Méthodologie pour la conception optimisée des réseaux de chaleur et de froid urbains intégrés

Matthildi Apostolou

▶ **To cite this version:**

Matthildi Apostolou. Méthodologie pour la conception optimisée des réseaux de chaleur et de froid urbains intégrés. Thermique [physics.class-ph]. Université Paris sciences et lettres, 2018. Français. ⟨NNT : 2018PSLEM072⟩. ⟨tel-02274400⟩

HAL Id: tel-02274400

https://pastel.hal.science/tel-02274400v1

Submitted on 29 Aug 2019

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

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

HAL Authorization

THÈSE DE DOCTORAT

de l'Université de recherche Paris Sciences et Lettres
PSL Research University

Préparée à MINES ParisTech

Méthodologie pour la conception optimisée des réseaux de chaleur et de froid urbains intégrés

Ecole doctorale n°432

SCIENCES DES MÉTIERS DE L'INGÉNIEUR

Spécialité ÉNERGÉTIQUE ET PROCÉDÉS

COMPOSITION DU JURY :

M. LEMORT Vincent
Université de Liège, Rapporteur

M. RENEAUME Jean-Michel
Université de Pau et des Pays de l'Adour (UPPA), Rapporteur

M. CLAUSSE Marc
INSA de Lyon, Président

M. KARELLAS Sotirios
NTUA Athènes, Examinateur

Mme. LE BOURDIEC Solène
EDF R&D, Examinateur

M. TRAN Cong-Toan
Mines ParisTech, Examinateur

M. ZOUGHAIB Assaad
Mines ParisTech, Examinateur

Soutenue par Matthildi APOSTOLOU
le 30 novembre 2018

Dirigée par **Assaad ZOUGHAIB**

MINES ParisTech | PSL RESEARCH UNIVERSITY PARIS

A Malvina, Helena, Paul et Matilda

Σα βγεις στον πηγαιμό για την Ιθάκη,
να εύχεσαι να ‘ναι μακρύς ο δρόμος,
γεμάτος περιπέτειες, γεμάτος γνώσεις…
…Αλλά μη βιάζεις το ταξείδι διόλου….
…Η Ιθάκη σ’ έδωσε τ’ ωραίο ταξείδι.
Χωρίς αυτήν δε θα `βγαινες στον δρόμο...
Κι αν πτωχική την βρεις, η Ιθάκη δε σε γέλασε.
έτσι σοφός που έγινες, με τόση πείρα,
ήδη θα το κατάλαβες η Ιθάκες τι σημαίνουν.
Κωνσταντίνος Καβάφης

Quand tu partiras pour Ithaque,
souhaite que le chemin soit long,
riche en péripéties et en expériences...
…mais n'écourte pas ton voyage…
…Ithaque t'a donné le beau voyage :
sans elle, tu ne te serais pas mis en route...
Même si tu la trouves pauvre, Ithaque ne t'a pas trompé.
Sage comme tu l'es devenu à la suite de tant d'expériences,
tu as enfin compris ce que signifient les Ithaques.
Traduction de Marguerite Yourcenar

Remerciements

Avant tout développement sur ma thèse, il apparait opportun de commencer le manuscrit par des remerciements à ceux qui m'ont beaucoup appris au cours de ce « voyage » et l'ont rendu une expérience formatrice et profitable.

Je tiens tout d'abord à remercier mon directeur, Monsieur Assaad Zoughaib, professeur à l'Ecole des Mines de Paris et responsable scientifique au CES (Centre Efficacité Energétique) pour son accompagnement, sa disponibilité, pour la confiance qu'il m'a accordé et pour avoir partagé ses connaissances et son expérience. Un grand merci également à Monsieur Cong-Toan Tran, maître de thèse, pour son implication et nos discussions constructives.

Merci aux Monsieurs Vincent Lemort, et Jean-Michel Reneaume d'avoir accepté de rapporter ce travail.

La réalisation de cette thèse n'aurait pas pu être effectuée sans la collaboration d'EDF. Je tiens à remercier particulièrement Mme Solène Le Bourdiec, co-encadrante de la thèse, pour, sa confiance, son énergie positive et ses conseils, scientifiques mais aussi sur la gestion des projets. Je tiens aussi à remercier Monsieur Sami Ghazouani et Mme Thuy-An Nguyen, ingénieurs chercheurs au sein d'EDF, pour avoir contribué avec leurs connaissances, leur vision critique et leurs conseils à la réalisation de ce travail. Merci également à M. Bernard Maestrali, chef du Groupe de recherche « Economie circulaire et territoires », pour m'avoir accueilli au sein de son groupe, avec tant de confiance.

C'est avec autant de chaleur que je remercie également tous (et toutes) mes collègues et personnel du CES, pour leur accueil, leur sympathie et leur collaboration. Merci Marie, Iran, Alice, Christina et Hala pour avoir partagé de bons moments avec moi, pour m'avoir écouté, conseillé et surtout rigolé avec moi ! Merci Egoi, Olivier, Kevin, Ludovic, Franc et Shan pour les discussions, les repas, les visites des bandes d'essais, vos sourires et vos 'grand bonjour' les matins. Merci Marc, Michael, Afif, Simon, Philippe et Patrick pour les échanges linguistiques et culturels ! Merci Isabelle, Rocio et toute l'équipe administrative pour votre présence et votre aide. Et un grand merci à chaque stagiaire, doctorant, ingénieur et technicien avec lequel on a échangé et qui a contribué à rendre mon séjour à Palaiseau plus riche et agréable !

Je tiens aussi à remercier tous (et toutes) mes collègues et personnel des groupes E27 (à EPI) et E34 (à TREE) ainsi que tous (et toutes) les collègues à EDF aux Renardières pour les moments partagés. Pour les échanges scientifiques, les réunions, les groupes de travail. Mais aussi pour les cafés, les discussions philosophiques dans le train, les efforts (la plupart de fois réussites) pour me comprendre malgré mon accent, le sport, la musique, la patience et la bienveillance ! Merci de m'avoir fait découvrir (et aimer !) Fontainebleau et d'avoir renforcé mon goût pour la recherche !

Malvina, je te remercie de la profondeur de mon cœur, pour avoir partagé une partie de ta quotidienneté avec moi, surtout pendant les 6 derniers mois de rédaction de ce manuscrit..!

Merci à mes amis, amies et proches en Grèce.

Enfin, je remercie l'Ecole des Mines pour cette opportunité qu'elle nous donne à mettre en perspective les connaissances acquises en offrant un cadre très riche à la fois sur le plan scientifique mais également sur le plan humaine via les activités associatives et sportives.

Σας ευχαριστώ πολύ!

Table des matières

Table des matières i
Liste des tableaux v
Liste des figures vii
Nomenclature xiii
Introduction 1
Chapitre 1 Etat de l'art sur l'optimisation des réseaux de chaleur 3
1. Contexte 5
1.1. Contexte énergétique global 5
1.2. Contexte énergétique en France 5
1.3. Contexte énergétique à l'échelle de la ville 6
1.4. Cadre réglementaire en France 8
2. Réseaux de chaleur : Enjeux 10
2.1. Les réseaux de chaleur aujourd'hui 10
2.2. Les réseaux de chaleur de 4ème génération 12
2.3. Problématiques sur l'optimisation d'un réseau de chaleur 15
3. Méthodes d'analyse et d'optimisation des systèmes énergétiques 17
3.1. Intégration énergétique 17
3.1.1. Intégration énergétique : Méthodes « graphiques » 18
3.1.2. Méthodes de programmation mathématique 19
3.2. Optimisation des réseaux de chaleur - échelle urbaine 20
3.2.1. Approches statiques 21
3.2.2. Approches dynamiques 22
3.2.3. Approches multi-objectifs 24
3.2.4. Incertitudes 25
3.2.5. Synthèse 25
4. Stockage 26
4.1. Etat de l'art sur l'intégration du stockage thermique 26
4.2. Synthèse 27
5. Réduction de la complexité du problème 28
5.1. Echelle temporelle 28
5.2. Décomposition du problème global 29
5.2.1. Approches méthodologiques de décomposition du problème en plusieurs étapes 30
5.3. Synthèse 31
6. Synthèse sur l'état de l'art 33
7. Problématique de la thèse – positionnement du sujet 35
7.1. Périmètre du travail de thèse et objectifs 36
7.2. 1ère approche : modèle linéaire 37
7.3. 2ème approche : modèle non linéaire 38
8. Conclusions - Ambitions 41
Chapitre 2 Conception d'un réseau de chaleur avec dimensionnement du stockage 43
1. Introduction 45

2. Définition des variables du problème 46
2.1. Production 46
2.2. Demande 46
2.3. Paramètres d'entrée du modèle 48
2.4. Variables du modèle 49
3. Formulation mathématique du problème M1 50
3.1. Correspondance en température 52
3.2. Ajout des utilités locales 52
3.3. Bilan énergétique 56
3.4. Bilan massique 57
4. Stockage 59
4.1. Introduction 59
4.2. Modélisation mathématique du stockage 60
4.3. Echelle temporelle à 2 niveaux 62
4.4. Formulation mathématique 64
5. Echangeurs de chaleur 66
6. Fonction objectif 67
7. Cas d'étude 68
7.1. Objectif 68
7.2. Description 68
7.3. Dimensionnement du stockage sur un jour « type » (1 macro-période) 68
7.3.1. Cas de référence 69
7.3.2. Intégration d'un réservoir de stockage 70
7.3.3. Sensibilité du volume du stockage sur le prix annuel considéré 73
7.3.4. Sensibilité du modèle sur le nombre des périodes considérés 74
7.4. Dimensionnement du stockage sur une année type 78
7.4.1. Cas de référence 79
7.4.2. Intégration d'un réservoir de stockage 79
7.5. Conclusions 82
Chapitre 3 Conception d'un réseau de chaleur urbain avec dimensionnement de systèmes de conversion thermodynamiques – application aux pompes à chaleur 83
1. Introduction 85
2. Définition du problème 86
2.1. Nouvelles variables du modèle 87
3. Modèle mathématique(M2) 88
3.1. Modifications liées à la configuration du réseau 88
3.2. Bilan énergétique 91
3.3. Bilan de masse 93
3.4. Intégration des pompes à chaleur 94
3.5. Echanges locaux 96
3.6. Echangeurs de chaleur 99
3.7. Fonction objectif 100
4. Etudes de cas 102

4.1. 1ère étude de cas : Etude en mono-période – dimensionnement d'une pompe à chaleur selon un critère exergétique 102
4.1.1. Description 102
4.1.2. Deux scénarios d'étude 103
4.1.3. Synthèse 106
4.2. 2ème étude de cas : Etude en multi-période : Valorisation d'une source géothermique à basse température avec une PAC 108
4.2.1. Cas de référence (sans PAC) 109
4.2.2. Intégration d'une pompe à chaleur 111
4.2.3. Décomposition du problème multi-période dans le cas d'intégration des PAC 111
4.2.4. Synthèse 120
4.2.5. Comparaison avec un modèle linéaire 121
5. Conclusion 123
Chapitre 4 Conception des réseaux multi-énergie en prenant en compte l'aspect spatial 125
1. Introduction 127
2. Modèle mathématique(M3) 128
2.1. Contraintes liées à la spatialisation 128
2.1.1. Nouveaux paramètres du modèle M3 129
2.1.2. Nouvelles variables du modèle 129
2.1.3. Nouvelles contraintes 130
2.2. Contraintes liées au réseau électrique 133
2.2.1. Introduction 133
2.2.2. Nouveaux paramètres du modèle M3 133
2.2.3. Nouvelles variables du modèle M3 134
2.2.4. Schéma des échanges des flux électriques 134
2.2.5. Nouvelles contraintes 135
2.3. Coûts économiques 138
2.3.1. Réseau de chaleur 139
2.3.2. Réseau électrique 139
3. Etudes de cas 141
3.1. 1ère étude de cas : Spatialisation 141
3.1.1. Description 141
3.1.2. Cas 1 : Contraintes de spatialisation : réseau bitube 141
3.1.3. Cas 2 : Cascade énergétique. 145
3.1.4. Cas 3 : Deux sites de production 146
3.1.5. Conclusion 147
3.2. 2ème étude de cas : Réseau multi-énergie (chaleur – électricité) 148
3.2.1. Description 148
3.2.2. Définition des scénarios 149
3.2.3. Scénarios I et II 149
3.2.4. Scénario III 153
4. Conclusion 158

Chapitre 5 Conception du mix énergétique d'un quartier en maximisant son autonomie énergétique 159
1. Introduction 161
2. Cas d'étude 162
2.1. Modèle mathématique 162
2.2. Description du cas d'étude 162
2.3. Définition des données pour les besoins énergétiques du quartier 163
2.4. Méthodologie de résolution du problème 164
3. Etape 1 : Positionnement des moyens de production via une optimisation exergétique en mono-période 166
3.1. Données d'entrée 166
3.2. Résultats de l'optimisation 167
3.2.1. Hiver 167
3.2.2. Mi-saison 167
3.2.3. Eté 169
3.3. Synthèse des valeurs de binaires 171
4. Etape 2 : Optimisation en multipériode selon critère exergétique : Emplacement des moyens de stockage 175
4.1. Données d'entrée 175
4.2. Résultats pour la configuration I 176
4.3. Résultats pour la configuration II 177
4.4. Synthèse des valeurs des binaires 178
5. Etape 3 : Dimensionnement des moyens de production et opération du stockage saisonnier 180
5.1. Optimisation en multipériode selon critère exergétique 180
5.1.1. Résultats pour les configurations I et Ib 181
5.1.2. Résultats pour la configuration II 185
5.2. Optimisation en multipériode selon critère économique 187
5.2.1. Hypothèses sur les coûts 187
5.2.2. Optimisation avec prise en compte de la spatialisation 188
5.3. Synthèse des temps de calcul 192
6. Optimisation avec prise en compte de la production photovoltaïque (PV) 193
6.1. Demande d'électricité 193
6.2. Résultats 194
7. Optimisation avec prise en compte du CO2 195
7.1. Considération du cas du paragraphe 5.1 195
7.2. Dimensionnement d'un nouveau quartier 195
7.2.1. Données d'entrée 196
7.2.2. Résultats 196
8. Conclusion 199
Conclusion 201
Perspectives 205
Bibliographie 209

Liste des tableaux

Tableau 1 Interdépendance entre les paramètres d'un réseau de chaleur 15
Tableau 2 Problématiques sur les réseaux urbains 16
Tableau 3 Approches mathématiques d'optimisation 20
Tableau 4 Tableau synthétique de la bibliographie 33
Tableau 5 Valeurs des niveaux de températures des flux en fonction des valeurs des binaires 54
Tableau 6 Paramètres du cas d'étude : bornes de température, puissances maximales et coûts des différents moyens de production considérées 69
Tableau 7 Production de chaleur par moyen de production et coûts totaux pour le cas de référence 70
Tableau 8 Comparaison des résultats avec l'intégration du réservoir de stockage 72
Tableau 9 Volume optimal du stockage par rapport au coût d'investissement 74
Tableau 10 Comparaison des mix énergétiques optimales pour le stockage selon les différents scénarii 76
Tableau 11 Comparaison des volumes optimaux pour le stockage selon les différents scénarii 76
Tableau 12 Résumé des statistiques de calcul 77
Tableau 13 Production de chaleur par moyen et coûts totaux pour le cas de référence 79
Tableau 14 Comparaison des résultats avec l'intégration du réservoir de stockage 82
Tableau 15 Valeurs des intervalles de températures des flux en fonction des valeurs des binaires 90
Tableau 16 Hypothèses sur les bornes de température et les puissances maximales des différents flux considérées 103
Tableau 17 Résultats pour le 1er cas d'étude : scénario I 105
Tableau 18 Synthèse pour scénario I 105
Tableau 19 Résultats pour le 1er cas d'étude : scénario II 106
Tableau 20 Synthèse des statistiques pour le 1er cas d'étude : scénario II 106
Tableau 21 Synthèse des résultats selon les deux scénarios pour le 1er cas d'étude 106
Tableau 22 Données d'entrée du cas d'étude 109
Tableau 23 Génération de chaleur par moyen de production – cas de référence 110
Tableau 24 Résultats pour le cas de référence 110
Tableau 25 Synthèse des statistiques pour le cas de référence 110
Tableau 26 Synthèse des statistiques pour le 2ème cas d'étude avec intégration d'une PAC111
Tableau 27 Synthèse des résultats pour les 13 sous-problèmes 114
Tableau 28 Synthèse des résultats pour le 1er étape – somme des 13 sous-problèmes 114
Tableau 29 Valeurs de binaires des flux froids pour les trois scénarios (a), (b) et (c) 115
Tableau 30 Valeurs de binaires des flux chauds pour les trois scénarios (a), (b) et (c) 116
Tableau 31 Valeurs de binaires regroupées 117
Tableau 32 Synthèse pour l'étape III 118
Tableau 33 Energie produite par moyen de production pour le cas multi-période 119
Tableau 34 Génération de chaleur par moyen de production 120
Tableau 35 Comparaison entre la résolution directe et la méthode de décomposition 120

Tableau 36 Comparaison des résultats entre le modèle MILP et le modèle MINLP 122
Tableau 37 Distances entre les différents nœuds géographiques pour le cas I (en m) 142
Tableau 38 Hypothèses sur les bornes de température des différents flux considérées 142
Tableau 39 Synthèse des résultats pour les scénarios I et II 152
Tableau 40 Hypothèses pour le scénario III 154
Tableau 41 Besoins de chaleur et de froid par saison 167
Tableau 42 Config Configuration I - Valeurs de binaires 172
Tableau 43 Configuration II- Valeurs de binaires 172
Tableau 44 Valeurs de binaires pour les échanges en local 173
Tableau 45 Résultats de la 1ère étape de la méthodologie pour les scénarios a, b et e pour la période 11 174
Tableau 46 Puissances fournies pour le scénario I 176
Tableau 47 Puissances fournies pour le scénario Ibis 177
Tableau 48 Puissances fournies pour la configuration II 178
Tableau 49 Configurations I, Ib et II - Valeurs de binaires pour le stockage 178
Tableau 50 Configuration Ib - Valeurs de binaires pour la PAC 179
Tableau 51 Synthèse des résultats pour les 3 configurations 179
Tableau 52 Durée de chaque période considérée 181
Tableau 53 Puissances produites pour les configurations I et Ib 182
Tableau 54 Configuration II : Puissances produites 185
Tableau 55 Hypothèses sur le coût d'investissement des moyens de production 188
Tableau 56 Hypothèses sur les coûts de fonctionnement et les émissions CO2 pour les moyens de production 188
Tableau 57 Temps de calcul [min] pour les différentes étapes de la méthodologie 192
Tableau 58 Moyens de production pour minimiser les émissions de CO2 195
Tableau 59 Moyens de production pour minimiser les émissions de CO2 en considérant un nouveau quartier 197

Liste des figures

Figure 1 Consommation mondiale d'énergie primaire par source (En millions de tep) [3] 5
Figure 2 Evolution des émissions globales de CO2 (en gigatonnes par an) [4] 5
Figure 3 Consommation finale d'énergie par secteur [3] 6
Figure 4 Consommation finale d'énergie pour le secteur du bâtiment (résidentiel – tertiaire) [3] 6
Figure 5 Schéma de principe d'un réseau de chaleur (Source ADEME Île-de-France) 7
Figure 6 Schéma de la limite de prestation primaire / secondaire au niveau d'une sous station [8] 7
Figure 7 Evolution de la consommation d'énergie par source (échelle de gauche) et de la chaleur livrée par les réseaux de chaleur (échelle de droite) [3] 8
Figure 8 Perspective de production de chaleur issue d'EnR&R dans les réseaux [13] 8
Figure 9 Historique des réseaux de chaleur 10
Figure 10 Schéma représentant les différents acteurs d'un réseau de chaleur et de froid urbain 11
Figure 11 Axes de développement des réseaux de chaleur renouvelable (source : CEREMA) 12
Figure 12 Température d'alimentation en nombre des réseaux de chaleur en France [9] 13
Figure 13 Différentes configurations pour les tuyaux [19] : a. Réseau bitube : deux tuyaux séparés, b. Réseau bi-tube : tuyaux placés à l'horizontal, c. Réseau bi-tube : tuyaux à la vertical, d. Réseau tri-tube : F1 et F2 l'alimentation, R le retour 13
Figure 14 Typologies des cascades énergétiques : a. Utilisation directe du retour, b. double cascade, c. cascade indirecte via le retour, d. cascade indirecte via l'aller [21] 14
Figure 15 Typologies pour le réseau de chaleur : a. Réseau linéaire, b. Réseau maillé [22] ... 16
Figure 16 Approches de l'intégration énergétique 18
Figure 17 Différentes configurations des matrices des contraintes [66] 29
Figure 18 Relation entre les variables de design et les variables d'opération du réseau 34
Figure 19 Les quatre défis principaux de l'optimisation des réseaux urbains [12] 35
Figure 20 Périmètre de la méthodologie proposée dans cette thèse 37
Figure 21 Méthode « spatial branch and bound » dans le cas d'un problème non convexe non linéaire [87] 39
Figure 22 Eléments et notations pour le modèle M1 47
Figure 23 Représentation du réseau de chaleur comprenant un flux chaud (production de chaleur), deux flux froids (demande de chaleur) et un stockage 48
Figure 24 Schéma des intervalles de température considérés pour les flux chauds et froids avec l'ajout des utilités locales 53
Figure 25 Détermination des températures pour les flux chauds et froids par rapport à la température du réseau 54
Figure 26 Bilan d'énergie côté flux froids 56
Figure 27 Bilan d'énergie côté flux chauds 56
Figure 28 Bilan de masse appliqué pour un réseau bitube 58
Figure 29 Configuration 1 : Phase de charge 59
Figure 30 Configuration 1 : Phase de décharge 59

Figure 31 Configuration 2 : Le stockage est dans la même boucle que le réseau. Phase de charge 60
Figure 32 Configuration 2 : Le stockage est dans la même boucle que le réseau. Phase de décharge 60
Figure 33 Représentation schématique du stockage. Pendant la phase de chargement, le stockage se comporte comme un flux froid. Pendant la phase de décharge le stockage se comporte comme un flux chaud. 62
Figure 34 Exemple d'une période d'étude divisée en 3 macro-périodes avec 8, 5 et 5 micro-périodes respectivement 63
Figure 35 Besoins en chauffage et ECS pour un jour type d'hiver 69
Figure 36 Mix de production pour le cas de référence 70
Figure 37 Mix de production avec l'intégration d'un réservoir de stockage 71
Figure 38 Puissances de charge et de décharge pour le réservoir de stockage 71
Figure 39 Opération du réservoir de stockage : variations des volumes Vup et Vdown du réservoir 72
Figure 40 Sensibilité du volume du stockage au prix/m3/an considéré 73
Figure 41 Besoins en chauffage et ECS pour un jour type d'hiver 75
Figure 42 Mix de production avec l'intégration d'un réservoir de stockage 75
Figure 43 Opération du réservoir du stockage 77
Figure 44 Besoins en chauffage et ECS pour une année type 78
Figure 45 Mix de production pour le cas de référence 79
Figure 46 Mix de production avec l'intégration d'un réservoir de stockage pour les 8 macro-périodes 80
Figure 47 Phase de charge et de décharge pour le réservoir de stockage 81
Figure 48 Opération du réservoir de stockage 81
Figure 49 Eléments et notations pour M2 87
Figure 50 Schéma du réseau de chaleur tri-tube avec représentation des flux chauds {1,2} et des flux froids {3,4}. 87
Figure 51 Détermination des intervalles de température pour un flux froid ($j1 \in Jf$) et un flux chaud ($j2 \in Jc$) pour un réseau à 4 niveaux de température 90
Figure 52 Bilan d'énergie côté flux froids 92
Figure 53 Bilan d'énergie côté flux chauds 92
Figure 54 Bilan de masse appliquée pour un réseau tri-tube. 94
Figure 55 Loi de conservation de masse appliquée à chaque nœud de température du réseau 94
Figure 56 Schéma du réseau de chaleur avec représentation d'un flux de production (1), d'un flux de demande (3) et d'une pompe à chaleur (flux pour le condenseur (2) et flux pour l'évaporateur(4)). 94
Figure 57 Exemple de connexion des échangeurs en série pour le cas d'échange d'un flux froid avec le réseau. 100
Figure 58 Exemple de connexion des échangeurs en série pour le cas d'un échange local, entre flux chaud et flux froid (vert et violet) ainsi qu'un échange avec le réseau, avec l'introduction d'une température intermédiaire (échangeurs rouge et noir). 100
Figure 59 Scénario I : PAC échangeant avec le réseau 103
Figure 60 Scénario II : PAC couplée à la source géothermique 103

Figure 61 Configuration optimale pour le scénario I 104
Figure 62 Configuration optimale pour le scénario II 105
Figure 63 Architecture optimale pour la PAC selon les deux scénarios 107
Figure 64 Puissance demandée par classe de température ambiante (en bleu), ainsi que nombre d'heures d'occurrence de chaque puissance dans l'année 108
Figure 65 Bornes de températures pour la demande et la source géothermique 108
Figure 66 Mix de production pour le cas de référence 109
Figure 67 Configuration optimale pour le réseau de chaleur – cas de référence 109
Figure 68 Températures optimales pour le réseau de chaleur - cas de référence 110
Figure 69 Différentes stratégies de réduction de l'espace de recherche pour la résolution rapide d'un problème MINLP 112
Figure 70 Schéma de décomposition du problème d'optimisation 113
Figure 71 Décomposition du problème en N x MINLP et n x NLP sous-problèmes 113
Figure 72 : Scénario (a) (période 13) 115
Figure 73 : Scénario (b) (périodes 10-12) 115
Figure 74 Scénario (c) (périodes 1-9) 115
Figure 75 Configuration optimale pour le cas multi-période 118
Figure 76 Mix de production optimal 119
Figure 77 Températures optimales pour le condenseur et l'évaporateur de la PAC 119
Figure 78 Variation de la puissance au compresseur de la PAC 119
Figure 79 Stratégie de résolution pour un problème en N périodes 121
Figure 80 Schéma des échanges entre différents flux dans différents sites (en bleu les sites de consommation de chaleur et en rouge les sites de production de chaleur. Les flèches représentent des échanges de chaleur possibles entre les flux). 128
Figure 81 Création de chemins p_1, p_2 et p_3 reliant les nœuds n, m et m'. Leur direction présentée dans la figure est attribuée de façon aléatoire. 130
Figure 82 Débit massique pour chaque niveau de température $i \in I$ et pour chaque chemin $p \in Pa$ à chaque période $t \in Per$. 130
Figure 83 Représentation schématique de la transcription du flux massique échangé avec les réseaux en flux débit massique circulant dans les canalisations, avec Cp la capacité calorifique du fluide qui circule 131
Figure 84 Configuration des échanges entre les flux d'électricité 135
Figure 85 Variables pour les flux d'électricité considérées 136
Figure 86 Modélisation de la chauffe eau électrique 138
Figure 87 Hypothèses sur les coûts 139
Figure 88 Site de production (P1) et sites de demande (C1,C2,C3) de chaleur pour le cas 1 142
Figure 89 Cas 1 : Puissance demandée par classe de température ambiante, ainsi que nombre d'heures d'occurrence de chaque puissance dans l'année (en bleu). 143
Figure 90 Cas 1 : Scénario I 143
Figure 91 Cas 1 : Scénario II 143
Figure 92 Cas 1 : Scénario III 143
Figure 93 Cas 1 : Tracé du réseau pour le scénario I 144
Figure 94 Cas 1 : Tracé du réseau pour le scénario II 144
Figure 95 Cas 1 : Tracé du réseau pour le scénario III 144

Figure 96 Cas 1 : Températures du réseau pour le scénario I 144
Figure 97 Cas 1 : Températures du réseau pour le scénario II 144
Figure 98 Cas 1 : Températures du réseau pour le scénario III 144
Figure 99 Cas 2 : Puissance demandée par niveau de température ambiante, ainsi que nombre d'heures d'occurrence de chaque puissance dans l'année (en bleu). 145
Figure 100 Cas 2: Tracé et températures du réseau 145
Figure 101 Cas 2 : Débits du réseau 146
Figure 102 Cas 3 : Emplacement des sites de production (P1,P2) et de demande (C1,C2,C3) 146
Figure 103 Cas 3 : Tracé et températures pour le réseau 147
Figure 104 Cas 3 : Débit du réseau 147
Figure 105 Schéma d'interactions entre les réseaux de chaleur et d'électricité 148
Figure 106 Schéma électrique considéré 150
Figure 107 Profil de la puissance demandée (en bleu) et de la puissance par unité de surface PV installée produite (en orange) pour un jour type 150
Figure 108 Production PV et demande électrique pour le scénario I 150
Figure 109 Mix de production électrique pour le scénario I 150
Figure 110 Production PV et demande électrique pour le scénario II 151
Figure 111 Mix de production électrique pour le scénario II 151
Figure 112 Charge et décharge pour la batterie électrique 152
Figure 113 Etat de la batterie au débit de chaque période 152
Figure 114 Configuration pour le scénario III. 153
Figure 115 Profils de la production et de la demande 153
Figure 116 Production PV et demande électrique pour le scénario III 154
Figure 117 Mix de la production pour satisfaire les besoins électriques - scénario III 154
Figure 118 Charge et décharge pour la batterie électrique 155
Figure 119 Etat de la batterie à chaque période considérée 155
Figure 120 Répartition de l'électricité produite par le PV 156
Figure 121 Mix de production de chaleur. Répartition de la puissance produite entre le réservoir d'eau et la chaudière à gaz. 156
Figure 122 Charge et décharge pour le stockage 157
Figure 123 Etat du stockage à chaque période considérée 157
Figure 124 Représentation schématique de différentes technologies considérées pour le cas d'étude 163
Figure 125 Puissance demandée pour les bâtiments 164
Figure 126 Puissance demandée pour la serre 164
Figure 127 Méthodologie de résolution du problème en 3 étapes 165
Figure 128 Etape 1 : Besoins de chaleur et de refroidissement 167
Figure 129 Configuration optimale en mi-saison (scénario a) 168
Figure 130 Configuration optimale en mi-saison (scénario b) : réseau primaire 168
Figure 131 Configuration optimale en mi-saison (scénario b) : réseau secondaire 168
Figure 132 Configuration optimale en mi-saison (scénario c) 169
Figure 133 Configuration optimale en mi-saison (scénario d) 169
Figure 134 Configuration optimale en mi-saison (scénario e) : réseau primaire 169

Figure 135 Configuration optimale en mi-saison (scénario e) : réseau secondaire 169
Figure 136 Configuration optimale en été (scénario a) 170
Figure 137 Configuration optimale en été (scénario c) 170
Figure 138 Configuration I : Boucle d'eau tempérée 172
Figure 139 Configuration II : Réseau à basse température 172
Figure 140 Demande considérée pour identifier l'emplacement du stockage 175
Figure 141 Scénario I : Configuration optimale 176
Figure 142 Scénario Ib : Configuration optimale 177
Figure 143 Scénario II : Configuration optimale 178
Figure 144 Profil considéré pour la demande pour le bâtiment 180
Figure 145 Profil considéré pour les besoins énergétiques de la serre 180
Figure 146 Architecture optimale pour la configuration I 181
Figure 147 Architecture optimale pour la configuration Ib 182
Figure 148 Configuration Ib : Mix de production pour couvrir la demande des bâtiments 183
Figure 149 Configuration Ib: Mix de production pour couvrir la demande de la serre 183
Figure 150 Configuration Ib : Puissances au compresseur pour la PAC de la serre et les deux PAC du bâtiment. 183
Figure 151 Configuration Ib : Etat du stockage 184
Figure 152 Configuration Ib : Charge et décharge du réservoir 184
Figure 153 Configuration Ib: Débit circulant dans le réseau 184
Figure 154 Architecture optimale pour la configuration II 185
Figure 155 Configuration II : Mix de production pour couvrir la demande des bâtiments 186
Figure 156 Configuration II: Mix de production pour couvrir la demande de la serre 186
Figure 157 Configuration II : Puissance au compresseur pour la PAC de la serre et la PAC du bâtiment 186
Figure 158 Configuration II : Etat du stockage 187
Figure 159 Configuration II: Charge et décharge du réservoir 187
Figure 160 Configuration II: Débit circulant dans le réseau 187
Figure 161 Données de spatialisation du problème 188
Figure 162 Configuration II : Comparaison des coûts d'investissement 189
Figure 163 Configuration II: Comparaison des coûts de fonctionnement 189
Figure 164 Puissance maximale par moyen de production 190
Figure 165 Energie totale annuelle par moyen de production 190
Figure 166 Architecture optimale pour la configuration II 190
Figure 167 Temps d'investissement de 20ans : Mix de production pour le bâtiment 191
Figure 168 Temps d'investissement de 20ans : Mix de production pour la serre 191
Figure 169 Temps d'investissement de 20ans : Puissance au compresseur des PAC 191
Figure 170 Puissance électrique disponible par le PV et besoins en électricité (hors PAC) pour le bâtiment 193
Figure 171 Comparaison des coûts de fonctionnement sans et avec PV 194
Figure 172 Puissance au compresseur des PAC quant à la PV 194
Figure 173 Puissance demandée par surface construite 196
Figure 174 Configuration optimale pour le cas d'un nouveau bâtiment 197
Figure 175 Mix de production pour le nouveau quartier 197

Figure 176 Mix de production pour la serre en considérant un nouveau quartier 197
Figure 177 Etat du stockage 198
Figure 178 Charge et décharge du stockage 198
Figure 179 Débit circulant dans le réseau 198
Figure 180 Demande optimale pour le nouveau quartier 198

Nomenclature

Symbole	Signification	Unité
Années	Années considérées pour l'amortissement du coût d'investissement	(-)
b	Binaire déterminant la correspondance des températures entre les flux et le réseau	(-)
Comp	Puissance du compresseur de la pompe à chaleur	kW
COP	Coefficient de performance	(-)
C	Coût lié aux différentes technologies de conversion ou de stockage	€
Cp	Capacité thermique massique du flux	J/kg/K
CTA	Coût total annualisé	€
direct	Binaire indiquant si l'échange en local est permis	(-)
dur	Durée de chaque période	sec
EP	Puissance produite par un flux d'électricité	kW
ES	Puissance de la batterie électrique	kW
EC	Puissance consommée par un flux d'électricité	kW
E_var	Paramètre indiquant si le flux électrique est fixé	(-)
Ex	Exergie	kJ
IC	Coût d'investissement	€
interconnexion	Nœud d'interconnexion	(-)
M	Débit de capacité thermique (produit du débit et de la capacité thermique)	kW/K
m	Débit massique	Kg/sec
NbNet	Nombre maximal de niveaux de température pour le réseau	(-)
NbCF	Nombre des flux chaud (production de chaleur)	(-)
NbConnexions	Nombre de chemins de connexions possibles entre les nœuds géographiques	(-)
NbE_Conso	Nombre des flux de consommation d'éléctricité	(-)
NbE_Prod	Nombre des flux de production d'éléctricité	(-)
NbFF	Nombre des flux froid (demande de chaleur)	(-)
NbHP	Nombre maximal des pompes à chaleur demandées par l'utilisateur	(-)
NbNoeud	Nombre des nœuds géographiques à considérer	(-)
NbPer	Nombre des périodes de temps à considérer	(-)
NbS	Nombre des stockages	(-)
OC	Coût de fonctionnement	€
P	Puissance	kW
Pinch	Pincement pour les échange entres les flux	K
T	Température	K
T'	Température corrigé avec le pincement	K
U	Puissance des utilités externes	kW
V	Volume du stockage	m^3

Symboles grecques	Signification	Unité
δ	Binaire pour la direction des canalisations	(-)
η	Efficacité exergétique liée à la 2ème loi thermodynamique	(-)
ρ	Densité massique	(kg/m3)

Exposants	Signification
amb	Relatif à l'ambiance
bat	Relatif à la batterie électrique
c	Relatif au flux chaud
cond	Relatif au condenseur
conso	Relatif à la consommation d'électricité
comp	Relatif au compresseur
cs	Relatif à la source chaude
direct	Relatif aux échanges locaux (directs)
down	Relatif à la température du volume à température basse du stockage
e	Relatif au flux électrique
echange	Relatif à la puissance échangée en local
evap	Relatif à l'évaporateur
f	Relatif au flux froid
fs	Relatif à la source froide
in	Relatif à l'entrée (de l'anglais « inlet »)
isoth	Relatif au débit du réseau à une certaine température
load	Relatif au chargement du stockage (de l'anglais « loading »)
max	maximal
min	minimal
net	Relatif au réseau (de l'anglais « network »)
out	Relatif à la sortie (de l'anglais « outlet »)
pac	Relatif à la PAC
prod	Relatif à la production d'electricité
ref	Relatif à une certaine valeur de référence
réseau	Rélatif au débit des canalisations
rest	Relatif à la puissance échangée avec le réseau (puissance restante après échange local)
s	Relatif au stockage
sum	somme
tot	total
unload	Relatif au déchargement du stockage (de l'anglais « unloading »)
up	Relatif à la température du volume à température haute du stockage

Indices	Signification
e	Flux électrique
i	Niveau de température pour le réseau
i’	Intervalle de température pour le réseau
j	Flux de chaleur
k	Niveau de température pour le flux
k’	Intervalle de température pour le flux
n	Nœud géographique
p	Connexion
s	Stockage
t	Période de temps

Abréviations	Signification
CO2	Dioxyde de carbone
COP	Coefficient De Performance
ECS	Eau Chaude Sanitaire
EnR&R	Energies Renouvelables et Récupérables
LP	Programmation linéaire (de l’anglais « Linear Programming »)
NLP	Programmation non linéaire (de l’anglais « Non Linear Programming »)
MILP	Programmation linéaire et combinatoire (de l’anglais « Mixed Integer Linear Programming »)
MINLP	Programmation non linéaire et combinatoire (de l’anglais « Mixed Integer Non Linear Programming »)
ORC	Organic Rankine Cycle
PAC	Pompe A Chaleur
RCU	Réseau de Chauffage Urbain

Introduction

La production de chaleur et de froid pour assurer des besoins de conditionnement d'ambiance, d'eau chaude sanitaire et de réfrigération constitue une grande part de l'énergie consommée dans les bâtiments résidentiels et tertiaires. Ces énergies sont souvent produites par des systèmes indépendants et véhiculés par des réseaux séparés de chaud et de froid.

La chaleur rejetée par la production de froid (réfrigération, rafraichissement…) ainsi que des sources d'énergie renouvelables à faible température (solaire thermique, géothermie…) sont peu valorisées à l'heure actuelle faute de systèmes disposant d'une flexibilité de gestion. En effet, les besoins de chaud et de froid, ainsi que les sources d'énergie renouvelable ou renouvelée, présentent des variations à deux échelles de temps (journalière et saisonnière). L'intégration énergétique d'un tel système doit tenir compte de la dynamique et peut s'appuyer sur des systèmes thermodynamiques de conversion (PAC, Cogénération…) ainsi que des moyens de stockage (journaliers et saisonniers). Aujourd'hui les réseaux de chaleur se développent en zone urbaine dense et utilisent essentiellement de l'énergie fossile. La part de la chaleur des incinérateurs de déchets urbains, de la biomasse et des installations de géothermie est en hausse.

Les méthodes de conception classiques utilisées à l'heure actuelle pour concevoir ces réseaux d'énergie, bien que s'appuyant sur de la modélisation et des techniques d'optimisation, ne permettent pas d'apporter, par une approche systématique, une réponse sur les meilleures architectures des réseaux et les opportunités d'exploitation des ressources. Par ailleurs, les méthodologies d'intégration énergétique à l'échelle procédé ou à l'échelle territoire permettent de réduire les besoins en énergie des systèmes par la valorisation maximale des synergies internes. Ces méthodes permettent aussi d'intégrer, via l'analyse exergétique des systèmes de revalorisation, de la chaleur à faible température pour la réintégrer dans le système à plus haute température (pompes à chaleur) ou la convertir en électricité (ORC, cogénération).

L'enjeu scientifique de ce travail de thèse est de proposer un modèle mathématique d'optimisation ainsi qu'une méthodologie d'étude pour concevoir les réseaux et les moyens de conversion via les techniques d'intégration énergétique ayant été appliquées avec succès pour les problèmes de conception d'un réseau d'échangeur de chaleur dans l'industrie. Le challenge est de pouvoir traiter les deux échelles, géographique et temporelle, permettant d'évaluer les conséquences des fluctuations de la charge sur les équipements tout en définissant le tracé du réseau. Le problème d'optimisation doit ainsi permettre la conception des typologies de réseaux valorisant les synergies potentielles.

Dans le premier chapitre de la thèse, le contexte et les enjeux des réseaux de chaleur urbains de demain, les réseaux 'intelligents', sont présentés ainsi que la problématique scientifique de la thèse concernant la conception optimale de ces réseaux. Des références bibliographiques permettent de se positionner par rapport aux travaux existants et de démontrer l'intérêt scientifique du sujet de thèse. La problématique consiste donc en l'exploitation des ressources disponibles dans l'échelle temporelle et géographique toute en répondant efficacement à la demande des bâtiments (chauffage, refroidissement, ECS). La thèse propose un modèle

mathématique d'optimisation pour la conception des réseaux de chaleur urbains incluant des stockages thermiques et des systèmes de conversion d'énergie. Le modèle complet appelé M3 est présenté et illustré dans ce manuscrit en trois sous modèles imbriqués présentés au fils des chapitres: M1 (chapitre 2) est inclus dans M2 (chapitre 3) qui est inclus dans M3 (chapitre 4).

Dans le deuxième chapitre du manuscrit, la formulation mathématique du modèle introduite (modèle M1) permet de concevoir des réseaux en multi-période. Ce modèle inclut à ce stade la modélisation des échanges thermiques entre les flux et le réseau ainsi que les moyens de stockage de chaleur. Le modèle M1 permet la conception de l'architecture d'un réseau de chaleur, c'est-à-dire le dimensionnement des tuyaux (en termes de débits et de températures), l'emplacement des échangeurs et le dimensionnement simultané des moyens de stockage. Un cas d'étude permet de valider ce premier modèle M1. Des scénarii avec et sans stockage sur différents horizons temporels sont étudiés et comparés.

Au troisième chapitre de la thèse, le modèle enrichi est appelé M2 : de nouvelles contraintes sont ajoutées au modèle M1 afin de permettre la conception de l'architecture d'un réseau de chaleur à moyenne et/ou haute température et le dimensionnement simultané des utilités (chaudière et d'autres moyens de conversion). Des pompes à chaleur (PAC) et des réseaux tri-tubes (ou des réseaux combinés chaud/froid) sont alors modélisés. Le modèle M2 est validé sur une étude de cas considérant la possibilité d'intégration de pompes à chaleur dans un réseau de chaleur afin de valoriser une source géothermique à basse température. Via l'étude de cas, des difficultés numériques sont identifiées et surmontées en établissant une méthode de hiérarchisation des variables de décision.

Le quatrième chapitre de la thèse concerne l'intégration dans le modèle M2 des contraintes liées à la spatialisation du réseau ainsi que le couplage du réseau de chaleur avec le réseau d'électricité. Le modèle ainsi enrichi est appelé M3. Les coûts d'investissement pour les moyens de production et le réseau de distribution (canalisations) sont considérés. Plusieurs cas tests illustrent les capacités du nouveau modèle pour la conception des réseaux en cascade ou des réseaux multi-énergie.

Enfin, dans le cinquième chapitre de la thèse, une méthodologie d'étude est décrite basée sur le modèle complet M3 pour concevoir un réseau multi-énergie d'un nouveau quartier. Des besoins pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la climatisation et la consommation électrique sont pris en compte. La méthodologie introduite permet ainsi de résoudre le problème malgré sa complexité. En effet, sa résolution directe n'est pas possible à l'aide de machines de bureau standards.

A la fin de ce manuscrit, une conclusion dresse un bilan du travail réalisé et des perspectives sont également proposées.

Chapitre 1
Etat de l’art sur l’optimisation des réseaux de chaleur

1. Contexte

1.1. Contexte énergétique global

Depuis la révolution industrielle, le développement de la plupart de pays est inextricablement lié à la présence d'énergie abordable et facilement accessible [1]. À l'échelle mondiale, la consommation d'énergie ne cesse de croître, ayant plus que doublé en quarante ans. Les énergies fossiles représentent actuellement plus de 80% de la production mondiale d'énergie primaire (Figure 1).

Il existe une forte corrélation entre les émissions de CO2 et la croissance économique des pays, surtout quand cette croissance est basée sur des sources d'énergie fortement émissives [2]. Une forte augmentation des rejets de gaz à effet de serre, principalement issus de la combustion (charbon, pétrole, gaz), est ainsi observée depuis 1960. Les émissions mondiales de dioxyde de carbone ont atteint les 36 gigatonnes/an en 2015 (Figure 2).

Ces gaz contribuent en outre au réchauffement de la planète. Atténuer ces émissions est un enjeu primordial aujourd'hui et plusieurs politiques, à l'échelle locale et mondiale, se mettent en œuvre.

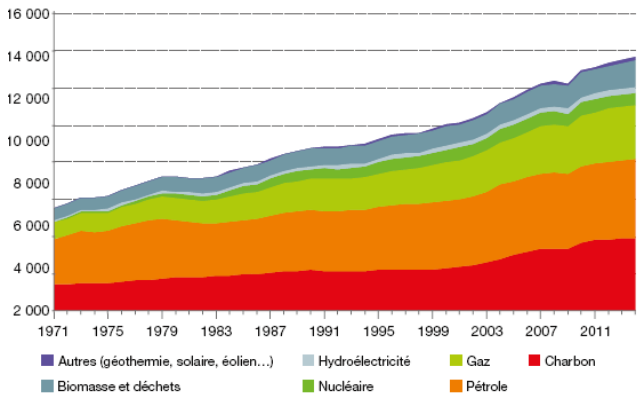

Figure 1 Consommation mondiale d'énergie primaire par source (En millions de tep) [3]

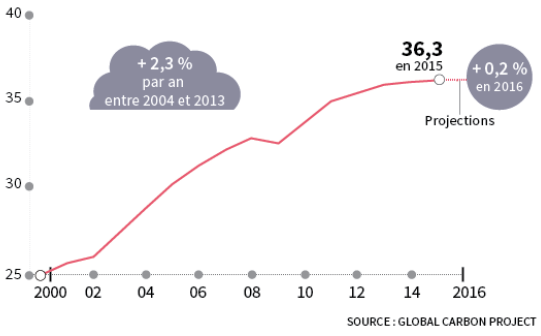

Figure 2 Evolution des émissions globales de CO2 (en gigatonnes par an) [4]

1.2. Contexte énergétique en France

En ce qui concerne la France, le secteur du bâtiment (résidentiel-tertiaire) représente environ 1/3 de la consommation énergétique finale, tous secteurs confondus (transports, agriculture, sidérurgie, industrie) (Figure 3) et produit la plus grande partie des émissions de gaz à effet de

serre [5]. Ceci est principalement lié au fait que les systèmes utilisés pour le chauffage et l'eau chaude sanitaire (ECS) consomment des combustibles fossiles. [6]

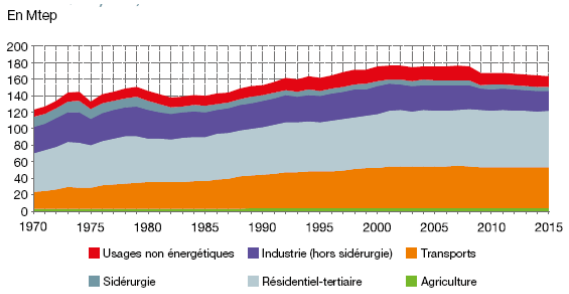

Figure 3 Consommation finale d'énergie par secteur [3]

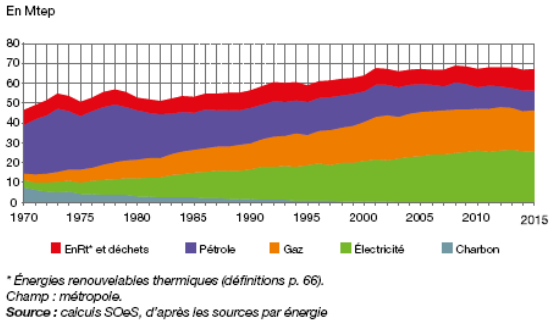

Figure 4 Consommation finale d'énergie pour le secteur du bâtiment (résidentiel – tertiaire) [3]

La consommation dans le résidentiel – tertiaire s'élève à 67 Mtep en 2015. La consommation de produits pétroliers diminue depuis 1980, et est remplacée progressivement par du gaz et de l'électricité (Figure 4).

La production de chaleur et de froid pour assurer des besoins de conditionnement d'ambiance, d'eau chaude sanitaire et de réfrigération constitue une grande part de l'énergie consommée dans le bâtiment. Ces énergies sont souvent produites par des systèmes indépendants (ex. chaudières, cogénération,..) et véhiculés par des réseaux séparés de chaud et de froid.

La chaleur rejetée par la production de froid (réfrigération, rafraichissement…) ainsi que des sources d'énergie renouvelables à faible température (solaire thermique, géothermie…) est peu valorisée à l'heure actuelle faute de systèmes intégrés disposant d'une flexibilité de gestion nécessaire.

Compte tenu des enjeux climatiques et en respectant le développement durable, la part des énergies renouvelables et locales dans le mix énergétique doit être maximisée. Pour ce faire, les réseaux de chaleur urbains (RCU), intégrant des technologies de poly-génération (cogénération, cycles combinés) et des systèmes de conversion (PAC, ORC) présentent une solution intéressante à considérer. [7]

1.3. Contexte énergétique à l'échelle de la ville

Dans un réseau de distribution de chaleur, l'énergie thermique peut être transportée sur plusieurs kilomètres. Comme illustré sur la Figure 5, le réseau comprend au moins deux canalisations. Une (en rouge) permet la distribution de la chaleur vers les consommateurs, l'autre (en bleu) constitue le retour du fluide refroidi vers les unités de production. Le fluide est distribué dans les réseaux à des pressions allant de 5 à 15 bars. Les températures du réseau peuvent être variables, dépendant des sources de chaleur et du profil de la demande.

Figure 5 Schéma de principe d'un réseau de chaleur (Source ADEME Île-de-France)

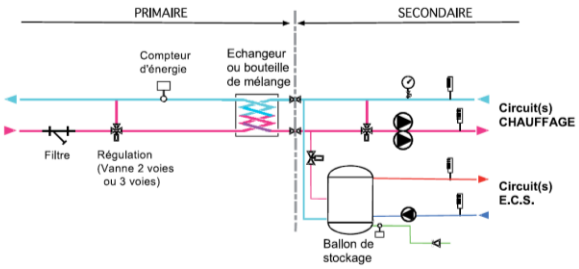

Figure 6 Schéma de la limite de prestation primaire / secondaire au niveau d'une sous station [8]

L'unité de production thermique et le réseau de distribution sont du côté primaire, tandis que les utilisateurs finaux sont du côté secondaire. Le réseau de distribution secondaire assure la répartition de la chaleur entre les différents bâtiments/consommateurs. La limite entre les côtés primaire et secondaire est matérialisée par l'échangeur de chaleur de chaque sous-station (Figure 6).

Les réseaux de chaleur et de froid urbains sont généralement considérés comme un moyen pratique, économique et écologique pour fournir (ou extraire) de la chaleur à l'échelle d'un quartier ou d'une ville. La prestation apportée par un réseau de chaleur (chauffage et ECS) correspond aux 3/4 de la totalité des besoins énergétiques d'un logement moyen. Même si cette part est en baisse, notamment par rapport à une diminution globale des besoins énergétiques liée aux nouvelles réglementations sur la thermique des bâtiments, elle reste significative [5].

Contrairement au système de chauffage individuel, la majorité des réseaux de chaleur sont multi-énergies. Ils sont capables de mobiliser plusieurs sources : énergies renouvelables (biomasse, géothermie, solaire), énergies de récupération (chaleur issue des procédés industriels, biogaz, data centers, eaux usées…) et énergies fossiles (gaz naturel, charbon et fiouls) [9]. Le gaz reste la principale source d'énergie des RCU, comme l'indique la Figure 7. Les énergies renouvelables, en hausse, représentent près du tiers de la consommation primaire des réseaux de chaleur.

Les réseaux de chaleur permettent donc un usage plus efficace des ressources énergétiques, contribuant à une atténuation des émissions de gaz à effet de serre. De plus, des synergies énergétiques sont possibles si on considère à la fois l'environnement industriel et urbain. Par exemple, l'efficacité énergétique des systèmes de cogénération (CHP) peut être accrue s'ils sont connectés à un réseau urbain.

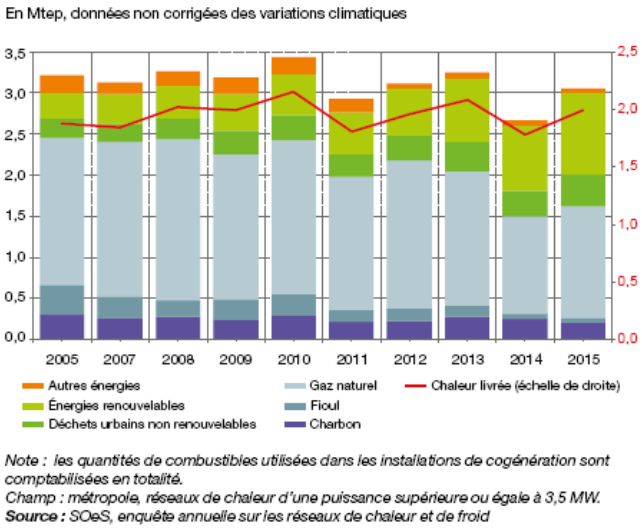

Figure 7 Evolution de la consommation d'énergie par source (échelle de gauche) et de la chaleur livrée par les réseaux de chaleur (échelle de droite) [3]

1.4. Cadre réglementaire en France

La plupart des pays dans le monde se sont engagés sur des actions communes pour lutter contre le dérèglement climatique. Dans un contexte réglementaire spécifique à chaque pays et devenant de plus en plus stricte, l'intégration des énergies renouvelables ou bien les seuils des émissions de CO2 sont des contraintes à respecter. L'Union européenne (UE) a adopté un cadre commun de mesures visant à promouvoir l'efficacité énergétique et à réaliser l'objectif de réduction de la demande d'énergie primaire pour 2020 [10].

Les objectifs du Grenelle puis de la Loi de Transition Energétique (LTECV du 18 août 2015) prévoient une multiplication par 5 d'ici 2030, en matière de chaleur produite par des énergies renouvelables et récupérables (EnR&R) livrées par les réseaux de chaleur ou de froid [11]. Plus la température du réseau est basse, plus les opportunités d'intégration de certaines sources fatales ou renouvelables (directement ou par conversion) deviennent importantes. De plus, il y a moins de pertes dans les canalisations ce qui augmente le rendement de la distribution. Ceci démontre l'importance de raisonner en « qualité d'énergie » correspondante entre la production et la demande, c'est-à-dire en énergie produite ou consommée à un certain niveau de température. [12]

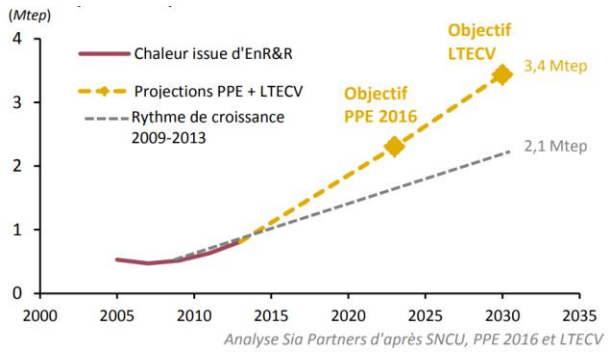

Figure 8 Perspective de production de chaleur issue d'EnR&R dans les réseaux [13]

Le verdissement des réseaux de chaleur s'intensifie et va totalement dans le sens de l'objectif de 1,35 Mtep de chaleur livrée produite par EnR&R fixé par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) pour 2018 (Figure 8, [13]). En outre, le Fonds chaleur renouvelable a été créé pour accélérer le développement de la chaleur à partir d'énergies renouvelables et de récupération. Ce fonds a permis, depuis sa mise en place en 2009, de concrétiser de nombreux projets en les rendant compétitifs par rapport à des installations recourant à des énergies fossiles.

2. Réseaux de chaleur : Enjeux

2.1. Les réseaux de chaleur aujourd'hui

Les réseaux de chauffage urbain (RCU) sont utilisés depuis 1900 pour fournir de la chaleur dans les zones urbaines. Les systèmes décentralisés transportant de la vapeur (RCU de 1ère génération) sont remplacés aujourd'hui par des systèmes de transport d'eau à environ 100°C (RCU de 3ème génération). Cette technologie est développée dans la plupart des grandes villes d'Europe [14]. En effet, les réseaux de vapeur intégrant des équipements lourds, ont été remplacés par des réseaux mixtes centralisés-décentralisés, afin d'optimiser la production et la distribution (Figure 9). La 4ème génération des RCU, en cours de développement, permettra de relever les défis de la faible demande des bâtiments à haute performance énergétique d'un côté, et de l'intégration des énergies renouvelables de l'autre [6] .

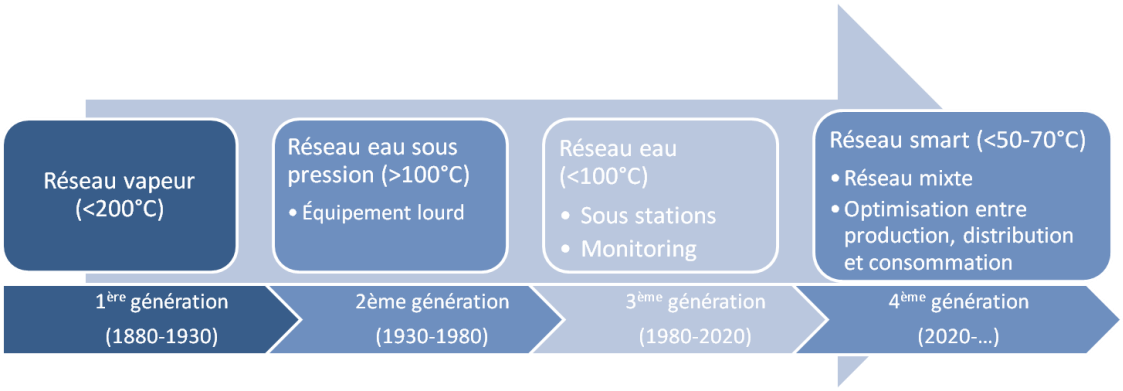

Figure 9 Historique des réseaux de chaleur

Au cours des dernières années, les approches de conception et de pilotage des systèmes énergétiques ont connu des développements importants. La production de chaleur décentralisée ainsi que le développement de plusieurs typologies et équipements de conversion et de stockage deviennent de plus en plus répandus. Ceci implique une multiplication des configurations possibles lors de la conception d'un réseau de chaleur, compliquant le travail de conception.

Le schéma présenté en Figure 10 permet de visualiser les différents facteurs impliqués dans un réseau énergétique tertiaire, ainsi que les relations entre eux. Nous distinguons :

- *Les différentes sources de chaleur (ou de froid).*
  Il s'agit des sources de nature renouvelable (solaire, géothermie, air, mer..), de nature renouvelée (chaleur fatale, déchets..) ou d'autre nature (combustible). Elles sont liées directement aux réseaux, dans le cas de la chaleur fatale industrielle, ou aux différents moyens de conversion.

- *Les moyens de conversion (chaudière, cogénération,..).*
  Chaque moyen de production peut produire à différents niveaux de température. La production peut être centralisée ou décentralisée, c'est-à-dire placée dans l'espace en fonction des contraintes ou opportunités présentées. Les interactions avec les réseaux, sur la ligne d'aller ou de retour, permettent la récupération ou l'injection de la chaleur.
  En outre, les équipements de conversion (PAC, ORC..) permettent de coupler une puissance de chauffage ou de refroidissement, avec une puissance électrique consommée ou produite. Ces équipements peuvent être connectés aux réseaux (centralisés) ou installés chez le consommateur (décentralisés). Ils peuvent être placés en série ou en parallèle.
- *Les consommateurs.*
  Chaque consommateur représente un ensemble des besoins énergétiques à différents niveaux de température. Il est connecté aux réseaux, en faisant appel si besoin à des moyens de conversion. Ils peuvent être placés en série ou en parallèle du réseau.
- *Les moyens de stockage.*
  Il s'agit de stocks de chaleur (ou de froid), connectés aux réseaux, permettant de dissocier la production de la consommation.
- *Les réseaux.*
  Les réseaux de chaleur et de froid permettent le transport de l'énergie (via des fluides) entre les lieux de la production et de consommation de la chaleur. Des interactions avec le réseau électrique sont aussi prises en compte.

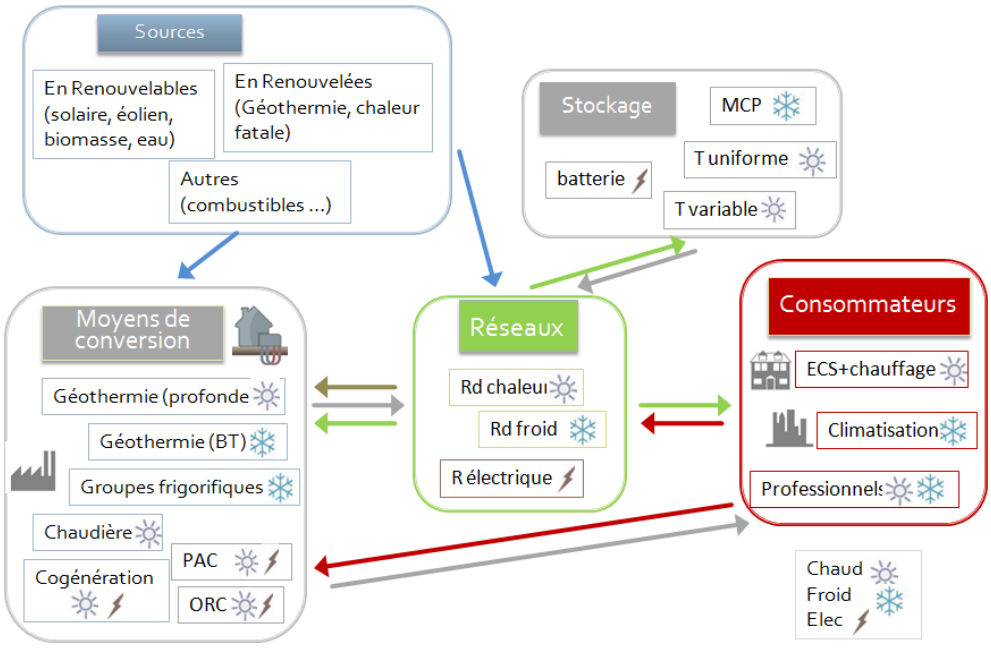

Figure 10 Schéma représentant les différents acteurs d'un réseau de chaleur et de froid urbain

Selon CEREMA, appui aux politiques publiques, le développement des réseaux de chaleur renouvelable peut se faire suivant 3 axes complémentaires[1] : (a) en augmentant la part des

[1] Pôle Réseaux de Chaleur – Cerema

énergies de sources renouvelables ou de récupération dans le mix de production pour des réseaux existants, (b) en raccordant des nouveaux bâtiments ou en densifiant les réseaux existants, et (c) en créant de nouveaux réseaux. A l'échelle d'une ville ou d'une agglomération, ces différents axes peuvent être combinés les uns aux autres, en fonction des spécificités de chaque quartier.

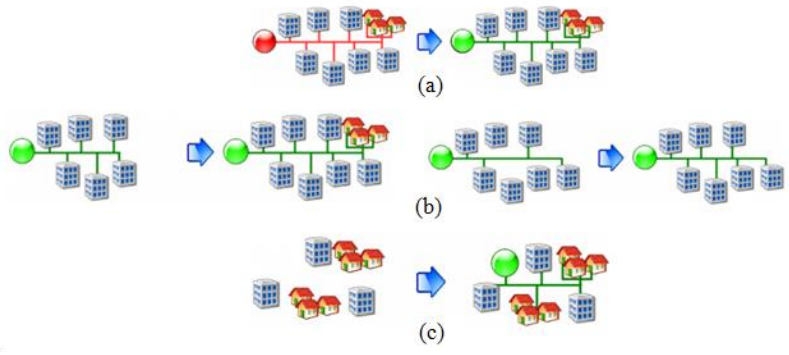

Figure 11 Axes de développement des réseaux de chaleur renouvelable (source : CEREMA)

Pour le moment, la conception et l'opération des RCU dépendent principalement de l'expérience du personnel des installations de production et de certaines règles mises en place par les experts : la température d'alimentation est maintenue constante (à plus de 80 ° C) et le débit massique est adapté en fonction de la température de retour. Quand la température de retour est élevée, ceci signifie que le besoin de chaleur est plus faible que celui initialement prévu et donc le débit massique à injecter est diminué. De plus, le schéma de base des réseaux aujourd'hui est fortement centralisé ; il consiste en un site de production principale, avec des chaudières de secours, pour assurer la production de chaleur.

2.2. Les réseaux de chaleur de 4ème génération

Le chauffage et le refroidissement urbains ont un rôle très important à jouer dans les futurs systèmes énergétiques durables, y compris les systèmes d'énergie renouvelable à 100%, mais la génération actuelle de technologies de chauffage et de refroidissement urbains devra être développée davantage.

La 4ème génération de réseaux de chaleur est un concept en cours de développement en vue de répondre aux défis combinés du développement de bâtiments basse consommation et des réseaux intelligents intégrant des énergies renouvelables, c'est-à-dire des réseaux électriques et thermiques intégrés [15].

L'existence aujourd'hui d'un grand nombre de technologies pour la production et la récupération de la chaleur complexifie la problématique d'optimisation et oriente vers une approche multi-échelle, c'est-à-dire, une approche qui prend en compte la topologie et la dynamique des systèmes afin de proposer des réseaux souples et flexibles. En effet, les besoins de chaud et de froid, ainsi que les sources d'énergie renouvelable ou renouvelée, présentent des variations à deux échelles de temps (journalière et saisonnière). L'intégration énergétique d'un tel système doit tenir compte de la dynamique et peut s'appuyer sur des systèmes thermodynamiques de conversion (PAC, cogénération…) ainsi que des moyens de

stockage thermique (journaliers et saisonniers).

Ainsi, pour les réseaux de chaleur de nouvelle génération, un raisonnement en débit-température et non en puissance seulement, est primordial. En effet, le volume de la chaleur résiduelle ou des énergies renouvelables est très important à des niveaux de température bas et très bas. En Norvège par exemple, 47% du volume de la chaleur fatale produite (20TWh) est de moins de 60°C. [16]

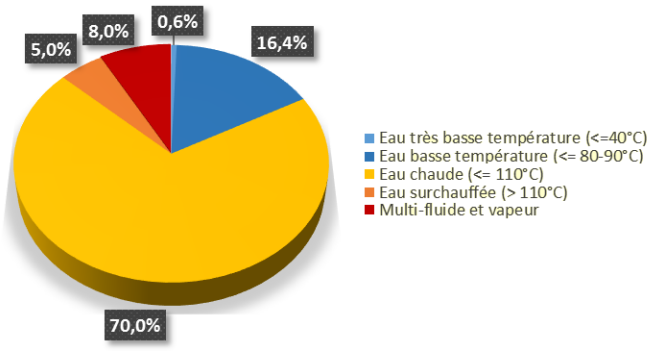

Figure 12 Température d'alimentation en nombre des réseaux de chaleur en France [9]

Le concept des réseaux intelligents de chaleur contient les notions :

- D'une production centralisée et décentralisée
- De l'intégration des sources à basse température
- Des configurations complexes impliquant l'interaction avec les consommateurs

Les travaux sur la nouvelle génération des réseaux de distribution portent principalement sur la diminution des températures d'alimentation, la diminution des températures de retour ainsi que sur des nouvelles technologies et configurations.

La diminution du régime de température du fluide caloporteur (passage d'un régime 90°C aller/70°C retour à un régime 75°C/35°C en moyenne) permet par exemple de diminuer de près de 50% les pertes thermiques sur le réseau de distribution [17].

Krisjtansson et al. [18] ont étudié différentes configurations pour les tuyaux du réseau (Figure 13). Le réseau tri-tube est introduit, avec deux tuyaux d'alimentation et un tuyau pour le retour. Une diminution des pertes thermiques de l'ordre de 45% par rapport au réseau classique bitube est calculée.

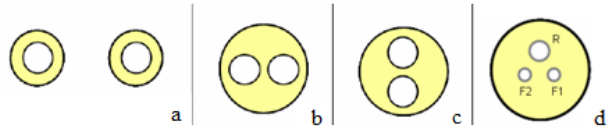

Figure 13 Différentes configurations pour les tuyaux [19] : a. Réseau bitube : deux tuyaux séparés, b. Réseau bi-tube : tuyaux placés à l'horizontal, c. Réseau bi-tube : tuyaux à la vertical, d. Réseau tri-tube : F1 et F2 l'alimentation, R le retour.

Averfalk et al. [20] se sont concentrés sur les améliorations techniques requises pour les réseaux de chaleur, afin d'améliorer leur viabilité dans le futur. Ils concluent qu'une solution tri-tube, avec un tuyau de recirculation, peut être bénéfique dans le contexte contemporain ainsi que dans le contexte futur, car cela génère des températures de retour plus faibles.

Kofinger et al. [21] ont travaillé sur l'implémentation des cascades énergétiques afin de réduire la température de retour du réseau. Le flux de retour provenant des consommateurs de haute température est utilisé afin de servir les consommateurs à plus basse température. Différentes typologies de cascades énergétiques sont présentées dans la Figure 14. Le retour provenant des consommateurs à haute température (HTC) peut alimenter les consommateurs à basse température (LTC) selon plusieurs configurations : soit indirectement via la ligne de retour du réseau, soit directement, via une interconnexion entre les différents bâtiments.

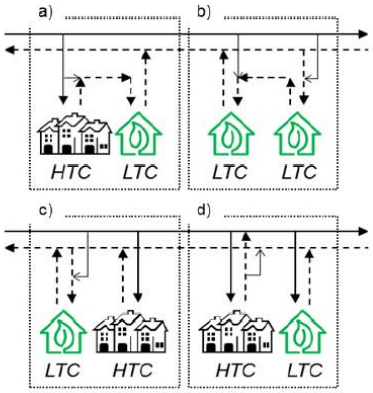

Figure 14 Typologies des cascades énergétiques : a. Utilisation directe du retour, b. double cascade, c. cascade indirecte via le retour, d. cascade indirecte via l'aller [21]

Il existe aujourd'hui certains réseaux tri-tubes (à Klagenfurt, à Berlin, à Chevilly Larue à titre indicatif), non conçus à l'aide d'une méthodologie générique et systématique. L'enjeu de nos travaux est de pouvoir définir le mix énergétique optimal, en tenant en compte des contraintes imposées par les futurs systèmes énergétiques. Pour cela, les réseaux de chaleur, dits de 4ème génération sont investigués. Il apparait donc nécessaire de développer une méthodologie et un outil de conception optimisée des réseaux de chaleur et de froid urbains qui allie efficacité, flexibilité et innovation. Afin de proposer une méthode pour la conception optimisée des réseaux de 4ème génération, trois éléments sont indispensables :

- La considération des niveaux de température pour les sources de chaleur et pour les besoins
- La considération de la dynamique du problème avec l'intégration des moyens de stockage
- La considération des typologies complexes, que ça soit au niveau des contraintes topologiques, réseau linéaire et maillé, ou au niveau des configurations, réseau bitube, tri-tube.

C'est autour de ces trois axes que se base la méthodologie qui est développée.

2.3. Problématiques sur l'optimisation d'un réseau de chaleur

Optimiser un réseau de chaleur urbain est un problème complexe, à cause de la grande diversité des options technologiques, l'instabilité des prix des énergies et la fluctuation (journalière et annuelle) de la consommation. Le défi consiste à produire des énergies de plus en plus propres, en minimisant la consommation des ressources fossiles et des émissions de polluants, tout en garantissant la demande énergétique. Les contraintes environnementales deviennent ainsi de plus en plus importantes, nécessitant une optimisation considérant à la fois les impacts énergétiques, économiques et environnementaux des systèmes.

En ce qui concerne la température du réseau, nous distinguons deux grandes familles, les réseaux à haute et à basse température. Un réseau à basse température est très intéressant car il permet d'intégrer des systèmes de conversion de type pompe à chaleur ou cogénération et des énergies de provenance renouvelable et de récupération (EnR&R). Cependant, il existe une contradiction entre l'énergie transportée, le coût hydraulique et le coût d'investissement. A puissance égale et à la même température de retour, plus la température de départ du réseau est basse et plus les coûts de pompage sont élevés. Le Tableau 1 présente l'influence des paramètres clés du réseau sur le coût.

Tableau 1 Interdépendance entre les paramètres d'un réseau de chaleur

$\Delta T_{depart\text{-}retour} \uparrow$		• Puissance ↑
	$T_{retour} \downarrow$	• Récupération max au niveau de l'usine • € canalisation ↓
Débit massique ↓		• Pompage ↓ • Meilleur efficacité opérationnelle du système • € canalisation ↓

Si la différence entre la température d'alimentation et de retour du réseau est élevée, il est possible de transporter plus de chaleur (en termes de puissance) avec un débit plus faible. Ainsi, le coût du système de transport (coûts de pompage et coûts de canalisations) peut être diminué. De plus, diminuer d'avantage la température du retour permet d'intégrer de moyens de chaleur à basse température et conduit à moins de pertes de chaleur.

La conception optimisée des réseaux de chaleur et de froid urbains doit considérer l'échelle dynamique ainsi que l'échelle du transport de l'énergie. Les problématiques sont classées par rapport à l'acteur concerné, notamment la production, la demande, les équipements de conversion, les moyens de stockage et le réseau.

Il existe donc trois échelles de travail différentes :

- **L'échelle temporelle**, qui prend en compte la fluctuation des profils de production et de demande dans le temps ;
- **L'échelle territoriale**, qui considère l'emplacement des différents moyens et les interactions entre eux et avec le réseau ;
- **L'architecture du réseau**, qui permet ou non l'injection, la récupération et le stockage de la chaleur via le réseau.

Ces échelles interagissent de façon complexe quand il s'agit de couvrir les thématiques du mix de production et des autres moyens de conversion et de stockage, ainsi que de la topologie du réseau.

Le tableau ci-dessous permet de synthétiser les différentes problématiques liées à la conception optimisée d'un réseau énergétique urbain :

Tableau 2 Problématiques sur les réseaux urbains

	Statique → dynamique	***Echelle locale → Echelle territoriale***
Modélisation besoins	• Incertitudes à considérer • Différence par rapport à l'usage (habitation, tertiaire, hôpitaux)	• A quelle échelle? (regroupement par géographie, par utilisation..)
Systèmes de conversion	• Modélisation (précision) • Echelles de fonctionnement (nominale, réelle)	• Emplacement : libre ou déjà défini • Centralisé, décentralisé?
Systèmes de transfert	• Dimensionnement échangeurs • Dimensionnement canalisations	• Typologie du réseau (linéaire, maillé) Réseau mixte centralisé, décentralisé
Stockage	• Journalier , saisonnier ?	• A quelle échelle? Réseau/Production VS habitat

Plus précisément, il existe plusieurs typologies pour un réseau de chaleur, dépendant de l'emplacement des moyens de production, de la distance et la densité énergétique de la demande. Les 2 typologies les plus représentatives, un réseau linéaire et un réseau maillé, sont illustrées dans la Figure 15.

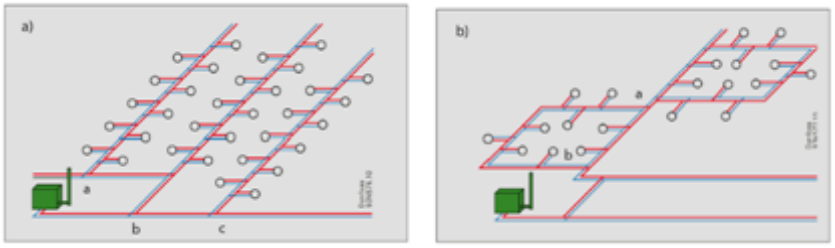

Figure 15 Typologies pour le réseau de chaleur : a. Réseau linéaire, b. Réseau maillé [22]

3. Méthodes d’analyse et d’optimisation des systèmes énergétiques

Afin d’analyser la problématique de conception des réseaux de chaleur urbains, un état de l’art qui présente les différentes approches et méthodes est effectué. Celui-ci présente d’abord celles qui traitent de l’intégration énergétique. Il s'agit des méthodes issues du monde industriel. L’intégration énergétique traite des procédés continus ou variables dans le temps pour atteindre une haute efficacité énergétique. L’étude de ces méthodes permet d’identifier celles les plus proches et applicables à l’étude des réseaux de chaleur et de froid urbains.

Ensuite, les méthodes permettant de traiter les réseaux urbains sont présentées. Une distinction entre les approches pour la conception ou pour l’opération des réseaux est effectuée. Des méthodes d’agrégation temporelle du problème sont investiguées. Des approches méthodologiques, que ça soit au niveau de la formulation mathématique ou de la hiérarchisation des étapes pour la résolution sont aussi évoquées.

A l'issue de cet état de l’art, il est donc possible d'identifier le contexte de cette thèse, de bien situer sa problématique et de définir une approche adaptée.

3.1. Intégration énergétique

Il existe deux grandes familles regroupant les méthodes pour résoudre un problème d’intégration énergétique. Nous distinguons les méthodes, dites graphiques, et les modèles mathématiques.

La première méthode « «graphique » a été développée par Linhoff [23]. Cette méthode, appelée méthode du pincement consiste à imposer une différence de température entre les différents flux en délimitant des régions de température où les échanges de chaleur sont possibles. La puissance des machines de calcul de plus en plus élevée et un besoin de précision et d’intégration de critères pratiques et économiques, ont rendu très intéressantes les approches via des modèles mathématiques.

Les approches concernant l'intégration énergétique sont présentées schématiquement dans la Figure 16.

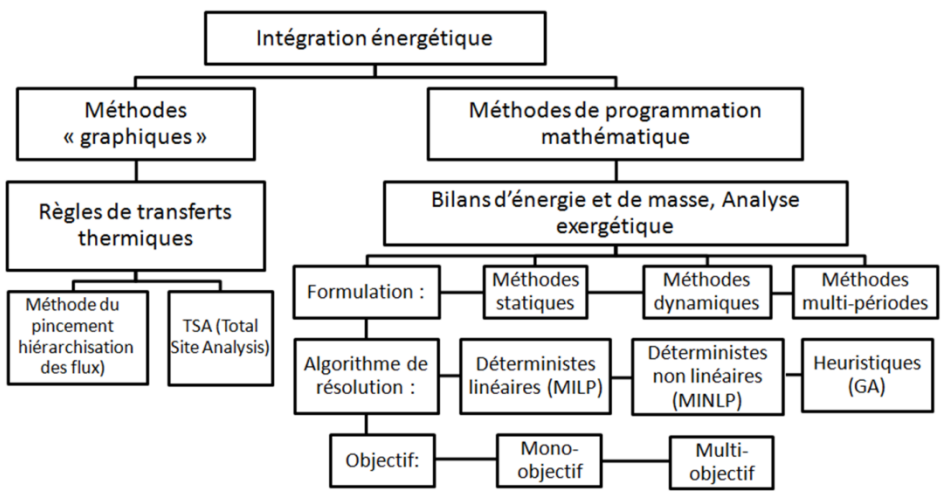

Figure 16 Approches de l'intégration énergétique

3.1.1. Intégration énergétique : Méthodes « graphiques »

L'analyse exergétique permet de hiérarchiser les sources de pertes de chaleur et de structurer l'utilisation de l'énergie, notamment via des systèmes de conversion thermodynamiques. La définition de l'exergie découle de l'association du premier et du deuxième principe de la thermodynamique. L'exergie correspond à la part maximale d'énergie qui peut être transformée en travail par rapport à un référentiel de température. La destruction de l'exergie est donc à minimiser, car cela correspond à une dégradation de la qualité d'une quantité énergétique.

La méthode du pincement dérive également du deuxième principe de la thermodynamique. Elle permet de traiter les phénomènes de transfert thermique en hiérarchisant l'utilisation de la chaleur. Il s'agit d'une méthode graphique, permettant de visualiser rapidement les flux d'un site industriel, les opportunités de récupération d'énergie et les synergies. Une fois les flux de chaleur identifiés, la méthode du pincement permet de définir l'Énergie Minimale Requise (EMR) qui est la quantité minimale d'énergie chaude et froide que doivent fournir les utilités si tout le potentiel de récupération d'énergie interne au procédé a été valorisé.

Cependant, l'utilisation de la méthode de pincement n'est pas adaptée pour répondre aux problématiques à l'échelle territoriale car elle ne considère pas un réseau qui transport l'énergie d'un site à un autre. L'intégration des réseaux urbains est primordiale afin de rendre faisables les différents échanges entre sites. Pour l'intégration énergétique à l'échelle d'un territoire industriel la méthode la plus répandue est la TSA (Total Site Analysis).

La 'Total Site Analysis', commence par une analyse dérivée de la méthode du pincement. Les grandes courbes composites de chaque site sont construites. Les puits représentent les régions en déficit énergétique, et les sources celles qui ont un excès. Ainsi un réseau, qui collecte la chaleur excédentaire de la source pour la fournir aux puits, peut être conçu.

Quand l'analyse vise l'évaluation de l'intérêt combiné des réseaux ainsi que les possibilités ouvertes par des systèmes de conversion de l'énergie, il est nécessaire de faire appel simultanément aux méthodes d'intégration énergétique (TSA) et à l'analyse exergétique. Cet objectif peut être atteint avec les deux méthodes mentionnées mais leur extension pour couvrir d'autres aspects opérationnels et géographiques sera limitée avec la TSA qui reste graphique.
L'utilisation de la programmation mathématique permet, en plus des autres aspects, d'introduire plus aisément les aspects temporels qui ne peuvent pas être pris en compte graphiquement. L'approche mathématique permettra de formuler un modèle qui donnera la solution optimale pour les échelles étudiées et pour différents critères économique et énergétique en une même étape.

3.1.2. Méthodes de programmation mathématique

L'optimisation par des méthodes mathématiques implique l'écriture du problème physique pour représenter les bilans d'énergie, d'exergie et d'autres bilans hydrauliques ou économiques et en même temps respectant les contraintes imposées par les différentes approches mathématiques. Il s'agit de définir les éléments suivants :

- Paramètres
- Variables de décision
- Contraintes (linéaires, quadratiques, …)
- Fonction objectif (mono objectif, multi objectif)

Afin de définir quelle est la méthode la plus adéquate à la résolution du problème étudiée, il est important de répondre aux questions suivantes :

- Quel est le type des variables (continues, discrètes)
- Existe-t-il une dépendance entre les objectifs ? (mono objectif, pondération, multi objectif)
- Quel est le type des contraintes ? (quadratiques, linéaires, …)
- Existe-t-il des connaissances stochastiques (pseudo-aléatoires) ou des incertitudes ?
- Quelle est la taille du problème et la complexité pour l'algorithme ? (complexité en temps- quantité d'opérations, complexité en espace-quantité d'information à stocker)

Les différentes méthodes de modélisation et de résolution sont regroupées ci-dessous :

- Méthodes linéaires / non linéaires
- Programmation combinatoire
- Programmation quadratique
- Programmation dynamique
- Méthodes énumératives
- Méthodes méta-heuristiques

Les contraintes de chaque méthode, ainsi que les domaines les plus adaptés pour leur utilisation sont regroupés dans le tableau suivant (Tableau 3) :

Tableau 3 Approches mathématiques d'optimisation

	Domaine d'utilisation	*Atouts*	*Limites*
Programmation linéaire combinatoire	- Equations linéaires - Variables de décision discrètes et continues	- Optimum global	- Temps de calcul élevé pour les grands problèmes
Programmation non linéaire combinatoire Programmation dynamique, Programmation par contraintes (PPC)	- Equations non linéaires - Variables de décision discrètes et continues	- Peut être plus rapide que MILP pour les grands problèmes	- Optimum global non assuré en cas d'un problème non convexe
Méthodes méta-heuristiques	- Equations non linéaires	- Robustesse face aux incertitudes - Temps de calcul faible	- Optimum global pas garanti - Phases de test nécessaires - Contrôle des facteurs d'exploration - Fonction objective facile à calculer

Le choix de formulation mathématique sous forme d'un problème linéaire et combinatoire n'est pas incompatible avec la modélisation de réseau de chaleur sachant qu'il est possible de linéariser les contraintes non linéaires avec perte de précision maîtrisée. Le système peut être représenté comme une suite de régimes permanents par intervalle de temps.

En outre, plusieurs méthodes d'optimisation non linéaire, avec l'aide des algorithmes génériques sont présentées dans la littérature. Le paragraphe suivant permet de synthétiser une grande partie des méthodologies traitant des réseaux urbains.

3.2. Optimisation des réseaux de chaleur - échelle urbaine

Le problème de l'optimisation des réseaux de chaleur consiste à déterminer, selon un scénario de demande énergétique donné, des combinaisons d'équipements et de leur mode de fonctionnement qui minimisent une certaine fonction de coût, tout en satisfaisant des contraintes.

Les méthodes de programmation mathématique traitant l'intégration énergétique des réseaux de chaleur sont nombreuses. Les méthodes directes comprennent les modèles linéaires (LP) avec des contraintes et une fonction objectif linéaires, les modèles non linéaires (NLP) et les modèles mixtes, avec des variables continues et des variables binaires (MILP et MINLP). Des méthodes méta-heuristiques telles que les algorithmes génétiques (GA) sont également utilisées [24] , [25] , [26] .

La littérature sur les systèmes énergétiques est très riche. Elle est amplifiée, en particulier au cours de la dernière décennie, et différents outils tels que la programmation mathématique ou les approches de simulation ont été utilisées pour la conception et opération des systèmes, à

long terme et à court terme. Non seulement les outils et méthodes appliqués, mais aussi différents domaines d'étude (du bâtiment au quartier) ont été présentés dans les études. Les différentes technologies, centralisées ou décentralisées, de production ont ainsi été étudiées. Outre la partie production, le réseau lui-même, ainsi que la demande et l'impact environnemental des moyens, doivent être pris en compte pour une optimisation simultanée.

Différentes études mettent l'accent sur des indicateurs économiques afin de concevoir des systèmes énergétiques. Les modèles sont mono ou multi-objectifs, en linéaire ou en non-linéaire, et considèrent diverses contraintes et conditions aux limites.

Une revue de littérature a été réalisée afin d'étudier les approches d'optimisation existantes pour les RCU. Les articles les plus pertinents par rapport à la problématique traitée sont énoncés ci-dessous. Ceci permet d'identifier les avantages de ces approches, leur domaine d'applicabilité et leur capacité de proposer une optimisation systématique de l'architecture du RCU tout en répondant à notre objectif. D'abord sont présentés les articles traitant des problèmes mono-objectifs : les approches en statique et ensuite les approches en dynamique. Selon [27] 51% des modèles sont statiques, avec une tendance vers les modèles de désagrégation temporelle. Les modèles multipériodes varient entre des résolutions horaires, mensuelles et annuelles. Puis, des exemples des approches multi-objectifs sont illustrés. La notion des incertitudes est enfin évoquée. Il est souligné que seuls les modèles concernant la conception optimisée des réseaux sont explorés. Les modèles relatifs à la simulation et au contrôle du réseau ne sont pas abordés ci-dessous.

3.2.1. Approches statiques

Papoulias et Grossmann [28] ont réalisé l'optimisation des réseaux d'échangeurs de chaleur reliant différents systèmes énergétiques, en utilisant une formulation MILP. Beaucoup de travaux sont basés sur leur approche. Une discrétisation au niveau de la température de chaque flux considéré est effectuée. Cependant, cette méthode ne prend pas en compte l'existence d'un réseau pour les échanges de chaleur.

Lorsque l'on considère l'échelle territoriale, plusieurs travaux permettent d'optimiser le RCU. Farhat [29] par exemple, propose une méthodologie linéaire pour l'intégration énergétique à l'échelle territoriale, en intégrant énergétiquement des sites industriels. Cette méthodologie permet de concevoir le schéma d'intégration énergétique en minimisant les coûts d'investissement et d'exploitation. Néanmoins, il ne peut gérer que les topologies de réseau linéaires en bitube.

Fang et al., [30] ont également travaillé sur l'optimisation des coûts d'un RCU en termes de production et de distribution de la chaleur. La température d'alimentation est optimisée à l'aide d'un algorithme génétique, en tenant compte de la production décentralisée. La méthode est itérative et les coûts de production sont indépendants des températures du réseau.

Mertz et al. [31] ont également travaillé sur l'optimisation du réseau et des unités de production de chaleur d'un RCU. Un algorithme non linéaire mixte, en variables continues et

entières, prend en compte les pertes de chaleur et les pertes de charge dans le réseau afin de minimiser les coûts totaux. Leur approche peut également prendre en compte les connexions en cascade entre les clients. Cependant, les coûts de production et l'efficacité ne sont pas liés à la température du réseau, ce qui ne garantit pas une conception optimale pour les systèmes thermodynamiques.

Aucune des approches énoncées ci-dessus ne tient compte de l'échelle temporelle. Cependant, considérer la fluctuation des flux dans le temps, que ce soit pour du chauffage ou pour du refroidissement, au niveau de la production et / ou de la demande, revêt une grande importance pour les réseaux urbains. Les solveurs commercialisés étant devenus plus puissants et efficaces, plusieurs applications concernant l'optimisation de la conception des systèmes de production d'énergie en multi-période ont été publiées.

3.2.2. Approches dynamiques

L'approche multi-périodes permet d'approximer la fluctuation d'une variable (les quantités de chaleur) en fonction du temps, en divisant la durée étudiée sur des périodes d'opération typiques de fonctionnement. Pour chacune de ces périodes; le système est considéré comme étant en régime permanent. Certaines approches sont décrites ci-dessous.

3.2.2.1. Modèles linéaires

Bischi et al. [32] proposent un modèle MILP pour la planification de l'opération des systèmes énergétiques. La température ambiante a un impact sur la performance de chaque technologie, prédéfinit via une équation. Deux niveaux de température sont considérés pour la chaleur, demandée ou produite ; la 'haute' et la 'basse' température.

Haikarainen et al. [33] ont travaillé sur une formulation MILP pour l'optimisation structurelle et opérationnelle d'un RCU. La configuration du réseau, plusieurs sites de production de chaleur et des moyens de stockage sont pris en compte. Une topologie linéaire en bitube est envisagée pour le réseau. Les niveaux de température des flux ne sont pas considérés, rendant impossible l'intégration de sources d'énergie renouvelables avec la formulation actuelle.

Omu et al. [34] ont développé un modèle MILP pour la minimisation des coûts totaux des systèmes énergétiques. Les échanges locaux sont priorisés par rapport aux échanges réseau et les niveaux de température ne sont pas considérés. Des moyens de stockage ne sont pas considérés non plus.

Salame [35], [36] a développé un modèle MILP en multi-périodes qui prend en compte des moyens de conversion comme des PAC et des ORC. Deux types de périodes (mini et macro-période) sont définis, permettant de gérer de manière indépendante l'opération du stockage d'énergie (intégré sur les micro-périodes) et l'investissement (intégré sur les macro-périodes). Différents niveaux de température sont considérés pour l'intégration thermique des flux ; cependant, le réseau lui-même n'est pas modélisé.

Samsalti et al. [37] ont travaillé sur un modèle MILP pour l'optimisation des réseaux de chaleur. Les bilans énergétiques considèrent uniquement les puissances et non pas les niveaux de température.

Soderman et Ahtila [38] ont développé une méthodologie en MILP, en mono objectif, visant à concevoir le réseau et à dimensionner les échangeurs de chaleur, appliquée dans le cas de l'intégration énergétique des grands parcs industriels. La méthodologie ne considère pas d'autres systèmes de conversion ni des contraintes environnementales.

Vesterlund et al. [39], [40] se sont intéressés à l'optimisation d'un RCU multi-sources, de structures maillées, permettant l'intégration de nouveaux clients dans le réseau existant. Un couplage de la simulation, en ce qui concerne le réseau (effectué sous Simulink) et de l'optimisation, en ce qui concerne le planning de la production (avec un algorithme en MILP) est introduit. Un modèle très détaillé du réseau est inclus, mais en termes de conception, la température d'alimentation du réseau est considérée constante, seuls les coûts d'opération sont minimisés et des moyens de stockage ne sont pas prévus. Dans un autre article [41] les auteurs traitent l'optimisation des réseaux multi-sources en MILP. La température d'alimentation est optimisée toute au long du réseau, en considérant une température fixe au départ d'un certain site. Leur étude résulte que la diminution de la température d'alimentation, et donc des pertes thermiques, entraine une diminution des coûts opérationnels. L'augmentation des coûts de pompage liés au débit plus élevé reste inférieure.

Yang et al. [42] se concentrent sur la linéarisation du problème de design en raisonnant en puissance et en jours types. Le réseau considéré est bi-tube.

Un outil pour la gestion des composants du système est le 'energy hub' où la production, conversion, stockage et consommation des différents vecteurs d'énergie a lieu [43]. Marquant et al. [44] proposent une approche en 'energy hub' pour l'optimisation des problèmes énergétiques. Une approche ascendante, en résolvant chaque échelle du problème (du bâtiment à l'urbain) séparément est proposée. Le choix entre des systèmes centralisés et décentralisés est fait. Orehouning et al.[45] se concentrent également sur l'optimisation du système énergétique à l'échelle du quartier via une approche 'energy hub'. Le bilan énergétique se fait uniquement en puissance.

3.2.2.2. Modèles non linéaires

A cause de la formulation mathématique du problème, le modèle MINLP contient des équations non-convexes [46] . La plupart de ces non-convexités sont liés aux termes bilinéaires des contraintes liant la puissance aux débits et températures des flux (bilan d'énergie). Le non convexité du problème signifie que l'optimum global ne peut pas être garanti. Il est toutefois possible de repérer de « bons » optimum locaux, en comparant différents résultats du modèle selon différentes initialisations.

Wang et al. [47] proposent un modèle non linéaire sut l'optimisation opérationnelle d'un réseau de chaleur maillé. L'algorithme du gradient est utilisé.

Liu et al. [48] proposent une reformulation du problème MINLP en NLP , en intégrant une variable continue qui prendra la valeur 0 quand la technologie n'est pas activée, et "presque" 1 car la technologie sera effective. Il s'agit d'un problème en mono-période, appliqué pour une problématique industrielle.

Savola et al. [46] proposent un modèle en MINLP pour l'optimisation des centrales de cogénération à petite échelle et leur intégration au réseau de chauffage urbain.

3.2.3. Approches multi-objectifs

Les problèmes d'optimisation peuvent être mono-objectifs ou multi-objectifs. La plupart des modèles se concentrent sur la minimisation du coût total annualisé [49]. Cependant, les configurations correspondant aux coûts minimaux peuvent être incompatibles avec les objectifs environnementaux en vigueur. Il est donc possible d'intégrer les perspectives environnementales, soit sous forme de contraintes, par exemple émissions maximales de CO2 à respecter, soit sous forme de coût supplémentaire pour l'opération du système, soit en utilisant des approches multi-objectifs.

Falke et al. [49] utilisent un algorithme évolutif pour l'optimisation multi-objectif des systèmes multi-énergie. Le problème d'optimisation est décomposé en trois sous-problèmes. Des configurations de réseaux maillés ne peuvent cependant pas être considérées.

Fazlollahi et al., [50], [51], [52] [53], proposent une stratégie d'optimisation multi-période pour la conception de réseaux de chaleur urbain. La spatialisation du réseau de distribution et le transport de l'énergie sont pris en compte. Après la sélection des périodes représentatives, les tuyaux sont dimensionnés en fonction des valeurs maximales pour les flux thermiques identifiés. La typologie du réseau est optimisée en intégrant des technologies de production de chaleur et des systèmes de stockage. Par ailleurs, la température de départ est un paramètre d'entrée, et la production est centralisée. Ainsi, cette méthode de dimensionnement basée uniquement sur le flux thermique maximal ne garantit pas la meilleure rentabilité du réseau.

Molyneaux et al. [54] ont également travaillé sur l'optimisation multi-objectif d'un réseau de chaleur en intégrant des pompes à chaleur décentralisées. Le modèle permet de placer soit des pompes à chaleur soit des échangeurs sur la ligne d'alimentation et la ligne de retour du réseau afin de connecter les consommateurs. La température d'alimentation pour le réseau est ainsi calculée. Un algorithme génétique est utilisé et des classes de clients sont établies en fonction de la température requise pour satisfaire les besoins. La production est ensuite décomposée. La production est toutefois centralisée, la connexion des équipements s'effectue uniquement en série et les moyens de stockage ne sont pas fournis.

Morvaj et al. [55] ont mis l'accent sur l'optimisation de la topologie, de la conception et du fonctionnement des RCU en utilisant une formulation multi-objectif en MILP. Le stockage est modélisé afin d'optimiser son état initial à chaque cycle de charge-décharge. Le réseau est aussi modélisé de façon à permettre à chaque nœud d'être producteur, consommateur ou à ne

pas réagir avec le réseau. La température d'alimentation et de retour pour le réseau est prédéfinie et constante. Les besoins en chaleur ne sont considérés que par la puissance et non par le niveau de température, en excluant de la formulation actuelle l'intégration des sources d'énergie renouvelables et d'autres moyens de conversion.

3.2.4. Incertitudes

L'estimation des demandes d'énergie pour une longue période est très complexe, surtout à cause de l'incertitude sur plusieurs paramètres, notamment climatiques et sociaux. Il est donc important que la conception optimisée d'un réseau soit suffisamment robuste afin de pouvoir répondre aux besoins énergétiques variables. Les caractéristiques économiques ou énergétiques du réseau doivent être évaluées par rapport à la robustesse du système aux incertitudes de la demande [56][57].

En effet, l'optimisation du système énergétique en tenant compte des incertitudes des données d'entrée (par exemple les prix, la demande, le potentiel renouvelable) est un sujet abordé par plusieurs chercheurs par le biais de différentes méthodologies. A titre indicatif Akbari et al. [58] considèrent les incertitudes au niveau de la demande ou des coûts des systèmes dans un modèle linéaire. Dans la plupart des modèles considérant des incertitudes, les bilans d'énergies sont effectués uniquement en puissance, ce qui exclut la possibilité d'étude des réseaux de chaleur à basse température.

3.2.5. Synthèse

Dans le passé, les différents systèmes énergétiques étaient planifiés et gérés indépendamment. Mais aujourd'hui le développement des technologies de poly-génération efficaces conduit vers des systèmes multi-énergies (SME) en intégrant des infrastructures telles que l'électricité, le gaz naturel et les réseaux de chauffage urbain (RCU) [43]. Des synergies peuvent apparaître quant à la considération des interactions entre ces systèmes.

Dans l'ensemble, pour la plupart des cas, la température du réseau et des systèmes énergétiques est prédéfinie et de simples configurations de réseau (topologies linéaires pour un réseau en bitube) sont prises en compte. D'autre part, des modèles complexes pour le RCU, nécessitant des outils de simulation détaillés, sont développés.

L'optimisation en multi objectif est également une option ; mais elle est rarement préférée à une étude de sensibilité sur certains paramètres en mono-objectif, à cause d'un temps de calcul élevé. Intégrer des incertitudes dans le modèle à développer n'est pas traité dans cette thèse. La méthodologie développée vise à fournir un cadre pour le dimensionnement optimal des moyens de production en permettant des topologies de réseaux complexes, quel que soit le degré de représentativité des données d'entrées sur l'avenir. Les résultats de ce travail pourront être étendus et implémentés dans l'optimisation des problèmes incluant des incertitudes.

4. Stockage

Les fluctuations de la demande sont indépendantes de l'état et de la disponibilité des moyens de production, ce qui fait du stockage un défi majeur pour les réseaux de chaleur urbain. Différentes technologies de stockage permettent le découplage entre la production et la demande. De plus, les moyens de stockage permettent l'intégration d'énergies renouvelables (intermittentes) dans le réseau (électrique ou thermique) et ainsi l'optimisation de la puissance installée et les performances des systèmes de conversion. Pour ces raisons, il est important d'intégrer les technologies de stockage thermique lors de la conception des réseaux urbains.
En effet, la flexibilité d'un système énergétique, via le stockage thermique, permet :

- de sécuriser l'approvisionnement d'énergie
- d'augmenter la quantité d'énergie renouvelable pouvant être utilisée par le réseau,
- de réduire la puissance nominale de la production et par conséquent les coûts d'investissement,
- d'améliorer l'efficacité énergétique des systèmes thermodynamiques (pompes à chaleur, ..).

Différentes typologies de stockage pour les réseaux de chaleur sont investiguées. Le paragraphe 4.1 présente un état de l'art de certaines approches de modélisation du stockage de chaleur.

4.1. Etat de l'art sur l'intégration du stockage thermique

Dans la littérature, différentes approches permettent d'étudier l'impact de la modélisation du stockage sur la conception du réseau de chaleur. Différentes approches (simulation ou optimisation), différentes échelles de temps (stockage saisonnier ou journalier) et différentes technologies de stockage (à température uniforme ou stockage stratifié) ont été prises en compte.

Vaivudh et al. [59] ont proposé une méthodologie pour l'intégration du stockage de chaleur sensible, avec une température uniforme. Des résultats expérimentaux ont été utilisés pour valider leur approche.

Gabrieli et al. [60] se sont concentrés sur la problématique de l'intégration du stockage saisonnier dans les systèmes multi-énergie, sous une formulation MILP du problème. Un travail de partitionnement pour le choix de jours représentatifs est effectué. Le raisonnement se fait en termes de puissance. Une distinction entre les variables de décision liées ou non liées à des variables binaires est effectuée. Les variables binaires sont déterminées en se référant sur les jours types, tandis que les variables continues sont déterminées en considérant un pas horaire pour la résolution du problème. Selon [60] ceci permet en effet de considérer

un horizon de l'année avec une résolution horaire tout en réduisant considérablement la complexité de calcul de l'optimisation du problème.

Bagdanavicius et al. [61] ont développé une méthodologie d'intégration d'un stockage stratifié, en considérant deux plages de température, haute et basse, sur Matlab / Simulink. Deux systèmes de stockage d'énergie à air comprimé sont analysés.

Steen et al. [62] se sont concentrés sur la modélisation des systèmes de stockage stratifié en MILP. L'énergie stockée à chaque instant est égale à l'énergie stockée au pas de temps précédent, plus l'énergie reçue et moins les sorties, liées aux prélèvements où aux pertes.

Fazlollahi et al. [63] ont travaillé sur la possibilité d'utiliser des réservoirs de stockage de chaleur intégrés au réseau de chauffage urbain. Cela augmenterait l'utilisation annuelle de la source de chaleur ciblée, tout en évitant un dimensionnement excessif des équipements de secours ou d'autres sources de chaleur.

4.2. Synthèse

Les approches de modélisation du stockage thermique présentées ont des hypothèses différentes pour résoudre le problème de l'optimisation. Mais dans toutes ces approches, soit le volume de stockage est prédéfini, ainsi que son état initial, soit la température du réseau de chaleur est prédéfinie. Ces méthodes, reposant sur des techniques de modélisation et d'optimisation, ne permettent pas d'adopter une approche systématique pour trouver le meilleur schéma d'intégration pour un réservoir de stockage d'énergie stratifié afin d'améliorer l'utilisation des énergies renouvelables.

Dans cette thèse, l'optimisation simultanée du volume du réservoir d'eau et de sa stratégie de fonctionnement pour un scénario donné de profils fluctuants de demande est investiguée. Le but est de proposer une approche qui permettra l'optimisation simultanée de la taille, des températures de fonctionnement et de l'opération du réservoir thermique ainsi que des différentes technologies de production d'énergie.

Cela nécessite l'introduction d'un couplage des jours successifs de l'année. En d'autres termes, pour chaque cycle de charge-décharge complet, l'énergie stockée au début du cycle doit être liée à l'énergie stockée à la fin du cycle. La résolution temporelle, étant primordiale pour l'intégration des moyens de stockage, est investiguée ensuite.

5. Réduction de la complexité du problème

5.1. Echelle temporelle

Une autre problématique pour une conception optimisée d'un réseau de chaleur est la représentation de la demande annuelle. La prise en compte des courbes journalières de la demande sur une année rend les calculs extrêmement chronophages ; il est donc nécessaire de réduire la charge de calculs en considérant un nombre limité de périodes représentatives. Actuellement, l'agrégation spatiale et / ou temporelle est couramment utilisée lors de la modélisation de systèmes énergétiques variant de la planification des installations aux scénarios nationaux.

En raison du grand nombre de variables et de contraintes liées à la recherche des différentes options technologiques, l'optimisation complète est difficilement réalisable sur une machine standard et la variabilité temporelle au cours de l'année est donc simplifiée [60]. En effet il existe un compromis entre la précision des résultats et l'effort numérique.

Pfenninger [64] a récemment présenté une analyse systématique des différentes techniques pour réduire la résolution temporelle des modèles énergétiques, y compris les tranches de temps et les jours ou semaines de conception représentatifs. L'algorithme résout un problème mixte non linéaire pour identifier l'ensemble le plus représentatif de D jours de design et attribuer à chaque jour de l'année un jour de design spécifique $d \in \{1,\ldots, D\}$, caractérisé par sa propre résolution à pas horaire.

En effet, la conception du système basée sur des profils types ne pourrait pas satisfaire la demande à chaque pas horaire, car les valeurs maximales ne sont pas maintenues. Mais pour la conception d'un réseau, ce degré de détails est satisfaisant pour le dimensionnement des équipements.

En outre, la discontinuité entre différents jours représentatifs ne permet pas l'étude du stockage saisonnier, mais une opération journalière. Il y a un décalage entre l'énergie stockée en fin journée et au début de la journée suivante.

Pfenninger [64] propose alors la représentation d'une année par des jours types, avec un pas horaire pour chaque jour. Ainsi, il est possible d'optimiser le niveau d'énergie stockée heure par heure tout en décrivant encore la variabilité de l'année en fonction des jours types. Salame [36] introduit la notion des micro et macro-périodes afin de décrire cette même fonctionnalité pour le stockage. Ces deux approches sont en adéquation avec l'intégration du stockage recherchée pour cette thèse.

5.2. Décomposition du problème global

Les problèmes de synthèse des systèmes énergétiques consistent, dans la plupart des fois, en deux sous-problèmes : un lié à la décision d'investissement (type et taille des composants) et dont les binaires sont indépendants de la période investiguée (les mêmes pour toutes les périodes), et un lié à l'opération, et dont les variables sont définies en fonction de la demande réelle à chaque période [65].

À mesure que les techniques de programmation mathématique et les capacités des machines évoluent, le spectre des applications potentielles élargit également. En revanche, de nombreux problèmes conduisent à des formulations qui dépassent les limites de calcul. Selon [66] deux approches sont disponibles pour faire surmonter les verrous numériques :

- Le partitionnement du problème global en sous-problèmes qui peuvent être résolus indépendamment. Les sous-problèmes sont liés avec un système intégré hiérarchique. La méthode est efficace quand l'interaction entre les acteurs, et donc les variables de décision, ont un impact bien délimité sur le problème global.
- La résolution du problème global selon une stratégie dépendante de la structure du problème. Appliquée quand les variables de décision sont difficilement séparables.

Dans la Figure 17 est représentée la matrice des contraintes d'un problème d'optimisation. Les colonnes représentent les variables et les lignes les contraintes. Si une variable *i* est utilisée dans une contrainte *j* alors l'emplacement *ij* est illustré en gris. Après un rangement des lignes et colonnes (parfois pas évident) il est possible d'identifier certaines configurations avec des contraintes couplées et des contraintes indépendantes [67].

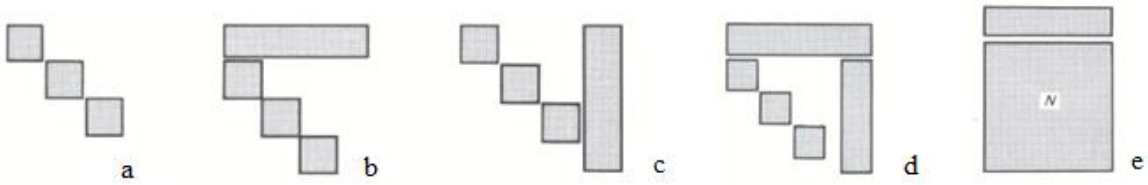

Figure 17 Différentes configurations des matrices des contraintes [66]

La structure *a* est une structure où les variables des sous-systèmes sont indépendantes. Pour la structure *b* les variables des sous-systèmes apparaissent ensemble, partageant des ressources communes représentées par des contraintes de «couplage» (première ligne). Un exemple d'une telle contrainte pourrait être une contrainte budgétaire spécifiant que la somme des dépenses de tous les sous-systèmes ne peut pas dépasser les ressources disponibles. La structure *c* introduit des variables de «couplage». Dans ce cas, les sous-systèmes interagissent seulement en s'engageant dans des activités communes. Par exemple, un certain nombre de filiales d'une entreprise pourraient s'unir dans des activités de réduction de la pollution utilisant certaines ressources de chacune des filiales.

La structure *d* inclut des couplages des variables et des couplages des contraintes. Afin de résoudre ce type de problème, une décomposition est nécessaire, où certaines variables ou contraintes complexes sont supprimées pour réduire le problème global à un problème avec des sous-problèmes indépendants. Le problème du stockage, est un tel problème de couplage temporel. Si l'on considère la variable représentant l'énergie stockée à chaque instant *t*, la contrainte de couplage est la contrainte qui lie l'état du stock entre deux périodes avec la chaleur reçue ou injectée. En plus, le volume total du stockage est une variable qui apparait dans toutes les contraintes, mais doit avoir une valeur unique.

Dans le cas des systèmes avec des grands sous-systèmes (structure *e*), il est nécessaire de développer des approches spécifiques qui prendront en compte la structure et les caractéristiques particulières de ces problèmes.

Cette séparation en sous-problèmes plus petits et indépendants a plusieurs implications. Elle permet une réduction du temps de calcul, car, le temps de calcul augmente avec le nombre des contraintes du problème. Considérer k sous-problèmes diminuerai le temps de calcul $1/k^2$ fois par rapport à la résolution du problème global. En plus, il serait possible de résoudre chaque sous-problème indépendamment et donc simultanément. Ainsi, en considérant les variables à chaque instant t comme des sous-problèmes, résoudre un problème multi-période de N périodes, est beaucoup plus lent que de résoudre N fois le même problème en considérant une seule période à chaque fois. Cette observation permet de résoudre des problèmes complexes quand il n'existe pas des contraintes de couplage entre les différentes périodes.

En outre, plusieurs problèmes à grande échelle deviennent donc plus faciles à résoudre lorsque certaines de leurs contraintes sont supprimées. La méthode de décomposition est une façon d'aborder ces problèmes. Le problème est essentiellement divisé en deux parties, l'une avec les contraintes «faciles» et l'autre avec les contraintes «plus complexes». Les solutions provenant de la résolution de la 2ème partie du problème sont utilisées pour la résolution de la 1ère partie.

Au paragraphe suivant, certaines approches pour la décomposition des problèmes d'optimisation sont présentées.

5.2.1. Approches méthodologiques de décomposition du problème en plusieurs étapes

Yokoyama et al. [26], [68], [69] proposent une méthode de décomposition pour le problème MILP afin de réduire l'effort de calcul lié à la résolution du problème initial. La formulation permet de minimiser le nombre des variables entières en considérant une discrétisation au niveau des capacités des machines réelles. Une relation hiérarchique entre les variables de design, la demande énergétique et les variables d'opération du réseau est aussi étudiée.

Pan et al, [70] proposent une méthodologie en quatre étapes, qui permet le couplage entre le système thermique et le système électrique. Ils raisonnent sur un flux quasi constant, en

considérant les effets hydrauliques et thermiques en déphasage. Une approche de décomposition intéressante, mais appliquée pour de la simulation.

Sameti et al. [71] proposent une approche en deux étapes pour l'optimisation du système énergétique à l'échelle d'un quartier. La formulation mathématique contient des variables binaires pour le design (MIP) et est multi-objectif (coût et émissions CO2 sont pris en compte). La méthodologie proposée est très proche, au niveau de la problématique traitée, de celle développée pour la thèse. La configuration du réseau, et donc la possibilité de la connexion ou pas de chaque bâtiment sur le réseau selon des critères économiques est évoquée. Néanmoins, seulement des réseaux bi-tubes peuvent être traités et des moyens de stockage ne sont pas intégrés.

Jagannath et al. [72] proposent une nouvelle stratégie séquentielle pour la résolution du problème d'allocation des ressources des réseaux d'eau. Des problèmes MINLP et RMINLP (MINLP relaxé) sont résolus de façon séquentielle, et la solution optimale obtenue est comparée et validée par des cas tests de taille moyenne dans la littérature.

Zhou et al. [73] et Yang et al. [74] se sont concentrés sur une approche en deux étapes pour la résolution du problème énergétique, en considérant les incertitudes. La solution sous une formulation MILP est comparée à celle obtenue via l'algorithme génétique. Les niveaux de températures ne sont pas considérés.

Elsido et al. [75] s'intéresse à la décomposition d'un problème MINLP. Le raisonnement se fait en puissance.

Bahl et al. [76] se concentrent sur l'agrégation des séries temporelles quant à la considération des problèmes énergétiques. Une approche en deux étapes est illustrée.

Il est en outre possible de reformuler les équations afin de faciliter la résolution du problème global. Par exemple, il existe de nombreuses stratégies pour rendre convexe un problème d'optimisation non convexe [77] , [78] et [79] . Une méthode pour rendre convexe qui pourrait être utilisée pour les termes bilinéaires dans un modèle MINLP est la méthode de l'enveloppe convexe pour les termes bilinéaires développée par McCormick [80]. Ces méthodes demandent une bonne maitrise des théorèmes mathématiques associés et peuvent être appliquées une fois le modèle mathématique défini. Appliquer ces méthodes n'est pas dans le périmètre du travail réalisé, mais il serait intéressant de les investiguer dans la suite de ces travaux.

5.3. Synthèse

Dans les approches précédentes, différentes simplifications doivent être faites pour faire face à la complexité de résolution du problème d'optimisation. Une première simplification consiste en la négligence des systèmes de stockage, afin de réduire les contraintes liées au couplage temporel. Une autre approche est de réduire l'échelle temporelle considérée, en

utilisant des périodes représentatives. En outre, la complexité numérique augmente de façon exponentielle avec la taille du quartier considéré ; il est donc recherché de limiter le nombre de nœuds du réseau de chaleur, en regroupant plusieurs bâtiments sur un nœud (par bâtiment type par exemple).

Une distinction entre les variables de décision liées ou non liées à des variables binaires peut ainsi être effectuée. Les variables binaires sont déterminées en se référant aux les jours types, tandis que les variables continues sont déterminées en considérant un pas horaire pour la résolution du problème. Selon [60] ceci permet en effet de considérer un horizon de l'année avec une résolution horaire tout en réduisant considérablement la complexité de calcul de l'optimisation problème.

Dans le développement de la méthodologie de ce travail de thèse, une méthode de décomposition va être recherchée, afin de pouvoir traiter des problèmes complexes. Les binaires, représentant les contraintes « complexes » peuvent être définis dans un premier temps ; et leurs valeurs injectées ensuite au problème global, dans un deuxième temps. Cette stratégie de décomposition suit la logique impliquant que la conception vient en premier et l'opération suit. Elle établit un ordre hiérarchique entre la définition de la configuration du réseau et la détermination de l’opération des moyens de production, qui est tout à fait utile pour une analyse complète d'un nouveau système énergétique de quartier.

6. Synthèse sur l'état de l'art

L'intégration des énergies renouvelables, de la chaleur fatale et du stockage local dans des systèmes complexes nécessite des modèles bidirectionnels, en circuit fermé et transitoires pour les réseaux [81]. En outre, l'intégration des sources d'énergie décentralisées devient un élément important quand à la conception de systèmes multi-énergies. Une intégration efficace nécessite un équilibre entre l'offre et la demande en termes géographiques et temporels. Des méthodes de programmation mathématique, telles que la programmation linéaire ou non linéaire, peuvent donc être implémentées pour l'optimisation des flux multi-énergie.

Les travaux cités ont permis d'avoir une vision claire des travaux déjà réalisés autour de cette problématique et de définir un angle d'attaque pour sa résolution. En s'inspirant des approches dérivées de l'intégration énergétique dans l'industrie, permettant la définition d'un mix de production, et des approches de simulation et pilotage des réseaux, il est possible de développer une méthodologie permettant la conception optimisée des réseaux.

La plupart des approches de modélisation de ces systèmes considère un comportement thermique et hydraulique des systèmes en régime permanent par pas de temps. Cette hypothèse permet des simulations raisonnables pour les flux énergétiques, les températures et les puissances de pompage nécessaires pour dimensionner les différents composants.

Le Tableau 4 synthétise les différentes approches.

Tableau 4 Tableau synthétique de la bibliographie

Références	*1983* [82]	*2002* [50]	*2010* [54]	*2015* [30]	*2015* [70]	*2015* [40]	*2015* [53]	*2016* [83]
Statique(S) / Dynamique (D)	S	D	S	S	D	D	D	S
Algorithme	MILP	NLP	GA	GA	MILP	MILP	GA +MILP	MILP
Optimisation design /pilotage	design	pilot	design	design	pilot	pilot	design	design
Topologie du réseau (hydraulique, tracée)	-	X série	- série	X	X	X Maillé	X	X
Mono/Multi-objectif	Mono	Mono	Multi	Mono	Mono	Mono	Multi	Mono
Production décentralisée	X	-	-	X	-	X	X	-
Stockage thermique	-	-	-	-	-	-	X	-

La conception d'un réseau de chaleur avec une production mixte centralisée et décentralisée est complexe, notamment à cause des différentes échelles du problème. Autrement dit, faut-il

d’abord optimiser la demande, en essayant de répondre à la plus grande partie des besoins avec les moyens de production à proximité pour chaque « pôle de demande » ou faut-il optimiser d’abord le réseau qui relie les différents acteurs ?

Il existe une dépendance entre le réseau, pour lequel on raisonne en global, et la production et la demande, pour lesquels nous raisonnons en local. C’est en effet l’existence d’un réseau de chaleur qui peut rendre intéressant le branchement d’un nouveau client ; si le réseau n’existait pas, il serait possible de tomber sur une autre solution équivalente, avec un raisonnement en local en non pas en global.

La problématique des réseaux de chaleur assistés par des moyens de conversion consiste à la définition de la hiérarchie des calculs des différents paramètres. A cause de la taille que pourrait prendre le problème, l'optimiseur ne permet pas d'optimiser toutes les valeurs simultanément. Ainsi, le choix de l'ordre des calculs à effectuer influence le résultat optimal ; le but étant d'établir un ordre minimisant cet impact. A titre indicatif, pour un réseau combinant une production centralisée et une production décentralisée par des pompes à chaleur, il existe une multitude de solutions possibles dépendant de la quantité de chaleur pompée par le réseau et la chaleur injectée par les pompes à chaleur. Plus grand est le réseau, plus faible est la puissance des PAC. Le dimensionnement du réseau est primordial afin de dimensionner ensuite les échangeurs et les PAC à mettre en place. D'ailleurs, si le choix des PAC est réalisé en amont, ce sont les PAC qui vont dimensionner le réseau et donc les échangeurs.

Pour cette raison, dans la méthodologie proposée, des scénarios d’étude seront proposés. Par exemple, un scénario consiste en l’emplacement d’une PAC en centralisé et un autre en l’emplacement d’une PAC en décentralisé et ainsi de suite.

De plus, des méthodes de décomposition du problème global peuvent être investiguées. La plupart des approches aujourd'hui établissent une relation hiérarchique entre les différentes variables qui doivent être définies dans la phase de design et ensuite dans la phase d’opération des réseaux.

Figure 18 Relation entre les variables de design et les variables d’opération du réseau

Enfin pour résumer les idées principales, l’étude de l’état de l’art de l’intégration énergétique nous permet d’identifier les différents travaux antérieurs sur lesquels le travail de la thèse pourrait s'appuyer. On cite l’intégration à l’échelle du territoire côté industrie et les différentes approches pour les réseaux de chaleur. L’intégration du stockage rend importante l’échelle temporelle choisie pour les cas d’étude. La complexité du problème global amène également à la recherche des moyens de décomposition du problème en d’autres sous-problèmes, qui peuvent être traités plus facilement.

7. Problématique de la thèse – positionnement du sujet

La conception d'un réseau de chaleur consiste en la détermination des moyens de production et des équipements de conversion, adéquats pour répondre aux différents besoins de froid et de chaud ainsi qu'au dimensionnement du réseau permettant les différents échanges thermiques. Les variations saisonnières et journalières de la demande rendent notamment indispensable la prise en compte du fonctionnement des équipements en charge partielle et démontrent l'intérêt de l'introduction des moyens de stockage. Le défi consiste en la satisfaction de la demande via des énergies de plus en plus propres, en minimisant la consommation des ressources fossiles et des émissions de polluants.

Cette thèse propose un modèle d'optimisation mathématique et une méthodologie de conception des réseaux intégrés. S'inspirant des approches d'intégration énergétique développées pour l'industrie, le challenge consiste à gérer les deux échelles, géographique et temporelle, pour évaluer les conséquences des fluctuations de la charge sur les équipements mais aussi sur la topologie du réseau.

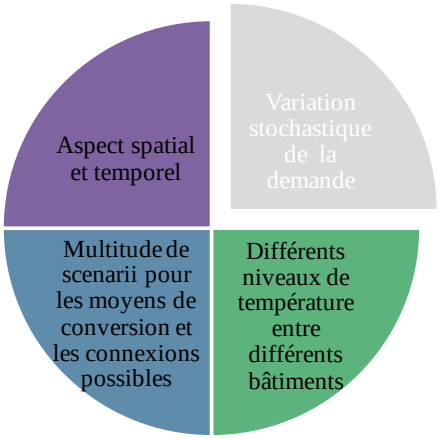

Figure 19 Les quatre défis principaux de l'optimisation des réseaux urbains [12]

Le travail proposé par cette thèse attaque trois des quatre challenges des réseaux urbains d'aujourd'hui tels que sont illustrés par la Figure 19. L'approche globale permet à la fois la prise en compte des aspects topologiques et temporels, en considérant la correspondance de température entre différents flux, ainsi que la multitude des systèmes énergétiques de conversion utilisables. La formulation est générique pour pouvoir proposer des typologies de réseaux flexibles et innovants, tout en considérant des contraintes énergétiques et/ou économiques.

7.1. Périmètre du travail de thèse et objectifs

L'approche pour la conception d'un réseau urbain consiste en la modélisation des équipements de conversion, la modélisation du réseau, l'intégration énergétique et l'évaluation économique et l'impact environnemental.

Les travaux cités ne répondent pas directement à la problématique de la thèse. Cependant, les enseignements de ces travaux aident à la construction du problème. Les éléments à intégrer à la nouvelle méthodologie sont :

- Les niveaux de température pour l'échange des flux
- Le stockage d'énergie.
- Les moyens de conversion
- Les typologies innovantes pour le réseau (bitube, tri-tube, cascades énergétiques)
- La production décentralisée
- Le choix des périodes et l'utilisation du concept de micro et macro période pour intégrer la modélisation du stockage
- La décomposition du problème global
- La formulation séquentielle multi échelle pour l'étude des schémas très décentralisés

Comme déjà évoqué, le modèle proposé doit intégrer trois échelles de travail différentes : l'échelle temporelle, l'échelle territoriale et l'architecture du réseau, permettant l'injection, la récupération et/ou le stockage de la chaleur via les réseaux et vers les différents points de demande. Ces échelles interagissent de façon complexe pour couvrir les thématiques du mix de production, des autres équipements de conversion et de stockage de chaleur et de froid, de la configuration des échangeurs ainsi que de la topologie du réseau.

En tenant compte des différentes approches existantes, de leurs points forts et de leur domaine d'application, ainsi que l'objectif de la thèse, l'analyse bibliographique conduit aux lignes directrices ci-dessous :

- Simplification du problème hydraulique
- Accentuation de la complexité du problème niveau énergétique
- Utilisation des méthodes d'intégration énergétique
- Considération d'une demande déterministe ; non prise en compte des aléas au niveau de la demande
- Simplification du tracé considéré via une agrégation de la demande d'énergie

Le périmètre de la thèse est schématisé ci-dessous (Figure 20) :

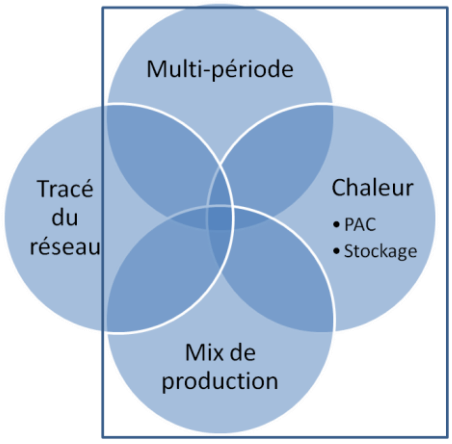

Figure 20 Périmètre de la méthodologie proposée dans cette thèse

Par la suite, une première approche qui a été identifiée dans la littérature est utilisée afin de tester sa capacité de traiter le problème défini et d'identifier des verrous scientifiques à lever.

7.2. 1ère approche : modèle linéaire

L'état de l'art a permis d'identifier l'algorithme développé par Salame [35], [36] qui intègre un nombre important des aspects répondant aux enjeux des réseaux urbains. Salame propose une méthodologie de conception d'intégration énergétique des procédés variables incluant des stockages thermiques et de systèmes de conversion d'énergie. Un modèle de « présélection » en multi-périodes permet la conception de l'architecture du schéma d'intégration énergétique en minimisant le coût d'investissement et le coût opératoire. Le problème mathématique est transcrit en MILP ; une échelle de température est créée afin de linéariser le problème.

Dans un premier temps, la méthodologie proposée par Salame est étudiée afin d'évaluer son potentiel pour des systèmes urbains et pour l'établissement d'une nouvelle approche. La méthode a été légèrement adaptée et testée sur un cas d'étude donnant lieu à un article de conférence [84]. Cette méthode a permis de répondre aux questions du cas de test mais présente des limitations en temps de calcul et n'intègre pas dans la formulation du problème certaines caractéristiques des réseaux de chaleur ainsi que les aspects topologiques.

Pour cela, une nouvelle méthodologie doit être mise en œuvre, en s'inspirant de la cascade énergétique déjà utilisée par Salame.

En ce qui concerne la formulation mathématique, le problème de l'intégration énergétique est non linéaire, car le produit de deux variables (la différence des températures et le débit massique de chaque flux) est considéré pour l'échange de chaleur. La discrétisation de l'échelle de température, entre autres astuces, permet une formulation linéaire. Les modèles linéaires peuvent fournir la solution optimale du problème, mais présentent plusieurs limitations liées à la dépendance de la précision de la solution par rapport à la discrétisation initiale choisie pour les températures. En effet, pour linéariser les équations du bilan énergétique, il faut créer une échelle de température et définir au préalable les niveaux de température possibles pour l'échange. L'amélioration de la précision des résultats peut

s’accomplir en considérant un nombre plus élevé de nœuds de température, et donc des variables. La limite de la capacité de résolution de l’algorithme peut être atteinte, en particulier lorsque l’on étudie un grand nombre de périodes. Une formulation non linéaire pourrait permettre de surmonter ces difficultés, en fournissant des solutions plus précises et en permettant de traiter les problèmes sur des périodes plus longues.

7.3. 2ème approche : modèle non linéaire

Un modèle en MINLP est donc développé. Il s’agit d’un modèle multi période dont les flux sont modélisés par leur température et leur débit. Ce modèle permet l’optimisation des températures et des débits des réseaux, en considérant les différents profils de la demande et de la production et les échanges possibles entre les différents flux. Les conditions de fonctionnement (températures, puissance et COP) des moyens de conversion sont ainsi optimisées. Du stockage est aussi considéré, et les contraintes de couplage entre les différentes périodes sont traitées.

Des équations non linéaires sont introduites afin de modéliser fidèlement les caractéristiques du réseau. En effet, la chaleur échangée entre les réseaux et les différents flux est le produit de la différence entre les températures « allée » et « retour » au niveau du réseau avec le débit d’eau transportée. Etant donné que ces éléments sont des variables à optimiser dans le problème, leur produit impose des non linéarités.

Raisonnant en débit et en température, il est donc possible d’intégrer la spatialisation des différents moyens de production. En outre, la formulation des différents niveaux de température pour les réseaux permet de considérer des configurations en ‘arbre’ mais aussi des réseaux maillés, voire des cascades énergétiques entre les consommateurs (ou les producteurs).

La fonction objectif est la minimisation des coûts totaux, en considérant des coûts d’investissement pour les différents moyens ainsi que les coûts de fonctionnement sur l’horizon temporel choisi. L’impact environnemental de la solution peut être considéré en raisonnant sur la quantité des émissions de CO2 liées à l’opération des moyens de production. La notion de l’exergie est ainsi prise en compte. En effet, il est possible de considérer une étape de présélection de la configuration du réseau en raisonnant sur l'exergie, et ensuite une optimisation économique. Ceci permet de considérer des configurations qui ne seront pas forcement optimales en termes économiques, mais qui sont intéressantes en termes énergétiques, et donc moins néfastes pour l’environnement.

Les hypothèses suivantes sont introduites pour simplifier le modèle mathématique : (1) fonctionnement en régime permanent par période; (2) les pertes thermiques et hydrauliques dans le réseau ne sont pas considérées; (3) la capacité thermique et le coefficient de transfert de chaleur sont constants.

Compte tenu de la formulation mathématique du problème, le modèle MINLP contient des équations non-convexes [46]. La plupart de ces non-convexités sont liées aux termes bilinéaires des contraintes liant la puissance aux débits et températures des flux (bilan d'énergie). Le non convexité du problème signifie que l'optimum global ne peut pas être garanti. Il est toutefois possible de repérer de « bons » optimum locaux, en comparant différents résultats du modèle selon différentes initialisations.

Le solveur choisi pour résoudre le problème d'optimisation est Baron [85] couplé avec CPLEX. Baron permet de traiter de problèmes MINLP, convexes et non convexes. Dans le cas ou des valeurs initiales ne sont pas attribuées aux variables, des points de départ sont générés de façon aléatoire par le solveur. Les valeurs pour les binaires sont établies par le solveur CPLEX [86]. Une méthode d'évaluation et séparation progressive spatiale (*spatial branch and bound*) est utilisée afin d'accélérer la résolution. Des relaxations linéaires sont aussi utilisées.

La Figure 21 illustre le fonctionnement de la méthode spatiale de *branch and bound* dans le cas d'un problème non convexe non linéaire. Une relaxation polyédrique (b) permet la définition des bornes inférieure (*lower bound* - LB) et supérieure (*upper bound* - UB). La région est partitionnée en deux sous-régions (c). Pour chaque sous-région, les bornes inférieure et supérieure sont évaluées et comparées entre elles (d). Pour la sous-région à gauche, la borne inférieure (LB) est supérieure à la borne supérieure déjà calculée, et donc cette sous-région est éliminée. Quand l'écart entre les deux bornes, supérieure et inférieure respecte le seuil de la tolérance considérée, la solution est considéré optimale (e).

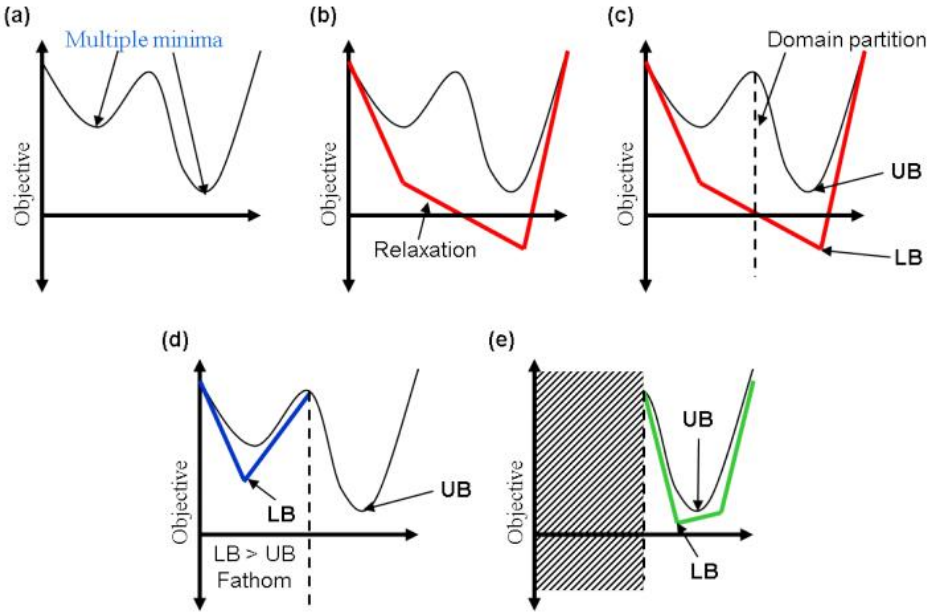

Figure 21 Méthode « spatial branch and bound » dans le cas d'un problème non convexe non linéaire [87]

Une comparaison entre l'approche linéaire et l'approche non linéaire est effectuée, sur un même cas d'étude. Les résultats des modèles sont présentés dans le chapitre 3 de la thèse, et

démontrent l’intérêt du développement de la nouvelle méthodologie : en se basant sur une décomposition du problème non-linéaire il est possible de diminuer le temps de calcul tout en augmentant la précision de la solution trouvée.

8. Conclusions - Ambitions

La tendance de mieux maitriser les besoins énergétiques oriente vers des "smarts" réseaux urbains. S'inspirant des approches dérivées de l'intégration énergétique dans l'industrie, permettant la conception des systèmes énergétiques, il est possible de définir des règles de conception optimisée pour les réseaux.

Les axes du développement de l'approche consistent donc à l'enrichissement et adaptation des approches classiques en intégrant des acquis de l'intégration énergétique. Appliquer les lois de la thermique/ thermodynamique est primordial afin de valoriser les flux de qualité (température) différente, d'exploiter et d'établir des liens possibles entre les différentes sources, soit en instantanée, soit en décalée en faisant appel à des moyens de stockage.

La problématique consiste donc à l'exploitation des sources disponibles dans l'échelle temporelle et géographique toute en répondant efficacement à la demande. En effet, en ce qui concerne la topologie des réseaux aujourd'hui, celle-ci est soit considérée fixe, soit optimisée en considérant des différents scénarii de l'ensemble et les comparant entre eux. Ce travail propose le tracé du réseau, pas connu d'avance, et son design optimal.

En se basant sur l'analyse de la littérature existante, cette thèse propose un modèle multi-période en MINLP pour la conception optimale d'un réseau de chaleur urbain. Un modèle multi-période mixte, en variables entières et continues, permet de prendre des décisions distinctes, telles que le choix des unités de production ou la mise en service ou en arrêt des équipements, tout en tenant compte de la fluctuation temporelle des flux.

Dans le deuxième chapitre du manuscrit, la formulation mathématique du modèle est introduite. Les échanges thermiques entre les flux et le réseau ainsi que les moyens de stockage de chaleur sont modélisés. Le potentiel de la méthode quant au dimensionnement simultanée du stockage et du réseau de chaleur est démontré via un cas d'étude.

Ensuite, au troisième chapitre, l'approche méthodologique est enrichie en y ajoutant un ensemble de contraintes permettant la conception de l'architecture d'un réseau de chaleur à moyenne et/ou haute température, avec le dimensionnement simultané des moyens de conversion. Des PAC et des réseaux tri-tubes sont modélisés. Le nouveau modèle est testé selon une étude de cas considérant la possibilité d'intégrer des pompes à chaleur dans un réseau de chaleur afin de valoriser une source géothermique à basse température

Le quatrième chapitre de la thèse concerne l'intégration dans la formulation mathématique des contraintes liées à la spatialisation du problème ainsi que le couplage du réseau de chaleur avec le réseau d'électricité. Plusieurs cas tests illustrent les capacités du nouveau modèle à concevoir des réseaux multi-énergie.

Enfin, au cinquième chapitre, le modèle complet est utilisé pour traiter l'optimisation d'un réseau de multi-énergie d'un nouveau quartier selon une méthodologie d'étude en 3 étapes. Des besoins pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la climatisation et la consommation électrique sont pris en compte.

Chapitre 2
Conception d’un réseau de chaleur avec dimensionnement du stockage

1. Introduction

Ce chapitre présente une nouvelle approche méthodologique qui permet la conception de l'architecture d'un réseau de chaleur, c'est-à-dire le dimensionnement des tuyaux (en termes des débits et des températures) et l'emplacement des échangeurs, avec le dimensionnement simultané des moyens de stockage. En considérant un profil de demande fluctuant dans le temps selon une échelle temporelle (journalière, saisonnière ou annuelle), l'objectif consiste à optimiser le mix de production tout en minimisant le coût total (coût d'investissement et coût de fonctionnement). En outre, afin de tenir compte de la diversité des options technologiques et des ressources disponibles, un modèle MINLP est développé (M1).

La demande ou la production d'énergie est caractérisée par sa puissance et son niveau de température.

L'approche en programmation mathématique combinatoire (nombres entiers et continus) en multi-période permet de sélectionner et de dimensionner les systèmes de production et de stockage de chaleur. En considérant les différents profils de demande, variable au cours du temps, l'architecture optimale selon les critères choisis ainsi que les caractéristiques physiques (niveaux de température, débits) du réseau sont obtenus. Il est important de noter que le modèle (M1) permet la conception optimisée du réseau, sans avoir fixé a priori le schéma des échanges.

Pour rendre plus efficace le fonctionnement du réseau et des moyens de production, des moyens de stockage sont pris en compte. Des moyens de stockage centralisés (couplés aux moyens de production centralisés) ou décentralisés (couplés aux sous-stations) peuvent être pris en compte. La solution optimale consiste, entre autres, en un dimensionnement du réservoir, c'est à dire la définition de son volume total ainsi que des phases de charge et décharge.

Des contraintes liées à des questions techniques, spatiales, de sécurité ou du mode opératoire sont ainsi introduites. Des limitations en ce qui concerne les capacités et puissances produites de différents moyens sont ainsi prises en compte. Les politiques énergétiques et environnementales quant à la réduction des émissions CO_2 ou à l'utilisation des énergies renouvelables dans le mix de production présentent également des contraintes à respecter. Inclure ces contraintes permet de se rapprocher au plus près à des solutions réalistes.

L'approche méthodologique est testée et validée par une étude de cas considérant la possibilité d'intégration d'un réservoir de stockage à un réseau de chaleur. Une étude de sensibilité sur différents paramètres illustre leur impact sur la solution optimale.

2. Définition des variables du problème

La conception optimisée d'un réseau de chaleur urbain est un problème complexe compte tenu de la grande diversité des contraintes technologiques à considérer. Le problème peut être décomposé en trois principaux blocs d'étude, chacun d'entre eux demandant un regard détaillé et une modélisation plus ou moins fine selon l'objectif recherché. Ces blocs d'étude sont la production, la demande et le réseau de chaleur (c'est à dire l'ensemble des canalisations qui transportent l'énergie de la production vers la demande).

Concernant la production, chaque système énergétique qui la compose peut fournir une certaine puissance thermique à un certain niveau de température. De même, la demande est caractérisée par une certaine puissance thermique qui est requise à un niveau de température qui doit être au moins égale à un seuil imposé par la contractualisation entre l'exploitant et le client pour un certain confort d'utilisation finale et des équipements de chauffage et d'eau chaude sanitaire des maisons. Quant au réseau, des contraintes sur des niveaux de température et les débits d'eau circulant doivent être considérés. En tenant compte des éléments ci-dessus, ces trois blocs sont modélisés en tant que flux, qui sont caractérisés par leur température et leur débit.

2.1. Production

Les moyens de production sont modélisés en tant que flux chauds $j \in J_c$ avec J_c l'ensemble des flux chauds. Chaque flux chaud est caractérisé par le débit de capacité thermique (M_j), c'est-à-dire le produit du débit et de la capacité thermique; et un certain niveau de température (T'^{out}_j) qu'il doit faire remonter à une température plus élevée (T'^{in}_j) . La chaleur est produite à un certain coût et peut être injectée sur le réseau si les différentes contraintes sont respectées.

Les débits de capacité thermique et les températures au niveau de la production sont variables mais limitées dans une plage de fonctionnement $[M_j^{min}, M_j^{max}]$ et $[T'^{out,min}_j, T'^{in,max}_j]$ respectivement. Ces contraintes peuvent être liées à des contraintes techniques, opérationnelles ou de sécurité.

2.2. Demande

De même, la demande est modélisée en tant que flux froid ($j \in J_f$). Chaque flux froid est caractérisé par une certaine charge calorifique (M_j) et un certain niveau de température (T'^{in}_j) qui correspond à la température minimale requise pour satisfaire les besoins. Les débits et températures au niveau de la demande sont des données d'entrée du modèle.

Dans le cas d'une configuration simple d'un réseau de chaleur urbain, celui-ci est caractérisé par la température « aller » (T_2^{net}) , qui correspond à la température à laquelle la chaleur est fournie, et la température « retour » (T_1^{net}) , qui correspond à la température de l'eau circulant dans les canalisations une fois les échanges de chaleur réalisés. Ces températures sont à déterminer par le modèle, mais incluses dans l'intervalle $[T^{net,min}, T^{net,max}]$ fixé comme données d'entrée du problème. De même pour le débit de capacité thermique du réseau $(M^{net}) \in [M^{net,min}, M^{net,max}]$.

Les flux correspondant à la demande d'énergie peuvent échanger de la chaleur soit avec une ressource locale (une chaudière décentralisée par exemple), soit avec le réseau de chaleur. Dans une première approche, les ressources locales sont considérées en tant que puissances supplémentaires, disponibles à chaque moment, et avec la possibilité de combler la totalité de la demande.

La demande peut donc être satisfaite soit par le réseau soit par des utilités externes locales qui représentent un certain coût. Les utilités externes pour les flux chauds $j \in J_c$ correspondent à un groupe froid $U_{i,j}^f$ qui permet le refroidissement des flux. Les utilités externes, pour les flux froids $j \in J_f$, correspondent à une chaudière $U_{i,j}^c$ qui permet le chauffage des flux. Donc, les utilités $U_{i,j}^u, i \in \{0,2\}, j \in [J_c \cup J_f],\ u \in \{c,f\}$ avec $u = c\ si\ j \in J_f\ \ et\ u = f\ si\ j \in J_c$ sont liées à chaque flux et représentent une puissance variable U à un niveau de température i pour un certain flux j.

La dimension temporelle, permettant de prendre en compte la fluctuation des demandes et certaines ressources dans le temps, est primordiale pour les réseaux de chaleur urbains. Dans ce travail, le fonctionnement des systèmes (demande, production, réseau) est modélisé comme une suite de régimes permanents par intervalle de temps. Ceci est compatible avec la modélisation de systèmes de premier ordre en pas de temps discret. L'indice $t \in Per$ est donc ajouté à chaque terme défini ci-dessus, indiquant l'appartenance de chaque variable à une certaine période de temps.

Les éléments considérés dans le problème M1 sont regroupés dans la Figure 22 :

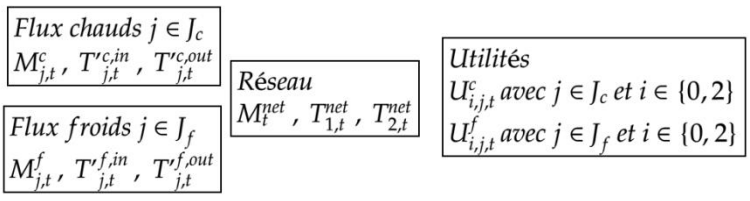

Figure 22 Eléments et notations pour le modèle M1

Le problème d'intégration énergétique consiste à définir la configuration d'une structure qui permet l'optimisation des échanges thermiques entre les différents flux. Ces flux peuvent être variables dans le temps, avec une température et/ou des débits à être déterminés. Un flux intermédiaire circulant dans les canalisations, de l'eau ou de la vapeur pour le cas des réseaux de chaleur, transporte la chaleur depuis les flux chauds vers les flux froids.

Le modèle développé permet l'optimisation des températures et du débit du réseau, en considérant les différents profils de la demande et de la production et les échanges possibles entre les différents flux. La fonction objectif est la minimisation du coût total incluant les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement pour la totalité des périodes considérées avec un temps d'amortissement prédéfini. La Figure 23 représente le schéma de principe de ce problème d'optimisation.

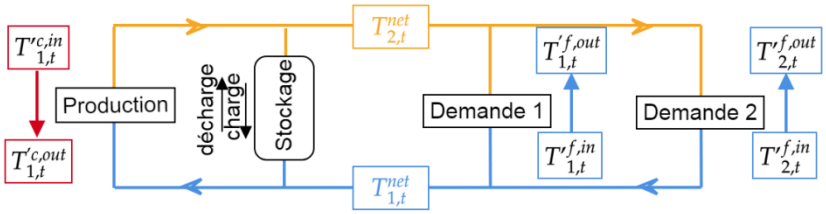

Figure 23 Représentation du réseau de chaleur comprenant un flux chaud (production de chaleur, en rouge), deux flux froids (demande de chaleur, en bleu) et un stockage

Les moyens de stockage permettent de mieux exploiter les synergies potentielles et de combler l'écart temporel entre la production et la demande. Le modèle M1 prenant en compte l'intégration des moyens de stockage est décrit dans la section ci-dessous.

2.3. Paramètres d'entrée du modèle

Les paramètres d'entrée du modèle sont les suivants :

- Le nombre des flux froids (à réchauffer) $NbFF$ et le nombre des flux chauds (qui fournissent de la chaleur).

Les ensembles $J_f = \{j\ in\ [1, NbFF]\}$ pour les flux froids et $J_c = \{j\ in\ [1, NbFC]\}$ pour les flux chauds sont donc définis.

- Les paramètres concernant chaque flux, tels que les bornes de températures ; $T'^{f,in,min}_{j,t}$ pour la température minimale et $T'^{f,out,max}_{j,t}$ pour la température maximale, ainsi que le débit de capacité calorifique maximale $M^{f,max}_{j,t}$ permise pour les flux chauds. La température maximale $T'^{c,in,max}_{j,t}$ et la température minimale $T'^{c,out,min}_{j,t}$ ainsi que le débit de capacité calorifique maximale $M^{c,max}_{j,t}$ permise pour les flux froids.
- Le nombre des périodes $NbPer$ et leur durée dur.

L'ensemble pour la totalité des périodes considérées $Per = \{t\ in\ [1, NbPer]\}$ est défini.

- Le pincement des échangeurs de chaleur (différence de température minimale), $Pinch$, entre le fluide circulant dans le réseau et les différents flux ainsi que entre les utilités locales et les différents flux.

2.4. Variables du modèle

Les variables du modèle sont :

- Les températures du réseau $T_{1,t}^{net}$ et $T_{2,t}^{net}$ ainsi que son débit de capacité calorifique M_t^{net} à chaque instant t
- La capacité des utilités locales, $U_{i,j,t}^{c}$ pour le chauffage et $U_{i,j,t}^{f}$ pour le refroidissement à chaque instant t
- La puissance appelée par moyen de production
- Le volume total des réservoirs de stockage V_s^{tot}

3. Formulation mathématique du problème M1

Le modèle M1 permet la conception de l'architecture du réseau de chaleur en optimisant simultanément les échanges entre les différents flux, la taille et l'opération des moyens de stockage. Les contraintes liées aux bilans de masse et de température ainsi qu'aux limitations technologiques sont écrites.

Des variables binaires sont introduites pour identifier une correspondance entre les niveaux de température de chaque flux avec le réseau. Les plages de température des échanges de chaleur potentiels sont ainsi déterminées. L'ensemble de ces variables de décision définit la superstructure possible pour le système énergétique.

Par ailleurs, des bilans d'énergie et de conservation de masse sont réalisés dans chaque intervalle de température i de chaque flux j pour chaque période de temps t. Le réseau et des ressources locales peuvent être utilisés pour répondre aux besoins de chauffage et de refroidissement. Le débit de capacité thermique, la puissance et les températures de fonctionnement pour chaque flux sont calculées. Ceci permet en outre l'identification du débit de capacité thermique M, égale au produit du débit massique $\dot{m}$ et de la chaleur spécifique Cp du fluide échangeant de la chaleur.

Chaque flux j peut donc échanger avec le réseau (net) et avec des utilités disponibles(U^c et U^f). Les bilans d'énergie pour les flux froids (1) et les flux chauds (2) prennent la forme suivante :

$$P_{j,t}^{f} = P_{j,t}^{net,f} + U_{i,j,t}^{c}, avec\ T_{j,t}^{f} < T_{j,t}^{net} \quad (1)$$

$$P_{j,t}^{c} = P_{j,t}^{net,c} + U_{i,j,t}^{f}, avec\ T_{j,t}^{c} > T_{j,t}^{net} \quad (2)$$

où P^f représente la puissance des flux froids, P^c représente la puissance des flux chauds, $P^{net,f}$ représente la puissance du réseau échangée avec les flux froids, et $P^{net,c}$ représente la puissance du réseau échangée avec les flux chauds.

Ces puissances sont décrites par les équations ci dessous (3-5):

$$P_{j,t}^{f} = M_{j,t}^{f} \times \left(T'^{f,out}_{j,t} - T'^{f,in}_{j,t}\right) \quad (3)$$

$$P_{j,t}^{c} = M_{j,t}^{c} \times \left(T'^{c,in}_{j,t} - T'^{c,out}_{j,t}\right) \quad (4)$$

$$P_{j,t}^{net} = M_{j,t}^{net} \times \left(T_{2,t}^{net} - T_{1,t}^{net}\right) \quad (5)$$

Il est à noter que les flux se divisent en deux catégories, les flux fixes et les flux variables.

Pour un flux « variable », la température d'entrée et de sortie, ainsi que son débit sont des variables à déterminer par le problème d'optimisation. Ceci est utile pour le dimensionnement d'une source de chauffage ou de refroidissement par exemple. La possibilité de production à différents niveaux de température, en fonction par exemple de la demande ou de la disponibilité de certains effluents, donne un degré de flexibilité supplémentaire quant à la recherche de synergies potentielles entre différents flux. Ces variables ont des bornes supérieures et inférieures correspondant à des contraintes de nature technologique, environnementale ou de sécurité.

Les bornes des variables décrivant les flux sont pour les flux froids :

$$T'^{f,in}_{j,t} \geq T'^{f,in,min}_{j,t} \; et \; T'^{f,out}_{j,t} \leq T'^{f,out,max}_{j,t}, \qquad j \in J_f, t \in Per \tag{6a}$$

$$T'^{f,in}_{j,t} \leq T'^{f,out}_{j,t}, \qquad j \in J_f, t \in Per \tag{6b}$$

$$M^{f}_{j,t} \leq M^{f,max}_{j,t}, \qquad j \in J_f, t \in Per \tag{6c}$$

De même pour les flux chauds :

$$T'^{c,in}_{j,t} \leq T'^{c,in,max}_{j,t} \; et \; T'^{c,out}_{j,t} \geq T'^{c,out,min}_{j,t}, \qquad j \in J_c, t \in Per \tag{7a}$$

$$T'^{c,in}_{j,t} \geq T'^{c,out}_{j,t}, \qquad j \in J_c, t \in Per \tag{7b}$$

$$M^{c}_{j,t} \leq M^{c,max}_{j,t}, \qquad j \in J_c, t \in Per \tag{7c}$$

Pour un flux « fixe », la température d'entrée et de sortie, ainsi que le débit sont prédéfinis pour chaque période de temps. Les demandes de chauffage ou de refroidissement par exemple sont imposées en termes de puissance et de niveaux de température, car le problème d'optimisation est de nature déterministe. En effet, ces variables sont alors égales aux bornes supérieures (ou inférieurs) à chaque période de temps.

Cette différenciation entre flux « fixe » et « variable » est importante afin de permettre d'un côté l'attribution des mêmes caractéristiques à l'ensemble des flux, et d'un autre côté la distinction des flux dont les caractéristiques sont à optimiser.

Chaque flux peut donc échanger de la chaleur avec le réseau ou localement, selon sa température. Mais en réalité il n'existe pas d'échange de chaleur 'parfait'. L'imposition du pincement permet donc de considérer cette contrainte technologique. L'échangeur de chaleur est donc représenté par un pincement imposé à chaque échange entre deux flux. Par conséquence la température des flux est ajustée par le pincement selon les équations suivantes :

$$T^{f,in}_{j,t} = T'^{f,in}_{j,t} + pinch_f \, , j \in J_f \tag{8a}$$

$$T^{f,out}_{j,t} = T'^{f,out}_{j,t} + pinch_f \, , j \in J_f \tag{8b}$$

$$T^{c,in}_{j,t} = T'^{c,in}_{j,t} - pinch_c \, , j \in J_c \tag{8c}$$

$$T^{c,out}_{j,t} = T'^{c,out}_{j,t} - pinch_c \, , j \in J_c \tag{8d}$$

Les températures T'^{f} et T'^{c} correspondent aux températures des flux. Les températures T^{f} et T^{c} correspondent aux températures corrigées par le pincement.

3.1. Correspondance en température

L'utilisation de variables binaires permet d'identifier les correspondances du niveau de température des différents flux avec le réseau. Les binaires $b_{i,j,t}$ caractérisant un certain flux j à un certain niveau de température du réseau $i \in \{1,2\}$ pour chaque période t sont introduits. Il est rappelé que la température du réseau $T_{1,t}^{net}$ correspond à la température « retour » du réseau, et la température $T_{2,t}^{net}$ correspond à la température « aller » du réseau. Par conséquent, à chaque instant t :

$$T_{1,t}^{net} < T_{2,t}^{net}, \forall t \in Per \quad (8e)$$

Quand les variables binaires prennent la valeur 1, la comparaison des deux températures indique la possibilité d'échange. Quand le niveau de la température de deux flux ne permet pas un échange entre ceux-ci, le binaire est égal à 0. La formulation mathématique exacte de ces équations est décrite comme suit :

$$T_{i,t}^{net} \geq T_{j,t}^{f,in} \cdot b_{i,j,t}^{f,in}, \quad \forall i \in \{1,2\}, j \in J_f, t \in Per \quad (9a)$$

$$T_{i,t}^{net} \geq T_{j,t}^{f,out} \cdot b_{i,j,t}^{f,out}, \quad \forall i \in \{1,2\}, j \in J_f, t \in Per \quad (9b)$$

$$T_{i,t}^{net} \cdot b_{i,j,t}^{c,in} \leq T_{j,t}^{c,in}, \quad \forall i \in \{1,2\}, j \in J_c, t \in Per \quad (10a)$$

$$T_{i,t}^{net} \cdot b_{i,j,t}^{c,out} \leq T_{j,t}^{c,out}, \quad \forall i \in \{1,2\}, j \in J_c, t \in Per \quad (10b)$$

La température des bornes de chaque flux est comparée à la température du réseau (T^{net}). Les binaires $b^{f,in}$ et $b^{f,out}$ permettent le positionnement des flux froids par rapport à la température du réseau. Les binaires $b^{c,in}$ et $b^{c,out}$ permettent le positionnement des flux chauds par rapport à la température du réseau.

Il est rappelé que les températures des flux froids $T_{j,t}^{f}$ et chauds $T_{j,t}^{c}$ sont déjà ajustées par le pincement. Un flux froid ne peut donc être chauffé par le réseau que si les deux contraintes suivantes sont satisfaites :

$$T_{1,t}^{net} \geq T_{j,t}^{f,in}, \quad \forall j \in J_f, t \in Per \quad (11a)$$

$$T_{2,t}^{net} \geq T_{j,t}^{f,out}, \quad \forall j \in J_f, t \in Per \quad (11b)$$

3.2. Ajout des utilités locales

Cependant, une comparaison des bornes des flux avec les températures du réseau n'est pas suffisante si l'on cherche à décrire les échanges de chaleur de la façon la plus générique possible. A titre indicatif, même si la température « aller » du réseau n'est pas suffisamment haute pour satisfaire la contrainte de la température au niveau de la demande, il est possible de

satisfaire une partie de ces besoins avec le réseau (jusqu'à la température de fourniture du réseau) et de combler la puissance demandée restante avec une utilité locale supplémentaire à plus haute température. Un degré de liberté supplémentaire est donc ajouté au modèle : chaque flux peut échanger en totalité ou en partie, selon la correspondance de températures, avec le réseau. Ajouter ce degré de liberté complexifie davantage la formulation mathématique du problème mais permet l'exploitation des réseaux à basse température, ainsi que l'intégration des moyens de conversion de type pompe à chaleur en parallèle. Ces options technologiques seront décrites et exploitées au chapitre 3.

Dans cette optique, de nouveaux niveaux de températures sont introduits pour chaque flux j. Ces températures correspondent à la projection des températures du réseau sur les flux et peuvent prendre des valeurs différentes. Le nombre maximal des intervalles potentiels créés pour un réseau de chaleur bitube est de trois. Un intervalle à une température plus basse que le réseau (1), un intervalle correspondant aux températures du réseau (2), et un intervalle à des températures plus hautes que la température « aller » du réseau (3). Pour le cas des flux chauds, l'échange avec le réseau est possible pour les deux derniers intervalles, tandis que pour le cas des flux froids, l'échange avec le réseau est possible pour les deux premiers intervalles. (Figure 24).

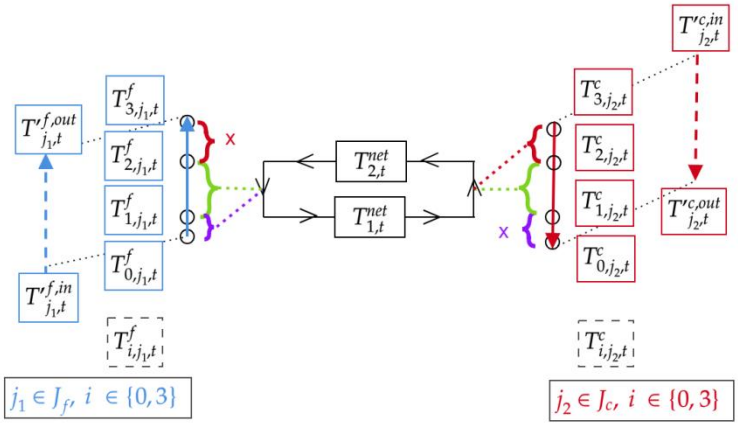

Figure 24 Schéma des intervalles de température considérés pour les flux chauds et froids avec l'ajout des utilités locales

Quatre niveaux de température possibles définissent donc trois intervalles. Des températures $T_{i\prime,j,t}$ sont donc introduits pour chaque flux j pour chaque période t, avec $i' \in \{0,3\}$. Lorsque la température correspondante i du réseau est au-delà de la température du flux, ces variables prennent la valeur de la température d'entrée ou de sortie du flux j. Lorsque la température correspondante du réseau i est comprise entre les bornes des températures pour le flux j, ces variables sont égales aux températures du réseau.

Pour $i' \in \{0,3\}$, les températures $T^{c}_{i\prime,j,t}$ peuvent prendre les valeurs contenues dans l'ensemble $\{ T^{net}_{1,t}, T^{net}_{2,t}, T^{c,in}_{j,t}, T^{c,out}_{j,t}\}$ et les températures $T^{f}_{i\prime,j,t}$ peuvent prendre les valeurs contenues dans l'ensemble $\{ T^{net}_{1,t}, T^{net}_{2,t}, T^{f,in}_{j,t}, T^{f,out}_{j,t}\}$.

La Figure 25 montre les différentes valeurs des intervalles de température pour les flux.

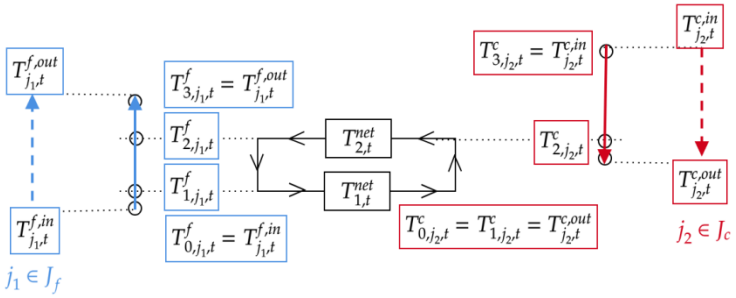

Figure 25 Détermination des températures pour les flux chauds et froids par rapport à la température du réseau

L'introduction des binaires (équations (9a) à (10b)) permet l'identification de manière générique des valeurs des intervalles de température pour chaque flux, selon les températures du réseau ainsi que les températures des flux. En effet, comme les températures du réseau, ainsi que les températures des flux sont des variables du problème, seules les variables binaires permettent de représenter ces contraintes logiques.

Les équations (12a) à (19b) permettent d'obtenir le Tableau 5. Ce tableau regroupe les valeurs des niveaux de température des flux, en fonction des valeurs des binaires.

$b^{f,in}_{i,j,t}$	$b^{f,out}_{i,j,t}$	$T^{f}_{i,j,t}$
0	0	$T^{f,in}_{j,t}$
~~0~~	~~1~~	
1	0	$T^{net}_{i,t}$
1	1	$T^{f,out}_{j,t}$

$b^{c,in}_{i,j,t}$	$b^{c,out}_{i,j,t}$	$T^{c}_{i,j,t}$
0	0	$T^{c,in}_{j,t}$
~~0~~	~~1~~	$T^{h,in}_{j,t}$
1	0	$T^{net}_{i,t}$
1	1	$T^{c,out}_{j,t}$

pour tout $i \in \{1,2\}, j \in J_f \cup J_c, t \in Per$

Tableau 5 Valeurs des niveaux de températures des flux en fonction des valeurs des binaires

A titre indicatif, pour un flux froid, si le binaire $b^{f,in}_{1,j,t}$ est égal à un, alors la température du flux $T^{f,in}_{j,t}$ est inférieure à la température « retour » du réseau $T^{net}_{1,t}$. Si, en plus, le binaire $b^{f,out}_{1,j,t}$ est égal à zéro, alors la température du flux $T^{f,out}_{j,t}$ est supérieure à la température « retour » du réseau $T^{net}_{1,t}$. Un point intermédiaire est créé pour ce flux, correspondant à la température$T^{f}_{1,j,t}$. Cette température est donc «égale à la température du réseau: $T^{f}_{1,j,t} = T^{net}_{1,t}$.

Il est noté qu'il n'est pas possible d'avoir la combinaison $b^{f,in}_{1,j,t} = 0$ et $b^{f,out}_{1,j,t} = 1$. Ceci signifierait que pour la température du réseau $T^{net}_{1,t}$ il existe : $T^{f,out}_{j,t} < T^{net}_{1,t} < T^{f,in}_{j,t}$. Or ceci n'est pas possible car l'équation (6b) impose que la température du flux $T^{f,out}_{j,t}$ est supérieure à la température$T^{f,in}_{j,t}$.

Les contraintes permettant de déterminer les intervalles de température correspondante entre la température i du réseau et la température du flux j sont présentées ci-dessous.

Pour le flux froid, les bornes, supérieure et inférieure, sont définies comme suit :

$$T^{f}_{0,j,t} = T^{f,in}_{j,t}, \qquad \forall j \in J_f, t \in Per \tag{12a}$$
$$T^{f}_{3,j,t} = T^{f,out}_{j,t}, \qquad \forall j \in J_f, t \in Per \tag{12b}$$

Pour les autres cas, les équations suivantes sont appliquées à chaque intervalle de température $i \in \{1,2\}$ du réseau de chaque flux j pour chaque période de temps t:

$$T^{f}_{i,j,t} - T^{f,out}_{j,t} \leq A \cdot \left(2 - b^{f,in}_{i,j,t} - b^{f,out}_{i,j,t}\right) \tag{13a}$$
$$T^{f}_{i,j,t} - T^{f,out}_{j,t} \geq -A \cdot \left(2 - b^{f,in}_{i,j,t} - b^{f,out}_{i,j,t}\right) \tag{13b}$$
$$T^{f}_{i,j,t} - T^{net}_{i,t} \leq A \cdot \left(1 - b^{f,in}_{i,j,t} + b^{f,out}_{i,j,t}\right) \tag{14a}$$
$$T^{f}_{i,j,t} - T^{net}_{i,t} \geq -A \cdot \left(1 - b^{f,in}_{i,j,t} + b^{f,out}_{i,j,t}\right) \tag{14b}$$
$$\forall i \in \{1,2\}, j \in J_f, t \in Per$$
$$T^{f}_{i,j,t} - T^{f,in}_{j,t} \leq A \cdot \left(b^{f,in}_{i,j,t} + b^{f,out}_{i,j,t}\right) \tag{15a}$$
$$T^{f}_{i,j,t} - T^{f,in}_{j,t} \geq -A \cdot \left(b^{f,in}_{i,j,t} + b^{f,out}_{i,j,t}\right) \tag{15b}$$

où A est un grand nombre.

Pour la formulation des équations (13a) à (15b) la formulation *big M* a été utilisée. *A* représente donc un nombre suffisamment grand, permettant ainsi aux inégalités d'être toujours vraies dans le cas où le membre à droite du signe d'inégalité est non nul. Les contraintes sont donc activées quand le membre à droite est égal à zéro. En conséquence, chaque fois que le membre à droite des inégalités vaut zéro, grâce à la forme symétrique de réécriture des équations, la partie à gauche est aussi égale à zéro.

Ces équations assurent que les températures intermédiaires sont déterminées dans un intervalle défini, quelque soit l'existence d'un échangeur ou pas.
De façon symétrique, les mêmes équations sont retranscrites pour correspondre aux flux chauds.

Pour le flux chaud, les bornes supérieure et inférieure sont définies comme suit:

$$T^{c}_{0,j,t} = T^{c,out}_{j,t}, \qquad \forall j \in J_c, t \in Per \tag{16a}$$
$$T^{c}_{3,j,t} = T^{c,in}_{j,t}, \qquad \forall j \in J_c, t \in Per \tag{16b}$$

Les équations suivantes sont appliquées à chaque intervalle de température $i \in \{1,2\}$ du réseau de chaque flux j pour chaque période de temps t:

$$T^{c}_{i,j,t} - T^{c,out}_{j,t} \leq A \cdot \left(2 - b^{c,in}_{i,j,t} - b^{c,out}_{i,j,t}\right) \quad (17a)$$

$$T^{c}_{i,j,t} - T^{c,out}_{j,t} \geq -A \cdot \left(2 - b^{c,in}_{i,j,t} - b^{c,out}_{i,j,t}\right) \quad (17b)$$

$$T^{c}_{i,j,t} - T^{net}_{i,t} \leq A \cdot \left(1 - b^{c,in}_{i,j,t} + b^{c,out}_{i,j,t}\right) \quad (18a)$$

$$T^{c}_{i,j,t} - T^{net}_{i,t} \geq -A \cdot \left(1 - b^{c,in}_{i,j,t} + b^{c,out}_{i,j,t}\right) \quad (18b)$$

$$\forall i \in \{1,2\}, j \in J_c, t \in Per$$

$$T^{c}_{i,j,t} - T^{c,in}_{j,t} \leq A \cdot \left(b^{c,in}_{i,j,t} + b^{c,out}_{i,j,t}\right) \quad (19a)$$

$$T^{c}_{i,j,t} - T^{c,in}_{j,t} \geq -A \cdot \left(b^{c,in}_{i,j,t} + b^{c,out}_{i,j,t}\right) \quad (19b)$$

où A est un grand nombre.

3.3. Bilan énergétique

Le bilan énergétique est ainsi réalisé pour chaque intervalle de température i' de chaque flux j pour chaque période t. Plus précisément, un flux froid ne peut être chauffé que par des réseaux dont la température est plus élevée que la sienne ; un flux chaud peut chauffer des réseaux dont la température est plus basse que sa propre température, au pincement près.

La variable correspondante au débit de capacité thermique du réseau M^{net} est introduite. Ce débit de capacité thermique M^{net} est la somme des débits de capacité thermique correspondant à l'échange du réseau avec chacun des flux j. $M^{net}_{i',j,t}$ est donc caractérisé par l'intervalle de température $i' \in \{0,2\}$ correspondant à chaque flux j avec lequel le réseau échange de la chaleur pour chaque période t. La Figure 26 illustre les échanges entre le réseau et un flux froid. 3 intervalles de température sont créés (0,1 et 2). Le réseau peut chauffer le flux seulement pour les intervalles 0 et 1. Les températures du flux correspondant à l'intervalle 2 sont plus hautes que la température d'alimentation du réseau, donc l'échange n'est pas permis. La Figure 27 illustre les échanges entre le réseau et un flux chaud. 3 intervalles de température sont ainsi créés (0,1 et 2), où l'intervalle 0 coïncide avec l'intervalle 1. Le flux chaud peut chauffer le réseau seulement via l'intervalle 2. Les températures du flux correspondant aux intervalles 0 et 1 sont plus faibles que les températures du réseau, donc l'échange n'est pas permis. Il est rappelé que le nombre maximal des intervalles potentiels pouvant être créés pour un réseau bitube est de trois.

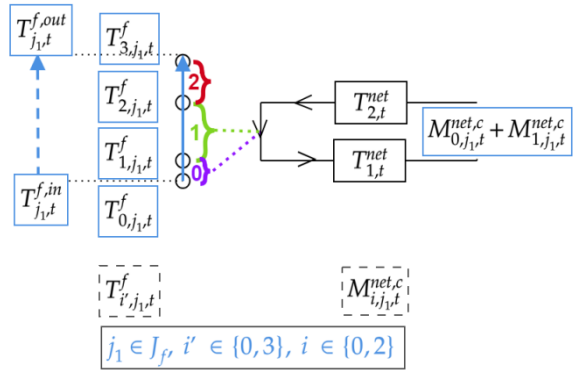

Figure 26 Bilan d'énergie côté flux froids

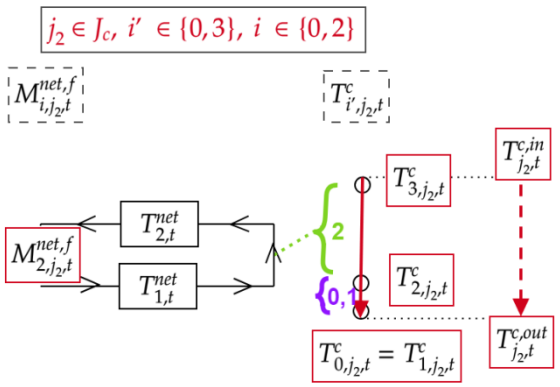

Figure 27 Bilan d'énergie côté flux chauds

Pour le réseau, une distinction est faite entre $M^{net,c}$ qui correspond au débit de capacité thermique qui chauffe les flux froids (côté demande pour un réseau de chaleur), et $M^{net,f}$ qui correspond au débit de capacité thermique qui est chauffée par les flux chauds (côté production pour un réseau de chaleur).

Les équations ci-dessous dérivent le bilan énergétique pour les flux froids :

$$M_{j,t}^{f} \cdot \left(T_{1,j,t}^{f} - T_{0,j,t}^{f}\right) = M_{0,j,t}^{net,c} \cdot \left(T_{2,t}^{net} - T_{1,t}^{net}\right) + U_{0,j,t}^{c} \quad (20a)$$

$$M_{j,t}^{f} \cdot \left(T_{2,j,t}^{f} - T_{1,j,t}^{f}\right) = M_{1,j,t}^{net,c} \cdot \left(T_{2,t}^{net} - T_{1,t}^{net}\right) + U_{1,j,t}^{c} \quad \forall j \in J_f, t \in Per \quad (20b)$$

$$M_{j,t}^{f} \cdot \left(T_{3,j,t}^{f} - T_{2,j,t}^{f}\right) = U_{2,j,t}^{c} \quad (20c)$$

De manière symétrique, pour les flux chauds, le bilan énergétique est décrit par les équations ci-dessous :

$$M_{j,t}^{c} \cdot \left(T_{1,j,t}^{c} - T_{0,j,t}^{c}\right) = U_{0,j,t}^{f} \quad (21a)$$

$$M_{j,t}^{c} \cdot \left(T_{2,j,t}^{c} - T_{1,j,t}^{c}\right) = M_{1,j,t}^{net,f} \cdot \left(T_{2,t}^{net} - T_{1,t}^{net}\right) + U_{1,j,t}^{f} \quad \forall j \in J_c, t \in Per \quad (21b)$$

$$M_{j,t}^{c} \cdot \left(T_{3,j,t}^{c} - T_{2,j,t}^{c}\right) = M_{2,j,t}^{net,f} \cdot \left(T_{2,t}^{net} - T_{1,t}^{net}\right) + U_{2,j,t}^{f} \quad (21c)$$

Cette distinction pour les flux calorifiques est peut être évidente pour un réseau de chaleur « standard », mais prend toute sa valeur quant à l'étude d'un réseau de chaleur avec des moyens de production décentralisés (cf. chapitre 4) ou un réseau de chaud et de froid combinés. En effet, cette formulation mathématique permet l'homogénéisation des équations décrivant les échanges de chaleur des différents flux avec le réseau ainsi que la décorrélation des températures du réseau et du sens de circulation du fluide dans ce réseau. Ainsi, le réseau peut à chaque instant être chauffé par différents flux, permettant l'étude des réseaux où plusieurs points d'injection de chaleur existent. En outre, il devient possible d'étudier des réseaux de chaleur et de froid combinés, avec l'installation des moyens de conversion de type pompe à chaleur (cf. chapitre 3).

3.4. Bilan massique

A chaque période t, le débit de capacité thermique du réseau est égal à la somme des débits de capacité thermique correspondant aux échanges du réseau avec les différents flux. En distinguant les deux côtés chaud et froid :

$$M_{t}^{net,c,sum} = \sum_{i \in \{0,2\}, j \in J_f} M_{i,j,t}^{net,c} \quad (22a)$$

$$M_{t}^{net,f,sum} = \sum_{i \in \{0,2\}, j \in J_c} M_{i,j,t}^{net,f} \quad \forall t \in Per \quad (22b)$$

Le bilan massique est donc réalisé à chaque période t, afin d'assurer l'équilibre entre le côté chaud (demande) et le côté froid (production) du réseau (Figure 28).

$$M_t^{net,c,sum} = M_t^{net,f,sum} \qquad \forall t \in Per \qquad (23a)$$

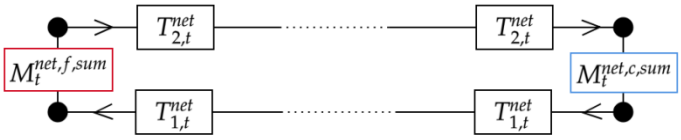

Figure 28 Bilan de masse appliqué pour un réseau bitube

4. Stockage

4.1. Introduction

Pour que les moyens de production répondent plus facilement aux fluctuations de la demande, le stockage devient un enjeu majeur pour les réseaux de chaleur urbains. Le stockage permet le découplage entre la production et la demande sur une période cyclique. Il peut être journalier (effacement des pics horaires ou stockage d'une source de chaleur intermittente), hebdomadaire (équilibrage entre les différents jours de la semaine) ou inter-saisonnier (utilisation de l'excédent de chaleur disponible en été, en période hivernale). En outre, plusieurs types de stockage existent, présentant différents avantages, en fonction de la température du réseau et des profils de la production et de la demande. Deux configurations correspondantes à l'utilisation de stockage de chaleur sensible à volume constant ont été choisies pour être étudiées plus en détail et intégrées dans le modèle proposé : une configuration ou le stockage est placé en série et une configuration ou le stockage est placé en parallèle par rapport au moyen de production.

Dans la Figure 29 et la Figure 30 la configuration d'un réservoir de stockage en boucle fermée est présentée. Le réservoir est lié à l'unité de production via un échangeur de chaleur. Pendant la phase de chargement, l'unité de production fournit une partie de la chaleur produite pour chauffer le contenu du stockage. Pendant la phase de décharge, le stockage restitue la chaleur en même temps que l'unité de production, ce qui permet d'augmenter la puissance fournie au réseau.

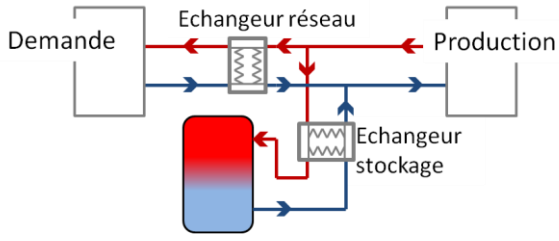

Figure 29 Configuration 1 : Phase de charge

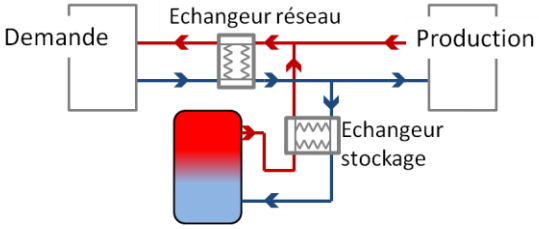

Figure 30 Configuration 1 : Phase de décharge

La deuxième configuration consiste en un réservoir de stockage placé en parallèle avec la production, c'est à dire sur la même boucle que le réseau (Figure 31, Figure 32). En effet, l'eau chaude provenant de l'unité de production traversera le réservoir de stockage. Le volume du réservoir de stockage étant constant, le même volume d'eau chaude sera injecté dans le réseau. Cette configuration permet de séparer les différentes pressions entre la boucle de production et la boucle du réseau, et un seul réservoir par réseau est autorisé.

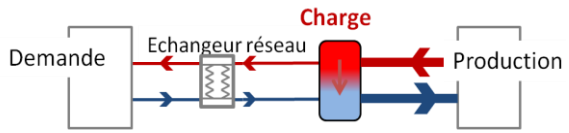

Figure 31 Configuration 2 : Le stockage est dans la même boucle que le réseau. Phase de charge

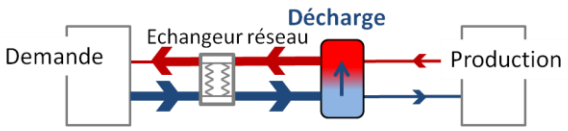

Figure 32 Configuration 2 : Le stockage est dans la même boucle que le réseau. Phase de décharge

4.2. Modélisation mathématique du stockage

Le stockage modélisé est un réservoir stratifié rempli d'eau. Deux zones distinctes sont considérées, la zone chaude (ZC) avec une température T^{up}, et la zone froide (ZF) avec une température T^{down}. Cette modélisation permet la représentation de deux configurations pour le stockage représentées ci-dessus.

Les hypothèses suivantes sont considérées:

- La température dans les deux zones du réservoir est constante, c'est-à-dire qu'il n'y a ni d'effets de mélange ni de pertes de chaleur.
- Le réservoir de stockage peut fournir de la chaleur à T^{up}. La décharge du stockage ne se fait donc qu'à partir de la zone ZC.
- Il n'est pas possible de charger et décharger le stockage simultanément.

Les paramètres suivants sont définis :

- Le nombre de réservoirs de stockage disponibles à utiliser ; NbS . Par conséquence, l'ensemble $S = [1, NbS]$ désigne l'ensemble de réservoirs de stockage possibles à utiliser.
- Le volume minimal V^{min} et maximal V^{max} de chaque réservoir est aussi défini.
- Le volume minimal pour chaque zone : $V^{min,up}$ pour la zone chaude et $V^{min,down}$ pour la zone froide. Le réservoir ne peut donc pas se vider ou se remplir complètement au sens thermique.

A chaque pas de temps, le stockage peut soit se charger avec la chaleur disponible (phase de chargement avec augmentation du volume de la zone chaude), soit alimenter le réseau pour répondre à la forte demande de chaleur (phase de décharge avec diminution du volume de la zone chaude).

En respectant la disposition présentée à la Figure 23, pour chaque réservoir de stockage considéré, un flux froid et un flux chaud sont ajoutés. L'ensemble des flux chauds (J_c) et des flux froids (J_f) sont élargis afin d'intégrer les nouveaux flux. Les nouveaux flux ($j_1 \in J_c$ et $j_2 \in J_f$) sont alors associés à chaque réservoir de stockage. A chaque période, le stockage peut soit stocker de la chaleur, donc se comporter comme un flux froid (phase de chargement) soit fournir de la chaleur, donc se comporter comme un flux chaud (phase de déchargement). En d'autres termes, à chaque pas de temps un flux variable chaud et un flux variable froid par stockage sont définis ; ayant les mêmes températures de fonctionnement, car liés au stockage,

mais des débits différents. Ces températures et ces débits doivent être optimisés par le problème.

Des exigences de niveau de température doivent également être respectées. La chaleur doit être fournie à un niveau de température compatible avec les différents besoins. Ce niveau de température est contrôlé avec l'introduction des variables binaires qui permettent l'identification des possibilités d'échange. Il s'agit des variables binaires déjà définies dans les équations (9a) à (10b).

Dans le cas de la configuration 1, le stockage est couplé à un moyen de production qui fournit de la chaleur au réseau. Dans le cas de la configuration 2, la chaleur stockée provient du réseau et la fournit au réseau quand il y a des besoins. Il est en outre possible de placer le stockage au niveau des consommateurs : le stockage dans ce cas fournit de la chaleur directement aux consommateurs. Le stockage pourrait donc interagir soit avec le réseau, soit avec un autre flux (froid ou chaud) localement.

Le volume total V^{tot}pour chaque réservoir est une variable du problème et est compris entre une valeur minimale V^{min} et une valeur maximale V^{max} de façon à satisfaire l'équation suivante :

$$V_s^{min} \leq V_s^{tot} \leq V_s^{max} \; \forall s \in S \tag{24}$$

De même pour le volume de chaque zone, V^{up} pour la zone chaude et V^{down} pour la zone froide, nous avons :

$$V_s^{min,up} \leq V_s^{up} \tag{25a}$$
$$V_s^{min,down} \leq V_s^{down} \qquad s \in S \tag{25b}$$

A chaque période t une partie du volume total du réservoir est remplie d'eau chaude et une partie d'eau à température inférieure. Le réservoir est rempli quand la zone chaude occupe le volume total. Le réservoir est vide quand la zone froide correspond à la totalité du volume total ; tout en respectant les volumes minimaux requis.

$$V_{s,t}^{up} + V_{s,t}^{down} = V_s^{tot} \;, \qquad \forall s \in S, t \in Per \tag{26}$$

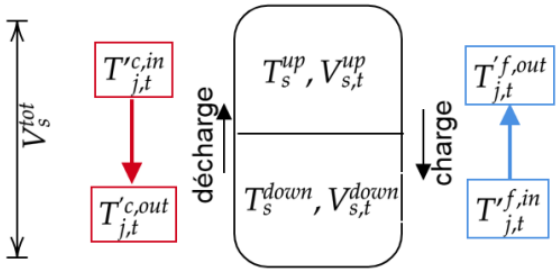

Figure 33 Représentation schématique du stockage. Pendant la phase de chargement, le stockage se comporte comme un flux froid. Pendant la phase de décharge le stockage se comporte comme un flux chaud.

4.3. Echelle temporelle à 2 niveaux

En pratique, l'état des systèmes change dans le temps. Ces changements dépendent de l'interaction des systèmes avec leur environnement (changement exogène) et des décisions du planificateur (changement endogène) [88]. Le changement de l'état peut se produire comme un événement discret à un moment donné, comme par exemple la mise en route d'une machine à un instant t. La réduction du contenu du réservoir de stockage pendant sa décharge se fait de façon continu sur un intervalle du temps. Il est cependant fréquent de le représenter comme un changement d'état discret également.

Quant au développement des modèles d'optimisation de la production, l'horizon temporel est très souvent segmenté en un certain nombre de périodes avec une certaine durée (fixe ou pas). D'un côté, il existe les problèmes avec une structure temporelle à un seul niveau, avec une seule échelle de périodes de durée identique. Pour une durée fixe des périodes, plus le nombre des périodes étudiées pour l'horizon temporel investigué est grand (et donc plus la durée de la période est courte), plus les résultats seront précis quant à la représentation des changements d'état. D'un autre côté, les modèles avec une structure temporelle en multi-niveaux considèrent deux échelles de temps : une macro-échelle (qui contient un certain nombre des macro-périodes) et une micro-échelle (qui contient un nombre des micro-périodes). Chaque macro-période contient une ou plusieurs micro-périodes. Ainsi, la durée des macro-périodes est supérieure à celle des micro-périodes. Chaque micro-période de son côté peut correspondre à des durées différentes.

Très souvent, en ce qui concerne les modèles de planification de la production, des 'effets de fin d'horizon' peuvent apparaître. En effet, la production ou le stockage vers les dernières périodes est inutile, donc la solution optimale est orientée vers un épuisement total des réserves vers la fin de la macro-période investiguée. Ceci ne correspond pas forcement à une solution pratique, ou optimale sur la totalité de la période de l'étude. Plusieurs méthodologies permettant de surpasser cette problématique existent dans la littérature [88] comme par exemple la définition des niveaux de réserves minimales à la fin, ou la compensation des volumes stockés vers la fin via une diminution des coûts associés.

Pour le modèle développé dans le cadre de cette thèse, un des objectifs du problème est le design optimal des réservoirs de stockage. Par conséquence, deux hypothèses sont faites. La première concerne les états initial et final du stockage. Ces deux états sont considérés identiques. De cette façon, il n'y pas d'effets de fin d'horizon, car l'opération optimale du stockage est décorrélée de l'horizon temporel du problème. Sur chaque macro-période, l'apport intégré du stockage en énergie dans le système est nul. La deuxième hypothèse est que lors de la phase de charge du stockage, il n'est pas possible de décharger et vice versa.

Comme déjà mentionné, les flux thermiques sont variables en fonction du temps. Cependant, pour certains moyens de production, cette variation peut être répétitive selon un motif temporel déterminé ; ce motif représente un cycle. A titre indicatif, un cycle pour un moyen de stockage correspond à la durée pendant laquelle une charge et une décharge complète se déroule, c'est-à-dire l'intervalle de temps entre deux états identiques.

Chaque cycle d'un stockage thermique représente une macro-période. Dans chaque macro-période, plusieurs micro-périodes existent. Dans chacune de ces micro-périodes, un certain nombre de flux à chauffer et à refroidir existent. Ce nombre de flux, leurs températures et leurs CP sont fixes dans une même micro-période et peuvent varier d'une micro-période à l'autre.

A titre d'exemple le schéma de la Figure 34 représente une structure temporelle à deux niveaux. Chacune des trois macro-périodes contient respectivement huit, cinq et cinq micro-périodes. Les points initiaux et finaux qui déterminent chaque période ainsi que leur durée sont prédéfinis. Ce schéma peut ainsi correspondre aux cycles de charge et décharge d'un réservoir d'eau chaude. La macro-période correspond à un cycle de charge-décharge (par exemple une journée pour un stockage journalier) et les micro-périodes correspondent aux heures de la journée (pas de temps de trois heures pour le premier jour et de 4.8 heures pour les deux autres jours pour cet exemple). Le changement d'état (charge ou décharge) se fait à la fin de chaque micro-période. L'énergie ne peut pas être transmise d'une macro-période à l'autre. Pour le cas donc du stockage journalier, il est considéré que l'énergie stockée le 1er jour ne peut pas être utilisée le 2ème jour et ainsi de suite.

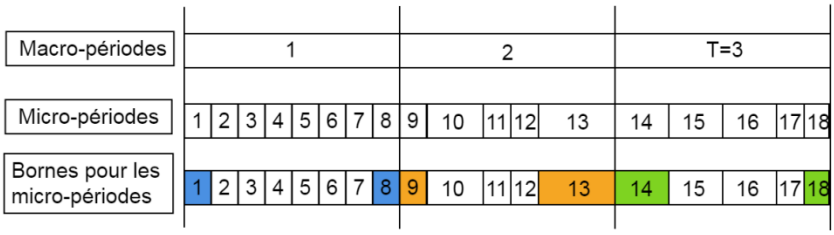

Figure 34 Exemple d'une période d'étude divisée en 3 macro-périodes avec 8, 5 et 5 micro-périodes respectivement

Si l'on cherche en plus à optimiser le volume de stockage, il est évident que pour chaque cycle de charge-décharge (macro période) correspond au moins une macro période où la charge et la décharge correspondent à la totalité du volume du réservoir.

Le choix du cycle pour le stockage est dépendant de la durée pendant laquelle la chaleur peut être stockée de façon efficace (plusieurs critères peuvent être considérés ; déperdition, faisabilité technique et coût). Ce cycle conditionne fortement le dimensionnement du stockage ; la durée nécessaire qui correspond à une taille de stockage acceptable peut représenter un cycle pour le stockage. Les critères déperdition ou faisabilité technique peuvent être identifiés par l'expert et définis a priori et limiter le cycle par contre le critère économique est difficile à définir a priori. Ainsi, le choix théorique de la macro période doit prendre en compte les limites définies a priori et le critère économique permettrait de définir le volume et le cycle. Cependant, si les critères a priori permettent de définir des macro périodes longues, une semaine par exemple, l'optimisation sur un pas horaire peut présenter une complexité numérique. Ainsi, dans la pratique le choix de la macro période est un compromis entre une lourdeur numérique et un parti pris sur l'optimum économique. Par exemple, considérons une conception basée sur les données annuelles. Comme il est difficile numériquement de traiter à pas de temps horaire toute l'année, quelques jours types sont sélectionnés (ce qui correspond aux macro-périodes). Puis, des micro-périodes sont choisis pour pourvoir représenter la régulation du réseau, à titre indicatif un pas horaire par jour type. Ainsi, dans ce cas le parti pris économique est celui d'un cycle journalier.

4.4. Formulation mathématique

La période étudiée est divisée en plusieurs périodes.

L'état initial du réservoir (t = 1) est une variable du modèle d'optimisation. En fonction des profils de demande, au début de chaque cycle de stockage, le réservoir pourrait être vide, plein ou dans tout autre état intermédiaire. Cela permet d'optimiser son fonctionnement pendant la période étudiée.

Le contenu énergétique initial et final du stockage, pour un cycle du stockage thermique doit être le même. Cela permet d'équilibrer la capacité thermique du stockage thermique, afin de ne pas injecter ou extraire de la chaleur du système entre 2 cycles.

Par conséquent, le stockage va opérer pour un nombre prédéfini de nombre de périodes, avec la contrainte d'égalité entre son état initial et son état final au cours de cette macro-période prédéfinie (équation (27)). Si un second cycle de stockage est considéré, seul le volume total du stockage reste constant entre les deux macro-périodes. Ceci permet de limiter l'exploitation et la disponibilité d'un stock à un cycle de production. Il permet également le dimensionnement du stockage dans des capacités raisonnables.

$$V^{up}_{s,début-cycle1} = V^{up}_{s,fin-cycle1}, \quad V^{up}_{s,début-cycle2} = V^{up}_{s,fin-cycle2}, \dots \forall s \in S \tag{27}$$

En ce qui concerne l'échelle temporelle, il est à noter que l'état initial du stockage correspond à l'instant t. La charge ou décharge du stockage correspondent également à l'instant t . L'état

final du stockage après charge ou décharge correspond donc à l'instant $+1$. L'échelle temporelle du stockage est donc $t_s = \{1 \,..\, NbPer + 1\}$.

A chaque période t, l'état du stockage est calculé comme suit :

$$V_{s,t+1}^{up} = V_{s,t}^{up} + V_{s,t}^{load} - V_{s,t}^{unload} \quad \forall s \in S, t \in Per \tag{28a}$$
$$V_{s,t+1}^{down} = V_{s,t}^{down} - V_{s,t}^{load} + V_{s,t}^{unload} \quad \forall s \in S, t \in Per \tag{28b}$$

De plus, à chaque micro période t la variation de volume du stockage est traduite en contenu thermique du flux créé. Ceci correspond à l'échange thermique entre le stockage, d'une part, et le réseau, le site de production ou le site de demande d'autre part. (équations (29a) et (29b)).

$$M_{j,t}^{c} \times dur_t = V_{s,t}^{load} \times \rho \times Cp, \forall j, s \in S, t \in Per \tag{29a}$$
$$M_{j,t}^{h} \times dur_t = V_{s,t}^{unload} \times \rho \times Cp, \forall j, s \in S, t \in Per \tag{29b}$$

Avec $\rho\, en\, [kg/m^3]$ la densité du fluide contenu dans le réservoir et $dur\, en\, [s]$ la durée de chaque période de temps.

La température de deux zones (chaude et froide) du stockage est aussi reliée à la température du flux correspondant à la phase de charge et de décharge du réservoir.

$$T_{s,t}^{up} = T_{j2,t}^{c,in} = T_{j1,t}^{f,out} \quad \forall j_1 \in J_f, j_2 \in J_f, s \in S, t \in Per \tag{30a}$$
$$T_{s,t}^{down} = T_{j2,t}^{c,out} = T_{j1,t}^{f,in} \quad \forall j_1 \in J_f, j_2 \in J_f, s \in S, t \in Per \tag{30b}$$

Le contenu thermique du réservoir de stockage est calculé en prenant en compte le volume, la différence de température entre les deux zones et la capacité calorifique spécifique du fluide contenu dans le réservoir.

Par ailleurs, un pincement minimum est considéré pour l'échange thermique entre le stockage et l'unité de production (phase de chargement) ainsi que pour l'échange de chaleur entre le stockage et le réseau (phase de déchargement). Dans ce cas, à chaque pas de temps, il existe soit un flux froid soit un flux chaud correspondant à chaque stockage (31).

$$M_{s,t}^{f} \times M_{s,t}^{c} \leq 0 \quad \forall s \in S, t \in Per \tag{31}$$

Pour l'équation (31) une égalité serait suffisante, mais pour la résolution du problème, l'inégalité est plus facilement gérable par le solveur.

En résumé, le modèle proposé permet l'optimisation de la capacité installée (V^{tot}), du volume initial(V^{up}), du niveau de température (T^{up}) et de la stratégie de fonctionnement du réservoir de stockage sur une durée de fonctionnement donnée t.

5. Echangeurs de chaleur

Comme déjà évoqué, les échangeurs de chaleur ne sont pas modélisés dans ce modèle. Le réajustement des températures des flux au niveau de la production et de la demande par le pincement est considéré suffisant pour représenter les échangeurs de chaleur à mettre en place.

6. Fonction objectif

L'objectif du problème d'optimisation est de résoudre un problème complexe formulé en MINLP, tout en minimisant les coûts totaux. Différentes équations déterminent des corrélations entre les puissances produites par les utilités et le stockage et les coûts que celles-ci entraînent.

La fonction objectif à minimiser est le coût total annualisé, donc la somme du coût d'investissement (IC) et du coût opérationnel (OC) :

$$CTA = OC + {}^{1}/_{Années} \times IC \quad (32)$$

$Années$ est le nombre des années considérées pour l'amortissement du coût d'investissement.

Tout en considérant le coût des moyens de stockage exprimé par unité monétaire par m^3 des réservoirs à utiliser (C^s) , le coût d'investissement est :

$$IC = C^{stor} \quad (33)$$

$$C^{stor} = \sum_{s \in S} V_s^{tot} \times C^s \quad (33a)$$

En considérant un coût $C^{c,var}$ par unité d'énergie produite (euro/MJ) pour les flux chauds et un coût $C^{f,var}$ pour les flux froids, le coût opératoire pour ces utilités est :

$$C^{c,tot} = \sum_{t \in Per} \sum_{j \in J_c} M_{j,t}^c \times \left(T_{j,t}^{c,in} - T_{j,t}^{c,out}\right) \times C_j^{c,var} \times dur_t \quad (34a)$$

$$C^{f,tot} = \sum_{t \in Per} \sum_{j \in J_f} M_{j,t}^f \times \left(T_{j,t}^{f,out} - T_{j,t}^{f,in}\right) \times C_j^{f,var} \times dur_t \quad (34b)$$

avec $M_{j,t}^c \times \left(T_{j,t}^{c,in} - T_{j,t}^{c,out}\right)$ la puissance demandée pour le chauffage, $M_{j,t}^f \times \left(T_{j,t}^{f,out} - T_{j,t}^{f,in}\right)$ la puissance demandée pour la climatisation et dur la durée de chaque période.

Le coût opératoire (OC) est ainsi exprimé par l'équation ci-dessous :

$$OC = C^{c,tot} + C^{f,tot} \quad (35)$$

Le modèle d'optimisation MINLP M1 regroupe les équations (1) à (35) et la fonction objectif à minimiser est $\min: CTA$.

7. Cas d'étude

7.1. Objectif

La méthodologie présentée est appliquée pour l'étude de la conception d'un réseau de chaleur avec l'intégration d'un réservoir de stockage. Ce cas d'étude permet la validation de l'approche méthodologique ainsi que l'évaluation de l'impact de plusieurs paramètres du modèle sur la solution optimale. Une fois la solution optimale obtenue, des analyses de sensibilité sont effectuées afin de tester l'importance relative de l'échelle temporelle considérée sur la solution optimale.

Pour ces cas d'étude, le modèle MINLP M1 décrit précédemment (équations (1) à (35)) est utilisé. La solution est obtenue en utilisant le solveur Baron, couplé avec Cplex. (version Baron : AMPL Version 20170914, processeur Intel Core™ i7-3520M CPU, @2.90GHz – RAM 8Go - Système d'exploitation: Windows 7)

7.2. Description

La méthodologie présentée est appliquée à la conception d'un réseau de chaleur urbain en France. Le réseau de chaleur alimenterait la ville pour répondre aux besoins de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire. Un site de production et un site de consommation sont considérés. Sur le site de production, une unité d'incinération, une chaudière biomasse et une chaudière à gaz peuvent être utilisées pour répondre à la demande d'énergie.

L'optimisation est effectuée sur plusieurs horizons temporels afin d'étudier la sensibilité de la solution à ce paramètre.

7.3. Dimensionnement du stockage sur un jour « type » (1 macro-période)

L'optimisation concerne un jour type d'hiver. La demande de chaleur est divisée par pas de temps de 30 minutes sur une journée de 24h. Le problème à résoudre contient donc 48 micro-périodes sur une seule macro-période.

La Figure 35 montre la demande de chaleur en fonction du temps. Les points relevés représentent les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire et varient de 28.8 à 45.5 MW. La chaleur doit être fournie à un minimum de 80°C (température secondaire) afin d'assurer le chauffage des bâtiments les plus anciens ainsi que les besoins d'eau chaude sanitaire. Les températures du réseau, aller et retour, sont des variables du problème à optimiser.

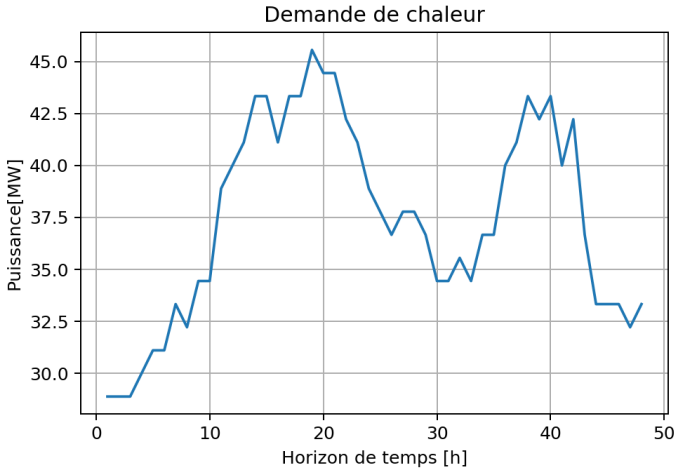

Figure 35 Besoins en chauffage et ECS pour un jour type d'hiver

Sur le site de production, deux contraintes de fonctionnement sont imposées : le potentiel disponible en termes de puissance (Pmax) et en termes de température (Tmax) pour chaque moyen de production (Tableau 6). Les températures de fonctionnement et les débits pour chaque moyen de production sont variables. De plus, un pincement de 5 K est considéré sur les échangeurs de chaleur entre le réseau et les moyens de production.

Ces hypothèses ainsi que les coûts d'investissement et de fonctionnement sont également présentées sur le Tableau 6.

Tableau 6 Paramètres du cas d'étude : bornes de température, puissances maximales et coûts des différents moyens de production considérées

	Pmax [MW]	T min [°C]	T max [°C]	Coût de fonctionnement [€/MWh]	Coût d'investissement [€/m^3/an]
Incinérateur	28	190	200	12.66	-
Chaudière à biomasse	9	190	200	24.24	-
Chaudière à gaz	18	190	200	32.32	-
Réservoir de stockage	75	70	100	-	60.00
Canalisations	-	40	100	-	-
Pincement	-	5	5	-	-

7.3.1. Cas de référence

Dans un premier temps, une optimisation est effectuée sans aucun moyen de stockage, afin de caractériser le cas de référence. La Figure 36 montre les résultats en termes de fourniture de la demande par les différents moyens de production pour chaque pas de temps.

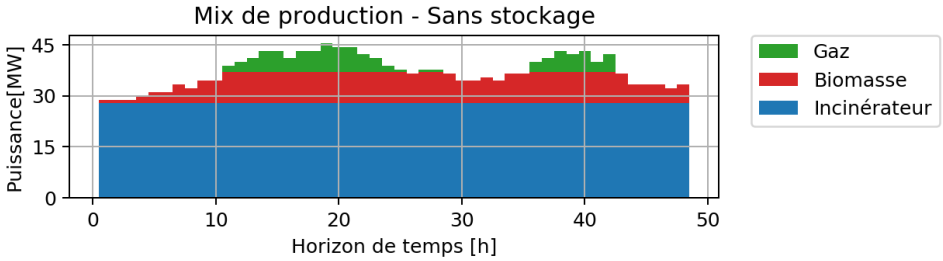

Figure 36 Mix de production pour le cas de référence

La température d'aller du réseau varie entre 95 et 85 ° C, la température de retour variant pendant certaines périodes entre 75 et 65 ° C. En effet, comme la fonction objectif ne dépend pas de la température (moyens de production non sensible à la température) pour cette étude de cas, il existe plusieurs solutions équivalentes.

Les résultats du scénario de référence en ce qui concerne le mix énergétique et les coûts totaux sont présentés dans le tableau ci-dessous:

Tableau 7 Production de chaleur par moyen de production et coûts totaux pour le cas de référence

Demande (MWh)	Incinérateur (MWh)	Chaudière biomasse (MWh)	Chaudière gaz (MWh)	Coût (k€/jour)
899	672	173	54	14.43

La chaudière à gaz produit 54 MWh afin de pouvoir satisfaire la pointe de la demande de chauffage. De plus, en considérant l'incinérateur et la chaudière à biomasse comme des sources d'énergie renouvelable ou renouvelées, seuls les 6% des besoins de chauffage totaux sont couverts par les sources d'énergie non renouvelable.

Il est observé que la chaudière à biomasse et l'incinérateur (les moyens de production les moins chers) ne peuvent pas fournir la totalité de la puissance nécessaire pendant les périodes froides, ce qui entraîne l'utilisation de la chaudière à gaz (Figure 36). Cependant, la diminution de la dépendance vis-à-vis du gaz est intéressante dans le but d'avoir un mix énergétique plus «vert» et un coût plus faible. L'introduction d'un réservoir d'eau peut permettre une meilleure exploitation des moyens de production d'énergie renouvelable, en équilibrant le déphasage entre la production et la demande de chaleur. Ainsi, l'intégration du stockage de la chaleur dans la présente configuration est étudiée.

7.3.2. Intégration d'un réservoir de stockage

Un réservoir de stockage couplé à la chaudière à biomasse est considéré. La méthodologie proposée permet de dimensionner le réservoir de stockage ainsi que d'identifier son mode de fonctionnement et sa température simultanément.

Pour ce cas d'étude, la configuration 1 est prise en compte pour le stockage. Les paramètres suivants sont considérés pour le stockage:

- Le stockage peut fonctionner entre 100 et 70 ° C.

- La puissance maximale que le stockage peut fournir est de 75 MW, suffisamment grande pour permettre son dimensionnement.
- Un volume minimal de 100 m^3 est considéré pour le volume chaud et le volume froid. Cette hypothèse permet d'assurer qu'il y aura toujours deux volumes à températures différentes dans le réservoir. En plus, cela permet la prise en compte de contraintes technologiques du réservoir, qui font que l'eau en dessous d'un certain niveau ne peut pas être épuisée.
- Le volume maximal pour le stockage est de 2154 m^3.

La Figure 37 montre les résultats en termes de satisfaction de la demande par les différents moyens de production pour chaque pas de temps, lors de l'intégration d'un réservoir de stockage.

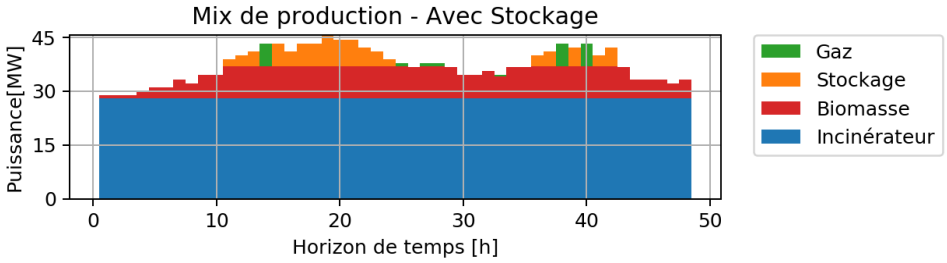

Figure 37 Mix de production avec l'intégration d'un réservoir de stockage

L'intégration du réservoir de stockage permet d'atténuer l'appel à la chaudière à gaz. Cependant, l'incinérateur et la chaudière à biomasse ne suffisent pas pour couvrir la totalité des besoins, donc la chaudière à gaz est quand-même utilisée comme appoint. En outre, le profil de l'utilisation de la biomasse est plus lisse.

La phase de chargement et de déchargement du réservoir de stockage sont détaillées dans la Figure 38. L'eau est stockée dans le réservoir à 100 ° C. Le volume total optimal du réservoir de stockage pour la période d'optimisation considérée est de 1298 m^3. Le schéma de fonctionnement du réservoir de stockage est présenté à la Figure 39.

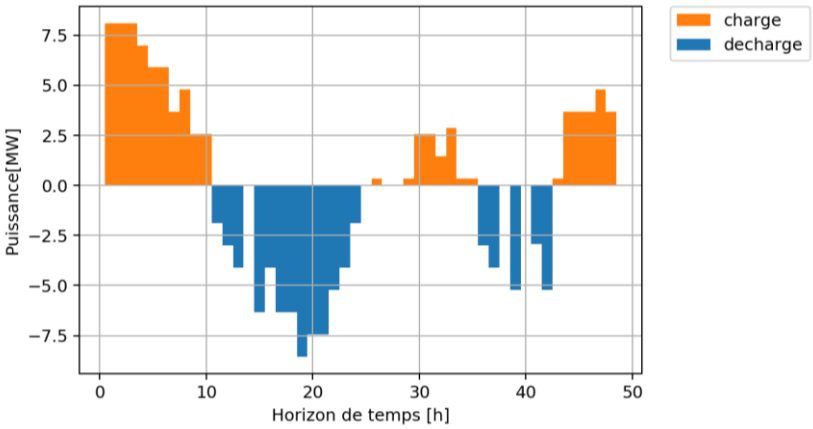

Figure 38 Puissances de charge et de décharge pour le réservoir de stockage

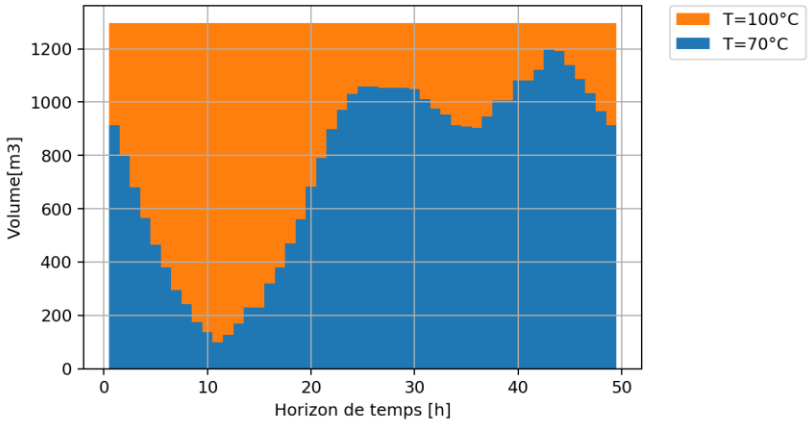

Figure 39 Opération du réservoir de stockage : variations des volumes Vup et Vdown du réservoir

Dans cette étude, l'intégration d'un réservoir de stockage combiné à un incinérateur et à une chaudière biomasse peut augmenter l'utilisation de la chaudière biomasse de 20.12%. Les coûts de fonctionnement seront donc réduits de 0.91%.

Considérant par ailleurs une intensité de CO2 de 239 kg / MWh pour le gaz[2], les émissions de CO2 liées à l'utilisation de la chaudière à gaz sont calculées. En effet, l'utilisation des chaudières à gaz est réduite de près de 80% pour le scénario étudié. Cela entraîne des économies importantes sur les plans économique et environnemental.

Le Tableau 8 synthétise les résultats en termes de mix énergétique, de coûts et d'émissions de CO2 entre le cas de référence et le scénario d'intégration du réservoir de stockage.

Tableau 8 Comparaison des résultats avec l'intégration du réservoir de stockage

Cas	Incinérateur (MWh)	Chaudière biomasse (MWh)	Chaudière gaz (MWh)	Ratio d'énergie renouvelable	Coût (k€/jour)	Emissions CO2 (t)
Référence	672	173	54	94%	14.43	12.98
Avec stockage	672	216	11	99%	14.30	2.60
Différence		*+20%*	*-80%*	*+5%*	*-1%*	*-80%*

Comme déjà mentionné, l'état initial du réservoir de stockage, c'est-à-dire la quantité d'eau chaude et froide disponible au début d'un cycle de stockage, est une variable à optimiser. Une contrainte impose le même état initial au réservoir de stockage au début de chaque cycle (un jour dans ce cas). Par exemple, au début du deuxième jour, l'état initial du stockage est le même qu'au début du premier jour. Il est clair par là que le choix de la période d'optimisation et la durée du cycle de stockage ont un impact important sur le dimensionnement du réservoir de stockage.

[2] Agence de l'Environnement et de la Maitrise de l'Energie, "Documentation des facteurs d'émissions de la Base Carbone ® - Version 11.1.0," 2014.

7.3.3. Sensibilité du volume du stockage par rapport au prix annuel considéré

La sensibilité du problème par rapport au volume optimal du réservoir de stockage a été étudiée. La même journée type divisée en 48 périodes a été considérée. Les paramètres du Tableau 6 sont conservés. Pour cette étude, le volume minimal pour chacune de deux couches (chaud et froid) est égal à zéro. L'objectif est de déterminer la dépendance du volume optimal du stockage thermique par rapport à son coût nominal C^s [€/m3/an]. La Figure 40 présente les résultats obtenus.

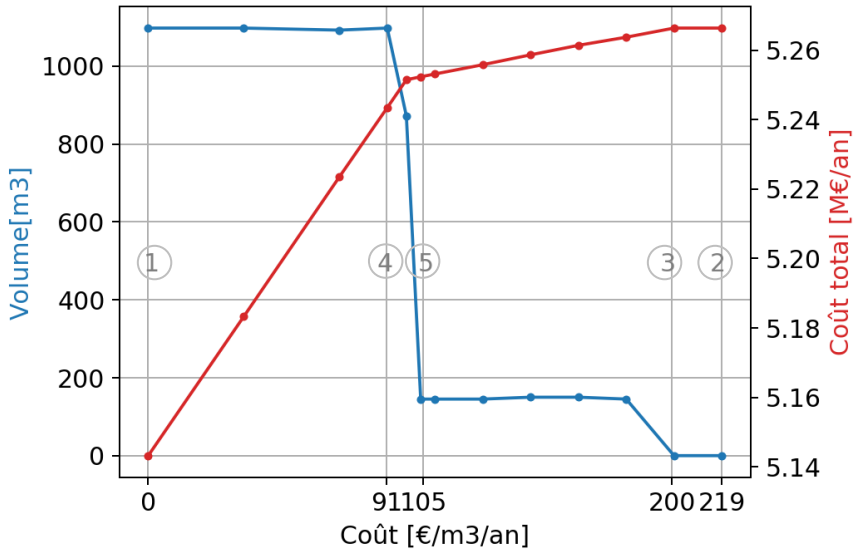

Figure 40 Sensibilité du volume du stockage au prix/m3/an considéré

Pour un coût du réservoir de stockage nul, le volume optimal est calculé à 1097.5 m^3, avec un coût total de fonctionnement de 5.14 M€ (1). Ceci est effectivement le coût le plus faible possible, car le mix de production est le résultat de la minimisation de l'utilisation de la chaudière à gaz, sans considération du surcoût d'investissement pour le stockage. La valeur maximale du coût total pour le mix de production est de 5.27 M€ et correspond au cas de référence où le stockage n'est pas utilisé (2). A partir de 200€ coût annuel par m3 d'eau stockée, l'intégration d'un réservoir de stockage n'est plus intéressant en termes économiques par rapport aux coûts opératoires considérés pour les autres moyens de production (3). Pour des coûts de 0 à 91€ annuel par m3 d'eau stockée, le volume dimensionné ne varie pas et l'augmentation du coût total est linéaire par rapport au volume du réservoir (4). Entre 105 et 200€ de coût annuel par m3 d'eau stockée, un seuil de 150m^3 de volume total est observé (5).
Cette étude est intéressante pour démonter la sensibilité des résultats aux coûts d'investissement considérés. Le coût total n'est pas linéaire par rapport au coût du réservoir de stockage, il existe deux seuils de volume du réservoir pour ce cas étudié. Il est évident que l'intérêt du stockage dépend du mix énergétique possible pour chaque cas.

Tableau 9 Volume optimal du stockage par rapport au coût d'investissement

Coût [€/m³/an]	Volume optim [m³]	Coût total [M€]	Coût stockage [k€]
0	1098	5.14	0
60	1098	5.22	65.85
91.3	1098	5.24	100.15
146	150	5.25	15.11
200.8	0	5.27	0

Pour rappel ; la solution optimale pour le scénario de 48 périodes était un volume optimal de 1298 m^3, ce qui correspond bien à un volume de 1098m^3 majoré de 200m^3 (=100m^3 pour le volume chaud et 100m^3 pour le volume froid) d'eau de réserve, pour un coût annuel d'environ 60€/m^3.

Pour une optimisation mono-objectif, avec une minimisation des coûts totaux recherchée, la technologie de stockage et donc son coût d'investissement a un très grand impact sur la solution. En revanche, ajouter des contraintes sur les coûts des émissions des gaz à effet de serre par exemple, amènera à des solutions potentiellement différentes, ou un stockage de chaleur important est privilégié même avec un coût élevé.

7.3.4. Sensibilité du modèle sur le nombre des périodes considérés

Il est évident que plus le nombre de pas de temps considérés pour le dimensionnement du stockage sur un horizon temporel donné est grand, plus la solution proposée sera proche de la réalité pour l'opération du réservoir. Néanmoins, considérer un grand nombre de périodes risque d'augmenter de manière importante le temps de calcul. Il existe donc un compromis à choisir entre la précision de la solution proposée et le temps de calcul. Afin de qualifier ce rapport entre précision de la solution et temps de calcul, l'optimisation est effectuée sur la même journée type en considérant des différentes échelles de temps pour représenter la demande et la production.

7.3.4.1. Dimensionnement du stockage sur un jour type d'hiver

Le même cas d'étude déjà analysé auparavant va être utilisé, avec les paramètres du Tableau 6. L'optimisation sera effectuée sur le même jour type considéré précédemment. En revanche, la journée sera découpée en 12, 24 et 48 périodes ; autrement dit un pas de temps de deux heures, d'une heure et d'une demie heure seront considérés. La comparaison des résultats permettra d'étudier la sensibilité de la solution à ce paramètre.

La Figure 41 montre la demande de chaleur en fonction du temps pour les trois discrétisations. Les points relevés représentent les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire. Ils varient de 28.8 à 45.5 MW. Il est évident que plus le pas de temps considéré est court, plus la représentation de la demande sera précise. Pour la cohérence de la représentation des données d'entrée selon les différents scénarii, la même demande d'énergie totale est considérée pour les 3 cas. Pour chaque période choisie, la moyenne de la puissance demandée est donc prise en compte.

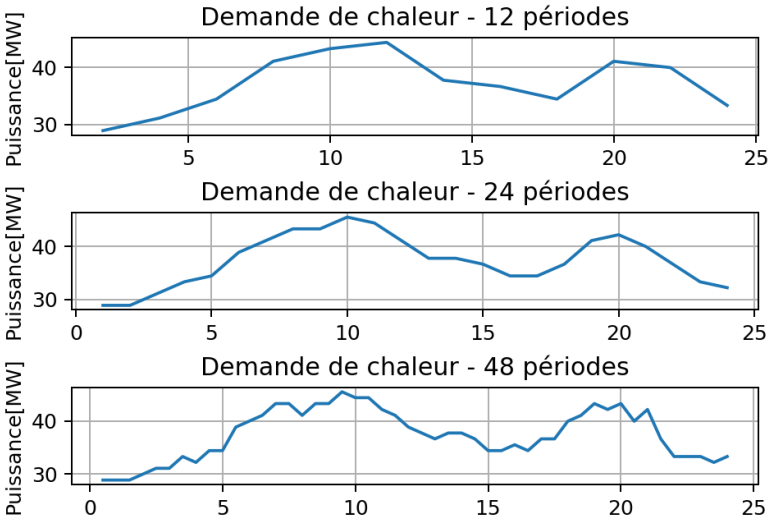

Figure 41 Besoins en chauffage et ECS pour un jour type d'hiver

En utilisant le modèle MINLP M1, un réservoir de stockage couplé à la chaudière à biomasse est dimensionné. Le stockage peut fonctionner entre 100 et 70 ° C. La Figure 42 montre les résultats en termes de satisfaction de la demande par les différents moyens de production pour chaque pas de temps, lors de l'intégration d'un réservoir de stockage.

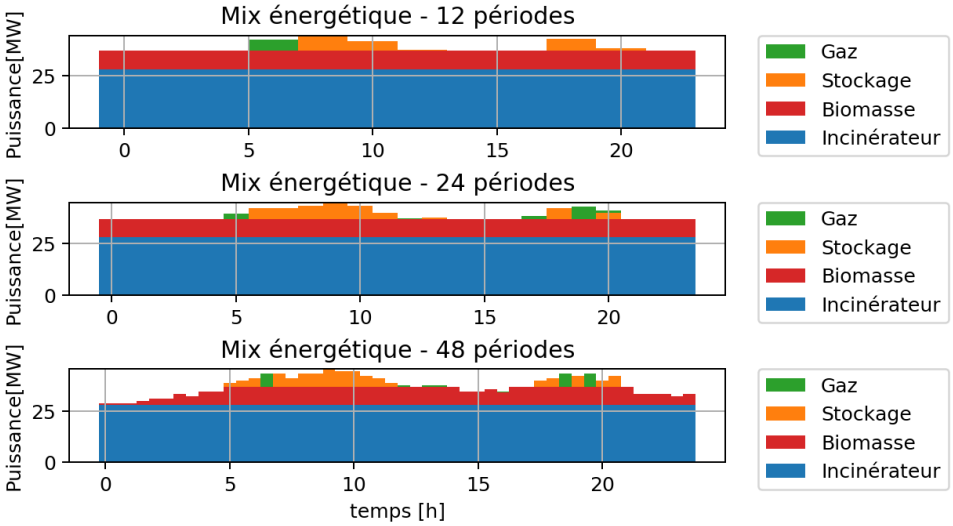

Figure 42 Mix de production avec l'intégration d'un réservoir de stockage

Dans les trois cas, l'incinérateur et la chaudière biomasse couplée au réservoir de stockage permettent de satisfaire une grande partie des besoins énergétiques. La chaudière à gaz est utilisée pendant la pointe matinale (6h à 8h du matin) ainsi que la pointe de consommation du soir, aux alentours de 18 à 20h.

Tableau 10 Comparaison des mix énergétiques optimaux pour le stockage selon les différents scénarii

Cas	Demande (MWh)	Incinérateur (MWh)	Chaudière biomasse (MWh)	Chaudière gaz (MWh)
12 périodes	898.9	672.0	216.0	10.9
24 périodes	898.9	672.0	216.0	10.9
48 périodes	898.9	672.0	216.0	10.9

Les résultats du mix énergétique optimal pour les trois cas sont représentés dans le Tableau 10. L'incinérateur et la chaudière biomasse sont sollicités à leur capacité maximale dans les trois cas et en conséquence la chaudière à gaz couvre la demande supplémentaire.

Tableau 11 Comparaison des volumes optimaux pour le stockage selon les différents scénarii

Cas	Demande (MWh)	Volume (m3)	*différence*	Coût (k€/jour)	*différence*
12 périodes	898.9	1170	*9%*	14.28	*-0.2%*
24 périodes	898.9	1298	-	14.30	-
48 périodes	898.9	1298	-	14.30	-

Quant au stockage, les différentes contraintes de charge et décharge, liées aux différents pas de temps considérés, résultent à des différents résultats. L'eau est stockée dans le réservoir à 100 ° C pour les trois cas. Par contre, le volume total optimal du réservoir de stockage pour l'horizon temporel d'optimisation considéré varie entre 1298 et 1170 m3 (Tableau 11). En effet, comme la demande par pas horaire varie entre les trois scénarii, même avec la même énergie totale reçue, le déstockage ne peut pas être effectué de la même façon par période considérée. La prise en compte des contraintes économiques en plus, conduit à des capacités de stockage différentes.

Le coût total de l'opération est légèrement plus faible quand 12 périodes sont considérées, ce qui coïncide avec un réservoir de stockage de taille plus petite. La différence de 9% par rapport au volume total du stockage quant aux 48 périodes considérées est assez faible, surtout en vue de son impact sur les coûts.

De plus, il est intéressant de noter que les solutions obtenues en considérant 24 et 48 périodes sont les mêmes en termes de coût total. La charge et décharge du réservoir ne se font pas de manière strictement identique, mais le volume total, ainsi que l'état initial pour les deux cas sont les mêmes.

Ainsi, le mix énergétique n'est pas impacté par le choix de la discrétisation. Par contre, le lissage de profil de demande impacte la puissance appelée et la gestion du stock. Le sous dimensionnement du stock pour la discrétisation en 12 périodes est une conséquence du lissage et donc en réalité conduirait à une utilisation plus importante de la chaudière à gaz.

En ce qui concerne les statistiques de calcul, le temps de calcul ainsi que le nombre de variables pour chacun de scénarii ont été comparés. En effet, le nombre de variables pour les scénarii dépend du nombre des périodes considérées : le scénario de 48 périodes contient 4 fois plus de variables que le scénario à 12 périodes. En outre, le temps de calcul n'est pas linéaire par rapport au nombre des périodes considérées. Autrement dit, doubler le nombre des variables, fait augmenter le temps de calcul plus que deux fois par rapport au problème initial (Tableau 12). Prendre en compte 12 périodes pour représenter une journée type, permet de diminuer le temps de calcul de plus de 100 fois par rapport au scénario où 48 périodes sont considérées.

Tableau 12 Résumé des statistiques de calcul

	12per	*24per*	*48per*
Nb de variables binaires	48	96	192
Nb total de variables	1032	2040	4056
Nb de contraintes	1491	2967	5919
Temps de calcul total, sec	190	11500	21000

La phase de chargement et de déchargement du réservoir de stockage est détaillée dans la Figure 43. Le taux de remplissage du stockage en début du cycle varie de 27.9% du volume total pour les 12 périodes à 29.6% du volume total pour les 48 périodes, correspondant à 327 à 384 m^3 d'eau stockée à 100°C. Le stockage et déstockage se font de façon équivalente pour les trois cas.

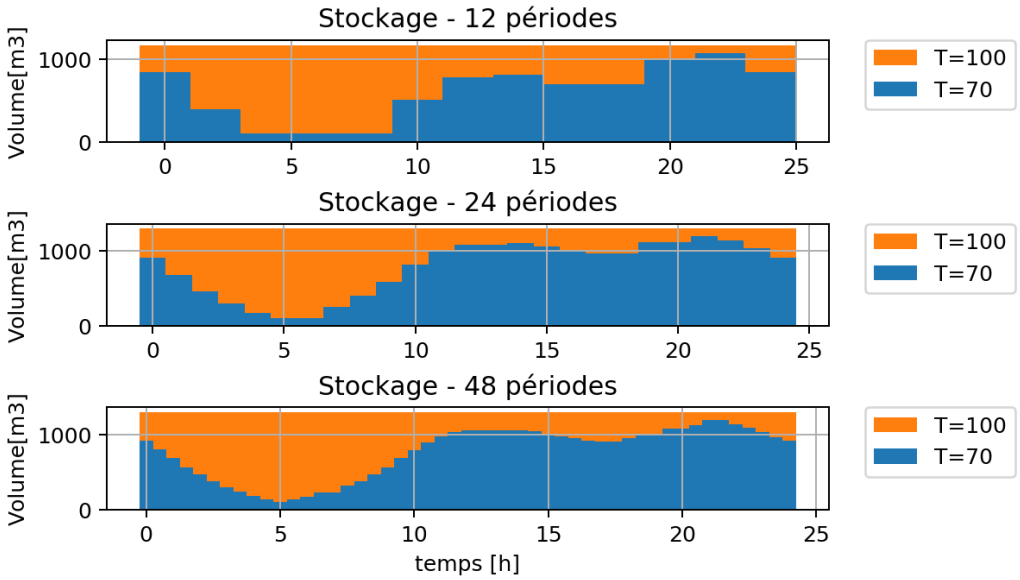

Figure 43 Opération du réservoir du stockage

Pour conclure, une représentation d'un jour type avec 48 ou 24 périodes donne, pour le jeu de données utilisé, les mêmes résultats en termes de coûts et du dimensionnement du stockage, avec une légère différence en termes d'opération du réservoir de stockage. Considérer 24 périodes, signifie par contre une diminution du temps de calcul d'environ 2 fois par rapport aux 48 périodes. Une considération des 12 périodes entraine une dégradation au niveau de la précision des résultats, notamment liée aux rapports des coûts des différents moyens.

L'opération du stockage suit la même courbe, mais ceci est dimensionné 9% plus petit par rapport au scénario de 48 périodes. En outre, le calcul est plus que 100 fois plus rapide par rapport à la solution de référence.

Globalement, quant à la considération des longs horizons temporels, une décomposition du jour type étudié en 24 ou même en 12 périodes est globalement jugé suffisante afin de bien représenter les fluctuations de ce jour.

7.4. Dimensionnement du stockage sur une année type

L'étude de cas est élargie afin d'analyser le dimensionnement du stockage sur une année type. Suite à l'étude précédente, un compromis entre le temps de calcul et la précision est fait. Comme démontré dans le paragraphe précédent, le dimensionnement du stockage est peu sensible quand à l'horizon de temps choisi pour représenter la demande journalière. Un pas de temps de deux heures (12 périodes pour représenter un jour) est donc suffisant pour représenter les pics journaliers.

L'année est représentée par 8 macro-périodes, autrement dit 8 jours types entre lesquels le transfert de chaleur (via le stockage) n'est pas permis. 2 jours d'hiver, 2 jours de printemps, 2 jours d'été et 2 jours d'automne sont donc considérés.

Le problème à résoudre contient donc 12 x 8 = 96 périodes.

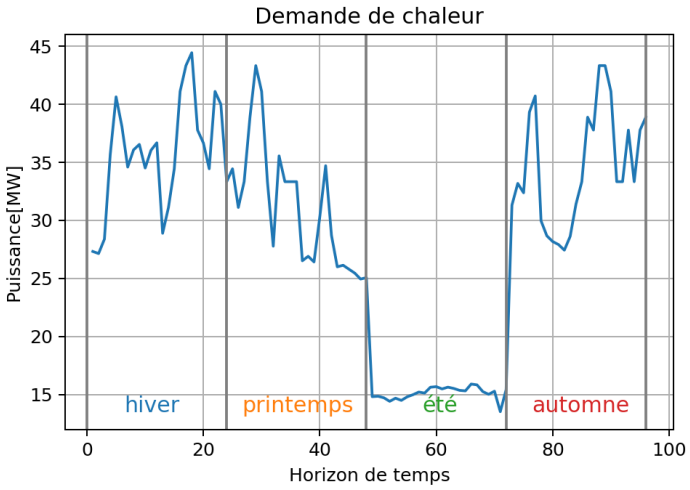

Figure 44 Besoins en chauffage et ECS pour une année type

La Figure 44 montre la demande de chaleur en fonction du temps. Les points relevés représentent les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire et varient de 13.5 MW en été et 44.5 MW maximum en hiver. Les mêmes limitations aux niveaux de températures et des puissances maximales, déjà représentés sur le Tableau 6 sont considérés. Les mêmes hypothèses sur les coûts d'investissement et d'exploitation sont aussi prises en compte.

7.4.1. Cas de référence

Dans un premier temps, une optimisation est effectuée sans aucun moyen de stockage, afin de caractériser le cas de référence. La Figure 45 montre les résultats en termes de fourniture de la demande par les différents moyens de production pour chaque pas de temps.

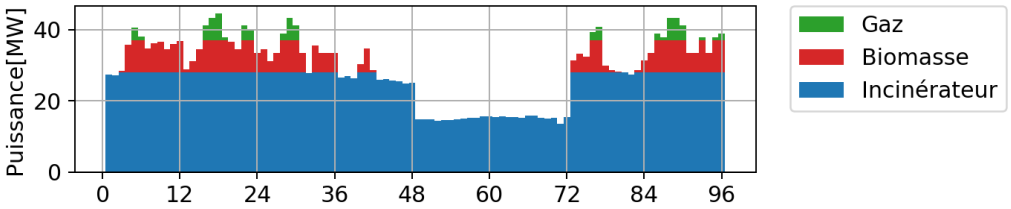

Figure 45 Mix de production pour le cas de référence

La température de départ du réseau varie entre 95 et 80 ° C, et la température de retour entre 80 et 65 ° C.

Il est observé que la chaudière à biomasse et l'incinérateur ne peuvent pas fournir la totalité de la puissance nécessaire pendant les périodes froides, ce qui entraîne l'utilisation de la chaudière à gaz (Figure 45). En période estivale, la demande de chaleur est assez faible et correspond à la demande de l'eau chaude sanitaire. Dans ce cas la, l'incinérateur seul peut fournir la totalité de l'énergie demandée.

Les résultats du scénario de référence en ce qui concerne le mix énergétique et les coûts totaux sont présentés dans le tableau ci-dessous:

Tableau 13 Production de chaleur par moyen et coûts totaux pour le cas de référence

Demande (MWh)	Incinérateur (MWh)	Chaudière biomasse (MWh)	Chaudière gaz (MWh)	Ratio d'énergie renouvelable	Coût (k€)
5596.63	4715.35	737.76	143.52	97.44%	82.17

La chaudière à gaz produit 143.52 MWh afin de pouvoir satisfaire la demande de chauffage. De plus, en considérant l'incinérateur et la chaudière à biomasse comme des sources d'énergie renouvelable, seuls les 2.56% des besoins de chauffage totaux sont couverts par les sources d'énergie non renouvelable.

L'introduction d'un réservoir d'eau permettant une meilleure exploitation des moyens de production est ensuite explorée.

7.4.2. Intégration d'un réservoir de stockage

En utilisant le modèle MINLP M1, un réservoir de stockage couplé à la chaudière à biomasse est considéré. La méthodologie proposée permet de dimensionner le réservoir de stockage ainsi que d'identifier son mode de fonctionnement et sa température simultanément. Les hypothèses du Tableau 6 sont respectées.

La Figure 46 montre les résultats en termes de satisfaction de la demande par les différents moyens de production pour chaque pas de temps, lors de l'intégration d'un réservoir de stockage. Les macro-périodes 1 et 2 correspondent à l'hiver, les macro-périodes 3 et 4 au printemps, les macro-périodes 5 et 6 à l'été et les macro-périodes 7 et 8 à l'automne. Le réseau fonctionne de la même façon que le cas précédent.

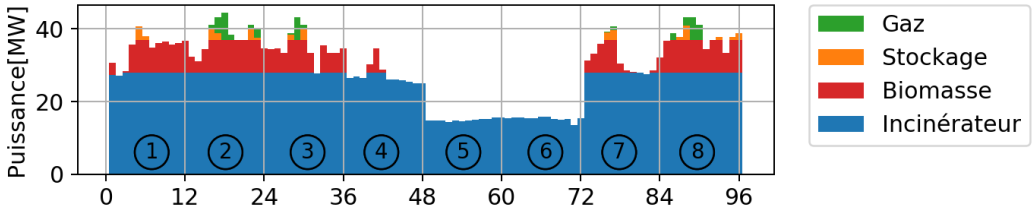

Figure 46 Mix de production avec l'intégration d'un réservoir de stockage pour les 8 macro-périodes

Il est observé que l'intégration du réservoir de stockage permet d'atténuer l'appel à la chaudière à gaz. En effet, l'incinérateur et la chaudière à biomasse ne suffisent pas pour couvrir la totalité des besoins en périodes hivernales, donc la chaudière à gaz est quand-même utilisée comme appoint. Bien évidemment, en période d'été, l'incinérateur suffit pour couvrir la totalité des besoins en ECS, et le stockage n'est pas utilisé.

La phase de charge et de décharge du réservoir de stockage est détaillée dans la Figure 47. Comme déjà mentionné, l'état initial du réservoir de stockage, c'est-à-dire la quantité d'eau chaude et froide disponible au début d'un cycle de stockage, est une variable du problème. Une contrainte implémentée impose le même état initial au réservoir de stockage au début de chaque cycle (chaque 12 périodes dans ce cas). Par exemple, au début du deuxième jour, l'état initial du stockage est le même qu'au début du premier jour. L'énergie n'est pas donc transférée d'une période à l'autre. Ceci permet de considérer de jours types qui ne sont pas consécutifs. Il est clair par là que le choix de la période d'optimisation et la durée du cycle de stockage ont un impact important sur le dimensionnement du réservoir de stockage.

L'eau est stockée dans le réservoir à 100 ° C. Le volume total optimal du réservoir de stockage pour la période d'optimisation considérée est de 272.15 m^3. Le schéma de fonctionnement du réservoir de stockage est présenté à la Figure 48.

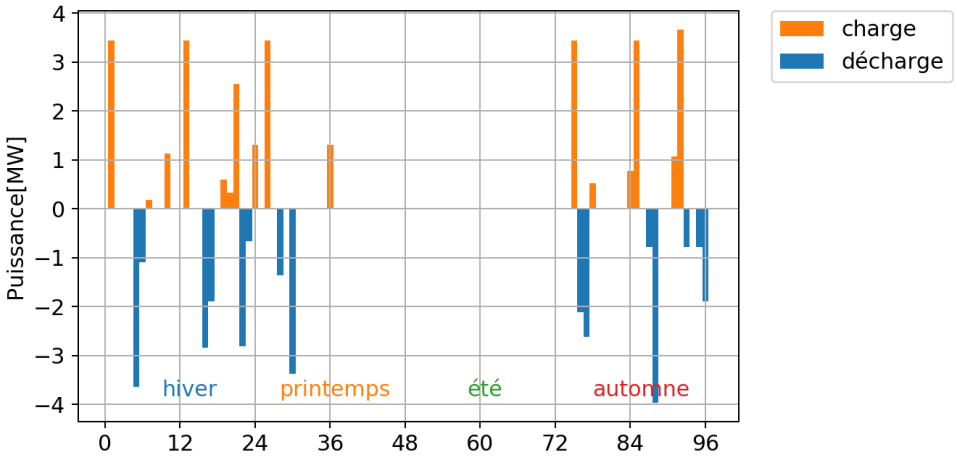

Figure 47 Phase de charge et de décharge pour le réservoir de stockage

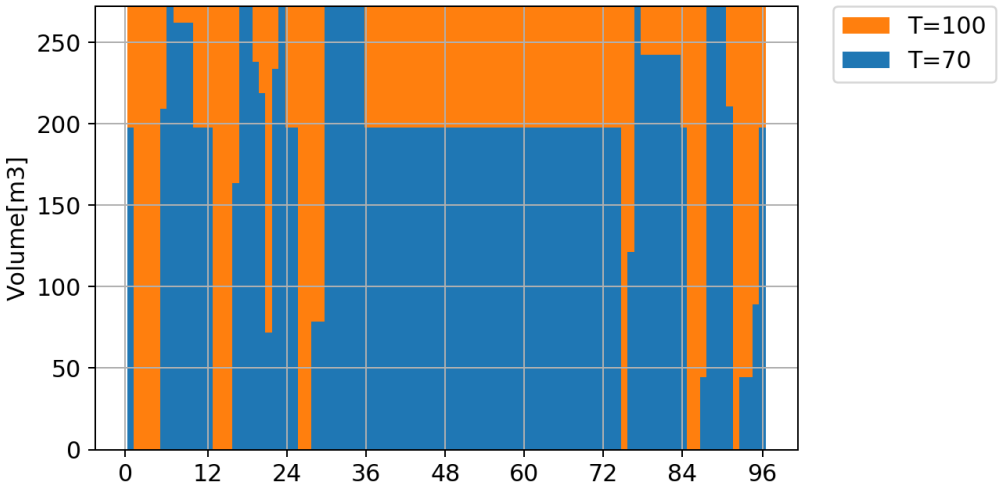

Figure 48 Opération du réservoir de stockage

Dans cette étude, l'intégration d'un réservoir de stockage combiné à un incinérateur et à une chaudière biomasse peut augmenter l'utilisation de l'équipement de base (la chaudière biomasse) de 8%. Les coûts totaux de l'opération seront légèrement diminués de 0.13%.

Considérant par ailleurs une intensité de CO2 de 239 kg / MWh pour le gaz, les émissions de CO2 liées à l'utilisation de la chaudière à gaz peuvent être calculées. En effet, l'utilisation des chaudières à gaz est réduite de près de 42% pour le scénario étudié. Cela peut entraîner des économies importantes sur le plan environnemental, ainsi que sur le plan économique.

Le Tableau 8 synthétise les résultats en termes de mix énergétique, de coûts et d'émissions de CO2 entre le cas de référence et le scénario d'intégration du réservoir de stockage.

Tableau 14 Comparaison des résultats avec l'intégration du réservoir de stockage

Cas	Incinérateur (MWh)	Chaudière biomasse (MWh)	Chaudière gaz (MWh)	Ratio d'énergie renouvelable	Coût (k€)	Emissions CO2 (t)
Référence	4715.35	737.76	143.52	97.44%	82.17	34.30
Avec stockage	4715.35	797.82	61.26	98.51%	82.06	19.95
Différence		*8.14%*	*-41.85%*	*1.10%*	*-0.13%*	*-41.85%*

Le stockage n'est pas dimensionné de la même façon selon les profils de demande de chaleur d'un jour type d'hiver et d'une année entière. Les besoins de chauffage étant nuls pour la période estivale, il devient moins intéressant économiquement d'investir sur un grand réservoir de stockage. En revanche, la diminution des émissions de CO_2 est importante même avec un réservoir de stockage de petit volume. Ceci démontre un intérêt supplémentaire au stockage.

7.5. Conclusions

Ce chapitre présente un modèle (M1) pour la conception optimisée de réseaux de chaleur urbain en multi-périodes, proposant l'intégration de réservoirs de stockage stratifiés couplés à une source d'énergie. Cette méthodologie est validée via une étude de cas. Des scénarii (avec et sans stockage) sur différents horizons temporels sont étudiés et comparés. Les résultats montrent que l'intégration du stockage de chaleur peut permettre une augmentation de la part d'énergie de sources renouvelables utilisée tout en minimisant les coûts totaux.

Il est à noter, que l'état initial du stockage ainsi que son volume sont des variables à optimiser. Ce degré de liberté a un impact sur le temps de calcul, mais permet une conception plus précise de l'architecture du réseau.

L'aspect multi-période de l'approche développée est un élément de complexité supplémentaire. Considérer des horizons temporels suffisamment longs est important quant à l'évaluation de l'intérêt économique sur l'investissement à une technologie, comme le stockage. Dans la suite de ce travail (cf. chapitre 3) des méthodes de hiérarchisation des variables de décision vont être investiguées afin de permettre le plus possible de garder la méthodologie générique tout en augmentant le nombre des variables à traiter.

En outre, des cas avec l'intégration des moyens de conversion, des pompes à chaleur par exemple, pourraient être étudiées. Le chapitre 3 décrira l'enrichissement de la méthode afin d'inclure des moyens de conversion et des réseaux à basse température.

Chapitre 3
Conception d’un réseau de chaleur urbain avec dimensionnement de systèmes de conversion thermodynamiques – application aux pompes à chaleur

1. Introduction

Le modèle développé dans le chapitre 2 permet l'optimisation du mix énergétique d'un réseau de chaleur urbain à haute température et le dimensionnement simultané d'un réservoir de stockage. La fonction objectif comporte les coûts de fonctionnement des moyens de production ainsi que le coût d'investissement du moyen de stockage.

Fournir de la chaleur à basse température permet d'intégrer un plus grand part d'énergies renouvelables ; ainsi que minimiser les pertes au long des canalisations. En outre, la température de la source chaude, par exemple dans le cas de certaines sources géothermiques < 60 °C, peut être insuffisante afin de satisfaire les besoins en ECS des bâtiments. Pour des sources difficilement valorisables, à cause de leur température, via des échanges directs, il est parfois nécessaire d'utiliser des moyens de conversion, comme une PAC, pour valoriser au mieux ces potentiels.

De plus, des synergies supplémentaires peuvent apparaître quant à la considération de différents besoins ou types de bâtiments. Un exemple de ces architectures originales, le réseau tri-tube, c'est-à-dire un réseau constitué de trois tuyaux à différentes températures, un pour le retour, et deux canalisations pour l'aller (moyenne et haute température) s'avère très intéressant pour satisfaire des besoins à différents niveaux de température.

Ce chapitre enrichi le modèle d'optimisation présenté précédemment en y ajoutant la conception de l'architecture d'un réseau de chaleur à moyenne et/ou haute température, avec le dimensionnement simultané des pompes à chaleur. Les échanges locaux sont en outre détaillés. La considération des niveaux de température pour les échanges de chaleur permet un dimensionnement des moyens de production ainsi que des architectures des réseaux. Le modèle est générique et permet de représenter différentes architectures (par exemple : des réseaux tri-tubes, des réseaux combinés chaud et froid).

Des nouvelles contraintes sont alors ajoutées au modèle M1 précédent. En considérant toujours un profil de demande fluctuant dans le temps, l'objectif consiste désormais à optimiser le mix de production en élargissant d'une part les options technologiques considérées, et d'autre part les configurations possibles pour le réseau.

Le nouveau modèle (M2) est testé et validé sur une étude de cas considérant une possibilité d'intégration d'une pompe à chaleur sur un réseau de chaleur afin de valoriser une source géothermique à basse température. Le potentiel de la méthode sur le dimensionnement simultané des pompes à chaleur et du réseau est ainsi démontré. Via l'étude de cas présenté, des difficultés numériques sont identifiées et surmontées en établissant une méthode de hiérarchisation des variables de décision.

2. Définition du problème

Comme déjà évoqué dans le chapitre précédent, le problème de l'optimisation d'un réseau de chaleur urbain peut être décomposé en trois blocs : la production, la demande et la distribution. Les moyens de production et la demande sont caractérisés par leur température et leur débit de capacité thermique.

Dans ce chapitre, la méthodologie est élargie afin d'inclure la modélisation des configurations de réseaux complexes. Plusieurs branches du réseau peuvent être prises en compte et optimisées. Le nombre de branches correspondant à des canalisations à températures différentes i, est un paramètre d'entrée du problème, avec $i \in I = [1..NbNet]$ où $NbNet$ est le nombre maximal des différents niveaux de températures pour le réseau. La chaleur peut donc être fournie à des températures T_2^{net}, T_3^{net}, .. T_i^{net} et le retour le plus froid du réseau correspond à la température T_1^{net}. L'ensemble $I' = [1..NbNet - 1]$ contient les intervalles entre les températures $i \in I$. Le débit du réseau est ainsi définit entre deux températures, et donc dans l'ensemble I'

Ainsi, les ressources locales (par exemple une source de géothermie) sont modélisées plus finement qu'un flux normal. En fait, elles sont modélisées en tant que flux disponibles à une certaine température connue, mais leurs débits sont à optimiser. La demande peut donc être satisfaite soit par le réseau, soit par les ressources locales disponibles à basse température, soit par des utilités locales classiques, comme une chaudière gaz. Les utilités existent à des niveaux de températures qui se trouvent dans l'ensemble $= [0..NbNet + 1]$. Le niveau $k = 0$ correspond à des températures plus basses que la température la plus froide du réseau (T_1^{net}) , et le niveau $k = NbNet + 1$ correspond à des températures plus hautes que la température la plus chaude du réseau (T_{NbNet}^{net}).

Par ailleurs, les moyens de conversion permettent de mieux valoriser les sources basse température. L'intégration des moyens de conversion de type pompe à chaleur dans le modèle M2 est décrite par la suite.

Dans le schéma de la Figure 49 sont regroupés les éléments considérés pour le problème M2. Il s'agit des éléments déjà considérés pour le problème M1 enrichis de contraintes supplémentaires pour prendre en compte plusieurs niveaux de température pour le réseau, ainsi que des PAC et des utilités locales. Les températures et les débits pour le réseau sont définis dans les ensembles I et I' respectivement, et les utilités locales sont définies dans l'ensemble K.

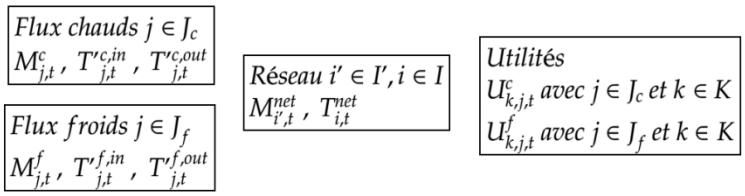

Figure 49 Eléments et notations pour M2

Le modèle M2 permet donc l'optimisation des températures et du débit du réseau, ainsi que celle du mix énergétique, en considérant les différents profils de la demande. La fonction d'objectif peut être soit la minimisation du coût total (incluant les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement) soit la minimisation de la destruction d'exergie sur la totalité des périodes considérées ; cette fonction objectif supplémentaire est intéressante ici du fait de la prise en compte de systèmes thermodynamiques et permettrait donc une première analyse du système de production en amont de l'étude détaillée économique. La Figure 50 représente le schéma de principe du problème d'optimisation. Les flux 1 et 2 représentent des sources de chaleur et les flux 3 et 4 représentent des demandes de chaleur. Le réseau fonctionne entre N températures différentes (ici 3 sont représentées pour l'illustration) : $T_1^{net}, T_2^{net} et\ T_3^{net}$.

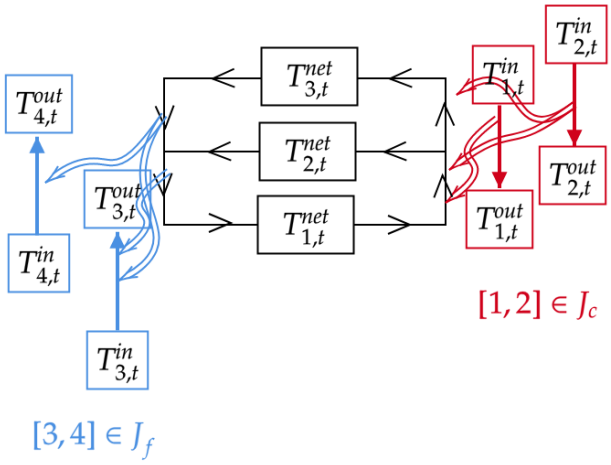

Figure 50 Schéma du réseau de chaleur tri-tube avec représentation des flux chauds {1,2} et des flux froids {3,4}.

2.1. Nouvelles variables du modèle

Par rapport au modèle M1, M2 contient les nouvelles variables suivantes :

- Les températures du réseau $T^{net}_{i,t}, i \in I$ ainsi que le débit de capacité calorifique $M^{net}_{i',t}, i' \in I'$ à chaque instant $t \in Per$
- Les températures du condenseur $T^{cond}_{p,t}$ et de l'évaporateur $T^{evap}_{p,t}$ de chaque PAC utilisée $p \in PAC$, ainsi que la puissance au compresseur $P^{comp}_{p,t}$ à chaque instant $t \in Per$.

3. Modèle mathématique(M2)

Ce modèle permet la conception de l'architecture d'un réseau de chaleur en optimisant simultanément les échanges entre les différents flux, le dimensionnement et l'opération des moyens de stockage et des moyens de conversion. Il s'agit du modèle M1 modifié et enrichi avec des nouvelles contraintes liées à la considération des pompes à chaleur ainsi qu'à la considération d'un réseau de chaleur de typologie complexe Les contraintes liées aux bilans de masse, aux différentes températures ainsi qu'aux limitations technologiques sont respectées. Ces modifications sont présentées ci-dessous.

3.1. Modifications liées à la configuration du réseau

Afin de pouvoir étudier les réseaux tri-tubes ainsi que des configurations des réseaux de chaleur et de froid combinés, un nouveau paramètre $NbNet$ est ajouté au modèle M1 : avec $NbNet$ le nombre maximal des températures considérées pour le réseau. Ceci permet la conception d'un système plutôt complexe de réseaux de températures hautes ou plus basses, en fonction des correspondances de température entre le réseau et les flux.

Les ensembles ci-dessous y sont dérivés :

- Ensemble des températures du réseau $I = \{i\ dans\ [1, NbNet]\}$
- Ensemble des intervalles de température du réseau $I' = \{i'\ dans\ [1, NbNet - 1]\}$
- Ensemble des températures créés pour chaque flux $K = \{k\ dans\ [0, NbTnet + 1]\}$
- Ensemble des intervalles de températures créés pour chaque flux $K' = \{k'\ dans\ [0, NbTnet]\}$

Les variables décrivant la température du réseau sont caractérisées par l'indice i appartenant à l'ensemble $i \in [1, NbNet] = I$ et non plus à l'ensemble {1,2}. Pour un réseau bitube il suffit d'imposer $NbNet = 2$. Un réseau tri-tube correspond à $NbNet = 3$. En outre, imposer $NbNet = 4$ permet l'étude par exemple des réseaux combinés chaud et froid. La présente formulation est donc suffisamment générique pour permettre de considérer des réseaux à complexité variable (bitubes, tri-tubes ou combinés).

Un ordre est imposé pour les températures du réseau. A chaque période t :

$$T_{i,t}^{net} \leq T_{i+1,t}^{net},\ \ i \in I, t \in Per \qquad (8c^*)$$

A titre indicatif, pour le cas d'un réseau de chaleur tri-tube, la température $T_{3,t}^{net}$ correspond à la température « aller » haute, la température $T_{2,t}^{net}$ correspond à la température « aller » moyenne, et la température $T_{1,t}^{net}$ correspond à la température «retour » du réseau.

Les équations (9a) à (10b) décrites dans le chapitre 2 sont modifiées de la façon décrite ci-dessous :

La création des binaires est étendue afin d'inclure les nouvelles combinaisons des températures du réseau. Les équations comparant les températures réseau à celles de chaque flux sont :

Pour les flux froids :

$$T_{i,t}^{net} \geq T_{j,t}^{f,in} \cdot b_{i,j,t}^{f,in}, \qquad i \in I, j \in J_f, t \in Per \tag{9a*}$$

$$T_{i,t}^{net} \geq T_{j,t}^{f,out} \cdot b_{i,j,t}^{f,out}, \qquad i \in I, j \in J_f, t \in Per \tag{9b*}$$

Et pour les flux chauds :

$$T_{i,t}^{net} \cdot b_{i,j,t}^{c,in} \leq T_{j,t}^{c,in}, \qquad i \in I, j \in J_c, t \in Per \tag{10a*}$$

$$T_{i,t}^{net} \cdot b_{i,j,t}^{c,out} \leq T_{j,t}^{c,out}, \qquad i \in I, j \in J_c, t \in Per \tag{10b*}$$

Il est rappelé que les binaires prennent la valeur « 1 » lorsque les deux températures comparées permettent l'échange. Par exemple, un flux froid peut être chauffé par le réseau seulement dans le cas ou sa température initiale est inférieure à la température « retour » du réseau et sa température cible est inférieure à la température « aller » du réseau. Comme les branches « aller » et « retour » du réseau ne sont pas prédéterminés, il est possible qu'une branche du réseau soit à la fois une branche « aller » et une branche « retour » pour deux flux différents. A titre d'exemple, pour un réseau tri-tube, la température $T_{2,t}^{net}$ peut correspondre à la température de retour pour une maison chauffée à haute température$T_{3,t}^{net}$, et, en même temps, correspondre à la température « aller » pour une maison à basse consommation qui est chauffée à $T_{2,t}^{net}$. Il est évident qu'il existe une multitude de combinaisons potentielles pour les variables binaires, selon les différentes configurations.

Comme déjà évoqué, les besoins peuvent être satisfaits en partie par le réseau. A titre d'exemple, l'ECS peut être préchauffée par un réseau à 50 °C, puis chauffée à la température souhaitée 60 °C par un autre système de production local. Dans ce cas, une comparaison des bornes de températures de chaque flux avec la température du réseau n'est pas suffisante afin de déterminer les échanges possibles. Des niveaux de températures intermédiaires sont donc introduits pour chaque flux j. Ces températures $T_{k,j,t}$ correspondent à la projection des températures i du réseau sur les flux j à chaque période t. Le nombre maximal d'intervalles dépend du nombre maximal de niveaux de températures pour le réseau. Pour un réseau tri-tube, quatre intervalles peuvent être créés : un intervalle à une température plus basse que le

réseau, deux intervalles correspondant aux températures du réseau, et un intervalle à des températures plus hautes que la température « aller » la plus haute du réseau. Le nombre maximal des intervalles est donc $NbNet + 1$. Les températures créées sont alors ré-définies dans l'ensemble $k \in K = [0, NbNet + 1]$.

La Figure 51 illustre les différents intervalles de température dans le cas où deux flux qui échangent via un réseau à 4 niveaux de températures.

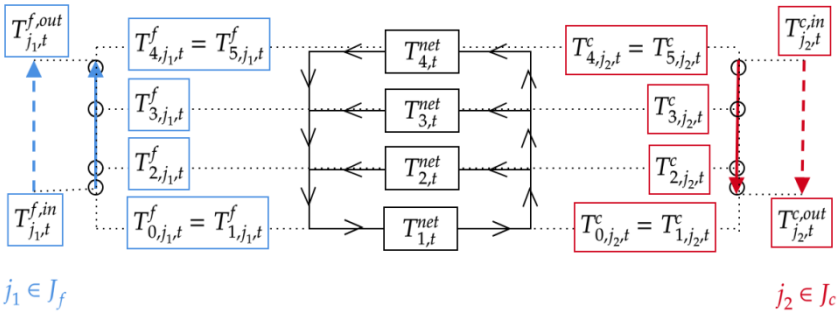

Figure 51 Détermination des intervalles de température pour un flux froid ($j_1 \in J_f$) et un flux chaud ($j_2 \in J_c$) pour un réseau à 4 niveaux de température

L'introduction des binaires (équations (9*) et (10*)) permet l'identification, de manière générique, des intervalles de température pour chaque flux, selon les températures du réseau ainsi que les températures des flux. Des variables binaires sont également introduites afin de représenter un échange potentiel entre les différents flux et le réseau.

Le Tableau 15 regroupe les valeurs des intervalles de température en fonction des valeurs des binaires. Ces valeurs sont obtenues en appliquant les équations (12a) à (19b).

Tableau 15 Valeurs des intervalles de températures des flux en fonction des valeurs des binaires

$b^{f,in}_{i,j,t}$	$b^{f,out}_{i,j,t}$	$T^{f}_{k,j,t}$
0	0	$T^{f,in}_{j,t}$
~~0~~	~~1~~	
1	0	$T^{net}_{i,t}$
1	1	$T^{f,out}_{j,t}$

$b^{c,in}_{i,j,t}$	$b^{c,out}_{i,j,t}$	$T^{c}_{k,j,t}$
0	0	$T^{c,in}_{j,t}$
~~0~~	~~1~~	$T^{h,in}_{j,t}$
1	0	$T^{net}_{i,t}$
1	1	$T^{c,out}_{j,t}$

Pour tout $i \in I, k \in I, j \in J_f \cup J_c, t \in Per$

A titre indicatif, pour un flux froid, si le binaire $b^{f,in}_{1,j,t}$ est égal à zéro, alors la température du flux $T^{f,in}_{j,t}$ est supérieure à la température « retour » du réseau $T^{net}_{1,t}$. Alors le réseau ne peut pas chauffer ce flux froid. La température $T^{f}_{1,j,t}$ est donc égale à la borne inférieure du flux j : $T^{f}_{1,j,t} = T^{f,in}_{1,t}$.

En outre, par convention, $T_j^{f,in} < T_j^{f,out}$ pour chaque flux froid j ∈ J_f . Donc, si la température $T_j^{f,in}$ est supérieure à la température T_i^{net} du réseau, c'est-à-dire $b_{i,j,t}^{f,in} = 0$, la température $T_j^{f,out}$ est aussi supérieure à la température T_i^{net} du réseau. Autrement dit, si $b_{i,j,t}^{f,in} = 0$ alors $b_{i,j,t}^{f,out} = 0$ également. Symétriquement pour les flux chauds, si $b_{i,j,t}^{c,in} = 0$ alors $b_{i,j,t}^{c,out} = 0$. La deuxième ligne du Tableau 15 est donc effacée.

Les contraintes permettant de déterminer les intervalles de température correspondante entre la température i du réseau et la température du flux j sont présentées ci-dessous.
Pour le flux froid, les bornes supérieure et inférieure sont définies comme suit:

$$T_{0,j,t}^{f} = T_{j,t}^{f,in}, \qquad j \in J_f, t \in Per \tag{12a}$$
$$T_{NbNet+1,j,t}^{f} = T_{j,t}^{f,out}, \qquad j \in J_f, t \in Per \tag{12b*}$$

Pour les autres cas, les équations (13a) à (15b), présentées dans le chapitre 2, sont reprises. La modification consiste au fait que le champ de valeurs potentielles des variables i est élargi afin d'être inclus dans l'ensemble $i \in I$.

De façon symétrique, des équations sont appliquées dans le cas de flux chauds.

Pour le flux chaud, les bornes supérieure et inférieure sont définies comme suit:

$$T_{0,j,t}^{c} = T_{j,t}^{c,out}, \qquad j \in J_c, t \in Per \tag{16a}$$
$$T_{I+1,j,t}^{c} = T_{j,t}^{c,in}, \qquad j \in J_c, t \in Per \tag{16b*}$$

Pour les autres cas, les équations (17a) à (19b), présentées dans le chapitre 2, sont reprises. La modification consiste au fait que le champ de valeurs potentielles des variables i est élargi afin d'être inclus dans l'ensemble $i \in I$.

3.2. Bilan énergétique

Le bilan énergétique est réalisé pour chaque intervalle de température $(k, k+1), k \in K$ de chaque flux j pour chaque période t. L'ensemble des intervalles de température $(k, k+1)$ considéré dans le chapitre 2 est ainsi élargi, et est maintenant inclus dans l'ensemble $K' = [0, NbTnet]$. La variable $M_{k',j,t}^{net}$ ($k' \in K'$), correspond au débit de capacité thermique échangé entre le réseau et les flux j. Les figures ci-dessous représentent des échanges d'un flux chaud et un flux froid avec les différentes boucles de réseau (Figure 52 et Figure 53).

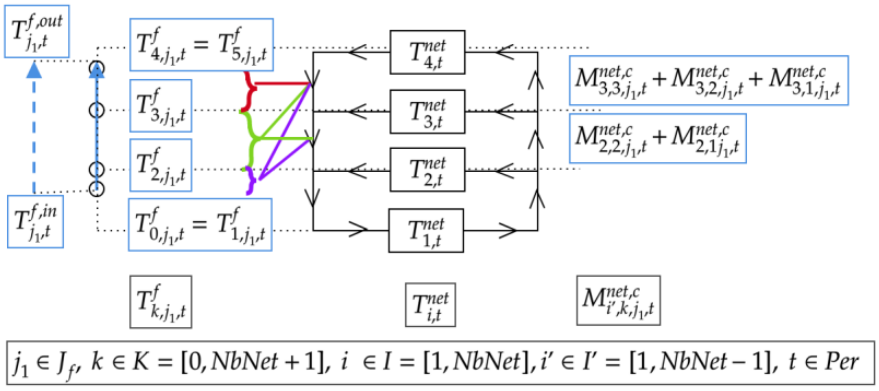

Figure 52 Bilan d'énergie côté flux froids

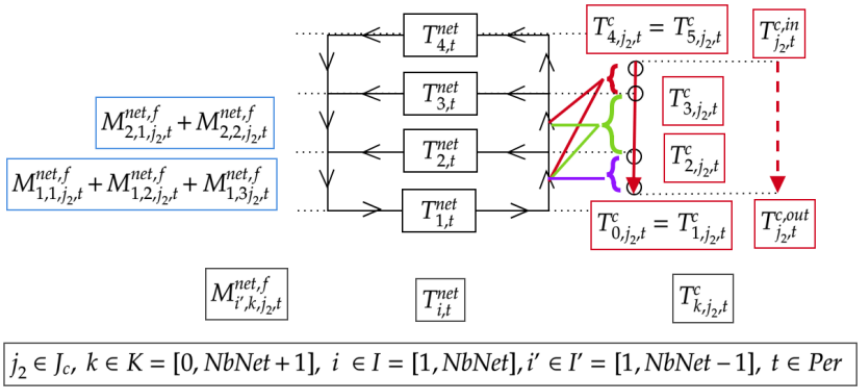

Figure 53 Bilan d'énergie côté flux chauds

Les équations ci-dessous décrivent le bilan énergétique pour les flux froids :

$$M^{f}_{j,t} \cdot \left(T^{f}_{1,j,t} - T^{f}_{0,j,t}\right) = \sum_{k \in [1, NbTnet-1]} M^{net,c}_{k,0,j,t} \cdot \left(T^{net}_{k+1,t} - T^{net}_{k,t}\right) + U^{c}_{0,j,t} \quad (20a^*)$$

$$M^{f}_{j,t} \cdot \left(T^{f}_{i+1,j,t} - T^{f}_{i,j,t}\right) = \sum_{k \in [i, NbTnet-1]} M^{net,c}_{k,i,j,t} \cdot \left(T^{net}_{k+1,t} - T^{net}_{k,t}\right) + U^{c}_{i,j,t} \quad i \in I, j \in J_f, t \in Per \quad (20b^*)$$

$$M^{f}_{j,t} \cdot \left(T^{f}_{NbTnet+1,j,t} - T^{f}_{NbTnet,j,t}\right) = U^{c}_{NbTnet,j,t} \quad (20c^*)$$

De façon symétrique, pour les flux chauds, le bilan énergétique est décrit par les équations ci-dessous :

$$M^{c}_{j,t} \cdot \left(T^{c}_{1,j,t} - T^{c}_{0,j,t}\right) = U^{f}_{0,j,t} \quad (21a^*)$$

$$M^{c}_{j,t} \cdot \left(T^{c}_{i+1,j,t} - T^{c}_{i,j,t}\right) = \sum_{k \in [1, i]} M^{net,f}_{k,i,j,t} \cdot \left(T^{net}_{k+1,t} - T^{net}_{k,t}\right) + U^{f}_{i,j,t} \quad i \in I, j \in J_c, t \in Per \quad (21b^*)$$

$$M_{j,t}^{c} \cdot \left(T_{NbTnet+1,j,t}^{c} - T_{NbTnet,j,t}^{c}\right) = \sum_{k \in [1, NbTnet-1]} M_{k,NbTnet,j,t}^{net,f} \cdot \left(T_{k+1,t}^{net} - T_{k,t}^{net}\right) + U_{NbTnet,j,t}^{f} \quad (21c^*)$$

3.3. Bilan de masse

A chaque période t, le débit de capacité thermique du réseau est égal à la somme des débits de capacité thermique correspondant aux échanges du réseau avec les différents flux. En distinguant les deux côtés chaud et froid :

$$M_{i',t}^{net,c,sum} = \sum_{j \in J_f} \sum_{k' \in K'} M_{k',i',j,t}^{net,c} \quad (22a^*)$$

$$M_{i',t}^{net,f,sum} = \sum_{j \in J_c} \sum_{k' \in K'} M_{k',i',j,t}^{net,f} \quad (22b^*)$$

$$i' \in I', t \in Per$$

A chaque période t, le débit massique du réseau qui correspond à l'intervalle de température $(i, i+1)$ est calculé par le bilan de conservation de masse de tous les flux du réseau entrant ou sortant de ce nœud i. La Figure 54 illustre le bilan de masse appliqué pour un réseau tri-tube. Les équations (36a) et (36b) décrivent ce bilan.

$$M_{i',t}^{net,c,sum} = M_{i'-1,t}^{net,c,sum} + M_{i',t}^{net,c,isoth} \quad (36a)$$

$$M_{i',t}^{net,f,sum} = M_{i'-1,t}^{net,f,sum} + M_{i',t}^{net,f,isoth} \quad (36b)$$

$$i' \in Im, t \in Per$$

$M_{i',t}^{net,isoth}$ correspond au débit massique du réseau au niveau de température i'.

$M_{i',t}^{net,c,isoth}$ est le débit massique quittant le nœud de température i' à la période $t \in Per$ quand le réseau fournit de la chaleur (côté chaud pour le réseau) mais restant à cette même température. $M_{i',t}^{net,f,isoth}$ est le débit massique quittant le nœud de température i' à la période $t \in Per$ quand le réseau est chauffé (côté froid pour le réseau).

Les flux entrant dans chaque nœud sont considérés positifs, et les flux sortant de chaque nœud sont considérés négatifs.

Le bilan de conservation de masse de tous les flux du réseau entrant ou sortant de chaque nœud impose en outre l'ajout d'une équation supplémentaire qui satisfait l'équilibre des nœuds entre chaque branche (« aller » ou « retour ») et chaque échange. Ceci est illustré dans la Figure 55. Plus précisément :

$$M_{i',t}^{net,c,sum} = M_{i',t}^{net,f,sum} \quad i' \in I', t \in Per \quad (37a)$$

$$M_{i',t}^{net,c,isoth} + M_{i',t}^{net,f,isoth} = 0 \quad i \in Im, t \in Per \quad (37b)$$

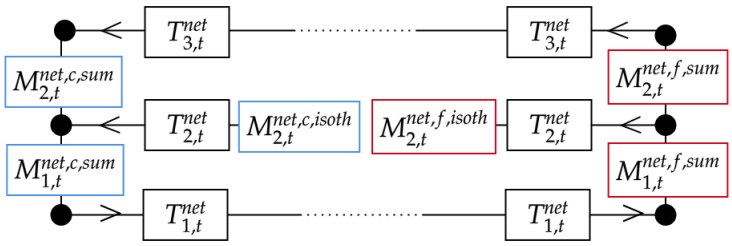

Figure 54 Bilan de masse appliquée pour un réseau tri-tube.

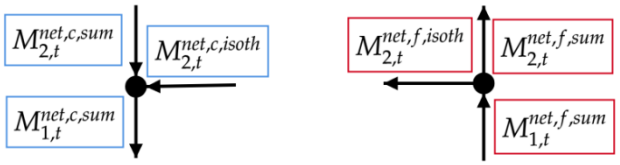

Figure 55 Loi de conservation de masse appliquée à chaque nœud de température du réseau

3.4. Intégration des pompes à chaleur

Le deuxième objectif de ce chapitre est de proposer une stratégie de conception d'un réseau de chaleur en considérant des technologies de conversion de type pompe à chaleur. Afin de garder le modèle simple tout en capturant le comportement thermodynamique des systèmes, les modèles d'équipements ne sont pas modélisés en détail. En particulier, un modèle réduit est proposé pour la pompe à chaleur. La Figure 56 est un schéma représentatif d'une source de chaleur (flux 1), d'une demande de chaleur (flux 3) et d'une pompe à chaleur avec son condenseur (flux 2) et son évaporateur (flux 4).

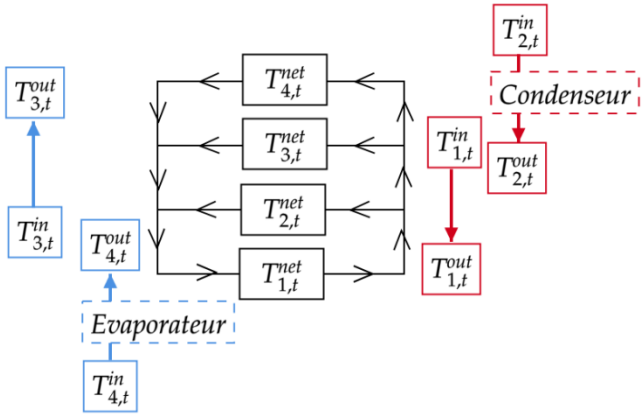

Figure 56 Schéma du réseau de chaleur avec représentation d'un flux de production (1), d'un flux de demande (3) et d'une pompe à chaleur (flux pour le condenseur (2) et flux pour l'évaporateur(4)).

En réalité, une pompe à chaleur fonctionne entre différentes températures, en fonction de la demande d'énergie à chaque pas de temps. Ainsi, les pompes à chaleur sont représentées ici par un couple de flux variables, avec un débit et des températures de fonctionnement variables

à optimiser. Cela signifie que les équations précédentes décrivant les différents flux sont également applicables aux pompes à chaleur. L'évaporateur est considéré comme un flux froid disponible (qui va extraire de l'énergie du système) et le condenseur est considéré comme un flux chaud disponible (qui va fournir de l'énergie au système).

Plus précisément, pour chaque pompe à chaleur introduite dans le système, un nouveau couple de flux chauds et froids variables est également ajouté aux flux initiaux considérés. (cf. Figure 56). Un couplage existe entre ces deux flux, ce qui impose l'introduction de nouvelles variables qui sont considérées pour chaque ensemble $[j1, j2] \in PAC$.

Les ensembles concernant les flux froids et chauds sont ainsi modifiés afin d'inclure les pompes à chaleur. Ces ensembles deviennent :

- Ensemble pour les flux froids $J_f = \{j_1 \; dans \; [1, NbFF + NbPAC]\}$
- Ensemble pour les flux chauds $J_c = \{j_2 \; dans \; [1, NbFC + NbPAC]\}$

Des paramètres permettent d'identifier si un flux $j_1 \in J_f$ où $j_2 \in J_c$ correspond à un flux de PAC. La totalité des équations décrites auparavant (équations (8a) à (23b)) sont appliquées. Les nouvelles contraintes ajoutées sont présentées ci-dessous :

Une contrainte, le premier principe de la thermodynamique, liant la puissance du compresseur $P_{j,t}^{comp}$, à la puissance du condenseur $P_{j,t}^{cond}$, et de l'évaporateur $P_{j,t}^{evap}$, est ajoutée:

$$P_{j1,j2,t}^{comp} = P_{j2,t}^{cond} - P_{j1,t}^{evap}, \quad [j1, j2] \in PAC \, , t \in Per \tag{38}$$

$$P_{j,t}^{cond} = P_{j,t}^{c} = M_{j,t}^{c} \times \left(T'^{c,in}_{j,t} - T'^{c,out}_{j,t}\right), j \in J_c, t \in Per \tag{38a}$$

$$P_{j,t}^{evap} = P_{j,t}^{f} = M_{j,t}^{f} \times \left(T'^{f,out}_{j,t} - T'^{f,in}_{j,t}\right), j \in J_f, t \in Per \tag{38b}$$

Les équations (38a) et (38b) sont appliquées seulement pour les flux correspondant à des flux des PAC.

La puissance électrique de la PAC est exprimée pour chaque couple de flux $[j1, j2] \in PAC$.
Une contrainte liant le coefficient de performance de chacune de pompes à chaleur aux puissances de l'évaporateur et du condenseur est également ajoutée. Le coefficient de performance est modélisé par le COP d'une machine idéale de Carnot et d'un rendement au sens du deuxième principe de la thermodynamique.

$$COP_{j1,j2,t} = \eta \cdot \frac{T'^{c,in}_{j2,t}}{T'^{c,in}_{j2,t} - T'^{f,in}_{j1,t}} = \frac{P_{j2,t}^{cond}}{P_{j1,j2,t}^{comp}}, \quad j_1 \in J_f, j_2 \in J_c, t \in Per \tag{39}$$

avec η le rendement du cycle réel par rapport au cycle idéal de Carnot. Ce rendement représente les pertes du cycle réel dues aux irréversibilités et est un paramètre d'entrée.

Les températures $T_{j,t}^{c,in}$ et $T_{j,t}^{f,in}$pour les flux PAC sont alors déterminées par l'optimisation. Afin de représenter l'échange thermique chaque flux PAC est caractérisé par deux températures $T'^{c,in}_{j,t}$ et $T'^{c,out}_{j,t}$ pour le condenseur et $T'^{f,in}_{j,t}$ et $T'^{f,out}_{j,t}$ pour l'évaporateur (équations (38a) et (38b)). En réalité l'échange thermique se fait par un changement d'état et donc il n'y a pas de différence de température. Pour cela, un écart de deux degrés est considéré pour ces deux températures.

$$T'^{c,in}_{j,t} - {}'T^{c,out}_{j,t} \leq 2\,, \qquad j \in J_c, t \in Per \tag{40a}$$

$$T'^{f,out}_{j,t} - T'^{f,in}_{j,t} \leq 2, \qquad j \in J_f, t \in Per \tag{40b}$$

Ces équations sont appliquées seulement pour les flux correspondant à des flux des PAC. La forme d'inégalité (au lieu d'une égalité) peut être résolue plus facilement par le solveur, et n'a pas d'impact sur le résultat obtenu.

La puissance et la température maximale au condenseur de la pompe à chaleur peuvent être imposées afin de respecter des contraintes technologiques ou de disponibilité des certains moyens.

$$P^{comp}_{j1,j2,t} \leq P^{comp,max}_{j1,j2}, \quad [j1, j2] \in PAC\,, t \in Per \tag{41}$$

Pour chaque PAC, la température au condenseur ne peut jamais être inférieure à la température de l'évaporateur.

$$T'^{f,in}_{j1,t} \leq T'^{c,in}_{j2,t}\,, [j1, j2] \in PAC\,, t \in Per \tag{42}$$

3.5. Echanges locaux

Quand des flux sont proches géographiquement, il est possible de considérer qu'ils peuvent échanger entre eux sans passer par le réseau de chaleur. Ces échanges de chaleur directs entre les flux, sont appelés des échanges locaux. Ceci est essentiel dans la considération des échangeurs de chaleur. Pour deux flux échangeant de la chaleur directement, un pincement est considéré, alors que pour deux flux échangeant de la chaleur par le réseau, deux pincements sont considérés : un pour chaque flux. Ainsi un échange direct est plus avantageux qu'un échange via le réseau. Pour cette raison, il est nécessaire de considérer l'échange direct, sachant que les équations décrites jusqu'ici concernent seulement l'échange via réseau.

Trois configurations possibles s'appliquant aux flux doivent donc être considérées :

- Des échanges locaux uniquement. Dans le cas de pompes à chaleur décentralisées par exemple, le condenseur échange de la chaleur uniquement avec le flux froid correspondant à la demande de chaleur.
- Des échanges via le réseau uniquement. Dans le cas des thermofrigopompes, par exemple, l'évaporateur et le condenseur sont connectés au réseau.
- Des échanges locaux et des échanges via le réseau. C'est le cas par exemple pour les flux connectés aux systèmes de conversion décentralisés et au réseau. Ainsi, une demande de chaleur peut être satisfaite en partie par le réseau et en partie par une utilité locale.

Ces configurations peuvent être imposées, si des contraintes déjà existantes l'exigent, ou peuvent être le résultat d'une optimisation.

Ainsi, pour pouvoir traiter la totalité des configurations indiquées ci-dessus ; chaque flux est caractérisé par un paramètre indiquant s'il ne peut échanger qu'au niveau local, uniquement via le réseau ou les deux. Il n'y a pas d'ordre prédéfini concernant ces échanges. Cela signifie que même s'il y a une demande qui peut être satisfaite par un flux sur le même site, l'optimisation peut privilégier l'échange avec le réseau et l'ajout d'une utilité, afin de minimiser la fonction objectif définie.

Le bilan énergétique est donc réécrit de manière à permettre la prise en compte des échanges thermiques locaux:

$$M^{f}_{j1,t} \times \left(T'^{f,out}_{j1,t} - T'^{f,in}_{j1,t}\right) = \sum_{j2 \in J_c} U^{echange}_{j1,t} + U^{rest}_{j1,t},\ j_1 \in J_f, t \in Per \quad (43a)$$

$$M^{c}_{j2,t} \times \left(T'^{c,in}_{j2,t} - T'^{c,out}_{j2,t}\right) = \sum_{j1 \in J_f} U^{echange}_{j2,t} + U^{rest}_{j2,t},\ j_2 \in J_c, t \in Per \quad (43b)$$

Le terme $U^{echange}_{j1,j2,t}$ désigne la puissance échangée directement entre les flux $j_1 \in J_f$ et $j_2 \in J_c$ à chaque période de temps $t \in Per$. Le terme $U^{rest}_{j,t}$ désigne la puissance supplémentaire qui doit être échangée avec le flux pour satisfaire la totalité des besoins. Cette puissance peut donc être fournie par le réseau ou par d'autres utilités, toute en respectant les équations (20) et (21).

Pour calculer le terme $U^{echange}_{j1,j2,t}$, la cascade d'intégration énergétique est appliquée aux différents flux qui peuvent échanger entre eux. Pour chaque flux, la différence de température est considérée constante, et seul le débit massique peut varier. Si l'échange direct est possible, le débit massique de chacun des deux flux correspondants est modifié. La puissance échangée est donc traduite en débit soustrait ou ajouté. Le débit massique restant pour chaque flux, correspond alors à la puissance supplémentaire demandée $U^{rest}_{j,t}$.

Un paramètre $local_{j1,j2}$ est ajouté pour chaque flux $j_1 \in J_f$ et $j_2 \in J_c$. Le paramètre a la valeur 1 si les deux flux j_1 et j_2 peuvent échanger entre eux, et 0 si les flux ne peuvent pas échanger entre eux.

Des variables binaires sont également introduites, permettant l'identification des intervalles de température ou les échanges sont possibles entre les différents flux. Les binaires b^{direct} sont utilisés pour représenter la correspondance entre les températures d'entrée et de sortie des flux chaud et froid.

$$T'^{c,in}_{j2,t} \geq (T'^{f,out}_{j1,t} + pinch_f) \times b^{direct}_{j1,j2,t} \ , j_1 \in J_f, j_2 \in J_c : local_{j1,j2} = 1, t \in Per \quad (44a)$$

$$T'^{c,out}_{j2,t} \geq (T'^{f,in}_{j1,t} + pinch_f) \times b^{direct}_{j1,j2,t} \ , j_1 \in J_f, j_2 \in J_c : local_{j1,j2} = 1, t \in Per \quad (44b)$$

Les équations suivantes sont ajoutées, afin de contraindre la puissance échangée à la puissance disponible à l'intervalle de température étudié.

$$U^{f,echange,max}_{j1,j2,t} = M^f_{j1,t} \times \left(T'^{f,out}_{j1,t} - T'^{f,in}_{j1,t}\right) \times b^{direct}_{j1,j2,t}, j_1 \in J_f, j_2 \in J_c, t \in Per \quad (45a)$$

$$U^{c,echange,max}_{j1,j2,t} = M^c_{j2,t} \times \left(T'^{c,out}_{j2,t} - T'^{c,in}_{j2,t}\right) \times b^{direct}_{j1,j2,t}, j_1 \in J_f, j_2 \in J_c, t \in Per \quad (45b)$$

La puissance échangée localement entre deux flux, est alors limitée :

$$U^{echange}_{j1,j2,t} \leq U^{f,echange,max}_{j1,j2,t} \ , j_1 \in J_f, j_2 \in J_c, t \in Per \quad (46a)$$

$$U^{echange}_{j1,j2,t} \leq U^{c,echange,max}_{j1,j2,t} \ , j_1 \in J_f, j_2 \in J_c, t \in Per \quad (46b)$$

La puissance qui peut être échangée entre les flux et le réseau est donc :

$$U^{f,rest}_{j1,t} = M^{f,rest}_{j1,t} \times \left(T'^{f,out}_{j1,t} - T'^{f,in}_{j1,t}\right), j_1 \in J_f, t \in Per \quad (47a)$$

$$U^{c,rest}_{j2,t} = M^{c,rest}_{j2,t} \times \left(T'^{c,in}_{j2,t} - T'^{c,out}_{j2,t}\right), j_2 \in J_c, t \in Per \quad (47b)$$

Par conséquence, pour les équations (20a) à (21c) , le débit $M^f_{j1,t}$ est remplacé par le débit $M^{f,rest}_{j1,t}$ pour les flux froids $j_1 \in J_f$ et le débit $M^c_{j2,t}$ est remplacé par le débit $M^{c,rest}_{j2,t}$ pour les flux chauds $j_2 \in J_c$ pour chaque période $t \in Per$. En d'autres termes, pour chaque flux le débit qui peut potentiellement correspondre à un échange avec le réseau est égal au débit restant après l'échange local.

3.6. Echangeurs de chaleur

Dans la formulation actuelle, la surface des échangeurs de chaleur (HX) n'est pas considérée. En effet, un échangeur de chaleur est représenté par le pincement appliqué au niveau de températures lors de l'échange entre deux flux. Ceci est justifié par les hypothèses suivantes:

- La technologie concernant les échangeurs utilisés dans les réseaux de chaleur est mature, donc leurs coûts sont assez faibles comparé aux échangeurs de chaleur utilisés dans les procédés industriels.
- Lorsque l'on considère un réseau de chaleur, les coûts d'investissement pour les canalisations surpassent les coûts des échangeurs de chaleur.

Dans le modèle proposé, la surface des échangeurs n'est pas calculée. Il serait possible d'intégrer ce calcul dans le modèle plus tard. Ainsi, il serait possible d'ajouter aux coûts d'investissement des canalisations un terme correspondant aux coûts des échangeurs, sans les dimensionner en détail.

Il est important de souligner que la formulation actuelle permet la conception des échangeurs en parallèle et/ou en série. Plus précisément, en ce qui concerne l'échange de chaleur avec le réseau, plusieurs niveaux de températures intermédiaires sont créés pour les flux chauds et les flux froids. Comme l'échange de chaleur est calculé pour chacun de ces intervalles de température, il est possible d'envisager plusieurs échangeurs dans une connexion en série pour cet échange. Dans la Figure 57 par exemple, trois températures intermédiaires sont considérées pour le flux froid, permettant le positionnement des échangeurs en série pour l'échange avec le réseau.

En ce qui concerne les échanges locaux, aucun point de température intermédiaire n'est créé. Par conséquent, seules des connexions en parallèle sont possibles pour les échangeurs. Pour surmonter cette simplification, pour chaque échange de chaleur local, les débits échangés sont considérés deux fois, et une nouvelle contrainte est ajoutée: La température la plus basse d'un flux est égale à la température la plus élevée de son double. Cette considération permet la création d'un point intermédiaire pour chaque flux, qui est une variable pour le problème d'optimisation. De cette manière, la connexion des échangeurs en série est également possible pour l'échange de chaleur local. Il est à noter que le nombre des échangeurs en série est limité à deux. Par exemple, sur la Figure 58 le flux froid échange d'une part avec un flux chaud et d'autre part avec le réseau. Le point intermédiaire considéré permet ici l'introduction de deux échangeurs en série.

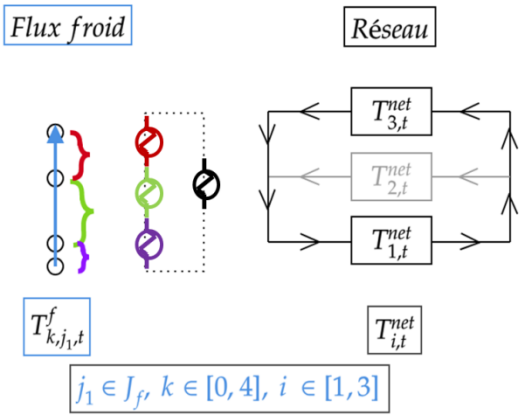

Figure 57 Exemple de connexion des échangeurs en série pour le cas d'échange d'un flux froid avec le réseau.

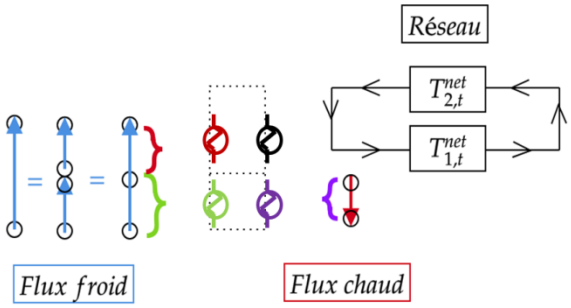

Figure 58 Exemple de connexion des échangeurs en série pour le cas d'un échange local, entre flux chaud et flux froid (vert et violet) ainsi qu'un échange avec le réseau, avec l'introduction d'une température intermédiaire (échangeurs rouge et noir).

3.7. Fonction objectif

La fonction objectif du problème M1 présentée au chapitre précédent concernait la prise en compte des coûts de fonctionnement et des coûts d'investissement pour les différents moyens de production. En ce qui concerne le dimensionnement des moyens de conversion, et plus particulièrement des pompes à chaleur, une autre fonction d'objectif peut être considérée pour le problème M2 : la consommation de l'exergie des moyens de production.

L'éxergie est un critère qui permet de relier différentes formes d'énergie, comme par exemple l'électricité et la chaleur, selon leurs niveaux de température. Puisque une pompe à chaleur consomme de l'électricité pour valoriser des sources de chaleur, les apports nets pour le chauffage et le refroidissement peuvent être envisagés comme objectif de l'optimisation. Par conséquent, la fonction à minimiser est la consommation totale d'exergie pour l'ensemble du système.

$$\min : Ex^{tot} = \sum Ex^{f} + Ex^{c} + Ex^{pac} \tag{48}$$

où Ex^{c} représente l'éxergie consommée pour le chauffage (hors PAC), Ex^{f} représente l'exergie consommée pour le refroidissement (hors PAC), et Ex^{pac} représente l'exergie consommée par les pompes à chaleur.

A un certain niveau de température T^{ref} (qui peut correspondre à la température ambiante), et pour une température de production de chaleur à T_j^{cs} et une température de refroidissement à T_j^{fs}, les exergies consommées sont calculées comme indiqué ci-dessous :

$$Ex^{c} = \sum_{i\in N}\sum_{j\in J}\sum_{t\in Time} U^{c}_{i,j,t} \times dur_t \times \left(1 - \frac{T_{ref}}{T_j^{cs}}\right), T_j^{cs} > T_{ref} \tag{49a}$$

$$Ex^{f} = -\sum_{i\in N}\sum_{j\in J}\sum_{t\in Time} U^{f}_{i,j,t} \times dur_t \times \left(1 - \frac{T_{ref}}{T_j^{fs}}\right), T_j^{fs} < T_{ref} \tag{49b}$$

Avec dur_t la durée de chaque période t considerée, U^c la puissance de l'utilité chaude et U^f la puissance de l'utilité froide.

Puisque l'électricité est considérée en tant qu'exergie pure, la consommation d'éxergie de chaque pompe à chaleur est considéré égale à la consommation au niveau du compresseur :

$$Ex^{pac} = \sum_{j1 \in J1} \sum_{j2 \in J2} \sum_{t \in Time} P_{j1,j2,t}^{comp} \times dur_t \quad (50)$$

Selon la problématique du cas d'étude, il est possible de considérer soit une fonction d'objectif exergétique (équations (48) à (50)), soit une fonction d'objectif économique (équations (32) à (35)).

4. Etudes de cas

Dans cette section, deux exemples sont utilisés pour illustrer les capacités du modèle MINLP M2 décrit dans ce chapitre. Le premier cas d'étude permet le dimensionnement en statique d'une pompe à chaleur pour répondre à des besoins de chauffage. La pompe à chaleur est placée en centralisé ou en décentralisé (échange local). Les deux configurations sont comparées.

Le deuxième cas d'étude concerne l'optimisation du mix énergétique d'une installation sur une année type, avec la possibilité d'utiliser une pompe à chaleur pour valoriser une source géothermique à basse température. Des verrous numériques sont identifiés, notamment liés à l'aspect multi-période du problème qui engendre un problème de grande taille. Une approche méthodologique est donc proposée afin de permettre la résolution de ce problème complexe.
Ces études de cas permettent de valider la méthodologie présentée et d'étudier les avantages de cette approche.

Pour les cas d'étude, le modèle MINLP M2 est utilisé. La solution est obtenue en utilisant le solveur Baron, couplé avec Cplex. (version Baron : AMPL Version 20170914, processeur Intel Core™ i7-3520M CPU, @2.90GHz – RAM 8Go - Système d'exploitation: Windows 7)

4.1. 1ère étude de cas : Etude en mono-période – dimensionnement d'une pompe à chaleur selon un critère exergétique

4.1.1. Description

Le premier exemple concerne le dimensionnement d'une pompe à chaleur afin de valoriser une source à basse température (représentée par un flux chaud) pour répondre aux besoins de chauffage (représentés par un flux froid). En plus de la récupération de chaleur possible provenant du flux chaud, cette étude de cas évalue l'intérêt de l'utilisation d'une pompe à chaleur pour améliorer la récupération potentielle de la chaleur à basse température.

Les paramètres de fonctionnement et les plages de températures pour chaque flux sont spécifiés dans le Figure 16. La fonction d'objectif à optimiser est la minimisation de l'exergie totale consommée.

Tableau 16 Hypothèses sur les bornes de température et les puissances maximales des différents flux considérées

Flux / Technologie	Paramètres de fonctionnement
Flux froid (demande) : fixe	Température d'entrée : 25 °C Température de sortie : 65 °C Capacité calorifique : 0.34 MW/K Pincement : 5 K
Flux chaud (production) : variable	Température d'entrée : 65 °C Température minimale de sortie : 30 °C Capacité calorifique maximale : 0.37 MW/K Pincement :5 K
Pompe à chaleur	Efficacité exergetique :50% Pincement :2 K

4.1.2. Deux scénarios d'étude

Afin d'étudier ce cas nous distinguons deux scénarios possible.

Le premier scénario consiste en l'étude d'une PAC centralisée (Figure 59). La pompe à chaleur est connectée au réseau et, en respectant la formulation mathématique du modèle M2, quatre niveaux de températures sont considérés, afin de permettre le dimensionnement de l'évaporateur et du condenseur de la PAC.

Pour le deuxième scénario, la PAC est directement couplée à la source géothermique (Figure 60). Ce cas de figure existe si des contraintes technologiques ou de design pourraient imposer que l'évaporateur de la PAC soit directement lié à la source géothermique tandis que le condenseur pourrait fournir de la chaleur au réseau.

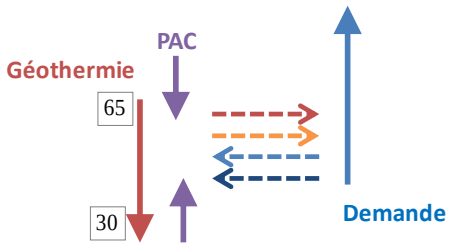

Figure 59 Scénario I : PAC échangeant avec le réseau

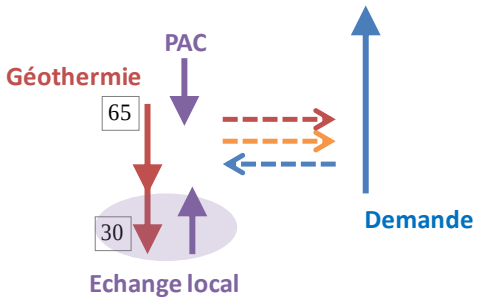

Figure 60 Scénario II : PAC couplée à la source géothermique

L'objectif est la validation du modèle mathématique intégrant les PAC et les échanges locaux. Une comparaison des temps de calcul est menée pour analyser l'efficacité de la formulation mathématique.

4.1.2.1. Scénario I : Pompe à chaleur centralisée

Dans ce premier scénario, la pompe à chaleur est centralisée. Autrement dit, la pompe à chaleur est connectée au réseau. Pour ce cas, quatre niveaux de température sont considérées, afin de permettre le dimensionnement de l'évaporateur et du condenseur de la PAC. Pour le calcul de l'éxergie consommée, la température ambiante est à 11°C.

La configuration optimale obtenue à l'aide du modèle MINLP M2 est représentée sur la Figure 61.

La source géothermique permet de préchauffer le retour du réseau de 31°C à 60°C. L'évaporateur permet d'utiliser la chaleur restante, de plus basse température, de la géothermie. La température de la géothermie descend d'avantage de 36 à 30.8°C. Cette chaleur est valorisée via le condenseur jusqu'à 70 ° C.

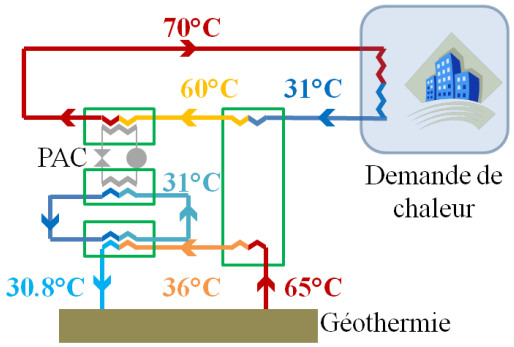

Figure 61 Configuration optimale pour le scénario I

Il est observé que seuls trois niveaux de température sont utilisés pour le réseau créé. En réalité, la 4ème température décrit l'échange entre la source géothermique et l'évaporateur de la PAC. L'échange s'effectue via un 'réseau' de 31 à 25.8°C. La température de réinjection pour la source géothermique est calculée à 30.8°C, donc supérieure à la borne minimale de 30°C et en même temps la plus haute possible afin de respecter deux critères : diminuer l'écart de température entre le condenseur et l'évaporateur, et donc augmenter le COP de la PAC, et permettre un maximum de puissance échangée entre la géothermie et la PAC.

Le temps de calcul est de 11 secondes. L'exergie totale consommée est de 261 MWh. Les résultats est présentée dans les tableaux Tableau 17 et Tableau 18 ci-dessous :

Tableau 17 Résultats pour le 1er cas d'étude : scénario I

	M2
Exergie totale consommée (MWh)	261.2
Puissance au compresseur (MW)	0.95
Température au condenseur (°C)	72
Puissance au condenseur (MW)	3.41
Température à l'évaporateur (°C)	23.82
Puissance à l'évaporateur (MW)	2.46
COP (-)	3.58

Tableau 18 Synthèse pour scénario I

	M2
Nb des binaires.	8
Nb des variables continues	141
Nb des contraintes	250
Nb d'itérations	1204
Temps total de calcul en sec	10.69

Ce premier cas test permet de valider les contraintes du modèle M2 liées à l'intégration d'une pompe à chaleur. La considération de plusieurs niveaux de température permet le dimensionnement de la PAC selon un critère exergétique. Les températures à l'évaporateur et au condenseur sont optimisées afin de maximiser le COP, et donc de minimiser la puissance électrique demandée pour satisfaire la totalité des besoins en chaleur. L'avantage de cette approche est que l'architecture des échanges n'est pas définie à l'avance. L'emplacement de la PAC est un résultat de l'optimisation selon la fonction objectif établie. En effet, des contraintes concernant la technologie de la PAC pourront réduire davantage le champ de recherche pour la solution optimale, comme par exemple les bornes concernant la puissance maximale au compresseur, ou le COP maximal.

4.1.2.2. Scénario II : Pompe à chaleur en local

Dans le scénario précédant, la PAC peut échanger avec le réseau. Un deuxième scénario est étudié ou la PAC est couplée à la source géothermique. Des contraintes supplémentaires décrivent cet échange local : l'évaporateur de la PAC est couplé à la source géothermique, tandis que le condenseur de la PAC peut fournir de la chaleur au réseau. Pour ce scénario, et en respectant les hypothèses du modèle M2, trois niveau de température pour le réseau sont suffisants pour le dimensionnement de la PAC.

La configuration optimale obtenue à l'aide du modèle MINLP M2 est représentée sur la Figure 62.

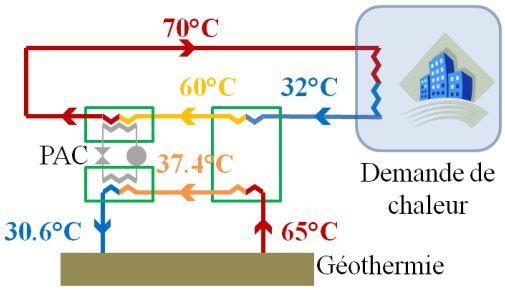

Figure 62 Configuration optimale pour le scénario II

La source géothermique permet de préchauffer le retour du réseau de 32.4 ° C à 60 ° C. L'évaporateur permet d'utiliser la chaleur restante, de plus basse température, de la géothermie. La température de la géothermie descend d'avantage de 37.4 à 30.6°C. Cette chaleur est valorisée via le condenseur jusqu'à 70 ° C.

Le temps de calcul est de 120 secondes. L'exergie totale consommée est de 235.5 MWh. La totalité des résultats est présentée les Tableau 19 et Tableau 20 ci-dessous :

Tableau 19 Résultats pour le 1er cas d'étude : scénario II

	M2
Exergie totale consommée (MWh)	235.5
Puissance au compresseur (MW)	0.86
Température au condenseur (°C)	72
Puissance au condenseur (MW)	3.41
Température à l'évaporateur (°C)	28.57
Puissance à l'évaporateur (MW)	2.55
COP (-)	3.97

Tableau 20 Synthèse des statistiques pour le 1er cas d'étude : scénario II

	M2
Nb des binaires.	6
Nb des variables continues	115
Nb des contraintes	159
Nb d'itérations	13513
Temps total de calcul en sec	120.82

Il est observé que la température de l'évaporateur de la PAC est à 28.6°C. Ceci correspond à une température de réinjection pour la géothermie de 30.6°C, car le pincement est de 2K.
Ce cas test permet la validation de l'approche méthodologique pour l'intégration d'une pompe à chaleur avec un échange local. L'évaporateur de la PAC dans cet exemple échange avec la source géothermique à une température qui à été optimisée.

4.1.3. Synthèse

Les résultats comparant les deux scénarios sont regroupés dans le Tableau 21.

Tableau 21 Synthèse des résultats selon les deux scénarios pour le 1er cas d'étude

	Scénario I	*Scénario II*
Exergie totale consommée (MWh)	261.18	235.5
Puissance au compresseur (MW)	0.95	0.86
COP (-)	3.58	3.97
Temps total de calcul en sec	10.69	120.82
Nb des variables binaires	8	6

Les deux solutions obtenues sont équivalentes en termes d'architecture du réseau à la différence près du réseau « froid » qui permet de transférer la chaleur résiduelle de la géothérmie vers la PAC dans le cas de la PAC centralisée. En effet, la solution optimale consiste à placer la PAC à l'issue de l'échange de la source géothermique avec la branche du retour du réseau. L'évaporateur permet de refroidir davantage la source géothermique en respectant une température minimale de réinjection au sol de 30°C. Il est noté que la température du retour pour le réseau de chaleur est de 32°C pour le cas I et de 31°C pour le cas II. En effet, comme le débit et la température du réseau sont des variables, cet écart n'est pas significatif et ainsi les puissances restent inchangées.

En ce qui concerne le dimensionnement des PAC, les deux scénarios donnent des solutions différentes. En effet, la puissance fournie par les PAC est similaire pour les deux cas, et le condenseur est placé à 72°C. Par contre, le COP de la PAC du scénario II est plus élevé. Comme l'échange est considéré direct, un pincement de 2K est pris en compte par rapport à la source géothermique. Pour le scénario I, un pincement supplémentaire de 5K est considéré, car l'échange avec la géothermie se fait via un réseau secondaire. Ceci résulte à des

températures différentes pour les évaporateurs des PAC : 23.8°C pour l'évaporateur du scénario I et 28.6°C pour l'évaporateur du scénario II. L'exergie consommée, qui correspond à la puissance du compresseur des PAC est par conséquence plus faible pour le scénario II.
En revanche, l'architecture optimale pour le réseau est identique pour les deux scénarios. Cette architecture est présentée à la Figure 63.

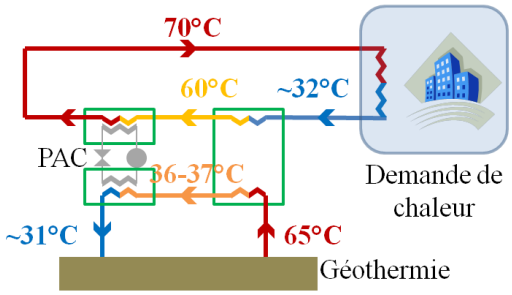

Figure 63 Architecture optimale pour la PAC selon les deux scénarios

L'ajout d'une contrainte qui impose l'échange en local de l'évaporateur avec la géothermie, résulte en une augmentation du temps de calcul, qui devient environ 10 fois plus élevé. Ceci est potentiellement dû d'un côté aux variables supplémentaires pour décrire l'échange local et de l'autre côté à la difficulté de résolution des contraintes d'égalité ainsi ajoutées.

Selon la formulation mathématique du problème, la considération des échanges locaux peut augmenter le temps de calcul, par rapport à la même configuration sans ajout de cette contrainte. Il est toutefois possible d'activer ces contraintes quand des restrictions technologiques l'imposent.

Pour conclure, la considération de plusieurs niveaux de température permet le dimensionnement de la PAC, selon un critère exergétique. La température à l'évaporateur et au condenseur sont optimisées permettant la minimisation des apports électriques pour la PAC.

L'analyse exergétique permet l'optimisation du mix de production d'un réseau multi-énergie. L'intégration des fonctions de coût pour les différents équipements ainsi que la considération de plusieurs périodes peut amener à des solutions différentes. Dans le paragraphe suivant le même cas va être traité sur un plus grand horizon temporel. Le problème est formulé selon le scénario I.

4.2. 2ème étude de cas : Etude en multi-période : Valorisation d'une source géothermique à basse température avec une PAC

Une deuxième étude de cas illustrant l'utilisation d'une source géothermique disponible dans une ville du nord de la France est présentée ici. Le réseau de chaleur alimente la ville en chauffage et en production d'eau chaude sanitaire.

L'optimisation concerne une année entière, compte tenu des différents niveaux de la température ambiante. L'année est représentée par 13 périodes, chaque période correspondant à une température ambiante dans l'intervalle [-7,17] °C. La Figure 64 illustre la demande de chaleur du réseau en fonction de la température ambiante. Les points relevés représentent la somme de la demande de chauffage et de la demande d'eau chaude sanitaire. Pour les températures ambiantes supérieures à 15 ° C, la demande est d'environ 4,4 MW et correspond uniquement aux besoins en eau chaude sanitaire.

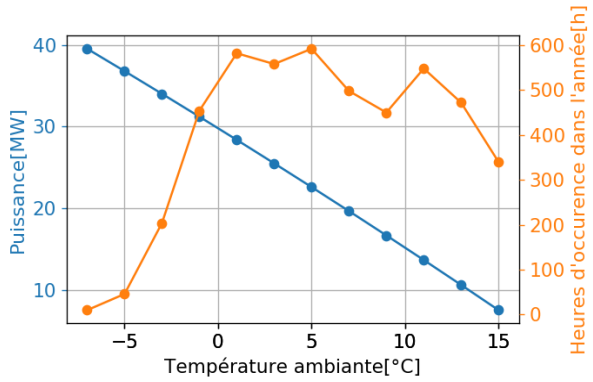

Figure 64 Puissance demandée par classe de température ambiante (en bleu), ainsi que nombre d'heures d'occurrence de chaque puissance dans l'année

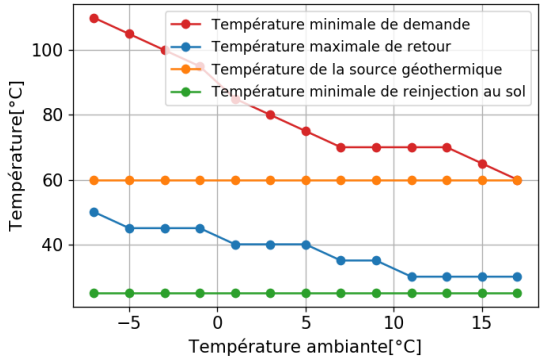

Figure 65 Bornes de températures pour la demande et la source géothermique

Pour ce cas d'étude, la demande est regroupée dans un seul nœud, représentée par un flux froid. Afin de répondre aux besoins des bâtiments les plus anciens, la température demandée est relativement élevée, variant de 110°C à75°C en hiver. La température minimale (retour) de demande est relativement froide, variant de 50 à 35°C en hiver. Cette température est liée aux profils de la demande des bâtiments les plus récents. Cette conception en cascade permet une meilleure compatibilité avec un potentiel géothermique disponible à 65 ° C (en considérant un pincement de 5K sur l'échangeur de chaleur, il est disponible à 60 ° C pour le réseau). Le potentiel géothermique a deux limites : sa température de réinjection doit être supérieure à 30 ° C et son débit massique est limité à 320 m^3 / h. Les bornes de température pour le réseau et le potentiel géothermique sont tracées en fonction des intervalles de température ambiante sur la Figure 65.

Les données d'entrée pour ce cas d'étude sont regroupées dans le Tableau 22.

Tableau 22 Données d'entrée du cas d'étude

	Debit max [m3/h]	T min [°C]	T max [°C]
Source géothermique	320	30	65
Canalisations	-	20	100
Pincement	-	5	5

La conception du réseau est basée sur une température d'alimentation variable, permettant une réduction supplémentaire de la température de retour lorsque la puissance demandée est faible. Les moyens de production disponibles sont une chaudière à gaz et la source géothermique. Il est aussi possible d'utiliser une PAC dont le dimensionnement est à déterminer.

4.2.1. Cas de référence (sans PAC)

Pour établir le cas de référence, le calcul est réalisé en considérant la source géothermique et une chaudière à gaz afin de satisfaire les besoins en chauffage et ECS de la ville. La solution optimale est présentée à la Figure 66. Le mix énergétique, donc la répartition de l'énergie produite entre la source géothermique et la chaudière à gaz nécessaire pour répondre aux besoins à chaque intervalle de température ambiante est démontrée. La configuration optimale est présentée à la Figure 67.

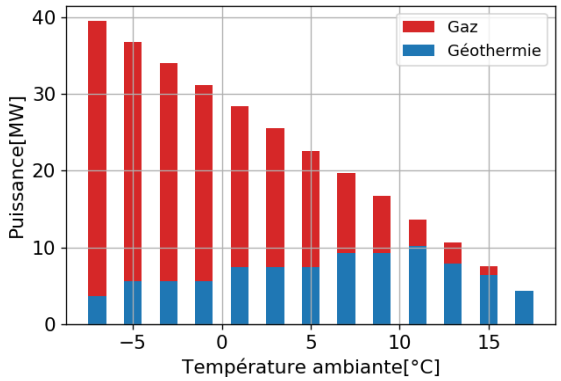

Figure 66 Mix de production pour le cas de référence

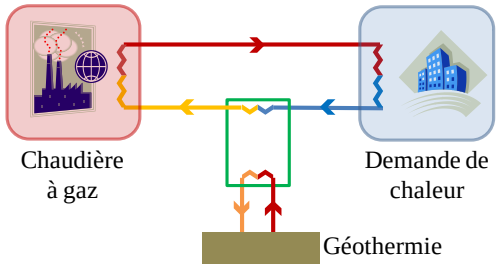

Figure 67 Configuration optimale pour le réseau de chaleur – cas de référence

La Figure 66 illustre que le plein potentiel de l'énergie géothermique ne pourra pas être exploité, à cause de sa température, celle du retour du réseau et son débit limités. Dans la plupart des conditions de température ambiante, la chaudière à gaz est utilisée. Seulement pour l'été (température ambiante à 17°C) où seule l'ECS est demandée, la source géothermique peut à elle-même répondre aux besoins.

En termes d'énergie, les résultats obtenus sont présentés dans le Tableau 23.

Tableau 23 Génération de chaleur par moyen de production – cas de référence

Demande (MWh)	Chaudière gaz (MWh)	Chaleur géothermique (MWh)	Potentiel max géothermique (MWh)	Ratio d'exploitation de la géothermie	Ratio d'énergie géothermique
117 211	62 459	54 751	113 919	48.6%	46.7%

Un résumé des résultats ainsi que des caractéristiques du calcul sont présentés dans le Tableau 24 et le Tableau 25. L'exergie totale consommée est de 47.8 × 10^3 MWh. Le temps de calcul de la MINLP est de 233 secondes.

Tableau 24 Résultats pour le cas de référence

	M2
Exergie totale consommée (×10^3MWh)	47.8
Energie produite par la géothermie (×10^3MWh)	54.8
Energie produite par la chaudière à gaz (×10^3MWh)	62.4

Tableau 25 Synthèse des statistiques pour le cas de référence

	M2
Nb des binaires.	47
Nb des variables continues	317
Nb des contraintes	690
Nb d'itérations	11411
Temps total de calcul en sec	233

Les températures optimales de fonctionnement pour le réseau de chaleur sont présentées dans la Figure 68. La température de retour du réseau varie de 30°C (période estivale) à 50°C (période hivernale) au cours de l'année. La source géothermique permet de préchauffer le retour jusqu'à 60°C pour les périodes de temps considérées.

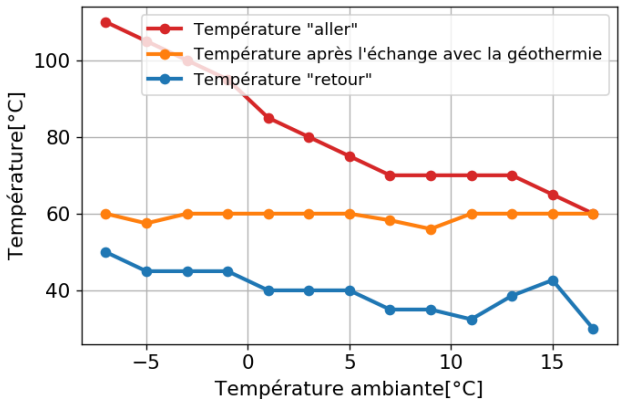

Figure 68 Températures optimales pour le réseau de chaleur - cas de référence

Afin de réduire l'utilisation de la chaudière à gaz il est intéressant d'étudier la possibilité d'intégration d'une pompe à chaleur. La PAC permettra potentiellement de mieux valoriser la géothermie.

4.2.2. Intégration d'une pompe à chaleur

La conception d'un réseau de chaleur à température variable permet de réduire davantage la température de retour du réseau. Par conséquent, le potentiel géothermique est valorisé car la différence entre la température d'alimentation de la géothermie et le retour du réseau est élevée.

D'ailleurs les températures ambiantes entre -1 et 5°C présentent une forte occurrence dans l'année, mais comme les températures demandées sont très élevées, la source géothermique n'est valorisée qu'à un faible pourcentage. Ceci est la motivation principale pour étudier un scénario d'intégration d'une pompe à chaleur. La PAC permettra potentiellement l'exploitation d'une plus grande partie de l'énergie géothermique, augmentant ainsi le pourcentage des énergies de nature renouvelables dans le mix de production.

Les hypothèses suivantes sont considérées:

- le pincement dans l'évaporateur et le condenseur de la pompe à chaleur est de 2 K;
- Les stockages thermiques ne sont pas autorisés.

Le modèle M2 est lancé pendant 3 jours sans pouvoir converger. En effet le nombre des binaires est élevé (91 binaires), ce qui, en combinaison avec les fortes non linéarités du problème, le rend très complexe à résoudre. Le nombre des variables du problème est présenté dans le Tableau 26.

Tableau 26 Synthèse des statistiques pour le 2ème cas d'étude avec intégration d'une PAC

	M2
Nb des binaires.	91
Nb des variables continues	1713
Nb des contraintes	3134
Temps total de calcul	> 3 jours

En sachant que l'objectif de la méthodologie développée est de pouvoir traiter de cas d'un degré de complexité élevé (comme cet exemple) et sur plusieurs périodes, une étude supplémentaire sur les stratégies de diminution du temps de calcul de ce même problème est effectuée. L'ambition est de proposer une méthodologie de résolution dans le cas où des pompes à chaleur sont considérées, qui permette la convergence vers la solution optimale plus rapidement (en quelques heures maximum pour un ingénieur d'étude par exemple). Une première étape vers la résolution d'un problème complexe en multi-période est ensuite présentée. Ainsi une méthodologie est développée en hiérarchisant les variables de décision.

4.2.3. Décomposition du problème multi-période dans le cas d'intégration des PAC

La solution optimale quant à un problème non linéaire, dépend principalement de quatre paramètres : l'initialisation des variables, les bornes admissibles pour les variables, les non-

linéarités de la formulation des contraintes ainsi que le nombre de variables en nombre entier (binaires).

La complexité du problème augmente quand le nombre des variables entières augmente. Dans la plupart des cas, moins nombreuses sont les variables binaires dans le problème MINLP, plus rapide est la convergence. Les fortes non linéarités du problème amènent ainsi à des optimums locaux. En outre, plus le champ de recherche est grand, plus la solution optimale est difficile à obtenir.

Les stratégies de résolution d'un problème mixte en nombres entiers et continus sont résumées dans la Figure 69.

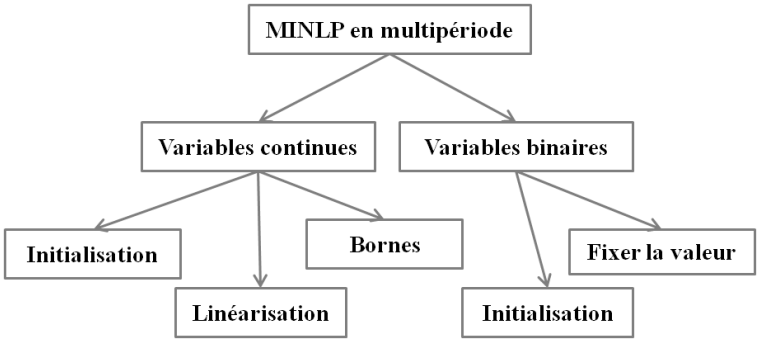

Figure 69 Différentes stratégies de réduction de l'espace de recherche pour la résolution rapide d'un problème MINLP

De manière générale et afin de mieux définir l'espace de recherche, les étapes suivantes sont considérées :

- Définition des bornes pour cerner la solution (ex. Définition des bornes pour les températures au condenseur et à l'évaporateur : $T^{cond,max} = T^{demande,max}$)
- Définition de la puissance max au compresseur : $P^{max} = Demande, totale$

Des astuces supplémentaires pour initialiser ou définir des bornes des différentes variables reposent le plus souvent sur des avis des experts.

Dans le cas des échanges thermiques pour le dimensionnement des machines thermiques, le nombre des variables entières augmente fortement. Un échange (donc un échangeur) est prévu que lorsque les conditions de pincement sont respectées, c'est-à-dire quand il y a une correspondance de températures (au pincement près) entre les différents flux (échange local) et entre les flux et le réseau (échange avec le réseau). Ajouter une pompe à chaleur, signifie considérer deux flux supplémentaires, ainsi que de nouvelles températures pour le réseau.

Une façon de rendre indépendantes certaines variables du problème est d'établir une hiérarchisation entre les variables. Les variables peuvent être soit des variables de design soit des variables d'opération. Les variables binaires sont des variables de design tandis qu'une

variable d'opération est une variable continue. La Figure 70 représente schématiquement le problème d'optimisation.

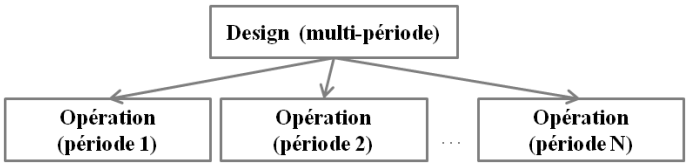

Figure 70 Schéma de décomposition du problème d'optimisation

Il est donc possible de supposer (ou calculer) la valeur des variables binaires. Dans le cas où il n'existe pas des contraintes couplantes entre les différentes périodes il est possible d'optimiser les variables indépendamment pour chaque période.

Afin de résoudre le problème de conception de N périodes, la méthodologie suivante est ainsi proposée :

- Le problème multi-période est décomposé en N sous-problèmes mono-périodes. Chacun de ces problèmes est résolu indépendamment. La résolution de chaque sous-problème permet de définir des valeurs optimales pour les variables binaires par période.
- Ensuite, tous les ensembles pour les variables binaires sont analysés afin d'établir les n ensembles des binaires qui sont représentatifs de toutes les périodes. (n <= N).
- Finalement, le problème multi-période est résolu n fois, en fixant les valeurs de binaires aux valeurs choisies à l'étape précédente.
- Le meilleur design est choisi parmi les n solutions.

La méthode est présentée à la Figure 71.

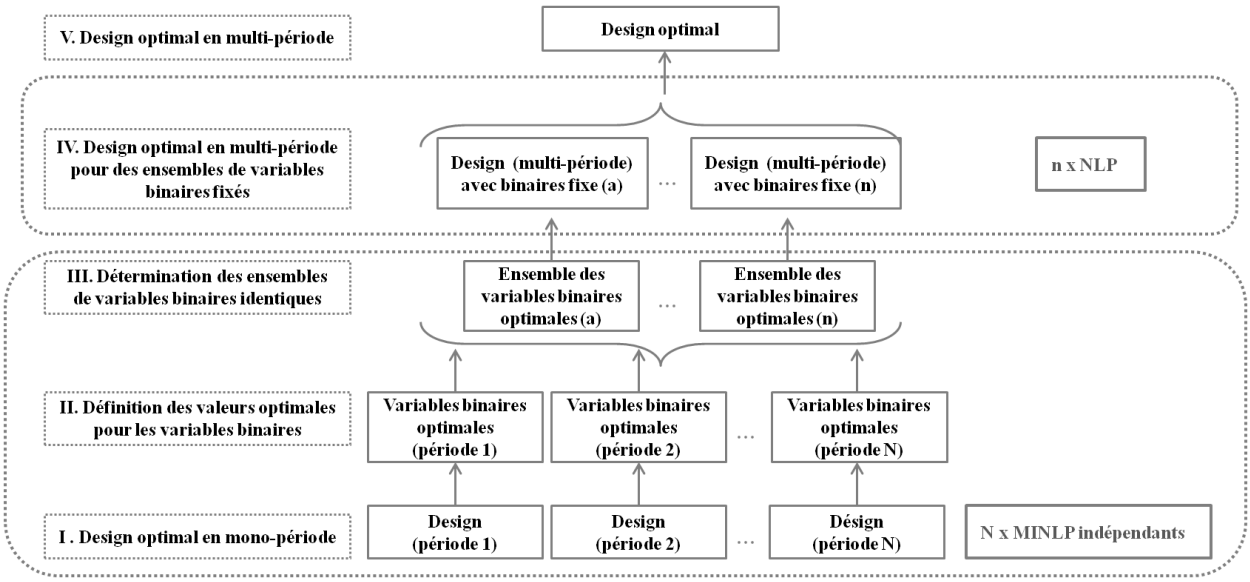

Figure 71 Décomposition du problème en N x MINLP et n x NLP sous-problèmes

Pour l'installation d'une pompe à chaleur, la résolution en multi-période est équivalente à la solution obtenue en lançant N fois le problème en mono-période, sous réserve qu'il n'existe pas de contraintes couplant les périodes (comme des contraintes liant la puissance au compresseur à chaque instant).

La méthodologie proposée est donc testée pour la résolution du problème multi-période avec intégration d'une pompe à chaleur. Les résultats sont comparés et discutés.

4.2.3.1. Etape I : Design optimal en mono-période

Le problème initial contient 13 périodes pour représenter le profil des besoins pendant une année type. Ce problème est donc décomposé en 13 sous-problèmes. Chaque problème est résolu en mono-période. Le design optimal est ainsi défini pour chacune des périodes.
Les résultats en termes de temps de calcul ainsi que de la valeur pour la fonction objectif pour les 13 périodes sont regroupés dans le Tableau 27.

Tableau 27 Synthèse des résultats pour les 13 sous-problèmes

	(c)									(b)			(a)
	per1	per2	per3	per4	per5	per6	per7	per8	per9	per10	per11	per12	per13
Temps de calcul (s)	10.64	10.24	9.53	13.26	10.84	12.45	1.81	9.16	10.5	10.69	90.11	73.96	3.54
Variables continues	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141
Variables binaires	4	4	5	6	8	8	8	8	8	8	8	8	8
Exergie totale consommée (MWh)	215	876	3443	6666	7111	5577	4590	2654	1394	522	247	60	0
Puissance chaudière à gaz (MW)	22	21	18	15	13	11	8	6	2	0	0	0	0

Le nombre des variables binaires devrait être le même pour toutes les périodes. En effet, le nombre indiqué correspond au nombre de variables après le prétraitement des données d'entrée par le solveur Baron, ce qui résulte à certaines valeurs pour les binaires prédéfinies par le solveur.

La somme des solutions optimales obtenues pour chaque période résolue indépendamment constitue la borne inférieure de la solution du problème global. Résoudre le même problème (sans ajout des contraintes supplémentaires) en multi-période donnerai la même solution optimale. L'ajout des contraintes couplant les périodes entre elles ne pourrait que « dégrader » la solution optimale de chaque période seule. Le temps de calcul global pour cette première étape ainsi que la borne inférieure pour la solution optimale globale sont présentés dans le Tableau 28. Les 13 calculs sont lancés sur la même machine à la suite. La somme des temps de calcul est de 267 sec.

Tableau 28 Synthèse des résultats pour le 1er étape – somme des 13 sous-problèmes

	Somme des 13 sous-problèmes
Temps total de calcul (sec).	266.7
Borne inférieure pour la fonction d'objectif optimale(MWh)	33 355

4.2.3.2. Etape II : Définition des valeurs optimales des variables binaires

La valeur des variables binaires est extraite pour chaque période à partir des résultats de l'étape I. Ces variables binaires définissent l'architecture optimale pour l'emplacement de la PAC et du réseau de chaleur. Elles décrivent plus précisément les possibilités d'échange entre les différents flux (flux de production, flux de demande et flux réseau) selon le niveau de température correspondant.

Une synthèse de ces résultats met en évidence trois scénarios (a,b,c) possibles pour la totalité des périodes considérées. Pour le scénario (a), correspondant à la 13ème période (donc la période estivale), la source géothermique permet de réchauffer l'eau à une température suffisamment élevée afin de satisfaire les besoins d'eau chaude sanitaire. Le réseau fonctionne à des températures inférieures à 60°C. Pour le scénario (b), correspondant aux périodes 10 à 12, la pompe à chaleur couplée à la source géothermique est utilisée afin de faire remonter la température du réseau à des températures de l'ordre de 70°C. Ceci permet de satisfaire à la fois les besoins en chauffage et en eau chaude sanitaire. Le troisième scénario (c) correspond aux températures ambiantes de moins de 9°C, où la chaudière à gaz est également utilisée afin de répondre à des besoins de hautes températures. Les trois scénarios sont regroupés dans Figure 72, la Figure 73 et la Figure 74.

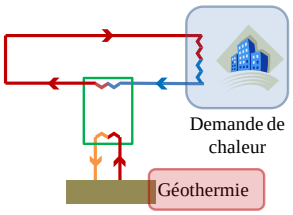

Figure 72 : Scénario (a) (période 13)

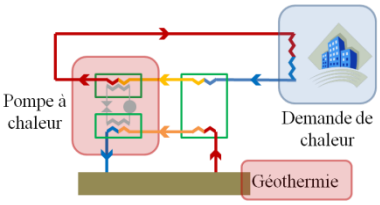

Figure 73 : Scénario (b) (périodes 10-12)

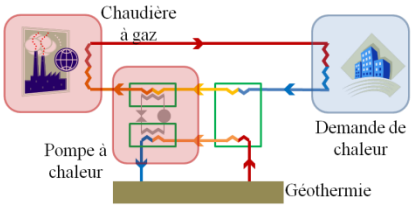

Figure 74 Scénario (c) (périodes 1-9)

Les valeurs des binaires prises dans ces 3 cas sont regroupées dans les Tableau 29 et Tableau 30 :

Tableau 29 Valeurs de binaires des flux froids pour les trois scénarios (a), (b) et (c)

	j=1	j=2	j=1	j=2
	$b_{i,j}^{f,in}$		$b_{i,j}^{f,out}$	
i=1	0	0	0	0
i=2	1	0	0	0
i=3	1	1	0	0
i=4	1	1	0	1

Scénario (a)

	j=1	j=2	j=1	j=2
	$b_{i,j}^{f,in}$		$b_{i,j}^{f,out}$	
i=1	0/1	0/1	0	0
i=2	1	1	0	0/1
i=3	1	1	0	1
i=4	1	1	0/1	1

Scénario (b)

	j=1	j=2	j=1	j=2
	$b_{i,j}^{f,in}$		$b_{i,j}^{f,out}$	
i=1	0	1	0	0
i=2	1	1	0	1
i=3	1	1	0	1
i=4	1	1	0	1

Scénario (c)

Tableau 30 Valeurs de binaires des flux chauds pour les trois scénarios (a), (b) et (c)

	j=1	j=2	j=1	j=2
	$b_{i,j}^{c,in}$		$b_{i,j}^{c,out}$	
i=1	1	0	1	0
i=2	1	0	0	0
i=3	1	0	0	0
i=4	1	0	0	0

Scénario (a)

	j=1	j=2	j=1	j=2
	$b_{i,j}^{c,in}$		$b_{i,j}^{c,out}$	
i=1	1	1	0/1	1
i=2	1	1	0	1
i=3	1	1	0	1
i=4	0	1	0	0

Scénario (b)

	j=1	j=2	j=1	j=2
	$b_{i,j}^{c,in}$		$b_{i,j}^{c,out}$	
i=1	1	1	0/1	1
i=2	1	1	0	1
i=3	1	1	0	1
i=4	0	1	0	0

Scénario (c)

Les indices $i \in \{1,4\}$ correspondent aux niveaux de températures possibles pour le réseau et les indices $j \in \{1,2\}$ correspondent aux flux. Pour les flux chauds, le flux 1 correspond à la source géothermique et le flux 2 au condenseur de la PAC. Pour les flux froids, le flux 1 correspond à la demande de chaleur et le flux 2 à l'évaporateur de la PAC.

Il est rappelé que, d'après le modèle M2 proposé, les valeurs binaires définissent une possibilité d'échange et non pas l'échange lui-même. A titre indicatif, pour la lecture du Tableau 29, et dans le cas du scénario (c), la valeur 1 pour le binaire $b_{1,2}^{f,in}$ et pour le binaire $b_{2,2}^{f,out}$ doit être interprété de la façon suivante : dans le cas d'un échange entre l'évaporateur et le réseau entre les températures T_1^{net} et T_2^{net} , la température du réseau doit être supérieure à celle du flux. Les binaires $b_{1,1}^{f,in}$ et $b_{2,1}^{f,out}$ étant égaux à zéro, ceci signifie que la température T_2^{net} n'est pas suffisamment haute pour répondre aux besoins de chaleur et donc l'échange avec le flux correspondant à la demande n'est pas possible.

De façon équivalente, pour la lecture du Tableau 30, les binaires $b_{4,2}^{c,in}$ et $b_{3,2}^{c,out}$étant égaux à 1, le condenseur peut chauffer le réseau à température T_4^{net}. De même le binaire $b_{4,1}^{c,in}$ étant égal à zéro, ceci désigne que la température de la source géothermique n'est pas suffisamment haute pour chauffer le réseau à température T_4^{net}et donc l'échange n'est pas possible.

4.2.3.3. Etape III : Détermination des ensembles des variables binaires identiques

Une synthèse des résultats permet de voir que :

- Chaque fois que la PAC est utilisée :
  - Le condenseur échange avec le réseau, et permet de remonter la température jusqu'à T_4^{net}, en respectant le pincement. Une seule configuration pour les binaires permet de représenter ceci : $b_{i,2}^{c,in} = 1$ et $b_{i,2}^{c,out} = 1, i \in [1,3]\ et\ b_{4,2}^{c,out} = 0$.
  - L'évaporateur permet de refroidir d'avantage la source géothermique. Afin de maximiser son COP, la température de l'évaporateur de la PAC tend vers la plus haute valeur possible. Pour cette raison, l'évaporateur fonctionne toujours à des températures inférieures ou égales à T_2^{net}.

Au niveau de la demande, le retour du réseau a toujours une température T_1^{net} inférieure à la température minimale requise ($b_{1,1}^{f,in} = 0$).

Suite à cette analyse et en se basant sur les valeurs de binaires du Tableau 29 et du Tableau 30, il est possible de regrouper les trois scénarios étudiés en un seul, sans dégrader la généralité du problème global. En effet, la configuration correspondant au scénario (c) permet de couvrir l'ensemble des configurations (a) et (b). L'emplacement de la PAC et de la géothermie par rapport à la température du réseau est fixé. Ceci n'implique pas un usage de ces moyens de production. Dans le cas où la chaudière à gaz, ou la PAC ne sont pas appelées, leur puissance peut être égale à zéro selon le résultat de l'optimisation.

Par défaut, on pourrait tester l'ensemble des configurations dans le problème entier. Dans notre cas d'étude, le modèle M2 indiquera que le problème n'est pas faisable pour les configurations (a) et (b). Il restera alors de calculer avec la configuration (c).

Tableau 31 Valeurs de binaires regroupées

	j=1	j=2	j=1	j=2	j=1	j=2	j=1	j=2
	$b_{i,j}^{f,in}$		$b_{i,j}^{f,out}$		$b_{i,j}^{c,in}$		$b_{i,j}^{c,out}$	
i=1	0/1	0/1	0	0	1	1	1	1
i=2	1	1	0	0/1	1	1	0	1
i=3	1	1	0	1	1	1	0	1
i=4	1	1	0/1	1	0	1	0	0

Les valeurs des variables binaires regroupées dans le Tableau 31 couvrent les trois configurations (a,b,c) et donc, le modèle multi-période avec les variables binaires fixées peut être lancé une seule fois.

4.2.3.4. Etape IV : Design optimal en multi-période

Le modèle MINLP est lancé avec les valeurs binaires fixées aux valeurs présentées dans le Tableau 31. Il est rappelé que pour cette optimisation, la borne inférieure L pour la solution optimale est déjà définie par l'étape I à $L = 33355$ (MWh) pour la consommation exergétique.

Un critère d'arrêt est également ajouté pour ce calcul. Le système est considéré avoir convergé une fois l'écart relatif entre la solution optimale et la borne L est inférieure à 10^{-5}.

$$abs(f - L) \leq abs(L \times 10^{-5})$$

Ceci est valable dans ce cas, où il n'y a pas de contraintes couplant les différentes périodes. Pour les cas où cette borne inférieure n'est pas atteinte, ce critère d'arrêt n'est pas appliqué.
Les informations du problème NLP sont synthétisées dans le Tableau 32.

Tableau 32 Synthèse pour l'étape III

Nb des binaires.	0
Nb des variables continues	1338
Nb des contraintes	1407
Nb d'itérations	1
Temps total de calcul en sec	21.51

Le problème converge assez vite (en 21 sec), d'une part car il n'y a plus de variables binaires, et d'autre part car la borne inférieure pour la solution globale constitue, pour ce cas, la solution optimale. Comme il n'y pas de contraintes qui couplent les différentes périodes, la somme des solutions de l'étape I constitue également la solution obtenue à l'étape IV.

La configuration optimale proposée par l'algorithme est présentée dans la Figure 75. Cette configuration inclut les trois configurations possibles (a,b,c) ; résultats de l'optimisation de chaque sous-problème séparément.

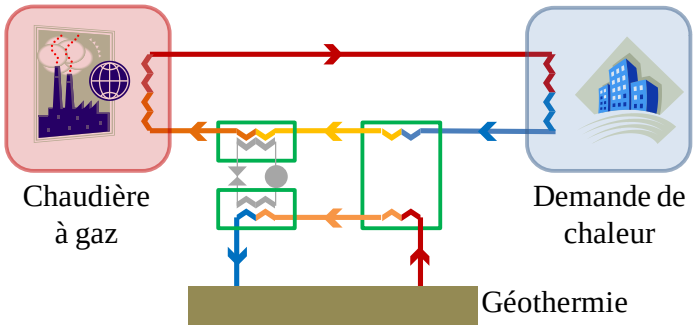

Figure 75 Configuration optimale pour le cas multi-période

Dans ce scénario, l'évaporateur de la pompe à chaleur est placé après l'échangeur entre le fluide géothermique et le réseau de chaleur (Figure 75). La chaleur résiduelle présente dans le fluide géothermique est échangée avec l'évaporateur permettant le chauffage du fluide de retour du réseau avant que celui-ci n'entre dans la chaudière à gaz. Par conséquent, l'énergie dépensée pour chauffer en utilisant le gaz devient plus faible.

Le mix de production, pour satisfaire la demande de chaleur, est représenté à la Figure 76. Il est observé que pour des températures ambiantes de plus de 11°C, la chaudière à gaz n'est plus utilisée ; la pompe à chaleur est suffisante pour répondre aux besoins. Les températures de fonctionnement de la pompe à chaleur sont indiquées sur la Figure 77. L'évaporateur fonctionne entre 23 et 38°C, et le condenseur pour des plages de température de 62 à 78°C.

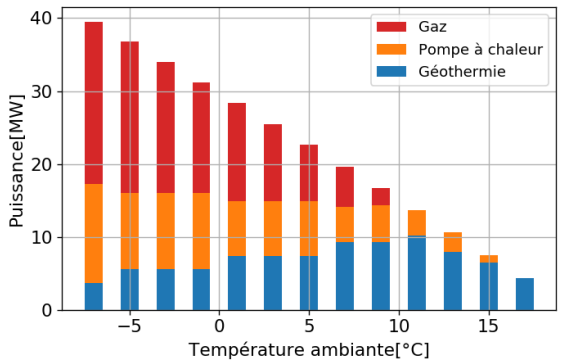

Figure 76 Mix de production optimal

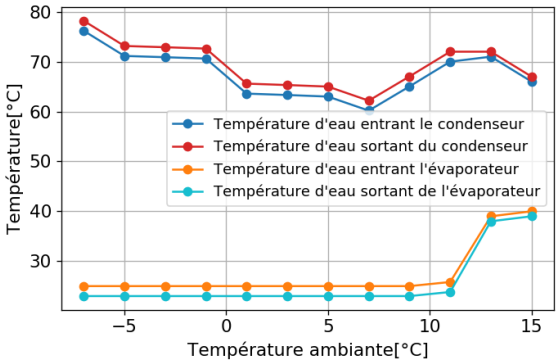

Figure 77 Températures optimales pour le condenseur et l'évaporateur de la PAC

En termes d'énergie produite par chaque moyen de production, les résultats sont regroupés dans le Tableau 33.

Tableau 33 Energie produite par moyen de production pour le cas multi-période

	NLP
Exergie totale consommée (MWh)	33 355
Consommation compresseur (MWh)	7 353
Production condenseur (MWh)	28 510
Production évaporateur (MWh)	21 158
COP saisonnier	3.66
Production chaudière gaz (MWh)	33 949

Une attention particulière est mise sur le fonctionnement de la pompe à chaleur. La variation de la puissance électrique demandée à chaque période est représentée sur la Figure 78. Cette figure montre que le compresseur de la pompe à chaleur fonctionne entre 0.2 et 4.26 MW. Ces conditions de fonctionnement ne sont pas réalistes, à cause d'une variation trop importante de la puissance. Une solution équivalente, utilisant plusieurs pompes à chaleur fonctionnant en parallèle est envisageable. Dans ce cas, deux pompes à chaleur peuvent être utilisées : pour les conditions supérieures à 0 °C, une seule PAC est utilisée, sinon les 2 PAC sont nécessaires pour satisfaire la demande. Ceci permet un fonctionnement des PAC entre 50% et 100% de leur capacité.

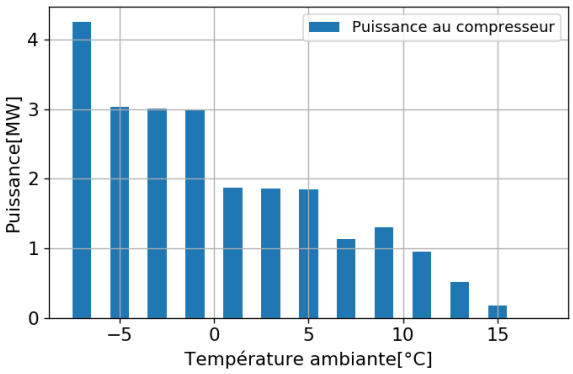

Figure 78 Variation de la puissance au compresseur de la PAC

4.2.4. Synthèse

Pour ce deuxième cas d'étude traité deux objectifs ont été atteints. Tout d'abord la méthodologie proposée pour l'intégration des PAC dans le mix de production afin de satisfaire les besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire d'un quartier a été mise en application et validée. En outre, une première version d'une méthodologie de décomposition d'un problème multi-période de grande taille a été développée et valorisée. Elle sera reprise et enrichie dans la suite de ce document.

Le Tableau 34 permet la comparaison entre le cas de référence, où la pompe à chaleur n'est pas utilisée, et le scénario d'intégration de la PAC. Le ratio de l'énergie géothermique (couplée à la PAC) sur la production totale de chaleur passe de 47% à 71% environ. De plus, le modèle permet le dimensionnement de la PAC en considérant un COP variable en fonction des niveaux de température de l'évaporateur et du condenseur. Pour la valorisation des sources de chaleur à basse température, ce degré de liberté est important pour le design optimal de l'architecture du réseau de chaleur. L'utilisation de la chaudière gaz est réduite à moitié.

Tableau 34 Génération de chaleur par moyen de production

Cas	Demande (MWh)	Chaudière gaz (MWh)	Chaleur géothermique (échangée directement) (MWh)	Condenseur de la PAC (MWh)	Ratio d'énergie géothermique	COP moyen
Réference	117 211	62 459	54 752	-	46.70%	
Avec 1 PAC	117 211	33 949	54 752	28 510	71.04 %	3.66

La complexité du modèle M2 amène à un problème global difficile à résoudre numériquement. Pour cette raison, une méthodologie décomposant le problème a été proposée.

En effet, pour l'installation d'une pompe à chaleur, la résolution en multi-période est équivalente à la solution obtenue en lançant N fois le problème en mono-période, car il n'y a pas d'ajout de contraintes croisées entre les périodes. La méthodologie proposée permet de résoudre en 290 secondes environ le problème qui ne peut pas être résolu directement en moins de 3 jours. La comparaison entre l'approche directe et l'approche de décomposition est montrée dans le Tableau 35.

Tableau 35 Comparaison entre la résolution directe et la méthode de décomposition

	Directe	*Etape I (somme)*	*Etape IV*	*Décomposition (total)*
Nb des binaires.	91	91	-	91
Nb des variables continues	1713	1923	1338	3261
Temps total de calcul en sec	> **259 200**	266	21	**287**
Fonction objectif	-	33 355	33 355	33 355

Effectivement, une comparaison des méthodes sur un seul cas d'étude ne permet pas d'établir une conclusion globale sur l'approche à suivre. Le problème étant non linéaire, il est possible d'avoir de grands écarts au niveau des temps de calcul juste avec une modification d'une température demandée par exemple. Toutefois, cette méthodologie démontre la tendance de diminution du temps de calcul selon la diminution du nombre des binaires et permet la résolution du problème global.

La stratégie de résolution est schématisée dans la Figure 79. N problèmes MINLP sont résolus. La solution obtenue constitue la borne inférieure de la solution globale. Les valeurs de binaires, regroupées, sont ensuite injectées au problème multi-période. Le problème est résolu pour chaque combinaison des binaires calculé. La solution optimale est ensuite obtenue. Cette méthodologie constitue la première étape pour la résolution des cas d'études plus complexes. Elle sera reprise et enrichie dans le chapitre 5.

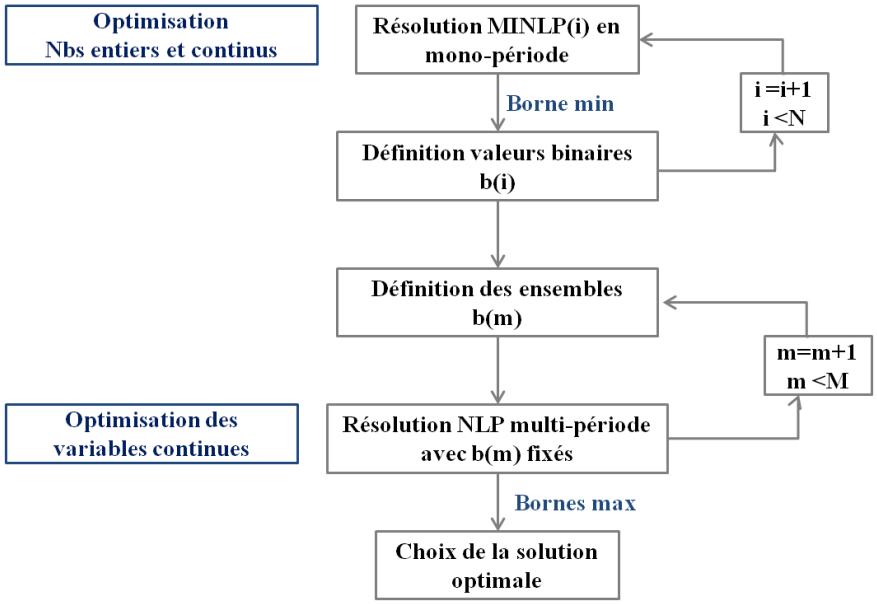

Figure 79 Stratégie de résolution pour un problème en N périodes

4.2.5. Comparaison avec un modèle linéaire

Une comparaison entre une approche linéaire et le modèle M2 (approche non linéaire) est effectuée, en testant le même cas d'étude. Il est rappelé que, dans le chapitre 1, la méthodologie proposée par Salame [36] est identifiée comme étant proche du périmètre d'étude de cette thèse. Pour cette raison, et suite à des modifications légères, la méthodologie linéaire est appliquée pour résoudre ce cas d'étude. Les résultats, en termes de solution ainsi que de temps de calcul ont fait l'objet d'un papier de conférence [89].

Tableau 36 Comparaison des résultats entre le modèle MILP et le modèle MINLP

	MILP	*MINLP(decomposition)*
Temps total de calcul (min)	189	4.8
Fonction objectif (MWh)	34 072	33 355

Les résultats des modèles démontrent l'intérêt du développement de la nouvelle méthodologie : en se basant sur une décomposition du problème non-linéaire il est possible de diminuer le temps de calcul en augmentant la précision de la solution trouvée. Le temps de calcul est environ 40 fois plus faible, avec une fonction objectif améliorée de 2%.

5. Conclusion

Ce chapitre présente un modèle (M2) pour la conception et l'optimisation de la configuration pour les réseaux de chauffage urbain, permettant l'intégration des pompes à chaleur couplées à une source de chaleur à basse température. Cette méthodologie est appliquée à deux études de cas, visant une minimisation de la destruction d'exergie sur une période donnée.

Les résultats montrent que l'intégration d'une PAC peut permettre une augmentation de la part d'énergie de source renouvelable utilisée tout en minimisant la destruction d'exergie. Il est noté, que la température d'opération de la pompe à chaleur ainsi que son COP sont des variables à optimiser. Ce degré de liberté a un impact sur le temps de calcul, mais permet un dimensionnement plus précis de la PAC.

L'aspect multi-période de l'approche développée représente un élément de complexité supplémentaire qui rend le problème difficile à résoudre. Une première méthode de décomposition du problème a été investiguée afin de rendre le problème solvable pour un ingénieur d'étude tout en gardant la méthodologie générique.

Les résultats présentés sont la première étape de la conception. D'autres étapes incluraient la prise en compte des coûts d'investissement pour les moyens de production et le réseau de chaleur. Le chapitre 4 décrit le modèle M3 qui vise à enrichir la méthode avec des contraintes de spatialisation pour le tracé du réseau ainsi la considération simultanée des demandes en électricité pour traiter des problèmes multi-énergie.

Chapitre 4
Conception des réseaux multi-énergie en prenant en compte l’aspect spatial

1. Introduction

Les modèles présentés dans les chapitres précédents permettent l'optimisation du mix énergétique d'un réseau de chaleur urbain incluant le dimensionnement simultané d'un stockage de chaleur ou d'une pompe à chaleur. La fonction objectif à minimiser peut être la destruction d'exergie (pour le dimensionnement de la PAC) ou les coûts de fonctionnement des moyens de production ainsi que les coûts d'investissement pour le moyen de stockage.

Toutefois, les contraintes intégrées dans ces modèles ne reflètent pas, de façon très fine, la réalité de la construction des réseaux, et en particulier leur tracé. La prise en compte de l'aspect spatial du réseau est nécessaire pour permettre l'obtention de configurations réalistes. En effet, le coût d'investissement pour le réseau de chaleur peut être prohibitif à sa construction. Ainsi, dans ce chapitre, des contraintes permettant de considérer le tracé du réseau sont investiguées et ajoutées au modèle.

En outre, le couplage du réseau de chaleur avec le réseau d'électricité pourrait conduire à une meilleure répartition des coûts entre l'électricité et la chaleur. L'utilisation des PAC implique indirectement un lien entre le réseau d'électricité et le réseau de chaleur. Aussi, des moyens de stockage à résistance électrique peuvent être utilisés afin de décharger le réseau électrique et absorber en partie une surproduction d'électricité verte produite localement.

Ce chapitre enrichit les modèles présentés aux chapitres 2 et 3, afin de permettre la conception optimale d'un réseau multi-énergie avec le dimensionnement simultané des moyens de conversion et/ou de stockage de chaleur et d'électricité. Les coûts d'investissement pour le réseau sont ainsi pris en compte.

Des nouvelles briques sont alors ajoutées au modèle M2, pour former le modèle M3. Celui-ci est testé et validé par différents cas d'études. Le potentiel de la méthode quant au dimensionnement d'un réseau multi-énergie est alors démontré.

2. Modèle mathématique(M3)

Ce modèle permet la conception de l'architecture d'un réseau multi-énergie en optimisant simultanément les échanges entre les différents flux et les moyens de stockage et de conversion. Des contraintes liées aux bilans de masse, aux niveaux de températures de différents flux ainsi qu'aux limitations technologiques sont considérées. L'ajout de contraintes liées à la spatialisation ainsi que la prise en compte du réseau d'électricité de façon simplifiée entrainent certaines modifications sur les équations déjà décrites auparavant.

2.1. Contraintes liées à la spatialisation

Jusqu'à présent, dans ce travail, les flux de production et de demande de chaleur sont agrégés en un flux chaud ou un flux froid. Dans ce chapitre, chaque flux est positionné à un nœud géographique représentant un site. Différents nœuds sont donc considérés afin de représenter les différents sites. Un site peut être un site de production (flux chaud dans le cas d'un réseau de chaleur et de froid dans le cas de réseaux de froid), un site de consommation (flux froid dans le cas de chauffage et de flux chaud dans le cas de refroidissement) ou un site mixte (où il y a une présence simultanée de flux chauds et froids pouvant échanger entre eux et avec le réseau).

Dans la Figure 80, cinq sites différents sont représentés à titre indicatif. Les sites 1, 4 et 5 sont des sites de demande de chaleur (en bleu). Le site 5 intègre une demande de chaleur résidentielle et une PAC décentralisée. Les sites 2 et 3 sont des sites de production de chaleur (en rouge). Sur le site 2, une chaudière à gaz est couplée à un réservoir d'eau chaude pour un stockage potentiel de chaleur. Sur le site 3, une source géothermique à basse température est couplée à une PAC. Chaque site peut potentiellement être connecté avec les autres sites. Les chemins possibles pour les canalisations sont représentés par les lignes bleues. Les échanges potentiels, représentés par les flèches, peuvent avoir lieu à l'intérieur de chaque site ou via le réseau.

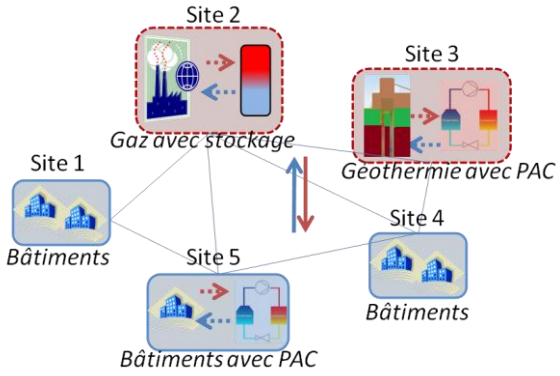

Figure 80 Schéma des échanges entre différents flux dans différents sites (en bleu les sites de consommation de chaleur et en rouge les sites de production de chaleur. Les flèches représentent des échanges de chaleur possibles entre les flux).

De plus, des nœuds d'interconnexion sont ajoutés. Il s'agit de points de passage potentiel pour le réseau. Ces nœuds d'interconnexion ne sont pas des sites, donc il n'y a ni flux chauds, ni flux froids ni d'autres systèmes de conversion qui sont placés sur ces nœuds.

2.1.1. Nouveaux paramètres du modèle M3

Le modèle M3 possède l'ensemble des paramètres du modèle M2. Les nouveaux paramètres du modèle sont listés ci-dessous :

- Le nombre de nœuds géographiques à considérer : $NbNoeud$. L'ensemble correspondant aux nœuds géographiques est $N = \{n\ dans\ [1, NbNoeud]\}$
- Le nombre de chemins de connexions possibles entre les nœuds $n \in N$: $NbConnexions$. Il s'agit d'un paramètre créé à partir du nombre de nœuds géographiques. Un chemin correspond à la distance entre deux nœuds différents. L'ensemble des chemins de connexion possibles entre les nœuds est $Cnx = \{p\ in\ [1, NbConnexions]\}$
- Paramètres indiquant l'appartenance de chaque flux $j \in J_f \cup J_c$ à un certain nœud géographique : $n \in N$: n_{j1}^{FC} pour les flux $j_1 \in J_f$ et n_{j2}^{FF} pour les flux $j_2 \in J_c$. Pour chaque flux, le paramètre indique le numéro du nœud auquel le flux appartient. Par exemple $n_{j1}^{FC} = 2$ indique que le flux $j_1 \in J_f$ se trouve dans le nœud 2.
- Paramètres indiquant si deux flux peuvent échanger entre eux (à condition que les flux se trouvent sur le même nœud géographique $\in N$) : $direct_{j1,j2}$ avec $j_1 \in J_f\ et\ j_2 \in J_c$. Il s'agit d'un paramètre binaire. Par exemple $direct_{j1,j2} = 1$ indique que le flux froid $j_1 \in J_f$ peut échanger en local avec le flux chaud $j_2 \in J_c$.
- Paramètre indiquant si le nœud $n \in N$ est un nœud d'interconnexion ou pas. (et donc indiquant l'inexistence des flux sur ce nœud pouvant potentiellement échanger avec le réseau) : $interconnexion_n$
- Les coordonnées de chaque nœud géographique $n \in N$: $[x, y]$
- La distance entre les différents nœuds $n \in N$: $dist_p$ avec $p \in Cnx$
- Le coût par mètre linéaire du réseau $C_p^{rés}$ pour chaque chemin $p \in Cnx$

2.1.2. Nouvelles variables du modèle

Chaque chemin $p \in Cnx$ est caractérisé par son point de départ $n \in N$ et son point d'arrivée $m \in N$, ainsi que par son coût $C^{rés}$. Le tracé du réseau est donc défini par un enchainement de différents chemins.

Une direction par défaut est assignée aléatoirement à chaque chemin $\mathrm{p} \in \mathrm{Cnx}$ reliant les nœuds n et m. La variable δ_p désigne la vraie direction des flux. Si le flux transporté par ce chemin suit la direction par défaut, la variable δ_p est égale à 1. Dans le cas inverse δ_p est égale à -1, indiquant que le flux transporté suit la direction opposée par rapport à celle par

défaut[3]. La Figure 81 illustre la création de trois chemins possibles p_1, p_2 et p_3 pour trois nœuds géographiques n, m et m'.

En outre, $NbNet$ canalisations (à températures différentes) peuvent être associées à chaque chemin $p \in Cnx$ défini. Le débit massique circulant dans le réseau est donc défini pour chaque chemin $p \in Cnx$, pour chaque température possible $T^{net} \in I$, et pour chaque période $t \in Per$.

$$m_{i,p,t}^{réseau}, \quad i \in I, p \in Cnx, t \in Per \tag{51}$$

La Figure 82 est une illustration du débit massique circulant dans chacune des canalisations potentielles $p \in Cnx$ entre les 3 nœuds n, m et m' pour chaque température $i \in I$ à chaque période $t \in Per$. Il est noté que les débits peuvent être positifs ou négatifs selon le sens de circulation du fluide.

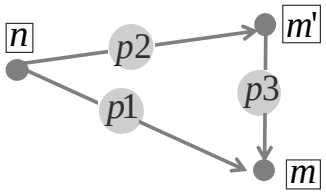

Figure 81 Création de chemins p_1, p_2 et p_3 reliant les nœuds n, m et m'. Leur direction présentée dans la figure est attribuée de façon aléatoire.

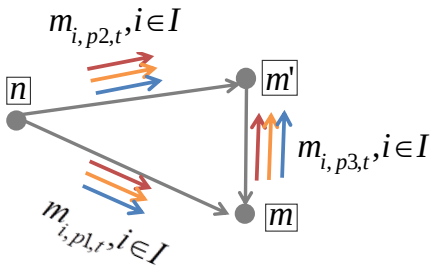

Figure 82 Débit massique pour chaque niveau de température $i \in I$ et pour chaque chemin $p \in Pa$ à chaque période $t \in Per$.

La variable binaire $b_m_{i,p}^{réseau}$ est ainsi ajoutée. La variable est égale à 1 pour chaque connexion $p \in Cnx$ qui existe à une température $i \in I$.

2.1.3. Nouvelles contraintes

Le modèle M3 possède l'ensemble des contraintes du modèle M2. Les contraintes de spatialisation sont intégrées au modèle et présentées ci-dessous.

Un bilan massique est réalisé à chaque nœud $n \in N$. Ceci implique que la somme algébrique des débits massiques du fluide circulant dans toutes les canalisations qui sont connectées à ce nœud, y compris les différents niveaux de température, est nulle. En d'autres termes, le réseau est une boucle fermée et aucun ajout ou perte de masse n'est considérée.

Les contraintes suivantes sont donc ajoutées:

[3] S. Ghazouani, A. Zoughaib, and S. Pelloux-Prayer, "Simultaneous heat integrated resource allocation network targeting for total annual cost considering non-isothermal mixing," *Chem. Eng. Sci.*, vol. 134, pp. 385–398, 2015

$$\sum_{i\in I}\ \sum_{p\in Cnx:connexion[p]\ni n} m_{i,p,t}^{réseau}\times\delta_p = 0\,, \qquad (52)$$

$$pour\ tout\ \ n\in N\ et\ interconnexion[n]=0, t\in Per$$

$$\sum_{p\in Cnx:connexion[p]\ni n} m_{i,p,t}^{réseau}\times\delta_p = 0\,, \qquad (53)$$

$$pour\ tout\ i\in I, n\in N\ et\ \ interconnexion[n]=1, t\in Per$$

Une distinction est faite entre les nœuds d'interconnexion et les nœuds où les flux existent. En effet, il n'y a pas d'échange de chaleur au sein des nœuds d'interconnexion. Donc, pour chaque groupe de canalisations correspondant à la même température, la somme du débit massique entrant et sortant du nœud est nulle (équation 53). En revanche, le bilan de masse se réalise en sommant tous les niveaux de température pour les nœuds où des échanges de chaleur existent (équation 52).

La puissance échangée entre le réseau et les flux est ensuite « transcrite » en débit circulant dans les canalisations. Les contraintes qui relient le flux massique total échangé avec les flux à chaque intervalle de température du réseau avec le débit massique circulant effectivement dans les différentes canalisations sont ajoutées. La Figure 83 représente schématiquement cette correspondance pour le cas où trois niveaux de température sont considérés.

Il est rappelé que $M_{i,j,t}^{net}$ est le débit de capacité thermique correspondant à l'échange thermique du flux j avec l'intervalle de température i du réseau à la période t. En outre, $m_{i,p,t}^{réseau}$est le débit massique circulant dans une canalisation à température i , qui passe par le chemin p à la période t. De plus, le débit massique est considéré positif lorsque la chaleur est transférée du flux au réseau (le réseau est chauffé) et négatif lorsque le flux extrait de l'énergie du réseau (le réseau est refroidi).

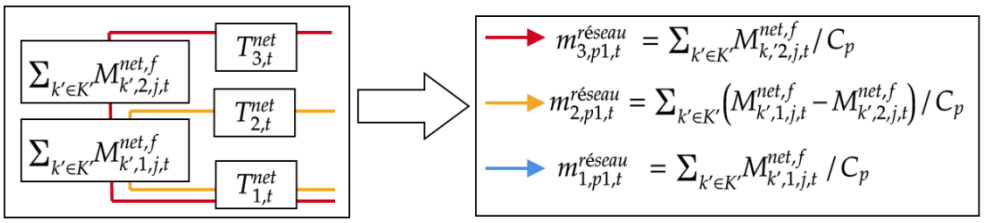

Figure 83 Représentation schématique de la transcription du flux massique échangé avec les réseaux en flux débit massique circulant dans les canalisations, avec Cp la capacité calorifique du fluide qui circule

Afin de calculer le débit circulant dans la canalisation correspondant à chaque température $i \in I$ et suivant un chemin $p \in Cnx$, les bilans sont écrits. En fonction de la position du niveau i dans l'échelle de température, la formulation du bilan est légèrement différente.

Plus précisément, pour la température la plus élevée du réseau, $i = NbTNet$, l'équation (54) est ajoutée. La somme des débits correspondants à tous les chemins potentiels issus d'un

nœud $n \in N$ est égale à la somme des débits massiques équivalents de tous les flux chauds et froids existants dans ce nœud et pouvant échanger avec le réseau à ce niveau i de température.

$$\sum_{p \in Cnx} m^{réseau}_{NbNet,p,t} \times C_p = \sum_{j_2 \in J_c} \sum_{i' \in I'} M^{net,f}_{NbTNet-1,i',j_2,t} - \sum_{j_1 \in J_f} \sum_{i' \in I'} M^{net,c}_{NbTNet-1,i',j_1,t}\ , \quad (54)$$

$n \in N, t \in Per$

où $J_c = \{j_2 | noeud[j_2] = n\}$ et $J_f = \{j_1 | noeud[j_1] = n\}$

De même, pour la température la plus faible du réseau, $i = 1$, la somme des débits correspondants à tous les chemins potentiels issus d'un nœud $n \in N$ est égale à la somme des débits massiques équivalents de tous les flux chauds et froids existant dans ce nœud et pouvant échanger avec le réseau à ce niveau i de température (équation (55)).

$$\sum_{p \in Cnx} m^{réseau}_{1,p,t} \times C_p = -\sum_{j_2 \in J_c} \sum_{i' \in I'} M^{net,f}_{1,i',j_2,t} + \sum_{j_1 \in J_f} \sum_{i' \in I'} M^{net,c}_{1,i',j_1,t}\ , \quad (55)$$

$n \in N, t \in Per$

où $J_c = \{j_2 | noeud[j_2] = n\}$ et $J_f = \{j_1 | noeud[j_1] = n\}$

Pour les températures intermédiaires potentielles du réseau $i \in [2, NbTNet - 1]$, la somme des débits correspondants à tous les chemins potentiels issus d'un nœud $n \in N$ est égale à la somme de la différence de débits massiques équivalents de tous les flux chauds et froids existants dans ce nœud et pouvant échanger avec le réseau entre le plus bas et ce niveau i de température.

$$\sum_{p \in Cnx} m^{réseau}_{i,p,t} \times C_p = \sum_{j_2 \in J_2 : noeud[j2] = n} \sum_{i' \in I'} (M^{net,f}_{i-1,i',j_2,t} - M^{net,f}_{i,i',j_2,t}) + \sum_{j_1 \in J_1 : noeud[j1] = n} \sum_{i' \in I'} (M^{net,c}_{i,i',j_1,t} - M^{net,c}_{i-1,i',j_1,t}), \quad (56)$$

$i \in [2, NbTNet - 1], n \in N, t \in Per$

Une variable binaire, $b_m^{réseau}_{i,p}$, indique l'utilisation ou non de chaque chemin $p \in Cnx$ à un certain niveau de température $i \in I$, pour au moins une fois sur l'ensemble des périodes.

$$m^{réseau}_{i,p,t} - A \times b_m^{réseau}_{i,p} \leq 0, \quad i \in I, p \in Cnx, t \in Per \quad (57)$$

$$m^{réseau}_{i,p,t} + A \times b_m^{réseau}_{i,p} \geq 0, \quad i \in I, p \in Cnx, t \in Per \quad (58)$$

avec A un très grand nombre.

Plus précisément, lorsqu'il y a un flux, $b_m^{réseau}_{i,p}$ vaut 1. Sinon le binaire peut être égal à 1 ou 0. Comme la fonction objectif est la minimisation du coût total qui dépend de $b_m^{réseau}_{i,p}$, le solveur attribuera aux binaires dans ce cas une valeur nulle.

Il est à noter que les variables binaires ne dépendent pas du temps. En effet, lorsqu'une canalisation est utilisée pendant une période, son coût d'investissement doit être pris en compte même si elle n'est pas utilisée pendant les autres périodes.

2.2. Contraintes liées au réseau électrique

2.2.1. Introduction

L'interaction entre le réseau de chaleur et le réseau d'électricité prend une dimension de plus en plus importante aujourd'hui. Dès qu'il s'agit de l'utilisation de moyens de conversion utilisant de l'électricité pour produire de la chaleur (comme les PAC par exemple) ou des moyens de cogénération produisant à la fois de la chaleur et de l'électricité, ou encore des moyens de stockage électrique afin d'absorber le surplus de la production d'électricité des énergies renouvelables (PV ou éoliens), il est important de considérer simultanément ces deux flux. Pour cette raison, les échanges potentiels avec le réseau d'électricité sont décrits de façon simplifiée par un ensemble des contraintes intégré au modèle. Le modèle mathématique décrit ci-dessous est ajouté au modèle M3.

Des flux de demande et de production d'électricité sont considérés. Chaque flux est caractérisé par sa puissance. Les flux peuvent échanger directement, dans le cadre de l'autoconsommation pour des systèmes PV par exemple, injecter au réseau d'électricité, dans le cas d'une surproduction, ou consommer de l'électricité du réseau, dans le cas de la satisfaction de la demande. Des batteries permettent le stockage de l'électricité. En outre, des contraintes sur le réseau peuvent décrire une situation de saturation, donc d'incapacité de consommation d'électricité pour un certain temps.

2.2.2. Nouveaux paramètres du modèle M3

Les paramètres d'entrée du modèle sont listés ci-dessous :

- Le nombre de flux de production d'électricité : NbE_Prod.

L'ensemble pour les flux de production d'électricité est : $E^{prod} = \{e\ in\ [1, NbE_Prod]\}$

- La puissance maximale pour chaque moyen de production $e \in E^{prod}$: EP_max
- Un paramètre indiquant si le flux $e \in E^{prod}$ est fixe ou variable : EP_var. Un flux fixe peut correspondre à la production d'une installation PV déjà existante : dans ce cas, la puissance produite est égale à la puissance maximale indiquée. Un flux variable peut correspondre à une installation PV à dimensionner. Dans ce cas, la puissance produite est une variable du problème.
- Le nombre de flux de consommation d'électricité : NbE_Conso

L'ensemble pour les flux de consommation d'électricité est : $E^{conso} = \{e\ in\ [1, NbE_Conso]\}$

- La puissance maximale pour chaque flux de consommation $e \in E^{conso}$: EC_max

- Un paramètre indiquant si le flux $e \in E^{conso}$ est fixe ou variable : EC_var. Un flux fixe peut correspondre à la demande d'électricité d'un bâtiment : dans ce cas, la puissance demandée est égale à la puissance maximale indiquée. Un flux variable peut correspondre à la puissance électrique d'une PAC à installer. Dans ce cas, la puissance demandée est une variable du problème.
- La puissance maximale de chaque batterie : $Bat_\max_p$
- La capacité maximale de chaque batterie : $Bat_\max_c$
- La puissance maximale pouvant être injectée au réseau d'électricité par les moyens de production locaux : $E_t^{res,max}$
- L'existence ou pas des moyens de production décentralisées $e1 \in E^{prod}$qui sont liés à des flux de demande d'électricité $e2 \in E^{conso}$: $noeud_elec[e_1, e_2]$
- Des paramètres de coût pour les différents moyens : $C^{bat}, C^{P-Net}, C^{C-Net}, C^{fix}$. Il s'agit des coûts pour la batterie, pour l'électricité vendue au réseau, pour l'électricité achetée par le réseau et pour l'investissement sur les moyens de production locale d'électricité respectivement.

2.2.3. Nouvelles variables du modèle M3

Les variables du modèle sont listées ci-dessous :

- La puissance produite pour chaque flux de production $e \in E^{prod}$: EP
- La puissance produite échangée avec le réseau pour chaque flux de production $e \in E^{prod}$: EP_res
- La puissance produite échangée directement (autoconsommée) pour chaque flux de production $e \in E_Prod$: EP_dir
- La capacité de chaque moyen de production $e \in E^{prod}$: EP_cap
- La surface optimale pour chaque installation PV, si cette dernière est un moyen de production potentiel : $e \in E^{prod}$: $Surface_e$
- La puissance consommée pour chaque flux de consommation $e \in E^{conso}$: EC
- La puissance consommée pour chaque flux de consommation $e \in E^{conso}$ provenant du réseau : EC_res
- L'énergie stockée à chaque batterie à chaque instant $t \in Per$: ES
- La puissance stockée par chaque batterie à chaque instant $t \in Per$: ES_in
- La puissance déstockée par chaque batterie à chaque instant $t \in Per$: ES_out
- La capacité maximale par chaque batterie : ES_max
- Une variable binaire indiquant l'utilisation ou pas de chaque batterie à chaque instant $t \in Per$: b_bat
- Les coûts totaux pour chaque moyen de production

2.2.4. Schéma des échanges des flux électriques

Le réseau électrique peut à tout moment satisfaire les besoins en électricité. En outre, il y a la possibilité de considérer des moyens locaux de production d'électricité. A titre d'exemple une

installation PV peut produire d'électricité localement et la fournir au réseau, ou satisfaire directement une demande d'électricité. Pour que l'échange local soit possible, il est indispensable que moyen de production et demande se trouvent sur le même site, ou nœud géographique. Chaque moyen de production décentralisée est donc connecté à une ou plusieurs demandes d'électricité, via le paramètre $noeud_{e1,e2}^{elec}, e_1 \in E^{prod}, e_2 \in E^{conso}$. A chaque moyen de production local, une batterie peut y être connectée. La demande d'électricité peut correspondre à des besoins de consommateurs ou à la consommation électrique des moyens de conversion comme les PAC ou les chauffe eau électriques. La Figure 84 représente les échanges entre les flux d'électricité, le réseau et les batteries électriques.

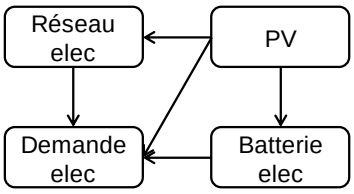

Figure 84 Configuration des échanges entre les flux d'électricité

Pour les transferts d'énergie électrique, les hypothèses suivantes sont donc considérées :

- Un schéma d'autoconsommation est considéré. Le moyen de production local, peut injecter une partie de l'électricité produite au réseau, et utiliser une partie directement pour satisfaire les besoins locaux. Il y a un signal de prix pour la « vente au réseau » et un signal de prix pour l'« achat du réseau ». Ce schéma est possible dans certains pays européens aujourd'hui. Dans d'autres pays, toute la puissance produite par un moyen décentralisée, doit être injectée au réseau. Il est considéré, que pour les réseaux de demain cette configuration sera possible, et donc, elle est privilégiée par rapport au schéma «typique » d'injection sur le réseau.
- La batterie d'électricité est connectée à chaque moyen de production décentralisé. Il n'est pas possible de stocker l'électricité provenant du réseau, mais seulement celle provenant du moyen de production. Il est vrai que dans une configuration future, et si on se plaçait du côté du consommateur, il est possible d'envisager un scénario d'optimisation économique entre l'achat d'électricité aux heures creuses, le stockage et la re-vente d'électricité au réseau les heures de pointe. Ce scénario n'est pas investigué ici.

2.2.5. Nouvelles contraintes

2.2.5.1. Bilan de puissances

Le bilan énergétique est ainsi réalisé pour chaque flux $e \in E^{prod} \cup E^{conso}$ pour chaque période $t \in Per$. La Figure 85 représente les échanges entre les flux d'électricité avec certaines des variables considérées.

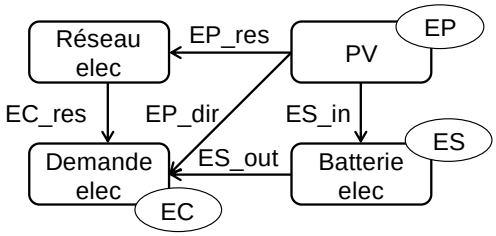

Figure 85 Variables pour les flux d'électricité considérées

Les équations suivantes sont considérées.

Pour la production électrique, la puissance produite peut être soit consommée localement, soit injectée au réseau externe soit être stockée :

$$EP_{e,t} = EP_{e,t}^{dir} + EP_{e,t}^{res} + ES_{e,t}^{in},\ \ e \in E^{prod}, t \in Per \tag{59}$$

Pour la consommation électrique la puissance demandée est satisfaite soit localement, soit par le réseau externe soit par la batterie électrique :

$$EC_{e2,t} = EP_{e1,t}^{dir} + EC_{e2,t}^{res} + ES_{e1,t}^{out},\ \ e_1 \in E^{prod}, e_2 \in E^{conso}, t \in Per, noeud_{e1,e2}^{elec} = 1 \tag{60a}$$
$$EC_{e2,t} = EC_{e2,t}^{res},\ \ e_1 \in E^{prod}, e_2 \in E^{conso}, t \in Per, noeud_{e1,e2}^{elec} = 0 \tag{60b}$$

Au niveau du réseau électrique, une contrainte est ajoutée afin de limiter la puissance maximale pouvant être absorbée par le réseau.

$$\sum_{e \in EF^p} EP_{e,t}^{res} \leq E_t^{res,max},\ \ t \in Per \tag{61}$$

2.2.5.2. Batterie électrique

L'état du stockage à chaque instant $t \in Per$ est exprimé avec l'équation suivante :

$$ES_{e,t+1} = ES_{e,t} + ES_{e,t}^{in} \times dur(t) - E_{e,t}^{out} \times dur(t),\ \ e \in E^{prod}, t \in Per \tag{62}$$

La capacité maximale pour chaque batterie ES_e^{max}, est calculée à l'aide de l'équation (63) : Comme la fonction objectif consiste en la minimisation du coût total qui dépend de ES_e^{max}, le solveur attribuera à cette variable la valeur la plus faible possible, tout en respectant la capacité de la batterie à chaque période t.

$$ES_{e,t} \leq ES_e^{max},\ \ e \in E^{prod}, t \in Per \tag{63}$$
$$ES_{e,t}^{in} \leq Bat_\max_p_e,\ \ e \in E^{prod}, t \in Per \tag{64a}$$
$$ES_{e,t}^{out} \leq Bat_\max_p_e,\ \ e \in E^{prod}, t \in Per \tag{64b}$$

Les équations (64) permettent de délimiter la puissance stockée ou injectée selon les paramètres de chaque problème.

De même que pour les stockages thermiques, l'état initial et final de la batterie pour chaque macro-période doit être le même, pour éviter l'injection supplémentaire d'énergie dans le système :

$$ES_{e,t=T1} = ES_{e,t=T2},\ \ e \in E^{prod}, \tag{65a}$$

avec $T1, T2$ toutes les macro-périodes successives

$$\prod_{t \in T1} ES_{e,t} \leq 0,\ \ e \in E^{prod} \tag{65b}$$

La contrainte (65b) oblige la batterie de se charger et se décharger complètement au moins une fois pendant son cycle de charge-décharge (macro-période T1 par exemple). Ceci permet de minimiser la capacité de la batterie. Dans le cas où des coûts d'investissement sont considérés, cette contrainte est naturellement satisfaite, et donc pas considérée, car elle augmente la complexité numérique du problème d'optimisation.

2.2.5.3. Production locale d'électricité

Afin de dimensionner les moyens locaux de production d'électricité, leur capacité maximale $EP_e\ , e \in E^{prod}$est calculée. A titre d'exemple, pour une installation photovoltaïque, la capacité installée est calculée comme le produit du profil de production d'électricité $EP_{e,t}^{max}$par m² (paramètre connu) et la surface $Surface_e$. C'est donc la surface des PV qui va être dimensionnée.

$$EP_{e,t} \leq EP_{e,t}^{max} \times Surface_e,\ \ e \in E^{prod}, t \in Per \tag{66}$$

2.2.5.4. Lien avec le réseau de chaleur

Le réseau électrique peut satisfaire les besoins en électricité à chaque instant $t \in Per$. En plus, la capacité du réseau à absorber la puissance électrique produite localement est représentée par le paramètre $E_t^{res,max}$. Ce paramètre désigne la puissance maximale qui peut être injectée à chaque instant $t \in Per$ au réseau. Les contraintes topologiques et de tension ne sont pas prises en compte; le but principal de cette modélisation est de considérer l'interaction des moyens locaux de production d'électricité avec les moyens de production de chaleur, et non pas de réaliser une représentation détaillée du réseau électrique.

2.2.5.5. Pompe à chaleur

La pompe à chaleur, déjà modélisée, est un des éléments qui permettent un lien entre le réseau de chaleur et le réseau d'électricité. Sa consommation électrique représente une demande d'électricité supplémentaire variable.

Un paramètre binaire $PAC_elec_{e,j1,j2}$ est introduit. Ce paramètre est égal à 1 dans le cas où le flux de consommation électrique $e \in E^{conso}$ correspond à une pompe à chaleur liant les flux froids et chauds $j_1 \in J_f, j_2 \in J_c$ respectivement. La consommation électrique de la PAC est égale à la puissance consommée au niveau du compresseur selon l'équation (67) :

$$EC_{e,t} = P^{comp}_{j1,j2,t},\ \ e \in E^{conso}, j_1 \in J_f, j_2 \in J_c, t \in Per \quad (67)$$

En outre, les chauffe eau électriques permettent la valorisation d'une surproduction d'électricité via le réseau de chaleur. Une modélisation très simple permet leur considération dans le modèle.

2.2.5.6. Chauffe eau électrique (e-boiler)

Le chauffe eau électrique consiste en une résistance électrique qui permet de chauffer l'eau contenue dans un réservoir. Le chauffe eau utilise de l'électricité du réseau et la valorise pour répondre aux besoins de chaleur. Ceci est intéressant pour deux raisons. D'abord parce que ce système permet d'absorber de l'électricité produite par des sources renouvelables et pourrait donc contribuer à éviter une potentielle congestion du réseau électrique. Enfin, le stockage d'eau chaude pourrait minimiser la facture énergétique, car les moyens de production pour le réseau de chaleur sont moins sollicités.

La Figure 86 est une représentation schématique du chauffe eau électrique, telle qu'elle est modélisée.

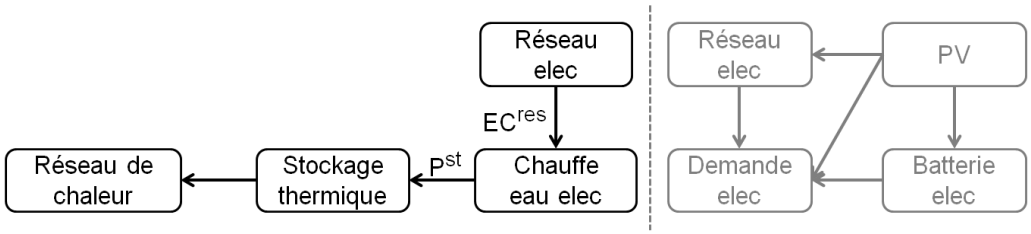

Figure 86 Modélisation de la chauffe eau électrique

Le chauffe eau correspond à une demande électrique $EC_{e,t}, e \in E^{conso}, t \in Per$. La puissance électrique provenant du réseau est traduite en puissance thermique $P^{st}_{j2,t}$ nécessaire pour chauffer le contenu du réservoir d'eau. Aucune perte n'est considérée pour l'échange.

Un paramètre $eboiler_{j2}$ est introduit. Ce paramètre est égal à 1 dans le cas où la source qui permet de chauffer l'eau contenue dans le réservoir de stockage correspondant à un flux chaud $j_2 \in J_c$, est une résistance électrique. La puissance électrique fournie est donc calculée selon l'équation (52) :

$$EC_{e,t} = P^{st}_{j2,t},\ \ e \in E^{conso}, j_2 \in J_c, t \in Per \quad (68)$$

L'équation est activée dans le cas ou $eboiler_{j2} = 1$.

La partie thermique a déjà été modélisée. Un réservoir de stockage stratifié (2 volumes) est considéré.

2.3. Coûts économiques

La fonction objectif consiste en la minimisation des coûts totaux. Différentes équations déterminent des corrélations entre les puissances produites et les coûts que celles-ci

entraînent. L'ajout des nouvelles contraintes entraine l'ajout des nouveaux coûts à considérer, d'un côté pour le réseau de chaleur et de l'autre côté pour la consommation d'électricité.

2.3.1. Réseau de chaleur

En ce qui concerne le coût du réseau, les coûts de pompage et de maintenance sont négligés. Pour des raisons de simplification, le coût d'investissement du réseau est directement lié à sa longueur. La fonction économique pour chaque canalisation est donc une fonction linéaire de la distance entre deux nœuds géographiques qu'elle dessert. On fait l'hypothèse que le coût d'investissement du réseau est indépendant du débit ou de la température d'eau circulant dans le réseau.

Le coût du réseau (C^{net}) est :

$$C^{net} = \sum_{i \in I} \sum_{p \in Pa} C_p^{réseau} \times l_p \times b_m_{i,p}^{réseau} \quad (69)$$

Dans la plupart des cas, le même coût sera attribué pour les connexions entre les nœuds géographiques. Un coût différent en fonction des chemins est toutefois considéré, pour donner la possibilité de prendre en compte soit des coûts très importants dans le cas des travaux de génie civil nécessaires pour certaines connexions, soit des coûts plus faibles, voire nuls, dans le cas où certaines canalisations existent déjà.

2.3.2. Réseau électrique

Pour le réseau électrique, les hypothèses sur les coûts considérés sont regroupées ci –dessous :

- Chaque moyen de production d'électricité local $e \in E^{prod}$ a un coût d'investissement $C_e^{EP,inv}$ selon sa capacité maximale installée, et un coût opératoire de 0.
- Chaque batterie connectée à un moyen local de production d'électricité $e \in E^{prod}$ a un coût d'investissement $C_e^{bat,inv}$ selon sa capacité.
- L'autoconsommation et le stockage ne représentent aucun coût opératoire.
- Pour chaque moyen de production d'électricité local $e \in E^{prod}$ un gain de $C_e^{EP,var}$ par kWh injecté est ajouté.
- Pour chaque demande d'électricité $e \in E^{conso}$ satisfaite par le réseau, un coût $C_e^{EC,var}$ par kWh consommé est considéré.

La Figure 87 regroupe les éléments de coûts qui ont été considérés pour les échanges entre les flux électriques.

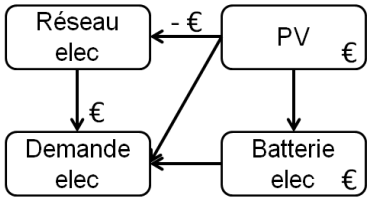

Figure 87 Hypothèses sur les coûts

Le coût de fonctionnement (OC) est exprimé par l'équation ci-dessous :

$$OC^e = C^{EP} + C^{EC} \tag{70}$$

En considérant un coût $C^{EP,var}$ par puissance vendue au réseau par les moyens de production d'électricité locaux, $EP_{e,t}^{res}$, et un coût $C^{EC,var}$ par puissance achetée par le réseau afin de satisfaire les besoins en électricité, $EC_{e,t}^{res}$, le coût de fonctionnement pour la partie électrique est :

$$C^{EP} = -\sum_{t\in Per}\sum_{e\in E^{prod}} EP_{e,t}^{res} \times C_e^{EP,var} \times dur_t \tag{71a}$$

$$C^{FF} = \sum_{t\in Per}\sum_{e\in E^{conso}} EC_{e,t}^{res} \times C_e^{EC,var} \times dur_t \tag{71b}$$

Avec dur la durée de chaque période.

Il est noté que la vente d'électricité au réseau permet de « gagner » de l'argent et donc représente un coût négatif.

Le coût d'investissement (IC) est exprimé par l'équation ci-dessous :

$$IC^e = C^{EP} + C^{bat} \tag{72}$$

En considérant un coût $C^{EP,inv}$ par kWh de capacité installée par moyen de production décentralisée, EP_e^{cap}, et un coût $C^{bat,inv}$ par capacité installée pour chaque batterie, ES_e, le coût d'investissement pour la partie électrique est :

$$C^{EP} = \sum_{e\in E^{prod}} EP_e^{cap} \times C_e^{EP,inv} \tag{73a}$$

$$C^{bat} = \sum_{e\in E^{prod}} ES_e \times C_e^{bat,inv} \tag{73b}$$

Le coût total à minimiser (C^e), tel que vu par l'opérateur du réseau, est donc la somme du coût d'investissement (IC^e) et du coût de fonctionnement (OC^e)

$$C^e = OC^e + IC^e \tag{74}$$

Il est noté que, pour la considération des coûts électriques, un seul gestionnaire est considéré. Ceci signifie que les coûts d'investissement et les coûts de fonctionnement sont pris en charge par la même entité. Effectivement, pour des schémas où l'investisseur et différent du consommateur, ce modèle doit être adapté.

Le coût total est :

$$C^{tot} = C^e + C^c \tag{75}$$

3. Etudes de cas

Dans cette section, des exemples sont utilisés pour illustrer les capacités du modèle MINLP proposé. Il s'agit de cas d'étude suffisamment simples pour démontrer la validité des fonctionnalités du modèle, et en même temps suffisamment complexes pour mettre en valeur ses capacités. Les cas sont complexifiés au fur et à mesure, pour donner place à un cas final un peu plus complexe.

Dans un premier temps, les cas tests prennent en considération les contraintes de spatialisation du problème d'optimisation des réseaux urbains. Le coût d'investissement ainsi que des contraintes géographiques sont considérées afin d'optimiser le mix énergétique et obtenir le tracé du réseau.

Le deuxième groupe de cas d'étude consiste à l'optimisation des flux de chaleur et d'électricité. D'abord, une installation PV ainsi qu'une batterie électrique sont dimensionnés pour satisfaire les besoins d'électricité. Ensuite, un cas multi-énergie, considérant à la fois une batterie et un réservoir d'eau chauffé par une chauffe eau électrique est traité.

Ces études de cas permettent de valider la méthodologie présentée et d'étudier les avantages de cette nouvelle approche.

Pour les cas d'étude, le modèle MINLP M3 est utilisé. La solution est obtenue en utilisant le solveur Baron, couplé avec Cplex. (version Baron : AMPL Version 20170914, processeur Intel Core™ i7-3520M CPU, @2.90GHz – RAM 8Go - Système d'exploitation: Windows 7)

3.1. 1ère étude de cas : Spatialisation

3.1.1. Description

Le premier exemple consiste à la validation des différentes fonctionnalités du bloc d'équations modélisant les contraintes de spatialisation. Trois cas d'études, avec une complexité qui augmente graduellement sont traités.

- Cas 1 : Réseau bitube
- Cas 2 : Cascade énergétique
- Cas 3 : Réseau bitube avec deux sites de production

3.1.2. Cas 1 : Contraintes de spatialisation : réseau bitube

Dans ce premier cas d'étude, un site de production (*P1*) et trois sites de demande de chaleur (*C1*,*C2*,*C3*) sont considérés. La Figure 88 représente ces 4 sites, placés sur une trame de

100 × 100 afin de calculer les distances entre les différents points. Les distances entre les différents nœuds sont données dans le Tableau 37.

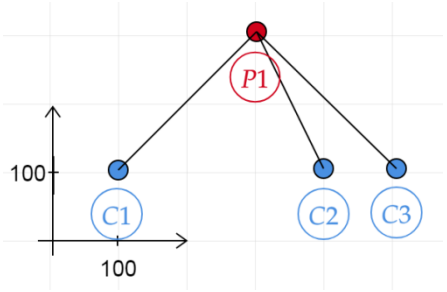

Figure 88 Site de production (P1) et sites de demande (C1,C2,C3) de chaleur pour le cas 1

Tableau 37 Distances entre les différents nœuds géographiques pour le cas I (en m)

P1C1	282.8
P1C2	223.6
P1C3	282.8
C1C2	300
C1C3	400
C2C3	100

Une chaudière à gaz est placée sur le site de production P1. Les paramètres de fonctionnement et les températures pour chaque flux sont spécifiés dans le Tableau 38. Dans cet exemple, 2 températures sont autorisées pour le réseau. La fonction objectif à optimiser est la minimisation des coûts d'investissement, autrement dit de la longueur des canalisations pour le réseau de chaleur.

Tableau 38 Hypothèses sur les bornes de température des différents flux considérées

Flux	Paramètres de fonctionnement
Nœuds C1,C2,C3 Flux froid (demande)	Température d'entrée : 40 °C (fixe) Température de sortie : 70 °C (fixe) Puissance fixe selon le profil de la demande Pincement : 5 K
Nœud P1 Flux chaud (production)	Température d'entrée : 80 °C (fixe) Température de sortie :50 °C (fixe) Puissance fournie variable bornée à 60MW Pincement : 5 K

L'optimisation est réalisée sur une année type. L'année est représentée par 13 périodes, chaque période correspondant à une température ambiante dans l'intervalle [-7,17] avec un pas de deux degrés. La demande varie au cours de l'année. Pour chacun de trois sites *C1*, *C2* et *C3* les profils de la demande, en termes de puissances demandées en fonction de la température ambiante sont représentées dans la Figure 89. Les points relevés représentent la somme de la demande de chauffage et de la demande d'eau chaude sanitaire. Pour les températures ambiantes supérieures à 15 ° C, la demande de chaleur est d'environ 4,4 MW et correspond uniquement aux besoins en eau chaude sanitaire.

La puissance demandée suit donc un profil donné. La puissance produite est un résultat de l'optimisation.

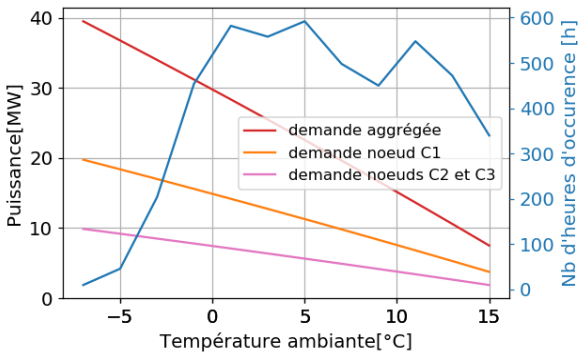

Figure 89 Cas 1 : Puissance demandée par classe de température ambiante, ainsi que nombre d'heures d'occurrence de chaque puissance dans l'année (en bleu).

Au niveau de la configuration du réseau, trois scénarios sont étudiés :

- Scénario I : Tous les sites peuvent être connectés entre eux.
- Scénario II : Un nœud supplémentaire (*N1*) est ajouté. Il s'agit d'un nœud d'interconnexion, donc un passage possible pour le réseau de chaleur.
- Scénario III : Il n'y a pas la possibilité de connexion entre les sites *C2* et *C3* à cause de l'existence d'un obstacle.

Les différentes possibilités de connexions entre les sites *P1, C1, C2, C3* ainsi que le nœud de passage *N1* sont illustrés dans les Figure 90, Figure 91 et la Figure 92. Les lignes en pointillées représentent les chemins de connexion possibles entre les différents nœuds géographiques.

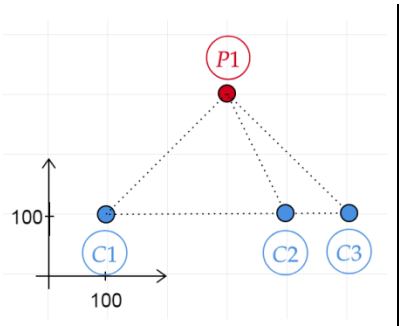

Figure 90 Cas 1 : Scénario I

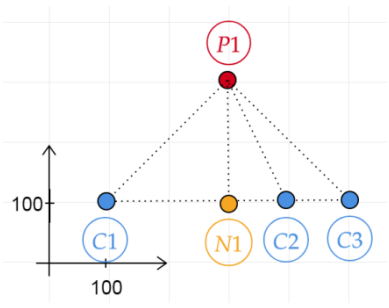

Figure 91 Cas 1 : Scénario II

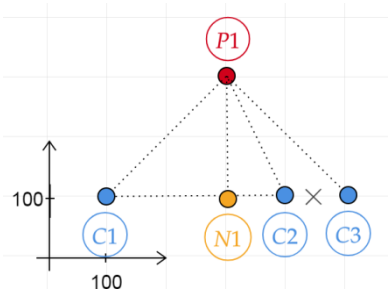

Figure 92 Cas 1 : Scénario III

Le tracé du réseau est illustré dans la Figure 93, la Figure 94 et la Figure 95. Il s'agit du résultat de l'optimisation, où la longueur totale du réseau est minimisée. Il est noté que pour le scénario III, l'interdiction de la connexion C2-C3 est représentée par un coût correspondant très élevé.

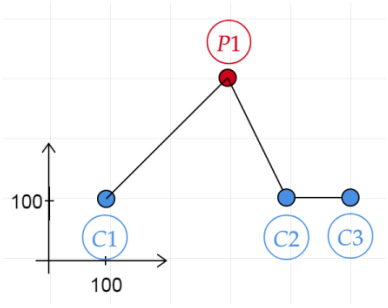

Figure 93 Cas 1 : Tracé du réseau pour le scénario I

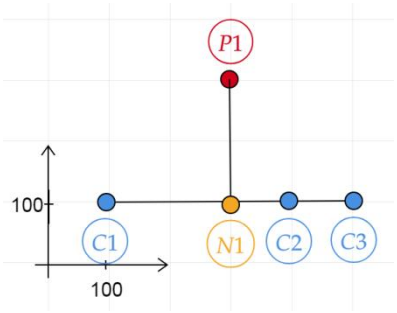

Figure 94 Cas 1 : Tracé du réseau pour le scénario II

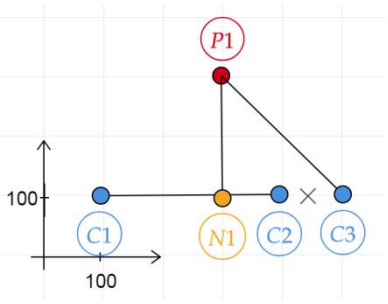

Figure 95 Cas 1 : Tracé du réseau pour le scénario III

La longueur du réseau pour ces cas est de 1214, 1200 et 1566 m respectivement. Cette longueur correspond à la longueur des tuyaux. Dans cet exemple, un réseau de deux tubes est utilisé, alors cette longueur est 2 fois plus grande que la longueur du tracé. L'ajout du nœud de passage *N1* a permis la minimisation de la longueur de canalisations (scénario II). En effet, en considérant un plus grand nombre de nœuds géographiques, et donc représenter plus précisément la topologie, la solution obtenue par le modèle s'approche de la réalité de la construction.

En outre, les moyens de production sont dimensionnés simultanément avec l'obtention du meilleur tracé du réseau. Compte tenue du profil de la production et de la demande, la température à l'aller est de 75°C et le retour est de 45°C, ce qui correspond aux températures les plus faibles pour satisfaire les besoins. Le débit, et donc la puissance transportée, est variable à chaque pas de temps ; afin de satsifaire au mieux les besoins. Des configurations en série ou en étoile peuvent être trouvées.

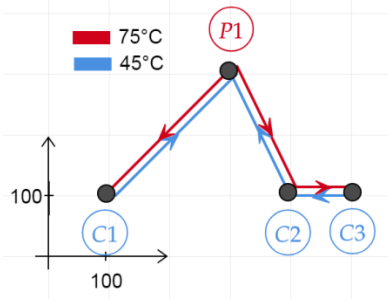

Figure 96 Cas 1 : Températures du réseau pour le scénario I

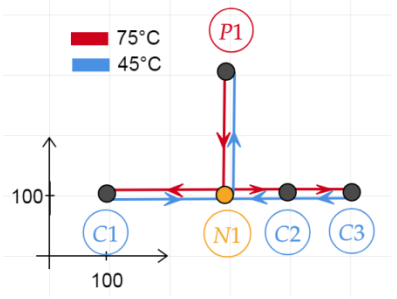

Figure 97 Cas 1 : Températures du réseau pour le scénario II

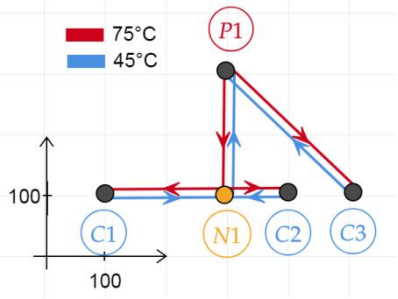

Figure 98 Cas 1 : Températures du réseau pour le scénario III

Cet exemple permet la validation des différentes fonctionnalités de l'approche presentée. Dans un premier temps il est possible de tracer le réseau de chaleur, ainsi que de dimmensionner les moyens de production en termes de niveaux de température et de puissance. Il est possible d'utiliser des nœuds de passage afin de représenter plus finement la topologie éxistante. L'ajout de nœuds géographiques augmente le nombre de chemins possibles pour le réseau. Afin de respecter les contraintes de spatialisation, il est possible d'interdire certaines connexions, comme illustré dans le scénario III.

3.1.3. Cas 2 : Cascade énergétique.

Pour ce cas d'étude, la configuration illustrée dans la Figure 99 est utilisée. Un site de production (*P1*) et trois sites de demande (*C1,C2 et C3*) sont représentés. Le profil de la demande présente sur le site *C3* est modifiée pour illustrer les besoins d'un nouveau quartier. La température d'alimentation demandée est plus faible que pour les quartiers avec d'anciens bâtiments. De ce fait, sur les sites *C1* et *C2* la demande de chaleur est à 70°C. Sur le site *C3* la demande de chaleur est à 55°C. Pour cet exemple, trois niveaux de température pour le réseau sont autorisés. Le profil des puissances demandées est présenté dans la Figure 99.

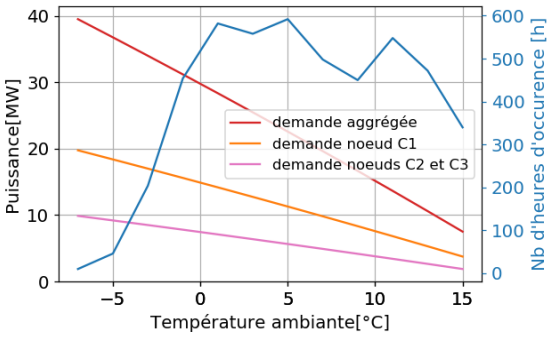

Figure 99 Cas 2 : Puissance demandée par niveau de température ambiante, ainsi que nombre d'heures d'occurrence de chaque puissance dans l'année (en bleu).

La solution optimale est représentée dans la Figure 100 où le retour chaud des bâtiments anciens du nœud *C2* est utilisé en cascade vers les bâtiments plus récents du nœud *C3*. La considération des niveaux de température pour le réseau permet la conception d'une telle cascade énergétique. La température d'alimentation est de 75°C pour les anciens bâtiments et de 60°C pour le nouveau quartier. La température de retour du nœud P1 est ainsi à 45°C.

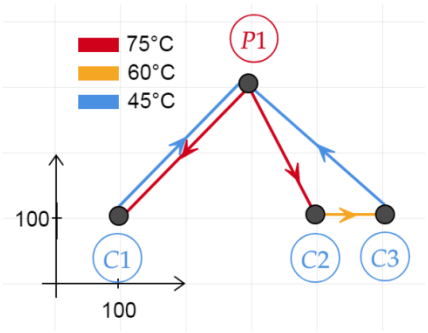

Figure 100 Cas 2: Tracé et températures du réseau

En outre, la longueur totale du réseau est réduite à 1173m qui est plus faible que celle dans la configuration « classique » (Figure 96). Effectivement, la canalisation liant les nœuds *C2* et *C3* joue le double rôle du retour pour le *C2* et d'alimentation pour le *C3*. Pour le modèle considéré les canalisations d'alimentation et de retour sont indépendantes et donc pas forcement sur le même emplacement. Ceci donne la possibilité d'avoir des connexions en cascade.

Le moyen de production placé sur le nœud *P1* est dimensionné afin de répondre au mieux aux besoins. La production s'élève à 218MWh et satisfait les besoins : 145MWh sur le site *C1*, et 36MWh sur les sites *C2* et *C3* respectivement. La puissance demandée variant dans chaque période considérée, le débit du réseau est variable également.

La Figure 101 montre le débit du réseau pour chaque période.

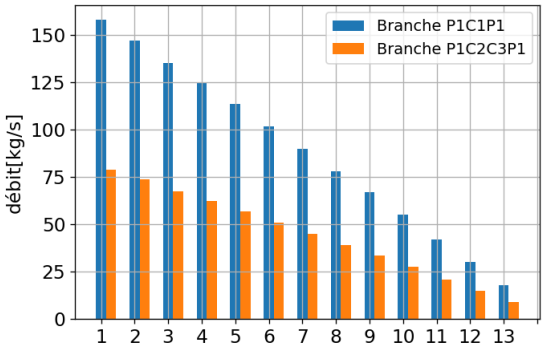

Figure 101 Cas 2 : Débits du réseau

3.1.4. Cas 3 : Deux sites de production

Ce cas d'étude consiste en la considération de deux sites de production afin de satisfaire les besoins. Il s'agit de la configuration présentée dans la Figure 90 avec l'ajout d'un nouveau nœud géographique *P2*. La nouvelle configuration est représentée dans la Figure 102, avec deux sites de production (*P1, P2*) et trois sites de demande (*C1, C2, C3*). Les caractéristiques de la demande, en ce qui concerne la température et la puissance demandée sont identiques à celles du cas 1, décrits dans la Figure 89 et le Tableau 38. La température demandée est de 70°C pour les trois sites.

En ce qui concerne les deux sites de production, la température d'alimentation est de 80°C pour les deux. La puissance maximale qui peut être fournie par le site *P1* est de 30 MW et la puissance maximale pour le site *P2* de 15MW. Cette limitation signifie que ni le site *P1* ni le site *P2* ne peuvent satisfaire la totalité des besoins pour les périodes les plus froides de l'année.

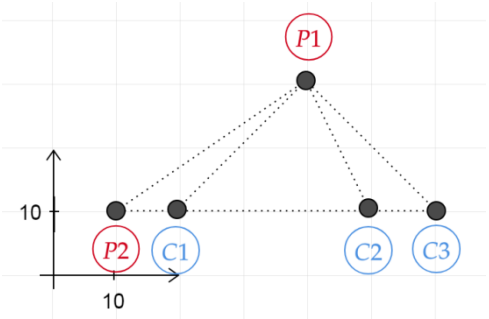

Figure 102 Cas 3 : Emplacement des sites de production (P1,P2) et de demande (C1,C2,C3)

Le résultat de l'optimisation est présenté dans la Figure 103. La température d'aller du réseau est de 75°C et de retour de 45°C. La production s'élève à 193MWh sur le site *P1* et 98MWh sur le site *P2*. Le site *P2* fourni uniquement au site *C1* qui se trouve le plus proche géographiquement.

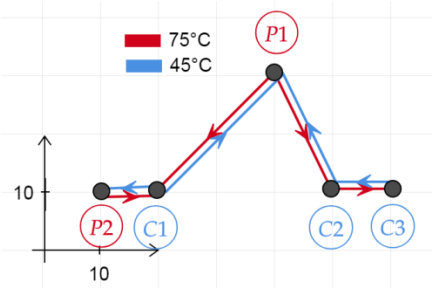

Figure 103 Cas 3 : Tracé et températures pour le réseau

La puissance demandée variant dans les périodes considérées, le débit du réseau est variable également. En plus, la branche *P2-C1* n'est pas activée pour certaines périodes. Le nœud *C1* est donc chauffé par deux sites différents.

La Figure 104 illustre le débit du réseau pour chaque branche et chaque période considérée.

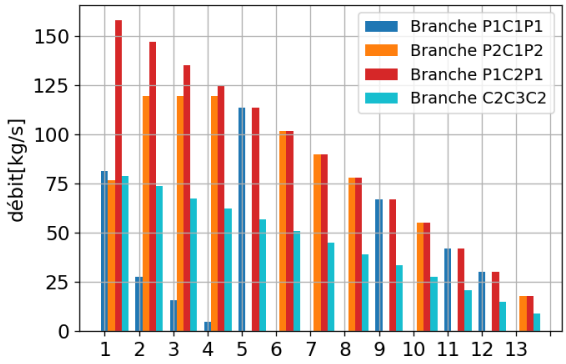

Figure 104 Cas 3 : Débit du réseau

Il est noté que débit 0 signifie qu'il n'y a pas d'échange de chaleur avec cette branche du réseau.

En l'absence d'autres contraintes concernant le fonctionnement du réseau il est possible d'alimenter le nœud *C2* par le site *P2* en utilisant les deux branches déjà existantes entre les sites *C1* et *P1*. Il pourrait donc être nécessaire d'ajouter de contraintes supplémentaires, liées cette fois ci à l'opération du réseau, afin d'éviter des solutions de ce type.

3.1.5. Conclusion

Les cas-tests présentés ci-dessus permettent une illustration des capacités du modèle développé ainsi que la validation de différentes fonctionnalités considérées. A titre d'exemple, le modèle présenté permet la prise en compte des configurations des réseaux en série, en étoile et en cascade. Il est aussi possible de considérer plusieurs nœuds de production et

plusieurs sites de demande, qui vont être alimentés par une ou plusieurs connexions. Certaines des fonctionnalités du modèle sont regroupées dans le tableau ci-dessous.

Fonctionnalité	Cas d'illustration
Dimensionnement du réseau (température et débit variables)	Cas 1
Prise en compte de nœuds d'interconnexion et des interdictions de passage pour le réseau	Cas 1
Approvisionnement en cascade possible	Cas 2
Plusieurs nœuds de production	Cas 3
Alimentation par une ou plusieurs connexions	Cas 3

3.2. 2ème étude de cas : Réseau multi-énergie (chaleur – électricité)

3.2.1. Description

L'étude de cas comporte différents éléments couplant un réseau de chaleur et un réseau d'électricité.

Un schéma typique d'un réseau électrique est considéré, avec une demande fixée d'électricité et la possibilité d'installer des panneaux photovoltaïques (PV). La production des panneaux PV est modélisée suivant un profil fixe de production d'électricité par surface installée, dépendant du flux solaire dans l'année pour une certaine localisation géographique. Le dimensionnement des panneaux PV consiste à calculer la surface optimale à installer selon les critères d'optimisation. La possibilité d'ajouter une batterie électrique est également investiguée. La capacité maximale de la batterie à installer est recherchée. La demande électrique peut être satisfaite soit via le réseau externe, soit en consommant directement l'électricité produite par les PV, soit par la batterie installée. Comme le montre la Figure 105 dans la partie « électricité », la production des PV peut soit être stockée, soit consommée, soit injectée au réseau externe d'électricité.

En ce qui concerne la partie chaleur, différents éléments sont considérés. La demande de chaleur, qui suit un profil déterminé dans le temps, peut être satisfaite par le réseau de chaleur. Deux sources sont possibles pour le réseau de chaleur: une chaudière à gaz et un réservoir d'eau chaude. L'eau dans le réservoir est chauffée par une résistance électrique, qui constitue alors l'élément couplant le réseau électrique et le réseau de chaleur.

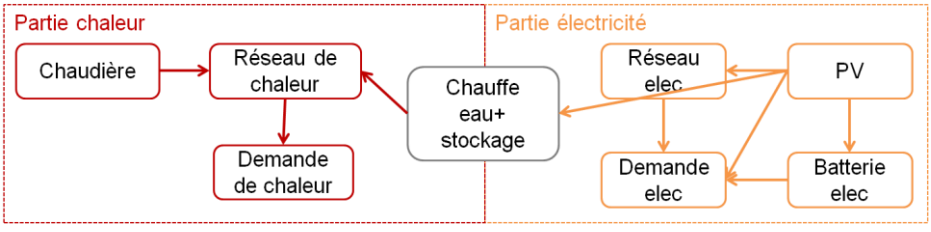

Figure 105 Schéma d'interactions entre les réseaux de chaleur et d'électricité

L'optimisation est effectuée sur une journée type d'hiver. Le choix de l'horizon temporel permet d'un côté de capter les variations journalières de la production et de la demande de l'électricité, et de l'autre côté, d'avoir un temps de calcul de moins d'une minute pour chacun des scénarios étudiés. L'objectif de ces études de cas est de démontrer les différentes fonctionnalités de l'algorithme. Considérer une journée est alors suffisant pour dimensionner les différents éléments, ainsi que de proposer un schéma optimal d'opération.

3.2.2. Définition des scénarios

Trois différents scénarios sont considérés. Dans un premier temps, seul le module d'électricité est considéré et est validé. Les scénarios sont complexifiés au fur et à mesure permettant à la fin la démonstration d'un cas combinant un réseau de chaleur et un réseau électrique.

- *Scénario I :* Optimisation de la surface des PV à installer afin de minimiser la puissance électrique appelée par le réseau pour répondre aux besoins. Validation du bilan d'énergie et du dimensionnement des moyens de production.
- *Scénario II : Scénario I* avec la possibilité d'utiliser une batterie électrique. Validation du modèle de la batterie électrique, en optimisant la capacité installée. Optimisation simultanée de la surface des PV à installer afin de minimiser l'appel au réseau externe d'électricité.
- *Scénario III :* Considération d'une demande de chaleur et d'une demande en électricité. Possibilité de faire appel au réseau de chaleur et au réseau d'électricité externe. Moyens de production décentralisés tels que des PV, une batterie électrique et un chauffe eau électrique sont considérés. L'optimisation consiste au dimensionnement de ces deux moyens de stockage, pour une surface fixe des PV installées, afin de maximiser l'autoconsommation pour le schéma considéré.

La fonction objectif pour ces scénarios est la minimisation de la puissance fournie par des ressources externes (le réseau électrique et la chaudière à gaz).

3.2.3. Scénarios I et II

Pour ces deux premiers scénarios, seul le bloc d'électricité est considéré. L'objectif est d'étudier le potentiel de ce modèle et de valider les bilans de puissance considérés. Le schéma électrique est montré dans la Figure 106.

Le profil de production d'électricité par unité de surface (m^2) des PV installées est une donnée d'entrée. Il est tracé dans la Figure 107 en orange. Dans ce même graphe est également représentée l'électricité demandée (en bleu) pour un horizon de temps d'un jour. La fonction d'objectif à optimiser est la minimisation de l'appel du réseau externe en cherchant la surface optimale des panneaux PV à installer.

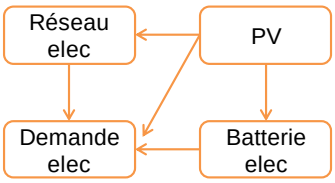

Figure 106 Schéma électrique considéré

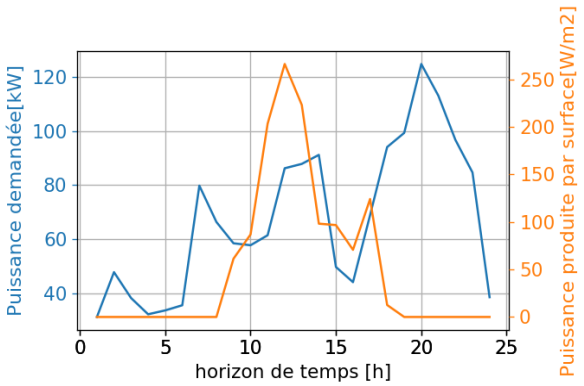

Figure 107 Profil de la puissance demandée (en bleu) et de la puissance par unité de surface PV installée produite (en orange) pour un jour type

En ce qui concerne le 1er scénario étudié, seuls les PV et le réseau d'électricité externe peuvent produire de l'électricité. Selon le profil de production d'électricité par unité de surface de PV installés de la Figure 109 entre 19 heures du soir et 8 heures du matin, pour le jour choisi, la puissance électrique fournie par les PV est nulle. Par conséquent, pour cette période dans la journée, les besoins électriques sont satisfaits par le réseau externe. Les PV sont alors dimensionnés afin de pouvoir couvrir les besoins entre 9 heures du matin et 18 heures du soir. La puissance produite par les PV est toujours supérieure à la puissance demandée pour ce créneau horaire. De cette manière, l'électricité provenant du réseau externe est minimisée.

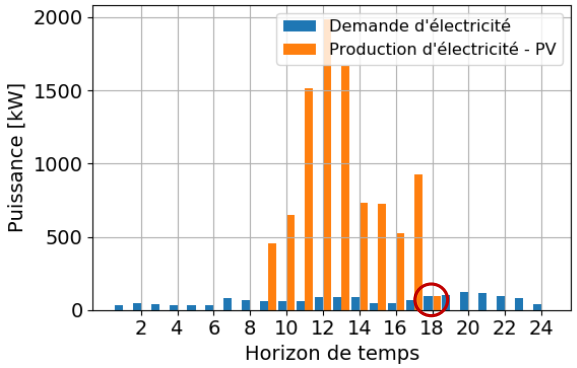

Figure 108 Production PV et demande électrique pour le scénario I

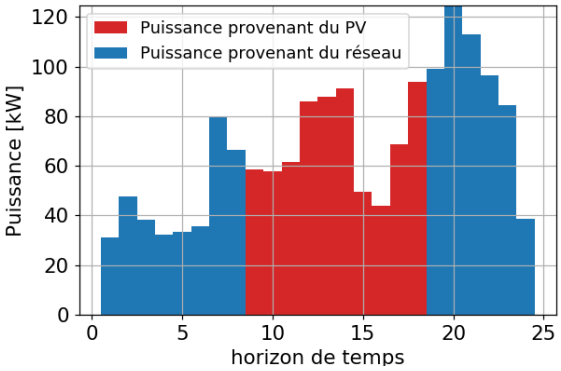

Figure 109 Mix de production électrique pour le scénario I

Les résultats d'optimisation sont présentés dans les figures 108 et 109. La surface optimale des PV est de 7463 m². La capacité de production PV est de 2MW. Le dimensionnement se fait au niveau de 18h ; c'est le moment ou, selon le profil choisi, le PV produit le moins d'électricité. (Figure 108). La puissance produite à 18h par le PV correspond à la puissance demandée à ce moment la. Cette analyse permet une vérification de la pertinence des résultats du modèle. La Figure 109 représente le mix d'électricité pour satisfaire les besoins : en rouge la puissance provenant du PV, et en bleu la puissance provenant du réseau externe.

Effectivement, il y a une sur-capacité de production d'électricité, qui atteint les 2MW au moment où la demande n'est que de 86kW. Au totale, seulement 0.7MWh produites par les PV sont consommées sur place. Les 0.9MWh restants pour couvrir la demande proviennent du réseau externe. Ce surplus de production PV est, en partie, lié au déphasage entre le profil de la demande et le profil de la production. Afin de minimiser cet écart, une batterie est donc ajoutée.

Le scénario II consiste au dimensionnement de la batterie et des PV, afin de satisfaire ces mêmes besoins.

Les résultats d'optimisation pour le scénario II sont présentés ci dessous. Le couplage du système PV avec la batterie permet de satisfaire la totalité de besoins sans faire appel au réseau électrique externe.

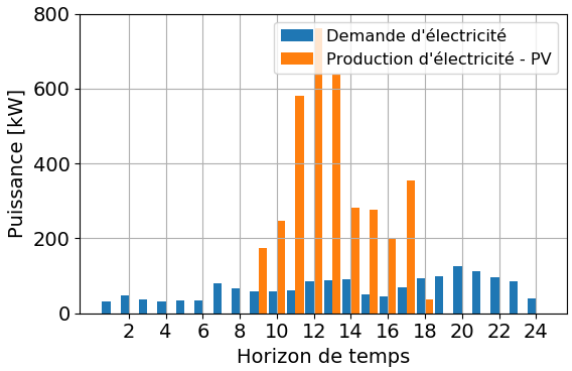

Figure 110 Production PV et demande électrique pour le scénario II

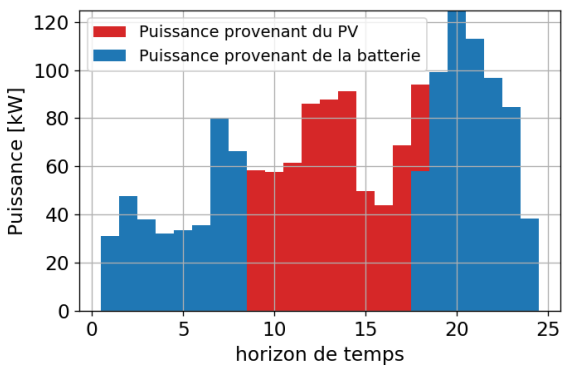

Figure 111 Mix de production électrique pour le scénario II

La surface optimale des panneaux PV obtenue pour ce cas est de 2857 m². La puissance maximale de l'installation est de 0.76MW électriques. Comme l'indique la Figure 110, la production électrique des PV reste supérieure de la demande à chaque instant où il y a du soleil.

La Figure 111 représente le mix d'électricité pour satisfaire les besoins : en rouge c'est la puissance absorbée provenant des PV, et en bleu la puissance absorbée provenant de la batterie.

La capacité maximale de la batterie est de 0.98MWh. Une grande partie de l'électricité produite par le PV (28% environ) est stockée dans la batterie pendant les heures ensoleillées. La Figure 112 illustre les phases de charge et décharge de la batterie. L'état initial de la batterie est aussi optimisé afin d'obtenir le dimensionnement le plus faible. Il est rappelé que la batterie est cyclique : son état initial est égal à son état final pour chaque cycle de charge-décharge. Dans ce cas de test, la batterie doit être chargée à 37% au début de son cycle.

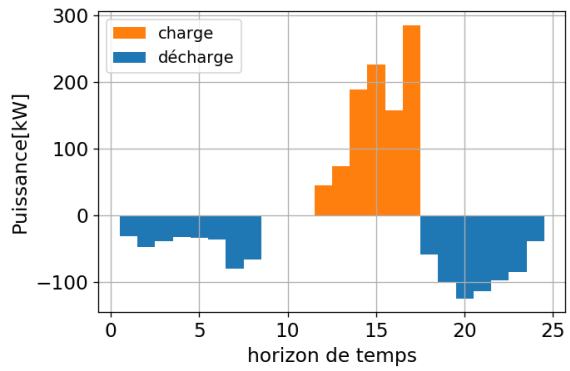

Figure 112 Charge et décharge pour la batterie électrique

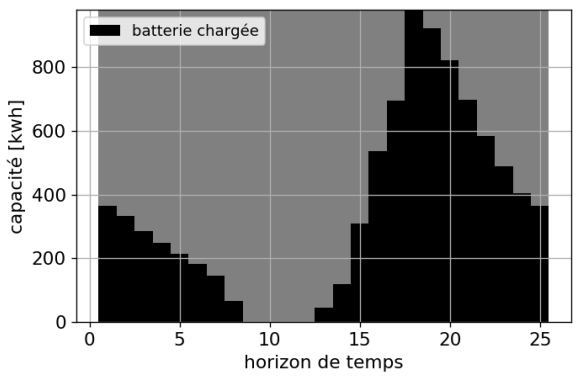

Figure 113 Etat de la batterie au débit de chaque période

La Figure 113 représente l'état de la batterie au début de chaque période. L'état initial correspond à 0.36MWh stockées, qui atteignent les 0.98MWh à 18h. Il est également observé que la batterie se vide au moins une fois pendant son cycle de fonctionnement. Pour cet exemple, ceci est décrit par une contrainte supplémentaire qui a été ajoutée afin de forcer la solution vers le volume minimal (équation (49b)).

Les résultats de ces deux scénarios sont regroupés dans le Tableau 39. Pour le scénario I, les panneaux PV sont dimensionnés afin de couvrir les besoins aux heures ensoleillées. L'intégration de la batterie dans le scénario II permet d'atteindre une autonomie totale du système, minimisant à zéro sa dépendance au réseau électrique externe, tout en obtenant une plus faible surface pour les panneaux PV. En effet, il est observé que, pour le scénario II, la demande à 18h est satisfaite en partie par le PV et en partie par la batterie (Figure 111). Ceci permet d'obtenir une surface 2.5 plus faible pour les PV par rapport au scénario I.

Tableau 39 Synthèse des résultats pour les scénarios I et II

	Demande (MWh)	Electricité provenant du réseau (MWh)	Production PV (MWh)	Electricité provenant du PV (MWh)	Ratio utilisation PV	Electricité provenant de la batterie (MWh)
scénario I	1.62	0.92	9.28	0.70	7.54%	-
scénario II	1.62	-	3.55	0.64	18.05%	0.98

Au-delà de la validation du bloc électrique, ces études permettent l'illustration des possibilités du modèle. Plus précisément le modèle électrique permet :

- Le dimensionnement des PV (et autres moyens de production décentralisée d'électricité)
- Le dimensionnement de la batterie (définition de sa capacité)
- L'identification de l'état initial et de l'opération de la batterie
- L'injection et l'absorption d'électricité via le réseau électrique

Les résultats du scénario II illustrent que l'intégration d'une batterie électrique couplé au système PV permet de couvrir les besoins électriques sans faire appel au réseau externe. En revanche, à cause du profil solaire, l'énergie produite par le PV est supérieure à l'électricité consommée par les bâtiments. Une partie de cette énergie est donc exportée au réseau externe. Considérer un chauffe eau électrique pourrait diminuer la quantité d'énergie exportée au réseau. Le scénario III consiste à l'étude simultanée d'un réseau multi-énergie, intégrant des besoins de chaleur et d'électricité.

3.2.4. Scénario III

Pour le scénario III, l'étude précédente est élargie afin de considérer le réseau de chaleur. Une chaudière à gaz alimente le réseau de chaleur qui permet de satisfaire les besoins de chaleur. Une installation PV permet en outre de satisfaire une partie des besoins en électricité, autrement satisfaits par le réseau d'électricité.

Des contraintes liées au réseau d'électricité basse tension ne permettent pas l'absorption de la totalité de l'électricité produite par le PV. L'ajout d'une batterie électrique et d'un moyen de stockage avec chauffe eau électrique permettent une meilleure répartition de l'électricité produite. L'électricité peut en plus, soit être stockée dans la batterie, soit être utilisée pour chauffer l'eau contenue dans le réservoir de stockage. En optimisant l'absorption de l'énergie produite localement, une réduction de la puissance externe appelée peut être obtenue. Le dimensionnement de ces deux technologies de stockage se fait afin de minimiser les apports externes d'électricité. La configuration est présentée par la Figure 114.

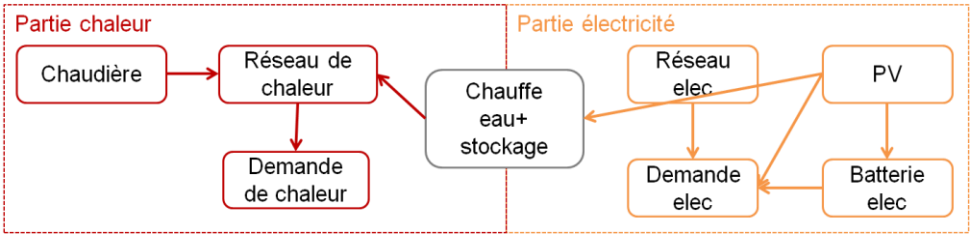

Figure 114 Configuration pour le scénario III.

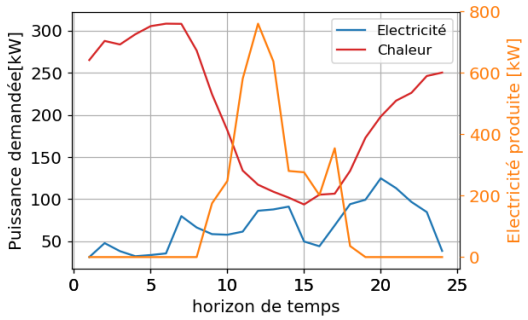

Figure 115 Profils de la production et de la demande

Les profils de la demande en électricité (en bleu) et en chaleur (en rouge), ainsi que le profil de la production d'électricité par le PV (en orange) sont présentés dans la Figure 115. L'horizon temporel est un jour, découpé en 24 périodes. La demande d'électricité correspond à la même demande considérée pour les scénarios I et II. Le PV est dimensionné à 2857 m²,

ce qui est identique au résultat du scénario II. L'électricité produite par les PV est donc un paramètre d'entrée pour ce cas.

Des contraintes supplémentaires prises en compte sont regroupées dans le Tableau 40.

Tableau 40 Hypothèses pour le scénario III

Chaudière à gaz	Peut satisfaire la totalité de besoins en chaleur à chaque instant Température de production<= 80 °C Pincement à 5°C
Réseau de chaleur	Bitube Peut opérer pour de températures T < 100°C
Demande de chaleur	Agrégée en un seul point Température demandée à 70°C. Pincement à 5°C
Réseau d'électricité	Pas de possibilité d'injection au réseau moyenne tension. L'électricité produite localement doit être consommée sur place.
Batterie électrique	Puissance maximale injectée 1000kW
Réservoir d'eau	Volume maximale 100 m3. Températures entre 80 et 50 °C

La fonction objectif est la minimisation des coûts en considérant le coût de l'apport externe en électricité et le coût d'investissement pour la batterie électrique.

Les résultats d'optimisation pour le scénario III sont présentés ci dessous. La production des panneaux PV ainsi que la demande électrique sont présentés dans la Figure 116. La Figure 117 représente le mix d'électricité pour satisfaire les besoins : en rouge c'est la puissance absorbée par le PV, et en bleu la puissance absorbée provenant de la batterie. Le couplage du système PV avec la batterie permet de satisfaire la totalité des besoins sans faire appel au réseau électrique externe. La capacité de la batterie est de 0.98MWh, ce qui est cohérent avec les résultats du scénario II.

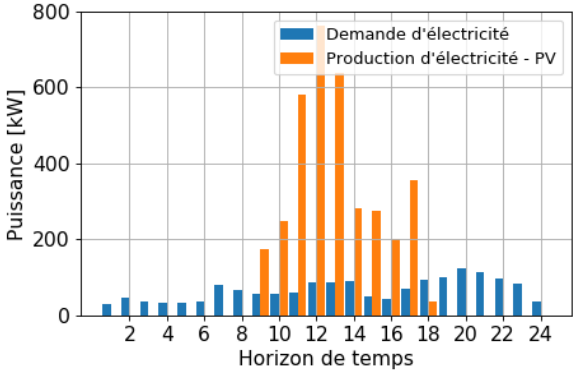

Figure 116 Production PV et demande électrique pour le scénario III

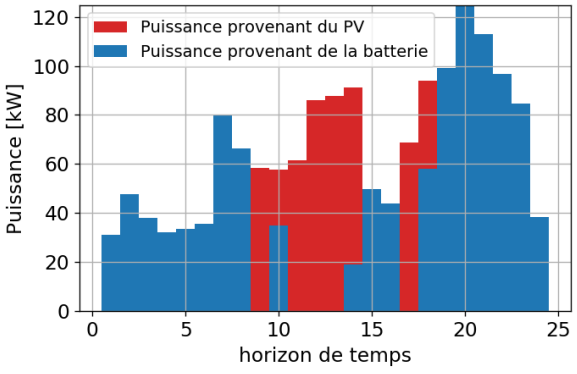

Figure 117 Mix de la production pour satisfaire les besoins électriques - scénario III

Une grande partie de l'électricité produite par le PV est stockée dans la batterie pendant les heures ensoleillées. La Figure 118 illustre les phases de charge et décharge de la batterie. L'état initial de la batterie est aussi optimisée afin d'obtenir le dimensionnement le plus faible. La Figure 119 représente l'état de la batterie pendant un cycle de stockage. L'état initial correspond à 0.36MWh stockées, qui attendent les 0.98MWh à 18h. Il est également observé que la batterie se vide au moins une fois pendant son cycle de charge. Ceci permet de confirmer que son dimensionnement est optimal.

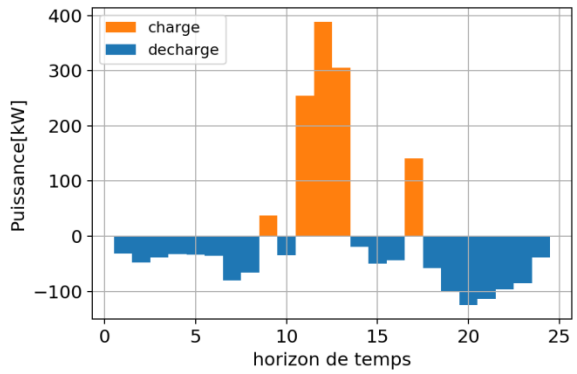

Figure 118 Charge et décharge pour la batterie électrique

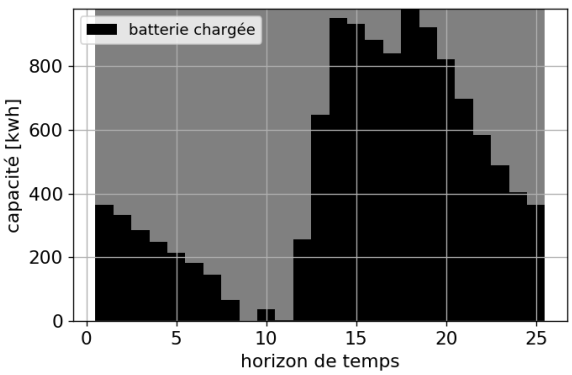

Figure 119 Etat de la batterie à chaque période considérée

Une comparaison des résultats de la partie électrique entre les scénarios II et III permet d'observer que :

- Dans les deux cas, la batterie a la même taille, 0.98MWh respectivement.
- Dans les deux cas, l'état initial de la batterie est la même et correspond à 37% de se capacité.
- Dans les deux cas, la batterie absorbe la même quantité d'énergie au total.
- Le schéma d'opération de la batterie est différent pour les deux cas. En effet, le mode opératoire de la batterie est aléatoire, au moment où les bilans totaux d'énergie sont respectés. L'ajout de la chauffe eau électrique pour le scénario III impose, de façon indirecte, des contraintes pour la batterie, car l'absorption de l'énergie par la batterie dépend de la possibilité d'absorption de l'électricité produite par le réservoir d'eau. Ceci modifie l'opération de la batterie, mais sa taille reste la même pour les deux cas.

L'élément couplant la partie électrique et la partie chaleur est le chauffe eau électrique. L'électricité, provenant du PV chauffe l'eau contenue dans le réservoir. Ensuite, l'eau chaude peut être injectée au réseau de chaleur afin de satisfaire les besoins de chaleur. La Figure 120 illustre la répartition de l'électricité produite par le PV. Une partie est consommée directement (en bleu clair), une partie est injectée au réservoir d'eau chaude (en bleu foncé) et une partie est stockée dans la batterie électrique (en orange). Il est rappelé que, pour les deux moyens de stockage, il n'est pas possible de stocker et déstocker en même temps. Donc,

quand la batterie charge, elle ne peut fournir de l'électricité qu'au prochain pas de temps. De même pour le réservoir d'eau.

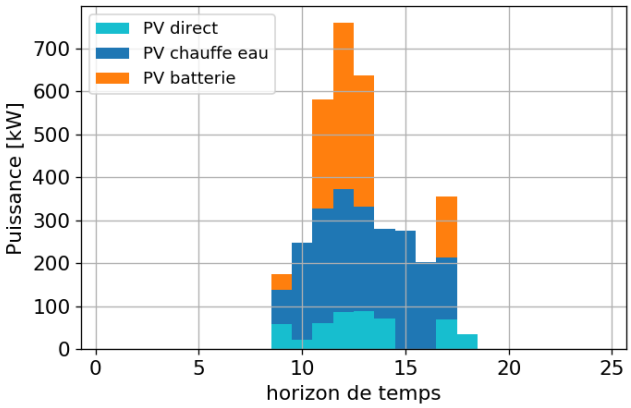

Figure 120 Répartition de l'électricité produite par le PV

Une grande partie de l'électricité produite par le PV est donc consommée par la chauffe eau. La Figure 121 représente le mix pour satisfaire les besoins de chaleur. En bleu c'est la puissance absorbée provenant de la chaudière à gaz et en orange la puissance absorbée provenant du réservoir d'eau chaude.

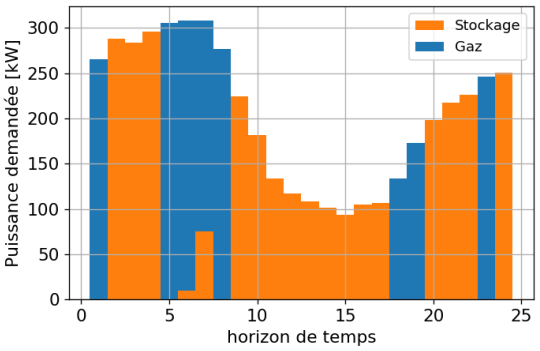

Figure 121 Mix de production de chaleur. Répartition de la puissance produite entre le réservoir d'eau et la chaudière à gaz.

Le réseau de chaleur fonctionne entre 45°C et 75°C. Le réservoir d'eau chaude est dimensionné à 55.47m3. La Figure 121 illustre les phases de charge et du réservoir. Effectivement, le réservoir est chargé pendant les heures ensoleillées, car sa source de chaleur est la résistance électrique qui est, elle-même, consommatrice de l'électricité produite par le PV.

L'état initial (et final pour un cycle de charge) pour le stockage est représenté dans la Figure 123. L'état initial correspond à un contenu de 39.6 m^3 d'eau à une température de 80°C, soit un taux de charge de 71.4%. Il est également observé que le réservoir se vide et se remplit totalement au moins une fois pendant son cycle de charge. Ceci permet de confirmer que son dimensionnement est optimal.

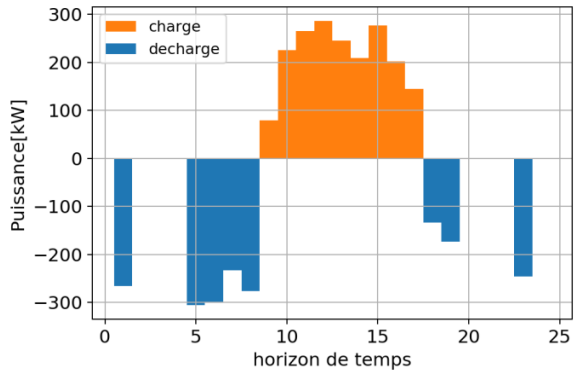

Figure 122 Charge et décharge pour le stockage

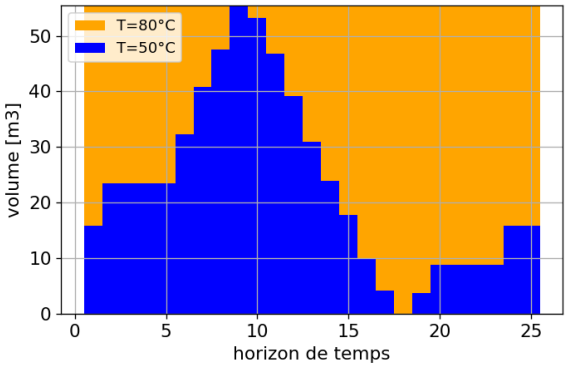

Figure 123 Etat du stockage à chaque période considérée

Dans cet exemple, le stockage de chaleur est dimensionné en fonction de l'électricité disponible après stockage dans la batterie. Changer la fonction objectif aurait donné des résultats différents. Si la fonction objectif consiste en la minimisation de la puissance gaz appelée par exemple, le stockage est de 69.54m^3 et la batterie à 0.81MWh. Toute autre combinaison entre le réservoir d'eau chaude et la batterie électrique est possible, en restant entre ces deux seuils. L'ajout des fonctions coûts pour les technologies permettaient aussi de trancher entre les solutions. En outre, ce cas d'étude peut être investigué sous le prisme d'un jeu d'acteurs. Se positionnant plutôt du côté de l'exploitant du réseau, ou du côté du consommateur, aura un impact sur la fonction objectif choisie, et par conséquent sur la solution optimale.

Cette étude permet alors la validation du modèle mathématique ainsi que l'illustration des fonctionnalités du modèle. Plus précisément il est possible de dimensionner des technologies de stockage de chaleur ou d'électricité, en considérant à la fois les besoins en chaleur, avec les températures respectives ; et les besoins d'électricité.

4. Conclusion

Ce chapitre présente une méthodologie pour la conception et l'optimisation de la configuration pour les réseaux de chauffage urbain, en se concentrant sur l'intégration des contraintes de spatialisation ainsi que des contraintes liées au réseau d'électricité. Des cas tests simples permettent dans un premier temps de démontrer les fonctionnalités de différentes briques de la méthodologie. Des cas de considération des contraintes de spatialisation mettent en valeur la considération simultanée des températures et du tracé du réseau. Ensuite, des cas tests simples permettent le dimensionnement des PV et d'une batterie électrique. Un cas d'étude multi-énergie démontre les possibilités d'optimisation du couplage du réseau d'électricité avec le réseau de chaleur via un réservoir d'eau à chauffe d'eau électrique afin de maximiser l'utilisation des EnR ou autres fonctions choisies.

Un cas d'étude complexe, en intégrant l'ensemble des modèles développés dans cette thèse va être traité dans le chapitre 5. Les éléments de complexité supplémentaire, comme l'aspect multi-énergie et la spatialisation vont être adressés afin de proposer une méthodologie permettant de traiter le problème dans sa totalité. Les étapes de décomposition déjà investiguées dans le chapitre 3 vont être reprises.

Chapitre 5
Conception du mix énergétique d’un quartier en maximisant son autonomie énergétique

1. Introduction

Le modèle mathématique M3 développé au sein de la thèse est présenté au cours des chapitres 2, 3 et 4. Ce modèle permet l'optimisation du mix énergétique d'un réseau de chaleur urbain en dimensionnant simultanément des moyens de stockage, électrique ou de chaleur, des PAC et des panneaux PV. Des cas tests ont permis de valider chacune de ces fonctionnalités.

Ce chapitre a pour objectif de traiter un cas d'étude réaliste afin d'éprouver le modèle développé dans une situation complexe. Il s'agit de l'optimisation, en termes d'efficacité énergétique, d'un nouveau quartier, pour lequel les besoins estimés pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire, la climatisation et la consommation électrique sont pris en compte. La totalité des éléments développés dans le modèle mathématique et déjà décrits dans les chapitres précédents est considérée.

En outre, la convergence vers la solution optimale étant numériquement difficile pour les cas complexes une méthodologie complète pour la résolution des problèmes complexes est présentée et illustrée dans ce chapitre. En effet, la complexité augmente avec le nombre des périodes considérées (comme illustré dans le chapitre 2), avec le nombre des technologies considérées (comme illustré dans le chapitre 3) ou encore les nœuds géographiques considérés (comme illustré dans le chapitre 4). Une première brique de la méthode de résolution des problèmes complexes, via une méthode d'hiérarchisation des variables de décision a été démontrée dans le chapitre 3 ; celle-ci sera reprise et complétée dans ce chapitre.

2. Cas d'étude

2.1. Modèle mathématique

Le modèle mathématique utilisé pour la résolution de ce cas d'étude est le modèle M3, comprenant toutes les fonctionnalités déjà décrites. Les technologies ci-dessous sont considérées :

- Chaudière à gaz
- Groupe froid
- Réservoir d'eau chaude pour du stockage à moyen/long terme
- PAC (centralisée et/ou décentralisée), plus précisément il s'agit des thermo-frigo pompes car les puissances au condenseur et à l'évaporateur sont toutes les deux valorisées.
- PV

2.2. Description du cas d'étude

Ce cas d'étude illustre la conception d'un réseau de chaleur, avec la possibilité d'introduire du stockage. En considérant les besoins en chaleur et en électricité d'un quartier, il est recherché de satisfaire le maximum de ces besoins localement avant de faire appel au réseau externe d'électricité ; que ce soit pour chauffer, refroidir ou pour la consommation électrique. Le quartier est constitué de bâtiments résidentiels et d'une serre agricole.

Les besoins de chauffage et d'ECS sont considérés pour les bâtiments. La serre présente des besoins de chauffage en hiver et de refroidissement en été. Ainsi, l'objectif de ce cas est de dimensionner les technologies nécessaires (utilités, PAC, stockages) pour répondre à l'ensemble des besoins énergétiques.

La Figure 124 illustre les différents éléments considérés. La serre présente des besoins de refroidissement (ligne bleue) et de chauffage (ligne rouge). Le quartier a des besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire (ligne rouge) ainsi que d'électricité (ligne orange). Pour la production d'électricité, des panneaux photovoltaïques (PV) et le réseau extérieur sont considérés. Un groupe froid peut satisfaire le besoin en froid. Une chaudière à gaz, des moyens de stockage de chaleur et des PAC peuvent fournir de la chaleur. Il est possible de combiner le chaud et le froid (via une PAC et du stockage).

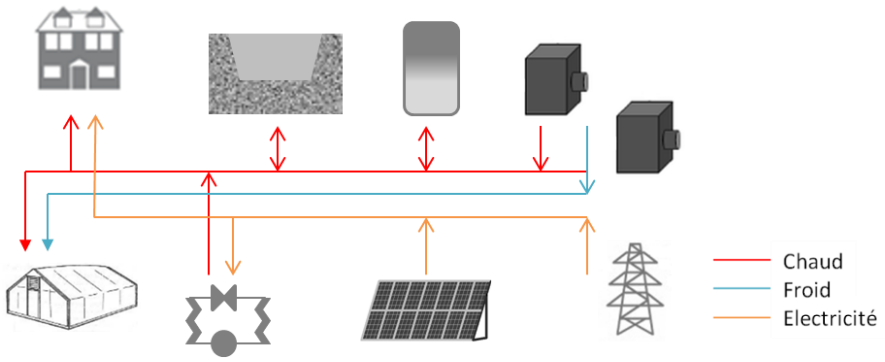

Figure 124 Représentation schématique de différentes technologies considérées pour le cas d'étude

L'objectif est d'obtenir la meilleure configuration et de dimensionner ces technologies. La fonction objectif est, dans un premier temps, la minimisation de l'exergie consommée par le système. Ceci se traduit par une maximisation de l'utilisation des ressources locales, c'est-à-dire le PV et la serre (le refroidissement de la serre est une ressource thermique du quartier). Les coûts associés en termes économiques ou environnementaux seront investigués ensuite.
Des études pour identifier le coût associé pour la construction d'un tel quartier autonome seront ensuite présentées.

2.3. Définition des données pour les besoins énergétiques du quartier

Le nouveau quartier sera construit dans le nord de la France. Les profils des besoins énergétiques par surface construite, en termes de chaleur et d'électricité, sont extraits de courbes types. Les données concernent une année complète, avec un pas horaire.

Les constructions respectent les normes du RT2012 en termes d'efficacité énergétique. Ceci signifie que les besoins de chauffage sont à basse température, de l'ordre de 45°C, et les besoins en ECS sont à 60°C.

Le quartier contient aussi une serre. Celle-ci doit être chauffée en hiver et refroidie en été. Le type de culture, et donc le profil des besoins énergétiques est connu : 30% de culture chaude et 70% de culture froide. Pour ce cas d'étude, le profil des besoins énergétiques de la serre est un paramètre d'entrée du problème d'optimisation.

La Figure 125 illustre les besoins horaires, en termes de chauffage et d'ECS, pour les bâtiments sur 12 jours représentatifs des 12 mois d'une année type. La Figure 126 présente les besoins de chauffage et de refroidissement pour la serre sur cette même année type.

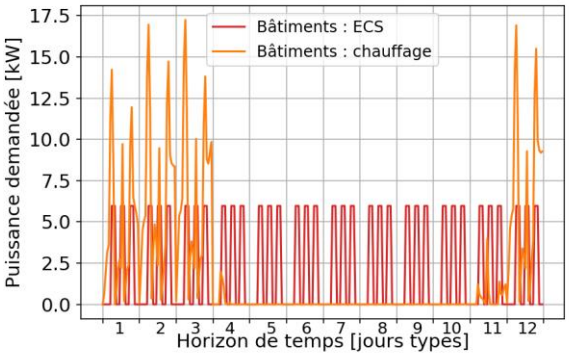

Figure 125 Puissance demandée pour les bâtiments

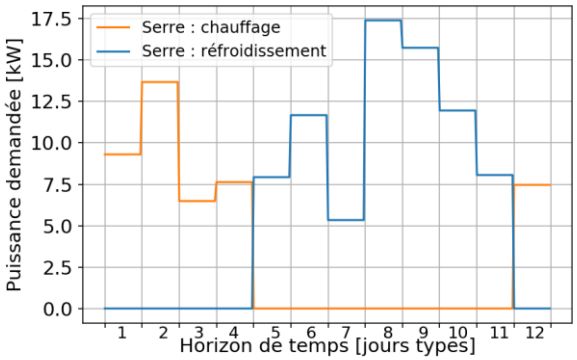

Figure 126 Puissance demandée pour la serre

Les hypothèses ci-dessous sont prises en compte :

- Les besoins de chauffage sont représentés par des flux froids de 25 à 45°C.
- Le besoin en ECS est un flux froid de 15 à 60°C.
- Le besoin de refroidissement de la serre est un flux chaud de 25 à 17°C.
- Un pincement de 5 est considéré pour chaque échange entre les flux, les PAC et le réseau.
- Température de référence pour le calcul d'exergie : 15°C.
- Température pour le groupe froid à 0°C.
- Température pour la chaudière à 900°C.

2.4. Méthodologie de résolution du problème

Une optimisation pour une année, avec un pas horaire, ajoute au problème de design un très grand nombre de variables. Ces variables ne représentent pas forcément d'informations indispensables pour le dimensionnement des utilités. En effet, une sélection de jours types peut être suffisante pour représenter à la fois la variation journalière et saisonnière de la demande.

A titre indicatif, le problème complet, en considérant 12 jours types, contient 50835 variables, dont 3456 variables binaires. Comme déjà évoqué aux chapitres 2 et 3, la résolution d'un tel problème est numériquement très difficile, voire impossible avec une puissance de calcul limitée.

Il est donc recherché de tirer des informations avec des problèmes plus simples pour faciliter la résolution du cas en réduisant le nombre des variables. La méthodologie utilisée dans le chapitre 3 est étendue afin de permettre la résolution de ce problème. Les trois étapes pour la résolution du problème sont schématisées dans la Figure 127.

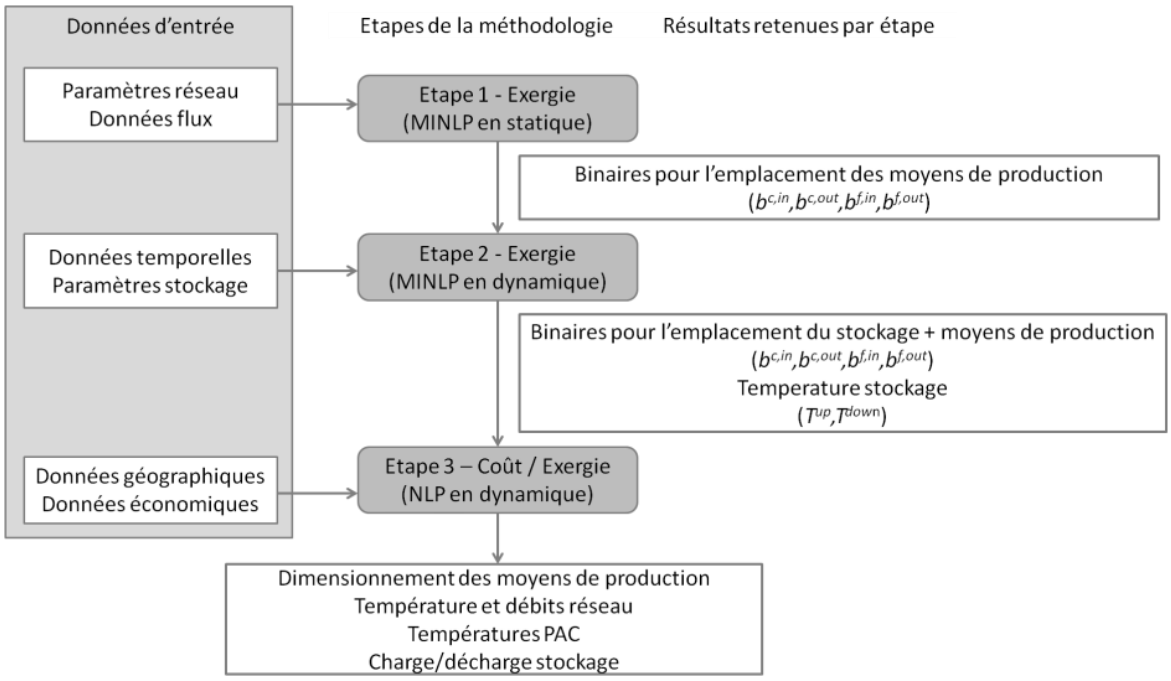

Figure 127 Méthodologie de résolution du problème en 3 étapes

La première étape consiste en la résolution du problème sur chaque période indépendamment. Les configurations possibles pour le réseau et les valeurs des binaires associées sont ainsi identifiées. Un prétraitement des résultats, comme illustré dans le chapitre 3 (paragraphe 4.2.3.3), permet le regroupement des différents emplacements possibles pour les moyens de production.

La deuxième étape consiste en la résolution du problème en multi-période, pour chacune des configurations identifiées. Le nombre des variables binaires peut être nul, dans le cas où l'on considère des moyens de production qui ne sont pas liés dans le temps (par exemple une chaudière ou des PAC). Ceci conduit à un problème NLP comme traité dans le chapitre 3, où il y avait que des PAC. Pour la considération des moyens de stockage, le problème à résoudre dans la deuxième étape est un problème MINLP, car les variables binaires du stockage y sont ajoutées. Une attention particulière est donc demandée afin de définir l'horizon temporel nécessaire et suffisant pour l'identification de ces binaires. Dans un premier temps, le problème MINLP est résolu. Une fois les binaires pour le stockage calculées, le problème devient NLP. Pour la première et deuxième étape, la fonction objectif est la minimisation de la consommation d'exergie.

Pour la troisième étape, il existe deux possibilités : une optimisation selon un critère économique ou une optimisation selon un critère exergétique. Pour le 1er cas, les contraintes liées à la spatialisation, comme expliquées dans le chapitre 4, y sont ajoutées. La configuration optimale est recherchée, en considérant la minimisation des coûts totaux. Pour le 2ème cas, il est possible d'élargir l'horizon temporel pris en compte dans l'étape 2 et dimensionner donc les moyens de production plus finement.

Ce cas d'étude est donc résolu en suivant les 3 étapes de la méthodologie ainsi décrite.

3. Etape 1 : Positionnement des moyens de production via une optimisation exergétique en mono-période

3.1. Données d'entrée

La première étape de la résolution du problème consiste en une optimisation en mono-période. Différents scénarios sont étudiés, afin d'identifier la configuration optimale du réseau, en considérant des PAC et des chaudières comme moyens de production.

Dans cette phase d'optimisation, les contraintes de spatialisation ne sont pas prises en compte. Ceci signifie que les distances entre les sites ne sont pas considérées. En revanche, chaque flux est placé à un nœud géographique. Des échanges en local sont possibles entre les flux qui se trouvent sur le même site. Deux sites sont considérés pour cette étape : un site pour la serre et un site pour les bâtiments. La demande des bâtiments est donc agrégée en un seul point.
Des scénarios avec une ou deux PAC sont étudiés. Les PAC peuvent être centralisées, donc placées au même endroit que les moyens de production, ou décentralisées, donc placées au même endroit que les sites de demande. Les scénarios considérés sont listés ci –dessous :

a. 1 PAC en local sur le site des bâtiments
b. 2 PAC en local sur le site des bâtiments
c. 1 PAC en local sur le site de la serre
d. 2 PAC en local sur le site de la serre
e. 1 PAC en local sur le site des bâtiments, et 1 PAC en local sur le site de la serre

La fonction objectif pour cette 1ère étape est la minimisation de la consommation exergétique.
Les hypothèses suivantes sont considérées :

- Des utilités spécifiques sont placées dans les différents sites : un groupe froid pour la serre et une chaudière pour les bâtiments. Des pénalités sont ajoutées afin d'exclure l'utilisation des utilités par les PAC. Autrement dit ; le coût exergétique des utilités est trop élevé (coefficient de 100 par rapport au coût réel) quand elles sont liés à des moyens de conversion. Il s'agit d'une astuce qui permet de converger plus rapidement, en gardant la formulation existante.
- Un point intermédiaire est ajouté pour le flux qui correspond à l'ECS (autrement dit, le flux est caractérisé par 3 températures : entrée, intermédiaire et sortie, dont celle intermédiaire est une variable à optimiser). Ceci permet de placer deux échangeurs en série pour satisfaire ce besoin, au cas où ceci est optimal.

En ce qui concerne les données d'entrée, la puissance moyenne demandée par mois est considérée. Comme il s'agit d'une optimisation en mono-période, il y a 12 différents jeux de

données à tester, afin de représenter l'année. La Figure 128 regroupe les besoins en chaud et en froid pour les bâtiments et la serre, pour chacune des 12 périodes à considérer.

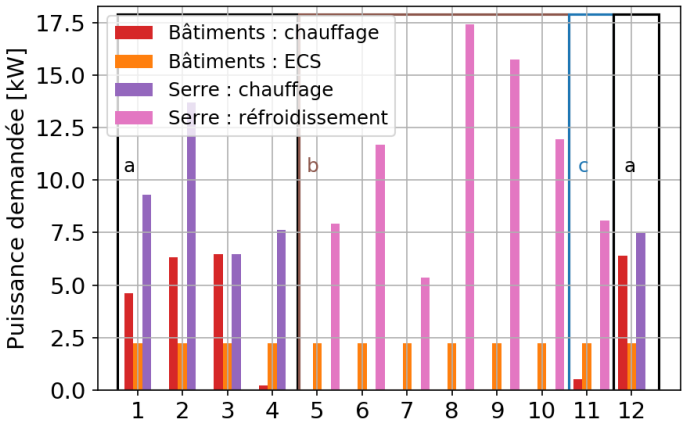

Figure 128 Etape 1 : Besoins de chaleur et de refroidissement

Les besoins peuvent être regroupés en trois familles, illustrées dans le Tableau 41.

Tableau 41 Besoins de chaleur et de froid par saison

	(a) Hiver Périodes 1, 2, 3, 4 et 12	(b) Eté Périodes 5, 6,7 ,8 , 9 et 10	(c) Mi-saison Période 11
Chauffage	✓	✗	✓
ECS	✓	✓	✓
Refroidissement	✗	✓	✓

3.2. Résultats de l'optimisation

3.2.1. Hiver

La configuration optimale en hiver consiste à positionner une chaudière au niveau de la serre, ce qui permet de satisfaire les besoins de chauffage, et une autre chaudière au niveau des bâtiments enfin de satisfaire les besoins de chauffage et d'ECS. Il s'agit d'une solution totalement décentralisée car il n'y a pas de source de chaleur pour permettre la création d'un réseau de chaleur. En effet, les 2 sites demandent de la chaleur en même temps. Les chaudières sont utilisées parce qu'il n'y a pas besoin de refroidissement permettant d'alimenter une PAC.

3.2.2. Mi-saison

En mi-saison, les besoins simultanés en chaleur pour les bâtiments et en refroidissement pour la serre rendent intéressante l'exploitation des PAC. Différentes solutions sont obtenues, dépendant de la localisation et du nombre des PAC utilisées. A part les puissances des moyens de production, les configurations optimales sont les mêmes pour tous les jours en mi saison.

Pour les scénarios a et b où les PAC sont placées au niveau des bâtiments, une boucle d'eau tempérée (de 20 à 12°C) est créée afin de satisfaire à la fois une partie du refroidissement de la serre, et constituer la source froide pour les PAC.

Pour l'utilisation d'une seule PAC (scénario a), la Figure 129 illustre la configuration optimale. Le réseau créé (orange-bleu) lie la serre et l'évaporateur de la PAC au niveau des bâtiments. Le condenseur de la PAC est à 65°C afin de répondre aux besoins de chauffage et d'ECS. Un groupe froid est nécessaire pour compléter les besoins de refroidissement de la serre.

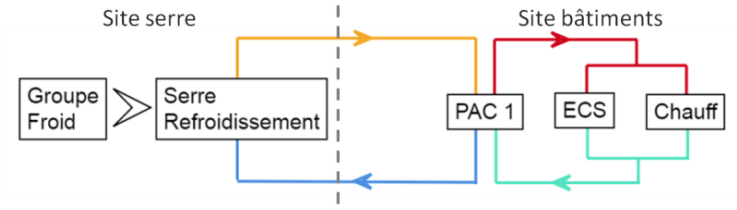

Figure 129 Configuration optimale en mi-saison (scénario a)

Quant à l'utilisation de deux PAC (scénario b), la Figure 130 illustre la configuration optimale pour le côté primaire. Le réseau créé (orange-bleu) lie la serre et les évaporateurs de deux PAC au niveau des bâtiments. La température d'alimentation des évaporateurs est à 20 °C. Un groupe froid complète les besoins de refroidissement de la serre. La configuration optimale au niveau du réseau secondaire est représentée à la Figure 131. La 1ère PAC fournit de la chaleur à 50°C, ce qui permet de couvrir les besoins en chauffage et en même temps préchauffer la boucle de l'ECS. La 2ème PAC fournit à 65°C afin de couvrir le reste des besoins d'ECS.

Cette solution est plus performante qu'utiliser une seule PAC, car utiliser deux PAC permet d'avoir un meilleur COP pour la PAC qui fournit à 50°C. Utiliser une PAC pour le chauffage et une PAC pour l'ECS séparément ne s'avère pas non plus intéressant en termes d'exergie, car cela demande une puissance plus importante pour la PAC d'ECS que la solution trouvée.

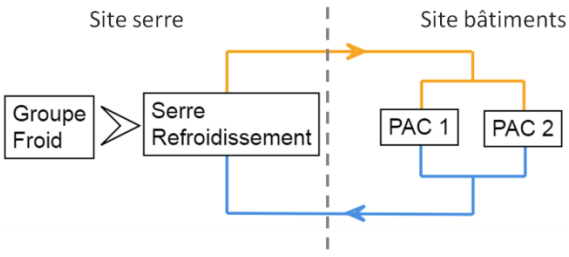

Figure 130 Configuration optimale en mi-saison (scénario b) : réseau primaire

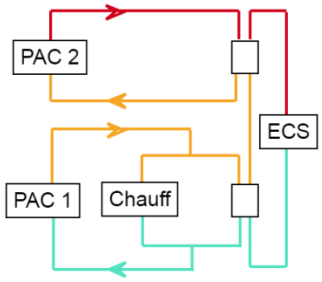

Figure 131 Configuration optimale en mi-saison (scénario b) : réseau secondaire

Pour les scénarios c et d, les PAC sont placées au niveau de la serre. Pour le scénario c, un réseau à 65°C est alors créé (Figure 132). Le réseau (rouge-turquoise) permet de satisfaire les

besoins en chauffage et d'ECS de bâtiments. La PAC placée à la serre fournit la puissance nécessaire à 65°C. Son évaporateur permet de refroidir en partie la serre.

En ce qui concerne le scénario d, un réseau tri-tube est créé, avec une température d'aller à 65°C (rouge) et une température à 50°C (orange) (Figure 133). La chaleur est fournie via la PAC de la serre. L'évaporateur de la PAC permet en même temps le refroidissement de la serre. Côté bâtiments, la ligne à 50°C permet de répondre aux besoins de chauffage et de préchauffage de la boucle d'ECS. La ligne à 65°C complète les besoins d'ECS. Le groupe froid assure la puissance supplémentaire pour le refroidissement de la serre.

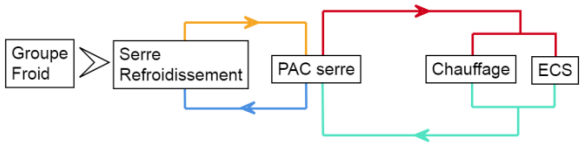

Figure 132 Configuration optimale en mi-saison (scénario c)

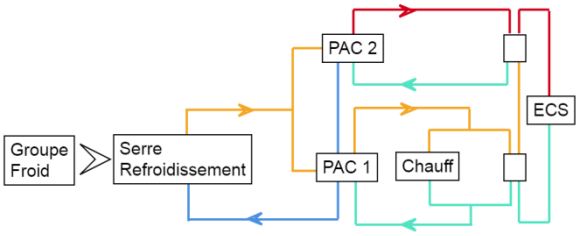

Figure 133 Configuration optimale en mi-saison (scénario d)

Pour le scénario e, un réseau à 50°C est créé (Figure 134). La PAC au niveau de la serre fournit une partie de la puissance demandée pour le réseau. En même temps, son évaporateur permet de refroidir la serre en partie. Côté bâtiment, le réseau couvre les besoins de chauffage et préchauffe la boucle de l'ECS. La 2ème PAC, placée au niveau des bâtiments, permet de remonter la température à 65°C afin de couvrir les besoins en ECS (Figure 135). La source de chaleur de cette PAC est le réseau. Une puissance froide supplémentaire est assurée par un groupe froid au niveau de la serre.

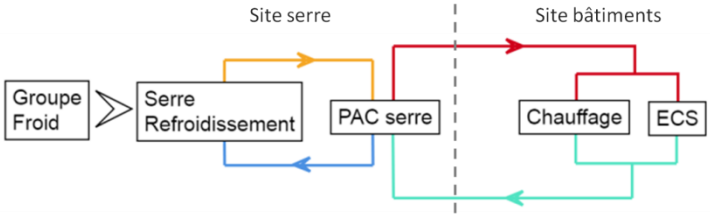

Figure 134 Configuration optimale en mi-saison (scénario e) : réseau primaire

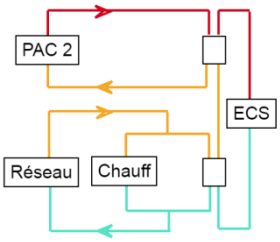

Figure 135 Configuration optimale en mi-saison (scénario e) : réseau secondaire

La synthèse de ces configurations optimales est effectuée au 3.3, afin de déterminer les configurations à considérer pour la suite de la méthodologie.

3.2.3. Eté

En été, il y a un besoin de refroidissement pour la serre et un besoin d'ECS pour les bâtiments.

Pour les scénarios a et b, un réseau à basse température (20-15°C) est créé. Le réseau permet de refroidir en partie la serre et, en même temps, constitue la source froide pour la ou les PAC placée(s) aux pieds des bâtiments. Pour le scénario a, la PAC, valorise ensuite cette chaleur à 65°C afin de couvrir les besoins en ECS. La configuration optimale en été est illustrée dans la Figure 136. Le réseau est représenté en orange, pour la ligne d'aller, et en bleu, pour la ligne de retour. Un groupe froid est nécessaire afin de couvrir les besoins supplémentaires de refroidissement de la serre.

Pour le scénario b, la 1ère PAC a son condenseur à 42°C, et donc un COP de 4.92, et l'autre à 65°C avec un COP de 3.07. Deux échangeurs sont placés en série, permettant de réchauffer l'ECS d'abord à 37°C avec la 1ère PAC et ensuite à 60°C avec la 2ème PAC. Un meilleur COP total est ainsi obtenu. La configuration de cette solution est explicitée dans le paragraphe 3.2.2, à la Figure 131.

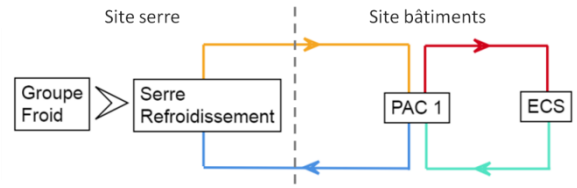

Figure 136 Configuration optimale en été (scénario a)

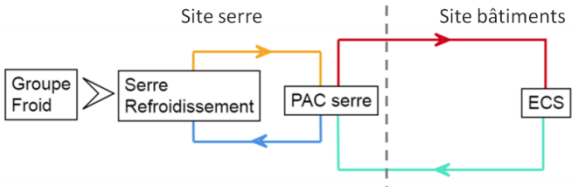

Figure 137 Configuration optimale en été (scénario c)

Pour le scénario c, un réseau à 65°C est créé. Le réseau satisfait les besoins en ECS des bâtiments. Une PAC est placée à la serre. Son évaporateur refroidit la serre, et la chaleur est valorisée via le condenseur afin de fournir au réseau. Un groupe froid est nécessaire afin de couvrir les besoins supplémentaires de refroidissement de la serre. La configuration optimale en été est représentée dans la Figure 137.

Le réseau est ici en rouge, pour la ligne d'aller, et en turquoise, pour la ligne de retour. La différence entre les scénarios a et c consiste à l'opération de la PAC : pour le scénario a, la PAC fournit de la chaleur à 65°C, avec un COP de 3.07 afin de satisfaire les besoins d'ECS à 60°C (pincement de 5K). En revanche, pour la configuration c, la PAC fournit de la chaleur à 70°C, avec un COP de 2.96, afin de chauffer le réseau à 65°C (pincement de 5K) qui va ensuite répondre aux besoins.

Pour le scénario d, un réseau tri-tube est créé, avec deux températures d'alimentation : une à 65°C et une à 42°C. Ceci permet une meilleure répartition des températures auxquelles les PAC fournissent la chaleur, et donc un meilleur COP pour la PAC qui a comme source froide la température basse de refroidissement de la serre. La configuration de cette solution est explicitée dans le paragraphe 3.2.2, à la Figure 133.

Pour le scénario e, le réseau créé est à 50°C. La PAC aux pieds de bâtiments remontent ensuite la température à 65°C afin de satisfaire les besoins en ECS. La configuration de cette solution est aussi explicitée dans le 3.2.2, à la Figure 134.

Pour les optimisations des scénarios a et b, le modèle doit trouver un compromis entre la température demandée pour refroidir la serre et la température du retour du réseau, et par conséquent la température de l'évaporateur des PAC : Une plus haute température de retour signifie un meilleur COP pour la PAC, et donc la minimisation de sa consommation électrique. Côté serre, le réseau refroidit la tranche haute de température, et le groupe froid fournit la puissance restante pour refroidir la tranche basse de température. Pour cette raison, la température d'alimentation est de 20°C et de retour de 15°C. L'évaporateur de la PAC au niveau des bâtiments est à 10°C, en intégrant le pincement de 5 K.

3.3. Synthèse des valeurs de binaires

La synthèse des solutions obtenues permet de regrouper les configurations optimales obtenues à l'étape 1 de la méthodologie proposée.

Dans un premier temps, il est remarqué que quand une seule PAC est placée, les solutions en été et en mi-saison sont équivalentes en termes de configuration du réseau (scénarios a et c). Ceci signifie que la topologie du réseau est la même, mais avec des températures qui peuvent être différentes.

En outre, ajouter une 2ème PAC au niveau des bâtiments (scénario b) ne change pas le réseau obtenu pour le scénario a, ni l'emplacement de la 1ère PAC. C'est sa puissance qui est modifiée, car la nouvelle PAC permet de satisfaire une partie de besoins à plus basse température. La solution pour le scénario b, inclue la solution pour le scénario a. Plus précisément, considérer la configuration obtenue pour le scénario b, en termes de binaires pour les PAC, permet, implicitement de retrouver la solution du scénario a, dans le cas où la 2ème PAC a une puissance nulle.

Les solutions des scénarios c et d prévoient au moins une température aller pour le réseau à 65°C. Il s'agit d'une solution centralisée, car des PAC ne sont pas placées aux pieds de chaque immeuble, mais plutôt au niveau de la serre. Exergétiquement, la solution n'est pas intéressante. Economiquement, ceci pourrait être envisageable, mais enlèverait un degré de flexibilité lié à l'utilisation des PAC décentralisées. La configuration d'un réseau tri-tube, avec une boucle à 40/50°C selon la saison et une boucle à 65°C est intéressante exergétiquement (scénario d) mais serait économiquement plus chère qu'un réseau bitube. Les deux solutions ne sont donc plus étudiées par la suite.

La solution du scénario e est considérée telle quelle. Il s'agit d'une solution avec une PAC centralisée et des PAC décentralisées pour l'ECS.

Deux configurations sont donc retenues pour l'étape 2 de la méthodologie : La 1ère configuration consiste en une boucle d'eau tempérée, qui permet à la fois le refroidissement de la serre et, via des PAC, de fournir le besoin de chaleur des bâtiments (Figure 138). La 2ème configuration consiste en un réseau à basse température, qui permet de chauffer les

bâtiments et, via une PAC, de refroidir la serre (Figure 139). Les deux configurations retenues sont présentées ci-dessous :

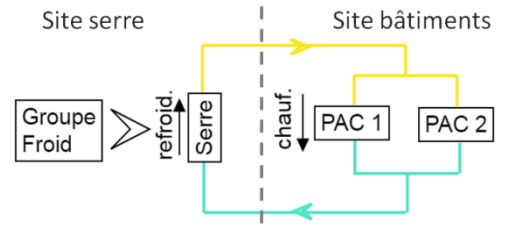

Figure 138 Configuration I : Boucle d'eau tempérée

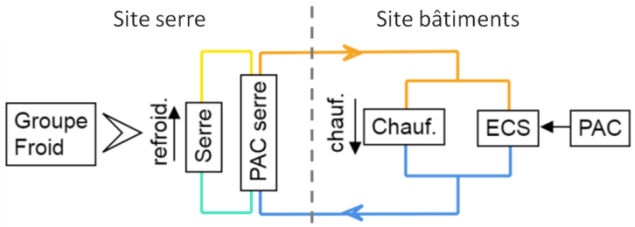

Figure 139 Configuration II : Réseau à basse température

La première étape de l'optimisation a permis alors de définir l'emplacement optimal des PAC. Les binaires permettent d'identifier si les niveaux de température pour chaque élément permettent ou pas les échanges de chaleur, en local ou avec le réseau. Pour chacune de deux configurations, les valeurs de binaires sont extraites. Ces valeurs seront utilisées aux étapes suivantes.

Tableau 42 Config Configuration I - Valeurs de binaires

	$b_{i,j}^{c,in}$			$b_{i,j}^{c,out}$		
	j=1	j=2	j=3	j=1	j=2	j=3
i=1	1	0	0	1	0	0
i=2	1	0	0	0	0	0

Flux chauds

	$b_{i,j}^{f,in}$					$b_{i,j}^{f,out}$				
	j=1	j=2	j=3	j=4	j=5	j=1	j=2	j=3	j=4	j=5
i=1	0	0	0	1	1	0	0	0	0	0
i=2	0	0	0	1	1	0	0	0	1	1

Flux froids

Tableau 43 Configuration II- Valeurs de binaires

	$b_{i,j}^{c,in}$			$b_{i,j}^{c,out}$		
	j=1	j=2	j=3	j=1	j=2	j=3
i=1	0	0	1	0	0	1
i=2	0	0	1	0	0	0

Flux chauds

	$b_{i,j}^{f,in}$					$b_{i,j}^{f,out}$				
	j=1	j=2	j=3	j=4	j=5	j=1	j=2	j=3	j=4	j=5
i=1	0	1	1	1	0	0	0	0	0	0
i=2	0	1	1	1	0	0	1	1	1	0

Flux froids

Les indices $i \in \{1,2\}$ correspondent aux températures possibles pour le réseau et les indices $j \in \{1,5\}$ correspondent aux flux. Pour les flux froids, le flux 1 correspond à la demande en ECS entre x et 60°C, le flux 2 à la demande en ECS entre 15°C et x, le flux 3 à la demande de chauffage pour les bâtiments ; le flux 4 à l'évaporateur de la 1ère PAC, et le flux 5 à l'évaporateur de la 2ème PAC. Pour les flux chauds, le flux 1 correspond aux besoins de refroidissement de la serre, le flux 2 au condenseur de la 1ère PAC et le flux 3 au condenseur de la 2ème PAC.

Il est rappelé que, selon la formulation mathématique proposée, les binaires définissent la possibilité d'échange et non pas l'échange lui-même. A titre indicatif, pour la lecture du Tableau 42, la valeur 1 du binaire $b_{1,4}^{f,in}$ et du binaire $b_{2,4}^{f,out}$ doit être interprétée de la façon suivante : dans le cas d'un échange entre l'évaporateur et le réseau entre les températures T_1^{net} et T_2^{net} , la température du réseau doit être supérieure à celle du flux. Il est également noté que les flux froids 1, 2 et 3, qui représentent les besoins de chauffage et ECS des bâtiments n'échangent pas avec le réseau, mais localement avec les bâtiments. Donc tous les binaires correspondants à l'échange avec le réseau sont nuls.

De façon équivalente, pour la lecture du Tableau 43, les binaires $b_{3,2}^{c,in}$ et $b_{3,2}^{c,out}$étant égaux à 1 ; le condenseur peut chauffer le réseau à température T_2^{net}. Il est également noté que les flux chauds 1 et 2, qui représentent les besoins de refroidissement de la serre et l'évaporateur de sa PAC, n'échangent pas avec le réseau, donc tous les binaires leurs correspondant sont nuls.
Pour les échanges en local, les variables binaires suivantes sont considérées.

Tableau 44 Valeurs de binaires pour les échanges en local

Configuration I	Configuration II
– $b_{1,2}^{local} = 1$ – $b_{2,2}^{local} = 1$ – $b_{2,3}^{local} = 1$ – $b_{3,3}^{local} = 1$	– $b_{1,2}^{local} = 1$ – $b_{2,2}^{local} = 1$ – $b_{5,1}^{local} = 1$

Pour la 1ère configuration (notée I), les 2 premiers binaires indiquent que la 1ère PAC peut satisfaire les besoins d'ECS. Les 2 autres binaires, indiquent que la 2ème PAC peut satisfaire les besoins en chauffage et une partie des besoins en ECS.

Pour la 2ème configuration (notée II), les 2 premiers binaires indiquent que la 1ère PAC peut satisfaire les besoins d'ECS. Le 3ème binaire indique que la serre est refroidie par l'évaporateur de la 2ème PAC.

Il est rappelé que l'optimisation est effectuée à cette étape que sur une seule période afin d'identifier des configurations optimales. Seules les valeurs de binaires sont retenues dans cette étape. Ainsi les puissances des moyens de productions sont susceptibles de changer car le profil de la demande considérée va également être modifié à chaque période. Les résultats du dimensionnent des PAC et des utilités ne sont donc pas extraits de cette étape d'optimisation.

A titre indicatif, les résultats complets pour la période 11 pour les scénarios a, b et e sont présentés dans le Tableau 45.

Tableau 45 Résultats de la 1ère étape de la méthodologie pour les scénarios a, b et e pour la période 11

	Scénario a	Scénario b	Scénario e
Exergie totale consommée (kW)	1.12	0.96	1.02
Puissance du groupe froid (kW)	6.2	6.0	6.1
Puissance totale aux condenseurs des PAC (kW)	2.7	2.7	3.4
Puissance totale aux compresseurs des PAC (kW)	0.9	0.7	0.8

Pour les scénarios a et b, il est observé que les PAC fournissent la même puissance, qui correspond aux besoins de chauffage et de refroidissement. Le scénario b est meilleur exergétiquement, car l'utilisation de deux PAC permet d'avoir un meilleur COP pour chacune des PAC, et donc de réduire la puissance aux compresseurs. Pour le scénario e, la puissance fournie par les condenseurs est supérieure par rapport aux cas précédent. En effet, la source froide pour la PAC placée aux bâtiments est le réseau, et donc, une partie de la chaleur transportée par le réseau, et donc fournie par la PAC au niveau de la serre, ne couvre pas les besoins mais constitue la source froide pour la 2ème PAC.

4. Etape 2 : Optimisation en multipériode selon critère exergétique : Emplacement des moyens de stockage

Pour cette étape, les deux configurations retenues sont traitées. La seule source de chaleur pour le système est le besoin de refroidissement de la serre. Ces besoins, qui apparaissaient en été et en mi-saison, sont plus importants que les besoins de chaleur pour ces mêmes périodes, comme l'indiquent les solutions obtenues en mono-période. Un groupe froid est alors utilisé afin de fournir le surplus de la puissance demandée pour le refroidissement de la serre. En même temps, en hiver, il n'y a pas de source de chaleur et donc des chaudières sont placées à la fois au niveau de la serre et au niveau des bâtiments, afin de satisfaire les besoins en chauffage et en ECS.

Cette observation démontre l'intérêt de l'introduction d'un stockage saisonnier. En effet, il serait possible de stocker le surplus de la chaleur en été, et donc de répondre aux besoins de refroidissement de la serre, et déstocker cette chaleur en hiver. Ceci amènerait à une amélioration de l'efficacité du système : une maximisation de l'exploitation des ressources locales et donc à une minimisation de l'appel aux ressources externes.

4.1. Données d'entrée

Pour le dimensionnement du stockage, il est indispensable de considérer différentes périodes représentatives. Cette étape de l'optimisation consiste en l'identification des températures du stockage et de son emplacement optimal. Pour cette raison, il n'est pas nécessaire de considérer un grand nombre de périodes. Trois périodes ont déjà été identifiées : l'hiver, l'été et la mi-saison. Les profils de la demande considérés pour cette 2ème étape d'optimisation sont présentés dans la Figure 140. La moyenne de la demande par saison est prise en compte. La durée de l'hiver est 150 jours, de l'été 180 jours et de la mi-saison 30 jours sur une année.

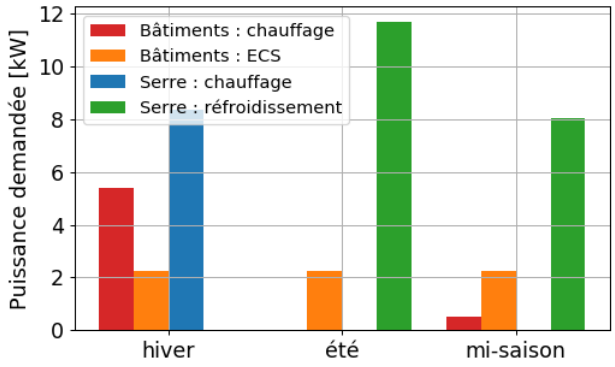

Figure 140 Demande considérée pour identifier l'emplacement du stockage

Les binaires concernant l'emplacement des PAC, comme définies dans l'étape 1, sont intégrés. Le stockage est modélisé comme un volume d'eau en 2 couches, une à haute

température et une à basse température. La fonction objectif étant la minimisation de l'exergie, il n'est pas recherché dans cette étape d'identifier la technologie qui pourrait correspondre à ce type de stockage (réservoir d'eau, un aquifère, etc.).

Le stockage est placé dans la même boucle que le réseau, ce qui signifie que le pincement pour l'échange entre le réseau et le stockage est considéré nul. L'eau chaude provenant de l'unité de production traversera le réservoir de stockage. Le volume du réservoir de stockage étant constant, le même volume d'eau chaude sera injecté dans le réseau.

4.2. Résultats pour la configuration I

En ce qui concerne la 1ère configuration, une boucle d'eau tempérée (12-20°C) est créée, liant la serre, le stockage et les bâtiments. Comme dans le résultat obtenu en mono-période, la boucle permet le refroidissement de la serre en été, et constitue la source froide pour les PAC installées au niveau des bâtiments (Figure 141). En plus, un stockage est utilisé. Le stockage permet de stocker le surplus d'énergie chaude en été, pour la restituer les autres saisons. De cette façon, la puissance du groupe froid est diminuée parce que les besoins de refroidissement sont satisfaits en partie grâce au stockage.

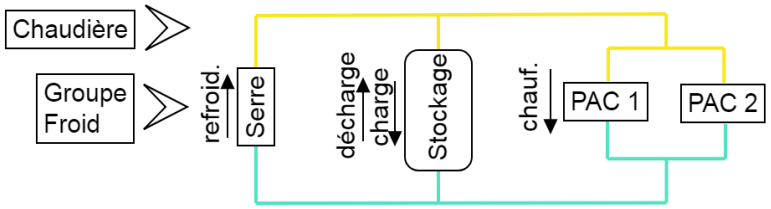

Figure 141 Scénario I : Configuration optimale

Les besoins des bâtiments (chauffage et ECS) sont également satisfaits par les 2 PAC installées. La PAC à 50°C couvre les besoins de chauffage et une partie de besoins en ECS. La PAC à 65°C complète la puissance demandée pour satisfaire les besoins d'ECS.

La puissance consommée par les PAC, ainsi que la puissance fournie par les utilités externes, sont présentées dans le Tableau 46.

Tableau 46 Puissances fournies pour le scénario I

	hiver	**été**	**mi-saison**
Exergie totale consommée (MWh)	30.29	3.92	0.77
Puissance groupe froid (kW)	-	5.42	6.05
Puissance chaudière (kW)	8.37	-	-
Puissance PAC1-bâti (kW)	0.26	0.24	0.24
Puissance PAC2-bâti (kW)	1.84	0.37	0.50

La température du stockage est égale à la température du réseau. L'eau est stockée à 20°C pour la partie chaude et à 12°C pour la partie froide.

En outre, pour la 1ère configuration, il est observé que les besoins de chauffage pour la serre sont satisfaits par une chaudière décentralisée. Le groupe froid permet aussi de couvrir les besoins de refroidissement de la serre en été. En effet, ajouter la possibilité de l'intégration d'une PAC à la serre, permettrait potentiellement la diminution de l'appel à ces ressources externes. En plus de 2 PAC au niveau des bâtiments, une PAC est ajoutée au niveau de la serre. Cette possibilité n'a pas pu être étudiée pendant la 1ère étape de l'optimisation, car les besoins de chauffage et de refroidissement de la serre ne sont pas simultanés.

Le résultat pour cette configuration, nommée Ib, est présenté dans la Figure 142.

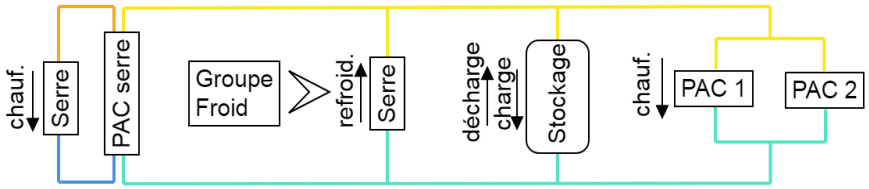

Figure 142 Scénario Ib : Configuration optimale

L'intégration de la PAC au niveau de la serre permet de répondre aux besoins de chauffage de la serre, sans faire appel à une ressource externe. De plus, la puissance fournie par le groupe froid est diminuée de 3 fois environ par rapport au scénario I. Cela est possible parce que la fourniture de chaleur par la PAC de la serre permet de déstocker davantage de chaleur en hiver et donc augmenter la capacité de refroidissement par le stock. La puissance consommée par les PAC, ainsi que la puissance fournie par les utilités externes, sont présentées dans le Tableau 47.

Tableau 47 Puissances fournies pour le scénario Ibis

	hiver	**été**	**mi-saison**
Exergie totale consommée (MWh)	17.78	2.98	0.65
Puissance groupe froid (kW)	0	0.84	3.02
Puissance chaudière (kW)	-	-	-
Puissance PAC1-bâti (kW)	0.26	0.24	0.24
Puissance PAC2-bâti (kW)	1.84	0.37	0.50
Puissance PAC3-serre (kW)	2.23	0	0

La température du stockage est égale à la température du réseau. L'eau est stockée à 20°C pour la partie chaude et à 12°C pour la partie froide.

4.3. Résultats pour la configuration II

En ce qui concerne la configuration II ; un réseau à 50°C est créé, liant la serre, le stockage et les bâtiments. Le réseau constitue la source froide pour la PAC côté bâtiments et la source chaude pour la PAC de la serre. Le réseau couvre également les besoins de chauffage pour la serre et les bâtiments ; ainsi qu'une partie des besoins d'ECS en préchauffant la boucle de l'ECS. L'intégration du stockage permet de stocker l'énergie l'été, et donc de refroidir la serre, pour la restituer les autres saisons, et donc répondre aux besoins de chauffage. Il n'y a

donc pas besoin d'ajouter une utilité externe pour réchauffer la serre en hiver, l'énergie stockée en été est suffisante. La Figure 143 illustre la configuration optimale du réseau.

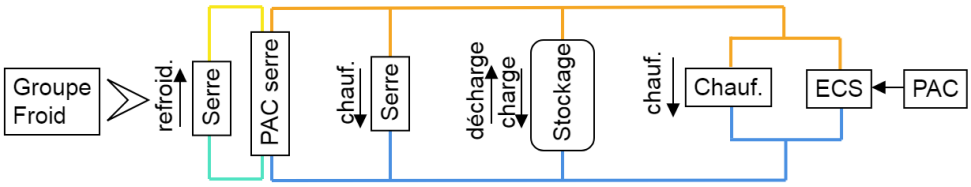

Figure 143 Scénario II : Configuration optimale

La puissance consommée par les PAC, ainsi que la puissance fournie par les utilités externes, sont présentées dans le Tableau 48.

Tableau 48 Puissances fournies pour la configuration II

	hiver	**été**	**mi-saison**
Exergie totale consommée (MWh)	0.65	16.80	2.19
Puissance groupe froid (kW)	0	1.44	0
Puissance chaudière (kW)	-	-	-
Puissance PAC1-bâti (kW)	0.18	0.18	0.18
Puissance PAC2-serre (kW)	0	3.63	2.86

La température du stockage est égale à la température du réseau : 50°C pour la partie chaude et 30°C pour la partie froide..

4.4. Synthèse des valeurs des binaires

L'emplacement du stockage est défini par des binaires. Pour les trois configurations, le stockage est effectivement placé dans le même circuit que le réseau. Les valeurs des binaires correspondants à l'échange entre le stockage et le réseau sont illustrées dans le Tableau 49. Ces valeurs seront intégrées à l'étape suivante de l'optimisation (étape 3). La synthèse des éléments à retenir de cette étape d'optimisation sont les suivantes :

Tableau 49 Configurations I, Ib et II - Valeurs de binaires pour le stockage

	j=4	j=4
	$b_{i,j}^{c,in}$	$b_{i,j}^{c,out}$
i=1	1	1
i=2	1	0

Flux chaud (phase de décharge)

j=6	j=6
$b_{i,j}^{f,in}$	$b_{i,j}^{f,out}$
1	0
1	1

Flux froid (phase de charge)

La PAC qui est ajoutée pour la configuration Ib, a comme source froide le réseau. Les binaires correspondants à son emplacement prennent les valeurs présentées dans le Tableau 50. Le condenseur échange directement avec la serre et donc il n'y a pas d'échange avec le réseau.

Tableau 50 Configuration Ib - Valeurs de binaires pour la PAC

	j=5	j=5
	$b_{i,j}^{c,in}$	$b_{i,j}^{c,out}$
i=1	0	0
i=2	0	0

Flux chaud (condenseur de la PAC)

j=8	j=8
$b_{i,j}^{f,in}$	$b_{i,j}^{f,out}$
1	0
1	1

Flux froid (évaporateur de la PAC)

Il est rappelé que l'optimisation est effectuée sur trois périodes afin d'identifier des configurations optimales avec du stockage. Seules les valeurs de binaires et la température du stockage sont retenues à cette étape. Les puissances des moyens de production sont susceptibles de changer car le profil de la demande considérée va également être modifié. Les résultats du dimensionnent des PAC et des utilités ne sont pas extraits de cette étape d'optimisation.

A titre indicatif, les résultats complets pour les trois configurations retenues sont présentés dans le Tableau 51.

Tableau 51 Synthèse des résultats pour les 3 configurations

	Configuration I	Configuration Ib	Configuration II
Exergie totale consommée (MWh)	34.97	19.19	19.63
Puissance installée groupe froid (kW)	6.05	3.02	1.44
Puissance installée chaudière(s) (kW)	8.37	-	-
Puissance max au compresseur bâti (kW)	2.1	2.1	0.18
Puissance max au compresseur serre (kW)	-	2.23	3.63
Volume totale pour le réservoir (m3)	2150	4530	2454

Il est remarqué que pour ce modèle l'ajout du stockage impose une température d'alimentation et de retour uniforme sur toutes les périodes. Ainsi, le degré de « flexibilité » du au fait que les PAC sont liées soit aux branches d'alimentation soit à la branche du retour du réseau n'est pas exploité ici. Les PAC fonctionnent avec le même COP sur la totalité des périodes.

5. Etape 3 : Dimensionnement des moyens de production et opération du stockage saisonnier

5.1. Optimisation en multipériode selon critère exergétique

A cette étape, le stockage et les moyens de production sont à dimensionner. Les trois configurations pour le réseau, déjà définies, sont considérées. Ceci signifie que les binaires pour l'emplacement des moyens de production sont extraits de l'optimisation déjà réalisée (étape 1 et étape 2) et sont injectés à cette phase de l'optimisation.

L'optimisation se réalise sur une année type. Il pourrait être opportun de considérer 360 x 24 = 8640 périodes pour représenter une année type, avec une précision horaire. Cependant, comme l'optimisation se fait sur critère exergétique, il n'est pas nécessaire de considérer autant de périodes. Comme déjà évoqué, il existe trois configurations temporelles : l'hiver, l'été et la mi-saison. Par conséquent, 3 profils de demandes journalières sont donc considérés. Au total, 3 x 24 = 72 périodes sont ainsi prises en compte. Chacun de ces profils correspond à la moyenne pendant ce pas horaire, pour chaque saison dans l'année. L'horizon temporel choisi permet de capter à la fois les variations journalières et saisonnières de la demande.

La Figure 144 et la Figure 145 représentent le profil des besoins considérés des 72 périodes. La moyenne de chacune des saisons, notées a pour l'hiver, b pour l'été et c pour la mi-saison, est considérée.

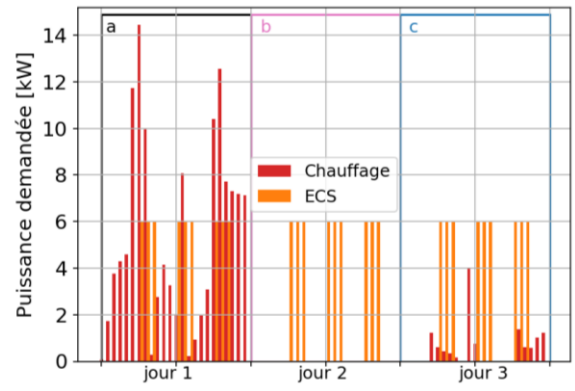

Figure 144 Profil considéré pour la demande pour le bâtiment

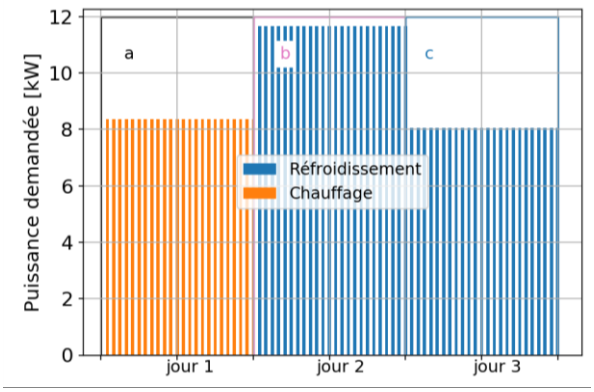

Figure 145 Profil considéré pour les besoins énergétiques de la serre

La durée de chaque période correspond à la durée de ce profil sur une année. Le Tableau 52 regroupe la durée considérée pour chaque période.

Tableau 52 Durée de chaque période considérée

Saison	Périodes	Durée
a	Périodes 1-24	150 jours
b	Périodes 25-48	180 jours
c	Périodes 49-72	30 jours

Les binaires concernant l'emplacement des PAC et du stockage, issues de l'étape précédente, sont intégrés. Les éléments suivants sont également fixés en respectant les résultats de l'étape précédente :

- Température pour le condenseur de la PAC 1 : 65°C
- Température pour le condenseur de la PAC 2 : 50°C
- Température pour le condenseur de la PAC de la serre : 50°C

Selon les configurations retenues, les températures suivantes sont également fixées :

- Configurations I et Ib : Température stockage : 12 / 20°C
- Configuration II : Température stockage : 30 / 50°C

L'état initial du stockage saisonnier est aussi intégré. Le stockage est considéré plein au début de son cycle, donc la partie en haute température occupe le volume total du réservoir. Il s'agit du résultat d'optimisation de l'étape précédente (paragraphe 4).

5.1.1. Résultats pour les configurations I et Ib

L'optimisation pour les configurations I et Ibis est effectuée sur 72 périodes. Pour les deux configurations un réseau de 12 à 20°C est créé, liant la serre et les bâtiments. Deux pompes à chaleur côté bâtiment assurent les besoins de chauffage et d'eau chaude sanitaire. Pour la configuration I, une chaudière est placée au niveau de la serre afin de couvrir les besoins de chauffage de la serre. Pour la configuration Ib, la chaudière est remplacée par une PAC, qui a le même rôle. Les configurations optimales pour les deux configurations sont illustrées dans la Figure 146 et la Figure 147.

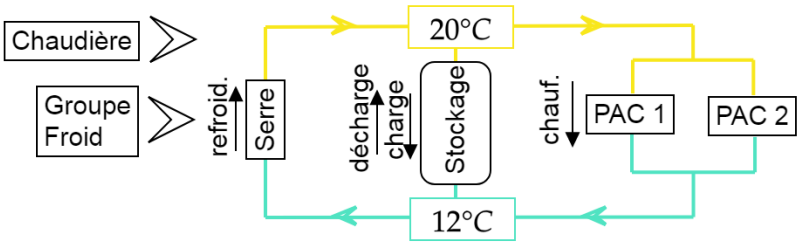

Figure 146 Architecture optimale pour la configuration I

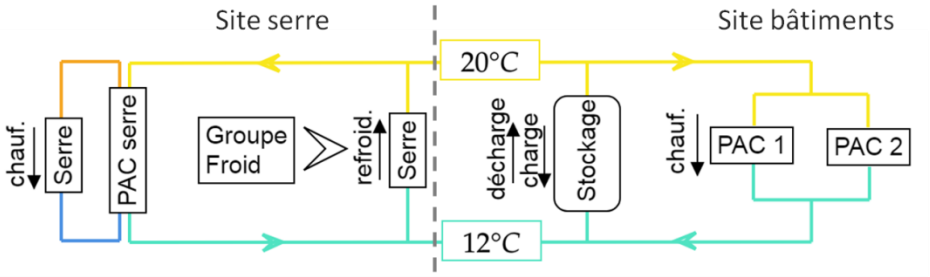

Figure 147 Architecture optimale pour la configuration Ib

Le Tableau 53 illustre les puissances installées, donc les puissances maximales demandées, pour les moyens de production. Effectivement, l'exergie consommée est inférieure dans le cas de la configuration Ib : 35.2 MWh pour la configuration I, et 19.3MWh pour la configuration Ib. La chaudière consomme plus d'exergie que la PAC pour la même puissance fournie. L'intégration de la PAC permet en outre de diminuer la puissance maximale du groupe froid : seulement 8.06kW sont installées pour la configuration Ib par rapport aux 11.67kW pour la configuration I. En outre, le stockage est environ deux fois plus grand pour la configuration Ibis. Une plus grande partie de la chaleur fournie par la serre en été est stockée, car exploitée par la PAC de la serre quand des besoins de chauffage apparaissent. La taille du stockage comparée aux puissances mises en jeu est très importante du fait de l'horizon temporel du stock (saisonnier). Ainsi, dans la pratique, ceci ne serait pas économiquement rentable à moins qu'il s'agissent d'un aquifère.

Tableau 53 Puissances produites pour les configurations I et Ib

	Configuration 1	Configuration Ib
Exergie totale consommée (MWh)	35.19	19.26
Puissance groupe froid (kW)	11.67	8.06
Puissance chaudière (kW)	8.37	-
Puissance max PAC1-bâti (kW)	0.68	0.68
Puissance max PAC2-bâti (kW)	4.91	4.91
Puissance max PAC3-serre (kW)	-	2.23
Volume pour le stockage (m3)	2150	4530

Ces résultats illustrent l'intérêt de la considération de 72 périodes pour le dimensionnement des moyens de production. Le dimensionnement pour le stockage est identique avec l'étape précédente (paragraphe 4.2). Comme le stockage est saisonnier, et la même quantité d'énergie est fournie et demandée par saison, la considération de plus de périodes n'a pas d'impact sur la taille du stockage, selon le critère exergetique. L'opération du stockage ainsi que l'opération des PAC sont en revanche modifiés. Il est plus réaliste de dimensionner les moyens de production selon des puissances demandées par pas horaire par rapport à la considération des demandes saisonnières agrégées.

En ce qui concerne la configuration Ib, les résultats de l'optimisation sont explicités en détails. La Figure 148 illustre le mix de production pour le bâtiment. Les besoins sont couverts par les deux PAC, une PAC à 65°C et une PAC à 50°C. En ce qui concerne la serre,

comme illustré dans la Figure 149, la PAC permet de répondre aux besoins de chauffage en hiver. Le refroidissement s'effectue grâce à la boucle d'eau tempérée et le stockage qui permettent l'évacuation et puis le stockage de la chaleur excédentaire.

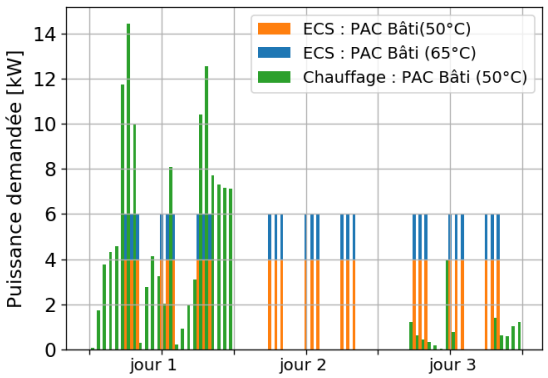

Figure 148 Configuration Ib : Mix de production pour couvrir la demande des bâtiments

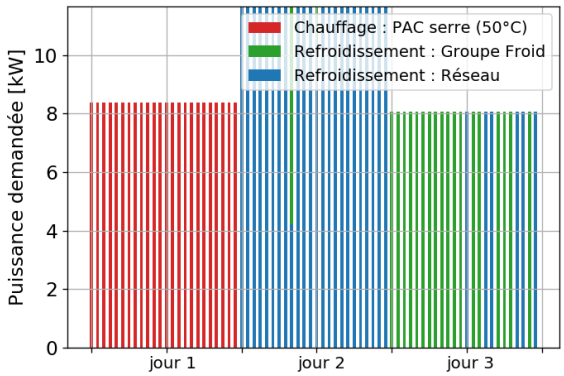

Figure 149 Configuration Ib: Mix de production pour couvrir la demande de la serre

L'évaporateur des PAC est à 7°C. Cette température est contrainte par la température du retour du réseau qui est à 12°C. Le condenseur de la PAC de la serre est à 50°C afin de couvrir les besoins de chauffage. Côté bâtiment, une PAC est à 50°C et l'autre à 65°C. Comme illustré dans la Figure 148, la PAC à 50°C couvre les besoins en chauffage du bâtiment. En plus, la PAC à 50°C (en orange) préchauffe l'ECS jusqu'à 45°C. Ensuite, la PAC à 65°C complète avec la puissance nécessaire afin de chauffer l'eau à 60°C.

La puissance de chacune des trois PAC de la configuration Ib est tracée dans Figure 150. La puissance maximale pour la PAC placée au bâtiment (en rouge) est de 4.9kW tandis que pour la PAC de la serre (en bleu) elle est de 2.28kW.

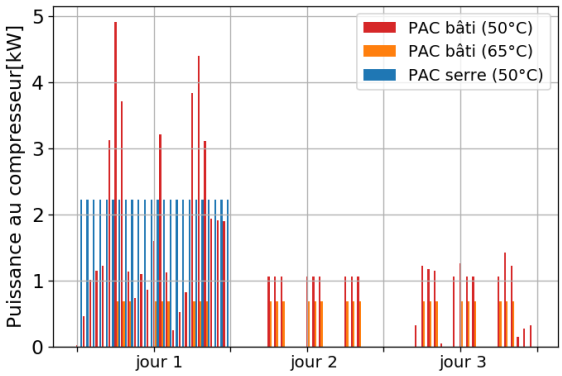

Figure 150 Configuration Ib : Puissances au compresseur pour la PAC de la serre et les deux PAC du bâtiment.

Le volume optimal pour le stockage est calculé à 4530 m3. L'eau est stockée à 20°C. La Figure 151 montre l'état du stock pour l'horizon temporel choisi. Le caractère inter-saisonnier du stockage est bien illustré : la chaleur est déstockée en hiver, et ensuite stockée en été. En mi-saison, il y a des petites variations de charge et décharge, comme illustré dans la Figure

152. Il est rappelé que l'année est représentée par 3 jours types de 24h chaque, L'opération du stockage représente donc son opération saisonnier.

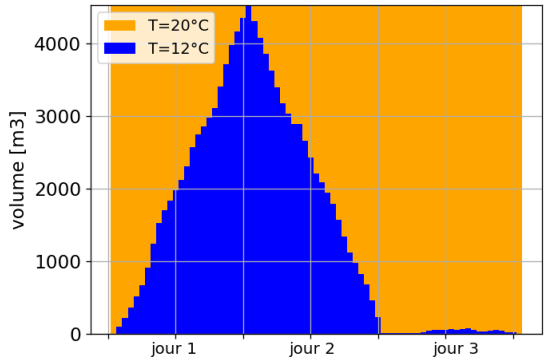

Figure 151 Configuration Ib : Etat du stockage

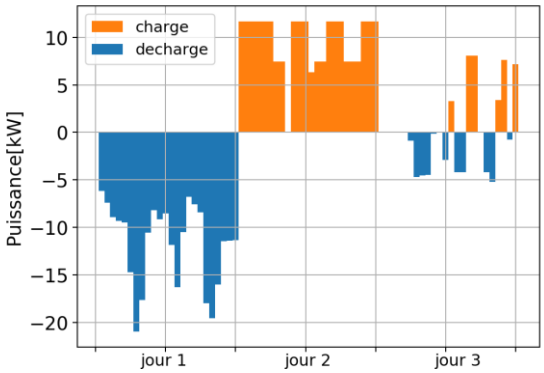

Figure 152 Configuration Ib : Charge et décharge du réservoir

En ce qui concerne le réseau créé, la température d'alimentation est à 20°C et la température du retour à 12°C. Ces températures sont contraintes par deux facteurs : d'abord par la température de refroidissement de la serre, qui ne peut pas dépasser les 25°C ; deuxièmement, par l'emplacement du stockage en centralisé, dans la boucle du réseau. En effet, la formulation mathématique pour le stockage considère une température fixe pour les volumes chaud et froid. Cette même température est alors la température pour le réseau. Il est rappelé que pendant l'optimisation mathématique, l'absence du stockage permettait la variation de la température du réseau, et donc des PAC, conduisant ainsi à de meilleurs COP pour les PAC sur certaines périodes. En revanche, la solution avec stockage est meilleure, en termes de consommation exergétique, par rapport à une solution sans stockage et donc le stockage est placé pour cette configuration.

Le débit circulant dans le réseau est représenté dans la Figure 153. Il varie entre 0 et 0.63 kg/sec. Une attention particulière est portée sur les périodes où le débit est nul. Le zéro du modèle correspond aux périodes ou il n'y a pas d'échange avec le réseau.

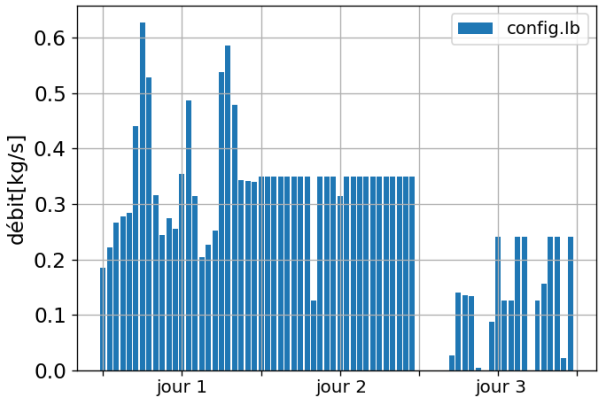

Figure 153 Configuration Ib: Débit circulant dans le réseau

5.1.2. Résultats pour la configuration II

Pour cette deuxième configuration, un réseau à moyenne température lie la serre et les bâtiments. La PAC placée au niveau de la serre permet d'un côté de refroidir la serre en été, via son évaporateur, et de valoriser cette chaleur pour être stockée. Cette chaleur est réattribuée à la serre et aux bâtiments en hiver, via le réseau. Des PAC au niveau des bâtiments permettent également de valoriser la température du réseau afin de satisfaire les besoins en ECS. La configuration optimale pour la configuration II est illustrée dans la Figure 154.

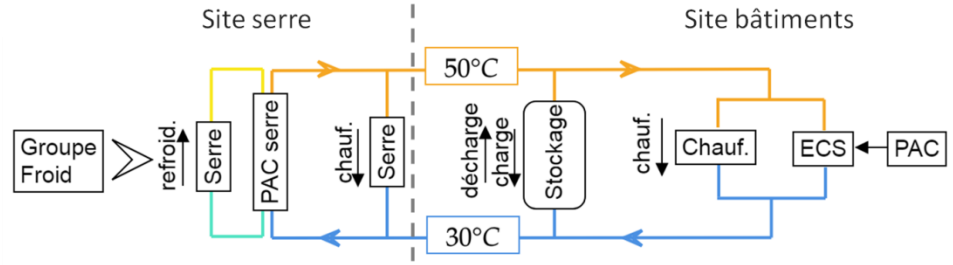

Figure 154 Architecture optimale pour la configuration II

Le Tableau 54 regroupe les puissances de chacun des moyens de production. La puissance fournie par le groupe froid est 8.06 kW et la consommation de l'exergie est de 19.6MWh.

Tableau 54 Configuration II : Puissances produites

	Scénario II
Exergie totale consommée (MWh)	19.63
Puissance groupe froid (kW)	8.06
Puissance chaudière (kW)	-
Puissance max PAC1-bâti (kW)	0.47
Puissance max PAC2-serre (kW)	4.15
Volume pour le stockage (m3)	2454

La Figure 155 illustre le mix de production nécessaire pour satisfaire les besoins des bâtiments. Les besoins de chauffage sont satisfaits par le réseau. Le réseau préchauffe aussi la boucle de l'ECS jusqu'à 45°C (en orange) et ensuite la PAC complète avec la puissance nécessaire afin de faire remonter la température à 60°C.

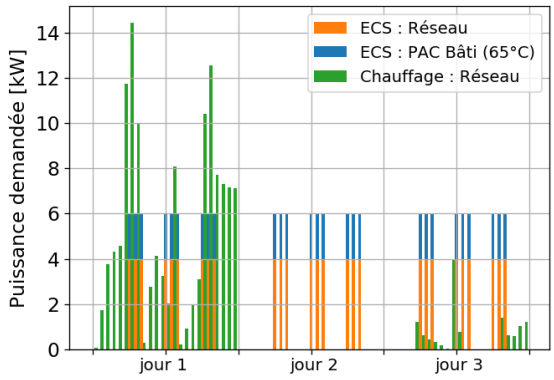

Figure 155 Configuration II : Mix de production pour couvrir la demande des bâtiments

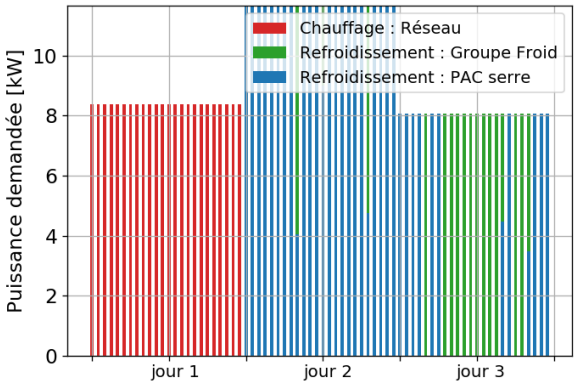

Figure 156 Configuration II: Mix de production pour couvrir la demande de la serre

Le mix de production pour la serre est représenté dans la Figure 156. Le réseau assure le chauffage de la serre en hiver. Le refroidissement de la serre est réalisé par la PAC, avec son évaporateur, et complété par le groupe froid.

La PAC de la serre consomme jusqu'à 4.1 kW afin de fournir au réseau la chaleur nécessaire. La PAC au niveau des bâtiments ne fonctionne que lorsqu' il y a un besoin en ECS, à une puissance de 0.5 kW. La puissance au compresseur pour les deux PAC est présentée dans la Figure 157.

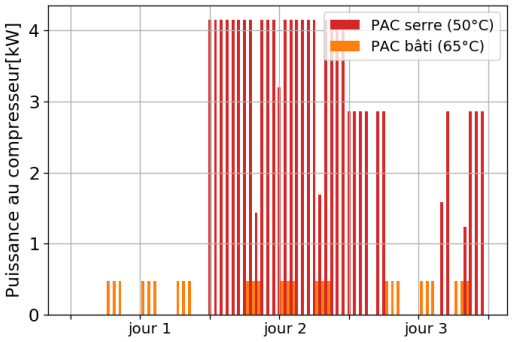

Figure 157 Configuration II : Puissance au compresseur pour la PAC de la serre et la PAC du bâtiment

Le volume optimal pour le stockage est de l'ordre de 2454m3. L'eau est stockée à 50°C. Le même comportement inter-saisonnier que dans la configuration précédente est observé pour le stockage : il se vide en hiver pour se remplir en été, avec des variations de charge et décharge en période de mi-saison. Là aussi ce volume est peut plausible économiquement à moins qu'il ne s'agisse d'un aquifère. Contrairement au cas précédent, les pertes thermiques dans le stock peuvent être importantes et donc doivent être évaluées pour vérifier la faisabilité de la solution.

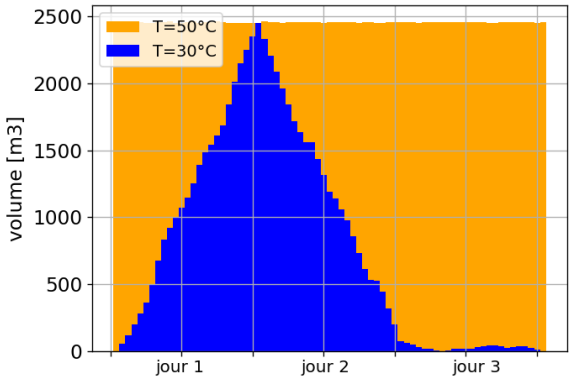

Figure 158 Configuration II : Etat du stockage

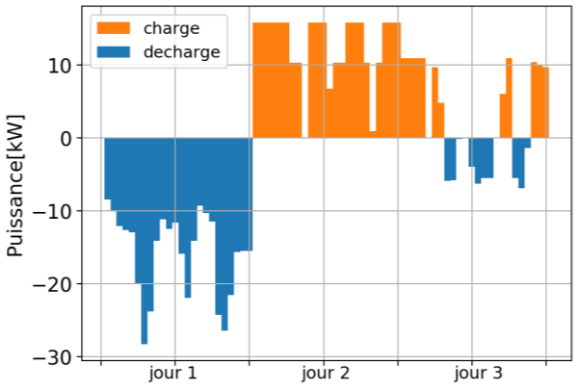

Figure 159 Configuration II: Charge et décharge du réservoir

Le réseau a une température d'alimentation à 50°C et une température de retour à 30°C. C'est le stockage qui impose la température au réseau, comme expliqué auparavant. Le débit circulant dans les canalisations est illustré dans la Figure 160. Il varie entre 0 et 0.33kg/sec.

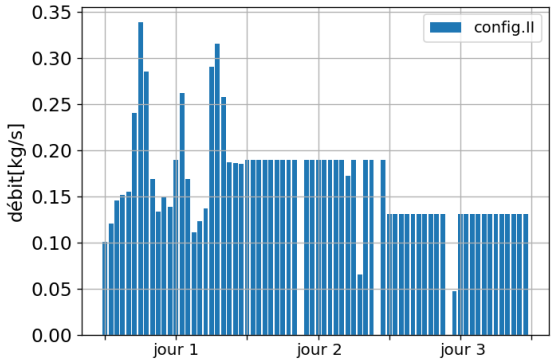

Figure 160 Configuration II: Débit circulant dans le réseau

5.2. Optimisation en multipériode selon critère économique

A cette 3ème étape de la méthodologie, les contraintes liées à la spatialisation sont intégrées. Par conséquent, la fonction objectif devient maintenant la minimisation du coût total annualisé pour la construction et fonctionnement du système énergétique. Comme l'objectif est d'illustrer la méthodologie, seule la configuration II est étudiée pour cette étape. Une PAC est placée au niveau de la serre et une PAC au niveau des bâtiments. Le but est d'effectuer une optimisation économique pour cette configuration et repérer la différence au niveau des résultats par rapport à l'optimisation sous critère exergétique, réalisée au paragraphe 5.1. Pour l'optimisation réalisée ici, les valeurs des binaires définissant l'emplacement des PAC (étape 1) et du stockage (étape 2) sont fixées.

5.2.1. Hypothèses sur les coûts

Différentes hypothèses pour les coûts des moyens de production sont considérées. Le Tableau 55 regroupe les coûts par puissance maximale pour la chaudière à gaz, le groupe froid et les

PAC. Le coût par m3 de stockage installé et le coût pour le réseau (canalisation d'alimentation et de retour) par mètre linéaire sont également présentés. Le Tableau 56 illustre le coût du gaz et d'électricité par kWh consommées, ainsi que les émissions CO2 liées à ces énergies.

Tableau 55 Hypothèses sur le coût d'investissement des moyens de production

	Coût d'investissement
Chaudière à gaz	2000 [€/kWinstallée]
Groupe froid	2000 [€/kWinstallée]
PAC	1000 [€/kWinstallée]
Réservoir de stockage	1000[€/m^3]
Canalisations	200[€/m]

Tableau 56 Hypothèses sur les coûts de fonctionnement et les émissions CO2 pour les moyens de production

	Coût [€/kWh]	CO2 [kg/kWh]
électricité	0.11	0.088
gaz	0.08	0.239

La fonction objectif à minimiser est le coût total annualisé (*CTA*) :

$$CTA = C_{fonction} + \frac{C_{invest}}{Années}$$

où $Années$ est le nombre des années considérées pour l'amortissement du coût d'investissement, $C_{fonction}$ le coût de fonctionnement et C_{invest} le coût d'investissement.

Le coût d'investissement englobe le coût des canalisations, le coût du stockage et le coût de moyens de production (PAC, chaudière, groupe froid). Le coût d'investissement pour les échangeurs n'est pas considéré, car minime par rapport aux coûts d'investissement pour le réseau. Le coût de pompage et les pertes au niveau du réseau et du stockage ne sont pas pris en compte également.

5.2.2. Optimisation avec prise en compte de la spatialisation

La Figure 161 illustre le quartier en construction. Trois sites sont considérés ; la serre (en rouge), l'emplacement potentiel du stockage (en jaune) et les bâtiments (en bleu). La distance entre les sites est également définie.

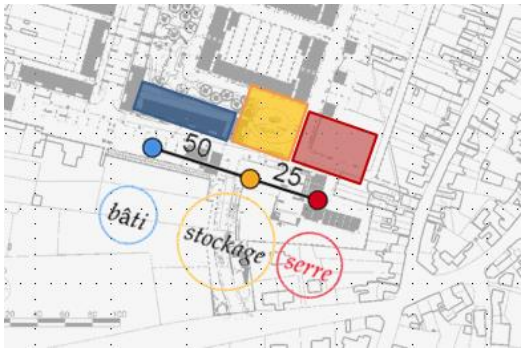

Figure 161 Données de spatialisation du problème

Les horizons d'investissement considérés sont de 10 ans, de 20 ans et de 40 ans. Le poids du coût d'investissement par rapport au coût de fonctionnement est donc différent selon l'horizon choisi. Les résultats de l'optimisation, en termes de coûts, sont présentés dans la Figure 162 et la Figure 163.

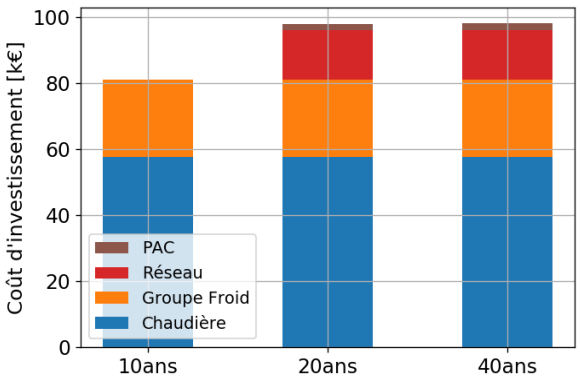

Figure 162 Configuration II : Comparaison des coûts d'investissement

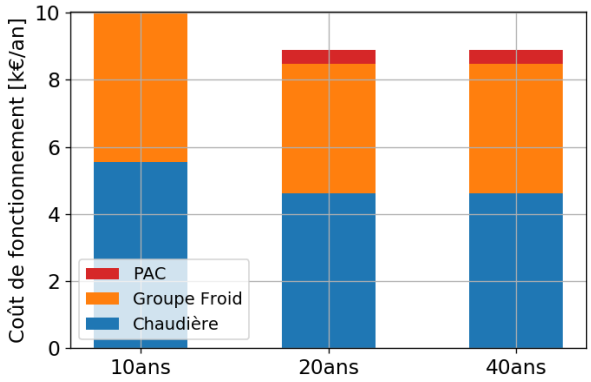

Figure 163 Configuration II: Comparaison des coûts de fonctionnement

Pour un horizon de 10 ans, il n'y a pas de réseau créé. Il s'agit d'une solution décentralisée, où deux chaudières et un groupe froid sont installés afin de satisfaire les besoins en chauffage et ECS. Le coût d'investissement, de l'ordre de 59k€ pour les chaudières (en bleu) et de 20 k€ pour le groupe froid (en orange), et le coût de fonctionnement est de 10k€.

Pour des horizons de 20 ans et de 40 ans, la construction du réseau devient économiquement intéressante. Le réseau est construit et des PAC sont installées sur le site de la serre et sur le site des bâtiments. Le coût du réseau (en rouge) est de l'ordre de 15 k€ pour une longueur de 150m et le coût pour les PAC (en marron) est de environ 1 k€. Il est également observé que les coûts de fonctionnement sont plus faibles par rapport à la solution décentralisée, car la chaudière et le groupe froid sont moins sollicités. Pour les scénarios de 20 et 40 ans les solutions sont identiques en termes de technologies à installer, mais le coût total annualisé est plus faible pour le cas de 40 ans car l'investissement est amorti sur le double de temps par rapport au scénario de 20 ans.

Pour les 3 scénarios d'horizon d'investissement, le stockage présente un coût d'investissement très élevé, pour le profil de la demande choisie, et donc n'est pas utilisé. Ceci signifie que pour l'hiver, il n'y a pas de source de chaleur pour le système. Les besoins de chauffage pour la serre sont donc satisfaits par une chaudière. Les besoins de chauffage et d'ECS des bâtiments sont couverts à la fois par le réseau, la PAC et la chaudière, en fonction de la saison.

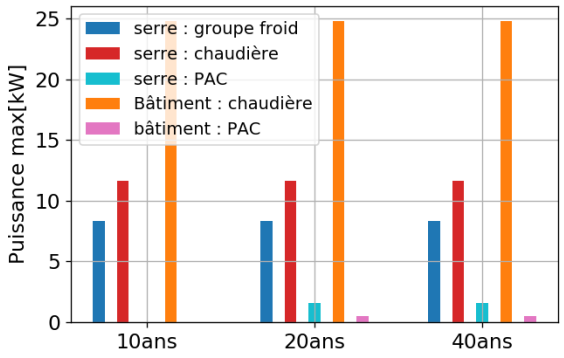

Figure 164 Puissance maximale par moyen de production

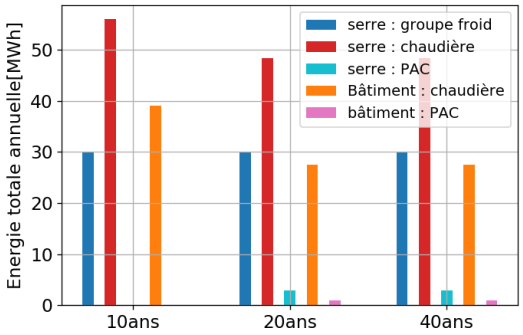

Figure 165 Energie totale annuelle par moyen de production

Il est observé que les puissances maximales fournies par les chaudières et la groupe froid sont les mêmes pour les 3 scénarios d'horizon d'investissement. La Figure 164 illustre les puissances maximales par moyen de production. Le groupe froid (en bleu) et les chaudières (en rouge pour la serre et en orange pour les bâtiments) ont la même puissance maximale. Le coût d'investissement correspondant est donc le même. Ce qui change entre les scénarios c'est le coût de fonctionnement, car ces moyens sont moins sollicités. Par conséquent, pour des temps d'investissement plus élevés ça devient intéressant de construire le réseau et d'ajouter les PAC.

La Figure 165 illustre l'énergie totale annuelle pour chaque moyen de production, pour les 3 horizons d'investissement considérés. L'énergie fournie par le groupe froid est diminuée de 14% environ entre les scénarios de 10 et 20 ans. L'énergie fournie par la chaudière sur le site de bâtiments est diminuée de 30% environ entre les scénarios de 10 et 20 ans.
La solution obtenue pour une période d'investissement de 20ans est présentée en détails ci-dessous. Le réseau alimente le bâtiment à 50°C. La configuration optimale pour la configuration II est illustrée dans la Figure 166.

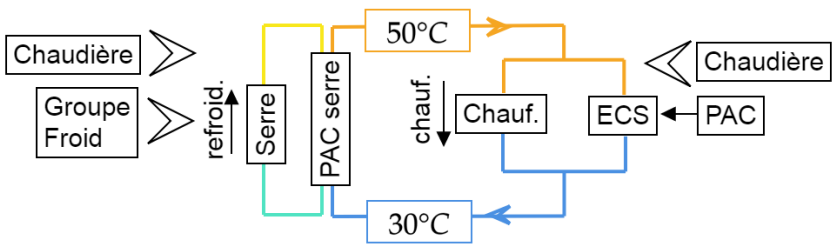

Figure 166 Architecture optimale pour la configuration II

Comme indiqué dans la Figure 167, une partie des besoins en chauffage (en vert) et en ECS (en orange) sont satisfaits par le réseau, qui fonctionne en été et en mi-saison. En hiver, les besoins sont couverts par des chaudières (en turquoise pour l'ECS et en violet pour le chauffage).

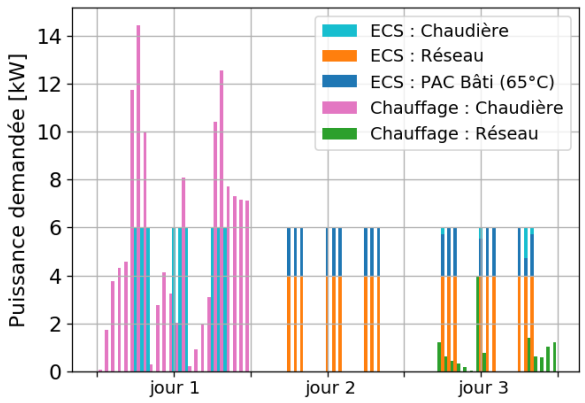

Figure 167 Temps d'investissement de 20ans : Mix de production pour le bâtiment

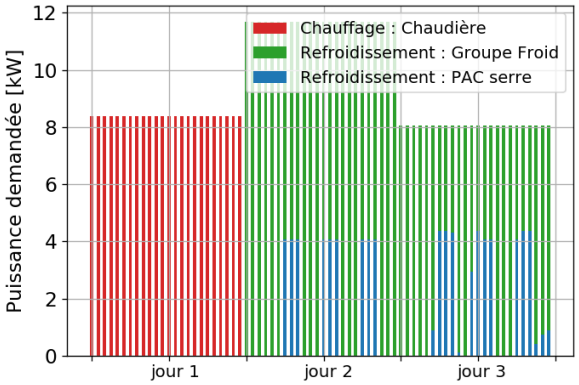

Figure 168 Temps d'investissement de 20ans : Mix de production pour la serre

De même pour la serre, la Figure 168 illustre la répartition des moyens afin de satisfaire les besoins. Le chauffage est assuré par une chaudière (en rouge), et le refroidissement de la serre est assuré par une PAC (en bleu) et complété par un groupe froid (en vert).

La PAC de la serre produit la chaleur à 55°C pour la fournir au réseau et la PAC au niveau des bâtiments produit la chaleur à 65°C. L'évaporateur de la PAC au niveau de la serre est à 12°C, afin d'assurer son refroidissement, avec un COP de 3.8. La PAC au niveau du bâtiment a un COP de 4.2, avec l'évaporateur lié au réseau et donc à 25°C. La Figure 169 illustre la puissance électrique consommée pour les deux PAC.

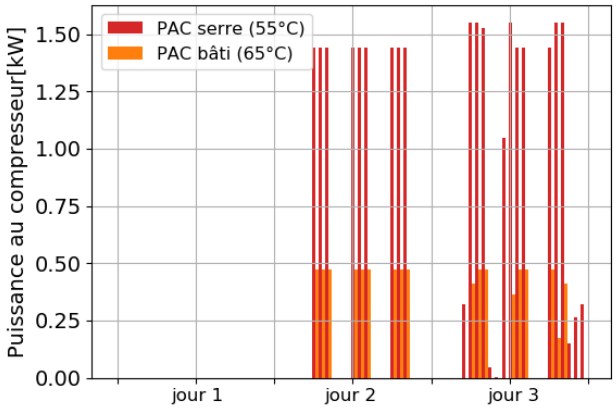

Figure 169 Temps d'investissement de 20ans : Puissance au compresseur des PAC

Cette première optimisation économique démontre que le coût d'investissement pour un stockage est très élevé pour ce cas d'étude puisque l'hypothèse de coût au m3 considérée correspond à celle d'un stockage en surface ce qui n'est pas réaliste dans le cas de stockage inter saisonnier comme commenté avant ; il aurait été intéressant d'integrer les coûts d'un stockage en aquifère mais ceux-ci ne sont pas connus et dépendent fortement de la localité. Toutefois, il est intéressant de créer un réseau et intégrer des PAC. Le coût de fonctionnement, une fois le réseau créé, est un peu plus faible.

5.3. Synthèse des temps de calcul

Le temps de calcul pour l'étude du cas complet est présenté dans le Tableau 57. Il est de 2 heures environ pour l'étude complète en termes d'exergie et de 1.3 heures quand pour la 3ème étape la fonction objectif est la minimisation du coût. Ceci est lié au fait que, quand à la considération des coûts, le coût d'investissement est important donc limite l'espace de solutions ce qui rend le calcul plus rapide.

Tableau 57 Temps de calcul [min] pour les différentes étapes de la méthodologie

Etape I (somme 3 saisons x 5 config)		Etape II	Etape III (exergie)	Etape III (coût)
55	Configuration I	1.7	0.5	
[43 min mi-saison,	Configuration Ib	0.8	0.7	
12 min été, 0.04 min hiver]	Configuration II	18.3	44	0.2

6. Optimisation avec prise en compte de la production photovoltaïque (PV)

Dans cette étape d'optimisation, la demande électrique est aussi prise en compte. Il a été jugé intéressant d'investiguer la possibilité d'autoconsommation pour ce nouveau quartier.

En effet, une installation PV est supposée existante déjà dans le quartier. Aujourd'hui, l'électricité produite est injectée au réseau contre un certain prix déjà défini. Toutefois, on peut envisager que l'augmentation du PV connecté au réseau amènera à une augmentation de la puissance injectée sur le réseau aux heures où la demande n'est pas élevée. Ceci conduira à un surplus d'électricité qui ne peut pas être absorbé par l'infrastructure existante. Ainsi, on peut anticiper de nouvelles restrictions qui imposeraient alors au quartier une diminution de la puissance électrique injectée au réseau et une plus forte auto consommation. L'électricité produite par le PV ne pourra pas être « vendue » en totalité. Pour faire face à cette situation, l'électricité disponible au niveau du quartier pourrait être exploitée localement. Avec l'investissement sur des PAC électriques, il devient possible d'utiliser une partie de l'électricité produite par les PV localement. L'électricité disponible en local pourrait ainsi rendre plus intéressante l'utilisation de la PAC sur certaines périodes de l'année.

6.1. Demande d'électricité

Pour ce cas d'étude, les PAC sont donc connectées au réseau d'électricité national et à l'installation PV. L'électricité provenant du PV est considérée disponible gratuitement. Autrement dit, pour le calcul de la consommation électrique de la PAC, seule l'électricité importée du réseau a un coût.

La Figure 170 illustre les besoins en électricité des bâtiments considérés et le profil de la puissance PV disponible pour les mêmes périodes. Les données sont agrégées afin de respecter les périodes considérées pour le même problème.

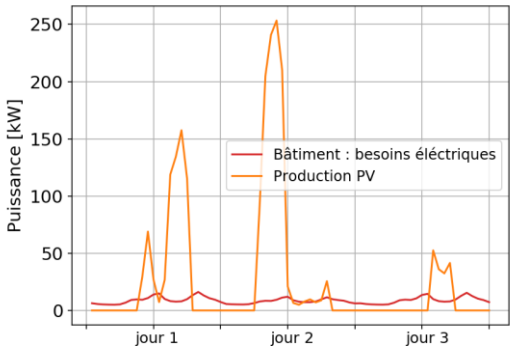

Figure 170 Puissance électrique disponible par le PV et besoins en électricité (hors PAC) pour le bâtiment

La puissance PV disponible pour les PAC correspond à la puissance PV disponible une fois les besoins électriques satisfaits.

6.2. Résultats

L'optimisation est lancée pour des horizons de 20 et de 40 ans, car ce sont les cas où des PAC sont installées. Effectivement, considérer une disponibilité en électricité, réduit de 40% environ les coûts de fonctionnement pour les PAC, comme illustré dans la Figure 171.

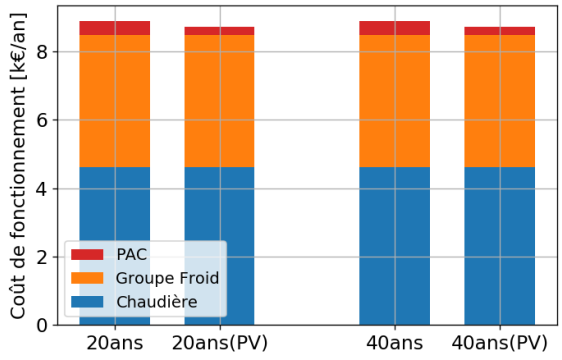

Figure 171 Comparaison des coûts de fonctionnement sans et avec PV

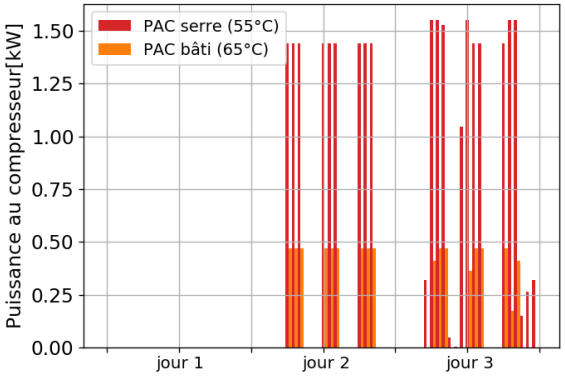

Figure 172 Puissance au compresseur des PAC quant à la PV

Par ailleurs, le fonctionnement des PAC reste identique avec les cas sans considération de la production PV. La Figure 172 présente la puissance des PAC pour l'horizon d'investissement de 20 ans. En l'absence d'une source froide pour les PAC, il est impossible de les faire fonctionner, même en considérant des coûts opératoires nuls. Les contraintes limitant l'utilisation des PAC sont, pour ce cas d'étude, technologiques (absence de source) et non pas économiques. Pour cette raison, considérer les besoins électriques n'aurait pas eu d'influence dans la phase de la détermination des configurations optimales de ce cas d'étude. La prise en compte des besoins électriques et de la production locale liée aux PV a un impact sur l'opération et dimensionnement des PAC. Pour cette raison, les besoins électriques sont considérés qu'à partir de la 3ème étape de l'optimisation.

7. Optimisation avec prise en compte du CO2

Il a été observé que la considération des coûts économiques exclut l'utilisation du stockage pour ce cas d'étude, car il présente un coût d'investissement relativement très élevé. Il serait donc possible de faire une recherche plus détaillée sur les différents moyens de stockage, en considérant par exemple la possibilité de stocker en aquifère ou utiliser des matériaux à changement de phase (MCP) qui permettront d'un côté de rectifier le coût considéré par volume de stockage installé et d'un autre côté de minimiser le volume du réservoir et donc son coût.

De plus, un indicateur important, les émissions de CO2 liées aux différents moyens de production ne sont pas prises en compte dans les coûts. En considérant les émissions de CO2 pour l'électricité et le gaz illustré dans le Tableau 56, il est recherché de déterminer le mix de production optimal afin de répondre aux besoins des bâtiments et de la serre.
Il est rappelé qu'il s'agit d'une optimisation mono-objectif. Pour l'étude ci-dessous, les coûts d'investissement ne sont donc pas considérés, et la fonction à optimiser est la minimisation des émissions CO2 produites.

7.1. Considération du cas du paragraphe 5.1

La configuration II, présentée dans le paragraphe 5.1 est considérée. Les résultats de l'optimisation sont regroupés dans le Tableau 58. La solution obtenue est équivalente à la solution obtenue en minimisant la consommation exergétique (Figure 143). Un stockage de 2454 m3 est installé. Le réseau fournit à 50°C et deux PAC sont installées : la PAC au niveau du bâtiment complète les besoins en ECS, et la PAC au niveau de la serre permet le refroidissement de la serre en été.

Tableau 58 Moyens de production pour minimiser les émissions de CO2

CO2 produit (t)	3.14
Puissance groupe froid (kW)	11.67
Puissance chaudière (kW)	-
Puissance PAC1-bâti (kW)	0.47
Puissance PAC2-serre (kW)	4.15
Volume pour le stockage (m3)	2454

7.2. Dimensionnement d'un nouveau quartier

Il est observé que, pour la surface de la serre donnée, et les besoins de bâtiments prédéfinis, la solution optimale en termes de minimisation des émissions de CO2 consiste en l'utilisation des PAC afin de répondre aux besoins de chauffage, à la fois de la serre et des bâtiments. Un

groupe froid est installé pour satisfaire une partie de besoins de refroidissement de la serre. Il reste donc une partie d'énergie à basse température disponible et inexploitée.

L'idée est donc d'utiliser le modèle développé comme un outil de conception d'un quartier autonome. En d'autres termes, en respectant les sources disponibles, ce que représente la serre dans cet exemple, il est recherché d'identifier la surface optimale des bâtiments à construire afin de minimiser l'impact environnemental en termes d'émissions de CO2. La surface des bâtiments à construire, et donc la demande en termes d'énergie, devient une variable à déterminer. La fonction objectif à minimiser est la minimisation des émissions CO2.

7.2.1. Données d'entrée

Ce cas d'étude s'applique à la configuration II, présentée dans le paragraphe 5.1.La typologie du réseau, ainsi que l'emplacement des PAC et le stockage sont fixés. Les variables à optimiser sont les puissances des moyens de production pour chaque période ainsi que la surface des bâtiments. Une nouvelle variable, *surface,* est alors introduite.

Un profil pour la demande de chauffage et d'ECS par m² construit est considéré. La demande à chaque période considérée est le produit du profil par m² et de la surface à construire. La Figure 173 illustre le profil de la demande par surface [m²] considérée pour ce cas d'étude.

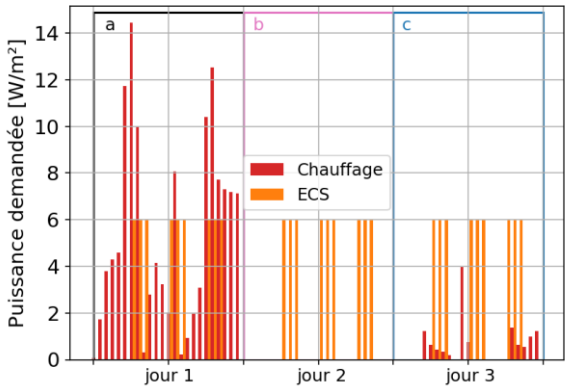

Figure 173 Puissance demandée par surface construite

7.2.2. Résultats

La solution optimale consiste en l'installation d'un stockage de 2714m3. Deux PAC sont aussi installées, une côté bâtiment et une côté serre. Il n'y a ni chaudières, ni groupes froids pour cette configuration. En dimensionnant la demande, l'énergie de la serre stockée en été est suffisante pour couvrir les besoins en chauffage de la serre et des bâtiments en hiver. Le quartier est, énergétiquement parlant, le moins dépendant des utilités externes afin de satisfaire ses besoins.

Tableau 59 Moyens de production pour minimiser les émissions de CO2 en considérant un nouveau quartier

	Nouveau quartier
CO2 produit (t)	1.92
Puissance groupe froid (kW)	-
Puissance chaudière (kW)	-
Puissance PAC1-bâti (kW)	0.58
Puissance PAC2-serre (kW)	4.15
Volume pour le stockage (m3)	2714

La configuration optimale est illustrée dans la Figure 174.

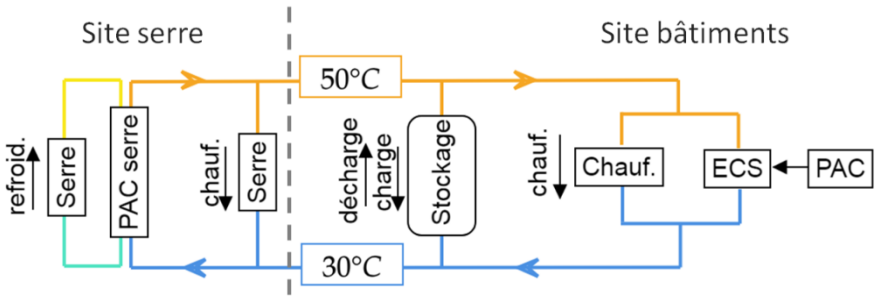

Figure 174 Configuration optimale pour le cas d'un nouveau bâtiment

La Figure 175 illustre le mix de production pour le nouveau quartier. Le réseau couvre les besoins de chauffage et une partie des besoins d'ECS. Une PAC est utilisée pour faire remonter la température à 65°C et donc satisfaire la partie restante du besoin d'ECS. La Figure 176 illustre le mix de production pour la serre. Le réseau répond aux besoins de chauffage, et l'évaporateur de la PAC permet le refroidissement de la serre en été.

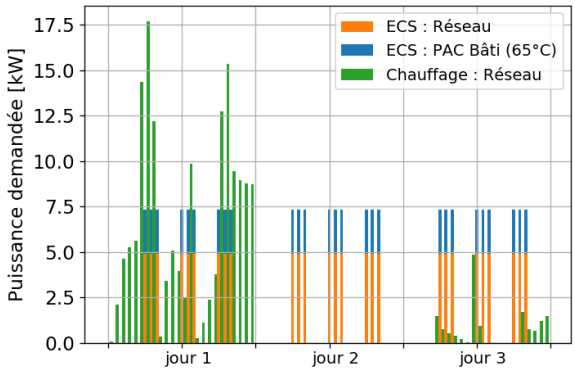

Figure 175 Mix de production pour le nouveau quartier

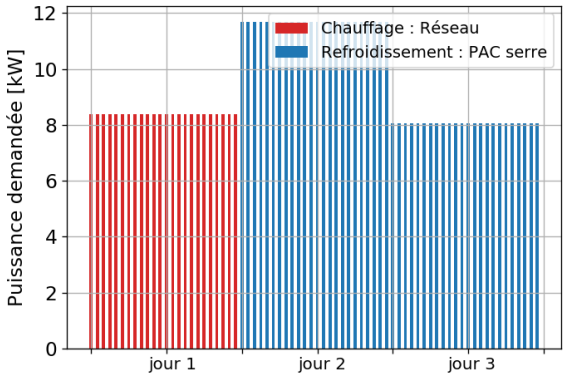

Figure 176 Mix de production pour la serre en considérant un nouveau quartier

Le stockage est dimensionné à 2714m3. La Figure 177 illustre l'état du stockage pour chaque période considérée. Il est observé que le stockage a un comportement inter-saisonnier, il se

vide en hiver pour se re-remplir en été. La Figure 178 illustre les phases de charge et décharge pour le stockage.

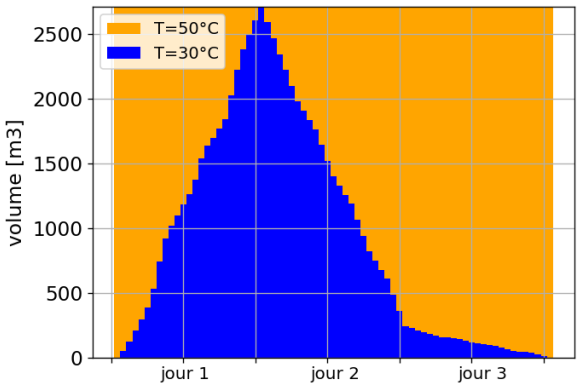

Figure 177 Etat du stockage

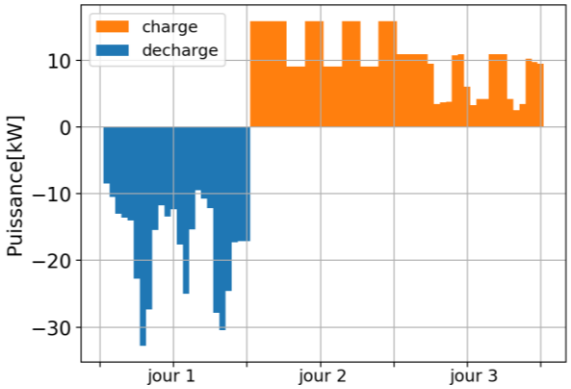

Figure 178 Charge et décharge du stockage

Le réseau a une température d'alimentation à 50°C et une température de retour à 30°C. C'est le stockage qui impose la température au réseau, comme expliqué auparavant. Le débit circulant dans les canalisations est illustré dans la Figure 179. Il varie entre 0.10 et 0.39 kg/sec.

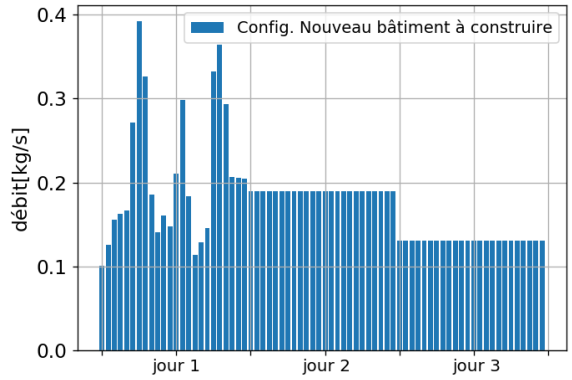

Figure 179 Débit circulant dans le réseau

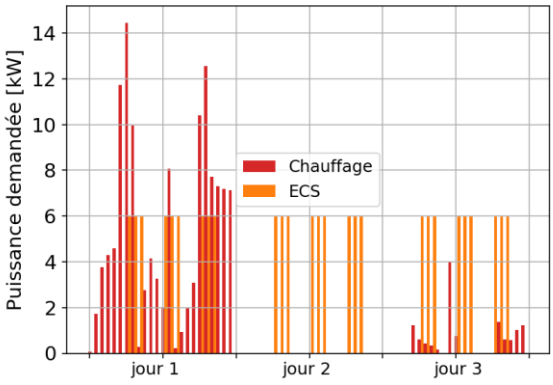

Figure 180 Demande optimale pour le nouveau quartier

La surface optimale pour le nouveau bâtiment est de 1223 m². La Figure 180 illustre le profil de la demande qui correspond à la surface optimale de construction. Pour une surface donnée pour la serre, il est donc possible de satisfaire les besoins en ECS et chauffage d'un quartier de cette surface, en installant des PAC.

8. Conclusion

Ce chapitre illustre, via le traitement d'un cas complexe, le potentiel de la méthodologie développée pour la conception et le dimensionnement des moyens de production à l'échelle du quartier. La méthodologie permet d'identifier des configurations intéressantes en termes de minimisation des coûts totaux annualisés ou en termes de minimisation des émissions CO2 ou de la consommation exergétique.

L'application de cette stratégie de décomposition du problème permet une analyse du nouveau système énergétique à l'échelle urbaine, à la fois au niveau de la conception et l'opération du système. Elle permet de réaliser une étude complète pour des ingénieurs d'étude avec des temps de calcul raisonnables (de l'ordre de quelques heures).

Conclusion

Le travail de cette thèse a permis de développer un modèle mathématique d'optimisation ainsi qu'une méthodologie d'étude pour la conception optimale de réseaux de chaleur et de froid intégrés en multi-périodes incluant des pompes à chaleur centralisées ou décentralisées, des moyens de stockage journalier ou saisonnier, des EnR thermiques et une interaction avec le réseau électrique. Les différentes contraintes énergétiques, économiques et environnementales peuvent être considérés afin proposer des typologies de réseaux flexibles et innovants.

L'approche constitue un cadre mathématique générique afin de considérer des réseaux de chaud (ou de froid) bi-directionnels à différents niveaux de température, ainsi que de différents sites de production et demande de chaleur. La méthode permet de considérer une production et une demande variable, ainsi que de concevoir le mix énergétique pour couvrir la demande. L'architecture optimale du système de production de chaleur est obtenue en minimisant soit l'exergie totale consommée soit le coût total pour l'installation et l'opération des systèmes. Des pompes à chaleur, des moyens de stockage et les autres utilités externes chaudes de type chaudière) ou froide de type groupe froid utilisées sont dimensionnées. Les PAC sont représentées par une modélisation d'ordre réduite et leurs conditions de fonctionnement (températures et charges thermiques) sont optimisées.

Le modèle développé dans ce travail se distingue des travaux existants par la prise en compte de l'ensemble des points suivants :

- Prise en compte de la production de chaleur centralisée et décentralisée ;
- Prise en compte des typologies complexes, permettant des connexions en cascade entre différents consommateurs ;
- Considération des niveaux de température pour les sources de chaleur et pour les besoins, permettant l'intégration des sources à basse température ;
- Considération du comportement dynamique du réseau avec dimensionnement des moyens de stockage.

Le modèle mathématique développé dans cette thèse est formulé en un problème MINLP multi-période. Les contraintes du modèle sont présentées au fil des chapitres 2, 3 et 4 dans des modèles imbriqués.

Le premier modèle M1, présenté au chapitre 2, est multi-période et inclue les contraintes d'échanges entre une demande d'énergie et le réseau et un moyen de stockage thermique. Il permet le dimensionnement (volume total optimal) et l'optimisation du cycle de fonctionnement du stockage (cycles de charge et de décharge).

Les résultats du chapitre 2 montrent que l'intégration du stockage de chaleur permet le déphasage entre la production et la demande, facilitant ainsi l'intégration des énergies renouvelables.

Le deuxième modèle, appelé M2, contient l'ensemble du modèle M1 ainsi que des nouvelles contraintes permettant de dimensionner des pompes à chaleur à COP variable. Les résultats de

l'étude du chapitre 3 ont d'abord permis de valider l'approche méthodologique et le modèle développé. En effet la considération des différents niveaux de température pour le réseau de chaleur permet d'un côté une valorisation optimale de la chaleur basse température (géothermie pour le cas d'étude) ainsi que le dimensionnement et la valorisation des moyens de conversion (pompes à chaleur pour le cas d'étude) de l'autre. De plus, la difficulté de résolution du problème d'optimisation, quand un grand nombre de périodes est considéré, a été illustrée. Une méthode de décomposition a alors été introduite pour permettre de résoudre le problème M2.

Le troisième modèle M3 est présenté au chapitre 4. Il constitue le modèle complet permettant de traiter la problématique de la thèse. Il inclue le modèle M2 ainsi que de nouvelles contraintes pour le tracé géographique des réseaux et la prise en compte des flux d'électricité dans le problème. Des cas tests simples illustrent des configurations en tri-tube, et en connexion en cascade ainsi que des configurations avec 2 sites de production. Une optimisation sur le coût du nouveau système (couts opératoires et couts d'investissement) permet d'identifier non seulement la possibilité d'échanges mais aussi l'intérêt économique de ces installations En outre, considérer des réseaux multi-énergie permet d'augmenter l'efficacité énergétique des systèmes.

Le chapitre 5 présente une méthodologie d'étude qui permet, à l'aide du modèle M3 développé, de traiter des cas d'étude complexes et réalistes. La méthodologie propose une décomposition du problème selon trois étapes consécutives. Cette méthodologie est alors utilisée et illustrée pour l'étude de l'optimisation d'un nouveau quartier, considérant des PAC, un stockage de chaleur saisonnier et de la production PV. Le cas d'étude réalisé montre ainsi que la méthodologie permet de traiter une étude complète avec des temps de calcul raisonnables (de l'ordre de quelques heures sur une machine de bureau standard). Cette méthodologie est donc bien adaptée à un ingénieur d'étude.

Perspectives

La modèle mathématique proposé permet la conception optimisée d'un réseau de chaleur en tenant en compte certains aspects clés des réseaux énergétiques du futur. Ces fonctionnalités et capacités ont été démontrées au travers de différents cas test traités dans ce manuscrit. Elle pourrait être complétée et améliorée afin d'élargir son domaine d'applicabilité et de pouvoir répondre à de plus vastes problématiques. En outre, des limitations concernant les performances de la méthode pourraient être étudiées.

Le modèle pourrait ainsi être enrichi de la manière suivante :

- Prise en compte de moyens de conversion supplémentaires tels que la cogénération, la machine à absorption etc...
- Approche plus détaillée sur le comportement du réseau (pertes de charge, pressions etc..) via une approche globale ou séquentielle. Dans les futurs travaux, il pourrait être envisageable d'ajouter des équations de mélange permettant de mixer deux flux de températures différentes. Ceci pourrait par exemple amener à la réduction du nombre de canalisations considérées.
- Conception plus détaillée du réservoir de stockage. Les pertes thermiques des stockages ne sont pas actuellement prises en compte dans la méthodologie. Ces pertes peuvent éloigner la solution obtenue de la réalité et augmenter ainsi l'erreur, surtout dans les cas où la chaleur est stockée sur des longues durées (stockage saisonnier). Des systèmes de stockage de chaleur latente pourront ainsi être investigués. Ces contraintes auront un impact important sur le temps de réponse du stockage et ses performances.
- Dimensionnement des échangeurs de chaleur. Dans la formulation existante, les échangeurs sont représentés par un pincement de température entre les différents flux. Il serait envisageable de calculer la surface d'échange des échangeurs, ce qui permettra un dimensionnement plus détaillé de leurs caractéristiques et une estimation plus précise des coûts d'investissement.
- Ajout des contraintes liées à l'opération du réseau de chaleur.

Toutefois l'ensemble des éléments cités précédemment à ajouter à la modélisation alourdiront de manière significative la résolution numérique du modèle. Ainsi, il apparait également indispensable de travailler aussi sur la formulation mathématique du problème lui-même. Ainsi, le modèle pourrait également être amélioré en reformulant certaines contraintes. Plus précisément, afin d'améliorer les performances du modèle, des nouvelles formulations mathématiques pour certaines équations peuvent être envisagées. Des travaux supplémentaires peuvent s'orienter par exemple sur les méthodes mathématiques suivantes :

- Méthodes de décomposition (de type Lagrangienne [90]) pour le découplage des contraintes liées dans le temps.
- Méthodes de relaxation (de type McCormick [80]) afin de réduire le nombre de termes bilinéaires.

Bibliographie

[1] C. Bouchard, “Introduction au dossier Transition énergétique : contexte , enjeux et possibilités Introduction au dossier,” vol. 14, pp. 0–5, 2015.

[2] A. Delbosc, J. H. Keppler, and A. Leseur, “Croître sans réchauffer ?,” pp. 1–28, 2007.

[3] S. Moreau, “Chiffres clés de l’énergie,” *Datalab*, p. 72, 2016.

[4] R. J. Boden, T. A.; Andres, “Global, Regional, and National Fossil-Fuel CO2 Emissions.,” *Oak Ridge Natl. Lab. US Dep. Energy, Oak Ridge, Tenn., USA*, 2016.

[5] ADEME, “Bâtiment Chiffres clés,” *Principaux Indic. la Sci. la Technol.*, vol. 2012, no. 1, pp. 13–17, 2013.

[6] H. Huther, A. Jentsch, and D. Schmidt, “Low Temperature District Heating for Future Energy Systems,” *Energy Procedia*, vol. 116, pp. 26–38, 2012.

[7] C. Weber, F. Marechal, and D. Favrat, “Design and optimization of district energy systems,” *Comput. Aided Chem. Eng.*, vol. 24, no. September, pp. 1127–1132, 2007.

[8] ADEME, “Fonds Chaleur - Secteur réseaux de chaleur,” 2015.

[9] SNCU, “Enquète Nationale sur les Réseaux de Chaleur et de Froid,” pp. 1–17, 2017.

[10] European Parliament, “Directive 2012/27/EU of the European Parliament and of the Council of 25 October 2012 on energy efficiency,” *Off. J. Eur. Union Dir.*, no. October, pp. 1–56, 2012.

[11] “LOI n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte,” 2015. [Online]. Available: https://www.legifrance.gouv.fr/eli/loi/2015/8/17/DEVX1413992L/jo/texte.

[12] M. Sameti and F. Haghighat, “Optimization approaches in district heating and cooling thermal network,” *Energy and Buildings*. 2017.

[13] S. Partners-EnergyLab, “Réseaux de chaleur 2015-2030,” 2017.

[14] B. Rismanchi, “District energy network (DEN), current global status and future development,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 75, no. July 2016, pp. 571–579, 2017.

[15] H. Lund *et al.*, “4th Generation District Heating (4GDH). Integrating smart thermal grids into future sustainable energy systems.,” *Energy*, vol. 68, pp. 1–11, 2014.

[16] P. Geyer, M. Buchholz, R. Buchholz, and M. Provost, “Hybrid thermo-chemical district networks – Principles and technology,” *Appl. Energy*, 2017.

[17] CETE de l’Ouest, “Techniques d’optimisation des réseaux de chaleur.”

[18] B. Bøhm and H. Kristjansson, “Single, twin and triple buried heating pipes: On potential savings in heat losses and costs,” *Int. J. Energy Res.*, vol. 29, no. 14, pp. 1301–1312, 2005.

[19] H. Kristjansson and B. Bøhm, “Optimum design of distribution and service pipes Optimum Design of Distribution- and Service Pipes,” *10th Int. Symp. Dist. Heat. Cool.*,

no. September, pp. 1–21, 2006.

[20] H. Averfalk and S. Werner, “Novel low temperature heat distribution technology,” *Energy*, vol. 145, pp. 526–539, 2018.

[21] M. Köfinger, D. Basciotti, and R.-R. Schmidt, “Reduction of return temperatures in urban district heating systems by the implementation of energy-cascades,” *Energy Procedia*, vol. 116, pp. 438–451, 2017.

[22] J. E. Thorsen and H. Boysen, “Hydraulic balance in a district heating system,” *Euroheat Power (English Ed.)*, vol. 4, no. 4, pp. 36–41, 2007.

[23] B. Linnhoff and E. Hindmarsh, “The pinch design method for heat exchanger networks,” *Chem. Eng. Sci.*, vol. 38, no. 5, pp. 745–763, 1983.

[24] R. Roy, S. Hinduja, and R. Teti, “Recent advances in engineering design optimisation: Challenges and future trends,” *CIRP Ann. - Manuf. Technol.*, vol. 57, no. 2, pp. 697–715, 2008.

[25] V. Torczon, R. M. Lewis, and M. W. Trosset, “Direct search methods: then and now,” *J. Comput. Appl. Math.*, vol. 124, no. 1–2, pp. 191–207, 2000.

[26] R. Yokoyama, Y. Shinano, S. Taniguchi, M. Ohkura, and T. Wakui, “Optimization of energy supply systems by MILP branch and bound method in consideration of hierarchical relationship between design and operation,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 92, pp. 92–104, 2015.

[27] J. Keirstead, M. Jennings, and A. Sivakumar, “A review of urban energy system models: Approaches, challenges and opportunities,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 16, no. 6, pp. 3847–3866, 2012.

[28] S. A. Papoulias and I. E. Grossmann, “A structural optimization approach in process synthesis—II: Heat recovery networks,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 7, no. 6, pp. 707–721, 1983.

[29] A. Farhat, A. Zoughaib, and K. El Khoury, “A new methodology combining total site analysis with exergy analysis,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 82, pp. 216–227, 2015.

[30] T. Fang and R. Lahdelma, “Genetic optimization of multi-plant heat production in district heating networks,” *Appl. Energy*, vol. 159, pp. 610–619, 2015.

[31] T. Mertz, S. Serra, A. Henon, and J. M. Reneaume, “A MINLP optimization of the configuration and the design of a district heating network: Academic study cases,” *Energy*, vol. 117, pp. 450–464, 2016.

[32] A. Bischi *et al.*, “A detailed MILP optimization model for combined cooling, heat and power system operation planning,” *Energy*, vol. 74, no. C, pp. 12–26, 2014.

[33] C. Haikarainen, F. Pettersson, and H. Saxén, “A model for structural and operational optimization of distributed energy systems,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 70, no. 1, pp. 211–218, 2014.

[34] A. Omu, R. Choudhary, and A. Boies, “Distributed energy resource system optimisation using mixed integer linear programming,” *Energy Policy*, vol. 61, pp. 249–266, 2013.

[35] S. Salame, “Méthodologie de conception d’architecture d’intégration énergétique des procédés variables incluant des stockages thermiques et des systèmes de conversion d’énergie,” 2015.

[36] S. Salame and A. Zoughaib, “Heat integration in regeneration process of molecular sieves including heat storages,” *Int. J. Thermodyn.*, vol. 19, no. 3, pp. 137–144, 2016.

[37] S. Samsatli and N. J. Samsatli, “A general mixed integer linear programming model for the design and operation of integrated urban energy systems,” *J. Clean. Prod.*, vol. 191, pp. 458–479, 2018.

[38] J. Söderman and P. Ahtila, “Optimisation model for integration of cooling and heating systems in large industrial plants,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 30, no. 1, pp. 15–22, 2010.

[39] M. Vesterlund, A. Toffolo, and J. Dahl, “Optimization of multi-source complex district heating network, a case study,” *Energy*, 2017.

[40] M. Vesterlund and J. Dahl, “A method for the simulation and optimization of district heating systems with meshed networks,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 89, pp. 555–567, 2015.

[41] M. Vesterlund, A. Toffolo, and J. Dahl, “Optimization of multi-source complex district heating network, a case study,” *Energy*, vol. 126, pp. 53–63, 2017.

[42] Y. Yang, S. Zhang, and Y. Xiao, “Optimal design of distributed energy resource systems coupled withenergy distribution networks,” *Energy*, vol. 85, pp. 433–448, 2015.

[43] M. Mohammadi, Y. Noorollahi, B. Mohammadi-ivatloo, and H. Yousefi, “Energy hub: From a model to a concept – A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 80, no. December 2016, pp. 1512–1527, 2017.

[44] J. F. Marquant, R. Evins, L. A. Bollinger, and J. Carmeliet, “A holarchic approach for multi-scale distributed energy system optimisation,” *Appl. Energy*, vol. 208, no. October, pp. 935–953, 2017.

[45] K. Orehounig, R. Evins, and V. Dorer, “Integration of decentralized energy systems in neighbourhoods using the energy hub approach,” *Appl. Energy*, vol. 154, pp. 277–289, 2015.

[46] T. Savola and C. J. Fogelholm, “MINLP optimisation model for increased power production in small-scale CHP plants,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 27, no. 1, pp. 89–99, 2007.

[47] Y. Wang, S. You, H. Zhang, W. Zheng, X. Zheng, and Q. Miao, “Hydraulic performance optimization of meshed district heating network with multiple heat sources,” *Energy*, 2017.

[48] L. Liu, H. Song, L. Zhang, and J. Du, “Heat-integrated water allocation network synthesis for industrial parks with sequential and simultaneous design,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 108, no. 2, pp. 408–424, 2018.

[49] T. Falke, S. Krengel, A. K. Meinerzhagen, and A. Schnettler, “Multi-objective optimization and simulation model for the design of distributed energy systems,” *Appl. Energy*, vol. 184, pp. 1508–1516, 2016.

[50] H. V. Larsen, H. Pálsson, B. Bøhm, and H. F. Ravn, “Aggregated dynamic simulation model of district heating networks,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 43, no. 8, pp. 995–1019, 2002.

[51] S. Fazlollahi, G. Becker, and F. Mar??chal, “Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: III. Distribution networks,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 66, pp. 82–97, 2014.

[52] S. Fazlollahi, S. L. Bungener, P. Mandel, G. Becker, and F. Maréchal, “Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: I. Selection of typical operating periods,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 65, pp. 54–66, 2014.

[53] S. Fazlollahi, G. Becker, A. Ashouri, and F. Maréchal, “Multi-objective, multi-period optimization of district energy systems: IV – A case study,” *Energy*, vol. 84, pp. 365–381, 2015.

[54] A. Molyneaux, G. Leyland, and D. Favrat, “Environomic multi-objective optimisation of a district heating network considering centralized and decentralized heat pumps,” *Energy*, vol. 35, no. 2, pp. 751–758, 2010.

[55] B. Morvaj, R. Evins, and J. Carmeliet, “Optimising urban energy systems: Simultaneous system sizing, operation and district heating network layout,” *Energy*, vol. 116, pp. 619–636, 2016.

[56] R. Yokoyama and K. Ito, “Novel decomposition method for MILP and its application to optimal operation of a thermal storage system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 41, no. 16, pp. 1781–1795, 2000.

[57] R. Yokoyama, K. Fujiwara, M. Ohkura, and T. Wakui, “A revised method for robust optimal design of energy supply systems based on minimax regret criterion,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 84, pp. 196–208, 2014.

[58] K. Akbari, M. M. Nasiri, F. Jolai, and S. F. Ghaderi, “Optimal investment and unit sizing of distributed energy systems under uncertainty: A robust optimization approach,” *Energy Build.*, vol. 85, pp. 275–286, 2014.

[59] S. Vaivudh, W. Rakwichian, and S. Chindaruksa, “Heat transfer of high thermal energy storage with heat exchanger for solar trough power plant,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 49, no. 11, pp. 3311–3317, 2008.

[60] P. Gabrielli, M. Gazzani, E. Martelli, and M. Mazzotti, “Optimal design of multi-energy systems with seasonal storage,” *Appl. Energy*, vol. 219, no. October 2017, pp. 408–424, 2018.

[61] A. Bagdanavicius and N. Jenkins, “Exergy and exergoeconomic analysis of a Compressed Air Energy Storage combined with a district energy system,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 77, pp. 432–440, 2014.

[62] D. Steen, M. Stadler, G. Cardoso, M. Groissb??ck, N. DeForest, and C. Marnay, “Modeling of thermal storage systems in MILP distributed energy resource models,” *Appl. Energy*, vol. 137, pp. 782–792, 2015.

[63] S. Fazlollahi, G. Becker, and F. Maréchal, “Multi-objectives, multi-period optimization of district energy systems: II-Daily thermal storage,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 71, pp. 648–662, 2014.

[64] S. Pfenninger, “Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability,” *Appl. Energy*, vol. 197, pp. 1–13, 2017.

[65] F. Lin, S. Leyffer, and T. Munson, “A two-level approach to large mixed-integer programs with application to cogeneration in energy-efficient buildings,” *Comput. Optim. Appl.*, vol. 65, no. 1, pp. 1–46, 2016.

[66] H. Bradley, “Chapter 12 - Large-Scale Systems,” *Appl. Math. Program.*, pp. 363–409, 1977.

[67] P. Fouilhoux, “Optimisation Combinatoire : Programmation Linéaire et Algorithmes,” 2015.

[68] R. Yokoyama, Y. Hasegawa, and K. Ito, “A MILP decomposition approach to large scale optimization in structural design of energy supply systems,” *Energy Convers. Manag.*, vol. 43, no. 6, pp. 771–790, 2002.

[69] R. Yokoyama, Y. Shinano, S. Taniguchi, and T. Wakui, “Search for K-best solutions in optimal design of energy supply systems by an extended MILP hierarchical branch and bound method,” *Energy*, 2018.

[70] Z. Pan, Q. Guo, and H. Sun, “Interactions of district electricity and heating systems considering time-scale characteristics based on quasi-steady multi-energy flow,” *Appl. Energy*, 2015.

[71] M. Sameti and F. Haghighat, “A two-level multi-objective optimization for simultaneous design and scheduling of a district energy system,” *Appl. Energy*, vol. 208, no. May, pp. 1053–1070, 2017.

[72] A. Jagannath and A. Almansoori, “Sequential synthesis of heat integrated water networks: A new approach and its application to small and medium sized examples,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 90, pp. 44–61, 2016.

[73] Z. Zhou, J. Zhang, P. Liu, Z. Li, M. C. Georgiadis, and E. N. Pistikopoulos, “A two-stage stochastic programming model for the optimal design of distributed energy systems,” *Appl. Energy*, vol. 103, pp. 135–144, 2013.

[74] Y. Yang, S. Zhang, and Y. Xiao, “Optimal design of distributed energy resource systems based on two-stage stochastic programming,” *Appl. Therm. Eng.*, vol. 110, pp.

1358–1370, 2017.

[75] C. Elsido, A. Bischi, P. Silva, and E. Martelli, “Two-stage MINLP algorithm for the optimal synthesis and design of networks of CHP units,” *Energy*, vol. 121, pp. 403–426, 2017.

[76] B. Bahl *et al.*, “Rigorous synthesis of energy systems by decomposition via time-series aggregation,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 112, pp. 70–81, 2018.

[77] C. A. Floudas, I. G. Akrotirianakis, S. Caratzoulas, C. A. Meyer, and J. Kallrath, “Global optimization in the 21st century: Advances and challenges,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 29, no. 6 SPEC. ISS., pp. 1185–1202, 2005.

[78] M. Tawarmalani and N. V Sahinidis, “Global optimization of mixed-integer nonlinear programs :,” vol. 591, pp. 563–591, 2004.

[79] D. Davarnia, J.-P. P. Richard, and M. Tawarmalani, “Simultaneous Convexification of Bilinear Functions over Polytopes with Application to Network Interdiction,” *SIAM J. Optim.*, vol. 27, no. 3, pp. 1801–1833, 2017.

[80] B. Chachuat and P. I. Barton, “McCormick-Based Relaxations of Algorithms,” *SIAM J. Optim. 20.2*, pp. 573–601, 2009.

[81] J. Allegrini, K. Orehounig, G. Mavromatidis, F. Ruesch, V. Dorer, and R. Evins, “A review of modelling approaches and tools for the simulation of district-scale energy systems,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 52, pp. 1391–1404, 2015.

[82] S. a. Papoulias and I. E. Grossmann, “A structural optimization approach in process synthesis—II,” *Comput. Chem. Eng.*, vol. 7, no. 6, pp. 707–721, 1983.

[83] C. Bordin, A. Gordini, and D. Vigo, “An optimization approach for district heating strategic network design,” *Eur. J. Oper. Res.*, vol. 252, no. 1, pp. 296–307, 2014.

[84] M. Apostolou, S. Salame, S. Barrault, and A. Zoughaib, “Heat Pumps Architecture Optimization For Enhanced Medium Temperature Geothermal Heat Use in District Heating,” *Int. Compress. Eng. Refrig. Air Cond. High Perform. Build. Conf.*, vol. 1, pp. 1–10, 2016.

[85] M. Tawarmalani and N. V. Sahinidis, “A polyhedral branch-and-cut approach to global optimization,” *Math. Program. 103(2)*, pp. 225–249, 2005.

[86] IBM ILOG CPLEX, “V12.1: User’s Manual for CPLEX,” p. 594, 2014.

[87] F. Trespalacios and I. E. Grossmann, “Review of mixed-integer nonlinear and generalized disjunctive programming methods,” *Chemie-Ingenieur-Technik*, vol. 86, no. 7, pp. 991–1012, 2014.

[88] J. C. Lang, *Production and Inventory Management with Substitutions*. .

[89] M. Apostolou, C.-T. Tran, S. Ghazouani, and S. Le, “A Multi-Period MINLP Model for district heating networks design considering production systems architecture optimization,” *30th Int. Conf. Effic. Cost, Optimisation, Simul. Environ. Impact Energy*

Syst., no. Figure 1, pp. 1–13, 2017.

[90] C. Sagastizábal, “Divide to conquer: Decomposition methods for energy optimization,” *Math. Program.*, vol. 134, no. 1, pp. 187–222, 2012.

Résumé

La thèse présente un modèle d'optimisation mathématique ainsi qu'une méthodologie d'étude pour la conception optimale de réseaux de chaleur et de froid flexibles et intégrant des technologies innovantes (les smart réseaux ou réseaux 4e génération). Dans ce modèle, différentes contraintes énergétiques, économiques et environnementales sont alors considérées.

Le modèle considère des réseaux de chaud (ou de froid) à différents niveaux de température, ainsi que différents sites de production et demande d'énergie. Le tracé du réseau ainsi que la configuration de l'ensemble des systèmes de production sont obtenus en minimisant soit l'exergie totale consommée soit le coût total pour l'investissement et l'opération des systèmes.

Le modèle mathématique développé est formulé en un problème MINLP multi-période. Les contraintes du modèle sont présentées dans plusieurs modèles imbriqués. Le premier modèle M1 est multi-période et inclut les contraintes d'échanges avec le réseau et un moyen de stockage thermique. Le deuxième modèle, appelé M2, contient l'ensemble du modèle M1 ainsi que des nouvelles contraintes permettant de dimensionner des pompes à chaleur à COP variable. Le troisième modèle M3 inclut le modèle M2 ainsi que de nouvelles contraintes pour le tracé géographique des réseaux et la prise en compte des flux d'électricité.

Une méthodologie d'étude est aussi présentée, permettant, à l'aide du modèle M3 développé, de traiter des cas d'étude complexes et réalistes. La méthodologie propose une décomposition du problème selon trois étapes consécutives. Cette méthodologie est alors utilisée et illustrée pour un cas d'étude complexe : l'optimisation d'un nouveau quartier, considérant des PAC, un stockage de chaleur saisonnier et de la production PV.

Mots Clés

Conception, Réseau de chaleur urbain, Intégration énergétique, Pompe à chaleur, MINLP, Approche multi-période, Stockage de chaleur, Optimisation

Abstract

This thesis presents a mathematical optimization model and a methodology for the optimal design of district heating and cooling networks. The various constraints in energy balances, costs and environmental criteria can be considered in order to propose structures of flexible and innovative networks.

The model allows the consideration of heating (or cooling) networks at different temperature levels, as well as different production sites and heat demands. The network's layout as well as the optimal architecture of the heat production systems are achieved by minimizing either the total exergy consumed or the total cost for the investment and operation of the systems.

The developed mathematical model is formulated into a multi-period MINLP problem. The constraints of the model are presented in nested models. The first model M1 considers the multi-period aspect and includes the constraints related to the heat exchanges between production/demand streams with the network and a thermal storage. The second model, called M2, contains the entire model M1 as well as new constraints for sizing heat pumps with variable COP. The model M3 includes the model M2 as well as new constraints for the geographical layout of the networks and the consideration of electricity balance in the problem.

A methodology is also presented making it possible, using the model M3, to deal with complex and realistic case studies. The methodology proposes a decomposition of the problem following three consecutive steps. This methodology is then used for the optimization of a new district, considering heat pumps, seasonal heat storage and PV production.

Keywords

Design, District heating network, Energy integration, Heat pump, MINLP, Multi-period approach, Heat storage, Optimization