

**Travail de fin d'études et stage[BR]- Travail de fin d'études : Vers une
décarbonation du chauffage du campus universitaire du Sart-Tilman : étude et
simulation énergétique du quartier Polytech[BR]- Stage d'insertion
professionnelle : ULiège**

Auteur : Kozłowska, Natalia

Promoteur(s) : Dewallef, Pierre

Faculté : Faculté des Sciences appliquées

Diplôme : Master en ingénieur civil électromécanicien, à finalité spécialisée en énergétique

Année académique : 2022-2023

URI/URL : <http://hdl.handle.net/2268.2/17891>

Avertissement à l'attention des usagers :

Tous les documents placés en accès ouvert sur le site le site MatheO sont protégés par le droit d'auteur. Conformément aux principes énoncés par la "Budapest Open Access Initiative"(BOAI, 2002), l'utilisateur du site peut lire, télécharger, copier, transmettre, imprimer, chercher ou faire un lien vers le texte intégral de ces documents, les disséquer pour les indexer, s'en servir de données pour un logiciel, ou s'en servir à toute autre fin légale (ou prévue par la réglementation relative au droit d'auteur). Toute utilisation du document à des fins commerciales est strictement interdite.

Par ailleurs, l'utilisateur s'engage à respecter les droits moraux de l'auteur, principalement le droit à l'intégrité de l'oeuvre et le droit de paternité et ce dans toute utilisation que l'utilisateur entreprend. Ainsi, à titre d'exemple, lorsqu'il reproduira un document par extrait ou dans son intégralité, l'utilisateur citera de manière complète les sources telles que mentionnées ci-dessus. Toute utilisation non explicitement autorisée ci-avant (telle que par exemple, la modification du document ou son résumé) nécessite l'autorisation préalable et expresse des auteurs ou de leurs ayants droit.

Université de Liège
Faculté des Sciences Appliquées
Année académique 2022-2023



**Vers une décarbonation du chauffage du campus universitaire du
Sart-Tilman : étude et simulation énergétique du quartier
Polytech**

*Travail de fin d'études réalisé en vue de l'obtention du grade de Master
Ingénieur Civil en Électromécanique, à finalité spécialisée en énergétique*

par **Natalia Kozłowska**

Promoteur académique :

DEWALLEF Pierre

Membres du jury :

DEWALLEF Pierre

FRANÇOIS Bertrand

SARTOR Kevin

LEMORT Vincent

Abstract

La consommation énergétique du quartier Polytech du Sart-Tilman mène aujourd'hui à la recherche de nouvelles stratégies d'amélioration énergétique et de nouveaux mix énergétiques visant à réduire les émissions de CO_2 et la dépendance énergétique. Cette étude vise à décarboner le chauffage urbain du quartier Polytech, fonctionnant à une température de $110^{\circ}C$, qui est alimenté par une unité de cogénération biomasse peu efficace et des chaudières à gaz. Cet objectif est atteint en trois étapes.

Premièrement, les bâtiments du quartier Polytech sont modélisés pour obtenir des courbes de charge de consommation qui sont intégrées dans le modèle du réseau de chaleur. Une isolation thermique, à savoir 14 cm de laine de verre, est ajoutée aux modèles des bâtiments et une diminution de 20,41 % de l'énergie totale consommée est observée.

Deuxièmement, les conditions nominales du modèle du réseau de chaleur sont déterminées et la pompe de circulation est dimensionnée de manière adéquate afin de simuler le bon fonctionnement du réseau de chaleur. La température du réseau est réduite afin de minimiser les pertes de transport dans les canalisations et d'intégrer des technologies de production de chaleur fonctionnant à basse température. La réduction de la température du réseau de chaleur de $110^{\circ}C$ à $60^{\circ}C$ permet une diminution de 50% des pertes de transport.

Troisièmement, l'alimentation du réseau de chaleur en énergie primaire est modifiée. L'unité de cogénération est remplacée par une pompe à chaleur géothermique qui peut être alimentée par des énergies renouvelables telles que l'énergie solaire ou l'énergie éolienne. L'installation d'une éolienne s'est révélée plus intéressante que des panneaux photovoltaïques en raison de sa production élevée d'électricité pendant les périodes de chauffe. Un stockage thermique est intégré au réseau de chaleur, ce qui permet de réduire la consommation de gaz naturel de 78,12 %. Des chaudières à gaz sont toujours utilisées pour les pics de charge importants. Finalement, ce mix énergétique optimal présente un bilan CO_2 de -2,948 tonnes de CO_2 par an contre 414,901 tonnes de CO_2 par an pour le mix énergétique actuel.

En conclusion, l'utilisation importante de gaz et de biomasse entraîne des émissions élevées de CO_2 , une dépendance énergétique externe et une consommation importante de ressources finies. Par conséquent, il est nécessaire de rechercher des alternatives plus durables et plusieurs améliorations énergétiques se sont révélées efficaces au niveau des bâtiments, du réseau de chaleur et de l'alimentation en énergie primaire.

Remerciements

Je tiens tout d'abord à remercier mon promoteur académique, Pierre Dewallef, pour son accompagnement et ses conseils tout au long de la réalisation de ce travail et de la rédaction de ce mémoire.

Je remercie ensuite Mazarine Roquet pour sa présence et sa disponibilité tout au long de mon stage. Je la remercie également pour ses réponses, ses explications et ses suggestions durant toute la durée de mon travail. Finalement, je la remercie pour la relecture assidue de ce mémoire.

J'aimerais également remercier Kevin Sartor pour ses réponses à mes nombreuses questions liées à la consommation des bâtiments du quartier Polytech. Je remercie également Bertrand François et Philippe Orban pour les informations qu'ils m'ont fournies concernant le pompage des eaux souterraines au Sart-Tilman.

Enfin, je remercie mes parents, mon copain, mes colocataires, et mes amis pour leur soutien durant la réalisation de ce travail et également tout au long de mes études.

Table des matières

1	Introduction	1
1.1	Contexte	1
1.2	Alimentation énergétique d'un parc de bâtiments	3
1.3	Établissement du problème	6
1.3.1	Cas d'étude	6
1.3.2	Problématiques	8
1.4	Outils de modélisation et de simulation	8
1.5	Structure et objectifs du travail	10
2	Parc de bâtiments	11
2.1	Modélisation	11
2.1.1	Méthodes de détermination de courbe de charge	11
2.1.2	Description et adaptation du modèle	12
2.1.3	Simplifications et hypothèses	16
2.1.4	Collecte des données	16
2.1.5	Validation des modèles	16
2.1.6	Cas test	17
2.2	Résultats	18
2.2.1	Validation des modèles	18
2.2.2	Impact de l'ajout d'isolation	20
3	Réseau de chaleur	23
3.1	Modélisation	23
3.1.1	Présentation du modèle et de ses composants	23
3.1.2	Dimensionnement de la pompe de circulation et pertes de charge associées	28
3.1.3	Simplifications et hypothèses	30
3.1.4	Données	31
3.2	Résultats	31
4	Alimentation du réseau en énergie primaire	33
4.1	Modélisation	33
4.1.1	Unité de cogénération biomasse et chaudières à gaz	33
4.1.2	Pompe à chaleur géothermique	36
4.1.3	Stockage d'énergie thermique	38
4.1.4	Panneaux photovoltaïques	40
4.1.5	Éolienne	42
4.1.6	Émissions de CO ₂	43
4.1.7	Scénarios	44
4.2	Résultats : Scénarios 1 à 5	45

4.2.1	Scénario 1 : réseau 110 °C-80 °C et illustration du comportement dynamique	46
4.2.2	Scénario 2 : réseau 110 °C-80 °C avec un stockage thermique	49
4.2.3	Scénario 3 : réseau 110 °C-80 °C avec isolation ajoutée	51
4.2.4	Scénario 4 : réseau 80 °C-60 °C avec isolation ajoutée	52
4.2.5	Scénario 5 : réseau 60 °C-40 °C avec isolation ajoutée	53
4.2.6	Scénario 1 à 5 : Discussion	55
4.3	Résultats : Scénario 6 à 9	56
4.3.1	Scénario 6 : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC	56
4.3.2	Scénario 7 : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC et un stockage thermique .	57
4.3.3	Scénario 8 : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC, un stockage thermique et des panneaux photovoltaïques	59
4.3.4	Scénario 9 : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC, un stockage thermique et une éolienne	61
4.3.5	Scénarios 6 à 9 : Discussion	63
4.4	Résultats : Émissions de CO_2 et discussion finale	64
5	Conclusions et perspectives	68
A	Émissions de CO_2	70
A.1	Mix électrique 100 % renouvelable	70
A.2	Mix électrique 100 % gaz naturel	71

Table des figures

1.1	Consommation d'énergie finale par secteur, en Europe, 2020 [1].	2
1.2	Schéma de principe d'un réseau de chaleur.	4
1.3	Schéma de principe d'une unité de cogénération biomasse.	5
1.4	Fonctionnement d'une pompe à chaleur [2].	6
1.5	Carte satellite du quartier Polytech et de la chaufferie centrale.	7
2.1	Division en zones du rez-de-chaussée du B28.	13
2.2	Modèle d'une zone du B28.	14
2.3	Énergie mensuelle consommée par le B28 en 2022, résultats de simulation et données du monitoring.	18
2.4	Profil de demande de chaleur du B28 au cours d'une journée d'hiver de l'année 2022, résultats de simulation et données du monitoring.	19
2.5	Monotone de charge du quartier Polytech avec ses 8 bâtiments, avec et sans isolation ajoutée.	22
3.1	Schéma du réseau de chaleur modélisé.	23
3.2	Débit massique du tuyau principal durant une semaine d'hiver.	25
3.3	Vitesse de rotation de la pompe durant une semaine d'hiver.	25
3.4	Carte du réseau de chaleur du quartier Polytech.	26
3.5	Pression différentielle dans le réseau de chaleur en fonction de la longueur des tuyaux.	28
3.6	Courbes caractéristiques de la pompe.	30
3.7	Diagramme de Sankey : réseau de chaleur du quartier Polytech.	32
4.1	Rendement et production électrique de la cogénération étudiée en fonction de sa puissance thermique, Sart-Tilman [3].	34
4.2	Rendement et production électrique de la cogénération étudiée en fonction de sa puissance thermique, Quartier Polytech.	35
4.3	Carte des différents quartiers du Sart-Tilman (point rouge : B17) [4].	36
4.4	Schéma de la colline du Sart-Tilman avec ses nappes aquifères.	37
4.5	Schéma d'une citerne de stockage thermique avec ses flux correspondants.	39
4.6	Carte pour l'installation de panneaux photovoltaïques.	41
4.7	Courbe de puissance de l'éolienne Vestas V47 [5].	43
4.8	Puissance du réseau, de la cogénération biomasse et des chaudières à gaz sur une journée d'hiver.	46
4.9	Diagramme de Sankey : réseau de 110 °C-80 °C.	47
4.10	Comportement dynamique visible sur la puissance fournie au réseau et aux bâtiments sur une journée d'hiver.	48
4.11	Monotone de charge de la puissance consommée par les bâtiments, par le réseau du scénario 1 et par le réseau du scénario 2 où le stockage thermique est ajouté.	49

4.12	Diagramme de Sankey : réseau 110 °C-80 °C avec un stockage thermique	50
4.13	Diagramme de Sankey : réseau 110 °C-80 °C avec isolation ajoutée.	52
4.14	Diagramme de Sankey : réseau 80 °C-60 °C avec isolation ajoutée.	53
4.15	Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec isolation ajoutée.	55
4.16	Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC.	57
4.17	Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC et un stockage thermique.	58
4.18	Volume de stockage et prix du stockage en fonction de la proportion de gaz désirée dans l'énergie thermique fournie au réseau de chaleur.	59
4.19	Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC, un stockage thermique et des panneaux photovoltaïques.	60
4.20	Électricité produite par les panneaux photovoltaïques et consommée par la PAC durant une semaine d'hiver.	61
4.21	Électricité produite par les panneaux photovoltaïques et consommée par la PAC durant une semaine d'été.	61
4.22	Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC, un stockage thermique et une éolienne.	62
4.23	Pourcentage d'énergie autoconsommée et d'énergie achetée du réseau électrique durant une semaine d'été et d'hiver par les panneaux photovoltaïques et l'éolienne.	63
4.24	Émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9.	65
A.1	Émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9 : mix électrique 100 % renouvelable.	70
A.2	Émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9 : mix électrique 100 % centrales à gaz	71

Liste des tableaux

2.1	Heure de début et de fin de chauffe des bâtiments modélisés du quartier Polytech.	15
2.2	Validation du B28 : Erreur de consommation d'énergie annuelle et REQM.	19
2.3	Énergie annuelle consommée par les bâtiments du quartier Polytech, résultats de simulation et données du monitoring.	20
2.4	Énergie annuelle consommée par les bâtiments du quartier Polytech, sans et avec isolation ajoutée.	21
3.1	Diamètres des tuyaux des sous-stations.	27
4.1	Émissions de CO_2 par MWh consommé pour chaque énergie primaire. Biomasse et gaz naturel [6]. Réseau électrique [7]	44
4.2	Proportion d'énergie électrique venant des panneaux photovoltaïques et du réseau électrique, alimentant la PAC et la pompe. Proportion d'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques, utilisée et rejetée. Puissance nominale des panneaux : 400 kW	60
4.3	Proportion d'énergie électrique venant des panneaux photovoltaïques et du réseau électrique, alimentant la PAC et la pompe. Proportion d'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques, utilisée et rejetée. Puissance nominale des panneaux : 600 kW	61
4.4	Proportion d'énergie électrique venant de l'éolienne et du réseau électrique, alimentant la PAC et la pompe. Proportion d'énergie électrique produite par l'éolienne, utilisée et rejetée.	62
4.5	Bilans d'émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9.	66

Nomenclature

Liste des abréviations

<i>ARI</i>	Agence des Ressources Immobilières
<i>B26</i>	Service Général d'Informatique (SEGI)
<i>B28</i>	Institut Montefiore
<i>B37</i>	Institut de Mathématiques
<i>B47</i>	Hall de Transit
<i>B49</i>	Institut de Thermodynamique
<i>B52</i>	Institut de Mécanique et Génie civil
<i>B53</i>	Aquapôle
<i>B65</i>	Cafétéria Polytech
<i>IDEAS</i>	Integrated District Energy Assessment by Simulation
<i>PAC</i>	Pompe à chaleur
<i>REQM</i>	Racine de l'erreur quadratique moyenne
<i>RSI</i>	Retour sur investissement
<i>UE</i>	Union Européenne

Liste des indices

<i>bypass</i>	Passage par la vanne
<i>bâtiments</i>	Bâtiments
<i>carnot</i>	Carnot
<i>cg</i>	Cogénération
<i>chau</i>	Chaudière à gaz
<i>chaud</i>	Source de chaud
<i>cit</i>	Citerne de stockage
<i>el</i>	Electrique
<i>ex</i>	Sortie
<i>froid</i>	Source de froid
<i>modèle</i>	Données du modèle

monitoring Données du monitoring

nom Nominal

pertes Pertes

pp Pompe de circulation

prim Primaire

pv Panneaux photovoltaïques

reseau Réseau de chaleur

su Entrée

t Temps

th Thermique

tot Total

vanne Vanne

Liste des symboles

Δ Différence, [-]

\dot{m} Débit massique, [kg/s]

\dot{Q} Flux de chaleur, [J]

\dot{V} Débit volumique, [m^3/s]

η Rendement, [-]

ρ Masse volumique, [kg/m^3]

A Surface, [m^2]

C_2 Constante spécifique à la pompe de circulation, [$Pa/(kg^2/s^2)$]

C_p Coefficient de puissance, [-]

c_p Capacité thermique spécifique, [J/kg.K]

$C_{\Delta p}$ Coefficient de perte de charge, [$Pa/(kg^2/s^2)$]

CC Coefficient de charge, [-]

COP Coefficient de performance, [-]

E Energie, [J]

$G(i)$ Irradiation solaire global sur un panneau incliné, [W/m^2]

G_s Coefficient de déperditions, [$W/(m^3 \text{ K})$]

h Enthalpie, [J/kg]

h Hauteur, [m]

L Longueur, [m]

N Vitese de rotation, [1/min]

p Pression, [Pa]

Q	Puissance, [W]
T	Température, [K]
t	Temps, [s]
V	Volume, [m^3]
v	Vitesse, [m/s]
W	Travail, [J]

Chapitre 1

Introduction

1.1 Contexte

Un cadre d'action en matière de climat et d'énergie d'ici à 2030 a été mis en place par l'Union européenne (UE) afin de lutter contre le changement climatique. Ce cadre fixe trois objectifs principaux [8] :

Le premier objectif consiste à réduire les émissions de gaz à effet de serre d'au moins 40 % par rapport aux niveaux de 1990. Cela nécessite des mesures drastiques pour diminuer la dépendance aux combustibles fossiles et encourager l'utilisation de sources d'énergie plus propres et durables. Le deuxième objectif vise à atteindre une part d'au moins 32 % pour les énergies renouvelables dans la consommation énergétique totale de l'Union européenne. Cela inclut des sources telles que la biomasse, la géothermie, l'énergie solaire et l'énergie éolienne. En favorisant le développement et l'utilisation de ces énergies renouvelables, l'UE espère réduire sa dépendance aux énergies fossiles et diminuer les émissions de gaz à effet de serre.

L'amélioration de l'efficacité énergétique constitue le troisième objectif majeur de l'UE pour 2030. L'objectif est d'atteindre une amélioration d'au moins 32,5 % de l'efficacité énergétique par rapport aux niveaux actuels. Cela implique d'adopter des technologies et des pratiques permettant d'utiliser l'énergie de manière plus efficace, par exemple en améliorant l'isolation des bâtiments ou en utilisant des systèmes de chauffage et de refroidissement plus performants.

Le Pacte Vert pour l'Europe, lancé en 2019, engage les États européens à réduire davantage les émissions nettes de gaz à effet de serre en mettant à jour l'objectif. L'objectif fixé est de réduire ces émissions nettes de gaz à effet de serre d'au moins 55 % d'ici 2030 par rapport aux niveaux de 1990 [8].

Les bâtiments jouent un rôle crucial dans la réalisation de ces objectifs, car ils représentent une part significative de la consommation d'énergie et des émissions de gaz à effet de serre. En effet, les logements représentent 28 % de la consommation d'énergie finale par secteur en Europe pour l'année 2020 (Figure 1.1). Pour améliorer l'efficacité énergétique des bâtiments, l'UE encourage la rénovation du parc immobilier existant et l'adoption de systèmes de chauffage plus performants. L'objectif est de faire passer les bâtiments résidentiels à une performance énergétique de classe D d'ici 2033, tandis que les bâtiments non résidentiels et publics devraient atteindre cet objectif d'ici 2030. Cela peut être réalisé grâce à une meilleure isolation et à l'utilisation de technologies de chauffage et de refroidissement plus efficaces et durables, tel que des réseaux de chaleur couplés à des pompes à chaleur géothermiques ou des unités de cogénération [9].

L'automatisation et les systèmes de contrôle jouent également un rôle clé dans la transition énergétique des bâtiments. Ils permettent de mieux répondre aux besoins des occupants et d'apporter de la flexibilité dans le fonctionnement du réseau de chaleur. En optimisant la demande énergétique et en utilisant un stockage thermique, ces systèmes permettent de réduire la consommation d'énergie et d'optimiser l'utilisation des sources d'énergie renouvelable [10].

Dans le cadre de la transition énergétique, la recherche se concentre sur les réseaux de distribution de chaleur, qui sont des vecteurs énergétiques essentiels pour intégrer les énergies renouvelables dans le mix énergétique européen. Ces réseaux permettent d'introduire diverses sources d'énergie, y compris la biomasse, la géothermie, l'énergie solaire et éolienne, et favorisent l'efficacité de transformation des sources d'énergie primaire [9].

L'objectif à plus long terme de l'UE est de devenir neutre sur le plan climatique d'ici 2050. Cela signifie que les émissions nettes de gaz à effet de serre doivent être réduites au minimum, et toute émission restante doit être compensée par des mesures de séquestration du carbone. Pour atteindre cet objectif, il est essentiel de poursuivre les efforts en matière d'efficacité énergétique, d'augmentation de la part des énergies renouvelables et de décarbonation des secteurs clés tels que les bâtiments. En rénovant les bâtiments existants, en adoptant des systèmes de chauffage efficaces et en utilisant des stockages et des énergies primaires renouvelables, l'UE peut réduire sa dépendance aux combustibles fossiles et promouvoir un avenir énergétique plus durable et respectueux de l'environnement.

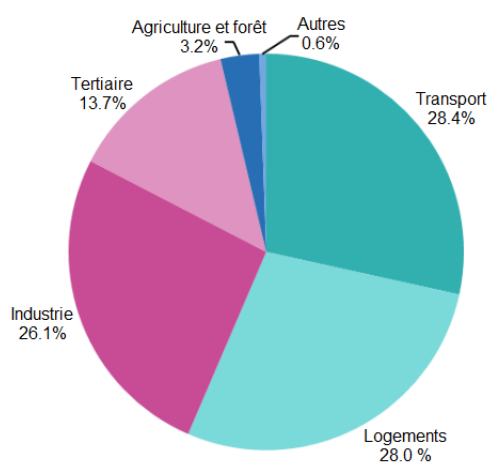


FIGURE 1.1 – Consommation d'énergie finale par secteur, en Europe, 2020 [1].

1.2 Alimentation énergétique d'un parc de bâtiments

Un parc de bâtiments désigne un ensemble ou un regroupement de plusieurs bâtiments situés dans une même zone géographique. Ce concept fait référence à une disposition planifiée de structures construites, généralement dans un but fonctionnel ou esthétique spécifique. Un parc de bâtiments peut prendre différentes formes, allant des complexes résidentiels et commerciaux aux campus universitaires, aux centres industriels ou même aux quartiers urbains entiers. L'idée derrière la création d'un parc de bâtiments est de tirer parti de la synergie et de l'efficacité qui résultent de la proximité physique des différents bâtiments. En effet, en regroupant des bâtiments dans un même espace, les échanges entre les différents utilisateurs sont facilités dans un contexte, entre autres, environnemental et économique. Les parcs de bâtiments peuvent ainsi être conçus pour maximiser l'utilisation des énergies renouvelables et pour minimiser la consommation d'énergie.

Les parcs de bâtiments peuvent offrir des avantages en termes de production d'énergie. Par exemple, les systèmes d'énergie solaire ou éolienne peuvent être configurés pour alimenter non pas un seul bâtiment, mais l'ensemble du parc en profitant de l'espace disponible au sein de celui-ci. En effet, il est plus rentable d'investir dans une plus grande production d'énergie renouvelable partagée plutôt qu'une petite production personnelle.

Un réseau de chaleur est une installation distribuant à plusieurs utilisateurs de la chaleur produite par une ou plusieurs chaufferies, via un ensemble de canalisations de transport de chaleur. Dans un cas où le parc de bâtiments est alimenté par un réseau de chaleur pour satisfaire ses besoins en chauffage et qu'un utilisateur du parc souhaite s'y connecter, il souscrit un contrat afin d'obtenir une puissance thermique maximale pour alimenter son bâtiment. Cependant, les demandes thermiques individuelles des différents utilisateurs ne sont pas toutes à leur maximum en même temps, ce qui permet de définir un coefficient de charge d'un réseau :

$$CC = \frac{\sum Q_{th}}{\sum Q_{th,i}} \quad (1.1)$$

ou Q_{th} est la puissance demandée par bâtiment et qui dépend de plusieurs facteurs comme les besoins en chaleur, les conditions atmosphériques, le profil d'utilisation des différents locaux, etc. [3]. La puissance $Q_{th,i}$ est la puissance thermique maximale qui peut être fournie à un bâtiment. Ce coefficient de charge CC est compris entre 0 et 1. La valeur maximale de ce coefficient est nommée coefficient de simultanéité et représente la demande maximale théorique du réseau. Des valeurs typiques du coefficient de simultanéité sont comprises entre 0,5 et 0,95 [11]. Cependant, le type et le nombre de bâtiments connectés influent largement sur ce coefficient [3].

La planification d'un parc de bâtiments économe en énergie peut offrir de nombreux avantages, tant en termes de réduction des émissions de gaz à effet de serre que d'efficacité énergétique. Ils peuvent ainsi contribuer de manière significative à la transition énergétique et à la réalisation des objectifs de développement durable.

Un réseau de chaleur est un système énergétique qui permet de distribuer de l'énergie thermique, sous diverses formes telles que le chauffage et l'eau chaude sanitaire, à plusieurs bâtiments à partir de sources de production d'énergie centralisées. Ce système peut être mis en place à différentes échelles, qu'il s'agisse d'une industrie, d'un quartier ou d'une ville entière.

Trois composants principaux constituent un réseau de chaleur :

1. Sources de production d'énergie, renouvelables ou non, pouvant se présenter sous différentes formes (unité de cogénération produisant de la chaleur et de l'électricité simultanément, chaudières à gaz ou à biomasse pour le chauffage seul, chaleur résiduelle des processus industriels, géothermie, chaleur solaire, chaleur de l'incinération des déchets ou encore, pompes à chaleur)
2. Consommateurs, c'est-à-dire les bâtiments connectés au réseau à l'aide d'une sous-station, d'un échangeur de chaleur, de canalisations et d'un système d'émission de chaleur.
3. Canalisations permettant le transport de l'énergie à travers le réseau de chaleur. La Figure 1.2 illustre la canalisation aller en rouge et retour en bleu. Les tuyaux possèdent une couche d'isolant afin de limiter les pertes dans le sol. Les réseaux de chaleur urbains présentent un plus grand intérêt dans des zones urbaines peuplées (et donc énergivores) comme les parcs de bâtiments, car les pertes de chaleur sont proportionnelles à la distance entre la production de chaleur et les consommateurs.

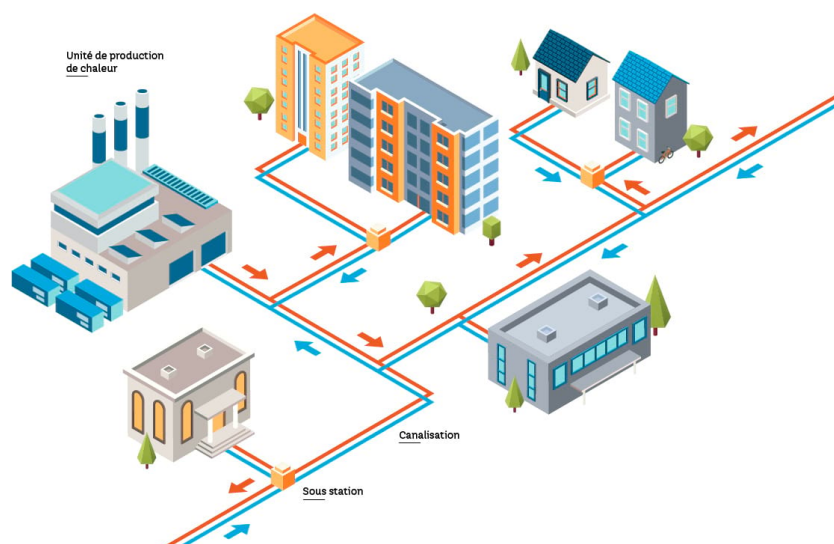


FIGURE 1.2 – Schéma de principe d'un réseau de chaleur [12]. La canalisation rouge représente le fluide haute température à l'aller et la canalisation bleue représente le fluide basse température au retour.

Les réseaux de chaleur sont classés en cinq générations [3] [13] :

1. Première génération : de la vapeur d'eau est utilisée comme fluide caloporteur dans les canalisations.
2. Seconde génération : de l'eau à haute température ($> 100\text{ }^{\circ}\text{C}$) est utilisée comme fluide caloporteur. Les canalisations sont généralement enfermées dans un coffrage en béton. La puissance injectée est contrôlée de manière élémentaire. Ces réseaux sont en général alimentés par des unités de cogénération et/ou des chaudières.
3. Troisième génération : de l'eau à une température inférieure à $100\text{ }^{\circ}\text{C}$ est utilisée afin de limiter les déperditions thermiques le long des tuyaux. Ces canalisations sont enterrées dans le sol et isolées.

4. Quatrième génération : de l'eau à basse température est utilisée. Le réseau est géré de manière optimale que ce soit par la régulation de la température ou de la puissance injectée. Une source d'énergie thermique à basse température est utilisée comme la géothermie. L'utilisation des énergies renouvelables est maximisée, que ce soit pour chauffer l'eau ou pour générer de l'électricité.
5. Cinquième génération : celle-ci est en cours de développement et d'étude. Son approche consiste en la réutilisation optimale des flux de retour à différentes échelles spatiales et temporelles. Elle se distingue par sa capacité à échanger de l'énergie avec d'autres consommateurs/clients connectés.

Ce travail s'intéressera particulièrement à deux alimentations énergétiques : les unités de cogénération biomasse ainsi que les pompes à chaleur géothermiques.

Concernant les unités de cogénération biomasse, elles permettent la production d'électricité et de chaleur simultanément (Figure 1.3). La chaleur produite est utilisée pour chauffer l'eau qui sera ensuite injectée dans le réseau de chaleur. Une cogénération basée sur un cycle de Rankine est étudiée dans ce travail.

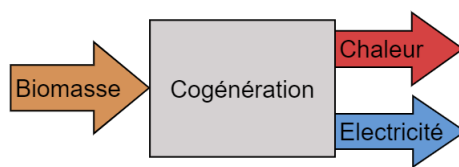


FIGURE 1.3 – Schéma de principe d'une unité de cogénération biomasse.

La biomasse est un combustible renouvelable qui peut être issu de la forêt, de l'agriculture ou des déchets. Ces dernières années, l'utilisation de la biomasse solide en tant que source d'énergie alternative et renouvelable a connu une très grande croissance, notamment en Europe, qui représente plus de deux tiers de la demande mondiale en pellets. La Commission européenne a établi diverses exigences concernant l'utilisation des sources de biomasse pour la production d'électricité, de chauffage et de refroidissement afin d'éviter une déforestation excessive et de garantir que les émissions de gaz à effet de serre sont réduites par rapport aux combustibles fossiles (Directive 2018/2011/EU) [14]. En effet, un équilibre doit être trouvé entre la production de biomasse et la capacité de régénération de la forêt afin de pouvoir considérer la biomasse comme énergie renouvelable. L'avantage de la biomasse est qu'elle est une énergie renouvelable non intermittente et peut donc être stockée et contrôlée.

Concernant les pompes à chaleur géothermiques (PAC), elles permettent de récupérer la chaleur du sol à l'aide d'une pompe à chaleur qui réchauffe cette eau et l'injecte dans le réseau de chaleur. Le fonctionnement est rappelé et illustré sur la Figure 1.4.

La chaleur du sol est une source d'énergie renouvelable et inépuisable. La température s'élève au centre de la Terre à environ 5000 °C et diminue fortement à proximité de la surface en raison de l'influence du climat. En Belgique, il règne un climat d'équilibre de 10 à 12 °C jusqu'à 18 m de profondeur. Au-delà, on augmente de 2 à 3 °C tous les 100 m [2]. Le lecteur intéressé par le

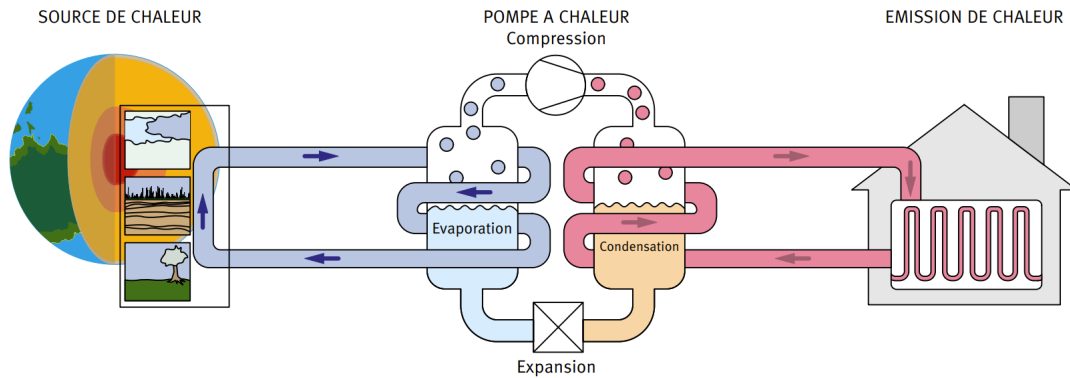


FIGURE 1.4 – Fonctionnement d’une pompe à chaleur [2].

potentiel de la géothermie peu profonde, qui est considéré dans ce travail, dans la transition énergétique, peut consulter la référence [15], et la référence [16] pour la géothermie à partir de forage sur aquifère. La géothermie peu profonde exige un réseau de chaleur à basse température afin d’être efficace et rentable. En effet, dans le cas d’un réseau haute température, la puissance électrique nécessaire pour alimenter la PAC est conséquente et impacte donc négativement le rendement de cette technologie.

1.3 Établissement du problème

Le campus du Sart-Tilman est un campus universitaire, situé à Liège et alimenté par un réseau de chauffage urbain. Afin de mener à bien le travail, il est suggéré de considérer le cas d’étude suivant, à savoir le réseau de chaleur du quartier Polytech qui est une mise à l’échelle du réseau de chaleur du Sart-Tilman.

En effet, étant donné que ce travail s’étend de la modélisation des bâtiments jusqu’à l’alimentation en différentes énergies primaires du réseau de chaleur, il a été décidé de limiter ce travail aux 8 bâtiments du quartier Polytech.

1.3.1 Cas d’étude

L’Université de Liège est constituée d’une soixantaine de bâtiments et la majorité est située au Sart-Tilman, formant un parc de bâtiments. Ce dernier est alimenté par un réseau de chaleur et possède plusieurs quartiers délimités, tel que le quartier Polytech, qui est le quartier des Ingénieurs.

Le parc de bâtiments du quartier Polytech contient 8 bâtiments qui sont disposés sur la Figure 1.5 :

1. B47 : Hall de Transit
2. B49 : Institut de Thermodynamique
3. B52 : Institut de Mécanique et Génie civil
4. B53 : Aquapôle
5. B37 : Institut de Mathématiques
6. B28 : Institut Montefiore
7. B26 : Service Général d’Informatique (SEGI)
8. B65 : Cafétéria Polytech

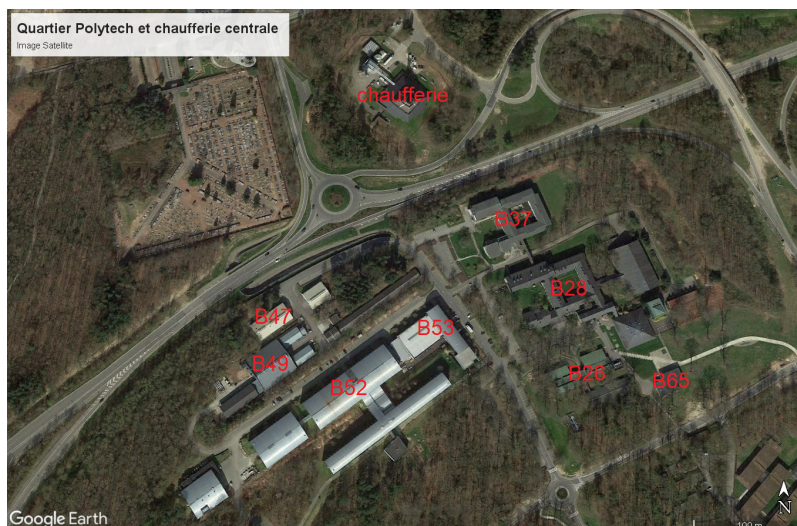


FIGURE 1.5 – Carte satellite du quartier Polytech et de la chaufferie centrale.

Le B52, B37, B65 et B47 ont été modélisés antérieurement [17], les résultats obtenus sont utilisés dans cette étude, car tous les bâtiments du quartier Polytech sont inclus dans le réseau de chaleur étudié. Seuls le B28, B49, B26 et B53 sont modélisés et présentés.

Le réseau de chaleur du Sart-Tilman est un réseau de chaleur de deuxième génération, à haute température ($110\text{ }^{\circ}\text{C}$ au départ de la chaufferie centrale). Il est constitué de 20 km de canalisations (aller et retour) et il fonctionne depuis la fin des années 60.

La majeure partie de l'énergie thermique produite pour alimenter le réseau de chaleur de l'Université de Liège provient d'un bâtiment centralisé situé à proximité des bâtiments connectés au réseau. Ce bâtiment abrite une unité de cogénération ainsi que des chaudières conventionnelles. Cette centrale thermique est connue sous le nom de « chaufferie centrale » au sein de l'Université (voir Figure 1.5). Le réseau de chaleur est alimenté par ces unités de production à l'aide de pompes d'alimentation. Les canalisations utilisées pour le transport de l'énergie produite constituent le réseau primaire de canalisations, enterrées sous terre. L'unité de cogénération a la priorité en termes de production d'énergie thermique. Lorsque la demande thermique du réseau de chaleur dépasse la capacité nominale de l'unité de cogénération, une ou plusieurs chaudières conventionnelles fournissent la puissance thermique complémentaire.

Le réseau de chaleur a une puissance thermique nominale de 55 MW. L'unité de cogénération est approvisionnée en biomasse, sous forme de pellets de bois, et a une puissance thermique nominale de 7 MW, ainsi qu'une puissance électrique brute maximale de 2,4 MW. Quant aux chaudières conventionnelles, elles sont alimentées en gaz.

Une mise à l'échelle est réalisée sur le réseau de chaleur du Sart-Tilman afin que ce dernier soit adapté au quartier Polytech. En effet, la longueur des canalisations est recalculée à l'aide des cartes du réseau existantes et les conditions nominales d'opérations de l'unité de cogénération sont adaptées par une règle de trois.

Dorénavant, le terme réseau de chaleur fera référence au réseau de chaleur adapté au quartier Polytech.

1.3.2 Problématiques

Le réseau de chaleur, qui est alimenté par une unité de cogénération biomasse et des chaudières à gaz, présente des inefficacités importantes et est un émetteur de CO_2 conséquent. Il est également entièrement dépendant des énergies primaires extérieures, à savoir le pellet de bois et le gaz. En effet, le coût et la disponibilité de ces énergies premières fluctuent avec le temps, ce qui rend le réseau de chaleur vulnérable.

Tout d’abord, les bâtiments du quartier Polytech ont été construits à partir des années 70 pour certains, et à partir des années 2000 pour d’autres. Certains ne sont pas isolés et possèdent du simple vitrage, comme le B28 et le B26 qui sont donc des passoires énergétiques. Concernant le B52, malgré que ce soit un des bâtiments les plus récents et qu’il soit isolé, il fonctionne 24 heures sur 24 en raison de problèmes de régulation. Les bâtiments du quartier Polytech sont donc de gros consommateurs d’énergie. Étant donné que les chaudières à gaz permettent d’approvisionner les bâtiments en chaleur lors des pics de demande et que les bâtiments connectés au réseau sont énergivores, les chaudières à gaz sont constamment utilisées lors des mois froids de l’année. Une quantité d’énergie primaire conséquente en gaz est donc nécessaire pour satisfaire la demande. Une amélioration en termes d’isolation, de vitrage et de régulation du système est nécessaire dans un objectif de réduction d’émission de CO_2 .

Ensuite, les canalisations s’étendent sur plusieurs kilomètres et transportent de l’eau à haute température (110 °C), cela entraîne des pertes significatives de chaleur vers l’environnement lors du transport. Une diminution de la température du réseau permettrait d’avoir moins de pertes au niveau des canalisations.

Finalement, le rendement de la cogénération avoisine les 69 % pour des conditions de fonctionnement nominales, donc à puissance thermique maximale. Cependant, le système fonctionne toute l’année avec une quantité constante d’énergie primaire, ce qui signifie que davantage d’électricité verte à faible rendement sera produite durant la nuit et en été lorsque la demande de chaleur est faible ou inexistante. Par conséquent, malgré la production d’électricité verte supplémentaire, le rendement diminue dû à cette baisse de demande de chaleur, rendant l’unité de cogénération inefficace sur une base annuelle. De plus, la biomasse est une ressource finie. Les chaudières à gaz servent à satisfaire la charge thermique durant les périodes de pic, elles fournissent environ 40 % de l’énergie thermique. Il serait opportun d’explorer d’autres types de technologies et sources d’énergie qui pourraient être potentiellement plus adaptés pour alimenter ce réseau de chaleur, dans un but de décarbonation et d’indépendance énergétique.

1.4 Outils de modélisation et de simulation

Logiciel

Le logiciel utilisé pour la modélisation du parc de bâtiments ainsi que pour la simulation du réseau de chauffage urbain est *Dymola* [18]. Ce logiciel possède le langage *Modelica*, qui est un langage de modélisation orienté objet destiné à la modélisation pratique de systèmes complexes. *Dymola* possède également de nombreuses autres bibliothèques pour la simulation énergétique des bâtiments et des réseaux de chaleur.

Solveurs

Trois solveurs différents sont testés sur la plateforme Dymola afin de déterminer lequel serait le plus adapté pour ce travail. Le but étant de réaliser un grand nombre de simulations, tout en gardant une précision suffisante.

Le solveur par défaut utilisé dans Dymola est appelé le solveur DASSL (Differential Algebraic System Solver). Le solveur DASSL est un solveur numérique spécifiquement conçu pour résoudre les systèmes d'équations différentielles ordinaires (EDO) et les systèmes d'équations algébriques (AE). C'est un solveur implicite, de haut ordre, à pas variable avec un contrôle de taille de pas. Il est bien adapté pour résoudre des systèmes raides, c'est-à-dire des systèmes avec des variations temporelles rapides et lentes. Il utilise une méthode de résolution BDF (Backward Differentiation Formula), qui est une méthode à pas variable. Sa capacité à résoudre les systèmes d'équations différentielles de manière précise le rend lent, ce qui peut poser problème lorsqu'il est nécessaire de réaliser toute une série de simulations [19].

Le solveur CVODE est un autre solveur utilisé dans Dymola. Il est conçu pour résoudre des systèmes d'EDO et des systèmes d'équations différentielles ordinaires avec contraintes (ODE avec DAE) de manière efficace. CVODE utilise une combinaison de méthodes à pas variable, y compris la méthode BDF (Backward Differentiation Formula) et la méthode Adams-Moulton. Il peut être utilisé pour résoudre des systèmes raides ainsi que des systèmes non raides [20].

Le solveur Euler explicite est une méthode de résolution à pas fixe pour les systèmes d'équations différentielles ordinaires (EDO). Il est considéré comme un solveur simple et direct, mais moins précis que les solveurs à pas variable tels que DASSL et CVODE. La méthode Euler explicite approxime les dérivées des équations différentielles à partir de l'état actuel du système pour avancer dans le temps. Elle est moins adaptée pour les systèmes raides ou les systèmes avec des variations temporelles rapides, entraînant une accumulation d'erreurs au fil du temps, ce qui peut réduire la précision des résultats [19].

En conclusion, le solveur DASSL est spécifiquement conçu pour les systèmes raides avec des équations différentielles ordinaires et algébriques, tandis que CVODE est plus polyvalent et peut être utilisé pour des systèmes raides et non raides. L'Euler explicite est une méthode simple à pas fixe, moins précise, mais adaptée pour des systèmes simples ou non raides. Étant donné que dans ce travail il est nécessaire d'avoir une précision suffisante, vu la complexité de certains modèles, tout en ayant un temps de calcul raisonnable pour réaliser une multitude de scénarios, CVODE est le solveur choisi pour la réalisation de ce travail.

Bibliothèques

La bibliothèque *IDEAS* (Integrated District Energy Assessment by Simulation) est utilisée comme base de construction pour la modélisation du parc de bâtiments du quartier Polytech. Cette bibliothèque a été développée par la KU Leuven (Katholieke Universiteit Leuven) et a été prouvée comme robuste et facile d'utilisation avec un manuel d'information disponible afin d'assurer la bonne utilisation de celle-ci [21]. Cette librairie fournit des blocs graphiques qui peuvent être paramétrés et reliés entre eux, l'interface graphique est assez intuitive.

Concernant la modélisation du réseau de chaleur, différentes bibliothèques sont utilisées. La canalisation d'un réseau de chaleur a été modélisée dans le cadre du développement de la bibliothèque *Annexe 60 Modelica* et de la bibliothèque IBPSA [22]. La bibliothèque *Buildings*, qui sert à la modélisation et à la simulation des performances énergétiques des bâtiments, est

utilisée pour un de ses composants, une vase d'expansion [23].

Finalement, la bibliothèque *Modelica* fournit un ensemble de composants et de modèles réutilisables qui peuvent être assemblés pour former des systèmes plus complexes. Elle offre une représentation graphique intuitive pour la modélisation des systèmes physiques, ce qui facilite la création de modèles réalistes et détaillés. Les modèles créés avec *Modelica* sont généralement définis par des équations mathématiques et des relations causales entre les composants, ce qui permet une représentation précise du comportement du système. En effet, elle est à la base des bibliothèques citées et est utilisée pour la création des différents modèles qui seront présentés dans ce travail [24].

1.5 Structure et objectifs du travail

Le but de ce travail est d'étudier et simuler énergétiquement le quartier Polytech de l'Université de Liège dans un objectif de décarbonation et d'indépendance énergétique du chauffage urbain.

Ce travail se divise en 5 chapitres :

1. Le premier chapitre consiste en l'introduction du travail. Le contexte global est expliqué ainsi que des notions théoriques sont rappelées autour du sujet. Le cas d'étude avec ses problématiques associées est présenté, ainsi que les différentes questions auxquelles ce travail répond. Finalement, les outils de modélisation et de simulation utilisés sont décrits.
2. Le deuxième chapitre consiste en la modélisation et la validation des modèles des bâtiments du quartier Polytech. La démarche utilisée est détaillée et les résultats de simulation sont affichés. En plus de leur validation, une amélioration énergétique des bâtiments est présentée.
3. Le troisième chapitre est dédié au modèle du réseau de chaleur du quartier Polytech. La détermination de ses conditions nominales est réalisée, ainsi que le dimensionnement de la pompe de circulation. Un résultat de simulation est analysé, en prenant en compte une source de chaleur idéale dans un premier temps.
4. Le quatrième chapitre est dédié à l'alimentation du réseau de chaleur en énergie primaire. Tout d'abord, le cas de référence est analysé, c'est à dire l'alimentation du réseau à l'aide de l'unité de cogénération et de chaudières à gaz. Ensuite, plusieurs améliorations sont apportées comme l'ajout d'un stockage thermique, la diminution de la température du réseau, le remplacement de l'unité de cogénération par une pompe à chaleur géothermique, l'intégration de panneaux photovoltaïques et d'une éolienne pour alimenter la PAC.
5. Le cinquième et dernier chapitre présente une conclusion de ce travail et propose des perspectives d'amélioration pour l'avenir.

Ce travail a pour objectif de répondre à plusieurs questions telles que « *Quel est l'impact d'une amélioration énergétique des bâtiments telle que l'ajout d'une isolation ?* », « *Quel est le point clé d'un bon dimensionnement de réseau de chaleur et en quoi le réseau de chaleur actuel n'est pas énergétiquement rentable ?* », « *Quelles stratégies énergétiques permettent une diminution de la consommation de combustibles fossiles et une augmentation de l'efficacité énergétique ?* » et « *Quelles sources d'énergie primaire sont les plus intéressantes pour alimenter le réseau de chaleur du quartier Polytech dans un but de décarbonation et d'indépendance énergétique ?* ».

Chapitre 2

Parc de bâtiments

Le chapitre concernant le parc de bâtiments forme l’une des trois contributions de ce travail. Il décrit la modélisation de quatre bâtiments du quartier Polytech et leur validation à l’aide de données réelles, et étudie ensuite l’impact d’une amélioration énergétique en termes d’isolation et de remplacement des vitrages.

2.1 Modélisation

Dans cette section, une méthode de modélisation permettant de modéliser quatre bâtiments (B28, B49, B26 et B53) est utilisée afin de déterminer les courbes de demande de chaleur. La description et l’adaptation du modèle sont détaillées. Ensuite, le choix de l’isolation est décrit afin de pouvoir l’intégrer dans les modèles de bâtiments.

2.1.1 Méthodes de détermination de courbe de charge

Les courbes de charge jouent un rôle essentiel dans l’évaluation des besoins énergétiques des bâtiments. Elles permettent d’analyser les variations de consommations d’énergie au fil du temps. Elles révèlent les périodes de forte demande de chaleur, les moments de faible utilisation et les tendances générales de consommation.

De nombreuses méthodologies ont été développées pour obtenir des courbes de demande à partir des caractéristiques des bâtiments. Celles-ci comprennent la méthode des degrés-jour [25] associés aux profils de demande quotidienne [6], celle des degrés-heures de chauffage ou encore des méthodes spécifiques telles que celle développée dans la bibliothèque Demandlib [26] qui est basée sur la température de l’air et des données de référence. Toutefois, ces approches se concentrent principalement sur la simulation de grands ensembles de bâtiments en utilisant des données globales, telles que les surfaces, afin de déterminer une courbe de demande moyenne de chauffage à partir des données de consommation annuelle d’énergie. L’avantage de ces méthodes est qu’elles demandent peu de données.

Une approche plus avancée est proposée par la bibliothèque TEASER [27], qui utilise des archétypes de bâtiments, des données statistiques et des normes nationales et internationales pour simuler un grand nombre de bâtiments à partir d’un minimum d’informations tout en maintenant une certaine précision. Elle permet également de réaliser des simulations rapides. Cependant, cette méthode se base toujours sur des archétypes standardisés et ne permet donc pas de prédire avec précision la demande de chaleur au cours d’une année d’un bâtiment tertiaire.

Dans ce travail, ces méthodes ne sont pas adaptées, car elles négligent les caractéristiques individuelles de chaque bâtiment. Cela pose un problème pour prédire avec précision les pics de demande et évaluer correctement l'opportunité de regrouper différentes charges sur un même système de chauffage urbain afin d'améliorer l'efficacité énergétique. Par conséquent, il est nécessaire d'utiliser une méthodologie de modélisation capable de prendre en compte les caractéristiques spécifiques des bâtiments lorsqu'elles sont disponibles, tout en utilisant une configuration standard lorsqu'elles ne le sont pas. Cela est particulièrement important pour les bâtiments tertiaires, qui varient considérablement dans leur structure et dont les différentes utilisations entraînent des profils de demande de chaleur distincts. Un modèle de ce type a été développé [17] sur base de la librairie IDEAS et sera utilisé dans ce travail.

2.1.2 Description et adaptation du modèle

Une série d'étapes est suivie afin de modéliser les différents bâtiments du quartier Polytech. Chaque bâtiment présente des caractéristiques distinctes telles que ses dimensions, son orientation, ses matériaux de construction, le type d'utilisation des différentes zones, le nombre d'occupants et la quantité de gains internes liée à l'utilisation d'appareils électriques. D'autres paramètres varient également d'un bâtiment à l'autre, tels que le début d'heure de chauffe. Le bâtiment qui sert d'exemple pour la description des différentes étapes suivies est le B28, car il a été modélisé de manière minutieuse et plus détaillée afin de prendre en main le logiciel Dymola et vérifier la nécessité d'avoir un modèle précis, c'est-à-dire une division en un plus grand nombre de zones. Les étapes suivies pour la modélisation des différents bâtiments sont les suivantes :

1. Division du bâtiment en zones

Le modèle de bâtiment est divisé en plusieurs zones. Chaque zone représente un ensemble de pièces qui sont regroupées et possèdent donc les mêmes caractéristiques comme la température interne, les besoins en chauffage et les besoins en ventilation. Ce regroupement en zones permet de faciliter la modélisation d'un bâtiment, car chaque zone est considérée comme une grande pièce. En plus de faciliter la modélisation, un temps de calcul non négligeable est gagné, car le modèle possède moins d'équations. L'inertie thermique des murs internes n'est pas considérée quand plusieurs pièces sont regroupées en zone.

Une zone peut représenter un ensemble de bureaux, de laboratoires ou de classes de cours, mais elle peut également regrouper un ensemble plus grand de pièces en fonction des hypothèses émises et du degré de précision nécessaire.

La Figure 2.1 représente le rez-de-chaussée du bâtiment B28 divisé en zones.

Le B28 est un bâtiment avec une architecture assez complexe, d'où la nécessité d'avoir une dizaine de zones. Seulement 9 zones sont visibles sur le plan du rez-de-chaussée, car le bâtiment possède 4 étages différents (étage -1, 0, 1 et 2) et les 11 zones sont réparties sur les 4 étages. En effet, le regroupement des différentes pièces peut se faire sur les pièces adjacentes d'un même étage, mais également sur les étages d'au-dessus ou d'en dessous.

Pour information, la zone 1 regroupe la quasi-totalité des bureaux qui sont centrés au milieu du bâtiment, la zone 2 regroupe plusieurs laboratoires, les zones 3 et 4 correspondent à deux amphithéâtres, la zone 5 regroupe des classes, la zone 6 est la conciergerie, la zone 7 regroupe des classes, la zone 8 est un grand laboratoire et la zone 9 une annexe de bureaux. Le hall, qui n'est pas entouré en rouge sur la Figure 2.1, est également modélisé comme une zone.

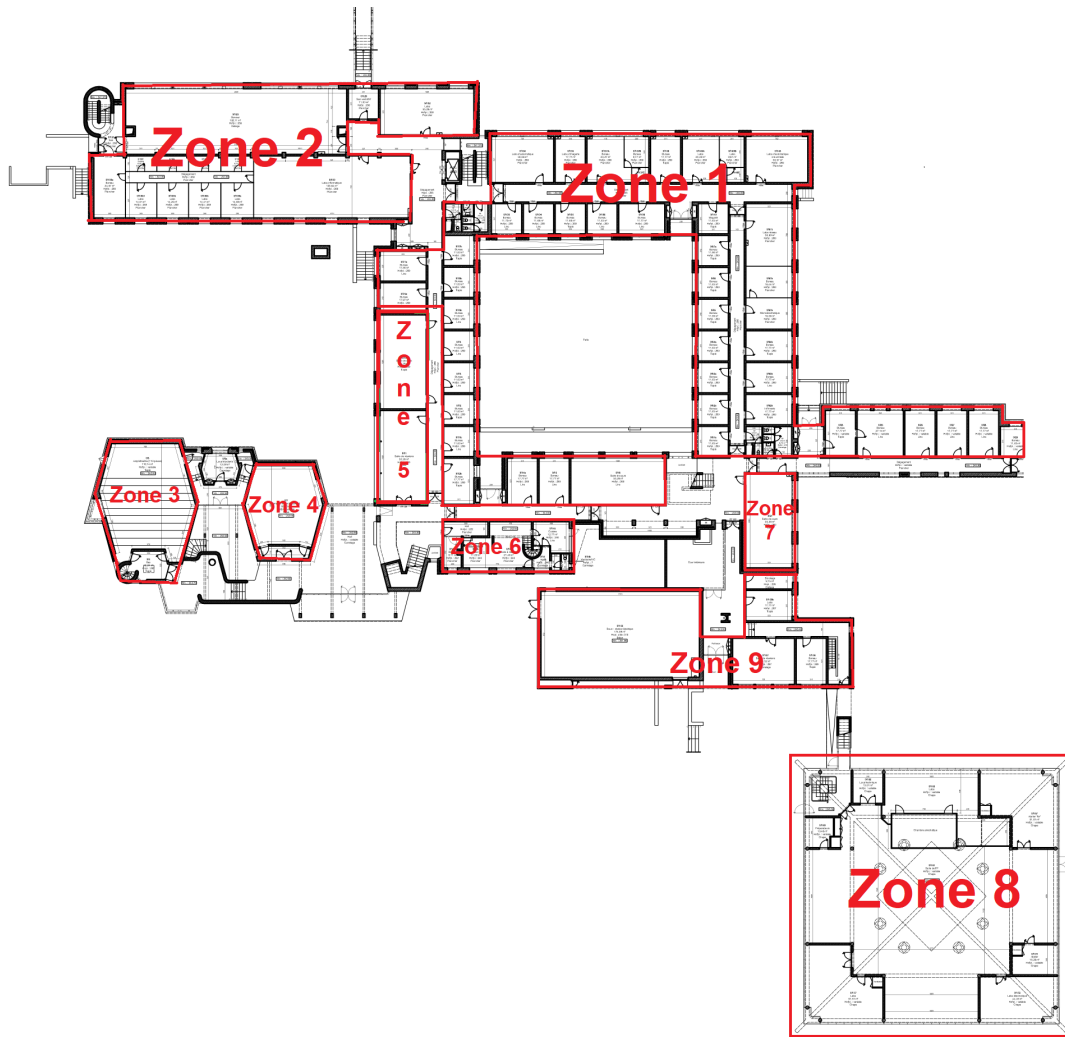


FIGURE 2.1 – Division en zones du rez-de-chaussée du B28.

Chaque zone consiste en un volume d'air uniforme et possède un modèle de chauffage, un modèle de ventilation et des surfaces extérieures. La Figure 2.2 représente ces 3 parties distinctes sur un modèle d'une zone tel que présenté sur la plateforme *Dymola*.

2. **Enveloppe et murs internes** Chaque zone est pourvue d'une enveloppe comprenant des murs externes, des murs internes, un toit, un sol et des fenêtres. Les caractéristiques de ces éléments, telles que leurs dimensions, leurs compositions et leurs orientations, sont déterminées en se référant aux plans de l'Administration des Ressources Immobilières (ARI), mais également avec la contribution du personnel travaillant à l'université de Liège et sur base d'observations.
Les modèles des surfaces extérieures prennent en compte les transferts de chaleur par conduction, convection et rayonnement entre une zone et les zones adjacentes, ainsi qu'avec l'environnement extérieur.
3. **Chauffage** Le modèle de chauffage prend en compte deux sources de chaleur : les gains internes et le chauffage des radiateurs.

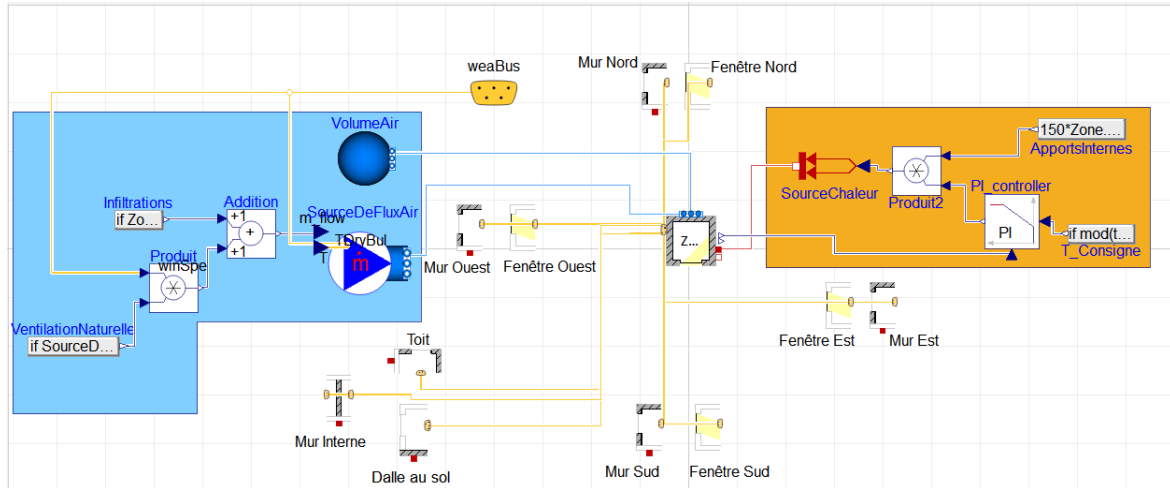


FIGURE 2.2 – Modèle d’une zone du B28. La zone bleue est le modèle de ventilation. La zone orange est le modèle de chauffage avec les gains internes et le contrôleur PI qui permet de réguler la température de la zone à la température de consigne. Le *weaBus* contient les données météorologiques.

Gains internes :

Les gains internes dans un bâtiment, tels que l’éclairage, les appareils électriques et la présence des occupants, contribuent de manière significative à la charge thermique totale. Dans les zones comprenant des bureaux et des laboratoires, chaque personne est équipée d’au moins un ordinateur selon les cas, consommant en moyenne 150 watts. L’éclairage des bâtiments est assuré par des ampoules fluorescentes. Le nombre d’occupants par zone est estimé en fonction des activités, avec une moyenne de 25 personnes par heure pour les salles de classe, 1 personne par heure pour les bureaux et 5 personnes par heure pour les laboratoires. Ces facteurs internes génèrent de la chaleur supplémentaire, s’ajoutant à la charge thermique du bâtiment. La période d’occupation est supposée de 8 h à 18 h pour tous les bâtiments.

Radiateurs

Le modèle de source de chauffage correspondant aux radiateurs calcule la charge nécessaire à fournir afin d’assurer le confort thermique en fonction de la température de consigne imposée. Il ne considère en réalité pas d’unités terminales qui peuvent amener des contraintes comme une limite de température ou de puissance.

Afin de respecter la température de consigne imposée, un contrôleur PI est utilisé. Celui-ci prend en entrée la température actuelle de la zone ainsi que la température de consigne et adapte la charge de chaleur à fournir en fonction de la proximité de ces deux valeurs. La borne inférieure du contrôleur est fixée à 0 W, tandis que la borne supérieure est fixée de telle sorte que la somme des puissances maximales choisies pour l’ensemble des zones corresponde à la puissance maximale observée sur les données du monitoring. Les données du monitoring appartiennent à l’ARI et correspondent aux réelles courbes de charge. Elles permettent d’identifier la puissance maximale de chauffage nécessaire pour chaque bâtiment, hors données aberrantes.

La puissance maximale totale est divisée en zones proportionnellement à leur volume.

L'heure de début et de fin de chauffe est imposée en fonction des vraies données de chauffage repérées sur les données du monitoring :

TABLE 2.1 – Heure de début et de fin de chauffe des bâtiments modélisés du quartier Polytech.

Bâtiments	Heure de début	Heure de fin
B28	4 h	17 h
B49	7 h 30	17 h
B26	4 h	17 h
B53	6 h	22 h

4. Ventilation

La ventilation des bâtiments comprend trois sources différentes : les pertes dues à l'étanchéité, la ventilation mécanique et l'ouverture des fenêtres.

Les pertes dues à l'étanchéité sont déjà prises en compte dans chaque zone modélisée. Par défaut, dans le composant *Zone* de *IDEAS*, le débit associé correspond à un taux de renouvellement d'air de 3 volumes par heure pour une différence de pression de 50 Pa.

La ventilation mécanique est modélisée en simulant un débit d'air entrant dans la zone, afin d'avoir un renouvellement d'air lorsque la zone est occupée. Cette ventilation mécanique correspond par défaut à 2 renouvellements d'air par heure.

Ensuite, une ventilation naturelle par l'ouverture des fenêtres est modélisée. Cette ventilation doit avoir lieu lorsqu'au moins une personne occupe la zone et que la température est plus élevée que 23 °C, ce qui permet de diminuer la température intérieure durant les périodes estivales. Le débit d'air de la ventilation naturelle est calculé sur base de la surface vitrée des fenêtres, de la vitesse du vent et de la différence de pression interne et externe.

5. Connexion des différentes zones

Pour finir, la dernière étape est la connexion entre les différentes zones. Les différentes zones sont reliées entre elles dans un modèle commun par des murs internes.

Le fichier météorologique est connecté à chacune des zones afin de fournir la température extérieure et la vitesse du vent associée à l'année 2022.

Les données qui sont nécessaires pour la réalisation de ces modèles sont les principales dimensions des bâtiments pour déterminer le volume de chauffe et les surfaces extérieures (murs et fenêtres), leurs orientations, leurs matériaux de construction, un fichier météorologique local et le type d'usage du bâtiment ou des différentes zones. Par usage, il est entendu l'horaire et le niveau d'occupation, les appareils électriques et l'éclairage.

Les paramètres qui sont les plus influents en termes de précision des modèles sont : l'horaire et le niveau d'occupation, la température de consigne, l'enveloppe du bâtiment et la circulation de l'air (ventilation et infiltrations) [28].

La section 2.2 analysera si la division en davantage de zones est également un paramètre influençant la précision du modèle.

Le but de ces modélisations est de déterminer les besoins en chauffage, sous forme de courbe de charge, de chacun des bâtiments. Pour cela, une température de consigne est imposée dans les différentes zones afin de respecter les conditions de confort des utilisateurs. Ces besoins en chauffage sont ensuite intégrés dans un réseau de chauffage urbain afin d'en déterminer l'énergie primaire nécessaire à fournir pour leur satisfaction. Cette partie est abordée dans le deuxième chapitre.

2.1.3 Simplifications et hypothèses

Les bâtiments B26, B65, B47 sont modélisés tels que chaque bâtiment correspond à une seule zone. En effet, cette simplification conduit à un gros gain de temps de modélisation et de simulation tandis que les résultats sont satisfaisants. Les bâtiments B53 et B49 sont divisés en 2 zones vu qu'ils possèdent 2 types d'utilisation bien distincte : un grand laboratoire et des bureaux.

Les bâtiments sont considérés comme rectangulaires afin de faciliter la modélisation. Quant à leurs surfaces exposées et leur orientation, elles restent inchangées.

Aucun appareil de chauffage spécifique ni restriction de température ne sont considérés, le respect de la température de consigne est géré par le contrôleur PI.

2.1.4 Collecte des données

Le fichier météorologique utilisé afin de modéliser les besoins en chauffage est celui d'Uccle, une commune bruxelloise, pour l'année 2022 avec les températures extérieures du Sart-Tilman. Ce fichier décrit les conditions météorologiques typiques de la ville où se situe la station météorologique de référence pour le climat en Belgique. Le fichier contient des données échantillonnées heure par heure, et a été créé en effectuant des moyennes sur plusieurs années. Ainsi, il fournit des données représentatives du climat belge. Les paramètres de ce fichier nécessaires à la modélisation sont les températures extérieures, la vitesse du vent et l'irradiation solaire.

La température de consigne est imposée à 21 °C durant les six premiers mois de l'année 2022 et à 19 °C durant les six derniers mois de l'année 2022. Ce changement a été imposé sur le campus du Sart-Tilman afin de pallier l'augmentation conséquente du prix de l'énergie dû au conflit russo-ukrainien.

Les plans des différents bâtiments du quartier Polytech ont été fournis par l'ARI, qui a pour mission, en partie, de participer à l'aménagement urbanistique du domaine du Sart Tilman. Les données manquantes sur certains bâtiments du quartier Polytech ont été trouvées à l'aide de plan d'incendie du bâtiment, de Google Maps et de Google Earth.

2.1.5 Validation des modèles

La validation des modèles est faite, d'une part, sur base de la comparaison de l'énergie totale consommée par les modèles de bâtiments réalisés et par les réels bâtiments dont les données sont accessibles par l'ARI sur base d'un monitoring. D'autre part, la validation est également faite sur base de l'écart entre les deux courbes de charge à l'aide de la racine de l'erreur quadratique moyenne (REQM) afin de s'assurer de leur proximité. Les données du monitoring renvoient en temps réel la puissance des bâtiments, sur un intervalle de temps pouvant aller de 1 minute à 15 minutes suivant les bâtiments concernés.

Les critères de validation des modèles exigent, dans un premier temps, une différence maximale de 15 % entre l'énergie annuelle des bâtiments et des modèles des bâtiments. Dans un deuxième temps, vu les variations et incertitudes qui peuvent se présenter au cours d'une année de consommation d'énergie en comparant un modèle et la réalité, le critère de validation des 15 % doit également s'appliquer sur une semaine choisie dans une période où les températures extérieures sont basses.

Une méthode plus précise de validation, la REQM, est utilisée sur le B28 afin de valider la méthode de modélisation. Cette approche est très intéressante pour évaluer la précision des modèles. La REQM est calculée en prenant la racine carrée de la moyenne des erreurs

quadratiques. L'importance de chaque erreur est directement liée à la taille de l'erreur quadratique correspondante. Par conséquent, les erreurs plus significatives ont un impact disproportionné sur la valeur de la REQM. Cette sensibilité aux valeurs aberrantes ou aux anomalies permet à la REQM de détecter les écarts importants entre les prédictions du modèle et les valeurs réelles, dans ce cas la consommation du modèle et la consommation du bâtiment.

Elle est donnée par l'équation [29] :

$$REQM = \sqrt{\frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (Q_{i,monitoring} - Q_{i,model})^2} \quad (2.1)$$

où $Q_{i,monitoring}$ est la valeur réelle observée dans les données du monitoring, $Q_{i,model}$ est la valeur prédite par le modèle, et n est le nombre total de points où les résultats de simulation et le monitoring partagent le même temps.

Pour rappel, le but n'est pas d'avoir le modèle de bâtiments le plus précis possible, mais d'avoir une erreur acceptable entre la courbe de charge réelle et simulée, afin de pouvoir étudier des scénarios d'optimisation énergétique en intégrant ces modèles dans un réseau de chaleur. Pour s'assurer du comportement similaire entre la réelle courbe de charge et la courbe de charge de simulation, il est nécessaire d'avoir une énergie consommée de même ordre de grandeur et un écart acceptable entre les courbes.

2.1.6 Cas test

Un cas test est réalisé dans le cadre de la modélisation des bâtiments du quartier Polytech afin d'analyser le gain de consommation d'énergie que peut apporter l'isolation des bâtiments. L'ajout de cette isolation n'a pas le même effet sur tous les bâtiments du quartier Polytech, étant donné que certains bâtiments, datant des années 70, ont un gain d'énergie plus intéressant que d'autres bâtiments plus récents et déjà isolés, datant des années 2000.

Il existe plusieurs types de matériaux isolants : les isolants naturels, minéraux et synthétiques. Certains types d'isolants innovants montrent une très grande efficacité avec un prix conséquent tels que l'aérogel ou les panneaux d'isolation sous vide. Cependant, les bâtiments universitaires concernés possèdent une contrainte budgétaire et une isolation thermique très performante n'est pas une priorité absolue, d'autres aspects d'amélioration énergétique seront étudiés. En effet, un isolant avec un bon rapport qualité/prix sera privilégié avec la spécificité d'être adapté au climat du pays.

L'isolation des bâtiments est réalisée en deux étapes :

1. Ajout de 14 cm de laine de verre comme isolant sur la partie externe des murs extérieurs des bâtiments.
2. Remplacement du simple vitrage par du double vitrage avec châssis en bois.

Les fenêtres des bâtiments déjà équipés avec du double vitrage restent inchangées.

La laine de verre est un matériau isolant très répandu dans l'industrie de l'isolation et est connue pour ses propriétés thermiques et son prix très abordable. Son prix varie entre 20 et 25 €/m² et son pouvoir isolant varie entre 0,03 Wm⁻¹K⁻¹ et 0,05 Wm⁻¹K⁻¹ [30][31].

2.2 Résultats

2.2.1 Validation des modèles

La première étape essentielle dans la réalisation de ce travail est la validation des différents modèles de bâtiments afin de vérifier que leur précision est compatible avec le cadre d'étude. En effet, le but étant d'intégrer ces modèles dans un modèle de réseau de chaleur, il n'est pas nécessaire d'avoir une précision minutieuse, mais d'avoir un comportement semblable, à savoir une énergie consommée similaire entre le modèle et la réalité ainsi qu'un petit écart entre les courbes de charge. Une erreur d'énergie consommée de maximum 15 % est acceptée entre les résultats de simulation et les données de monitoring afin de pouvoir intégrer les bâtiments dans le modèle de réseau de chaleur. La racine de l'erreur quadratique moyenne est également calculée afin d'analyser l'erreur entre les courbes de charge.

Dans un premier temps, la validation du B28 est analysée en détail. Ce bâtiment est modélisé de manière rigoureuse avec 11 zones interconnectées. La Figure 2.3 montre la demande de chaleur du bâtiment B28 pour chaque mois de l'année 2022. L'énergie calculée sur l'année pour les données de monitoring est de 641,68 MWh contre 567,77 MWh pour les résultats de simulation. Le pourcentage d'écart entre ces deux énergies est de 11,52 %, ce qui est bien inférieur à 15 %.

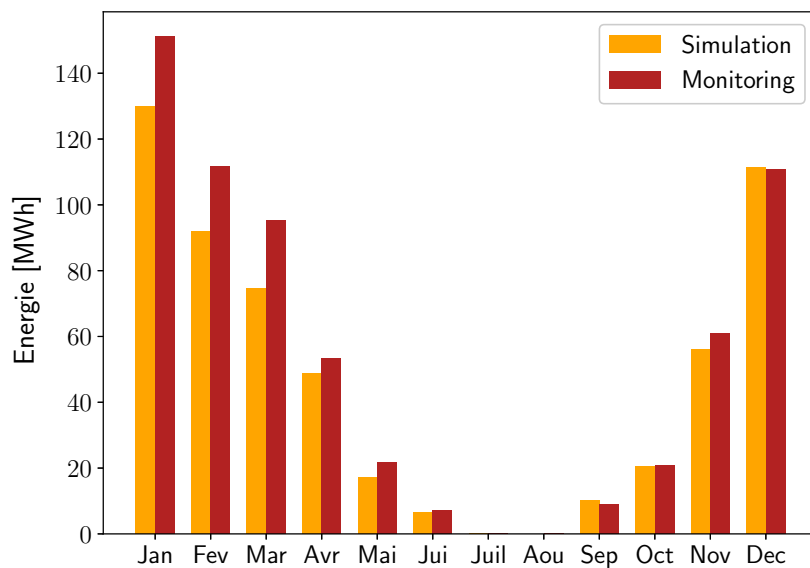


FIGURE 2.3 – Énergie mensuelle consommée par le B28 en 2022, résultats de simulation et données du monitoring.

L'erreur entre les courbes de charge est calculée à l'aide de la REQM. Les résultats des différentes erreurs sont repris dans la Table 2.2.

TABLE 2.2 – Validation du B28 : Erreur de consommation d’énergie annuelle et REQM.

	Erreur de consommation [%]	REQM [kW]
B28	11,52	126,5

La REQM sur le B28 a une valeur de 126,5 kW. Cette valeur est expliquée par la présence de données aberrantes et par les hypothèses simplificatrices. Par exemple, dans le modèle, les périodes de chauffe atteignent des pics de charge de 1 MW quasi quotidiennement. Cependant, dans la réalité, ces pics de charge sont atteints de manière plus irrégulière et beaucoup de données aberrantes sont présentes. La valeur de la REQM est donc acceptable dans ce cas de figure. Étant donné que l’erreur entre les consommations d’énergies est de 11,52 %, la méthode de modélisation ainsi que le modèle du B28 sont bien validés sur une base annuelle.

L’énergie consommée sur une journée de la période hivernale est également calculée pour les résultats de simulation et les données de monitoring afin de s’assurer que le modèle est bien valide sur une période plus courte où le comportement des courbes peut être observé et comparé.

La Figure 2.4 montre les courbes de demande de chaleur du bâtiment B28 sur une journée d’hiver de l’année 2022. Comme il peut être observé sur la Figure, le pic du début de journée se situe approximativement à la même hauteur et le comportement durant le reste de la journée est similaire. L’énergie consommée sur cette semaine est de 671 kWh pour les données du monitoring et de 743 kWh pour la simulation, la différence de consommation est donc de 9,6 %.

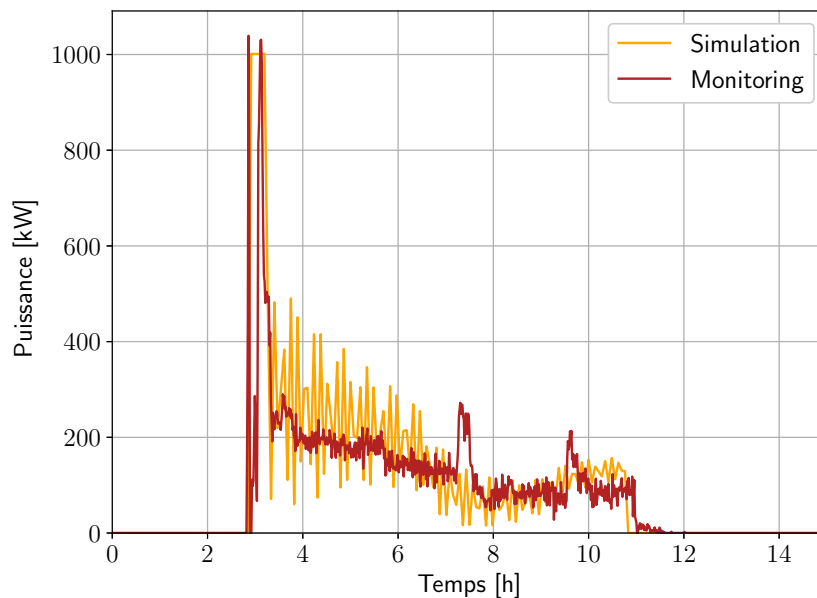


FIGURE 2.4 – Profil de demande de chaleur du B28 au cours d’une journée d’hiver de l’année 2022, résultats de simulation et données du monitoring.

Concernant l'écart entre les courbes de charge des données du monitoring et de la simulation, elle peut être expliquée par les hypothèses simplificatrices qui sont utilisées lors de la modélisation du bâtiment. Également, le contrôleur PI dans le modèle est régulé afin de fournir la charge nécessaire avec une constante de temps de 1 seconde. En réalité, la vitesse à laquelle le contrôleur réagit à l'erreur entre la consigne et la valeur mesurée est beaucoup plus faible. Le comportement reste, cependant, toujours le même et l'énergie totale n'est pas fort impactée. La régulation du chauffage n'est pas au point sur le campus du Sart-Tilman, certains comportements comme des pics anormalement élevés, du chauffage durant le week-end et du chauffage durant des périodes de chaleur ont régulièrement lieu, mais ne sont pas pris en compte dans la modélisation.

Les validations des autres bâtiments du quartier Polytech doivent également être réalisées. La Table 2.3 reprend l'énergie annuelle consommée par les bâtiments du quartier Polytech, d'après les résultats de simulations et d'après les données du monitoring, ainsi que l'écart entre les deux. Ces bâtiments sont également validés pour une semaine de l'année.

TABLE 2.3 – Énergie annuelle consommée par les bâtiments du quartier Polytech, résultats de simulation et données du monitoring.

	Monitoring : Énergie [MWh]	Simulation : Énergie [MWh]	Écart [%]
B28	641,68	567,77	11,52
B26	112,65	131,11	14,08
B37	241,87	256,80	6,17
B49	ND	110,54	ND
B65	17,57	16,41	6,60
B52	1396,2	1219,28	12,67
B53	228,71	178,50	21,95
B47	ND	75,08	ND

Les données de monitoring du B47 ne sont pas disponibles. Quant à celles du B49, elles sont disponibles uniquement pour les trois derniers mois de l'année 2022. La validation du B49 est donc réalisée sur base de ces trois mois.

Concernant la différence élevée entre l'énergie annuelle calculée avec les données du monitoring et les résultats de simulation pour le bâtiment B53, elle est expliquée par le fait que le bâtiment est anormalement chauffé durant la période estivale de l'année. En effet, durant la période hivernale, le modèle du B53 est bien validé.

Outre la validation de ces modèles, la conclusion de cette section souligne qu'il n'est pas nécessaire de diviser le bâtiment en beaucoup de zones. En effet, la division du B28 en 11 zones n'apporte pas de précision supplémentaire par rapport à une division en une ou deux zones. Pour rappel, le B26, B49 et B53 sont divisés en 2 zones, le B65 et B47 sont divisés en 1 zone.

Les courbes de charge de ces 8 modèles de bâtiments sont intégrées dans le réseau de chaleur détaillé dans le Chapitre 3.

2.2.2 Impact de l'ajout d'isolation

Le scénario étudié ici est l'impact énergétique de l'ajout de l'isolation sur les 8 bâtiments du quartier Polytech. L'isolation considérée consiste en 14 cm de laine de verre ajoutée sur les

surfaces extérieures des bâtiments ainsi que le remplacement du simple vitrage par du double vitrage pour les bâtiments concernés.

La Table 2.4 présente l'énergie annuelle consommée par les différents bâtiments avec et sans isolation ajoutée.

TABLE 2.4 – Énergie annuelle consommée par les bâtiments du quartier Polytech, sans et avec isolation ajoutée.

	Sans isolation ajoutée : Énergie [MWh]	Avec isolation ajoutée : Énergie [MWh]	Gain d'énergie [%]
B28	567,77	303,14	46,60
B26	131,11	68,94	47,42
B37	256,80	202,392	21,19
B49	110,54	92,83	16,02
B65	16,41	14,52	11,52
B52	1219,28	1143,94	6,18
B53	178,50	160,00	10,36
B47	75,08	47,06	37,32
Total	2555,49	2033,82	20,41

Le B28 et le B26 sont les bâtiments les plus anciens, ils ne possèdent pas d'isolation à l'heure actuelle, tandis que le B52, le B53 et le B65 sont les plus récents et ont été isolés lors de leur construction. La présence ou non d'une isolation a priori est reflétée dans les résultats de gain d'énergie. En effet, les gains d'énergie du B28 et du B26 atteignent presque 50 %, tandis que les bâtiments récents comme le B52, le B53 et le B65 ont un gain énergétique plus faible de respectivement 6,18 %, 10,36 % et 11,52 %.

Le B49, ayant un gain d'énergie de 16,02 %, possède une zone « bureau » dont les murs sont en tôles et ne possèdent aucune isolation.

Le B37 est un bâtiment intermédiaire entre le B52 et le B28 en termes d'année de construction et d'isolation, ce qui est visible dans son gain d'énergie consommée de 21,19 %. Pour finir, le B47 est un hall de transit et possède des murs en tôles non isolés. Il est occupé seulement 1 à 2 jours par semaine en moyenne et son gain d'énergie consommée dû à l'installation d'isolant est de 37,21 %.

La monotone de charge du quartier Polytech est représentée sur la Figure 2.5, pour les cas avec et sans isolation ajoutée.

Pour rappel, les bâtiments ne sont pas chauffés durant l'été ni durant les week-ends et la nuit, ce qui explique la puissance à 0 kW pendant environ 5000 h de l'année.

Le pic de charge passe de 4435 kW à 3945 kW, ce qui implique une diminution de 11 %. Cette diminution du pic de charge entraîne une baisse d'utilisation des chaudières à gaz qui servent d'appoint dans la satisfaction des besoins en chaleur demandé par les utilisateurs. La diminution d'énergie consommée annuellement pour l'entièreté du quartier Polytech est de 20,45 %.

L'effet plus détaillé de cette diminution de demande de chaleur est expliqué dans le Chapitre 4 avec l'intégration des bâtiments et des différentes sources de chaleur dans le réseau de chaleur.

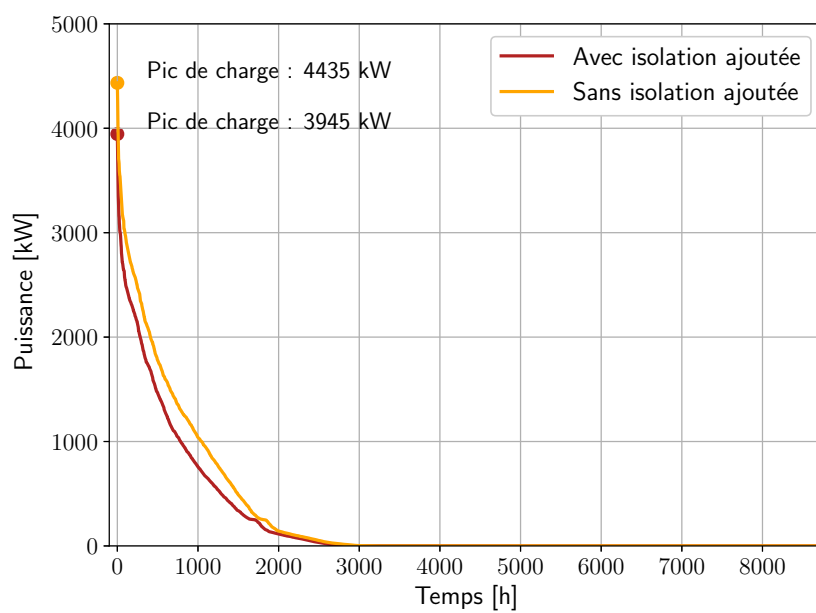


FIGURE 2.5 – Monotone de charge du quartier Polytech avec ses 8 bâtiments, avec et sans isolation ajoutée.

Chapitre 3

Réseau de chaleur

Le chapitre concernant le réseau de chaleur forme l'une des contributions originales de ce travail. Il propose la modélisation d'un réseau de chaleur à travers la détermination des conditions nominales ainsi que le dimensionnement de la pompe de circulation, et présente la validation des résultats autour des flux énergétiques dans le réseau.

3.1 Modélisation

Dans un premier temps, le modèle du réseau de chaleur est détaillé avec la détermination de ses conditions nominales, ainsi que le dimensionnement de la pompe. Pour rappel, les 8 bâtiments du quartier Polytech qui ont été modélisés sont intégrés dans ce modèle de réseau de chaleur. Cette modélisation se base sur le réseau de chaleur du Sart-Tilman qui est adapté au quartier Polytech.

Le modèle tel qu'il sera présenté avec ses différents composants est basé sur celui proposé dans [32]. Cependant, la détermination des conditions nominales ainsi que le dimensionnement de la pompe, des sous-stations, des tuyaux et de la vanne sont une contribution directe de ce travail.

3.1.1 Présentation du modèle et de ses composants

Le réseau de chaleur est modélisé sur *Dymola* tel qu'il est visible sur la Figure 3.1.

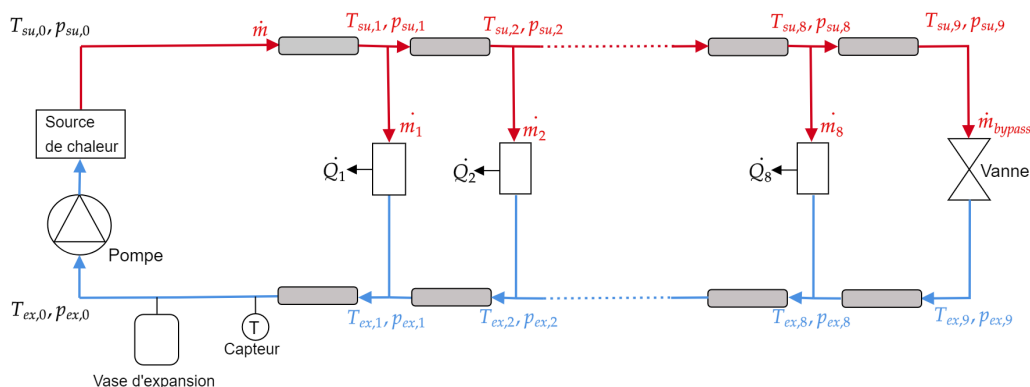


FIGURE 3.1 – Schéma du réseau de chaleur modélisé. Les blocs gris représentent les tuyaux et les blocs blancs représentent les sous-stations. Le flux d'alimentation est illustré en rouge et le flux de retour est illustré en bleu.

Dans cette sous-section, les différents composants, servant à la modélisation du réseau de chaleur et à la détermination de ses conditions nominales, vont être présentés un à un.

La conservation de la masse dans le réseau est définie telle que :

$$\dot{m} = \sum_{i=1}^n \dot{m}_i + \dot{m}_{bypass} \quad (3.1)$$

Sous-station :

Une sous-station est modélisée par bâtiment et connecte la demande de chaleur de chaque bâtiment directement au circuit primaire.

La capacité des échangeurs de chaleur n'est pas considérée dans cette étude. En réalité, la capacité des échangeurs détermine la quantité de chaleur pouvant être transférée entre les fluides et peut varier en fonction de divers facteurs tels que la surface d'échange, les propriétés des fluides, le débit, etc.

Cependant, une limite sur la température de sortie de la sous-station est imposée afin de garantir que cette température ne descende pas en dessous de la température interne des bâtiments. Un point de pincement de 5 °C a été établi en imposant une température de retour minimum de la sous-station à 26 °C, étant donné que les bâtiments sont chauffés à 21 °C durant la première moitié de l'année 2022.

Le débit nominal qui traverse chaque sous-station est calculé en fonction de la charge nominale de chaque bâtiment de sous-station. L'équation suivante est utilisée :

$$\dot{Q}_{nom,i} = \dot{m}_{nom,i} c_p \Delta T \quad (3.2)$$

avec $\dot{Q}_{nom,i}$ la charge nominale d'un bâtiment, ΔT la différence de température dans le réseau de 30 °C. Pour rappel, le niveau de température du réseau de chaleur étudié est de 110-80 °C. Cette équation permet donc d'obtenir le débit nominal d'une sous-station. La somme des débits massiques nominaux de chaque sous-station vaut 48,97 kg/s et représente le débit nominal du tuyau principal (\dot{m}) qui passe par la source de chaleur, la pompe de circulation et la vase d'expansion.

La charge consommée par une sous-station est déterminée par :

$$\dot{Q}_i = \min[\dot{m}_i c_p (T_{su,i} - T_{ex,i}); \dot{m}_i c_p (T_{su,i} - T_{ex,min})] \quad (3.3)$$

permettant de limiter la température de sortie à la température minimale imposée (26 °C).

La perte de charge nominale de chaque sous-station est imposée à 0,4 bar et les détails sont expliqués dans la Section 3.1.2. La perte de charge partielle d'une sous-station est donc calculée à l'aide de l'équation suivante :

$$p_{su,i} - p_{ex,i} = C_{\Delta p} \dot{m}_i^2 \text{ avec } C_{\Delta p} = \frac{\Delta p_{nom}}{\dot{m}_{nom}^2} \quad (3.4)$$

ou \dot{m} , étant directement impacté par la vitesse de rotation de la pompe, dépend de sa régulation.

Pompe de circulation :

La pompe de circulation joue un rôle essentiel dans le réseau de chaleur du Sart-Tilman en permettant la circulation du fluide caloporteur, qui est l'eau dans ce cas. Bien que ce réseau utilise des pompes à l'aller et au retour, nous considérons ici une seule pompe par souci de simplicité.

Le dimensionnement de la pompe dépend de plusieurs facteurs, tels que la distance entre les points de distribution, la température de l'eau, la charge nominale des bâtiments, ainsi que les pertes de charge au niveau des sous-stations et de la vanne. Ces aspects sont abordés plus en détail dans la sous-section 3.1.2.

La pompe de circulation est le centre de régulation du réseau, elle permet d'avoir une température de retour du réseau qui tend vers la température de retour de consigne (80 °C) tout en essayant de satisfaire la demande en chaleur des utilisateurs. Pour rappel, la température aller du réseau est de 110 °C.

Un dispositif de réglage de la vitesse de rotation des pompes de circulation est modélisé afin de répondre à la demande des bâtiments tout en fonctionnant à vitesse de rotation variable. Le réglage est assuré par un contrôleur PI qui compare la température de retour de consigne et la température de retour réelle (un capteur de température est placé sur le tuyau de retour du fluide), et régule la vitesse de rotation en fonction de ce critère. Généralement, la vitesse de rotation n'est pas réglée à sa valeur nominale, car il n'est pas nécessaire d'avoir un débit élevé étant donné la forte différence de température aux bornes d'une sous-station, permettant une satisfaction de la charge thermique. Les Figures 3.2 et 3.3 montrent respectivement le débit massique du tuyau principal passant par la pompe et la vitesse de rotation de la pompe (une valeur de 1 correspond à 100 % de sa valeur nominale) durant une semaine d'hiver afin de montrer l'effet de la régulation de la pompe et de la proportionnalité entre le débit massique et la vitesse de rotation. Ainsi, comme expliqué, le débit massique n'atteint pas sa valeur nominale, donc la vitesse de rotation n'atteint pas sa valeur nominale non plus.

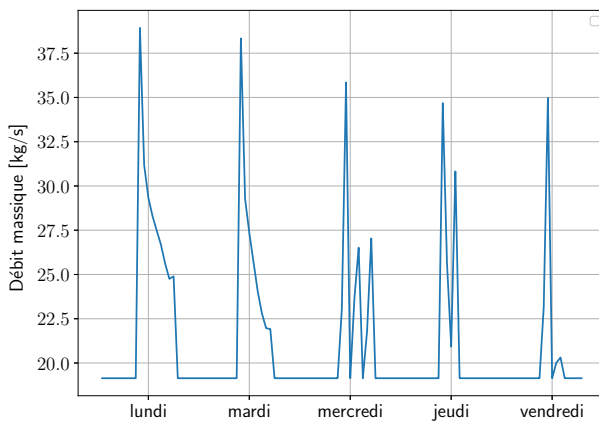


FIGURE 3.2 – Débit massique du tuyau principal durant une semaine d'hiver.

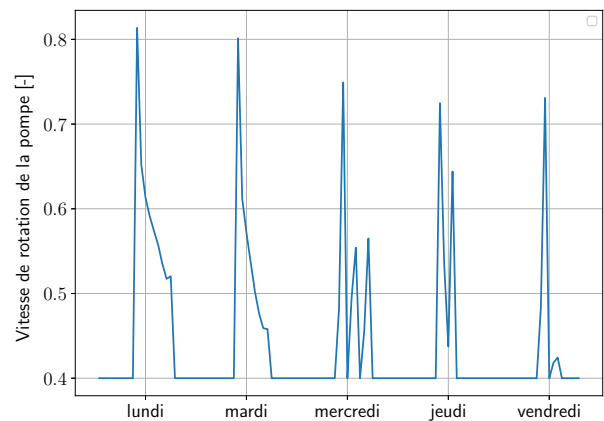


FIGURE 3.3 – Vitesse de rotation de la pompe durant une semaine d'hiver.

La consommation électrique de la pompe est donnée par l'équation :

$$W_{pp} = (p_{su,0} - p_{ex,0}) \frac{\dot{m}}{\rho \eta_{pp}} \quad (3.5)$$

avec ρ la masse volumique de l'eau et η_{pp} l'efficacité de la pompe de circulation qui est considérée à 60 %. En réalité, l'efficacité de la pompe dépend de son débit, mais elle est supposée constante ici.

Source de chaleur :

La source de chaleur est considérée comme sans pertes de charge. L'eau refroidie qui arrive en entrée de la source de chaleur est réchauffée jusqu'à atteindre 110 °C. Cette chaleur produite sert à répondre à la demande des bâtiments et à compenser les pertes de chaleur le long des tuyaux. L'équation qui détermine la chaleur produite est :

$$\dot{Q}_{reseau} = \dot{m} \Delta h \quad (3.6)$$

avec Δh la différence d'enthalpie entre l'entrée et la sortie de la source de chaleur.

Tuyaux :

Les tuyaux aller et retour du réseau de chaleur sont modélisés à l'aide du modèle de tuyau proposé par [22], qui se base sur un modèle « *plug flow* » afin de prédire le comportement dynamique du transport de chaleur (les retards de transport par exemple). Son objectif est de modéliser avec précision le comportement thermohydraulique et dynamique des conduites du réseau de chaleur. Le modèle est capable de faire face à des températures d'entrée fluctuantes, à des débits massiques variables et à des configurations de réseau arbitraires. Seuls la longueur du tuyau, le diamètre du tuyau et le débit massique nominal sont à fournir comme paramètres du modèle.

La longueur des tuyaux est calculée sur base d'une carte de réseau de chaleur du Quartier Polytech (Figure 3.4). La longueur calculée est de 1044 m, donnant au total une longueur de 2088 m en prenant en compte les tuyaux aller et retour.

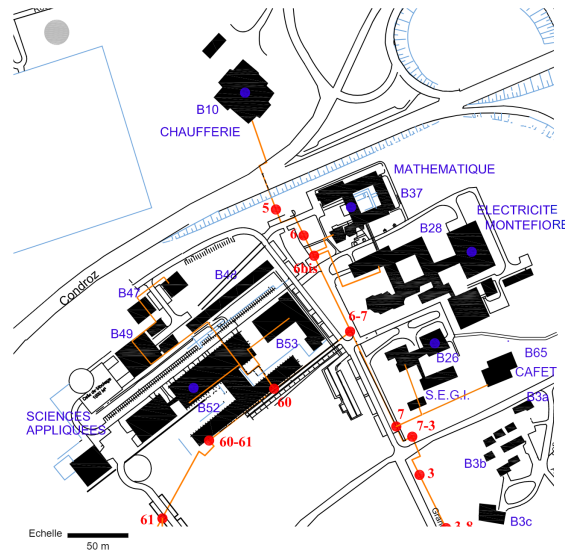


FIGURE 3.4 – Carte du réseau de chaleur du quartier Polytech. Les bâtiments sont représentés par les blocs noirs et les sous-stations par les ronds rouges.

Contrairement à la longueur de tuyaux qui est la longueur réelle de la canalisation du quartier Polytech, les diamètres de ces tuyaux sont inconnus et sont donc calculés afin de respecter la charge nécessaire des bâtiments auxquels ils sont connectés.

La vitesse maximale du fluide dans le réseau de chaleur du Sart-Tilman est de 1,5 m/s [33]. La vitesse du fluide dans le modèle est limitée à 1 m/s afin de réduire les pertes de charge et avoir des diamètres plus grands.

Le diamètre de chacun des tuyaux connectés à une sous-station est calculé tel que :

$$\dot{Q}_{nom} = \dot{m}_i c_p \Delta T \quad [W] \quad (3.7)$$

et

$$\dot{m}_i = A \rho v \quad [kg/s] \quad (3.8)$$

avec \dot{Q} [W] la charge nominale du bâtiment concerné, ΔT [K] la différence de température actuelle dans le réseau de chaleur de 30 °C, la vitesse v [m/s] imposée à 1 m/s et finalement les paramètres c_p [J/kg K] et ρ [kg/m³] qui sont la chaleur spécifique et la masse volumique de l'eau dans le réseau de chaleur. À partir de A la surface d'une coupe de tuyau, le diamètre en est déduit.

Les diamètres calculés des différents tuyaux connectés aux sous-stations sont repris dans la Table 3.1.

TABLE 3.1 – Diamètres des tuyaux des sous-stations.

	Diamètre [cm]
B28	10,07
B26	4,5
B37	6,75
B49	6,37
B65	2,50
B52	15,95
B53	7,8
B47	5,15

Vanne :

Une vanne pour fluides incompressibles, venant de la librairie *Modelica*, est ajoutée au modèle du réseau de chaleur. Son ajout a pour but d'intégrer un circuit by-pass dans le réseau dont le débit massique est contrôlé par cette vanne. Elle stabilise le fonctionnement du système en ayant toujours un petit débit qui y passe. Le petit débit de la vanne se mélange avec les plus grands débits des sous-stations afin d'éviter des températures trop basses en sortie.

La perte de charge au niveau de la vanne est dépendante du débit massique par :

$$\Delta p_{vanne} = K_{vanne} \dot{m}_{bypass} \quad (3.9)$$

où K_{vanne} est une constante caractéristique de la vanne.

La pression différentielle nominale de la vanne est de 0,4 bar et son débit massique nominal est de 5 kg/s.

Vase d'expansion :

Un vase d'expansion est placé en amont de la pompe de circulation et a deux rôles importants dans le réseau de chaleur. D'une part, il régule la pression dans le circuit de chauffage, le vase assure une pression statique constante en entrée de pompe. D'autre part, il absorbe les variations de volumes de l'eau générées par les variations de température.

3.1.2 Dimensionnement de la pompe de circulation et pertes de charge associées

Le dimensionnement et la régulation adéquats de la pompe de circulation sont les éléments clés de la modélisation du réseau de chaleur. En effet, ils permettent de garantir une distribution efficace de la chaleur, économiser de l'énergie, maintenir un équilibre hydraulique et assurer la stabilité du système.

Dans un premier temps, l'intérêt est porté à l'importance de définir un équilibre hydraulique entre les différents tuyaux. Pour cela, les pertes de charge dans le réseau doivent être définies ainsi que les débits nominaux.

Pour rappel, les pertes de charge dans le réseau sont présentes au niveau des sous-stations, de la vanne et des tuyaux, comme représentées sur la Figure 3.5. Ces pertes de charge doivent être compensées par la pompe.

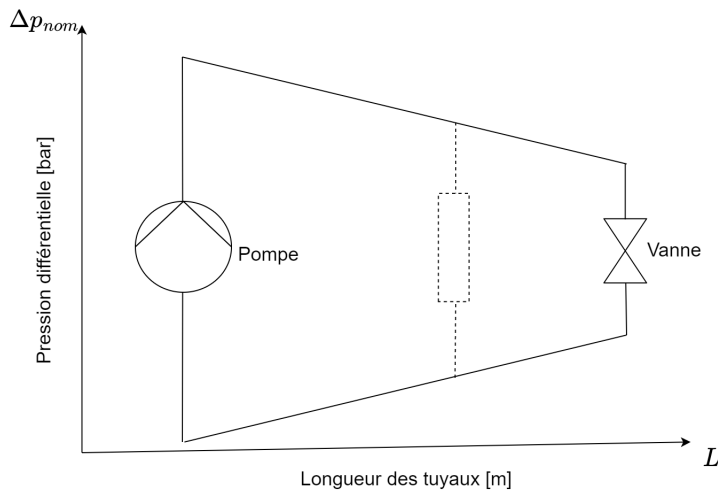


FIGURE 3.5 – Pression différentielle dans le réseau de chaleur en fonction de la longueur des tuyaux. Le bloc pointillé représente une sous-station.

Étant donné que le réseau de chaleur est modélisé en étoile, le chemin aller et retour entre la pompe et chaque sous-station est équivalent, de même pour le chemin entre la pompe et la vanne. Cela implique la superposition des différentes sous-stations et de la vanne au niveau de l'axe des longueurs sur la Figure précédente. Une sous-station est représentée en pointillé dans un cas où sa distance à la pompe de circulation serait plus courte.

La pression de la pompe sert à maîtriser les frottements et autres résistances dans le réseau. La pression différentielle entre l'aller et le retour est la plus importante au voisinage de la pompe, comme illustré sur la Figure 3.5. Cette pression doit être partiellement réduite par des organes de réglage dans les sous-stations et la vanne afin de maintenir une répartition de l'eau chaude qui est proportionnelle aux puissances [34]. Pour garantir un équilibre hydraulique et dimensionner la pompe, les pertes de charge nominales au niveau des sous-stations, de la vanne et des tuyaux doivent être imposées. Les pertes de charge nominales au niveau des sous-stations et de la vanne sont donc imposées à 0,4 bar chacune, afin de dimensionner la pompe. Concernant les pertes de charge au niveau des tuyaux, vu qu'un modèle existant et assez complexe est utilisé, la perte de charge nominale ne peut pas être imposée et est inconnue. Une valeur type de perte de charge dans les tuyaux est de 30-70 Pa/m, cet intervalle de valeurs sert donc de base de calcul. Une pression nominale de 1,3 bar est donc imposée au niveau de la pompe, avec un facteur de correction de 1,4 menant à une pression différentielle maximale de 1,82 bar.

En imposant une pression différentielle de la pompe en fonction des pressions différentielles de la vanne et des tuyaux qui relient la vanne à la pompe, le dimensionnement de la pompe est réalisé. En effet, la courbe caractéristique de la pompe se présente à l'aide de cette équation :

$$\Delta p = \frac{\Delta p_{nom}}{N_{nom}^2} \cdot N^2 + C_2 \cdot \dot{m}_2^2 \quad (3.10)$$

avec Δp_{nom} la pression différentielle nominale, N_{nom} la vitesse de rotation nominale, N la vitesse de rotation de la pompe qui est contrôlée par un contrôleur PI entre 40 et 100 % de sa valeur nominale afin de maintenir la température de retour de consigne, C_2 une constante qui spécifie les conditions d'opérations nominales et finalement \dot{m} le débit massique qui varie de 0 jusqu'au débit massique nominal selon la charge nécessaire à fournir au réseau.

Le débit massique nominale de la pompe est quant à lui la somme des débits nominaux des différentes sous-stations et de la vanne dont le calcul a été détaillé dans la sous-section précédente. Le débit nominal de la pompe vaut 48,97 kg/s. En effet, comme déjà expliqué, le tuyau principal alimenté par la pompe se divise au total en 9 sous-tuyaux pour chacune des sous-stations et pour la vanne.

La Figure 3.6 représente les courbes de fonctionnement de la pompe, décrites par l'équation 3.10.

La courbe rouge indique la courbe caractéristique à vitesse de rotation nominale, elle donne le débit maximal que la pompe peut fournir à une pression donnée pour les conditions d'opération optimales. À vitesse de rotation à 90 % de la vitesse de rotation nominale, la courbe orange est plus basse, car la pompe délivre moins de fluide lorsqu'elle fonctionne à une vitesse réduite.

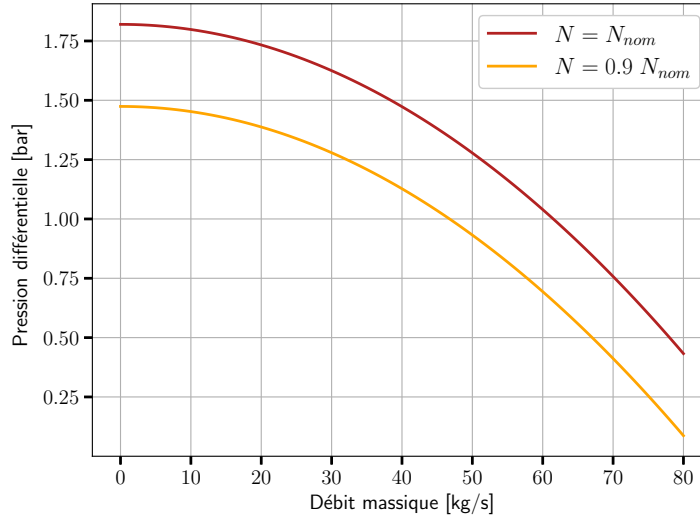


FIGURE 3.6 – Courbes caractéristiques de la pompe.

Le point clé de l'équilibrage hydraulique dans le réseau de chaleur est l'application de l'équation suivante :

$$\Delta p = C_{\Delta p} \dot{m}^2 \text{ avec } C_{\Delta p} = \frac{\Delta p_{nom}}{\dot{m}_{nom}^2} \quad (3.11)$$

dans les différentes sous-stations, car elle permet d'avoir une perte de charge proportionnelle au débit correspondant dans chacun des tuyaux et donc un dimensionnement correct du réseau. En conditions nominales, la taille de la pompe est respectée et presque atteinte. Elle sera toujours légèrement surdimensionnée pour garantir une marge de sécurité et assurer un fonctionnement optimal du réseau de chaleur.

L'équilibrage hydraulique qui est réalisé permet d'avoir une distribution efficace de la chaleur au sein du réseau de chaleur. En effet, une distribution homogène de la chaleur évite les problèmes de sous-alimentation ou de suralimentation de certaines sous-stations. Les débits d'eau dans les différents tronçons sont ajustés afin de garantir des conditions de fonctionnement optimales. Une pompe surdimensionnée peut entraîner des déséquilibres hydrauliques, tels que des vitesses excessives de l'eau, des pressions inégales et des pertes de charge inutiles. En revanche, si elle est sous-dimensionnée, elle ne pourra pas fournir suffisamment de débit pour répondre aux besoins de chaleur du réseau. Ces deux situations peuvent avoir un impact négatif sur l'efficacité du réseau et entraîner des problèmes de confort dans les bâtiments, d'où l'importance de dimensionner correctement le réseau de chaleur et particulièrement la pompe.

3.1.3 Simplifications et hypothèses

Le réseau de chaleur est modélisé sans considérer les vraies distances entre les bâtiments et la source de chaleur. Il est supposé que tous les bâtiments sont à la même distance de la source. Cette simplification est réalisée dans un premier temps pour s'adapter à la sensibilité du modèle.

Les débits nominaux dans le réseau sont calculés sur base de la charge totale nominale des bâtiments. Cependant, en pratique, les pertes thermiques au niveau des canalisations doivent

également être incluses dans ce calcul, car celles-ci doivent être compensées en produisant davantage de chaleur au niveau de la source. La chaleur demandée par les bâtiments n'est pas la seule chaleur produite. Contrairement à la charge des bâtiments, les pertes dans les canalisations ne sont pas connues a priori. Ces dernières peuvent être déterminées a posteriori par méthode itérative. Cependant, étant donné que les simulations sont instationnaires, il est difficile d'estimer des paramètres nominaux sans les connaître a priori. C'est pourquoi les pertes thermiques au niveau des canalisations ne sont pas considérées dans le calcul des débits nominaux.

3.1.4 Données

Les courbes de demande de chaleur des différents bâtiments, qui ont été déterminées dans le Chapitre 2 et qui sont intégrées dans le réseau de chaleur, sont représentées sur une base horaire. Dans un premier temps, pour obtenir des résultats précis, la demande en chaleur de chaque bâtiment est extraite en minutes à partir de Dymola. Ensuite, elle est convertie en base horaire en effectuant une moyenne des 60 minutes pour chaque heure de l'année. Cette conversion permet d'avoir un intervalle de temps plus large pour les simulations tout en maintenant la précision du réseau de chaleur. En passant des minutes aux heures, le pas de temps et la taille du fichier de sortie sont divisés par 60.

$$Q_{\text{horaire}} = \frac{1}{60} \sum_{i=1}^{60} Q_i \quad (3.12)$$

3.2 Résultats

Dans cette section, les résultats de la simulation du réseau de chaleur sont illustrés. Le cas de base est considéré avec les bâtiments tels qu'ils consomment actuellement. L'énergie fournie au réseau est considérée comme une source de chaleur idéale dans un premier temps, ne présupant pas d'énergie primaire ni de rendement.

Un Diagramme de Sankey est utilisé pour illustrer ce résultat, c'est un diagramme de flux énergétiques dont la largeur des flèches est proportionnelle au flux représenté.

La Figure 3.7 montre les différents flux d'énergie autour du réseau de chaleur. L'énergie annuelle alimentant le réseau de chaleur est de 3313 MWh. L'énergie consommée par les pompes est de 7 MWh. Le modèle ne considère pas l'énergie consommée par les pompes comme source d'énergie thermique alors qu'en réalité, les pertes de friction provoquées par la pompe émettent de la chaleur qui est récupérée. Il a été décidé de considérer cette énergie consommée par la pompe de circulation dans les déperditions thermiques pour l'inclure dans le bilan du réseau et pour la représentation sous forme de Diagramme de Sankey

D'après [33], les pertes totales au niveau des canalisations du réseau valent approximativement 20 % de la chaleur annuelle totale injectée dans le réseau. Il faut nécessairement en tenir compte pour évaluer la performance globale du système. Les déperditions thermiques représentent ici 23 % de l'énergie totale fournie au réseau, ce qui est un bon ordre de grandeur.

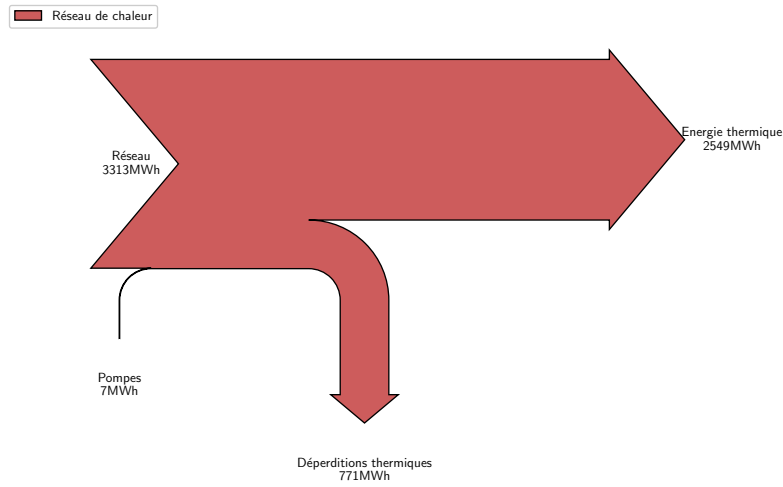


FIGURE 3.7 – Diagramme de Sankey : réseau de chaleur du quartier Polytech.

L'énergie totale consommée réellement par les bâtiments modélisés est de 2550,7 MWh. Cependant, le diagramme de Sankey affiche une énergie thermique de 2549 MWh. Cette erreur, qui est considérée comme négligeable, vient du fait que la température initiale du réseau est différente de la température finale. En effet, une température d'initialisation de 110 °C est choisie pour le réseau, tandis que la température finale est légèrement plus basse à cause des pertes de transport. Cette différence de température entraîne un stockage d'énergie thermique dans le réseau et donc, une erreur dans le bilan.

Le bilan de puissance instantanée est :

$$Q_{\text{reseau}} = Q_{\text{bâtiments}} + Q_{\text{pertes}} + \rho V c \frac{dT}{dt} \quad (3.13)$$

où le dernier terme, $\rho V c \frac{dT}{dt}$, représentant la variation temporelle de la quantité de chaleur dans un volume donné, correspond à l'inertie thermique dans le réseau. Le Diagramme de Sankey néglige ce dernier terme. L'énergie thermique du réseau est donc légèrement sous-dimensionnée. Vu que la charge thermique des bâtiments est nulle au début de la simulation, l'initialisation des tuyaux à la température du réseau est une bonne approximation.

Chapitre 4

Alimentation du réseau en énergie primaire

Le chapitre concernant l'alimentation du réseau en énergie primaire forme l'une des contributions originales de ce travail. Il propose la modélisation de différentes alternatives énergétiques pour alimenter le réseau de chaleur ainsi que l'analyse de différents mix énergétiques.

4.1 Modélisation

Dans cette section consacrée à la modélisation, différentes alternatives énergétiques sont envisagées pour alimenter le réseau de chaleur. Le réseau de chaleur du Sart-Tilman est alimenté par une unité de cogénération et des chaudières à gaz qui sont, dans cette section, mises à l'échelle pour être adaptées au quartier Polytech. Une alternative à l'unité de cogénération est proposée : une pompe à chaleur géothermique, pour répondre à la charge thermique de base. Étant donné que l'utilisation d'une PAC nécessite de l'électricité et afin d'assurer une approche durable, la satisfaction des besoins électriques est envisagée grâce à l'intégration de panneaux photovoltaïques ou d'éoliennes. Cette combinaison permet la création d'un système énergétique plus équilibré, en maximisant l'utilisation des énergies renouvelables locales. Par ailleurs, pour réduire la dépendance aux chaudières à gaz, la modélisation d'un système de stockage thermique est réalisée. En résumé, l'étude explore la possibilité d'améliorer l'alimentation du réseau de chaleur en utilisant des alternatives énergétiques plus durables.

4.1.1 Unité de cogénération biomasse et chaudières à gaz

Le réseau de chaleur du Sart-Tilman, alimenté en cogénération biomasse et en chaudières à gaz, dessert approximativement 60 bâtiments, y compris le CHU de Liège. Étant donné que le travail se fait sur le quartier Polytech, qui est environ dix fois plus petit que l'entière du parc de bâtiments du Sart-Tilman, une mise à échelle du réseau de chaleur actuel doit être faite afin de l'adapter au cas d'étude. En effet, la puissance thermique nominale de l'unité de cogénération est réduite, donc la puissance électrique nominale l'est également.

Actuellement, le réseau de chaleur du Sart-Tilman dispose d'une puissance thermique nominale de 55 MW, tandis que l'unité de cogénération alimentée par la biomasse possède une puissance thermique nominale de 7 MW. Pour calculer les puissances thermiques nominales du réseau et de la cogénération pour le réseau Polytech, une règle de trois est appliquée sur ces valeurs.

La puissance thermique nominale du réseau Polytech est calculée en prenant la puissance thermique maximale du réseau Polytech renvoyée par la simulation du réseau. Cette puissance correspond à la charge consommée par les bâtiments à cet instant et aux pertes de chaleur sur le réseau, l'inertie thermique du réseau est négligée.

Le rendement de la cogénération ainsi que la puissance électrique produite sont représentés sur la Figure 4.1 pour le réseau du Sart-Tilman. Son rendement maximum avoisine les 69 %. Ce graphique est adapté au réseau de chaleur Polytech en considérant que sa puissance thermique nominale aura un rendement de 69 % également. Une règle de trois est également réalisée sur la production électrique. Une interpolation des deux courbes est faite sur base de 2 points pour la réalisation du graphique adapté au cas d'étude.

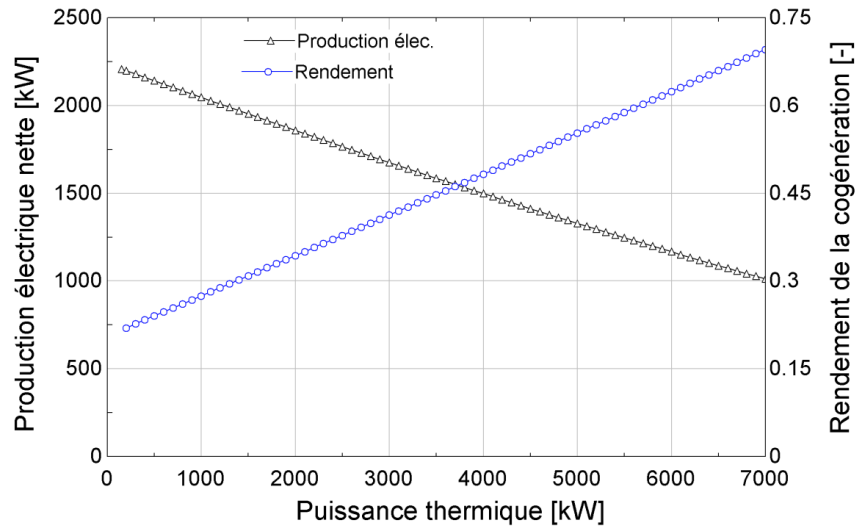


FIGURE 4.1 – Rendement et production électrique de la cogénération étudiée en fonction de sa puissance thermique, Sart-Tilman [3].

L'unité de cogénération biomasse est toujours alimentée par la même quantité d'énergie primaire. Si l'énergie thermique produite diminue pour cause d'une diminution de la demande, alors de l'énergie électrique est produite à la place avec un rendement plus faible.

Les résultats obtenus par la règle de trois sur le réseau de chaleur du Sart-Tilman ainsi que la réalisation de l'interpolation sont présentés sur la Figure 4.2 sous la forme de deux équations linéaires :

$$Q_{el,cg} = 264085 - 0.20 * Q_{th,cg} \quad (4.1)$$

$$\eta_{cg} = 0.21 + 6.27 \cdot 10^{-7} * Q_{th,cg} \quad (4.2)$$

Ces équations permettent de calculer la puissance électrique produite et le rendement de la cogénération pour n'importe quelle valeur de puissance thermique. Le réseau de chaleur du quartier Polytech possède une puissance thermique nominale de 5,97 MW donc une puissance thermique nominale de cogénération de 0,76 MW est disponible. La puissance électrique nominale est de 0,26 MW.

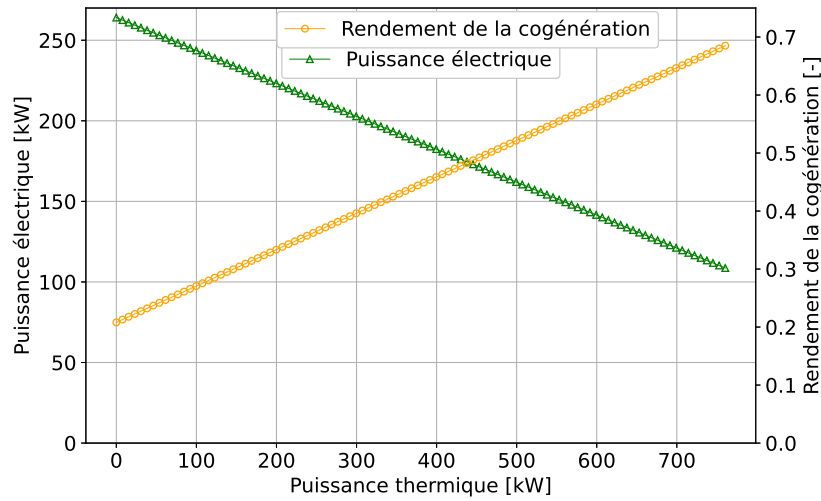


FIGURE 4.2 – Rendement et production électrique de la cogénération étudiée en fonction de sa puissance thermique, Quartier Polytech.

Les équations permettant de modéliser l'unité de cogénération et les chaudières à gaz sont d'une part, les équations 4.1 et 4.2, et d'autre part, les équations suivantes :

$$Q_{tot,cg} = Q_{th,cg} + Q_{el,cg} \quad (4.3)$$

qui calcule la puissance totale produite par la cogénération, la somme de la puissance thermique et électrique,

$$Q_{prim,cg} = \frac{Q_{tot,cg}}{\eta_{cg}} \quad (4.4)$$

qui permet de calculer l'énergie primaire, en biomasse, nécessaire à la satisfaction de la demande de puissance de base du réseau,

$$Q_{pertes,cg} = Q_{prim,cg} \cdot (1 - \eta_{cg}) \quad (4.5)$$

qui calcule les pertes de la cogénération en fonction du rendement,

$$Q_{chau} = Q_{réseau} - Q_{th,cg} \quad (4.6)$$

qui calcule la puissance thermique de la chaudière, nécessaire en cas de pic de charge,

$$Q_{prim,chau} = \frac{Q_{chau}}{\eta_{chau}} \quad (4.7)$$

qui permet de calculer l'énergie primaire, en gaz, à fournir aux chaudières. Le rendement des chaudières a été imposé à 80 %.

Sachant que la puissance thermique nominale du réseau est de 0,76 MW, une condition est imposée en disant qu'au-dessus de cette valeur, les chaudières fournissent la puissance thermique complémentaire.

4.1.2 Pompe à chaleur géothermique

La pompe à chaleur géothermique utilise la chaleur naturelle stockée dans le sol pour chauffer ou refroidir un espace. Elle demande, dans la majorité des cas, une faible puissance électrique comparée à la puissance thermique qu'elle est capable de produire.

Cette pompe à chaleur remplace la charge de base fournie par la cogénération biomasse dans le cas d'un réseau de chaleur basse température. Pour rappel, une PAC géothermique n'est pas efficace pour un réseau de chaleur à haute température, car la puissance électrique nécessaire pour alimenter cette PAC est trop conséquente et rend donc cette technologie non rentable.

Cette section présentera la faisabilité technique d'un cas de géothermie sur le campus du Sart-Tilman ainsi que son application aux besoins thermiques du quartier Polytech.

La géothermie est une source de chaleur très intéressante pour le Sart-Tilman. En effet, cette technique permet d'exploiter la chaleur du sol grâce à des terrains libres présents sur le campus, mais également d'utiliser les nappes aquifères pour faire de la géothermie en circuit ouvert. Un système en circuit ouvert pompe directement l'eau présente dans la nappe aquifère, puis la restitue après l'échange thermique.

Un cas de puits de pompage des eaux souterraines a été réalisé au Sart-Tilman [35], prouvant la présence de nappes aquifères dans le sol du campus. Ce puits a été foré près du B17 - Halle de Génie chimique. Le bâtiment est situé dans le quartier Urbanistes, au niveau du point rouge sur la Figure 4.3.

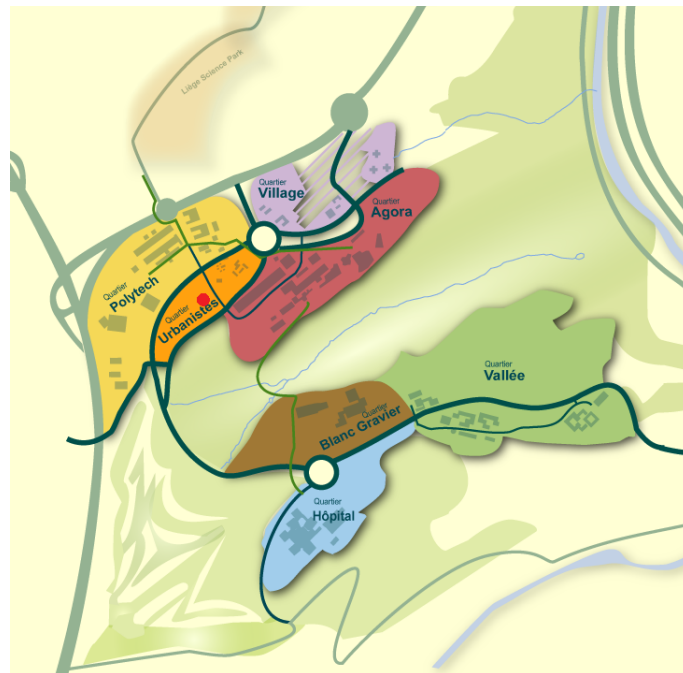


FIGURE 4.3 – Carte des différents quartiers du Sart-Tilman (point rouge : B17) [4].

Le sol au Sart-Tilman est constitué de terre sableuse sur les premiers mètres et ensuite de roches schisto-gréseuses, qui sont des roches fissurées contenant des nappes aquifères (voir Figure 4.4). Une roche fissurée à une profondeur entre 28 et 32 mètres en dessous du sol a été utilisée pour réaliser le pompage d'eau souterraine. Un débit de $15 \text{ m}^3/\text{h}$ a pu être extrait de cette roche.

Un cas de géothermie en circuit ouvert est en cours de réflexion au Sart-Tilman, mais n'a pas encore été mis en place. Cependant, au vu de la présence des nappes aquifères sur le campus et de la possibilité d'en extraire un débit de $15 \text{ m}^3/\text{h}$, cette étude considère la faisabilité technique de cette technologie. L'eau extraite du sol est à une température de $10,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

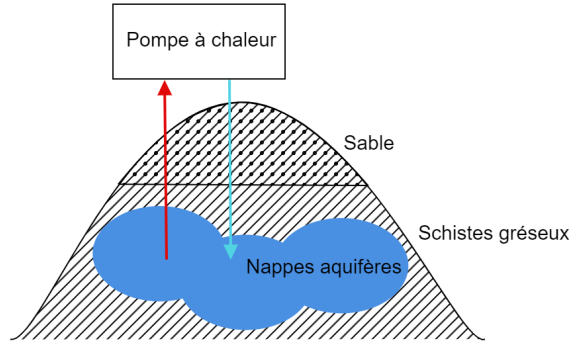


FIGURE 4.4 – Schéma de la colline du Sart-Tilman avec ses nappes aquifères.

Un ΔT de $7 \text{ }^\circ\text{C}$ est considéré dans la transmission de chaleur à la PAC venant du sol. Le delta T est généralement compris entre 5 et $10 \text{ }^\circ\text{C}$. Le facteur limitant est la sécurité antigel de l'évaporateur de la pompe à chaleur [16].

Une certaine puissance peut donc être extraite d'un doublet :

$$\dot{Q} = \dot{V} \Delta T 1.16 = 121.8[\text{kW}] \quad (4.8)$$

où \dot{V} est le débit volumique de $15 \text{ m}^3/\text{h}$, ΔT est la différence de température de $7 \text{ }^\circ\text{C}$ et 1,16 est la densité de l'eau, $1000[\text{kg}/\text{m}^3]$, multipliée par la capacité thermique spécifique de l'eau, $4.18[\text{kJ}/\text{kg}/\text{K}]$, divisée par 3600 pour transformer l'heure en secondes.

Un doublet est un ensemble de deux forages associés (en doublet) dont l'un est dédié à l'extraction de l'eau souterraine et l'autre à la réinjection de l'eau souterraine.

Dans cette étude, la géothermie à circuit ouvert est considérée comme substitut à la cogénération biomasse. Étant donné que la puissance thermique nominale de la cogénération biomasse est de 0,76 MW, cette même puissance doit être fournie par la PAC dans ce cas test. Si un doublet permet d'avoir 121,8 kW de puissance thermique, alors sept doublets sont nécessaires afin d'alimenter le quartier Polytech en chaleur géothermique pour sa charge de base.

Étant donné que la température de l'eau souterraine est à $10,5 \text{ }^\circ\text{C}$ et que le réseau est alimenté en eau à $60 \text{ }^\circ\text{C}$, une PAC est utilisée afin de relever cette température. La source de chaleur de cette PAC est le sol du quartier Polytech, tandis que l'émission de chaleur est le réseau de chaleur.

Le Coefficient de Performance (COP) de cette pompe à chaleur géothermique est déterminé sur base du COP de Carnot dans un premier temps :

$$COP_{\text{carnot}} = \frac{T_{\text{chaud}}}{T_{\text{chaud}} - T_{\text{froid}}} = 6.73 \quad (4.9)$$

avec T_{chaud} la température du réseau de chaleur à $60 \text{ }^\circ\text{C}$ et T_{froid} la température de la source de chaleur donc $10,5 \text{ }^\circ\text{C}$.

Le COP de la PAC géothermique vaut la moitié du COP de Carnot, cette valeur est choisie afin d'éviter de surestimer la performance de la PAC et prendre en compte les différents paramètres qui pourraient avoir une influence négative sur le coefficient.

$$COP_{PAC} = \frac{COP_{Carnot}}{2} = 3.37 \quad (4.10)$$

Cette valeur du COP permet de modéliser la PAC dans le modèle du réseau de chaleur en déterminant la puissance électrique nécessaire en fonction de la puissance thermique demandée par le réseau.

Plusieurs hypothèses sont émises lors de la modélisation de la PAC géothermique :

1. Il est supposé que le terrain du Sart-Tilman a la capacité de réaliser sept doublets, c'est-à-dire posséder suffisamment de nappes aquifères disponibles afin de réaliser 14 forages.
2. Le débit de pompage est limité à $15 \text{ m}^3/\text{h}$ pour tous les doublets. Cependant, ce débit a été extrait d'un seul doublet réalisé. Ce débit pourrait s'avérer être plus élevé ou plus faible pour d'autres forages réalisés sur le campus.
3. Il est supposé que le puits de réinjection est alimenté en eau par gravité venant de la pompe à chaleur. Une pompe hydraulique est considérée uniquement pour le puits de pompage.
4. L'alimentation électrique des pompes hydrauliques permettant d'extraire l'eau souterraine afin d'alimenter la pompe à chaleur est considérée comme négligeable par rapport à la consommation électrique de la pompe à chaleur.

4.1.3 Stockage d'énergie thermique

Les citernes de stockage pour les réseaux de chaleur sont utilisées pour stocker l'eau chaude afin de répondre à la demande de chaleur dans un réseau de distribution. Elles sont très bien isolées et généralement conçues pour maintenir une température constante de l'eau stockée, ce qui permet de fournir de la chaleur de manière continue et régulée.

Les citernes de stockage peuvent être disposées de différentes manières, mais la disposition la plus courante est celle des citernes couchées en parallèle. Cela signifie que les citernes sont placées côte à côte horizontalement plutôt que verticalement.

Ce stockage d'énergie thermique journalier est ajouté au réseau de chaleur, au niveau de la génération de chaleur afin de réduire la consommation de chaudières à gaz. Il est généralement employé pour stocker de la chaleur la nuit et la restituer en journée afin d'aplatir les pics de consommation du matin et du soir alimenté généralement en chaudières à gaz.

Pour ce cas d'étude, un simple stockage d'énergie thermique est modélisé sous forme de citerne qui se remplit ou se vide en fonction de la demande de chaleur, tel que représenté sur la Figure 4.5 :

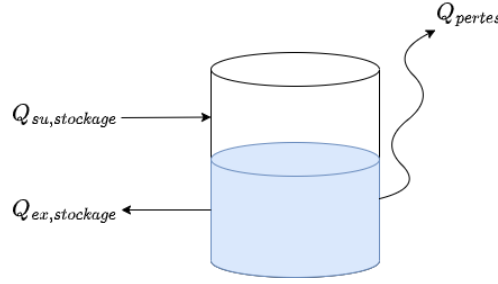


FIGURE 4.5 – Schéma d'une citerne de stockage thermique avec ses flux correspondants.

Des pertes de chaleur ont lieu entre la citerne et son environnement. Le bilan d'énergie dans la citerne est :

$$\frac{d}{dt}E_{cit,t+1} = Q_{su,stockage,t} - Q_{ex,stockage,t} - Q_{pertes,t} \quad (4.11)$$

avec $Q_{su,stockage,t}$ l'énergie qui rentre dans la citerne et $Q_{ex,stockage,t}$ l'énergie qui en sort. Les pertes $Q_{pertes,t}$ sont équivalentes à l'équation :

$$Q_{pertes,t} = G_s(T_{in} - T_{ext})V_{cit} \quad (4.12)$$

où G_s est le coefficient de déperditions, T_{in} la température de l'eau dans la citerne, T_{ext} la température extérieure et V_{cit} le volume de la citerne.

La température extérieure est fournie par le fichier météorologique, la température de l'eau dans la citerne est supposée constante à 60 °C et le volume de la citerne dépend de la quantité d'énergie thermique stockée au temps considéré. Le coefficient de déperditions est déterminé par une courbe de décroissance exponentielle [34] en fonction du volume du réservoir, et vaut donc approximativement $3W/(m^2K)$ pour de grands volumes, comme considérés dans ce cas d'étude.

L'objectif de ce stockage est de diminuer l'énergie thermique fournie par les chaudières à gaz à 10-15 %. En effet, ceci permet une diminution du gaz nécessaire et donc une réduction des émissions de gaz à effet de serre. Étant donné que le coût de 1 litre de stockage est estimé à 1 euro et que la volonté de supprimer totalement l'utilisation de chaudières à gaz demanderait un stockage à un prix trop conséquent, le cas d'étude va se limiter à un volume de stockage thermique permettant la diminution de la consommation d'énergie thermique en gaz à une valeur entre 10 et 15 %. Cet effet est illustré et expliqué sur la Figure 4.18.

La densité de stockage est de $35kWh/m^3$ pour une cuve de stockage sensible [36], la citerne ne pourra donc pas accepter une énergie thermique (E_{cit}) supérieure à $E_{cit} * V_{cit}$. Le volume de stockage nécessaire pour atteindre l'objectif de diminution de la consommation de gaz est détaillé dans les Sections 4.2.2 et 4.3.2 en fonction des scénarios étudiés.

Plusieurs conditions permettent la modélisation de la citerne de stockage thermique :

1. Lorsque la citerne est vide, il n'y a plus d'énergie thermique qui peut être récupérée de la citerne.
2. Lorsque la citerne est remplie, il n'y a plus d'énergie thermique qui peut être fournie à la citerne.
3. Lorsque la puissance nominale de cogénération est dépassée lors de la production d'énergie nécessaire, l'énergie thermique peut sortir de la citerne afin d'alimenter les pics de demande

à la place de la chaudière à gaz. Dans le cas contraire, lorsque la puissance nominale de cogénération n'est pas atteinte, davantage d'énergie thermique est produite par l'unité de cogénération pour alimenter le stockage, en plus du réseau de chaleur.

Améliorations

Les pertes n'ont pu être modélisées en raison de problèmes numériques. En effet, le logiciel *Dymola* rencontre des difficultés lorsqu'il s'agit de résoudre les équations différentielles pour des pertes d'énergie relativement faibles par rapport à l'énergie stockée, qui sont pourtant les pertes plausibles en pratique. Le pas de temps variable doit être réduit de manière significative afin d'obtenir une solution aux équations différentielles, ce qui entraîne des temps de simulation extrêmement longs, rendant une simulation annuelle impossible. Par conséquent, aucune solution n'a été trouvée jusqu'à présent, ce qui représente une opportunité d'amélioration.

4.1.4 Panneaux photovoltaïques

La pompe à chaleur géothermique a des besoins en électricité afin de produire de l'énergie thermique. Le but de ce travail étant de décarboner le système de chauffage, un premier cas de production d'électricité venant d'énergie renouvelable est étudié.

Les panneaux photovoltaïques servent à fournir l'électricité à la pompe à chaleur géothermique. Le surplus d'électricité produit pourrait être fourni aux bâtiments du quartier Polytech mais n'est pas considéré dans ce travail.

La plateforme *Renewables. ninja* [37], développée par Imperial College London et ETH Zurich, est utilisée afin de déterminer la puissance électrique qui peut être tirée des panneaux photovoltaïques à partir des paramètres suivants : le type de dataset, l'année étudiée, la puissance de crête des panneaux, les pertes du système, la présence d'un tracker solaire ou non, l'angle d'élévation et l'angle azimut.

Des valeurs types sont utilisées pour les angles : 35° pour l'angle d'élévation et 180° pour l'angle d'azimut. On suppose une technologie simple sans tracker solaire, des pertes du système de 10 %, un dataset pour l'année 2019 et une puissance de crête de 400 kW.

Le facteur de charge moyen sur l'année calculé par la plateforme est de 14,3 %. D'après [38], le rendement des panneaux est de 15 % approximativement, ce qui valide le facteur de charge calculé.

D'après Terre Solaire [39], un panneau photovoltaïque a une puissance de crête de 400 W avec une surface de $1.9m^2$. Afin de tenter de satisfaire les besoins en électricité de la pompe à chaleur, une puissance de crête de 400 kW est modélisée. Ceci représente une surface de panneaux de $1900 m^2$.

L'équation permettant de calculer la puissance électrique produite par les panneaux est :

$$Q_{pv} = \eta_{pv} G(i) A \quad (4.13)$$

avec η_{pv} le rendement des panneaux de 15 % approximativement et qui varie en fonction du type de panneau, $G(i)$ l'irradiation solaire globale sur le panneau incliné et A la surface totale des panneaux, valant $1900 m^2$.

Critère de choix de puissance installée

Afin d'estimer la rentabilité de l'installation des panneaux photovoltaïques, un retour sur investissement (RSI) est calculé :

$$RSI = \frac{\text{investissement}}{E_{\text{autoconsommé}} \cdot 200\text{€/MWh} + E_{\text{reinjecté}} \cdot 50\text{€/MWh}} \quad (4.14)$$

où l'investissement correspond à la somme du coût d'installation et raccordement, 800 000 €/MW, et des dépenses d'exploitation, 10-15 000 €/MW par an [40]. Au total, pour une puissance installée de 400 kW, l'investissement a une valeur de 455 000 €. Le coût de l'énergie électrique est estimé à 200 €/MWh, celle-ci fluctue constamment avec le temps, mais la valeur utilisée représente une moyenne. Le prix d'injection de l'électricité dans le réseau est estimé à 50 €/MWh [41]. L'énergie produite par les panneaux qui est actuellement autoconsommée vaut 151,85 MWh, tandis que le surplus qui est réinjecté dans le réseau vaut 349,373 MWh. Le retour sur investissement a donc une valeur de 9,3 ans, pour une durée de vie de 25 ans. L'investissement est donc suffisamment rentable.

Une puissance installée de panneaux de 600 kW est également étudiée. Le retour sur investissement est de 12 ans, ce qui est également rentable, mais plus élevé que pour une puissance installée de 400 kW. L'énergie autoconsommée est plus élevée de 16,28 % et l'énergie rejetée au réseau électrique est plus élevée de 38,7 %. Il est donc préférable de garder une puissance installée de 400 kW pour alimenter la pompe à chaleur afin d'éviter un rejet trop important d'électricité sur le réseau.

Concernant l'espace d'installation, le quartier Polytech regorge d'espaces libres, visibles sur la Figure 4.6, pouvant être exploités tels que les parkings et les toits des bâtiments adaptés à l'installation de panneaux.

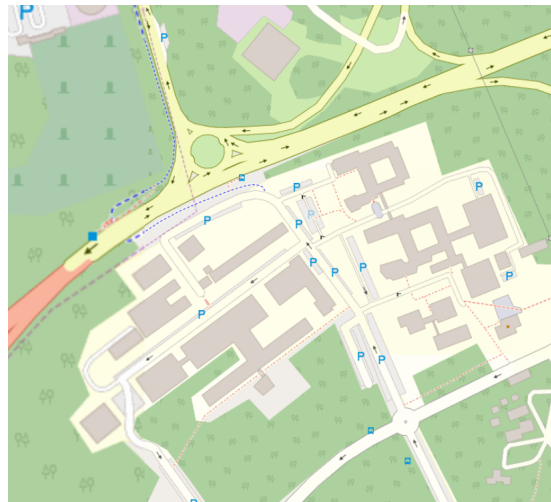


FIGURE 4.6 – Carte pour l'installation de panneaux photovoltaïques. Les bâtiments sont représentés en gris foncé. Les parkings sont notés d'une lettre P bleue.

4.1.5 Éolienne

L'éolienne est présentée comme une alternative aux panneaux photovoltaïques afin de fournir l'électricité à la production de chaleur par pompe à chaleur géothermique.

L'éolienne est une source d'énergie renouvelable qui utilise la force du vent pour produire de l'électricité. L'énergie cinétique du vent est transformée en énergie mécanique par les pales de l'éolienne. Cette énergie mécanique est ensuite transformée en énergie électrique par un générateur.

La vitesse du vent disponible permettant de produire de l'électricité est :

$$\frac{v_{\infty}}{v_0} = \left(\frac{h}{h_0} \right)^n \quad (4.15)$$

avec v_{∞} la vitesse du vent à une altitude de 40 m, v_0 la vitesse du vent à 10 m du sol, h_0 une hauteur de 10 m, h une hauteur de 40 m et n est un paramètre qui est caractéristique de l'environnement où se trouve l'éolienne. Dans ce cas d'étude, le paramètre n vaut 0.3, car le quartier Polytech possède des bois, des bâtiments entourés d'arbres. La surface est donc rugueuse et boisée. Un paramètre n de 0,1 correspond à des surfaces lisses (sable, mer, neige...), 0,2 correspond à des surfaces comme de l'herbe et des champs, 0,3 est le cas étudié et finalement 0,4 est utilisé pour des surfaces très rugueuses (villes, hauts bâtiments) [42].

La puissance du vent est donc calculée par la formule suivante :

$$Q_{vent} = \frac{1}{2} A \rho v^3 \quad (4.16)$$

avec A la surface balayée de 1735 m^2 , ρ la massique volumique de l'air et V la vitesse du vent. La puissance électrique produite par l'éolienne est donnée par la formule suivante :

$$Q_{eolienne} = C_p Q_{vent} \quad (4.17)$$

avec C_p le coefficient de puissance. Une limite de ce coefficient a été découverte par Betz en 1919 et correspond à $\frac{16}{27}$. Cette limite de Betz indique que la puissance théorique maximale développée par une éolienne est égale à environ 60 % de la puissance incidente du vent qui traverse l'éolienne. Le coefficient des éoliennes tripales culmine à environ 25 %.

Deux conditions s'appliquent à la puissance pouvant être extraite du vent. Dans un premier lieu, une vitesse de démarrage minimale est imposée par le producteur. En dessous de cette vitesse de vent, l'éolienne est à l'arrêt et ne peut pas démarrer. Dans un deuxième lieu, la puissance pouvant être produite par l'éolienne est limitée à sa puissance nominale, tel qu'à partir d'une certaine vitesse du vent, l'augmentation de cette dernière ne produira pas davantage de puissance.

L'éolienne Vestas V47 [5] est utilisée pour la modélisation. Celle-ci a une puissance nominale de 660 kW, une vitesse de démarrage de 4 m/s, une vitesse nominale du vent de 15 m/s et une vitesse de déconnexion de 25 m/s. Son diamètre est de 47 m et sa hauteur de mât de 40 m. Sa courbe de puissance est illustrée sur la Figure 4.7.

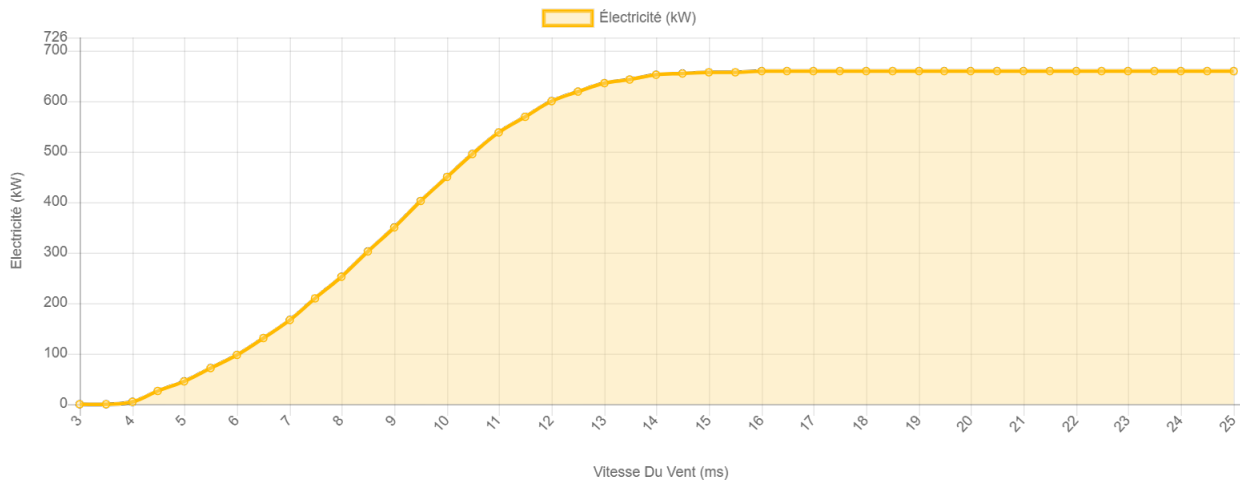


FIGURE 4.7 – Courbe de puissance de l'éolienne Vestas V47 [5].

Critère de choix

Afin d'estimer la rentabilité d'investir dans une éolienne, un retour sur investissement est calculé,

$$RSI = \frac{\text{investissement}}{E_{\text{autoconsommé}} \cdot 200\text{€/MWh} + E_{\text{reinjecté}} \cdot 50\text{€/MWh}} \quad (4.18)$$

où l'investissement correspond à la somme de la dépense d'investissement initiale, entre 1 et 1,7 million d'euros par MW, et des coûts de maintenance, 40 000 €/MW par an. Au total, pour une puissance installée de 660 kW, l'investissement a une valeur approximative de 1 188 000 €. L'énergie produite par l'éolienne qui est actuellement autoconsommée vaut 416,35 MWh, tandis que le surplus qui est réinjecté dans le réseau vaut 743,28 MWh. Le retour sur investissement a donc une valeur de 9,5 ans, pour une durée de vie de 20 ans. L'investissement est donc suffisamment rentable.

Concernant l'espace d'installation, le campus du Sart-Tilman possède beaucoup de plaines libres et inutilisées, donnant des espaces sans bâtiments voisins à proximité. En plus de cela, le campus du Sart-Tilman est universitaire, la faible présence d'habitations permet d'éviter l'inconfort des résidents. Les réglementations locales et les distances minimales entre l'éolienne et les bâtiments occupés sont évidemment à prendre en compte.

4.1.6 Émissions de CO₂

Les sources d'énergie primaires émettrices de CO₂ qui sont considérées dans ce travail sont le gaz naturel, la biomasse et les composants du mix électrique belge.

Le gaz naturel est utilisé pour produire de l'énergie thermique afin d'alimenter une partie du réseau de chaleur. La biomasse est utilisée pour produire de l'énergie thermique dans les scénarios énergétiques incluant l'unité de cogénération biomasse. L'électricité venant du mix électrique belge est utilisée pour alimenter la pompe à chaleur géothermique. Aussi, l'unité de cogénération biomasse ainsi que les panneaux photovoltaïques et l'éolienne produisent du surplus d'électricité qui est revendu au réseau électrique, menant donc à une réduction des émissions de CO₂ dans le bilan due à la vente d'électricité verte.

La quantité de CO₂ émis par MWh consommé pour chaque énergie primaire est reprise dans la Table 4.1 :

TABLE 4.1 – Émissions de CO_2 par MWh consommé pour chaque énergie primaire. Biomasse et gaz naturel [6]. Réseau électrique [7]

Énergie primaire	CO_2 (kg/MWh)
Gaz naturel	251
Biomasse	30
Mix électrique	173

La biomasse est considérée comme une énergie renouvelable lorsque son utilisation respecte les principes de durabilité et d'équilibre écologique, en garantissant la régénération des ressources naturelles utilisées et en limitant les émissions de gaz à effet de serre. Cependant, l'utilisation de la biomasse n'est pas neutre en termes d'émissions de CO_2 . En effet, la combustion du bois émet du CO_2 , qui est ensuite absorbé par les arbres lors de leur croissance. Cependant, souvent, la combustion du bois émet du CO_2 plus rapidement que les arbres ne peuvent en absorber, ce qui entraîne une augmentation de la concentration de CO_2 dans l'atmosphère. Brûler 1 kWh de biomasse émet entre 0 et 30 g de CO_2 selon le type de biomasse et de la capacité de régénération de la forêt. Cependant, cela sort hors du cadre de ce travail, il sera donc considéré que la biomasse utilisée émet 30 g de CO_2 .

La valeur de 173 kg/MWh pour le réseau électrique correspond à la moyenne sur les 5 dernières années en Belgique [7]. En effet, la composition du mix électrique fluctue énormément en fonction des années, des saisons et des heures de la journée. Un choix judicieux a donc été de prendre la moyenne sur les 5 dernières années.

Les émissions de CO_2 sont considérées uniquement lors de la combustion des énergies primaires, et ne prennent pas en compte les émissions de CO_2 liées à d'autres étapes du cycle de vie des énergies primaires et technologies associées.

4.1.7 Scénarios

Dans un premier temps, cinq scénarios sont étudiés sur le réseau de chaleur en baissant petit à petit la température du réseau et en ajoutant de l'isolation sur les bâtiments. Ces scénarios considèrent les sources de chaleur actuelles, à savoir les chaudières à gaz et la cogénération biomasse. Un cas d'intégration de stockage thermique au réseau de chaleur actuel est également analysé. Ces résultats sont illustrés et expliqués dans la section 4.2.

Le but de cette analyse de scénarios est d'observer les effets sur le besoin d'énergie primaire et sur les déperditions thermiques, et également l'impact que cela peut avoir sur le fonctionnement et le rendement de la cogénération à biomasse.

1. 110 °C-80 °C

Le premier scénario correspond à la situation actuelle du réseau de chaleur. Les bâtiments sont modélisés tels qu'ils le sont actuellement, sans isolation ajoutée.

Le réseau de chaleur actuel opère avec une température d'entrée de 110 °C et une température de retour de 80 °C.

2. 110 °C-80 °C avec stockage thermique

Le second scénario reprend la situation actuelle du réseau de chaleur, mais avec l'ajout d'un stockage thermique.

3. 110 °C-80 °C avec isolation ajoutée

Le troisième scénario considère le réseau de chaleur actuel avec une isolation ajoutée sur les bâtiments.

4. 80 °C-60 °C avec isolation ajoutée

Le quatrième scénario considère une modification du réseau de chaleur actuel afin d'opérer à plus basse température et avoir un réseau de chaleur de troisième génération. Le niveau de température de fonctionnement est 80 °C-60 °C et une isolation est ajoutée sur les bâtiments.

5. 60 °C-40 °C avec isolation ajoutée

Le cinquième scénario considère une modification du réseau de chaleur afin d'opérer à un niveau de température 60 °C-40 °C et avoir donc un réseau de chaleur de quatrième génération. Cette baisse conséquente de température permettra l'analyse d'une autre source de chaleur. L'isolation est ajoutée sur les bâtiments.

Dans un deuxième temps, quatre autres scénarios sont étudiés en intégrant tour à tour une pompe à chaleur géothermique, un stockage thermique, des panneaux photovoltaïques et une éolienne.

La température du réseau est maintenant fixée à 60 °C-40 °C et les bâtiments restent isolés. Ces résultats sont illustrés et expliqués dans la section 4.3.

Le but de cette analyse est de présenter une alternative d'approvisionnement en énergie renouvelable au réseau de chaleur actuel.

6. Intégration d'une pompe à chaleur géothermique

Le sixième scénario propose l'intégration d'une pompe à chaleur géothermique à la place de la cogénération biomasse.

7. Couplage d'un stockage thermique à la pompe à chaleur géothermique

Le septième scénario propose l'intégration d'un stockage thermique à la pompe à chaleur géothermique.

8. Intégration de panneaux photovoltaïques

Le huitième scénario propose l'intégration de panneaux photovoltaïques afin d'alimenter la pompe à chaleur géothermique en électricité venant d'énergie renouvelable.

9. Intégration d'une éolienne

Le neuvième scénario propose l'intégration d'une éolienne afin d'alimenter la pompe à chaleur géothermique en électricité venant d'énergie renouvelable.

4.2 Résultats : Scénarios 1 à 5

Cette section présente les résultats des scénarios 1 à 5 détaillés dans la Sous-section 4.1.7. L'objectif de cette section est d'analyser, au fil des scénarios, l'efficacité de l'unité de cogénération et sa production électrique, la variation de consommation de gaz naturel et la variation des déperditions thermiques. Cet objectif peut être atteint par trois moyens utilisés ici : l'isolation des bâtiments connectés au réseau, la diminution du niveau de température du réseau, l'intégration d'un stockage thermique.

4.2.1 Scénario 1 : réseau 110 °C-80 °C et illustration du comportement dynamique

Dans un premier temps, les résultats du scénario 1 sont présentés. Ce scénario considère le réseau de chaleur actuel, c'est-à-dire avec une température de fonctionnement de 110 °C-80 °C et une cogénération biomasse.

Après avoir adapté le réel réseau de chaleur du Sart-Tilman au cas d'étude du quartier Polytech, il est maintenant possible de connaître le comportement exact de l'unité de cogénération à l'échelle du quartier Polytech. En effet, la puissance thermique nominale de l'unité de cogénération a été déterminée et la variation de la puissance électrique ainsi que le rendement de la cogénération peuvent maintenant être connus grâce au développement expliqué à la Sous-section 4.1.1.

Le réseau de chaleur du quartier Polytech est, dans sa situation initiale, alimenté à l'aide d'une unité de cogénération à biomasse pour la charge de base d'une part, et de chaudières à gaz pour les pics de charge d'autre part. Cet effet est illustré sur la Figure 4.8. Les chaudières à gaz représentent une grande part dans la production de chaleur nécessaire au réseau de chaleur.

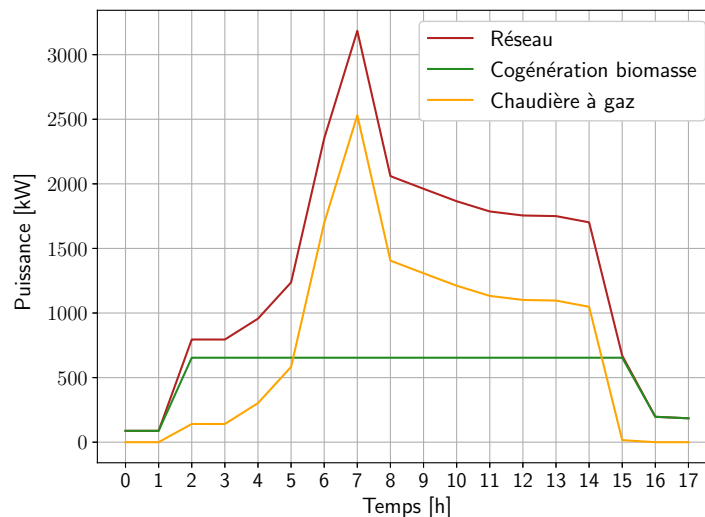


FIGURE 4.8 – Puissance du réseau, de la cogénération biomasse et des chaudières à gaz sur une journée d'hiver.

La Figure 4.9 représente le Diagramme de Sankey de ce premier scénario analysé, qui correspond au cas de référence avec une température de 110 °C-80 °C au niveau du réseau. Les valeurs reprises dans ce diagramme sont exprimées en [MWh] et correspondent à l'énergie consommée sur l'année.

Étant donné que la cogénération biomasse est toujours alimentée par la même quantité d'énergie primaire tout au long de l'année, l'énergie primaire consommée valant 11 115 MWh restera constante, peu importe la charge thermique fournie. Dans ce cas-ci, l'énergie thermique fournie au réseau par la cogénération biomasse vaut 2009 MWh contre 1306 MWh d'énergie thermique fournie au réseau par les chaudières à gaz. Cela représente une proportion d'énergie thermique venant de la cogénération de 60,6 %.

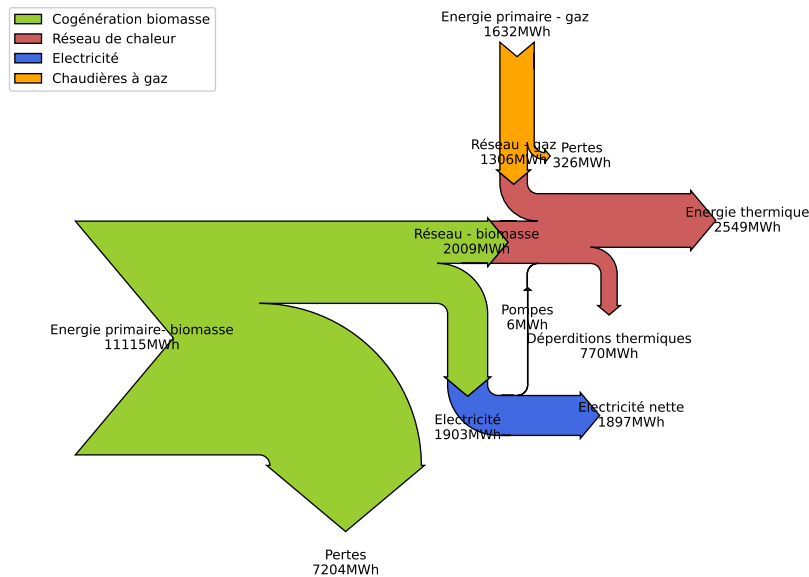


FIGURE 4.9 – Diagramme de Sankey : réseau de 110 °C-80 °C.

L'unité de cogénération a été dimensionnée pour fournir 65 % de la chaleur utilisée par le réseau de chaleur de l'Université de Liège afin de réduire les émissions de CO₂. L'objectif de l'université était de se conformer aux quotas d'émissions en adoptant une approche de production de chaleur respectueuse de l'environnement, évitant ainsi de payer des pénalités liées à l'utilisation de ses autres sources d'énergie, principalement les chaudières [3]. Cependant, en pratique, il y a un écart entre l'étude théorique de dimensionnement du système de chauffage et la réelle utilisation.

Le rendement de la cogénération a une valeur maximale de 68,5 % en conditions opératoires nominales, et celui-ci diminue lorsque la puissance thermique nécessaire diminue. Lorsque le quartier Polytech ne nécessite pas de chauffage, c'est-à-dire durant la nuit, les week-ends et la majorité de l'été, de la puissance électrique est produite en plus grande quantité et les pertes augmentent également vu la baisse de rendement. Pour donner un ordre de grandeur, lorsqu'aucune puissance thermique n'est produite, le rendement de la cogénération baisse à 20,8 %. Dans ce scénario, au niveau de l'unité de cogénération, il y a 64,8 % de pertes, 18,1 % d'énergie thermique et 17,1 % d'énergie électrique. Les pertes ont une part significative dans la part de production d'énergie par la cogénération, entraînant un rendement sur l'année de 35,2 %.

L'électricité produite par l'unité de cogénération alimente d'une part la pompe de circulation du réseau, d'une autre part les besoins en électricité du quartier Polytech et le reste est revendu et injecté au réseau électrique. Les 1903 MWh d'électricité produite à partir de la biomasse sont une source d'électricité verte. En l'absence de cette production, l'électricité aurait été générée autrement, par exemple : par des centrales à gaz, qui ont un impact environnemental plus néfaste, ou par le mix électrique actuel de la Belgique, qui comprend en partie des sources d'énergies renouvelables.

Les déperditions thermiques correspondent aux pertes de chaleur à l'environnement au niveau de la canalisation du réseau de chaleur, celles-ci valent 770 MWh. Ces pertes vers l'environnement comprennent également l'énergie thermique produite par la consommation de la pompe de circulation. Quant à l'énergie thermique fournie aux bâtiments, elle a une valeur de 2549 MWh.

Comportement dynamique

Les modèles réalisés sur *Dymola* sont simulés avec un comportement dynamique, le retard de transport de chaleur à travers le réseau de chaleur et sa canalisation est pris en compte ainsi que l'inertie thermique du système qui permet un stockage temporaire de la chaleur dans le réseau. Ces effets influencent les valeurs discrètes prises à des moments de l'année, c'est pourquoi l'énergie totale sur l'année est considérée afin que les effets instationnaires soient compensés et que l'analyse des différents scénarios soit comparable.

La Figure 4.10 illustre bien l'inertie thermique du système avec la courbe orange, représentant la puissance fournie au réseau de chaleur, et la courbe rouge, représentant la puissance fournie aux bâtiments. La différence entre ces deux courbes représente les pertes lors de la circulation de l'eau chaude dans la canalisation, mais également l'inertie thermique dans le système lorsque la courbe orange est inférieure à la courbe rouge comme en début ou en fin de journée. En effet, durant ces périodes, l'énergie thermique accumulée dans les tuyaux fournit la chaleur aux bâtiments, ce qui explique le comportement des courbes.

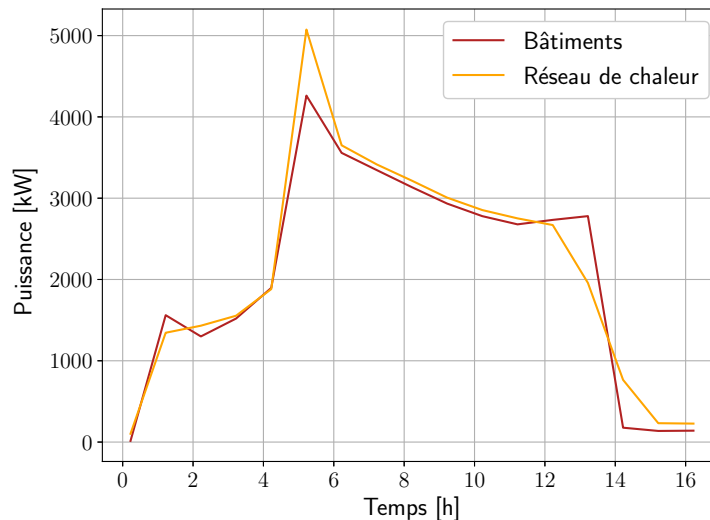


FIGURE 4.10 – Comportement dynamique visible sur la puissance fournie au réseau et aux bâtiments sur une journée d'hiver.

Un compromis qui arrive en pratique et auquel ce travail est confronté est le choix du temps de réaction de la pompe. En effet, un faible temps de réaction de la pompe implique que le système est plus réactif à la demande de chaleur, les consommateurs sont donc satisfaits, mais cela va impliquer une plus grande perte de chaleur due à l'augmentation du débit afin de satisfaire cette demande. Un faible temps de réaction implique également des pics très importants qui résultent de cette volonté de satisfaire la charge à chaque instant.

Un temps de réaction de la pompe plus important induit que la charge n'est pas toujours totalement satisfaite, mais les pertes sont moins élevées. De plus, les pics sont moins importants et les courbes de chaleur sont plus stables qu'à faible temps de réaction. Un temps de réaction d'une valeur intermédiaire de 120 secondes a été imposé, menant à un écart de 0,1 MWh entre la charge thermique demandée par les bâtiments et la charge thermique qui leur est fourni (erreur de 0,005 %), ce qui est considéré comme une charge satisfaite dans cette étude et cet écart est donc négligeable.

4.2.2 Scénario 2 : réseau 110 °C-80 °C avec un stockage thermique

Un stockage thermique de 600 m^3 est ajouté au modèle du réseau de chaleur du cas de référence. Cet ajout a un impact sur la répartition de l'énergie thermique, mais également sur l'énergie électrique et les pertes au niveau de la cogénération biomasse.

En effet, l'ajout d'un stockage permet de diminuer la consommation en gaz en faisant fonctionner l'unité de cogénération en conditions d'opération nominales durant la nuit ainsi que durant une partie du week-end, afin d'injecter cette énergie thermique dans le réseau lors des pics de demande de la journée, à la place d'utiliser l'énergie thermique venant de la chaudière à gaz. Cet effet est illustré sur la Figure 4.11, où la cogénération fonctionne en conditions nominales sur environ 30 % de l'année (partie horizontale de la courbe verte). La chaudière à gaz fournit de la puissance sur une petite partie de l'année seulement (pic de la courbe verte).

Le rendement de la cogénération est donc plus élevé comparé au scénario 1, il passe de 35,2 % à 41,5 %.

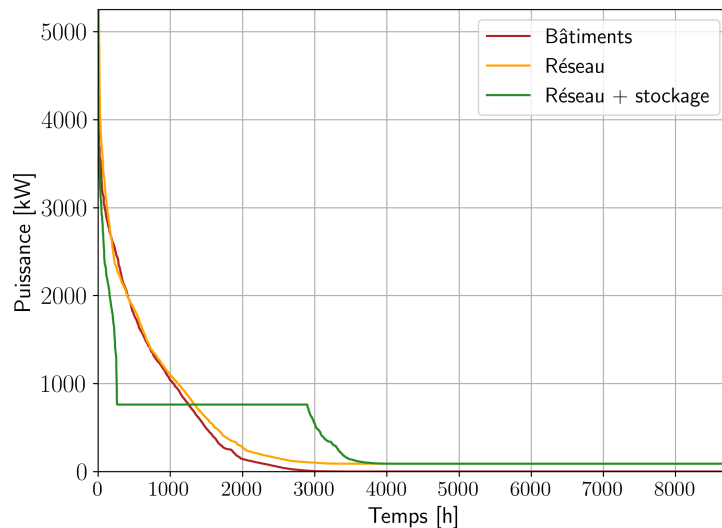


FIGURE 4.11 – Monotone de charge de la puissance consommée par les bâtiments (courbe rouge), par le réseau du scénario 1 (courbe orange) et par le réseau du scénario 2 où le stockage thermique est ajouté (courbe verte).

Les pertes représentent 58,5 % de l'énergie primaire venant de la biomasse, l'énergie thermique 26 % et l'énergie électrique 15,5 %. Les différentes données sont représentées sur la Figure 4.12.

L'énergie électrique produite dans ce scénario est de 1721 MWh, à savoir 182 MWh de moins que dans le cas de référence. Cette diminution de production d'électricité verte est un facteur important à prendre en compte dans les émissions de CO_2 car 182 MWh d'électricité devront donc être produits par une autre source d'énergie primaire, soit par des centrales à gaz dans le pire cas environnemental soit par le mix électrique belge.

Une proportion d'énergie thermique de 87,4 % venant de la biomasse est observée dans l'alimentation du réseau de chaleur. Ceci représente une augmentation de 26,8 % par rapport au cas précédent. Les chaudières à gaz fournissent donc 12,6 % de l'énergie thermique.

Une diminution de l'énergie primaire en gaz de 68,15 % est observée par rapport au cas de référence. Concernant le stockage, étant donné que le volume de stockage est de 600 m^3 et que le coût est estimé à 1 €/litre, 600 000 euros sont nécessaires pour investir dans l'installation et l'utilisation d'une citerne de stockage thermique. Au vu des législations qui se mettent en place régulièrement concernant les émissions de CO_2 , l'installation d'un stockage thermique pourrait être une solution pour pallier ces problèmes.

Les déperditions thermiques, l'énergie thermique alimentant les bâtiments et la consommation de la pompe sont inchangées par rapport au cas de référence.

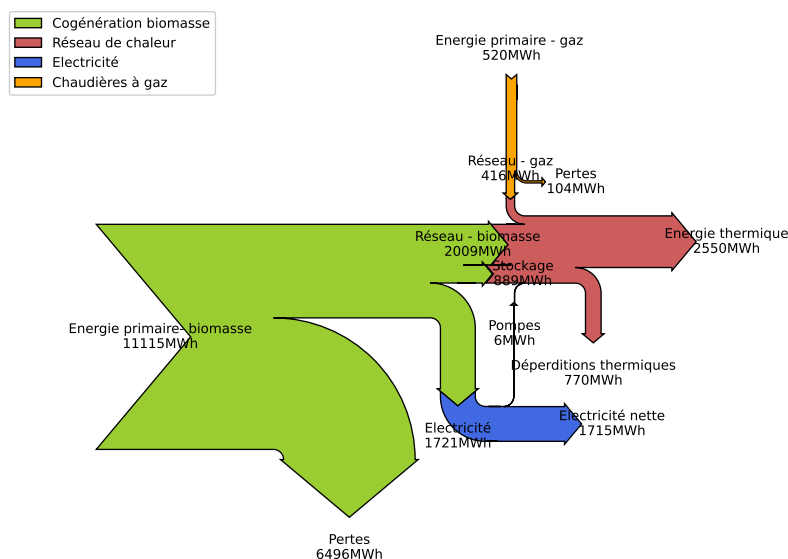


FIGURE 4.12 – Diagramme de Sankey : réseau 110 °C-80 °C avec un stockage thermique

4.2.3 Scénario 3 : réseau 110 °C-80 °C avec isolation ajoutée

Le cas de référence est modifié au niveau des bâtiments en ajoutant une couche d'isolation thermique en laine de verre à chacun des bâtiments du quartier Polytech. La température du réseau est toujours à 110 °C-80 °C et le Diagramme de Sankey résultant de ce scénario est représenté sur la Figure 4.13.

Au niveau de l'unité de cogénération, une augmentation des pertes et de l'énergie électrique et une diminution de l'énergie thermique sont observées par rapport au scénario 1 (scénario/cas de référence). Pour rappel, l'énergie primaire en biomasse reste constante pour tous les scénarios. L'énergie thermique passe de 2009 MWh à 1885 MWh, soit une diminution de 124 MWh. L'énergie électrique augmente de 25 MWh, passant de 1903 MWh à 1928 MWh. Les pertes au niveau de la cogénération passent de 7204 MWh à 7302 MWh, soit une augmentation de 98 MWh. L'ajout d'une isolation sur les bâtiments engendre donc une diminution de l'énergie thermique nécessaire pour chauffer les bâtiments, tout en restituant cette diminution en grande majorité dans les pertes de l'unité de cogénération. Une petite partie de cette énergie thermique est convertie en énergie électrique, produisant un impact positif sur le bilan CO_2 de ce scénario, car de l'électricité verte est injectée sur le réseau électrique.

L'unité de cogénération perd donc en efficacité, mais y gagne en électricité verte.

Concernant la consommation de gaz, une diminution est également observée par rapport au cas de référence. La consommation de gaz passe de 1632 MWh, pour le scénario 1, à 1133 MWh, pour le scénario 3, soit une diminution de 30,57 %. L'avantage d'isoler les bâtiments, surtout ceux qui ne le sont pas a priori, est une diminution de la demande d'énergie thermique entraînant une diminution de l'énergie primaire en gaz nécessaire.

Étant donné que la charge demandée diminue, les débits diminuent également, entraînant une diminution de l'énergie consommée par les pompes de 2,18 %. Cependant, les pertes dans la canalisation du réseau sont légèrement plus élevées (moins de 0,5 %). Bien que négligeable, cet effet s'explique par la diminution de la charge, ce qui entraîne des températures de retour plus élevées dans le réseau. Par conséquent, il existe une plus grande disparité entre la température dans les canalisations et celle de l'environnement extérieur. En plus de ça, il est rappelé que les déperditions thermiques incluent également l'énergie dissipée venant de la consommation de la pompe, en plus des pertes dans les canalisations.

Un effet observé au niveau du réseau de chaleur est une perte d'efficacité de celui-ci. En effet, la diminution de la demande thermique des bâtiments due à l'ajout de l'isolation entraîne une diminution de l'énergie thermique fournie au réseau. Cependant, les déperditions thermiques restent les mêmes, provoquant un rendement de transport plus faible. Un moyen de diminuer ces pertes constantes dans la canalisation est de diminuer la température du réseau.

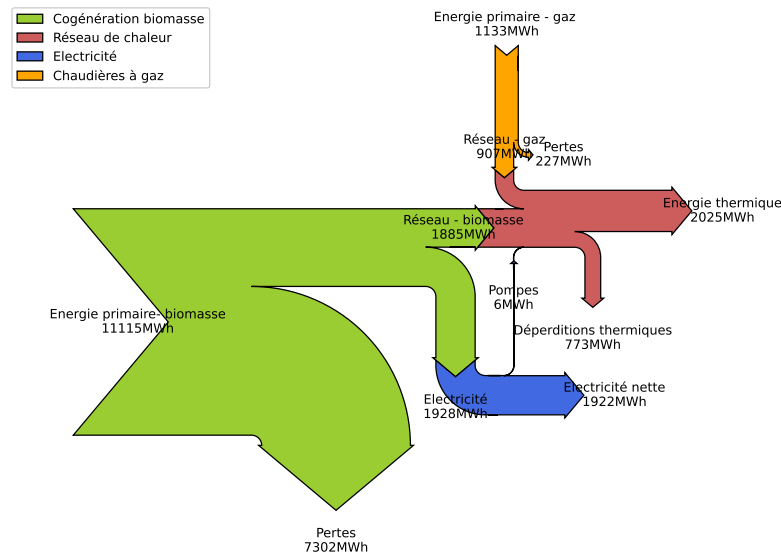


FIGURE 4.13 – Diagramme de Sankey : réseau 110 °C-80 °C avec isolation ajoutée.

4.2.4 Scénario 4 : réseau 80 °C-60 °C avec isolation ajoutée

La température du réseau est diminuée, elle passe de 110 °C-80 °C à 80 °C-60 °C. Cette diminution mène à une plus petite différence de température entre la température aller du réseau et la température retour, ce qui demande un débit plus élevé afin de satisfaire la charge thermique.

Pour rappel, la diminution de la température du réseau a pour but d'augmenter l'efficacité énergétique du réseau en diminuant les pertes durant le transport de l'eau dans les canalisations et de permettre l'utilisation de sources de chaleur à basse température comme la géothermie.

La Figure 4.14 illustre les flux d'énergie des différents composants du système.

Au niveau de l'unité de cogénération, une augmentation des pertes et de l'énergie électrique et une diminution de l'énergie thermique sont observées par rapport au scénario 3 et surtout par rapport au scénario de référence. La comparaison se fait entre le scénario de référence et le scénario 4. L'énergie thermique passe de 2009 MWh à 1681 MWh, soit une diminution de 328 MWh. L'énergie électrique passe de 1903 MWh à 1970 MWh, soit une augmentation de 67 MWh. Les pertes au niveau de la cogénération passent de 7204 MWh à 7464 MWh, soit une augmentation de 260 MWh. La diminution supplémentaire de l'énergie thermique est due à la diminution de la température du réseau, en plus de l'ajout de l'isolation sur les bâtiments réalisé dans le scénario précédent. Cette diminution d'énergie thermique est restituée en grande partie dans les pertes de la cogénération, et en petite partie dans l'énergie électrique. Cette augmentation de l'énergie électrique a un impact positif sur le bilan CO_2 de ce scénario, malgré la perte de rendement due à l'augmentation des pertes.

Concernant la consommation en gaz, une diminution est également observée par rapport au cas de référence. Elle passe de 1632 MWh, pour le scénario 1, à 1095 MWh, pour le scénario 4, soit une diminution de 32,9 %. La diminution de la consommation en gaz par rapport au scénario 3 est seulement de 3,35 %. En effet, la majorité de la diminution est due à l'ajout de l'isolation sur les bâtiments, tandis que la diminution de la température du réseau n'a qu'un impact mineur sur la consommation en gaz. Elle a surtout un impact sur l'énergie thermique fournie par la cogénération.

Vu la nécessité d'augmenter le débit, le travail de la pompe a augmenté par rapport au précédent scénario de 8,3 %.

Quant aux pertes de chaleur associées au transport du fluide, celles-ci sont plus faibles de 30 %, ce qui est un résultat satisfaisant pour une diminution de la température du réseau de 30 °C. Les déperditions thermiques passent de 773 MWh à 541 MWh. Malgré la diminution de rendement de l'unité de cogénération, le rendement du réseau de chaleur a augmenté.

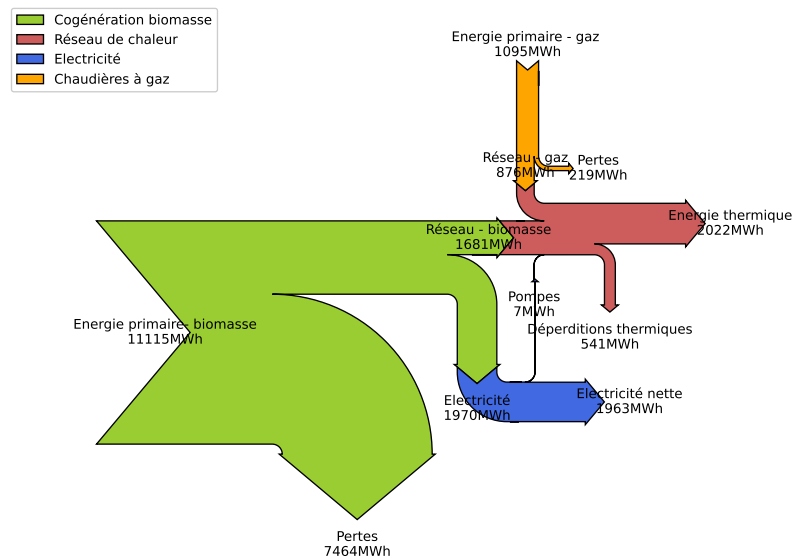


FIGURE 4.14 – Diagramme de Sankey : réseau 80 °C-60 °C avec isolation ajoutée.

4.2.5 Scénario 5 : réseau 60 °C-40 °C avec isolation ajoutée

La température du réseau passe à 60 °C-40 °C. Les résultats de cette simulation sont représentés sur la Figure 4.15.

Comme pour le scénario 4, la diminution de la température du réseau a pour but d'augmenter l'efficacité énergétique du réseau en diminuant les pertes durant le transport de l'eau dans les canalisations et de permettre l'utilisation de sources de chaleur à basse température comme la géothermie.

Au niveau de la cogénération, une augmentation des pertes et de l'énergie électrique et une diminution de l'énergie thermique sont observées par rapport au scénario 4 et surtout par rapport au scénario de référence. La comparaison se fait entre le scénario de référence et le scénario 5. L'énergie thermique passe de 2009 MWh à 1541 MWh, soit une diminution de 468 MWh. L'énergie électrique passe de 1903 MWh à 1999 MWh, soit une augmentation de 96 MWh. Les pertes au niveau de la cogénération passent de 7204 MWh à 7576 MWh, soit une augmentation de 372 MWh. La diminution supplémentaire de l'énergie thermique est due à la diminution de la température du réseau à 60 °C, en plus de l'ajout de l'isolation sur les bâtiments réalisé dans le scénario 3. Cette diminution de l'énergie thermique est, à nouveau, restituée en grande partie dans les pertes de la cogénération, et en petite partie dans l'énergie électrique. L'augmentation de l'énergie électrique a un impact positif sur le bilan CO_2 de ce scénario, car de l'électricité verte est rejetée sur le réseau, malgré la diminution de rendement. À titre informatif, la diminution de l'énergie thermique est restituée à 79,5 % dans les pertes de la cogénération et à 20,5 % dans l'énergie électrique.

Concernant la consommation en gaz, une diminution est également observée par rapport au cas de référence. La consommation de gaz passe de 1632 MWh, pour le scénario 1, à 1029 MWh, pour le scénario 5, soit une diminution de 36,95 %. La diminution de la consommation en gaz par rapport au scénario 4 est seulement de 6,03 % et par rapport au scénario de référence de 36,95 %. En effet, comme expliqué, la majorité de la diminution de la consommation en gaz est due à l'ajout de l'isolation sur les bâtiments, tandis que la diminution de la température du réseau n'a qu'un impact mineur sur la consommation en gaz. Elle a surtout un impact sur l'énergie thermique fournie par la cogénération.

Les déperditions thermiques dans les canalisations ont diminué de 28,65 % par rapport au scénario 4, et de 50 % par rapport au scénario 1. L'effet escompté de la diminution de température du réseau s'est bien produit. Le rendement du réseau de chaleur est plus élevé.

L'énergie thermique fournie aux bâtiments a diminué de 2 % par rapport au scénario 3. La charge thermique est donc satisfaite à 98 %. Ceci peut être dû à plusieurs raisons. Premièrement, la température du réseau ayant baissé et la limite de température au niveau des sous-stations étant de 26 °C, la chaleur transmise aux bâtiments admet un plus petit ΔT , empêchant toute la chaleur nécessaire d'être transmise. Deuxièmement, un autre paramètre impactant la chaleur transmise est le débit massique, sauf que celui-ci est limité par les diamètres des tuyaux qui sont dimensionnés pour un réseau à niveau de température de 110 °C-80 °C, nécessitant un débit plus faible. Finalement, la constante de temps du contrôleur permettant de réguler la pompe est de 2 minutes, ce qui peut être trop long pour s'adapter à la nouvelle situation et donc le débit massique n'est pas suffisant pour satisfaire la charge thermique. Cependant, cette constante de temps respecte la valeur utilisée en pratique.

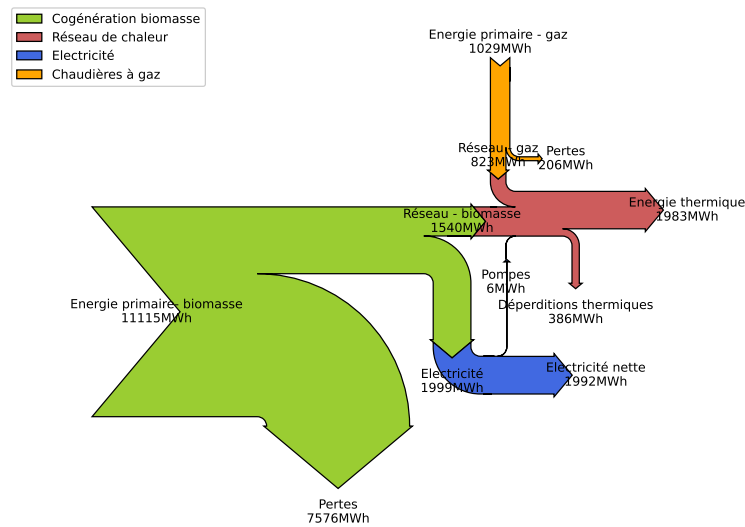


FIGURE 4.15 – Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec isolation ajoutée.

4.2.6 Scénario 1 à 5 : Discussion

Plusieurs facteurs entraînent une diminution de la demande d'énergie thermique et permettent donc la diminution de la consommation en gaz : l'ajout d'une isolation, l'intégration d'un stockage thermique et la diminution de la température du réseau.

D'une part, le passage du scénario de référence (réseau 110 °C-80 °C) au scénario 5 (réseau 60 °C-40 °C avec isolation ajoutée) permet une diminution de la consommation en gaz de 36,95 %. La diminution de la température du réseau a surtout un impact sur les déperditions thermiques dans la canalisation du réseau, diminuant donc en grande partie l'énergie thermique venant de la cogénération. L'ajout de l'isolation sur les bâtiments a un impact assez conséquent sur la consommation en gaz.

D'autre part, l'intégration d'un stockage thermique dans le scénario de référence permet une diminution de la consommation en gaz de 68,15 %, ce qui est un résultat très satisfaisant. En effet, le stockage thermique permet de stocker l'énergie thermique produite par la cogénération pendant les heures creuses et de la restituer pendant les heures pleines. L'intégration d'un stockage résulte également en une diminution de 182 MWh de l'électricité produite par l'unité de cogénération, ce qui est un facteur important à prendre en compte dans le bilan CO_2 . Ce bilan permet de déterminer le scénario le plus intéressant en termes d'émissions de CO_2 .

La diminution de l'énergie thermique a un effet néfaste sur le rendement de l'unité de cogénération, qui est déjà faible de base. En effet, à titre de comparaison, la cogénération passe d'un rendement de 35,19 % pour le scénario de référence à un rendement de 31,84 % pour le scénario 5. Ce faible rendement engendre une mauvaise utilisation des ressources primaires, à savoir le pellet de bois, qui est brûlé pour être majoritairement perdu. Malgré cela, la diminution de rendement est associée à une augmentation de l'électricité produite, qui a un impact positif sur le bilan CO_2 étudié dans la section 4.4.

Le système de chauffage du quartier Polytech dépend énormément d'énergies primaires externes, à savoir le pellet de bois et le gaz qui sont importés. Une diminution de la consommation en gaz satisfaisante est observée à l'aide des différents moyens présentés. Cependant, l'énergie primaire en biomasse est de 11 115 MWh et reste constante au fil des scénarios étudiés. Malgré les avantages que l'unité de cogénération peut apporter, à savoir la production de chaleur et d'électricité verte, elle présente également des désavantages à savoir l'utilisation de ressources finies et la dépendance énergétique externe.

La diminution de la température du réseau a un impact positif sur le réseau. En effet, les déperditions thermiques lors du transport de l'eau diminuent de 50 % avec une diminution de température de 50 °C (de 110 °C à 60 °C). Cette diminution de consommation est particulièrement visible au niveau de l'énergie thermique de l'unité de cogénération, mais également de la chaudière à gaz. Cependant, vu l'énergie primaire constante au niveau de la cogénération, cette diminution de température est plutôt intéressante pour les sources de chaleur fonctionnant à basse température comme la géothermie.

En conclusion, bien que la diminution de l'alimentation en gaz du réseau soit bénéfique en matière d'émissions de CO_2 et d'indépendance énergétique, l'unité de cogénération nécessite une quantité d'énergie primaire en biomasse considérable et constante. Cette forte dépendance énergétique aux pellets de bois importé peut être problématique à l'avenir dû à la fluctuation de leur prix et leur disponibilité. La biomasse n'est pas une grande émettrice de CO_2 et la production d'électricité verte est un avantage, mais des sources de chaleur plus adaptées aux améliorations énergétiques existent. En effet, des solutions plus efficaces existent pour remplacer l'unité de cogénération, permettant ainsi de répondre aux besoins croissants en matière d'efficacité énergétique, de respect des ressources finies et d'indépendance énergétique. Ces solutions sont abordées dans la Section 4.3.

4.3 Résultats : Scénario 6 à 9

Cette section présente les résultats des scénarios 6 à 9 détaillés dans la Sous-section 4.1.7. L'objectif de cette section est d'étudier une alternative à l'unité de cogénération en la remplaçant par une pompe à chaleur géothermique. De plus, des sources d'énergie renouvelables sont ajoutées au mix énergétique du réseau de chaleur dans le but de favoriser la décarbonisation et d'accroître l'indépendance énergétique. Un système de stockage thermique est également intégré afin de réduire la consommation de gaz.

Les scénarios présentés repartent du scénario 5, à savoir un réseau de chaleur de 60 °C-40 °C avec les bâtiments isolés.

4.3.1 Scénario 6 : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC

Le scénario 6 considère un réseau de chaleur 60 °C-40 °C avec une pompe à chaleur géothermique. Ce scénario est illustré sur la Figure 4.16 par un Diagramme de Sankey. Le remplacement de l'unité de cogénération par une PAC géothermique engendre une diminution évidente de l'utilisation de ressources primaires. Pour rappel, dans le scénario 5, 68,16 % de l'énergie primaire produite donc 7576 MWh d'énergie est perdue.

Les flux énergétiques au niveau du réseau de chaleur et de la chaudière à gaz sont inchangés par rapport au scénario 5. Concernant l'énergie primaire à fournir pour alimenter le réseau en énergie thermique en charge de base, les 11 115 MWh d'énergie primaire venant de la biomasse sont remplacés par 464 MWh d'électricité venant du réseau électrique. Dans les 464 MWh d'énergie électrique nécessaire, 6 MWh servent à alimenter la pompe de circulation.

L'énergie géothermique venant du sol est de 1083 MWh. Cette source d'énergie est considérée comme une ressource inépuisable, car elle provient de la chaleur naturelle emmagasinée dans le sous-sol terrestre. Aussi, elle est disponible en permanence, ce qui est une solution stable pour alimenter le réseau de chaleur en charge de base.

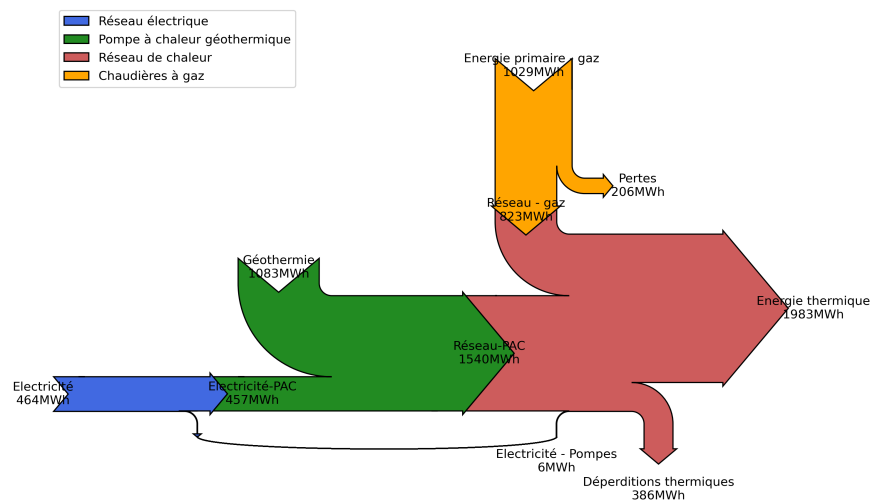


FIGURE 4.16 – Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC.

4.3.2 Scénario 7 : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC et un stockage thermique

Le scénario 7 considère un réseau de chaleur 60 °C-40 °C avec une pompe à chaleur géothermique et un stockage thermique. La PAC fonctionne donc aux conditions d'opérations nominales durant la nuit et une partie des week-ends afin d'alimenter le stockage. Ce scénario est illustré sur la Figure 4.17 par un Diagramme de Sankey.

L'ajout d'un stockage thermique à un réseau 60 °C-40 °C dont les bâtiments sont isolés engendre une diminution significative de l'utilisation d'énergie primaire en gaz par rapport au scénario de référence pour alimenter le réseau en énergie thermique. L'énergie primaire en gaz est de 1632 MWh dans le scénario de référence, alors qu'elle est de 357 MWh dans le scénario 7. La diminution de l'énergie primaire en gaz est donc de 78,12 % par rapport au scénario de référence. Quant à la diminution de l'énergie primaire en gaz par rapport au scénario 6, elle est de 65,3 %, ce qui prouve à nouveau l'intérêt d'intégrer un stockage thermique dans le mix énergétique d'un réseau de chaleur. Cette diminution conséquente de la consommation en gaz engendre une

augmentation de la consommation en électricité pour alimenter la PAC. Cette énergie électrique provient du réseau électrique belge dans un premier temps et vaut 624 MWh. Elle dépend donc entièrement de sources d'énergie externes et sa composition fluctue en fonction de la production instantanée du mix électrique belge.

L'énergie géothermique venant du sol est de 1464 MWh. Cette augmentation n'a pas d'impact étant donné que cette source d'énergie est considérée comme une ressource inépuisable et disponible en permanence.

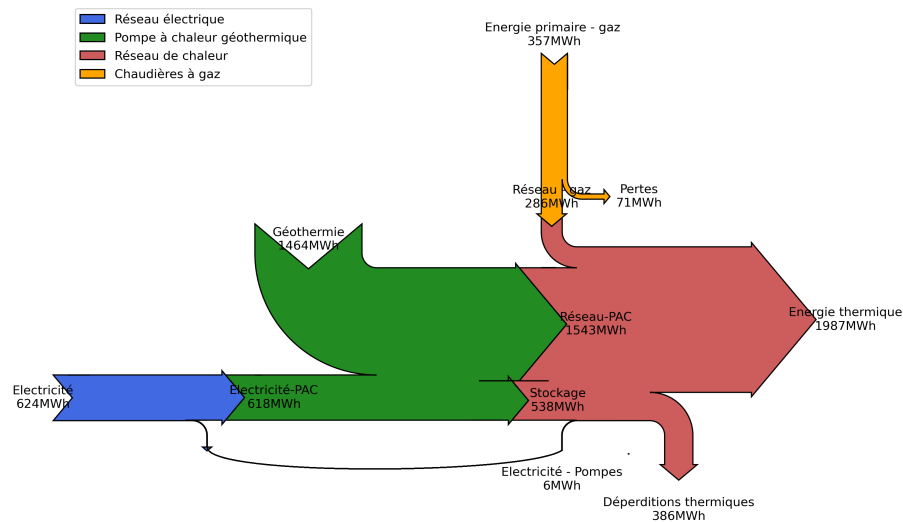


FIGURE 4.17 – Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC et un stockage thermique.

La taille du stockage utilisée dans ce scénario est de 200 m^3 . Ce volume permet d'avoir une proportion d'énergie thermique venant de la combustion du gaz de seulement 12 %. La Figure 4.18 illustre le volume de stockage et le prix du stockage en fonction de la proportion de gaz désirée dans l'énergie thermique du réseau de chaleur. Il est observé que le prix du stockage augmente de manière exponentielle avec la diminution de la proportion de gaz. D'un point de vue économique et environnemental, il est donc judicieux d'opter pour un volume de stockage intermédiaire permettant d'avoir une proportion de gaz entre 10 et 15 % dans l'énergie thermique du réseau de chaleur.

Le prix du stockage est donc de 200 000 euros pour une diminution de consommation en énergie primaire de gaz de 672 MWh par an.

En comparaison avec le scénario 2 (réseau 110-80 °C avec stockage thermique) détaillé dans la sous-section 4.2.2, où un volume de stockage de 600 m^3 est nécessaire pour avoir une proportion de gaz de 12,6 % dans l'énergie thermique du réseau de chaleur, un volume de stockage plus petit est nécessaire grâce à la diminution de la température du réseau de chaleur et à l'ajout d'une isolation sur les bâtiments du quartier Polytech.

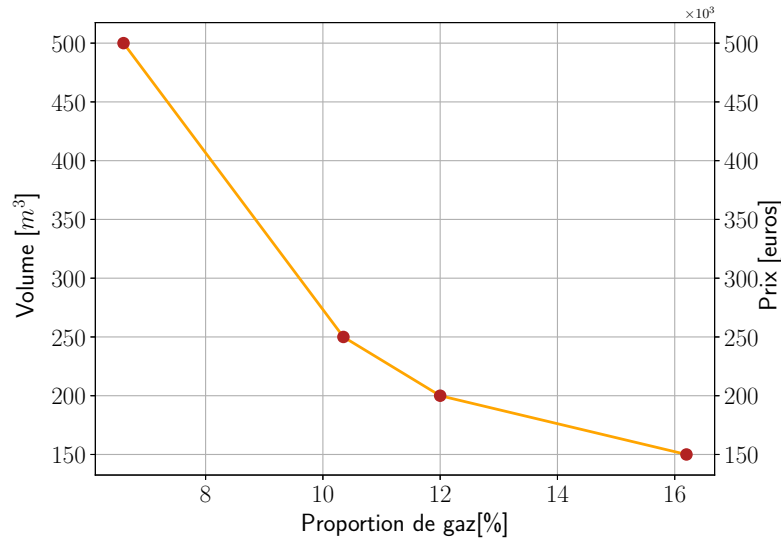


FIGURE 4.18 – Volume de stockage et prix du stockage en fonction de la proportion de gaz désirée dans l'énergie thermique fournie au réseau de chaleur.

4.3.3 Scénario 8 : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC, un stockage thermique et des panneaux photovoltaïques

Le scénario 8 considère un réseau de chaleur 60 °C-40 °C avec une pompe à chaleur géothermique, un stockage thermique et des panneaux photovoltaïques. Les panneaux photovoltaïques ont une puissance installée de 400 kW et alimentent la PAC durant la journée, lors des ensoleillements. Ce scénario est illustré sur la Figure 4.19 par un Diagramme de Sankey.

L'ajout de panneaux photovoltaïques permet d'avoir une diminution de la consommation d'électricité venant du réseau électrique. La Table 4.2 illustre la proportion d'énergie électrique venant des panneaux photovoltaïques et du réseau électrique, alimentant la PAC et la pompe de circulation. La proportion d'énergie venant des panneaux photovoltaïques est de 24,36 % et la proportion venant du réseau électrique est de 75,64 %. La proportion d'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques qui est utilisée et qui est rejetée dans le réseau est également illustrée. La proportion d'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques qui est utilisée pour alimenter la PAC et la pompe est de 30,34 % et la proportion d'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques qui est rejetée dans le réseau électrique est de 69,66 %.

TABLE 4.2 – Proportion d'énergie électrique venant des panneaux photovoltaïques et du réseau électrique, alimentant la PAC et la pompe. Proportion d'énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques, utilisée et rejetée. Puissance nominale des panneaux : **400 kW**.

Électricité	Panneaux PV	152 MWh	24,36 %
	Réseau électrique	472 MWh	75,64 %
		624 MWh	100 %
Panneaux PV	Utilisé	152 MWh	30,34 %
	Rejeté	349 MWh	69,66 %
		501 MWh	100 %

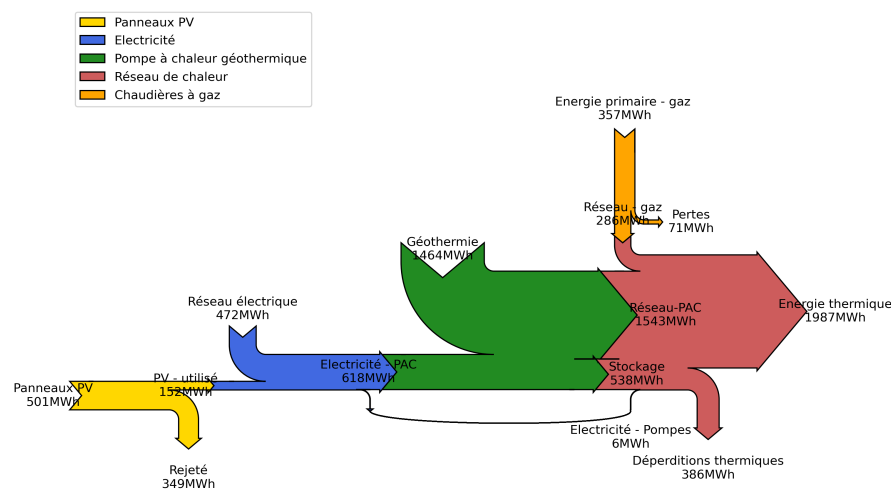


FIGURE 4.19 – Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC, un stockage thermique et des panneaux photovoltaïques.

La raison pour laquelle beaucoup d'énergie électrique vient du réseau électrique, malgré la présence des panneaux photovoltaïques, est due au fait que la PAC a besoin d'électricité en continu durant l'année, particulièrement durant les périodes froides, afin d'alimenter le réseau de chaleur et le stockage thermique en énergie thermique. Pendant les semaines d'été, lorsque les panneaux photovoltaïques produisent beaucoup d'électricité, la PAC n'a pas besoin d'être beaucoup alimentée en électricité. En effet, la demande en énergie thermique est faible, seules les pertes de chaleur sont compensées toute l'année dans les canalisations nécessitant une faible puissance continue venant de la PAC. Autant d'électricité est rejetée sur le réseau électrique durant une année, car l'énergie électrique produite en été est quasi inutile. Ces effets sont illustrés sur les Figures 4.20 et 4.21.

Une installation de panneaux de 600 kW a également été étudiée afin de comparer les résultats avec ceux de l'installation de 400 kW. Ces résultats sont résumés sur la Table 4.3. Il peut en être conclu qu'installer davantage de panneaux n'améliorera pas la situation. En effet, l'énergie

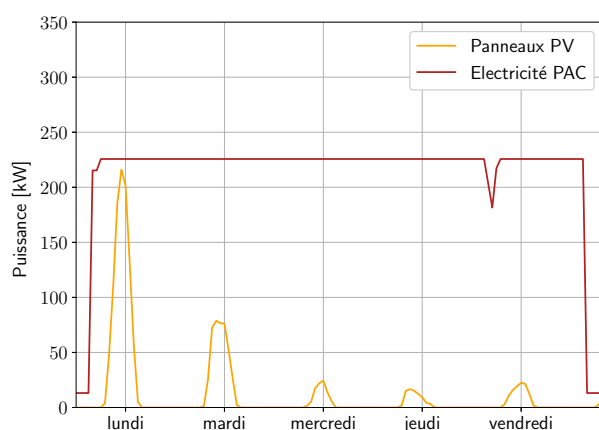


FIGURE 4.20 – Électricité produite par les panneaux photovoltaïques et consommée par la PAC durant une semaine d’hiver.

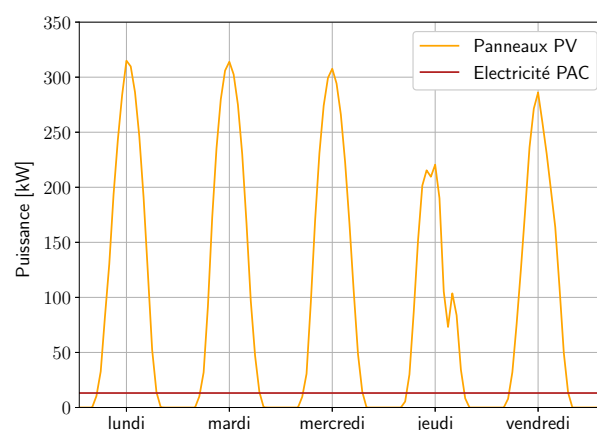


FIGURE 4.21 – Électricité produite par les panneaux photovoltaïques et consommée par la PAC durant une semaine d’été.

électrique venant des panneaux qui alimentera la PAC et la pompe a augmenté de 25 MWh par rapport à l’installation de 400 kW. Concernant l’énergie électrique rejetée sur le réseau, elle a augmenté de 225 MWh par rapport à l’installation de 400 kW. L’ajout de 200 kW installés de panneaux photovoltaïques rendra l’installation moins rentable.

TABLE 4.3 – Proportion d’énergie électrique venant des panneaux photovoltaïques et du réseau électrique, alimentant la PAC et la pompe. Proportion d’énergie électrique produite par les panneaux photovoltaïques, utilisée et rejetée. Puissance nominale des panneaux : **600 kW**.

Électricité	Panneaux PV	177 MWh	28,36 %
	Réseau électrique	447 MWh	71,63 %
		624 MWh	100 %
Panneaux PV	Utilisé	177 MWh	23,57 %
	Rejeté	574 MWh	76,43 %
		751 MWh	100 %

4.3.4 Scénario 9 : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC, un stockage thermique et une éolienne

Le scénario 9 considère un réseau de chaleur 60 °C-40 °C avec une PAC, un stockage et une éolienne. La puissance nominale de l’éolienne est de 660 kW et permet l’alimentation de la PAC et de la pompe. Ce scénario est illustré sur la Figure 4.22.

L’ajout d’une éolienne permet d’avoir une diminution de la consommation d’électricité venant du réseau électrique. La Table 4.4 résume les différentes proportions d’énergie électrique venant de l’éolienne et du réseau électrique, alimentant la PAC et la pompe, mais aussi la proportion d’énergie électrique produite par l’éolienne qui est utilisée et la proportion qui est rejetée.

TABLE 4.4 – Proportion d’énergie électrique venant de l’éolienne et du réseau électrique, alimentant la PAC et la pompe. Proportion d’énergie électrique produite par l’éolienne, utilisée et rejetée.

Électricité	Éolienne	416 MWh	66,66 %
	Réseau électrique	208 MWh	33,33 %
		624 MWh	100 %
Éolienne	Utilisé	416 MWh	35,89 %
	Rejeté	743 MWh	64,10 %
		1159 MWh	100 %

Étant donné que les éoliennes fonctionnent également la nuit et durant l’hiver, tant qu’il y a assez de vent, davantage d’énergie électrique venant de l’éolienne alimente la PAC comparée au scénario précédent, ou une installation de panneaux photovoltaïques est considérée. La proportion d’énergie électrique rejetée sur le réseau est toujours assez élevée, ce qui est expliqué par une grande puissance installée de l’éolienne.

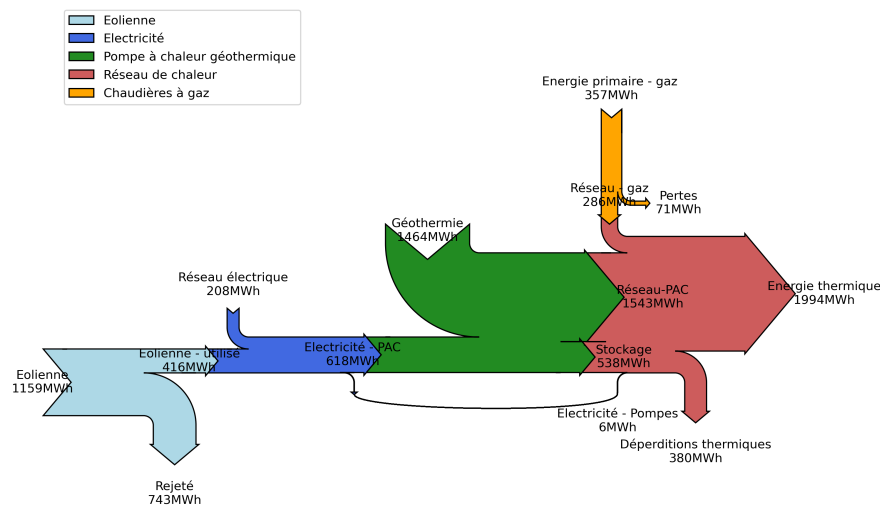


FIGURE 4.22 – Diagramme de Sankey : réseau 60 °C-40 °C avec une PAC, un stockage thermique et une éolienne.

Afin de comparer les deux sources d’énergie renouvelable qui permettent d’alimenter la PAC et la pompe en petite partie, les proportions d’énergie autoconsommée et achetée du réseau électrique durant une semaine d’été et une semaine d’hiver choisie au hasard sont comparées pour les deux scénarios et illustrées sur la Figure 4.23.

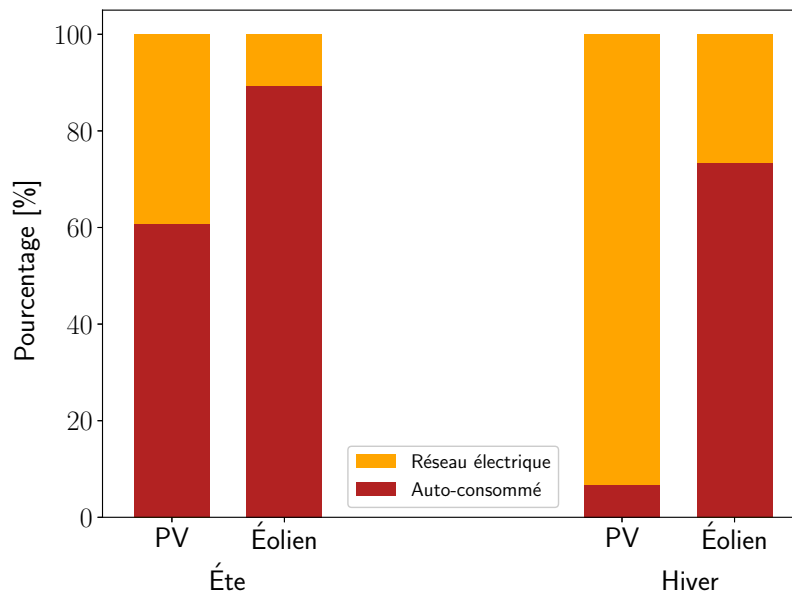


FIGURE 4.23 – Pourcentage d’énergie autoconsommée et d’énergie achetée du réseau électrique durant une semaine d’été et d’hiver par les panneaux photovoltaïques et l’éolienne.

Les panneaux photovoltaïques ont besoin de 93,34 % d’énergie électrique venant du réseau électrique durant la semaine d’hiver, ce qui est une valeur très élevée et montre l’inefficacité des panneaux durant les périodes hivernales pour alimenter un réseau de chaleur en chauffage. Durant la semaine d’été, les résultats sont satisfaisants, avec 60,64 % d’énergie électrique venant des panneaux qui alimentent la PAC. Concernant l’énergie éolienne, son utilisation est rentabilisée en hiver et en été avec un pourcentage de respectivement 73,27 % et 89,30 % d’énergie électrique venant de l’éolienne. Il peut en être déduit que l’éolienne est plus efficace que les panneaux photovoltaïques pour alimenter la PAC dans ce cas d’étude.

4.3.5 Scénarios 6 à 9 : Discussion

L’utilisation d’une pompe à chaleur géothermique afin de remplacer l’unité de cogénération a été prouvée comme une alternative très efficace pour diminuer la consommation de ressources primaires. Pour rappel, le passage du scénario 5 au scénario 6 avait comme unique but le remplacement de l’unité de cogénération par une PAC géothermique. L’énergie primaire nécessaire pour alimenter l’unité de cogénération est perdue à 68,15 %, ce qui est une valeur très élevée et montre l’inefficacité de l’unité de cogénération. La PAC est, quant à elle, beaucoup plus efficace et possède un COP de 3,37. En effet, la majorité de son énergie d’alimentation vient de la chaleur du sol, qui est une source inépuisable, disponible de manière permanente et sans émissions de CO_2 . Quant à l’énergie électrique nécessaire pour alimenter la PAC géothermique, elle est dans un premier temps fournie par le réseau électrique. Cependant, afin de diminuer les émissions de CO_2 et la dépendance énergétique externe, des énergies renouvelables sont considérées pour l’alimentation électrique.

L’intégration d’un stockage thermique a été prouvée comme un moyen très efficace pour diminuer la consommation de la chaudière à gaz. En effet, une diminution de 65,3 % a été observée en passant du scénario 6 à 7. Le stockage thermique permet de stocker la chaleur produite par

la PAC durant les périodes où la demande en chaleur est faible et de la réutiliser durant les périodes où la demande en chaleur est élevée. Cette augmentation de la consommation de la PAC entraîne donc une augmentation de la consommation d'électricité, qui sera compensée par des énergies renouvelables étudiées dans les scénarios 8 et 9.

Les panneaux photovoltaïques sont plus efficaces durant l'été, car l'ensoleillement est davantage présent. Cependant, le quartier Polytech n'a pas besoin d'être chauffé durant l'été, ce qui rend l'utilisation des panneaux photovoltaïques moins intéressante. Le réseau de chaleur a tout de même besoin d'être alimenté en faible puissance thermique tout au long de l'année afin de compenser les pertes dans la canalisation du réseau, mais l'ensoleillement est nul durant la nuit, ce qui oblige tout de même l'utilisation d'électricité venant du réseau électrique. Il a été prouvé qu'augmenter la puissance installée des panneaux photovoltaïques n'est pas une solution efficace pour augmenter la proportion d'énergie autoconsommée.

Les panneaux photovoltaïques ne sont pas une source d'énergie renouvelable intéressante pour alimenter le réseau de chaleur Polytech en chauffage. La PAC est alimentée à seulement 28,33 % en électricité venant des panneaux photovoltaïques.

L'éolienne est plus efficace que les panneaux photovoltaïques pour alimenter la PAC, car elle fonctionne également la nuit et durant l'hiver, tant qu'il y a assez de vent. En effet, une source d'énergie renouvelable qui peut produire de l'électricité durant la nuit et l'hiver est beaucoup plus intéressante pour ce cas d'étude où de l'énergie thermique doit être produite pour chauffer le réseau et où un stockage thermique doit être alimenté tout au long de l'année. La PAC est alimentée à 66,66 % en électricité venant de l'éolienne.

L'éolienne est donc la source d'énergie renouvelable favorite pour alimenter la PAC. Son utilisation permet de diminuer la dépendance énergétique externe et limiter les émissions de CO_2 dues aux différentes sources d'énergie dans le mix électrique belge.

Pour rappel, l'étude des différents mix énergétiques autour du réseau de chaleur Polytech sert à alimenter le quartier Polytech en chauffage. Il est évidemment intéressant d'utiliser le surplus d'électricité produit afin de satisfaire la demande électrique des bâtiments du quartier Polytech, mais cela est hors du cadre de ce travail. Le surplus d'électricité produit est revendu au réseau. De même, la climatisation des bâtiments du quartier Polytech n'est pas étudiée dans ce travail, mais pourrait être une solution intéressante pour utiliser le surplus d'électricité produit par l'éolienne et, particulièrement, par les panneaux photovoltaïques.

4.4 Résultats : Émissions de CO_2 et discussion finale

Cette section présente les émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9 et discute des conclusions sur ce chapitre.

Les deux critères principaux qui permettent de déterminer le mix énergétique le plus favorable sont les émissions de CO_2 et la dépendance énergétique externe. En effet, le but de ce travail est d'étudier des moyens de décarbonation du chauffage Polytech et de diminution de dépendance énergétique externe.

Les émissions de CO_2 sont calculées pour chacun des 9 scénarios détaillés dans les sections 4.2 et 4.3 et sont présentées sur la Figure 4.24. Les émissions de CO_2 sont présentées par tonnes de CO_2 émises par an. La biomasse est représentée en rouge, le gaz naturel en orange et le réseau électrique en vert. Ce dernier est positif lorsque de l'énergie électrique est achetée du

réseau afin d'alimenter la pompe à chaleur géothermique dans les scénarios 6 à 9. Il est négatif lorsque de l'énergie électrique produite en surplus est vendue et rejetée sur le réseau électrique, c'est-à-dire lorsque l'unité de cogénération est incluse dans le mix (scénario 1 à 5) ou les panneaux photovoltaïques (scénario 8) ou encore, l'éolienne (scénario 9).

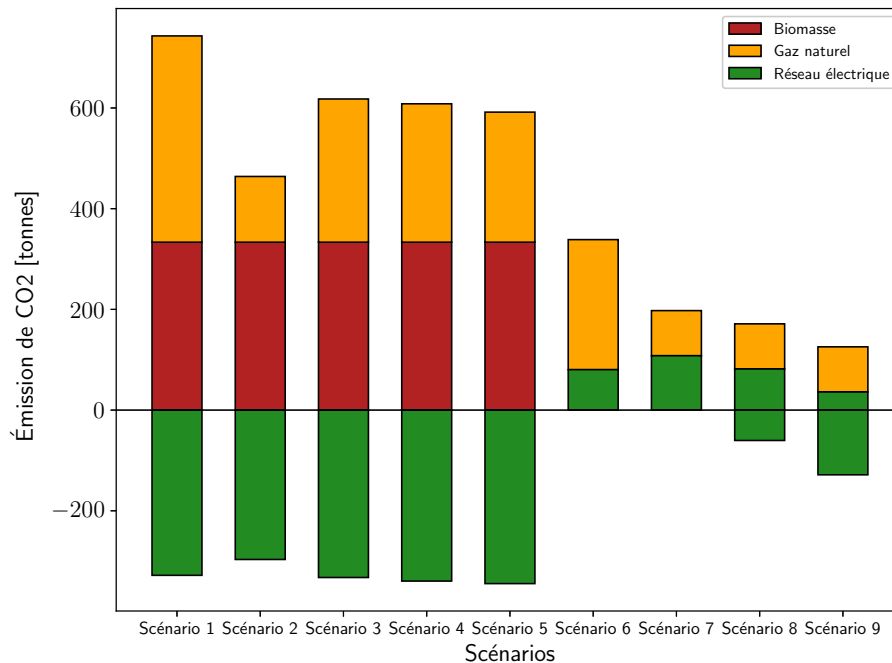


FIGURE 4.24 – Émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9. Réseau électrique constitué du mix électrique belge en moyenne sur les 5 dernières années. Émissions de CO_2 : 30 kg/MWh pour la biomasse, 251 kg/MWh pour le gaz naturel et 173 kg/MWh pour le réseau électrique.

Les émissions de CO_2 dues à la combustion du gaz naturel et des pellets de bois sont assez stables. Le mix électrique du réseau belge est très variable et dépend de beaucoup de facteurs tels que l'heure de la journée, la saison, la demande en électricité, la disponibilité des différentes sources d'énergie, etc. Les émissions de CO_2 dues au réseau électrique sont donc très variables, c'est pourquoi l'émission de CO_2 en $[kg/MWh]$ du réseau électrique est une moyenne sur les 5 dernières années, il faut être vigilant quant à l'interprétation des bâtonnets verts dans la Figure 4.24. La sensibilité des résultats quant aux fluctuations du mix électrique est à prendre en compte.

La Table 4.5 reprend le bilan d'émissions CO_2 de chaque scénario en tonnes de CO_2 émises par an.

TABLE 4.5 – Bilans d'émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9.

Scénarios	Émissions CO_2 [tonnes]
Scénario 1	414,901
Scénario 2	167,275
Scénario 3	285,327
Scénario 4	268,696
Scénario 5	247,113
Scénario 6	338,551
Scénario 7	197,559
Scénario 8	110,886
Scénario 9	- 2,948

Dans ce cas de figure, le scénario 9 est le plus avantageux en termes d'émissions, car c'est le seul à avoir un bilan d'émissions de CO_2 négatif, à savoir -2,948 tonnes de CO_2 émises par an. En plus, le scénario 9, correspondant au couplage de la pompe à chaleur géothermique avec l'éolienne, permet de diminuer la consommation d'énergie primaire de manière conséquente. L'énergie primaire en biomasse de 11 115 MWh est remplacée par 618 MWh d'énergie électrique dont 66,66 % proviennent de l'éolienne, soit 416 MWh. Le réseau électrique doit donc fournir 208 MWh d'électricité, ce qui résulte d'une grande diminution de la dépendance énergétique externe. La consommation en gaz naturel passe de 1632 MWh pour le scénario 1, à 357 MWh pour le scénario 9.

Pour les scénarios 1 à 5, l'unité de cogénération biomasse émet beaucoup de CO_2 quant à la combustion du pellet de bois, mais sa production d'électricité verte compense ces émissions en grande partie. Le scénario 1 est le scénario qui émet le plus de CO_2 au total, l'étude des scénarios 2 à 5 permet donc de voir la diminution des émissions de CO_2 à l'aide des différents moyens utilisés (ajout d'une isolation sur les bâtiments, diminution de la température du réseau, intégration d'un stockage thermique). Le scénario 2, qui correspond à l'intégration d'un stockage thermique de 600 m^3 à l'unité de cogénération, permet de diminuer les émissions de CO_2 de manière significative due à la diminution de consommation de gaz. En effet, malgré la diminution de production d'électricité verte, cette solution est avantageuse dans un but de diminution de l'utilisation de gaz naturel et de décarbonation.

Pour les scénarios 6 à 9, le remplacement de l'unité de cogénération par une pompe à chaleur géothermique est intéressant seulement dans le cas où un stockage thermique est intégré, à savoir pour les scénarios 7, 8 et 9. En effet, le passage du scénario 5 au scénario 6, qui correspond au remplacement de l'unité de cogénération par une pompe à chaleur géothermique, est désavantageux en termes d'émissions de CO_2 dans le bilan total. L'intégration d'énergie renouvelable pour la production d'électricité est très favorable pour la diminution des émissions de CO_2 , surtout dans le cas de l'éolienne, comme expliquée précédemment.

Dans le cas où le mix électrique du réseau belge est constitué à 100 % d'énergie renouvelable n'émettant aucune émission de CO_2 , les scénarios 7, 8 et 9 sont également intéressants avec la pompe à chaleur géothermique pouvant être alimentée à 100 % en énergie verte. Ce scénario peut être envisageable avec les objectifs européens de 2050. Dans ce cas de figure, l'unité de cogénération biomasse n'a plus aucun avantage et aurait intérêt à être remplacée par une production de chaleur à partir d'électricité. Cette situation envisageable est illustrée sur la Figure A.1 dans l'Annexe A.

Dans le cas où l'électricité du réseau belge est constituée à 100 % d'énergie électrique venant de centrales à gaz (451 kg/MWh d'émissions de CO_2), les émissions de CO_2 associées au réseau électrique sont beaucoup plus importantes. Dans le scénario 9, l'énergie électrique rejetée au réseau est plus importante que l'énergie électrique achetée au réseau, ce qui résulte toujours en un bilan d'émissions CO_2 négatif. Ce scénario est donc toujours avantageux. Quant à la cogénération biomasse, elle possède également un bilan d'émissions CO_2 négatif, la rendant très intéressante dans ce cas de figure où l'énergie électrique du réseau est très carbonée. L'utilisation d'une pompe à chaleur géothermique sans couplage avec une éolienne n'est pas intéressante. Cette situation envisageable est illustrée sur la Figure A.2 dans l'Annexe A.

En conclusion, l'isolation des bâtiments, la diminution de la température du réseau et l'intégration d'un stockage thermique sont des moyens très favorables pour diminuer la consommation de gaz naturel et donc diminuer les émissions de CO_2 et la dépendance énergétique externe. L'utilisation d'une pompe à chaleur géothermique associée à un stockage thermique a également un impact positif sur les émissions de CO_2 , mais il est important de la coupler avec une source d'énergie renouvelable adaptée, à savoir une éolienne, afin de diminuer la consommation d'énergie primaire et les émissions de CO_2 . La cogénération présente des avantages en matière de réduction des émissions de CO_2 dans certaines situations, en raison de la production significative d'électricité verte. Cependant, elle utilise des ressources finies et ne favorise pas l'indépendance énergétique.

Chapitre 5

Conclusions et perspectives

L'objet de ce travail est de réaliser une étude et une simulation énergétique du quartier Polytech dans un objectif de décarbonation du chauffage urbain du campus universitaire du Sart-Tilman. Le réseau de chaleur du Sart-Tilman est donc mis à l'échelle du quartier Polytech. Afin de répondre à cet objectif, différentes améliorations énergétiques au niveau des 8 bâtiments du quartier Polytech, du réseau de chaleur urbain et de son alimentation en énergie primaire sont envisagées.

La modélisation des bâtiments du quartier Polytech permet de déterminer les besoins en chauffage de chaque bâtiment sous forme de courbes de charge. Celles-ci ont pour but d'être intégrées dans un modèle de réseau de chaleur urbain. En plus, la modélisation de ces 8 bâtiments permet d'y intégrer des améliorations énergétiques. Une isolation de 14 cm de laine de verre est ajoutée sur chacun des bâtiments dans un objectif de diminution de la consommation en gaz naturel. La diminution du pic de charge des bâtiments qui en découle est de 11 %, passant de 4435 kW à 3945 kW, et la diminution de l'énergie consommée sur l'année par les bâtiments est de 20,41 %, passant de 2555,49 MWh à 2033,82 MWh.

La détermination des conditions nominales du modèle de réseau de chaleur du quartier Polytech est un élément clé dans sa simulation énergétique. Elle permet le dimensionnement adéquat de la pompe de circulation du réseau et la bonne répartition des différentes pertes de charge et débits massiques dans les différents tuyaux, entraînant un équilibrage hydraulique optimal. Le réseau de chaleur perd 23 % de l'énergie thermique qui lui est fournie lors du transport de l'eau en raison de la température élevée du réseau (110 °C-80 °C) et de la longueur des tuyaux. Une diminution de 50 °C de la température du réseau, allant de 110 °C à 60 °C, engendre une diminution de 50 % des déperditions thermiques dans les canalisations.

La modélisation et l'intégration de différentes technologies et sources d'énergie primaire dans le modèle de réseau de chaleur urbain permettent de déterminer le mix énergétique optimal pour le quartier Polytech. Le mix actuel consiste en une unité de cogénération biomasse avec un rendement annuel de 35,2 % et des chaudières à gaz, couplés à un réseau de chaleur fonctionnant à 110 °C. L'isolation des bâtiments et la diminution de la température du réseau ont été prouvées comme étant des moyens efficaces pour diminuer la consommation de gaz naturel, de 36,95 %, et pour introduire une source d'énergie thermique fonctionnant à basse température. Aussi, l'intégration d'un stockage thermique permet une diminution conséquente de la consommation de gaz naturel, à savoir 68,15 % de diminution pour un stockage couplé au mix énergétique actuel. Le mix énergétique optimal est constitué d'une pompe à chaleur géothermique, fonctionnant à 60 °C et remplaçant l'unité de cogénération en charge de base, et d'un stockage d'énergie

thermique. Aussi, l'alimentation de la pompe à chaleur est assurée par une éolienne dans le mix optimal, une technologie de production d'électricité qui s'est montrée plus efficace et adaptée, que des panneaux photovoltaïques, aux besoins de chauffage du quartier. Le réseau électrique fournit en électricité ce que l'éolienne ne peut pas produire. Finalement, la chaudière à gaz fournit toujours l'énergie thermique de pointe que le stockage thermique ne peut pas couvrir. Le mix optimal permet une diminution de la consommation de gaz naturel de 78,12 % par rapport au mix actuel. Son bilan CO_2 est de -2,948 tonnes de CO_2 par an, contre 414,901 tonnes de CO_2 par an pour le mix actuel.

L'unité de cogénération est peu efficace et la biomasse est une ressource finie et émettrice de CO_2 dont la dépendance énergétique externe pousse à se diriger vers d'autres alternatives favorisant l'indépendance énergétique. Le mix actuel nécessite 11 115 MWh d'énergie primaire en biomasse et 1632 MWh d'énergie primaire en gaz contre 208 MWh d'énergie primaire venant du réseau électrique et 357 MWh d'énergie primaire en gaz pour le mix optimal.

Une étude future qui pourrait être menée sur ce projet est l'intégration d'un stockage électrique dans le mix énergétique optimal afin d'être indépendant du réseau électrique belge pour l'alimentation de la PAC. Aussi, le stockage thermique dans les bâtiments du quartier Polytech pourrait être envisagé en baissant le début d'heure de chauffe. Cette amélioration permettrait de diminuer le pic de charge du réseau et donc de diminuer la consommation de gaz naturel. Enfin, un stockage saisonnier de chaleur permettrait de maximiser l'utilisation des énergies renouvelables intermittentes, telles que l'énergie solaire ou éolienne, pour alimenter la PAC en stockant l'énergie produite en été pour la restituer en hiver.

Annexe A

Émissions de CO_2

Cette annexe présente des graphiques supplémentaires concernant les émissions de CO_2 détaillés dans la section 4.4 Ces figures ne sont pas présentées dans le texte principal afin de préserver la lisibilité du document.

A.1 Mix électrique 100 % renouvelable

La Figure A.1 présente les émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9 dans le cas où le mix électrique du réseau belge est constitué à 100 % d'énergie renouvelable n'émettant aucune émission de CO_2 .

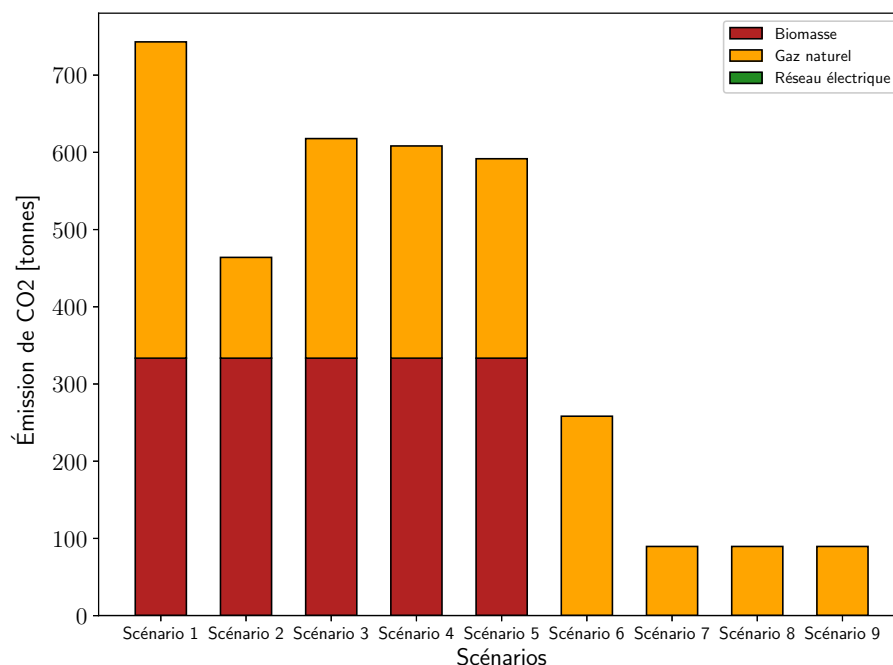


FIGURE A.1 – Émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9. Réseau électrique constitué à 100 % d'énergie renouvelable. Émissions de CO_2 : 30 kg/MWh pour la biomasse, 251 kg/MWh pour le gaz naturel et 0 kg/MWh pour le réseau électrique.

A.2 Mix électrique 100 % gaz naturel

La Figure A.2 présente les émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9 dans le cas où le mix électrique du réseau belge est constitué à 100 % d'énergie électrique venant de centrales à gaz.

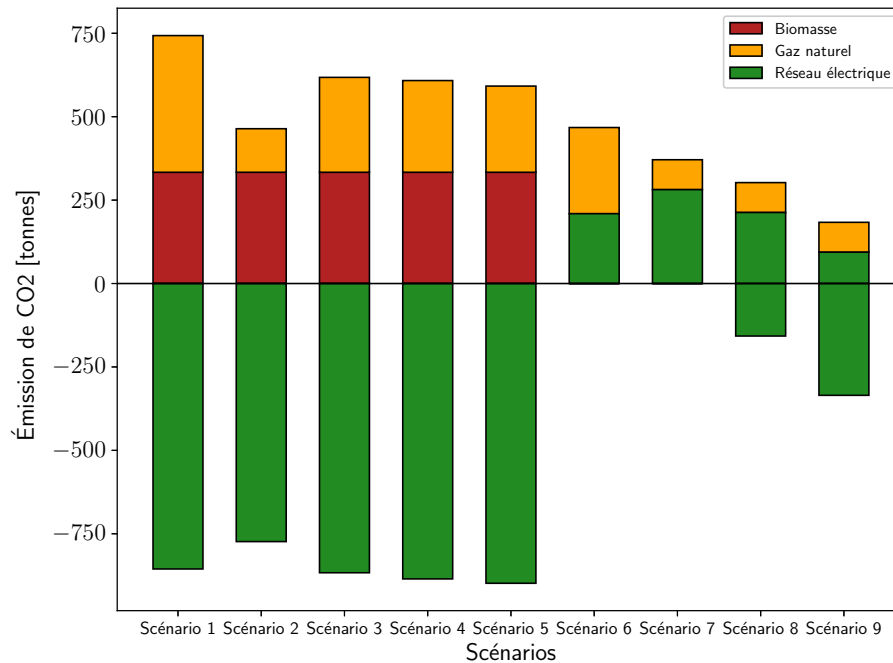


FIGURE A.2 – Émissions de CO_2 pour les scénarios 1 à 9. Réseau électrique constitué à 100 % d'énergie électrique venant de centrales à gaz. Émissions de CO_2 : 30 kg/MWh pour la biomasse, 251 kg/MWh pour le gaz naturel et 451 kg/MWh pour le réseau électrique.

Bibliographie

- [1] Eurostat. Energy statistics - an overview, final energy consumption, 2020.
- [2] P. Van den Bossche et G. Van Lysebetten L. François. Géothermie peu profonde : Conception et mise en oeuvre de systèmes avec échangeurs en forme de u. Technical report, Centre scientifique et technique de la construction, 2016.
- [3] K. Sartor. *Développement d'un outil de simulation et d'analyse technico-économique et environnementale d'un réseau de chaleur*. PhD thesis, Université de Liège, 2018.
- [4] Université de liège - campus du sart tilman. https://www.campus.uliege.be/cms/c_5876706/fr/campus-de-liege-sart-tilman. Consulté le 8 mai 2023.
- [5] Eolienne vestas v47 - 660 kw. <https://fr.wind-turbine-models.com/turbines/13-vestas-v47>. Consulté le 22 avril 2023.
- [6] S. Quoilin K. Sartor and P. Dewallef. Simulation and optimization of a chp biomass plant and district heating network. *Applied Energy*, 130 :474–483, 2014.
- [7] Electricity maps. <https://app.electricitymaps.com/zone/BE>. Consulté le 28 mai 2023.
- [8] European Commission. 2030 climate and energy framework, 2021.
- [9] European Commission. Eu heating and cooling strategy, 2023.
- [10] Comité économique et social européen. Stratégie de l'union européenne en matière de chauffage et de refroidissement, 2016.
- [11] I.-S. Dumitrescu et E. Minciuc. Réseaux de chaleur - transport. Technical report, Techniques de l'ingénieur, 2015.
- [12] Le réseau de chaleur. <https://caenlamer.fr/le-reseau-de-chaleur>. Consulté le 13 avril 2023.
- [13] H. Lund and P. Alberg Østergaard. Perspectives on fourth and fifth generation district heating. *Energy*, 227 :120520, 2021.
- [14] Union Européenne. Directive 2018/2001 du parlement europeen et du conseil du 11 décembre 2018 relative à la promotion de l'utilisation de l'énergie produite à partir de sources renouvelables, 2018.
- [15] A. Dassargues. Le potentiel de la géothermie peu profonde dans la transition énergétique. In *Bulletin de la Société Royale des Sciences de Liège*. Hydrogéologie et Géologie de l'Environnement, Urban séc Environmental Engineering Unit, Université de Liège, 2019.
- [16] Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie. *Les pompes à chaleur géothermiques à partir de forage sur aquifère*, brgm editions edition, 2012.
- [17] J. Schaafs. Modélisation énergétique du campus universitaire basée sur un système d'information géographique. Technical report, Centrale Nantes, 2023.
- [18] Dymola - dassault systèmes. <https://www.3ds.com/fr/>. Consulté le 28 mars 2023.
- [19] Solving modelica models. <https://openmodelica.org/doc/OpenModelicaUsersGuide/latest/solving.html>. Consulté le 06 mai 2023.

-
- [20] S.D. Cohen and A.C. Hindmarsj. Cvode, a stiff/nonstiff ode solver in c.
 - [21] Library ideas : Documentation. <https://build.openmodelica.org/Documentation/IDEAS.html>. Consulté le 27 février 2023.
 - [22] B. van der Heijde, M. Fuchs, C. Ribas Tugores, G. Schweiger, K. Sartor, D. Basciotti, D. Müller, C. Nytsch-Geusen, M. Wetter, and L. Helsen. Dynamic equation-based thermo-hydraulic pipe model for district heating and cooling systems. *Energy Conversion and Management*, 151 :158–169, 2017.
 - [23] Library buildings : Documentation. <https://build.openmodelica.org/Documentation/Buildings.html>. Consulté le 02 mars 2023.
 - [24] Dr. Michael M. Tiller. *Modelica by Example*. Modelica University, 2014.
 - [25] M. Kohler, N. Blond, and A. Clappier. A city scale degree-day method to assess building space heating energy demands in strasbourg eurometropolis (france). *Applied Energy*, 184 :40–54, 2016.
 - [26] Demandlib. <https://pypi.org/project/demandlib/>. Consulté le 28 avril 2023.
 - [27] P. Remmen, M. Lauster, M. Mans, M. Fuchs, T. Osterhage, and D. Müller. Teaser : an open tool for urban energy modelling of building stocks. *Journal of Building Performance Simulation*, 11(1) :84–98, 2018.
 - [28] S. Goy, F. Maréchal, and D. Finn. Data for urban scale building energy modelling : Assessing impacts and overcoming availability challenges. *Energies*, 13(16), 2020.
 - [29] Racine de l’erreur quadratique moyenne. https://fr.wikipedia.org/wiki/Racine_de_1%27erreur_quadratique_moyenne. Consulté le 20 mai 2023.
 - [30] P. Zou D. Kumar, M. Alam. Comparative analysis of building insulation material properties and performance. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 131 :110038, 2020.
 - [31] Laine de verre. <https://conseils-thermiques.org/contenu/laine-de-verre.php>. Consulté le 14 mars 2023.
 - [32] M. Roquet and P. Dewallef. Large building stock energy simulation for the design of district heating networks : A case study on building retrofit policies. In *Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems (ECOS)*, 2023.
 - [33] K. Sartor and P. Dewallef. Experimental validation of heat transport modelling in district heating networks. *Energy*, 137 :961–968, 2017.
 - [34] Recknagel. *Génie climatique*, chapter 2.6.4, pages 987–989. Dunod, 5e ed edition, 2007.
 - [35] T. Robert and P.-Y. Bolly. Rapport final sur les essais de captage menés au sart-tilman, rapport aquale r-2015-026. Technical report, Université de Liège, 2015.
 - [36] Compagnie de Chauffage de Grenoble. Stockage thermique et réseaux de chaleur. Technical report, Institut Carnot Clim’adapt, 2021.
 - [37] Renewables.ninja. <https://www.renewables.ninja/>. Consulté le 15 avril 2023.
 - [38] Engie - rendement d’un panneau solaire. <https://mypower.engie.fr/conseils/energie-solaire/production-energie-solaire/rendement-panneau-solaire.html>. Consulté le 18 avril 2023.
 - [39] Terre solaire. <https://terresolaire.com/>. Consulté le 15 avril 2023.
 - [40] M. Combe. Quels sont les coûts de l’éolien et du solaire ? Techniques de l’Ingénieur - Energie, 2020.
 - [41] Vente d’électricité : Certificats verts. <https://www.ef4.be/fr/pv/certificats-verts/vente-delectricite.html>. Consulté le 17 mai 2023.
 - [42] P. Dewallef. Renewable energies.