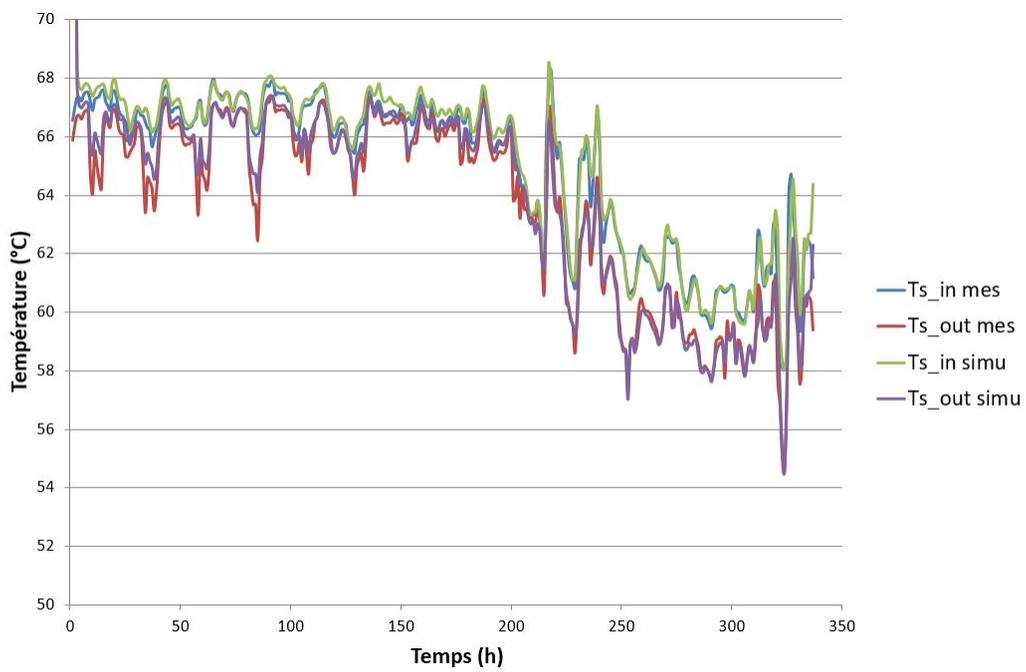


FIGURE B.9 – Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 3

B.2.3 Sous-station 4

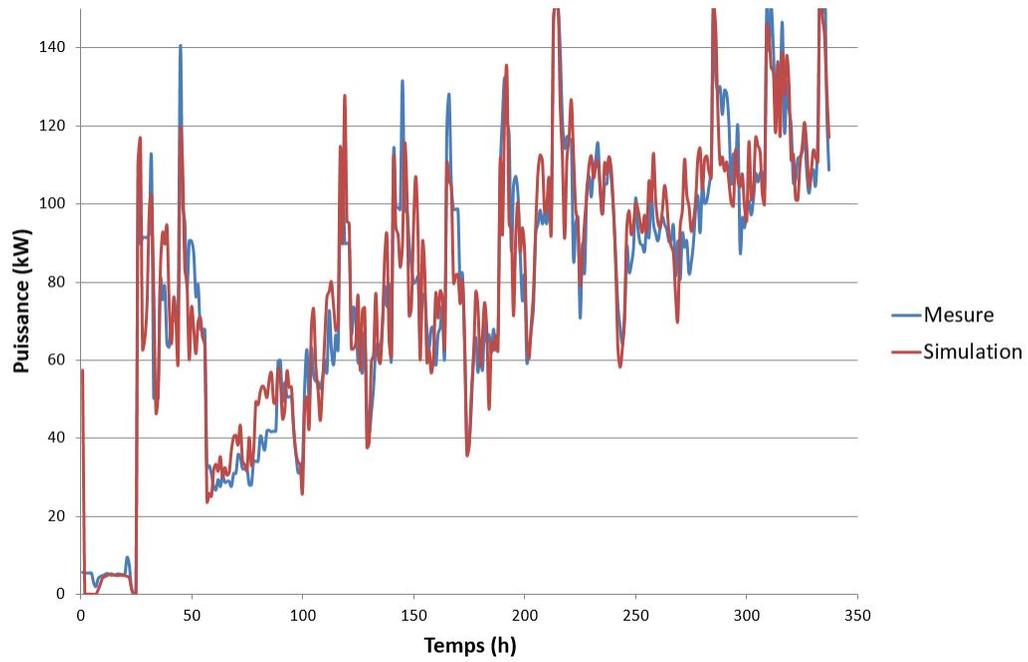


FIGURE B.10 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 4

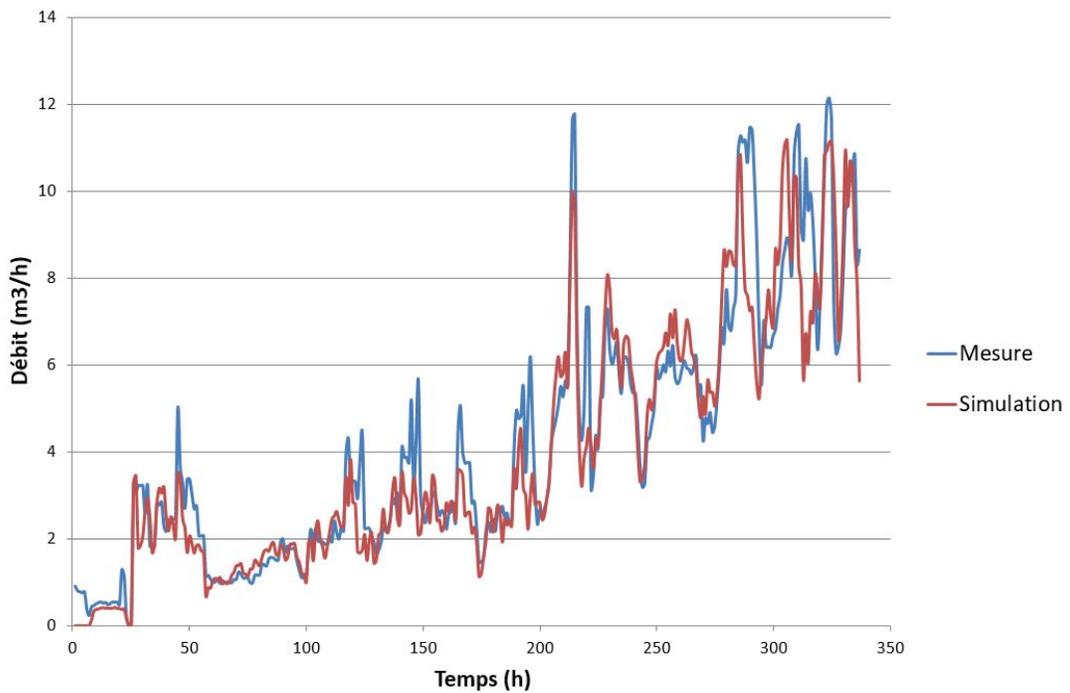


FIGURE B.11 – Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 4

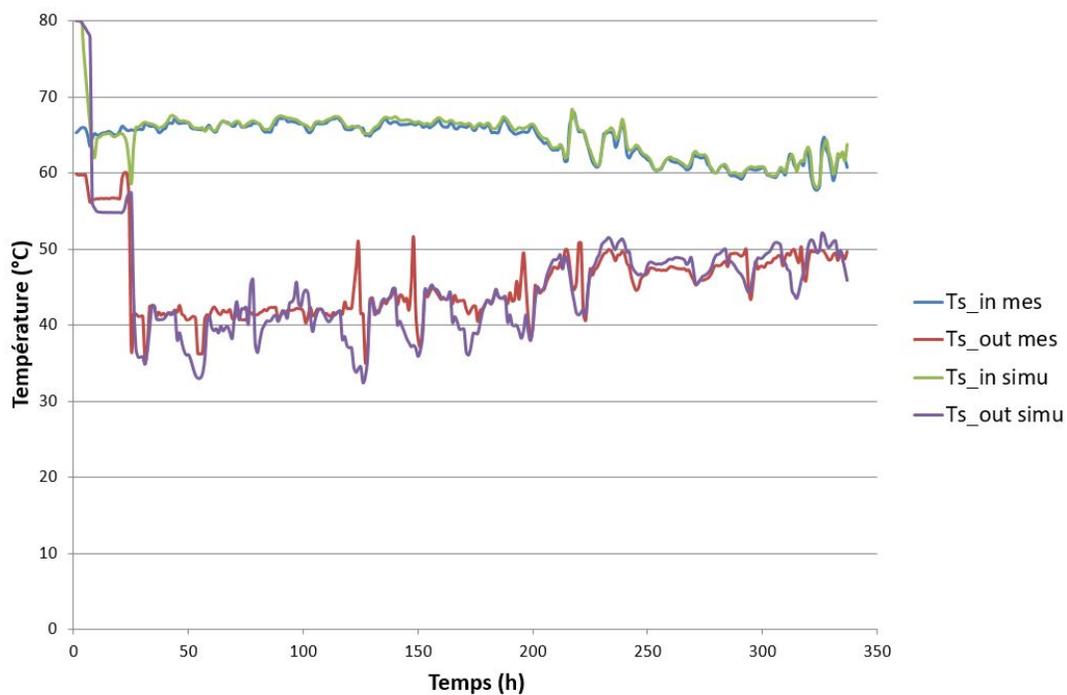


FIGURE B.12 – Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 4

B.2.4 Sous-station 5

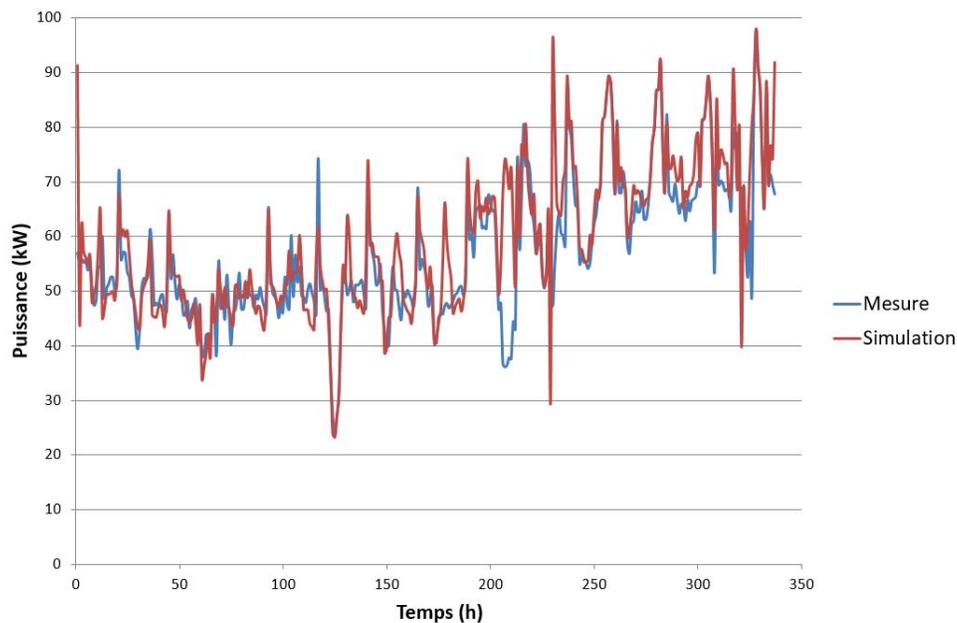


FIGURE B.13 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 5

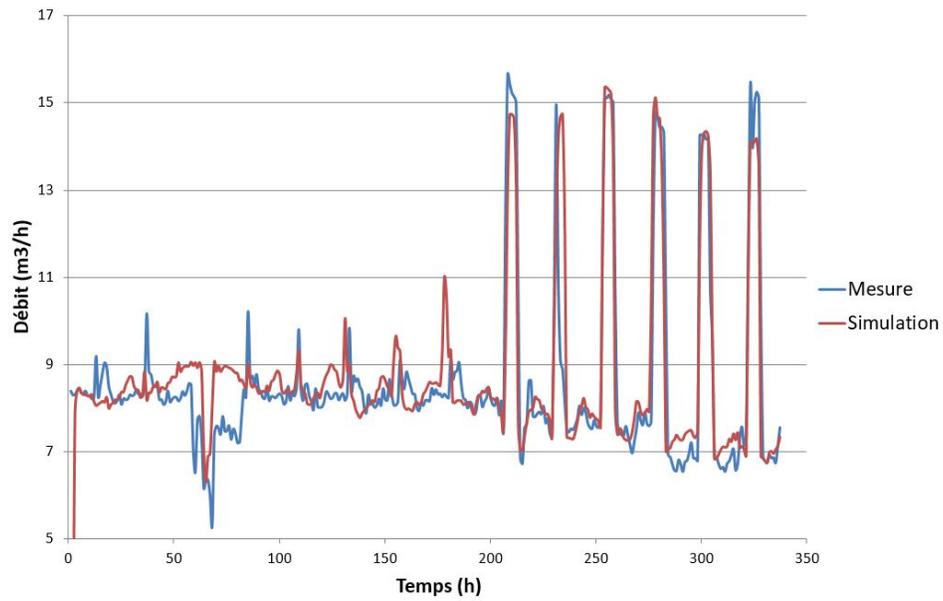


FIGURE B.14 – Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 5

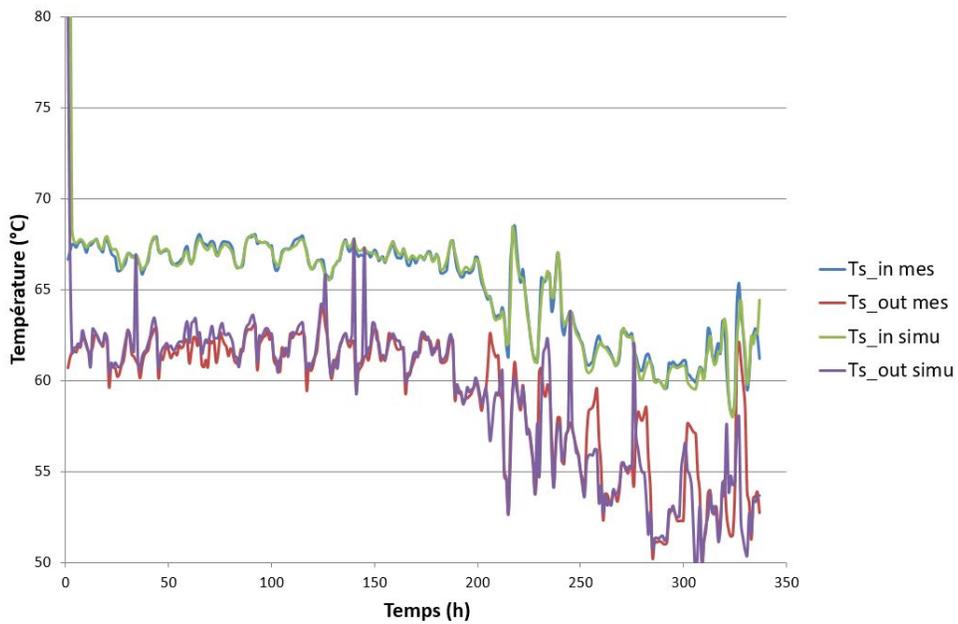


FIGURE B.15 – Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 5

B.2.5 Sous-station 6

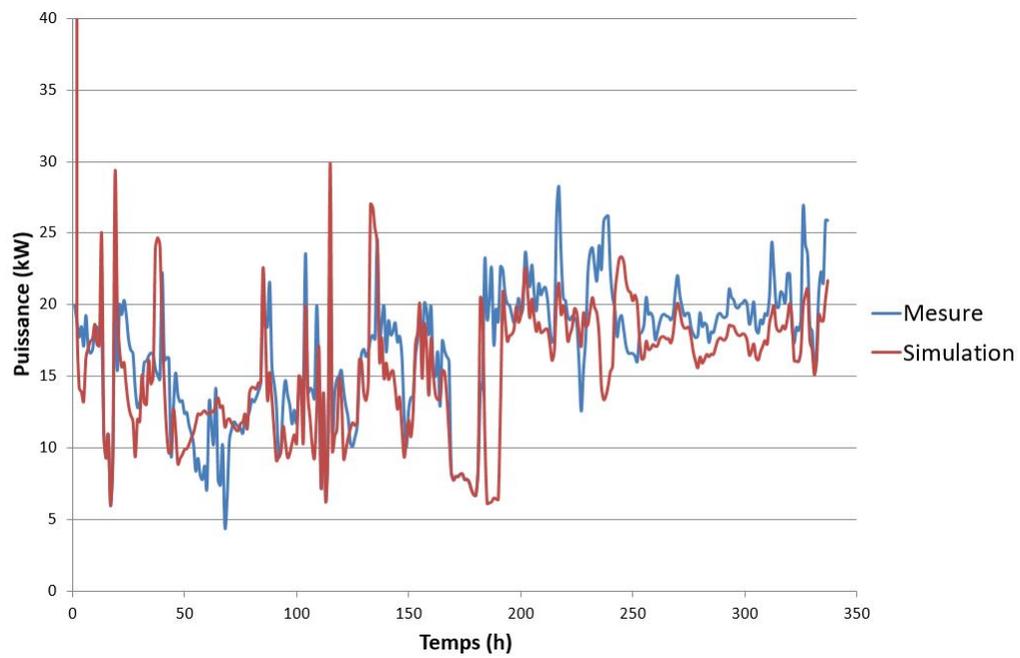


FIGURE B.16 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 6

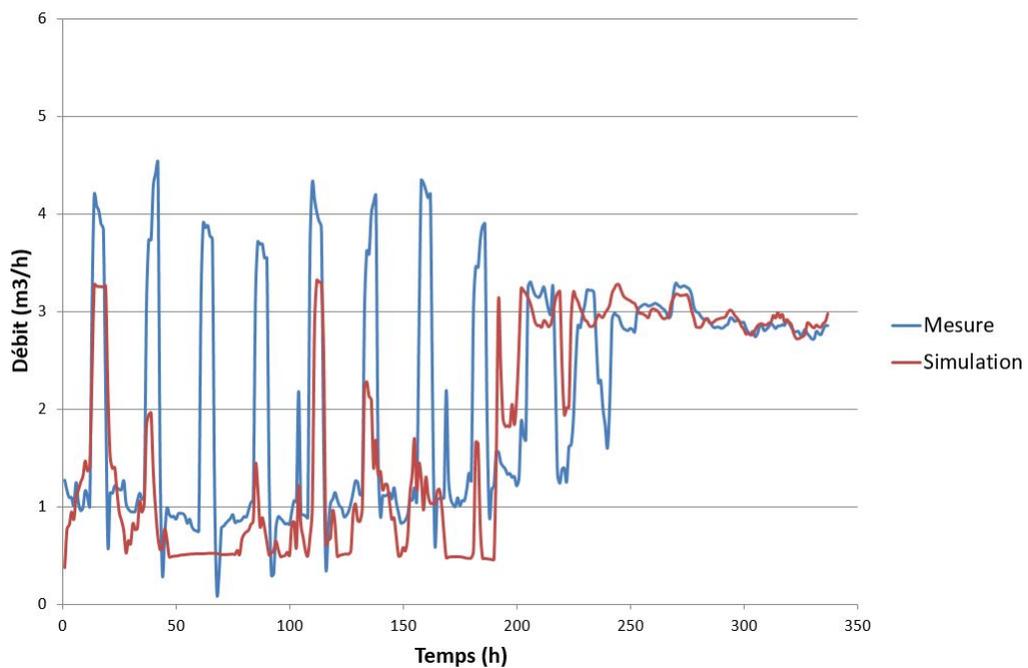


FIGURE B.17 – Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 6

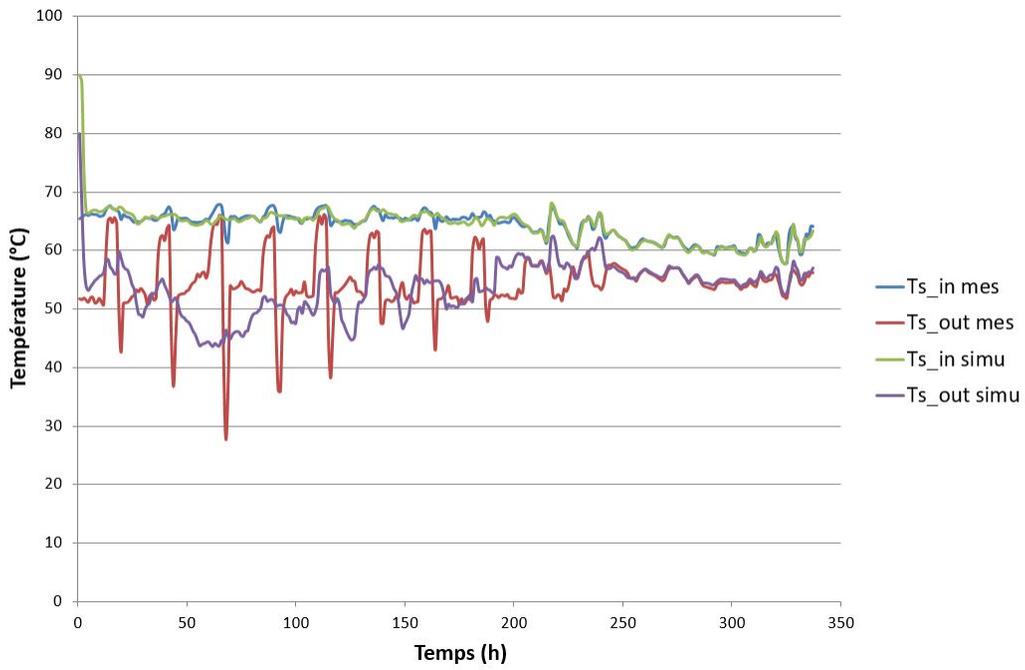


FIGURE B.18 – Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 6

B.2.6 Sous-station 9

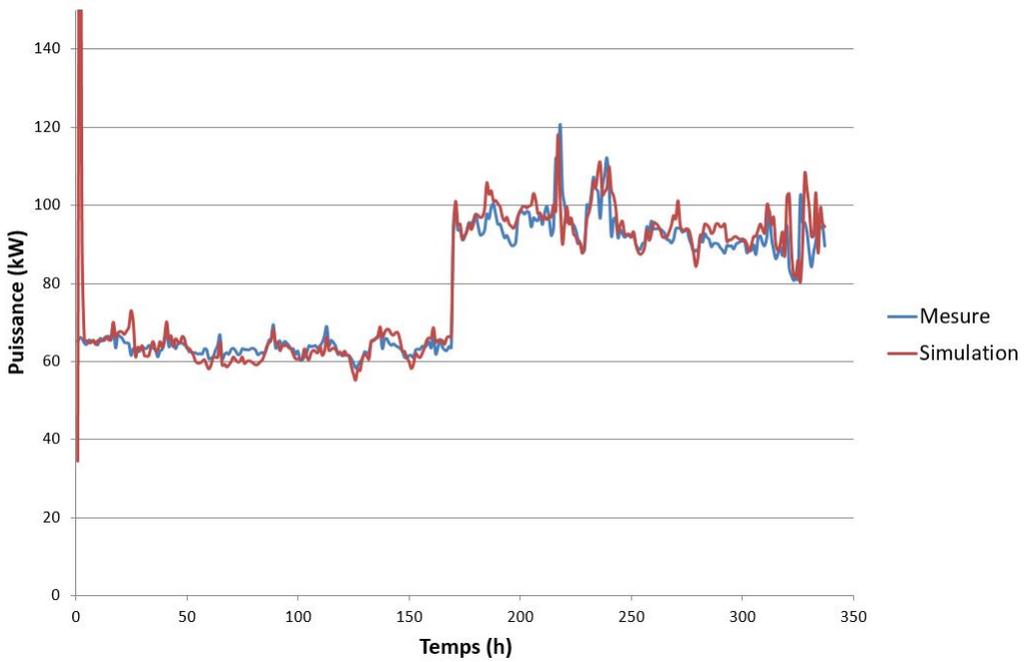


FIGURE B.19 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 9

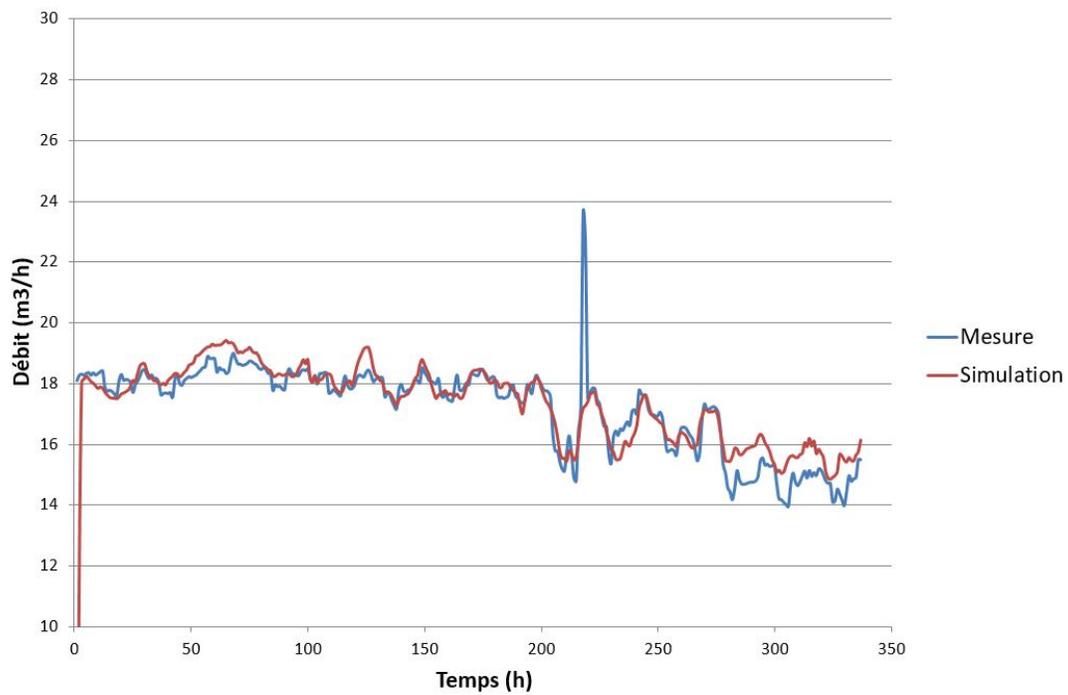


FIGURE B.20 – Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 9

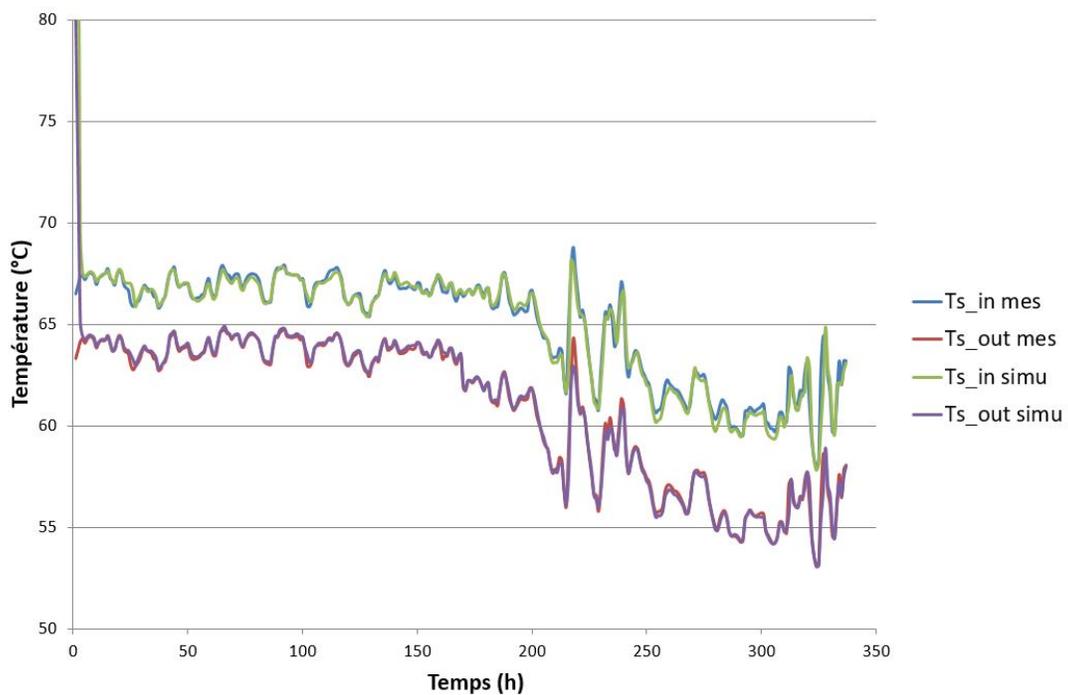


FIGURE B.21 – Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 9

B.2.7 Sous-station 10

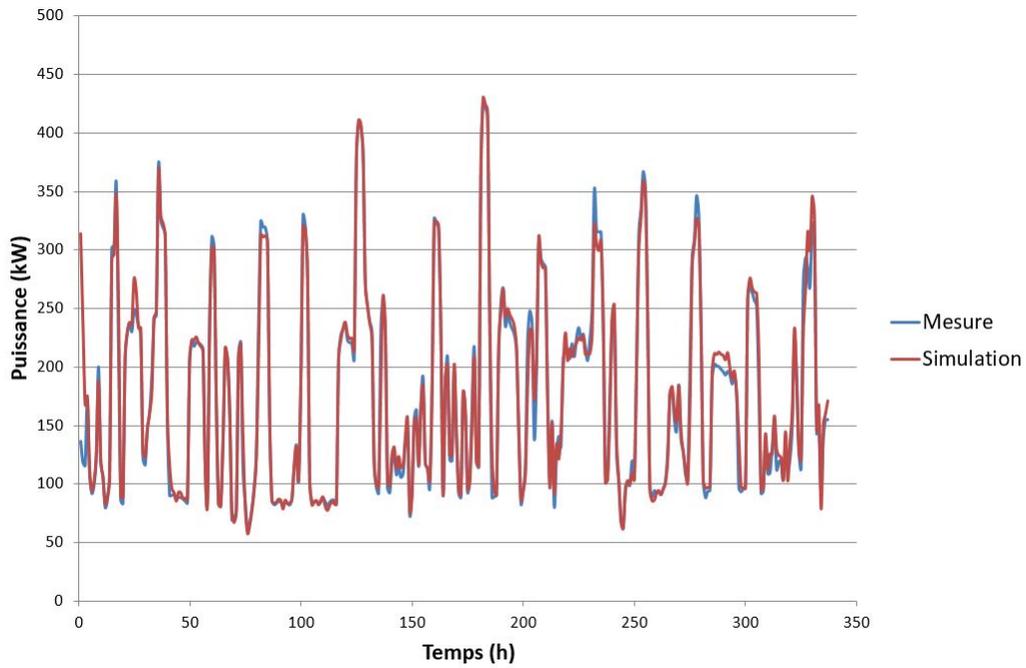


FIGURE B.22 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 10

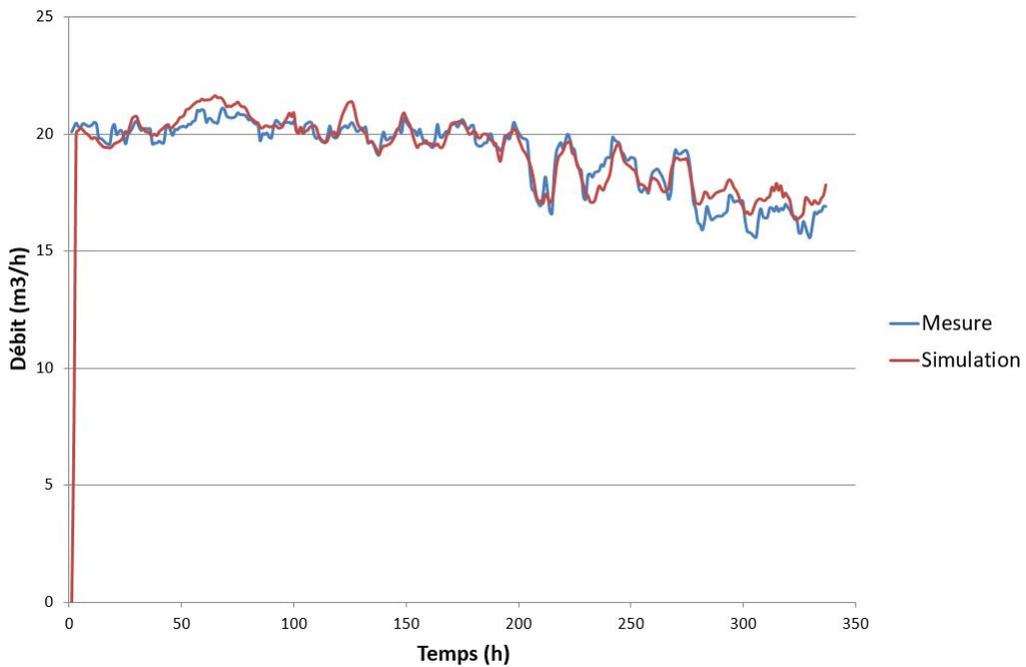


FIGURE B.23 – Comparaison du débit intermédiaire simulée et mesurée pour la SST 10

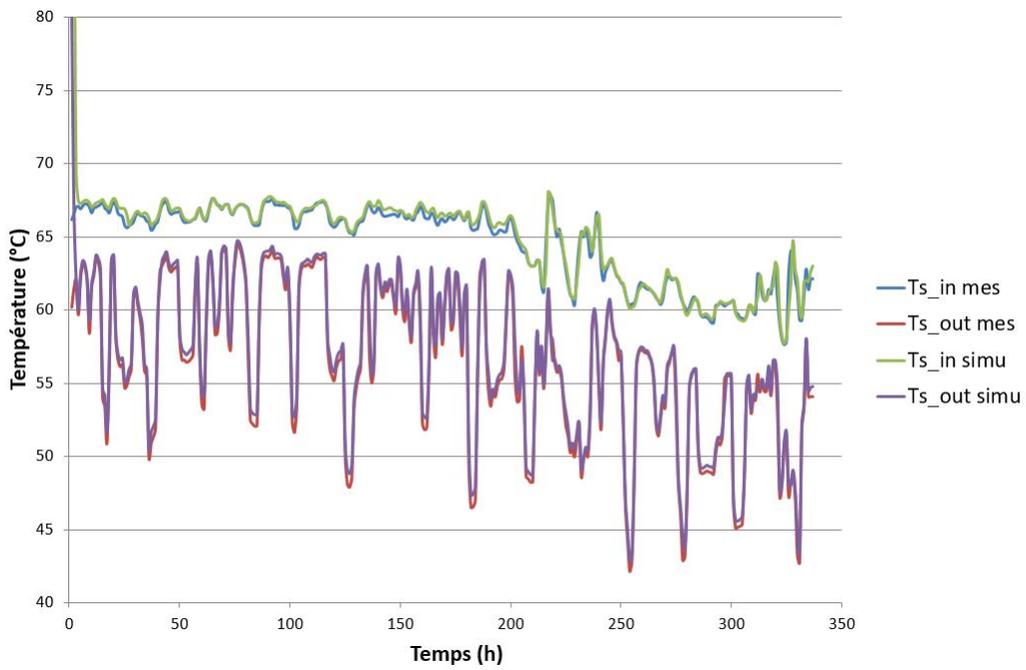


FIGURE B.24 – Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 10

B.2.8 Sous-station 11

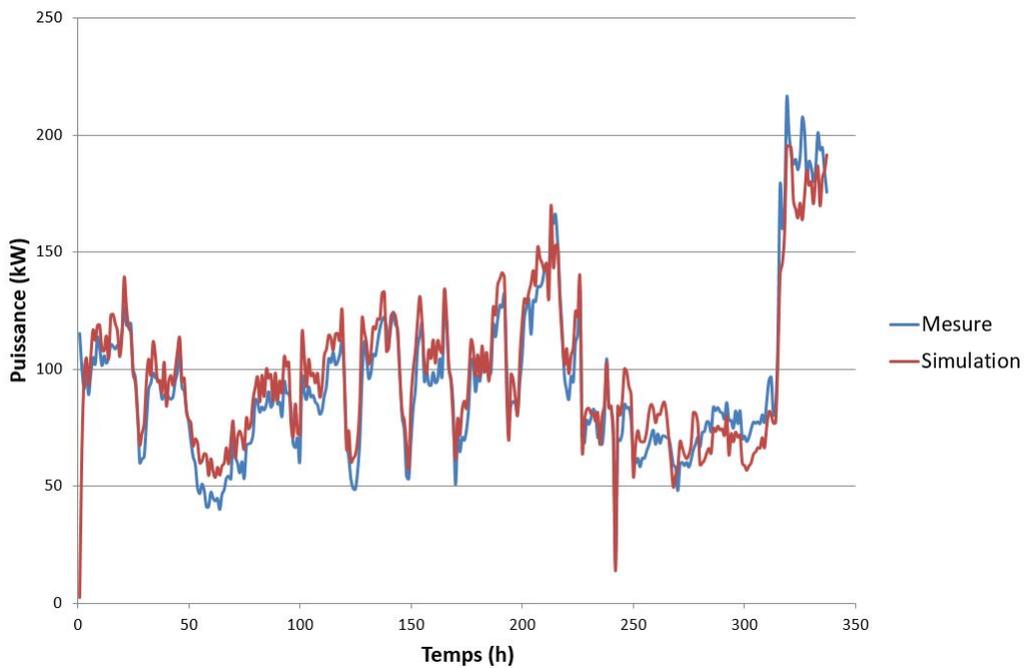


FIGURE B.25 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 11

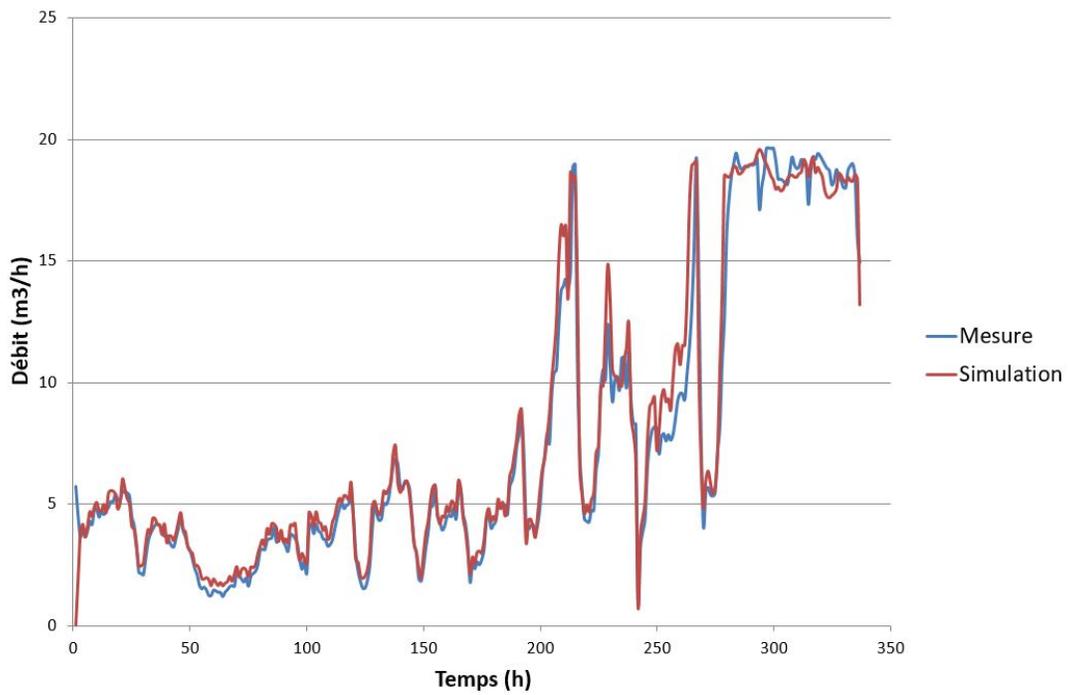


FIGURE B.26 – Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 11

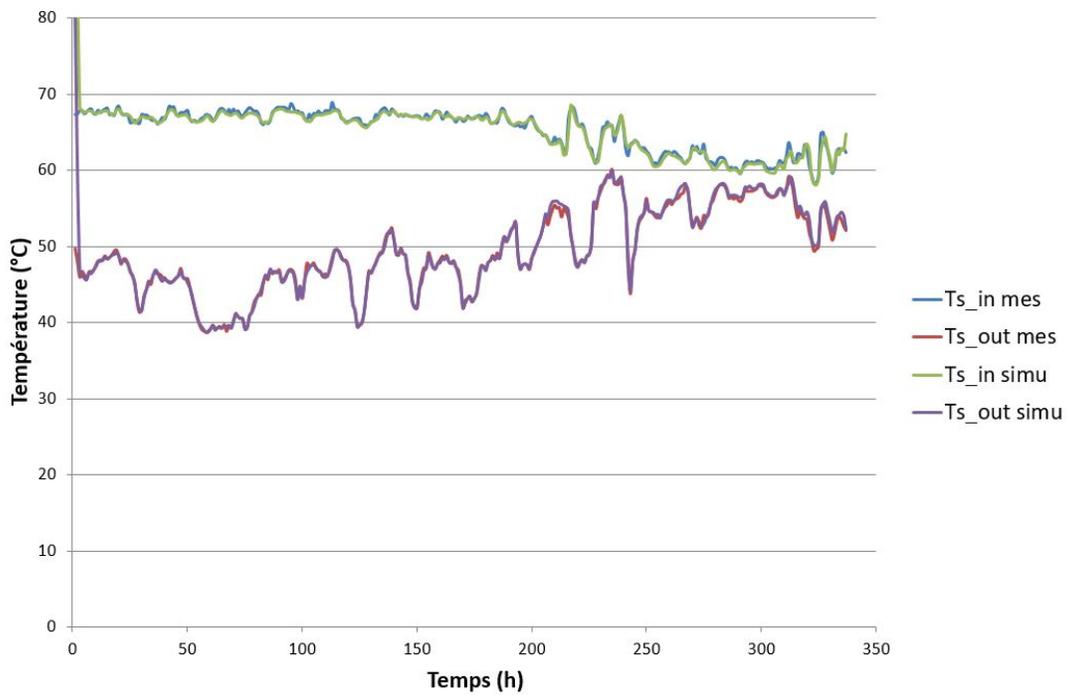


FIGURE B.27 – Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 11

B.2.9 Sous-station 12

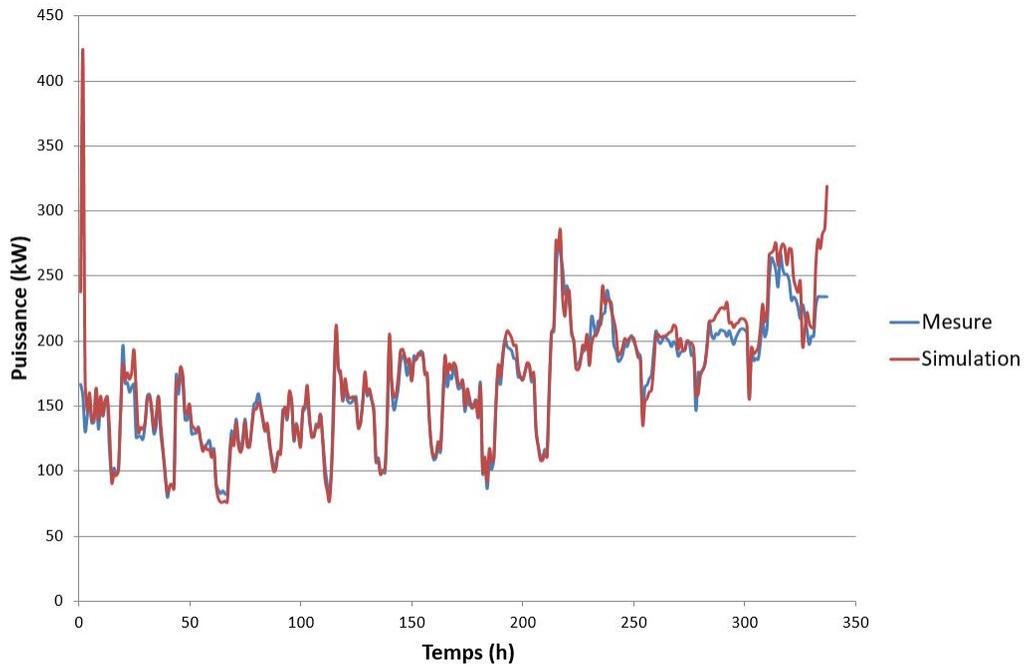


FIGURE B.28 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST 12

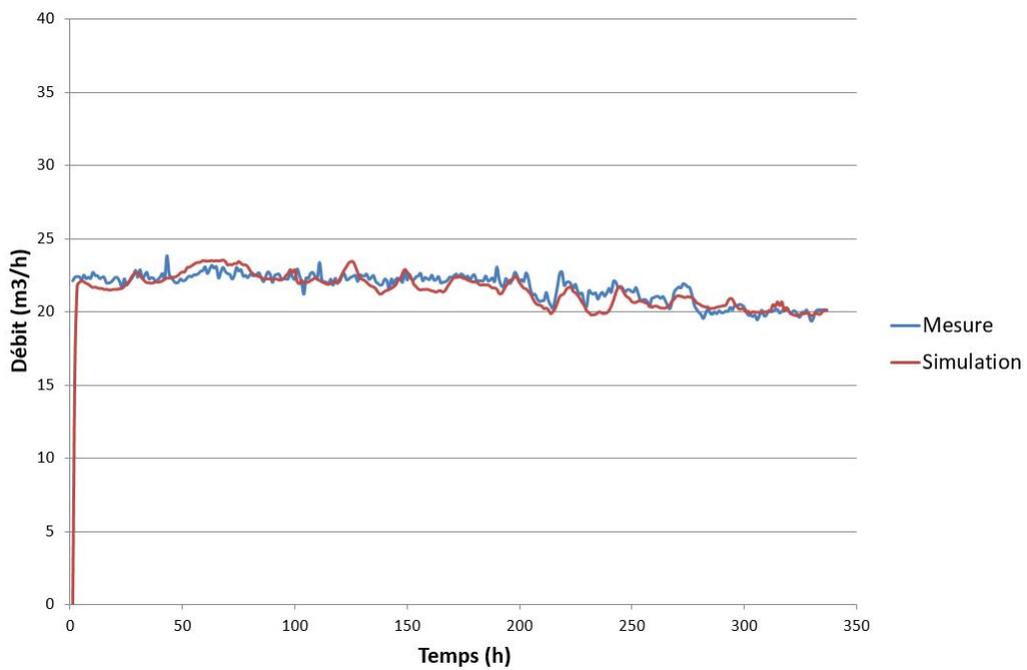


FIGURE B.29 – Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST 12

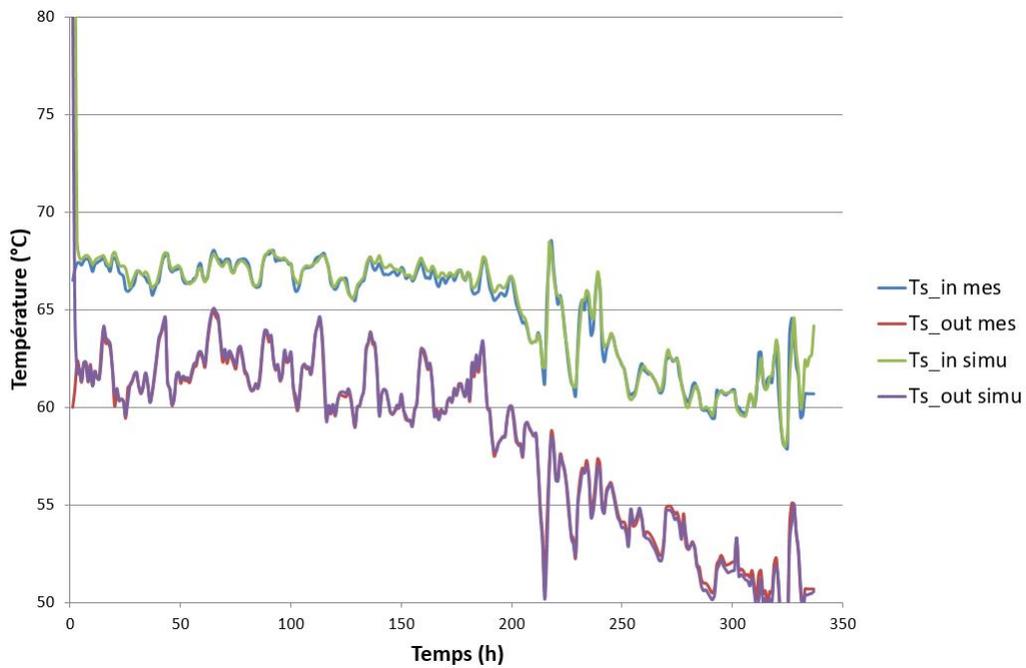


FIGURE B.30 – Comparaison des températures aller-retour simulées et mesurées pour la SST 12

B.2.10 Sous-station d'interconnexion 52

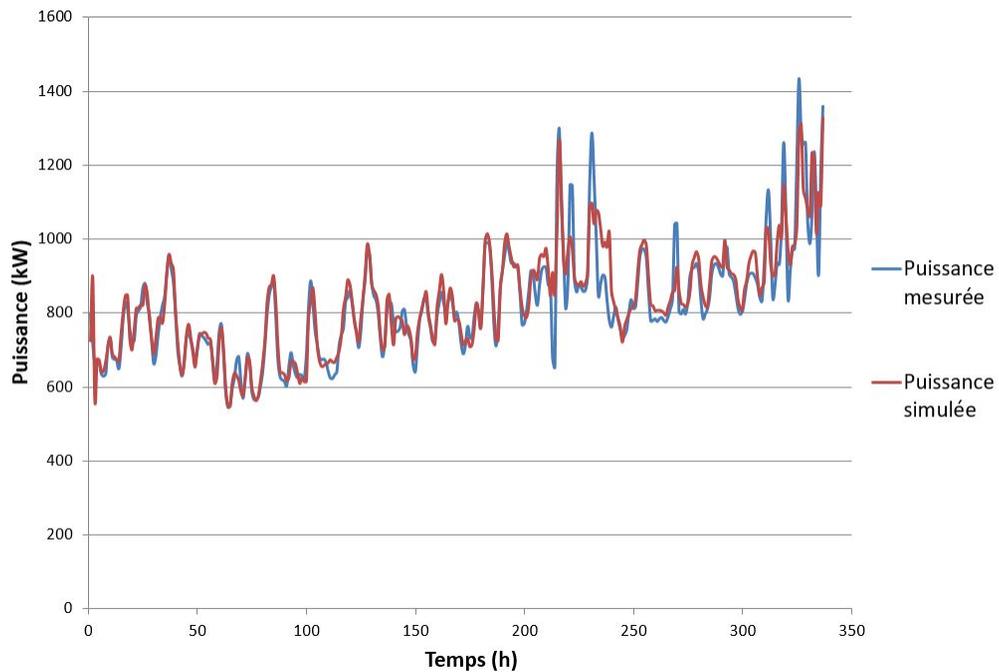


FIGURE B.31 – Comparaison de la puissance échangée simulée et mesurée pour la SST d'interconnexion 52

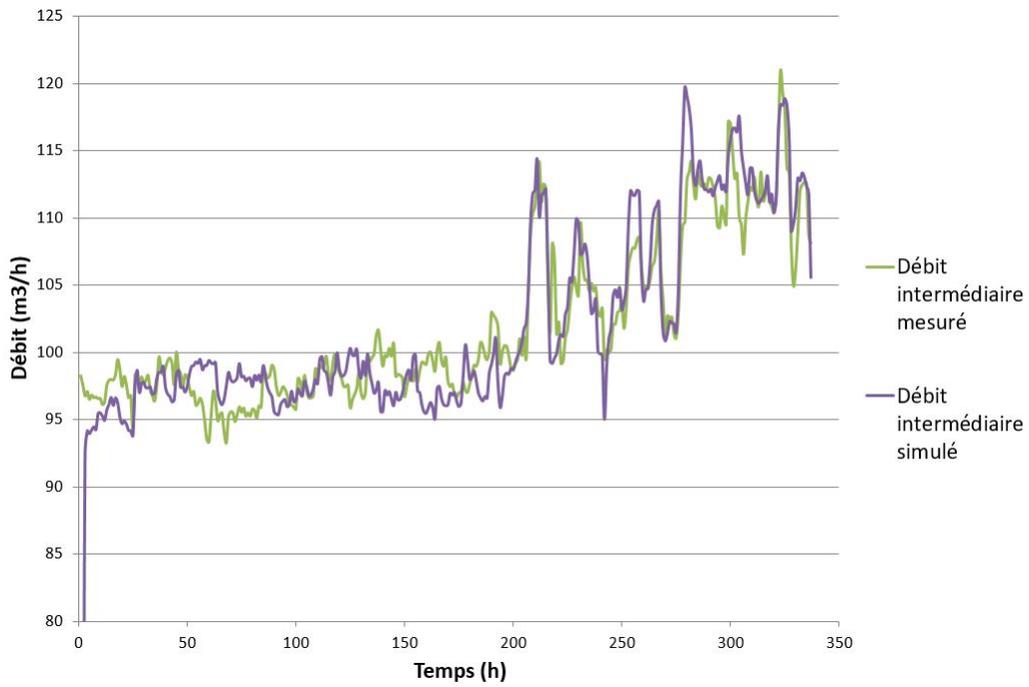


FIGURE B.32 – Comparaison du débit intermédiaire simulé et mesuré pour la SST d’interconnexion 52

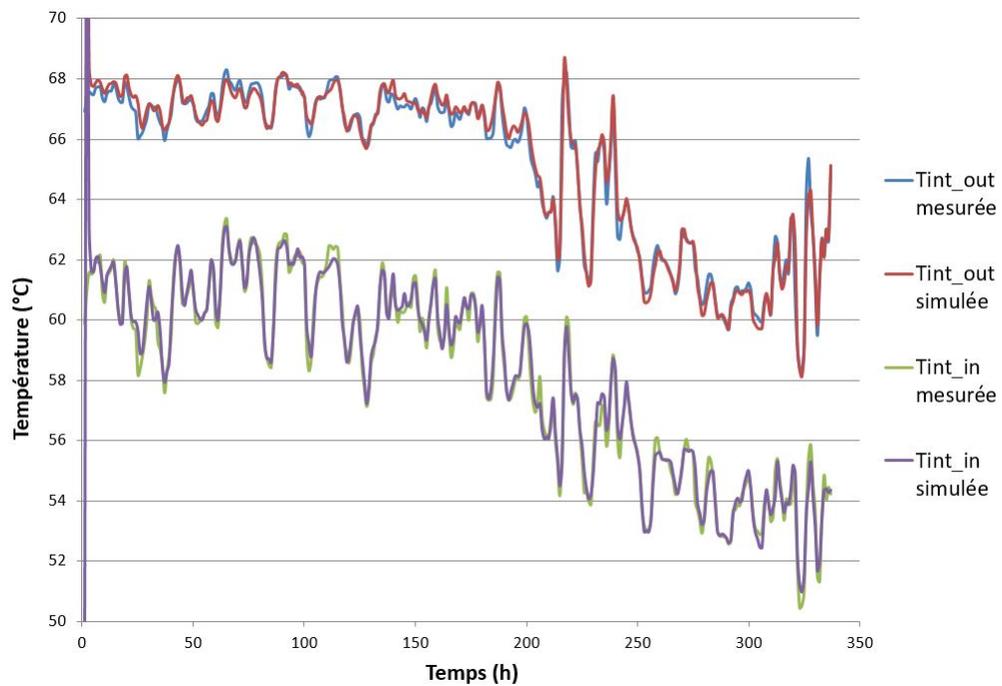


FIGURE B.33 – Comparaison des températures aller-retour intermédiaire simulées et mesurées pour la SST d’interconnexion 52

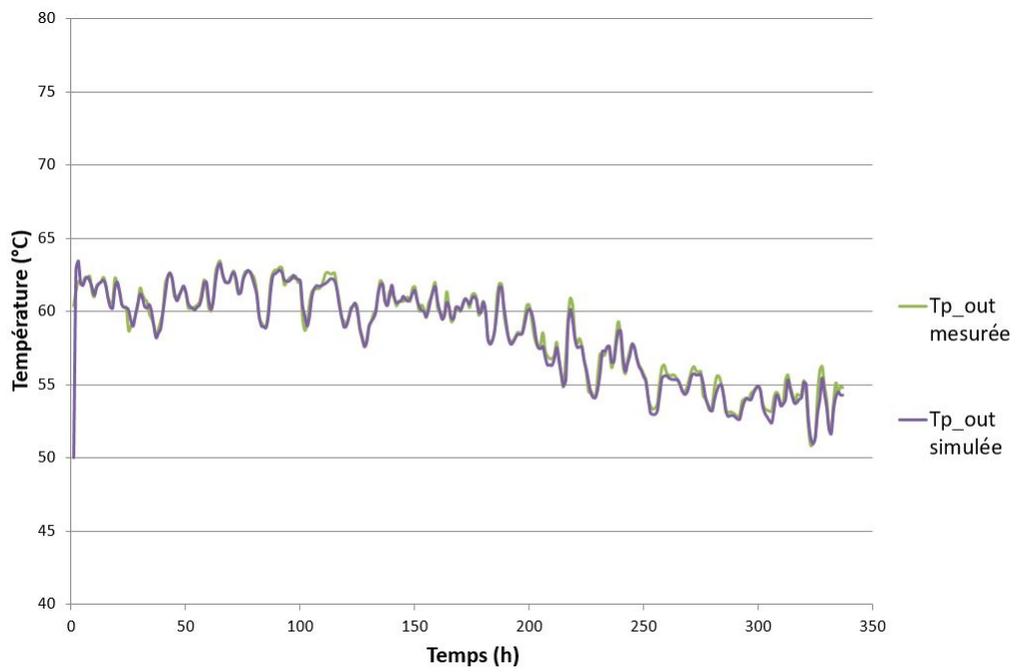


FIGURE B.34 – Comparaison de la température retour primaire simulée et mesurée pour la SST d'interconnexion 52

RÉSUMÉ

Pour atteindre les objectifs de réduction de gaz à effet de serre et de consommation d'énergie renouvelable, il est nécessaire d'améliorer les performances des systèmes de production de chaleur tels que les réseaux de chaleur. Cela passe par la détection de dysfonctionnement et par l'optimisation du pilotage. Cette thèse propose 4 indicateurs de performance afin de détecter les dysfonctionnements courants. Ceux-ci ont été développés à l'aide d'un banc d'essai numérique générique d'un réseau francilien en incluant le côté secondaire, puis validés sur des données in-situ. La correction des dysfonctionnements a permis la mise en place d'une stratégie d'optimisation sur le pilotage de la température de départ d'un réseau. La méthode a pu être testée numériquement sur un jumeau numérique d'un réseau existant. Les résultats montrent que la stratégie de pilotage amène des gains de performances sur le réseau.

MOTS CLÉS

Réseaux de chaleur, Energies renouvelables, Détection de dysfonctionnement, Indicateur de performance, Stratégie de pilotage

ABSTRACT

To fulfill the objectives of reducing greenhouse gases and renewable energy consumption, the performances improvement of heat productions systems such as district heating network is required. Ones of the solutions is to detect the malfunctions and to optimize the control. This thesis gives 4 performance indicators to detect common malfunctions. They have been developed through a generic numerical test bench of a french district heating network, and tested on in-situ data. The malfunctions correction enables to apply an optimization strategy on the supply temperature control of the network. The method has been tested on a numeric twin of a real network. The results show the control strategy leads to an improvement of the networks performances.

KEYWORDS

District heating networks, Renewable energies, Malfunctions detection, Performance indicators, Control strategy