



Directive d'efficacité énergétique
2023/1791/EU - ART. 25 - Annexe X

Potentiel d'efficacité en matière
de chaleur et de froid

Version n°3 du rapport consolidé	
Date	Version 1 (Chapitres 1-7) : 11 avril 2024 Version 2 (Chapitres 1-12) : 16 mai 2024 Version 3 (Finale) : 19 juillet 2024
Rédaction	Florine Thiry, Diego de Crombrughe, Nicolas Vanhecke, François-Olivier Devaux, Lukas Theunis, Maité Mawet
Responsable Service Public Wallonie (SPW)	Grégory Tack
Review	
Chapitre 1 à 7	Grégory Tack Cyrille Delneuville Sonya Chaoui Laurence Polain
Chapitre 8 & 9	Grégory Tack Cyrille Delneuville Sonya Chaoui Nathalie Arnould
Chapitre 10	Grégory Tack Cyrille Delneuville Sonya Chaoui Laurence Polain
Chapitre 11	Grégory Tack Cyrille Delneuville Sonya Chaoui
Chapitre 12	Grégory Tack Cyrille Delneuville Arnaud Collard

Table des matières

Introduction	7
Glossaire	10
Abréviations	11
Chapitre 1 : Demande et offre de chaleur	12
1. Rappel de l'Annexe X	12
2. Sources et méthodologie	12
3. Résultats globaux	13
4. Besoins de chaleur dans le secteur résidentiel : énergie finale	15
4.1. Sources et méthodologie.....	15
4.2. Résultats.....	15
5. Besoins de chaleur dans le secteur résidentiel : énergie utile	17
5.1. Sources et méthodologie.....	17
5.2. Résultats.....	18
6. Besoins de chaleur dans le secteur tertiaire : énergie finale	20
6.1. Sources et méthodologie.....	20
6.2. Résultats.....	20
7. Besoins de chaleur dans le secteur tertiaire : énergie utile	22
7.1. Sources et méthodologie.....	22
7.2. Résultats.....	23
8. Besoins de chaleur dans le secteur industriel : énergie finale	23
8.1. Sources et méthodologie.....	23
8.2. Résultats.....	24
9. Besoins de chaleur dans le secteur industriel : énergie utile	26
9.1. Sources et méthodologie.....	26
9.2. Résultats.....	27
10. Synthèse.....	28
Chapitre 2 : Demande et offre de froid	30
1. Introduction	30
2. Résultats globaux	30
3. Besoins de froid dans le secteur résidentiel : énergie finale	31
3.1. Sources et méthodologie.....	31
3.2. Résultats.....	31
4. Besoins de froid dans le secteur résidentiel : énergie utile	32
4.1. Sources et méthodologie.....	32
4.2. Résultats.....	32
5. Besoins de froid dans le secteur tertiaire : énergie finale.....	32
5.1. Sources et méthodologie.....	32
5.2. Résultats.....	33
6. Besoins de froid dans le secteur tertiaire : énergie utile.....	33
6.1. Sources et méthodologie.....	33
6.2. Résultats.....	34
7. Besoins de froid dans le secteur industriel : énergie finale	34
7.1. Sources et méthodologie.....	34
7.2. Résultats.....	34
8. Besoins de froid dans le secteur industriel : énergie utile	35
8.1. Sources et méthodologie.....	35
8.2. Résultats.....	35

9. Synthèse	36
Chapitre 3 : Estimation de l’approvisionnement actuel en matière de chaleur et de froid	38
1. Rappel de l’Annexe X	38
2. Estimation de l’approvisionnement actuel en matière de chaleur et de froid	38
2.1. Sources & méthodologie	38
2.2. Résultats - Approvisionnement actuel en matière de chaleur	40
2.3. Résultats - Approvisionnement actuel en matière de froid	46
3. Synthèse	47
Chapitre 4 : Identification des installations qui produisent de la chaleur fatale ou du froid et de leur potentiel d’approvisionnement en chaleur ou en froid.....	50
1. Rappel de l’Annexe X	50
2. Installations de production d’électricité thermique (> 50 MW).....	51
3. Installations de cogénération	51
4. Usines d’incinération de déchets	55
5. Chaleur fatale industrielle	56
Chaleur fatale issue de l’électricité.....	56
Chaleur fatale issue des combustibles.....	58
Chaleur renouvelable non comptabilisée dans les bilans énergétiques	58
Synthèse : Chaleur fatale industrielle.....	59
6. Installations d’énergie renouvelable non cogénérée	60
6.1. Géothermie peu profonde	61
6.2. Géothermie profonde	63
6.3. Géothermie minière	64
6.4. Aquathermie - Eaux de surface : rivières et eaux stagnantes	65
6.5. Aquathermie - Eaux distribuée	66
6.6. Riothermie	67
6.7. Aérothermie	67
6.8. Biomasse	68
6.9. Biométhane	70
6.10. Solaire thermique.....	71
7. Synthèse	72
Chapitre 5 : Énergies renouvelables dans la consommation finale des RET	73
1. Rappel de l’Annexe X	73
2. Identification de la part des besoins de chaleur produits à partir de sources renouvelables	73
2.1. Sources et méthodologie.....	73
2.2. Résultats globaux	73
2.3. Présentation des différentes technologies	74
3. Identification de la part des besoins de chaleur fournis par réseau d’énergie thermique produits à partir de sources renouvelables.....	76
3.1. Sources et méthodologie.....	76
3.2. Résultats globaux	76
4. Synthèse	76
Chapitre 6 : Réseaux d’énergie thermique “cogénérés”	77
1. Rappel de l’Annexe X	77
2. Recensement des données concernant les réseaux d’énergie thermique alimentés par cogénération	77
2.1. Sources et méthodologie.....	77
2.2. Résultats.....	78
Chapitre 7 : Cartographie	80
1. Rappel de l’Annexe X	80
2. Introduction	80

3.	Demande de chaleur et de froid	82
4.	Approvisionnement en chaleur et en froid	83
4.1.	Unités de cogénération et de valorisation énergétique (incinérateurs)	83
4.2.	Sources d'énergie renouvelable	84
4.3.	Chaleur fatale industrielle	89
4.4.	Réseaux d'énergie thermique existants	90
5.	Potentiels sites de production	90
Chapitre 8 : Evolution de la consommation de chaleur et de froid		92
1.	Rappel de l'Annexe X	92
2.	Introduction	92
3.	Méthodologie	92
4.	Projections pour le secteur résidentiel	92
4.1	Projections de la consommation de chaleur	92
4.2	Projections de la consommation de froid	93
5.	Projections pour le secteur tertiaire	95
5.1	Projections de la consommation de chaleur	95
5.2	Projections de la consommation de froid	97
6.	Projections pour le secteur industriel	99
6.1	Projections de la consommation de chaleur	99
6.2	Projections de la consommation de froid	103
7.	Synthèse	105
8.	Analyse des projections du dernier rapport	105
Chapitre 9 : Description générale sur des politiques et mesures en cours sur le chaud et le froid en Wallonie		107
1.	Rappel de l'Annexe X	107
2.	Introduction	107
3.	Présentation des politiques et mesures existantes en Wallonie	108
Chapitre 10 : Identification des technologies disponibles pour fournir de l'énergie bas carbone sur le territoire		121
1.	Rappel de l'Annexe X	121
2.	Introduction	121
3.	Potentiel net des différentes technologies considérées	122
3.1.	Sources et méthodologie	122
3.2.	Résultats globaux	125
3.3.	Impact de l'électrification de la production d'énergie thermique sur le réseau électrique. 127	
Chapitre 11 : Construction de scénarios et analyses financières, économiques et de sensibilité		129
1.	Rappel de l'Annexe X	129
2.	Introduction	129
3.	Matrice des profils de consommation - technologie	130
4.	Analyse du profil 1	135
4.1.	Description du profil de consommation	135
4.2.	Représentativité du profil	135
4.3.	Scénarios envisagés	137
4.4.	Analyse économique	138
4.5.	Analyse de sensibilité	145
4.6.	Analyse environnementale	149
4.7.	Conclusions - Profil 1	151
5.	Analyse du profil 2	154
5.1.	Description du profil de consommation	154
5.2.	Représentativité du profil	154

5.3.	Scénarios envisagés	154
5.4.	Analyse économique	155
5.5.	Analyse de sensibilité	160
5.6.	Analyse environnementale	164
5.7.	Conclusions - Profil 2.....	167
6.	Analyse du profil 3	169
6.1.	Description du profil de consommation	169
6.2.	Représentativité du profil.....	169
6.3.	Scénarios envisagés	169
6.4.	Analyse économique	170
6.5.	Analyse de sensibilité	175
6.6.	Analyse environnementale	179
6.7.	Conclusions - Profil 3.....	181
7.	Analyse du profil 4	183
7.1.	Description du profil de consommation	183
7.2.	Représentativité du profil.....	183
7.3.	Scénarios envisagés	183
7.4.	Analyse économique	184
7.5.	Analyse de sensibilité	190
7.6.	Analyse environnementale	193
7.7.	Conclusions - Profil 4.....	196
Chapitre 12 : Mesures et analyses d'impact.....		198
1.	Rappel de l'Annexe X	198
2.	Introduction	198
3.	Enseignements principaux de l'étude.....	198
4.	Mesures politiques.....	204
Liste des tableaux		205
Liste des graphiques.....		207
Liste des figures		210
Annexes.....		210
1.	Annexe A - Evaluation du potentiel de la chaleur fatale en Wallonie - Pirotech	210
2.	Annexe B - Aquathermie/Riothermie : Estimation du potentiel global et critères - SPGE & SWDE 211	
3.	Annexe C - Aquathermie : Potentiel de l'aquathermie - Extraqt.....	211
4.	Annexe D - Calcul de la densité linéique	211
5.	Annexe E - Chapitre 8 - La méthodologie des projections 2050	211
6.	Annexe F - Analyse coûts-avantages.....	211
Bibliographie.....		212

Introduction

Afin de contribuer aux dispositions établies lors de l'Accord de Paris, l'Union européenne a mis en place en 2015, une série d'objectifs ventilés sur trois échelles de temps différentes, à savoir 2020, 2030 et 2050. Les objectifs initiaux pour 2030 ont été revus à la hausse dans le cadre du « Green Deal » (« Pacte vert ») et en juillet 2021, la Commission a adopté une série de propositions législatives appelées « Fit for 55 » (« Paré pour 55 ») afin d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Parmi ces propositions législatives, la Commission européenne a remanié très substantiellement la Directive relative à l'efficacité énergétique au moyen d'une nouvelle version appelée 'refonte' ("recast") qui a fait l'objet de négociations entre les Etats membres au sein du Conseil et le Parlement de l'Union Européenne. La refonte de cette Directive a été publiée au Journal Officiel de l'Union européenne (JOUE) le 13 septembre 2023. L'article 25, §§1 et 3 (et leurs annexes X et XI) impose aux États Membres de réaliser et mettre régulièrement à jour une évaluation complète en matière de chaleur et de froid.

Contenu

L'annexe X de la Directive ainsi que les recommandations (UE) 2019/16592 de la Commission européenne déterminent clairement les attentes de la Commission européenne vis-à-vis des Etats membres pour l'élaboration de cette étude. Le présent rapport reprend les principaux résultats de l'étude pour ce qui concerne la Wallonie (reprise ci-dessous invariablement sous les termes "La Région" ou "La Région wallonne") :

- Sa première section présente la demande de chaleur et de froid en 2021, en 2050, ainsi que le potentiel des solutions renouvelables et de récupération de chaleur. Cette première section comprend également différentes cartes reprenant ces potentiels ainsi qu'une carte de la demande et des réseaux d'énergie thermique existants ;
- La deuxième section résume les politiques énergétiques et climatiques actuelles en Wallonie ;
- La troisième section analyse sur base du contexte spécifique de la Wallonie le potentiel déployable à l'horizon 2050 des énergies renouvelables et de récupération dans la chaleur et le froid. Cette section expose également différents scénarios afin d'atteindre la neutralité climatique en 2050 et contient une analyse coûts-avantages visant à les comparer ;
- Enfin, la quatrième section présente les principales mesures qui permettraient d'approcher les potentiels identifiés aux sections précédentes.

Ce rapport contient les résultats des 12 chapitres de l'étude confiée par le SPW Énergie à Resolia. La structure du document est présentée ci-dessous. Afin d'assurer que cette étude réponde aux attentes de la Directive décrites dans l'Annexe X, chaque point de cette annexe est associé au chapitre correspondant dans l'étude.

Structure du rapport	Correspondance avec l'annexe X de l'article 25 de la Directive 2023/1791/EU
Chapitre 1 : Demande et offre de chaleur	Partie I : Vue d'ensemble des systèmes de chaleur et de froid, point 1
Chapitre 2 : Demande et offre en froid	Partie I : Vue d'ensemble des systèmes de chaleur et de froid, point 1
Chapitre 3 : Estimation de l'approvisionnement actuel en matière de chaleur et de froid	Partie I : Vue d'ensemble des systèmes de chaleur et de froid, point 2a
Chapitre 4 : Identification des installations qui produisent de la chaleur fatale ou du froid et de leur potentiel d'approvisionnement en chaleur et en froid	Partie I : Vue d'ensemble des systèmes de chaleur et de froid, point 2b
Chapitre 5 : Énergies renouvelables dans la consommation finale des RET	Partie I : Vue d'ensemble des systèmes de chaleur et de froid, point 2c
Chapitre 6 : Réseaux d'énergie thermique "cogénérés"	Partie I : Vue d'ensemble des systèmes de chaleur et de froid, point 3 & 4
Chapitre 7 : Cartographie	Partie I : Vue d'ensemble des systèmes de chaleur et de froid, point 5
Chapitre 8 : Evolution de la consommation de chaleur et de froid	Partie I : Vue d'ensemble des systèmes de chaleur et de froid, point 6
Chapitre 9 : Description générale sur des politiques et mesures actuellement en cours sur le chaud et le froid en Wallonie	Partie II : Objectifs, stratégie et mesures politiques
Chapitre 10 : Identification des technologies disponibles pour fournir de l'énergie bas carbone sur le territoire	Partie III : Analyse du potentiel économique d'efficacité en matière de chaleur et de froid, point 9
Chapitre 11 : Construction de scénarios et analyses financières, économiques et de sensibilité	Partie III : Analyse du potentiel économique d'efficacité en matière de chaleur et de froid, point 10 Annexe XI
Chapitre 12 : Proposition de mesures et analyses d'impact	Partie IV : Nouvelles stratégies et mesures politiques potentielles

Objectif

Lors de la rédaction du rapport publié en 2021, la région wallonne a souhaité transformer cette obligation de rapportage en une opportunité afin d'établir une stratégie réaliste pour accompagner et soutenir le déploiement des énergies thermiques décarbonées et plus particulièrement les réseaux d'énergie thermique.

Lors de cette nouvelle édition, la région Wallonne souhaite poursuivre cette réflexion et continuer à faire évoluer sa « stratégie chaleur » en une stratégie pour l'ensemble des énergies thermique.

L'objectif du présent rapport est donc de mettre à jour et compléter l'évaluation complète publiée en 2021 intitulée "Potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid" (Deplasse, 2020), conformément aux prescrits de la Directive relative à l'efficacité énergétique et aux recommandations de la Commission Européenne.

Public cible

Dans la mesure où il permet de répondre à une obligation européenne et à des recommandations précises, le rapport est d'abord destiné à la Commission Européenne.

Sa réalisation dans une perspective ambitieuse de décarbonation de l’approvisionnement régional en chaleur et en froid étant prévue dans le Plan Air Climat Energie (PACE) adopté par le Gouvernement le 27 avril 2023, ce rapport est également destiné aux membres de l’exécutif régional et pourra nourrir la prochaine version du PACE prévue pour adoption en septembre 2027.

Enfin, ayant vocation à être publié sur le site internet du Service Public de Wallonie (SPW), d’autres publics pourront en prendre connaissance tels que des chercheurs et scientifiques, des entreprises du secteur de l’énergie au sens large, des membres du secteur associatif telles que des organisations environnementales, des éducateurs et enseignants, ainsi qu’également les membres du public intéressé par les questions liées à la production de chaleur et dans froid dans le contexte de la transition énergétique.

Afin d’assurer une compréhension commune des concepts employés dans cette étude, ceux-ci sont définis dans le glossaire ci-dessous.

Glossaire

- **Accords de branche** : Accords consistant à élaborer, sur base volontaire, un contrat entre la Wallonie et les secteurs industriels représentés par les entreprises les plus intensives en énergie via leur fédération. Par ce contrat, ces dernières s'engagent à améliorer leur efficacité énergétique et à réduire leurs émissions de CO₂ pour une échéance donnée. Ce type d'accords garantit aux entreprises de profiter d'avantages financiers et administratifs (par exemple une part du coût financier d'un audit énergétique) leur permettant d'améliorer leur efficacité énergétique et, par-là, leur compétitivité et assure aux pouvoirs publics d'un effort substantiel et objectivement mesuré en matière de réduction des consommations énergétiques et des émissions de CO₂ de l'industrie.
- **Besoin global de chaleur** : Ensemble des besoins de chaleur (en énergie finale), indépendamment du niveau de température. Cela correspond à la somme de la chaleur nécessaire aux procédés industriels, au chauffage, à l'eau chaude sanitaire (ECS) et à la cuisson. Dans ce document, le terme « Besoin de chaleur » fait référence à ce concept.
- **Besoin de chaleur substituable** : Part du besoin global de chaleur correspondant aux usages de la chaleur assurés par une chaleur à plus basse température (50°C à 250°C¹). Ces besoins de chaleur peuvent potentiellement et de manière circonstanciée être distribués par des réseaux d'énergie thermique. Sont exclus de ces besoins de chaleur substituable, les besoins de chaleur industrielle à haute température et les besoins de cuisson, difficilement distribuables par un réseau d'énergie thermique. Dans ce document, le terme « Besoins de chaleur substituable » fait référence à ce concept.
- **Besoin global de froid** : Ensemble des besoins de froid (en énergie finale), liés aux usages de réfrigération et congélation ou de refroidissement de l'air (climatisation des locaux, ...). Dans ce document, le terme « Besoins de froid » fait référence à ce concept.
- **Besoin de froid substituable** : Part du besoin global de froid correspondant aux usages de froid qui peuvent être distribués par des réseaux de froid. Du point de vue des usages et dans le cadre de ce rapport, seul le conditionnement d'air et le froid positif sont considérés comme du froid substituable. Dans ce document, le terme « Besoins de froid substituable » fait référence à ce concept.
- **Energie primaire** : Quantité d'énergie disponible naturellement dans la source d'énergie considérée avant toute forme de transformation ou de transport. (*Exemple : contenu énergétique du pétrole non raffiné*)
- **Energie finale** : Quantité d'énergie effectivement fournie pour alimenter les équipements de chauffage ou de refroidissement. Cette énergie est comptabilisée au niveau du compteur d'entrée du site ou du bâtiment qui la consomme. (*Exemple : contenu énergétique du fioul livré en entrée de chaudière*)
- **Energie utile** : Quantité d'énergie requise pour répondre aux besoins de chaleur et de froid des utilisateurs finaux (Définition de l'Annexe X de l'Article 25 de la Directive 2023/1791/EU). Autrement dit, il s'agit de la quantité de chaleur ou de froid délivrée aux utilisateurs finaux après que toutes les étapes de transformation et de distribution de l'énergie ont eu lieu dans l'équipement de chauffage ou de refroidissement. (*Exemple : quantité de chaleur délivrée au consommateur après combustion du fioul*)
- **Réseau d'énergie thermique** : la distribution d'énergie thermique à partir d'une installation centrale ou décentralisée de production et à travers un réseau de canalisations vers plusieurs bâtiments ou sites, pour le chauffage ou le refroidissement de locaux ou pour le chauffage ou le refroidissement industriel (Parlement Wallon, 2020).

¹ La méthode de récolte actuelle des données utilisées dans les bilans ne permet pas d'isoler les besoins de chaleur à 90°C des besoins de chaleur inférieurs à 250°C.

Abréviations

Abréviation	Signification
C-SER	Chaleur produite à partir de sources d'énergie renouvelable
COP	"Coefficient of performance"
CV	Certificat vert
DJ	Degré-Jour
ECS	Eau chaude sanitaire
EER	Energy Efficiency Ratio
PAC	Pompe à chaleur
PRW	Plan de relance de la Wallonie
PV	Photovoltaïque
RET	Réseau d'énergie thermique
SA	Scénario alternatif
SB	Scénario de base
SER	Source d'énergie renouvelable
SPW	Service Public de Wallonie
UAP	Unité d'administration publique
VAACN	Valeur annualisée et actualisée des coûts nets

Chapitre 1 : Demande et offre de chaleur

1. Rappel de l'Annexe X

Le point 1 de la partie 1 de l'annexe X de la Directive 2023/1791/EU est le suivant :

VUE D'ENSEMBLE DES SYSTÈMES DE CHALEUR ET DE FROID	
1.	La demande de chaleur et de froid exprimée en estimation d'énergie utile ⁽¹⁾ et de consommation d'énergie finale quantifiée en GWh par an ⁽²⁾ , par secteur:
a)	résidentiel;
b)	services;
c)	industrie;
d)	tout autre secteur dont la consommation individuelle représente plus de 5 % de la demande nationale totale utile de chaleur et de froid.
⁽¹⁾ La quantité d'énergie thermique nécessaire pour satisfaire la demande de chaleur et de froid des utilisateurs finals.	
⁽²⁾ Il convient d'utiliser les données disponibles les plus récentes.	

Concernant le point d, la Belgique réalise une analyse par région (Wallonie, Bruxelles, Flandre).

2. Sources et méthodologie

La source d'information pour établir les besoins de chaleur en Wallonie, est le bilan énergétique officiel pour l'année 2021. Il s'agit du bilan, validé par les autorités wallonnes, le plus récent à la date de lancement de la mission comme imposé par l'annexe X de la Directive 2023/1791/EU. Il reprend les données de consommation d'énergie utilisées pour les reportages internationaux, en particulier les reportages demandés par l'Union européenne.

Les méthodes de reportage utilisées pour établir ces bilans énergétiques ne sont pas expliquées dans ce rapport. Celles-ci font l'objet de rapports disponibles auprès du SPW-Énergie².

Dans cette analyse, une distinction est faite entre les besoins de chaleur et les besoins de chaleur substituable. Ces concepts sont définis dans le glossaire.

L'analyse des besoins de chaleur et des besoins de chaleur substituable, s'effectue pour chaque secteur d'activité du paysage énergétique wallon (résidentiel, tertiaire et industriel). Les consommations de l'agriculture et des transports sont exclues de l'analyse. L'agriculture représente 1% de la consommation énergétique de la Wallonie en 2021. Par conséquent, la fraction de cette énergie dédiée à la chaleur et au froid apparaît comme négligeable pour l'analyse. Les transports ne sont pas concernés par des besoins de chaleur ou de froid. Par conséquent, 39.528 GWh sont ainsi exclus de l'analyse, soit 30% du bilan de consommation d'énergie finale de la Wallonie. Concernant la consommation du secteur résidentiel, la partie liée aux jardins, représentant 1% de la consommation finale de ce secteur, n'est pas comprise dans cette étude. Pour l'industrie, seule la consommation énergétique est concernée, soit 40.247 GWh sur les 44.242 GWh. La consommation dite non

² Ces rapports sont disponibles en ligne : <https://energie.wallonie.be/fr/bilans-energetiques-wallons.html?IDC=6288>

énergétique représente l'utilisation de combustibles pour la fabrication des produits, comme le gaz naturel pour produire des engrais.

Dans cette analyse, une distinction est également faite entre les besoins de chaleur en termes d'énergie finale et d'énergie utile. Ces concepts sont définis dans le glossaire.

3. Résultats globaux

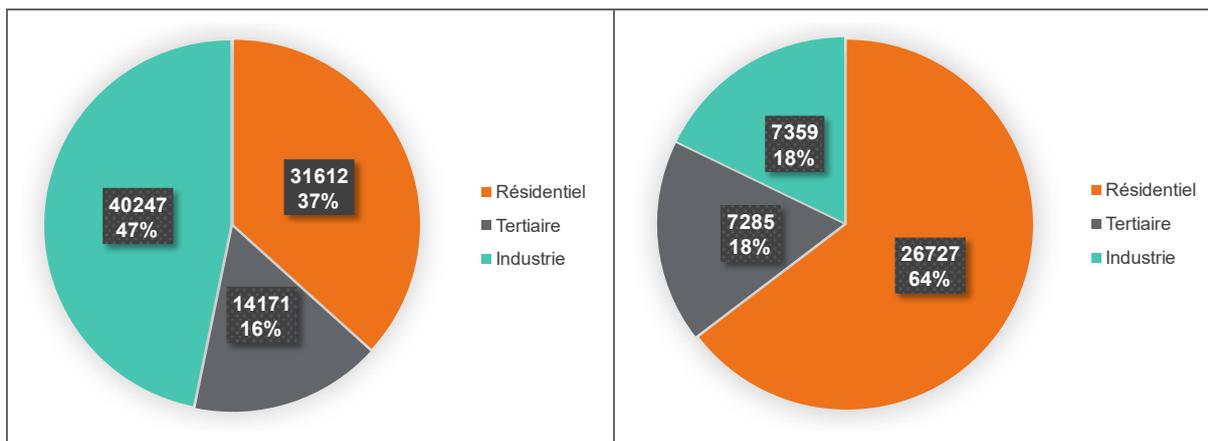
La synthèse des besoins de chaleur en énergie finale est présentée dans le tableau ci-dessous, le détail par secteur est présenté dans les paragraphes suivants. En 2021, la consommation énergétique des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel représente 86.030 GWh équivalant à 68,5% de la consommation énergétique totale de la Wallonie (125.647 GWh).

La colonne « Besoins de chaleur substituable » du Tableau 1 correspond à la somme des usages : chauffage, chauffage d'appoint et ECS (marqués d'un 1 dans le tableau). La répartition des besoins de chaleur entre les différents usages présentés dans le tableau suit la répartition telle que présentée dans le bilan énergétique 2021.

Secteurs (2021, GWh)	Chaleur process (haute t°)	Chauffage (1)	Chauffage d'appoint (1)	ECS (1)	Cuisson	Besoins de chaleur		Besoins de chaleur substituable (Σ 1)		Autres usages (hors chaleur)	Consommation énergétique totale
						Total	Part du total	Total	Part du total		
Résidentiel	-	19.772,3	2.831,5	4.123,5	1.004,5	27.731,8	87,7%	26.727,3	84,5%	3.880,6	31.612,4
Tertiaire	-	6.487,5	-	797,8	5,8	7.291,0	51,5%	7.285,2	51,4%	6.879,5	14.170,6
Industriel	22.985,8	7.359,4	-	-	-	30.345,1	75,4%	7.359,4	18,3%	9.902,2	40.247,4
Total	22.985,8	33.619,2	2.831,5	4.921,3	1.010,3	65.368,0	76,0%	41.371,9	48,1%	20.662,4	86.030,4

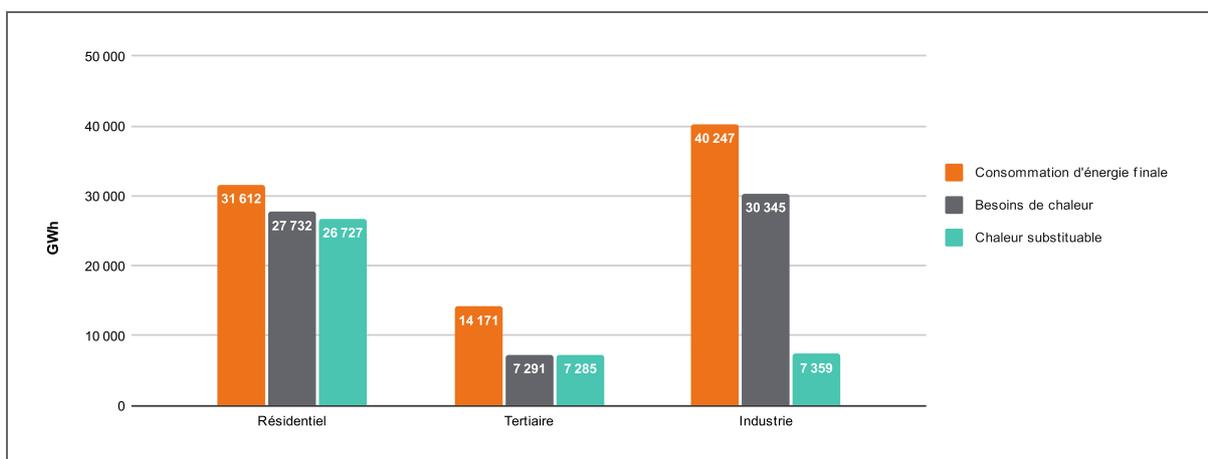
Tableau 1: Synthèse des besoins de chaleur en Wallonie par usage pour chaque secteur en 2021 (GWh)

Pour ces trois secteurs, les besoins de chaleur (65.368 GWh) représentent 76% de leur consommation énergétique totale, ce qui montre l'importance de ces besoins dans le bilan énergétique. Environ 48% de la consommation d'énergie des trois secteurs sont des besoins de chaleur substituable, soit un total de 41.372 GWh. La contribution majeure dans ce total est apportée par les besoins du secteur résidentiel (26.727 GWh, 64%), ensuite par l'industriel (7.359 GWh, 18%) et enfin par le tertiaire (7.285 GWh, 18%).



Graphique 1 : Répartition de la consommation d'énergie finale par secteur en 2021 (GWh)

Graphique 2 : Répartition des besoins de chaleur substituable par secteur en 2021 (GWh)



Graphique 3 : Présentation de la consommation d'énergie finale, des besoins de chaleur et des besoins de chaleur substituable par secteur en 2021 (GWh)

Ci-dessus, le Graphique 1 présente la part de chaque secteur (résidentiel, tertiaire et industriel) dans la consommation d'énergie finale de ces trois secteurs cumulés. Le Graphique 2 présente la part de ces trois secteurs dans l'ensemble des besoins de chaleur substituable.

Si l'industrie pèse pour près de la moitié (47%) de la consommation énergétique, elle ne représente que 18% du total des besoins de chaleur substituable. À l'inverse, le logement, qui représente 37% de la consommation d'énergie finale, représente 64% des besoins de chaleur substituable, ce qui en fait le secteur avec le plus gros potentiel de substitution. En effet, 96% des besoins de chaleur du secteur résidentiel sont des besoins de chaleur substituable.

4. Besoins de chaleur dans le secteur résidentiel : énergie finale

4.1. Sources et méthodologie

Le bilan énergétique régional du SPW-Énergie renseigne la consommation d'énergie finale par vecteur pour chaque usage dans le secteur résidentiel pour l'année 2021. Les données du bilan énergétique sont rapportées dans cette étude sans être transformées.

Les usages de l'énergie consommée dans le secteur résidentiel sont répartis entre :

- Le chauffage principal centralisé (une unité de production et distribution de la chaleur dans les pièces d'habitation ou convecteurs électriques à accumulation) ou décentralisé (des convecteurs, poêles, inserts indépendants dans les pièces d'habitation) ;
- Le chauffage d'appoint (apport supplémentaire de chaleur limité dans le temps) ;
- La production d'eau chaude sanitaire (ECS) ;
- La cuisson ;
- Les autres usages de l'électricité (éclairage, frigo, congélateur, etc.).

Les besoins de chaleur comprennent les usages du chauffage principal, du chauffage d'appoint, de l'ECS et de la cuisson. Les besoins de chaleur substituables, qui peuvent être couverts par un apport extérieur, ne comprennent pas les besoins de cuisson. Pour chaque usage, les vecteurs énergétiques assurant les besoins de chaleur sont présentés.

4.2. Résultats

Selon la précision méthodologique ci-dessus et les données de l'année 2021, la consommation énergétique totale du secteur résidentiel est de 31.612 GWh et ses besoins de chaleur s'élèvent à 27.732 GWh, soit 88% de l'ensemble de ses besoins énergétiques. Les besoins de chaleur potentiellement substituables atteignent 26.727 GWh en 2021, soit 84,5% de la consommation totale du secteur et environ 96% de ses besoins de chaleur.

Le détail des besoins de chaleur est donné par vecteur énergétique et par usage dans le Tableau 2 ci-dessous

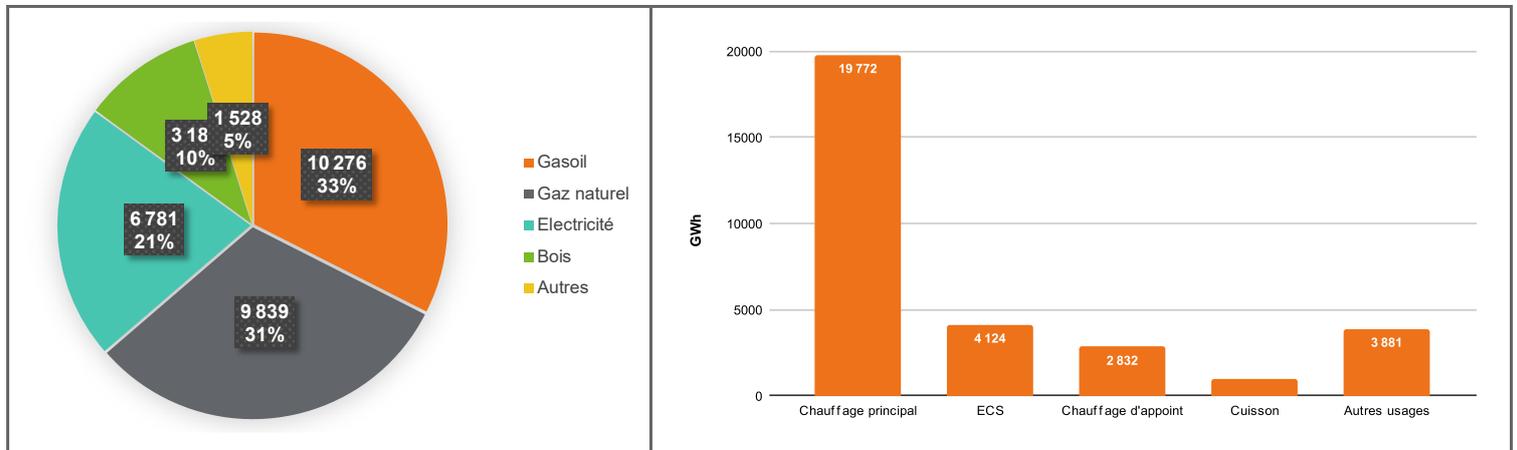
Type logement	Usage	Gasoil	Gas naturel	Charbon	Butane / Propane	Bois	Géothermie	Pompes à chaleur	Solaire thermique	Electricité	Total
Tous logements	Cuisson	-	175,5	0,2	203,3	5,61	-	-	-	619,9	1.004,5
Tous logements	Eau chaude sanitaire	1218	1.456,0	0,7	225,0	37,2	-	51,5	91,0	1.044,1	4.123,5
Besoins de chaleur – Total hors chauffage		1218	1.631,5	0,9	428,3	42,8	0	51,5	91,0	1664	5.128,0
Tous logements	Chauffage d'appoint	-	-	9,3	-	2.367,4	-	-	-	454,8	2.831,5
Appartements Chauff. princip.	Chauffage central	939,2	1.327,4	0,4	23,1	3,6	2,1	28,2	-	105,3	2.429,3
Appartements Chauff. princip.	Chauffage décentr.	4,6	81,5	5,8	14,6	8,1	-	-	-	58,5	173,1
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage central	7.642,0	6.258,9	6,7	519,2	450,1	0,3	184,4	-	427,2	15.488,8
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage décentr.	472,5	540,1	114,6	47,3	316,5	-	-	-	190,1	1.681,1
Besoins de chaleur – Total chauffage		9.058,3	8.207,9	136,8	604,2	3.145,7	2,4	212,6	0,0	1.235,9	22.603,8
Besoins énergétiques – Hors chaleur		-	-	-	-	-	-	-	-	3.880,6	3.880,6
Consommation énergétique totale		10.276,3	9.839,4	137,7	1.032,5	3.188,5	2,4	264,1	91,0	6.780,5	31.612,4
Part des besoins énergétiques assurés par vecteur		32,5%	31,1%	0,4%	3,3%	10,1%	0,0%	0,8%	0,3%	21,4%	100%
Besoins de chaleur	Total	10.276,3	9.839,4	137,7	1.032,5	3.188,5	2,4	264,1	91,0	2.899,9	27.731,8
	En part du total	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	43%	88%
Besoins de chaleur substituable	Total	10.276,3	9.663,9	137,5	829,2	3.182,9	2,4	264,1	91,0	2.280,0	26.727,3
	En part du total	100%	98,2%	99,9%	80%	99,8%	100%	100%	100%	34%	85%

Tableau 2 : Répartition de la consommation d'énergie finale du secteur résidentiel par vecteur et par usage en 2021 (GWh) ³

³ La consommation énergétique totale du secteur résidentiel s'élève en réalité à 31.848,7 GWh. La légère différence avec les données présentées dans ce rapport est due au fait que la consommation liée aux jardins (BBQ et carburant), soit 1% du total, est exclue de cette étude.

Ci-dessous, le Graphique 4 présente la répartition des vecteurs énergétiques répondant aux besoins énergétiques tandis que le Graphique 5 présente la répartition des usages de l'énergie.

Dans le secteur résidentiel, le chauffage (principal et d'appoint) représente 81,5% des besoins de chaleur. Les principaux vecteurs énergétiques sont le gasoil et le gaz naturel qui répondent respectivement à 33% et à 31% des besoins de chaleur du secteur. Les combustibles fossiles (gasoil, gaz naturel, charbon, butane/propane) répondent à 67% des besoins de chaleur du secteur.



Graphique 4 : Répartition des vecteurs énergétiques répondant aux besoins énergétiques du secteur résidentiel en 2021 (GWh)

Graphique 5 : Répartition des besoins énergétiques par usage du secteur résidentiel en 2021 (GWh)

5. Besoins de chaleur dans le secteur résidentiel : énergie utile

5.1. Sources et méthodologie

Étant donné que les données énergétiques de consommation sont présentées en termes d'énergie finale dans le bilan énergétique de 2021, l'objectif est d'estimer les pertes liées au processus de production et de distribution de chaleur. La formule exprimant cette relation est la suivante :

$$\text{Energie finale} = \text{Energie utile} + \text{Pertes d'énergie liées au processus}$$

Le rendement énergétique d'un équipement est le rapport entre l'énergie finale fournie et l'énergie utile délivrée à l'utilisateur final, cette relation est exprimée dans les formules suivantes :

$$\text{Rendement énergétique des équipements} = \text{Energie utile} / \text{Energie finale}$$

$$\text{Energie utile} = \text{Energie finale} * \text{Rendement énergétique des équipements}$$

La méthodologie choisie pour estimer les besoins de chaleur du secteur résidentiel en termes d'énergie utile se base sur les vecteurs énergétiques. En effet, les données reprises dans le Tableau 2 sont ensuite combinées avec une matrice de rendements représentatifs par usage et vecteur (cfr. Tableau 3). Cette matrice est basée sur les données de l'ICEDD (ICEDD, 2021).

Enfin, la dernière étape consiste à normaliser l'énergie utile des besoins de chaleur en fonction des degrés-jours (DJ) comme suit :

$$\text{Energie utile normalisée} = \text{Energie utile} \times \text{DJ référence} / \text{DJ période concernée}$$

5.2. Résultats

Les besoins de chaleur du secteur résidentiel en termes d'énergie utile s'élèvent à 22.085 GWh. Par conséquent, le rendement énergétique moyen du secteur correspond à 79,6%.

Type logement	Usage	Gasoil	Gaz naturel	Charbon	Butane / Propane	Bois	Géothermie	Pompes à chaleur	Solaire thermique	Electricité
Tous logements	Cuisson	-	100%	100%	100%	100%	-	-	-	100%
Tous logements	Eau chaude sanitaire	65%	65%	65%	65%	65%	-	100%	100%	80%
Besoins de chaleur - hors chauffage										
Tous logements	Chauffage d'appoint	-	-	70%	-	75%	-	-	-	100%
Appartements Chauff. princip.	Chauffage central	80%	90%	75%	88%	85%	100%	100%	-	100%
Appartements Chauff. princip.	Chauffage décentr.	80%	90%	75%	88%	85%	-	-	-	100%
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage central	80%	90%	75%	88%	85%	100%	100%	-	100%
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage décentr.	75%	83%	70%	83%	85%	-	-	-	100%
Besoins de chaleur - chauffage										

Tableau 3 : Matrice de rendements, basée sur l'ICEDD (2021)

Type logement	Usage	Gasoil	Gaz naturel	Charbon	Butane / Propane	Bois	Géothermie	Pompes à chaleur	Solaire thermique	Electricité	Total
Tous logements	Cuisson	-	168,68	0,19	195,40	5,39	-	-	-	595,81	965,5
Tous logements	Eau chaude sanitaire	760,93	909,62	0,44	140,57	23,24	-	49,50	87,46	802,82	2.774,6
Besoins de chaleur - hors chauffage		760,93	1.078,30	0,63	335,96	28,63	0,00	49,50	87,46	1.398,63	3.740,0
Tous logements	Chauffage d'appoint	-	-	6,50	-	1.706,54	-	-	-	437,12	2.150,2
Appartements Chauff. princip.	Chauffage central	722,16	1.148,23	0,29	19,54	2,94	2,02	27,10	-	101,21	2.023,5
Appartements Chauff. princip.	Chauffage décentr.	3,54	70,50	4,18	12,35	6,62	-	-	-	56,23	153,4
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage central	5.876,00	5.414,09	4,83	439,14	367,72	0,29	177,23	-	410,60	12.689,9
Maisons unifamil. Chauff. princip.	Chauffage décentr.	340,60	430,86	77,10	37,73	258,57	-	-	-	182,71	1.327,6
Besoins de chaleur - chauffage		6.942,3	7.063,7	92,9	508,8	2.342,4	2,3	204,3	0,0	1.187,9	18.344,5
Total		7.703,2	8.142,0	93,5	844,7	2.371,0	2,3	253,8	87,5	2.586,5	22.084,6

Tableau 4 : Répartition de la consommation d'énergie utile normalisée du secteur résidentiel par vecteur et par usage en 2021 (GWh)

6. Besoins de chaleur dans le secteur tertiaire : énergie finale

6.1. Sources et méthodologie

Les bilans énergétiques régionaux du SPW-Énergie renseignent la consommation par vecteur énergétique, par sous-branche et par usage dans le secteur tertiaire pour l'année 2021. Les données du bilan énergétique sont rapportées dans cette étude sans être transformées.

Les usages de l'énergie consommée dans le secteur tertiaire sont répartis entre :

- Le chauffage ;
- La production d'eau chaude sanitaire (ECS) ;
- La cuisson ;
- Les autres usages (conditionnement d'air, de bureautique, éclairage, etc.).

Les besoins de chaleur comprennent les usages du chauffage, de l'ECS et de la cuisson. Les besoins de chaleur substituable ne comprennent pas les besoins de cuisson. Les besoins en lien avec des procédés semi-industriel rencontrés dans le tertiaire (blanchisserie, stérilisation, etc...) ne sont pas considérés dans cette analyse, faute de données suffisamment représentatives du secteur. Il est donc fort probable que le besoin soit légèrement sous-estimé.

Le bilan énergétique présente également la répartition des vecteurs répondant à l'ensemble des besoins énergétiques : produits pétroliers, gaz naturel, électricité et autres. Enfin, le détail du bilan énergétique offre un découpage des besoins énergétiques par sous-branche du secteur tertiaire : commerce, transport et communication, banques/assurances/services aux entreprises, enseignement, santé, culture et sports, autres services, administration et divers.

6.2. Résultats

Selon la précision méthodologique ci-dessus et les données de l'année 2021, la consommation énergétique du secteur tertiaire est de 14.171 GWh et ses besoins de chaleur s'élèvent à 7.291 GWh, soit 51,5% de l'ensemble de ses besoins énergétiques.

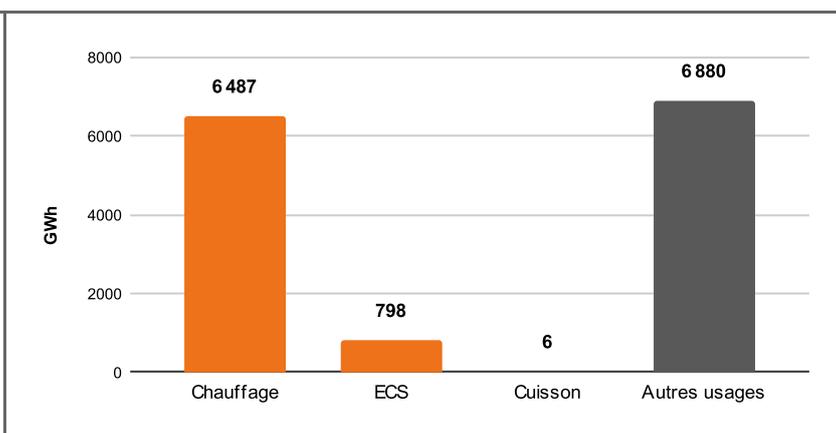
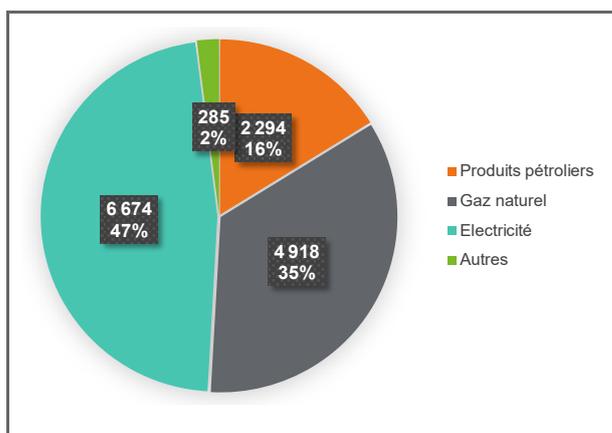
Les besoins de chaleur substituable atteignent 7.285 GWh en 2021, soit 51,4% de la consommation totale du secteur et près de la totalité (99,9%) de ses besoins de chaleur.

Le détail des besoins de chaleur est donné par usage et par sous-branche dans le Tableau 5.

Secteur tertiaire (2021, GWh)	Total Chauffage (1)	ECS (1)	Cuisson	Besoin de chaleur		Besoins de chaleur substituable (Σ 1)		Autres usages (hors chaleur)	Consommation énergétique totale
				Total	Part du total	Total	Part du total		
Commerce	1.903,8	206,0	5,8	2.115,5	44,3%	2.109,7	44,1%	2.663,4	4.778,9
Transport et communication	190,6	21,5	-	212,2	43,5%	212,2	43,5%	275,3	487,4
Banques assur et serv. aux entr.	857,3	72,1	-	929,4	40,3%	929,4	40,3%	1.378,3	2.307,7
Enseignement	870,4	45,2	-	915,6	77,5%	915,6	77,5%	265,2	1.180,8
Santé	701,2	245,8	-	947,0	54,3%	947,0	54,3%	795,7	1.742,7
Culture sports	387,7	44,0	-	431,8	63,5%	431,8	63,5%	248,7	680,4
Autres services	728,2	84,0	-	812,2	81,4%	812,2	81,4%	186,2	998,4
Administration	641,2	55,1	-	696,3	64,6%	696,3	64,6%	380,8	1.077,1
Divers	207,0	24,1	-	231,1	25,2%	231,1	25,2%	686,1	917,2
Total	6.487,5	797,8	5,8	7.291,0	51,5%	7.285,2	51,4%	6.879,5	14.170,6

Tableau 5 : Répartition de la consommation d'énergie finale par usage pour chaque branche du secteur tertiaire en 2021 (GWh)

Ci-dessous, le Graphique 6 présente la répartition des vecteurs énergétiques répondant aux besoins énergétiques tandis que le Graphique 7 présente la répartition des usages de l'énergie.



Graphique 6 : Répartition des vecteurs énergétiques répondant aux besoins énergétiques du secteur tertiaire en 2021 (GWh)

Graphique 7 : Répartition des besoins énergétiques par usage du secteur tertiaire en 2021 (GWh)

Dans le secteur tertiaire, le chauffage représente 89% des besoins de chaleur. Il est à noter que la branche « Commerce » nécessite plus d'un quart (29%) des besoins de chaleur du secteur tertiaire. Les principaux vecteurs énergétiques sont l'électricité (47%), le gaz naturel (35%) et les produits pétroliers (16%). La répartition des besoins de chaleur entre les différents usages présentés dans le tableau suit la répartition telle que présentée dans le bilan énergétique 2021.

7. Besoins de chaleur dans le secteur tertiaire : énergie utile

7.1. Sources et méthodologie

L'approche choisie pour estimer les besoins de chaleur du secteur tertiaire en termes d'énergie utile se base sur les vecteurs énergétiques et se compose de trois étapes.

Estimation de la part de chaque vecteur répondant aux besoins de chaleur par usage.

Pour le secteur tertiaire, les informations concernant les usages et les vecteurs énergétiques ne sont pas regroupées comme pour le résidentiel.

Concernant le vecteur "électricité", la part dédiée au chauffage et à l'ECS est connue mais la répartition entre ces deux usages n'est pas précisée. Pour ce qui est des vecteurs "produits pétroliers", "gaz naturel" et "autres", ils sont regroupés en un ensemble appelé "combustibles" dont la part dédiée au chauffage est connue, séparément de celle dédiée à l'ECS. Mais la distinction des vecteurs au sein des "combustibles" n'est pas précisée.

Dès lors, afin de lier usage et vecteur énergétique, la méthodologie consiste à estimer, au sein des "combustibles", la part couverte par les produits pétroliers, le gaz naturel et le vecteur "autre". Cette part est estimée au prorata de leur répartition dans la consommation totale (voir Tableau 6 ci-dessous). Enfin, la dernière étape est d'estimer la répartition de l'électricité entre chauffage et ECS.

Secteur tertiaire (2021, GWh)	Produits pétroliers	Gaz naturel	Electricité	Autres	Total
Commerce	775,8	1.148,5	2.847,4	7,2	4.778,9
Transport et communication	83,5	124,6	277,8	1,5	487,4
Banques assur et serv. aux entr.	108,4	808,1	1.391,2	0,0	2.307,7
Enseignement	324,6	490,6	297,1	68,4	1.180,8
Santé	216,3	940,5	573,1	12,7	1.742,7
Culture sports	108,0	333,4	224,3	14,8	680,4
Autres services	142,5	660,6	145,2	50,1	998,4
Administration	324,0	382,0	352,5	18,6	1.077,1
Divers	210,4	30,0	565,2	111,6	917,2
Total	2.293,5	4.918,4	6.673,8	284,9	14.170,6

Tableau 6 : Consommation énergétique totale du secteur tertiaire en 2021 par vecteur énergétique et branche d'activité (GWh)

Application de la matrice de rendement

Comme pour le secteur résidentiel, une matrice de rendements représentatifs par usage et par vecteur a été développée sur base des données de l'ICEDD (2021). La consommation totale en énergie utile est obtenue en combinant cette matrice de rendement avec les valeurs d'énergie finale par vecteur et usage.

Normalisation

Suivant la méthodologie du secteur résidentiel, la dernière étape consiste à normaliser l'énergie utile des besoins de chaleur en fonction des degrés-jours.

7.2. Résultats

Les besoins de chaleur du secteur tertiaire en termes d'énergie utile s'élèvent à 6.009 GWh. Par conséquent, le rendement énergétique moyen du secteur correspond à 82,4%.

Secteur tertiaire (2021, GWh)	Produits pétroliers		Gaz naturel		Électricité		Autres	
	Chauffage	ECS	Chauffage	ECS	Chauffage	ECS	Chauffage	ECS
Commerce	82%	65%	90%	65%	100%	80%	100%	100%
Transport et communication	82%	65%	90%	65%	100%	80%	100%	100%
Banques assur et serv.aux entr.	82%	65%	90%	65%	100%	80%	100%	100%
Enseignement	82%	65%	90%	65%	100%	80%	100%	100%
Santé	82%	65%	90%	65%	100%	80%	100%	100%
Culture sports	82%	65%	90%	65%	100%	80%	100%	100%
Autres services	82%	65%	90%	65%	100%	80%	100%	100%
Administration	82%	65%	90%	65%	100%	80%	100%	100%
Divers	82%	65%	90%	65%	100%	80%	100%	100%

Tableau 7 : Matrice de rendements, basée sur l'ICEDD (2021)⁴

Secteur tertiaire (2021, GWh)	Produits pétroliers	Gaz naturel	Électricité	Autres	Total
Commerce	591,39	956,04	95,38	6,78	1.649,6
Transport et communication	60,67	98,63	5,16	1,36	165,8
Banques assur et serv.aux entr.	82,46	670,81	26,72	0,00	780,0
Enseignement	245,48	405,73	4,89	63,69	719,8
Santé	135,68	635,00	7,03	10,31	788,0
Culture sports	78,46	263,87	8,05	13,38	363,8
Autres services	103,53	522,83	5,16	45,37	676,9
Administration	246,42	317,06	6,78	17,57	587,8
Divers	152,84	23,71	0,00	101,06	277,6
Total	1.696,9	3.893,7	159,2	259,5	6.009,3

Tableau 8 : Répartition de la consommation d'énergie utile normalisée du secteur tertiaire en 2021 par vecteur et par secteur d'activité (GWh)

8. Besoins de chaleur dans le secteur industriel : énergie finale

8.1. Sources et méthodologie

Les bilans énergétiques régionaux du SPW-Énergie renseignent la consommation par vecteur énergétique, par sous-branche dans le secteur industriel pour l'année 2021. Les données du bilan énergétique sont rapportées dans cette étude sans être transformées.

⁴ La cuisson, étant une partie négligeable de la consommation finale, a été englobée dans les autres usages lors de la répartition entre usages et vecteurs énergétiques.

Les usages de l'énergie consommée dans le secteur industriel sont répartis entre :

- Le chaleur process (haute température) ;
- La chaleur substituable ;
- Les autres usages (conditionnement d'air, réfrigération, éclairage, etc.).

Les besoins de chaleur du secteur sont calculés en additionnant la chaleur process et la chaleur substituable.

Le bilan énergétique présente également la répartition des vecteurs répondant à l'ensemble des besoins énergétiques : solides et gaz dérivés, produits pétroliers, gaz naturel, électricité et autres. Enfin, le détail du bilan énergétique offre un découpage des besoins énergétiques par sous-branche du secteur industriel : sidérurgie, non ferreux, chimie, minéraux non métalliques, alimentation, textile, papier, fabrications métalliques et autres industries.

8.2. Résultats

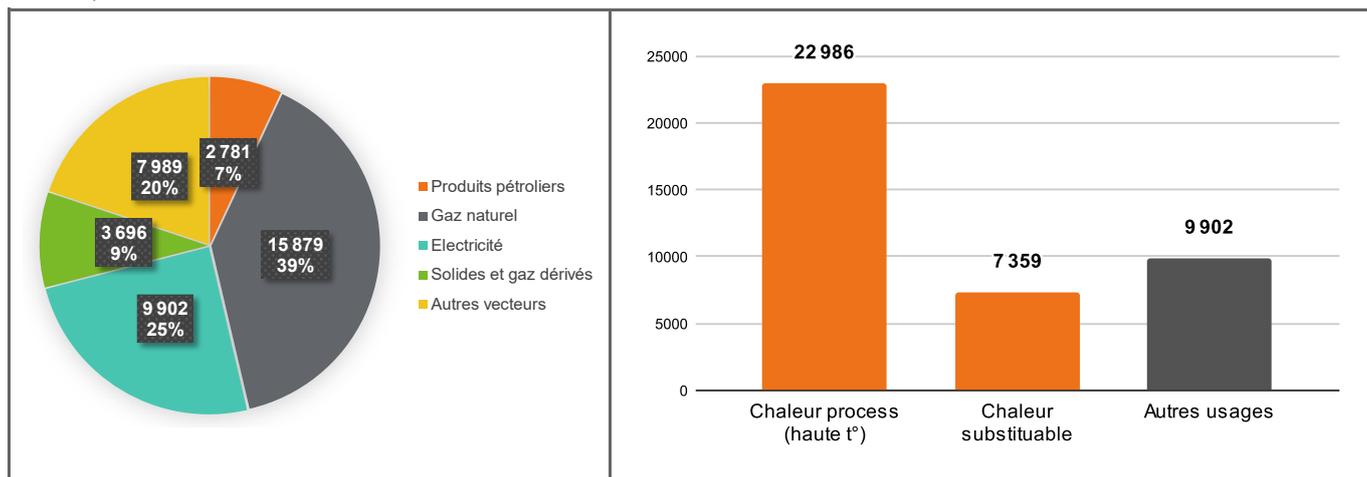
Selon les données de l'année 2021, la consommation énergétique du secteur industriel est de 40.247 GWh et ses besoins de chaleur s'élèvent à 30.345 GWh, soit 75,4% de l'ensemble de ses besoins énergétiques.

Les besoins de chaleur substituable (<250°C) atteignent 7.359 GWh en 2021, soit 18% de la consommation totale du secteur et 36% de ses besoins de chaleur. Il est à prendre en compte que le besoin de chaleur substituable est influencé par le régime de température. En effet, l'usage de la cogénération et des réseaux d'énergie thermique est facilité pour des températures de distribution inférieure à 90°C. Ne disposant pas de données permettant d'isoler ce besoin, l'ensemble est considéré comme substituable. Le détail des besoins de chaleur est donné par vecteur énergétique et par sous-branche dans le Tableau 9. Ce tableau ne suit pas la même structure que ceux présentant les données des secteurs résidentiel et tertiaire (sur base des usages) puisque les usages ne sont pas identifiés pour le secteur industriel dans le bilan énergétique.

Secteur industriel (2021, GWh)	Solides et gaz dérivés	Produits pétroliers	Gaz naturel	Électricité	Autres vecteurs	Besoin de chaleur		Besoins de chaleur substituable		Consommation énergétique totale (hors NE)
						Total	Part du total	Total	Part du total	
Sidérurgie	110,7	116,4	2.631,5	1.673,4	-	2.858,6	63,1%	0,0	0,0%	4.532,0
Non ferreux	-	9,9	143,4	81,4	-	153,3	65,3%	0,0	0,0%	234,7
Chimie	8,7	247,5	4.653,6	2.801,9	449,2	5.359,1	65,7%	1.415,8	17,3%	8.161,0
Minéraux métalliques non	3.498,2	973,6	3.453,1	1.745,6	2.798,7	10.723,6	86,0%	20,7	0,2%	12.469,2
Alimentation	41,5	235,7	3.477,4	1.608,6	1.106,5	4.861,1	75,1%	2.102,1	32,5%	6.469,7
Textile	-	23,8	72,9	137,2	-	96,7	41,3%	0,0	0,0%	234,0
Papier	-	224,7	556,8	555,4	2.366,3	3.147,8	85,0%	2.676,5	72,3%	3.703,3
Fabrications métalliques	37,1	252,7	587,3	470,8	28,9	906,0	65,8%	36,0	2,6%	1.376,7
Autres industries	-	696,8	303,0	827,9	1.239,2	2.238,9	73,0%	1.108,3	36,1%	3.066,8
Total	3.696,3	2.781,1	15.879,0	9.902,3	7.988,8	30.345,1	75,4%	7.359,4	18,3%	40.247,4

Tableau 9: Répartition de la consommation d'énergie finale par usage pour chaque sous-branche du secteur industriel en 2021 (GWh)

Ci-dessous, le Graphique 8 présente la répartition des vecteurs énergétiques répondant aux besoins énergétiques tandis que le Graphique 9 présente la répartition des usages de l'énergie. Dans le secteur industriel, le chaleur process représente 76% des besoins de chaleur. Les principaux vecteurs énergétiques sont le gaz naturel (39%) et l'électricité (25%). La répartition des besoins de chaleur entre les différents vecteurs présentés dans le tableau suit la répartition telle que présentée dans le bilan énergétique 2021.



Graphique 8 : Répartition des vecteurs énergétiques répondant aux besoins énergétiques du secteur industriel en 2021 (GWh)

Graphique 9 : Répartition des besoins énergétiques par usage du secteur industriel en 2021 (GWh)

9. Besoins de chaleur dans le secteur industriel : énergie utile

9.1. Sources et méthodologie

L'approche choisie pour estimer les besoins de chaleur du secteur industriel en termes d'énergie utile se base sur les différents secteurs de l'industrie et sur l'expertise de Pirotech. Cinq secteurs rassemblent 88% des besoins de chaleur industriels, à savoir la sidérurgie, la chimie, les minéraux non métalliques, l'alimentation et le papier. Pour chacun d'entre eux, Pirotech a déterminé un rendement énergétique sur base des données des audits réalisés dans le cadre des Accords de Branches (voir

Glossaire). Pour les autres secteurs industriels, le rendement énergétique moyen des cinq précédents (au prorata de la consommation) a été appliqué, soit 73%. Enfin, il n'y a pas de normalisation avec les degrés-jours requise dans le secteur industriel.

9.2. Résultats

Les besoins de chaleur du secteur industriel en termes d'énergie utile s'élèvent à 22.067 GWh. Par conséquent, le rendement énergétique moyen du secteur correspond à 72,7%. Il s'agit d'un rendement instantané Hs.

Branches du secteur industriel	Énergie finale (GWh)	Rendement	Énergie utile (GWh)
Sidérurgie	2.858,6	69%	1.972,4
Non ferreux	153,3	73%	111,9
Chimie	5.359,1	48%	2.572,4
Minéraux non métalliques	10.723,6	93%	9.972,9
Alimentation	4.861,1	70%	3.402,8
Textile	96,7	73%	70,6
Papier	3.147,8	53%	1.668,3
Fabrications métalliques	906,0	73%	661,4
Autres industries	2.238,9	73%	1.634,4
Total de la consommation d'énergie finale du secteur industriel pour les besoins de chaleur	30.345,1	Total des besoins d'énergie utile nécessaires pour répondre aux besoins de chaleur	22.067,1

Tableau 10 : Présentation de la méthodologie de conversion de l'énergie finale en énergie utile pour le secteur industriel (2021)

10. Synthèse

En 2021, la consommation énergétique liée à la chaleur se répartit comme suit entre les différents secteurs :

- Secteur résidentiel : 43%, soit 27.732 GWh
- Secteur tertiaire : 11%, soit 7.291 GWh
- Secteur industriel : 46%, soit 30.345 GWh

Pour ces trois secteurs, les besoins de chaleur (65.368 GWh) représentent 76% de leur consommation énergétique totale

En 2021, les principaux usages de la chaleur sont les suivants :

- Secteur résidentiel : le chauffage représente 22.604 GWh, soit 81,5% de la consommation de chaleur
- Secteur tertiaire : le chauffage représente 6.488 GWh, soit 89% de la consommation de chaleur
- Secteur industriel : la chaleur process (haute température) représente 22.986 GWh, soit 76% de la consommation de chaleur

En 2021, les principaux vecteurs énergétiques, assurant l'ensemble de la consommation énergétique (pas seulement la chaleur) de chaque secteur, sont les suivants :

- Secteur résidentiel : le mazout (33%), le gaz naturel (31%) et l'électricité (21%)
- Secteur tertiaire : l'électricité (47%), le gaz naturel (35%) et le mazout (16%)
- Secteur industriel : le gaz naturel (39%) et l'électricité (25%)

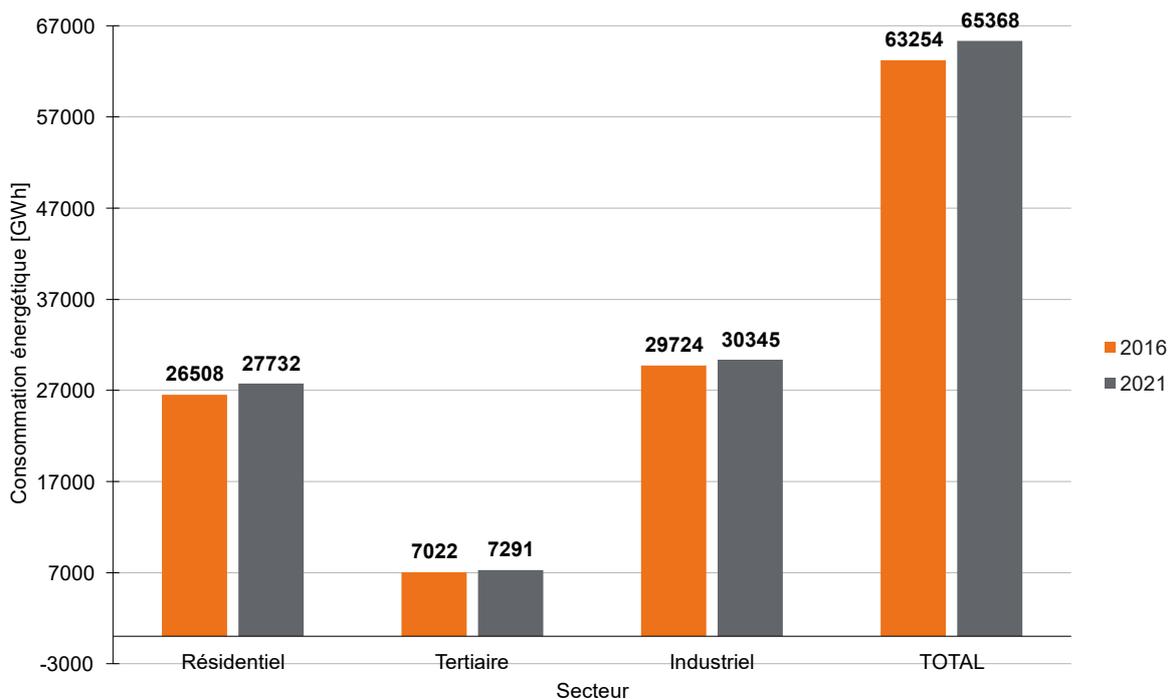
En 2021, en moyenne, les rendements énergétiques des différentes technologies produisant de la chaleur sont les suivants :

- Secteur résidentiel : 79,6%
- Secteur tertiaire : 82,4%
- Secteur industriel : 72,7%

Par rapport à 2016, la consommation énergétique globale liée à la chaleur a augmenté de 3,34%. Cette évolution est observée de manière relativement homogène dans tous les secteurs.

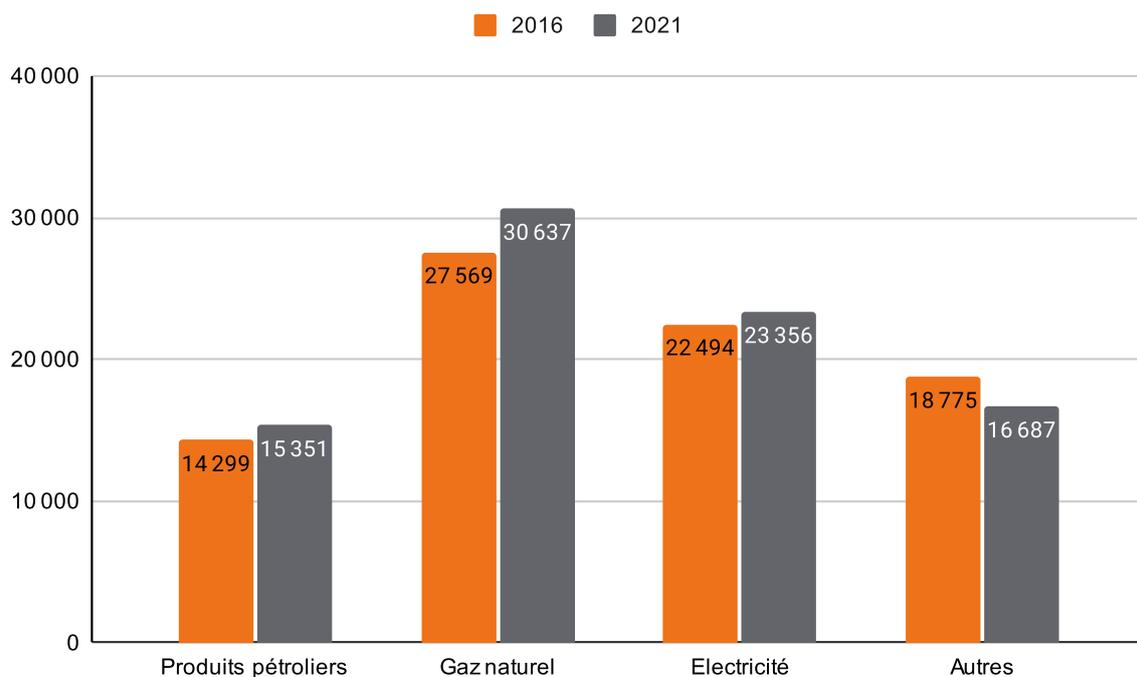
Secteur	Consommation énergétique liée à la chaleur (GWh)		Évolution
	2016	2021	
Résidentiel	26.508	27.732	4,62%
Tertiaire	7.022	7.291	3,83%
Industriel	29.724	30.345	2,09%
TOTAL	63.254	65.368	3,34%

Tableau 11 : Comparaison de la consommation énergétique liée au chaud entre 2016 et 2021 (GWh)



Graphique 10 : Comparaison de la consommation énergétique liée au chaud entre 2016 et 2021 (GWh)

Dans l'ensemble, les tendances de la répartition de l'usage des vecteurs énergétiques ont peu évolué depuis 2016. Le Graphique 11 indique cependant une légère hausse des produits pétroliers, du gaz naturel et de l'électricité. Les autres vecteurs comme le bois et les solides et gaz dérivés sont quant à eux en léger recul.



Graphique 11 : Comparaison de la répartition des vecteurs énergétiques entre 2016 et 2021 (GWh)

Chapitre 2 : Demande et offre de froid

1. Introduction

Ce chapitre est également basé sur le bilan énergétique officiel pour l'année 2021. Les méthodes de rapportage utilisées pour établir ces bilans énergétiques ne sont pas expliquées dans ce rapport et les secteurs de l'agriculture et du transport ne sont également pas compris dans cette analyse. Celle-ci concerne donc uniquement les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel qui sont explicités dans les sections suivantes.

2. Résultats globaux

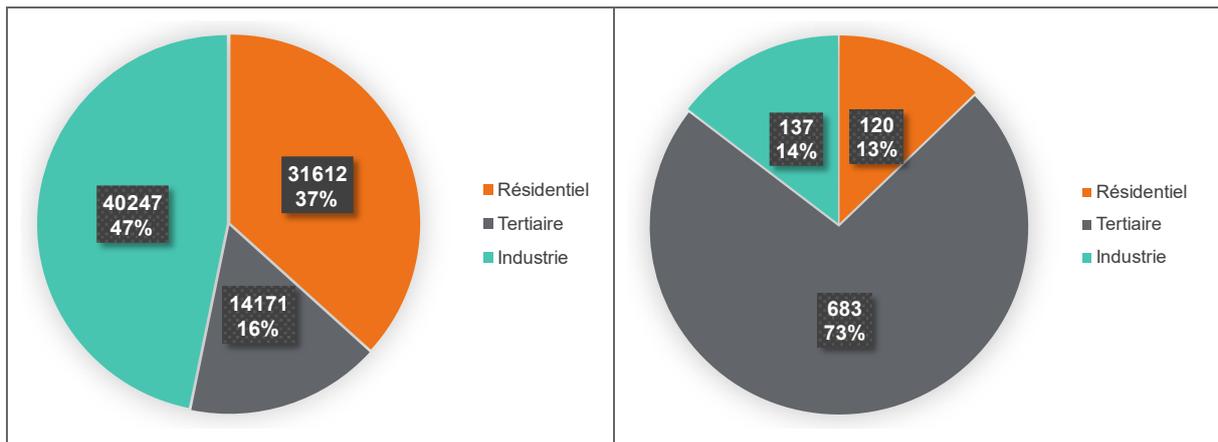
La synthèse des besoins de froid en énergie finale est présentée dans le Tableau 12 ci-dessous, le détail par secteur est présenté dans les paragraphes suivants. En 2021, la consommation énergétique des secteurs résidentiel, tertiaire et industriel représente 86.030 GWh équivalant à 68,5% de la consommation énergétique totale de la Wallonie (125.647 GWh). La colonne « Besoins de froid substituable » correspond à la consommation énergétique du conditionnement d'air (marqué d'un 1 dans le tableau). La répartition des besoins de froid entre les différents usages présentés dans le tableau suit la répartition telle que présentée dans le bilan énergétique 2021.

Secteurs (2021, GWh)	Conditionnement d'air (1)	Réfrigération	Besoins de froid		Besoins de froid substituable (Σ 1)		Autres usages (hors froid)	Consommation énergétique totale
			Total	Part du total	Total	Part du total		
Résidentiel	119,8	818,1	937,9	3,0%	119,8	0,4%	30.674,5	31.612,4
Tertiaire	683,2	456,0	1.139,2	8,0%	683,2	4,8%	13.031,4	14.170,6
Industriel	137,0	769,1	906,1	2,3%	137,0	0,3%	39.341,3	40.247,4
Total	940	2.043,2	2.983,2	3,5%	940	1,1%	83.047,2	86.030,4

Tableau 12 : Synthèse des besoins de froid en Wallonie par usage pour chaque secteur en 2021 (GWh)

Pour ces trois secteurs, les besoins de froid (2.983,2 GWh) représentent 3,5% de leur consommation énergétique totale. Parmi ces besoins de froid, 31,5% d'entre eux sont des besoins de froid substituable, soit un total de 940 GWh.

Les graphiques ci-dessous représentent, respectivement à gauche et à droite, la part de chaque secteur dans la consommation énergétique totale et la part de ces trois secteurs dans les besoins de froid substituable.



Graphique 12 : Répartition de la consommation d'énergie finale par secteur en 2021 (GWh)

Graphique 13 : Répartition des besoins de froid substituable par secteur en 2021 (GWh)

Si 47% de la consommation finale (hors agriculture et transport) est due à l'industrie, sa contribution aux besoins de froid substituable n'est que de 14,6%. L'essentiel des besoins de froid substituable (72,7%) proviennent du secteur tertiaire, alors que sa contribution dans la consommation totale ne pèse que 16%. Enfin, le secteur résidentiel, malgré ses 37% dans la consommation finale, ne contribue que pour 12,7% aux besoins de froid substituable.

3. Besoins de froid dans le secteur résidentiel : énergie finale

3.1. Sources et méthodologie

Les bilans énergétiques régionaux du SPW-Énergie renseignent la consommation d'énergie finale pour chaque usage des besoins de froid du secteur résidentiel pour l'année 2021. Les données du bilan énergétique sont rapportées dans cette étude sans être transformées. Les besoins de froid comprennent les usages du conditionnement d'air de la réfrigération. Les besoins de froid substituable, qui peuvent être couverts par un apport extérieur lié à un réseau d'énergie thermique ou une cogénération ne comprennent pas les besoins de réfrigération.

3.2. Résultats

Selon les données de l'année 2021, la consommation énergétique totale du secteur résidentiel est de 31.612 GWh et ses besoins de froid s'élèvent à 937,9 GWh soit 3% de l'ensemble de ses besoins énergétiques. L'électricité est le vecteur énergétique assurant l'ensemble des besoins de froid, 13,8% de la consommation électrique du secteur résidentiel est destinée aux besoins de froid. Les besoins de froid substituable (conditionnement d'air) atteignent 119,8 GWh en 2021, soit 0,4% de la consommation totale du secteur et 12,8% de ses besoins de froid.

Le détail des besoins de froid est donné dans le tableau suivant. Dans le secteur résidentiel, près de 90% des besoins de froid proviennent de la réfrigération.

Type logement	Usage	Électricité	Total
Tous logements	Conditionnement d'air	119,8	119,8
Tous logements	Réfrigération	818,1	818,1
Tous logements	Autres usages (hors froid)	5.842,6	30.674,5
Consommation énergétique totale		6.780,5	31.612,4
Besoin de froid	Total	937,9	937,9
	En part du total	13,8%	3,0%
Froid substituable	Total	119,8	119,8
	En part du total	1,8%	0,4%

Tableau 13 : Répartition de la consommation d'énergie finale du secteur résidentiel liée aux besoins de froid en 2021 (GWh)

4. Besoins de froid dans le secteur résidentiel : énergie utile

4.1. Sources et méthodologie

La méthodologie utilisée pour quantifier les besoins de froid en énergie utile est la même que pour les besoins en chaud. Cependant, le seul vecteur énergétique considéré pour la production de froid en réfrigération et conditionnement d'air est l'électricité. Cette consommation d'énergie finale est alors multipliée par un rendement énergétique global propre à l'usage considéré dans le secteur résidentiel (ICEDD, 2021) afin d'obtenir l'énergie utile.

A l'inverse de la méthodologie utilisée pour les besoins en chaud, les valeurs ne sont pas normalisées avec les degrés-jours, cette valeur n'étant définie que sur la saison de chauffe.

4.2. Résultats

Les besoins de froid du secteur résidentiel en termes d'énergie utile s'élèvent à 2.397 GWh. Par conséquent, le rendement énergétique moyen du secteur correspond à 255%.

Vecteur énergétique du secteur résidentiel	Energie finale (GWh)	Usage principal	Répartition de la consommation finale (GWh)	Rendement	Énergie utile (GWh)
Électricité	937,9	Réfrigération	818,1	250%	2.045,3
		Conditionnement d'air	119,8	294%	352,2
Total de la consommation d'énergie finale pour les besoins de froid	937,9		Total des besoins d'énergie utile nécessaires pour répondre aux besoins de froid		2397,46

Tableau 14 : Présentation de la méthode de conversion de l'énergie finale répondant aux besoins de froid en énergie utile pour le secteur résidentiel (2021)

5. Besoins de froid dans le secteur tertiaire : énergie finale

5.1. Sources et méthodologie

Les bilans énergétiques régionaux du SPW-Énergie renseignent la consommation d'énergie finale pour chaque usage des besoins de froid et pour chaque sous-branche du secteur tertiaire pour l'année 2021.

Les besoins de froid comprennent les usages du conditionnement d'air de la réfrigération. Les besoins de froid substituable, qui peuvent être couverts par un apport extérieur lié à un réseau d'énergie thermique ou une cogénération ne comprennent pas les besoins de réfrigération.

5.2. Résultats

Selon la précision méthodologique ci-dessus et les données de l'année 2021, la consommation énergétique du secteur tertiaire est de 14.171 GWh et ses besoins de froid s'élèvent à 1.139,2 GWh, soit 8% de l'ensemble de ses besoins énergétiques.

Les besoins de froid substituable (conditionnement d'air) atteignent 683,2 GWh en 2021, soit 4,8% de la consommation totale du secteur et 60% de ses besoins de froid.

Le détail des besoins de froid est donné par branche d'activité et par usage dans le tableau suivant. Dans le secteur tertiaire, les besoins de froid se répartissent de la manière suivante : 60% pour le conditionnement de l'air et 40% pour la réfrigération. Il est à noter que la branche « Commerce » représente plus de 65% des besoins de réfrigération du secteur.

Secteur tertiaire (2021, GWh)	Conditionnement d'air (1)	Réfrigération	Besoin de froid		Besoins de froid substituable $\Sigma(1)$		Autres usages (hors froid)	Consommation énergétique totale
			Total	Part du total	Total	Part du total		
Commerce	313,2	444,2	757,4	15,8%	313,2	6,6%	4.021,5	4.778,9
Transport et communication	36,1	-	36,1	7,4%	36,1	7,4%	451,3	487,4
Banques assur et serv. aux entr.	180,8	-	180,8	7,8%	180,8	7,8%	2.126,9	2.307,7
Enseignement	25,3	11,8	37,1	3,1%	25,3	2,1%	1.143,7	1.180,8
Santé	47,5	-	47,5	2,7%	47,5	2,7%	1.695,2	1.742,7
Culture sports	20,9	-	20,9	3,1%	20,9	3,1%	659,5	680,4
Autres services	13,6	-	13,6	1,4%	13,6	1,4%	984,8	998,4
Administration	45,8	-	45,8	4,3%	45,8	4,3%	1.031,3	1.077,1
Divers	-	-	-	-	-	-	917,2	917,2
Total	683,2	456,0	1.139,2	8,04%	683,2	4,82%	13.031,4	14.170,6

Tableau 15 : Répartition de la consommation d'énergie finale liée aux besoins de froid par usage pour chaque branche du secteur tertiaire en 2021 (GWh)

6. Besoins de froid dans le secteur tertiaire : énergie utile

6.1. Sources et méthodologie

La méthodologie utilisée pour quantifier les besoins de froid en énergie utile est la même que pour les besoins en chaud. Cependant, le seul vecteur énergétique considéré pour la production de froid en réfrigération et conditionnement d'air est l'électricité. Cette consommation d'énergie finale est alors multipliée par un rendement énergétique global propre à l'usage considéré dans le secteur tertiaire (ICEDD, 2021) afin d'obtenir l'énergie utile.

A l'inverse de la méthodologie utilisée pour les besoins en chaud, les valeurs ne sont pas normalisées avec les degrés-jours, cette valeur n'étant définie que sur la saison de chauffe.

6.2. Résultats

Les besoins de froid du secteur tertiaire en termes d'énergie utile s'élèvent à 3.190 GWh. Par conséquent, le rendement énergétique moyen du secteur correspond à 280%.

Vecteurs énergétiques du secteur tertiaire	Energie finale (GWh)	Usage principal	Répartition de la consommation finale (GWh)	Rendement	Énergie utile (GWh)
Électricité	1.139,2	Réfrigération	456,0	250%	1.140,0
		Conditionnement d'air	683,2	300%	2.049,6
Total de la consommation d'énergie finale pour les besoins de froid	1.139,2		Total des besoins d'énergie utile nécessaires pour répondre aux besoins de froid		3189,6

Tableau 16 : Présentation de la méthode de conversion de l'énergie finale répondant aux besoins de froid en énergie utile pour le secteur tertiaire (2021)

7. Besoins de froid dans le secteur industriel : énergie finale

7.1. Sources et méthodologie

Les bilans énergétiques régionaux du SPW-Énergie renseignent la consommation d'énergie finale pour chaque usage des besoins de froid et pour chaque sous-branche du secteur industriel pour l'année 2021. Les données du bilan énergétique sont rapportées dans cette étude sans être transformées.

Les besoins de froid comprennent les usages du conditionnement d'air et de la réfrigération. Les besoins de froid substituable, qui peuvent être couverts par un apport extérieur lié à un réseau d'énergie thermique ou une cogénération ne comprennent pas les besoins de réfrigération.

7.2. Résultats

Selon la précision méthodologique ci-dessus et les données de l'année 2021, la consommation énergétique du secteur industriel est de 40.247 GWh et ses besoins de froid s'élèvent à 906 GWh, soit 2,3% de l'ensemble de ses besoins énergétiques.

Les besoins de froid substituable (conditionnement d'air) atteignent 137 GWh en 2021, soit 0,3% de la consommation totale du secteur et 15,2% de ses besoins de froid.

Le détail des besoins de froid est donné dans le tableau suivant par branche d'activité et par usage. Dans le secteur industriel, les besoins de froid se répartissent de la manière suivante : 15,1 % pour le conditionnement de l'air et 84,9% pour la réfrigération. Il est à noter que la majorité des besoins de réfrigération est partagée en les branches « Chimie » et « Alimentation » représentant respectivement 49,1% et 44,9% des besoins de réfrigération du secteur.

Secteur industriel (2021, GWh)	Conditionnement d'air (1)	Réfrigération	Besoin de froid		Besoins de froid substituables (Σ 1)		Autres usages (hors froid)	Consommation énergétique totale (hors NE)
			Total	Part du total	Total	Part du total		
Sidérurgie	0,9	9,1	10	0,2%	0,9	0,0%	4.522,0	4.532,0
Non ferreux	0	0	0	0,0%	0	0,0%	234,7	234,7
Chimie	12,3	378	390,3	4,8%	12,3	0,2%	7.770,7	8.161,0
Minéraux non métalliques	0,9	9,5	10,4	0,1%	0,9	0,0%	12.458,8	12.469,2
Alimentation	46,2	345,5	391,7	6,1%	46,2	0,7%	6.078,0	6.469,7
Textile	5,3	1,9	7,2	3,1%	5,3	2,9%	226,8	234,0
Papier	21,4	7,5	28,9	0,8%	21,4	0,7%	3.674,4	3.703,3
Fabrications métalliques	18,1	6,4	24,5	1,8%	18,1	1,7%	1.352,2	1.376,7
Autres industries	31,9	11,2	43,1	1,4%	31,9	1,0%	3.023,7	3.066,8
Total	137,0	769,1	906,1	2,3%	137,0	0,3%	39.341,3	40.247,4

Tableau 17 : Répartition de la consommation d'énergie finale du secteur industriel liée aux besoins de froid en 2021 (GWh)

8. Besoins de froid dans le secteur industriel : énergie utile

8.1. Sources et méthodologie

Le seul vecteur énergétique considéré pour la production de froid en réfrigération et conditionnement d'air est l'électricité. Dès lors, la méthodologie utilisée pour quantifier les besoins de froid en énergie utile consiste à multiplier l'énergie finale par un rendement énergétique global propre à l'usage considéré dans le secteur industriel (ICEDD, 2021).

8.2. Résultats

Les besoins de froid du secteur industriel en termes d'énergie utile s'élèvent à 1.949 GWh. Par conséquent, le rendement énergétique moyen du secteur correspond à 215%.

Vecteurs énergétiques du secteur industriel	Energie finale (GWh)	Usage principal	Répartition de la consommation finale (GWh)	Rendement	Énergie utile (GWh)
Électricité	906,1	Réfrigération	769,1	200%	1.538,2
		Conditionnement d'air	137,0	300%	411,0
Total de la consommation d'énergie finale pour les besoins de froid	906,1		Total des besoins d'énergie utile nécessaires pour répondre aux besoins de froid		1.949,20

Tableau 18 : Présentation de la méthode de conversion de l'énergie finale répondant aux besoins de froid en énergie utile pour le secteur industriel (2021)

9. Synthèse

En 2021, la consommation énergétique liée au froid se répartit comme suit entre les différents secteurs :

- Secteur résidentiel : 31%, soit 938 GWh
- Secteur tertiaire : 38%, soit 1139 GWh
- Secteur industriel : 31%, soit 906 GWh

Pour ces trois secteurs, les besoins de froid (2.983,2 GWh) représentent 3,5% de leur consommation énergétique totale.

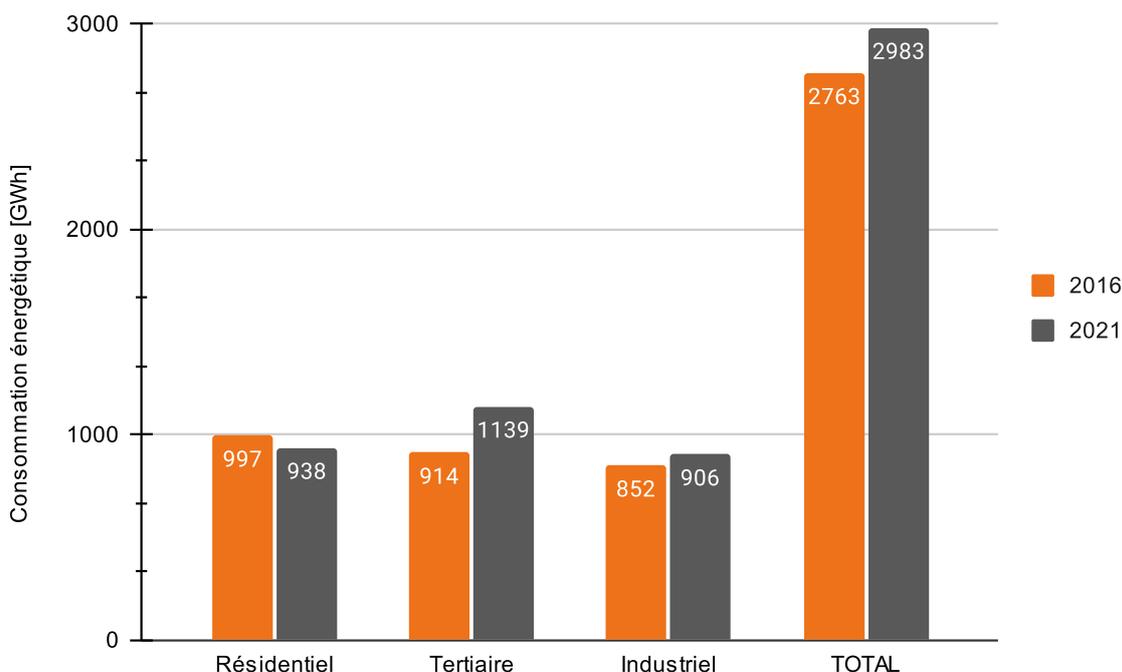
En 2021, les principaux usages du froid sont les suivants :

- Secteur résidentiel : réfrigération (87%) et conditionnement d'air (13%)
- Secteur tertiaire : conditionnement d'air (60%) et réfrigération (40%)
- Secteur industriel : réfrigération (85%) et conditionnement d'air (15%)

En 2021, en moyenne, les rendements énergétiques des différentes technologies produisant du froid sont les suivants :

- Secteur résidentiel : 255%
- Secteur tertiaire : 280%
- Secteur industriel : 215%

Par rapport à 2016, la consommation énergétique globale liée au froid a augmenté de 7,96%. Les secteurs tertiaires et industriels connaissent une hausse de la consommation tandis que la tendance est légèrement à la baisse pour le secteur résidentiel.



Graphique 14 : Comparaison de la consommation énergétique liée au froid entre 2016 et 2021 (GWh)

Secteur	Consommation énergétique liée au froid (GWh)		Évolution
	2016	2021	
Résidentiel	997	938	-5,92%
Tertiaire	914	1.139	24,62%
Industriel	852	906	6,34%
TOTAL	2.763	2.983	7,96%

Tableau 19 : Comparaison de la consommation énergétique liée au froid entre 2016 et 2021(GWh)

Les besoins de froid représentent 3,5% de la consommation énergétique totale. Au vu de ce faible pourcentage, le reste de cette étude se concentre principalement sur les besoins en chaleur. Les besoins en froid ne sont dès lors plus pris en considération.

Chapitre 3 : Estimation de l’approvisionnement actuel en matière de chaleur et de froid

1. Rappel de l’Annexe X

Le point 2 (a) de la partie 1 de l’annexe X de la Directive 2023/1791/EU est le suivant :

VUE D’ENSEMBLE DES SYSTÈMES DE CHALEUR ET DE FROID

2. La détermination ou, dans le cas du point a) i), la détermination ou l’estimation de l’approvisionnement actuel en chaleur et en froid:
 - a) par technologie, en GWh par an ⁽³⁾, si possible dans les secteurs visés au point 1, en distinguant l’énergie provenant de sources fossiles et renouvelables:
 - i) fournie sur site, sur des sites relevant du secteur résidentiel ou du secteur des services, par:
 - des chaudières destinées uniquement à la production de chaleur,
 - une cogénération chaleur/électricité à haut rendement,
 - des pompes à chaleur,
 - d’autres technologies et sources sur site;
 - ii) fournie sur site, sur des sites ne relevant pas du secteur des services ou du secteur résidentiel, par:
 - des chaudières destinées uniquement à la production de chaleur,
 - une cogénération chaleur/électricité à haut rendement,
 - des pompes à chaleur,
 - d’autres technologies et sources sur site;
 - iii) fournie hors site par:
 - une cogénération chaleur/électricité à haut rendement,
 - une chaleur fatale,
 - d’autres technologies et sources hors site;

2. Estimation de l’approvisionnement actuel en matière de chaleur et de froid

2.1. Sources & méthodologie

Conformément au principe récurrent de l’Annexe X de la Directive 2023/1791/EU, une distinction est réalisée entre les trois principaux secteurs. Pour chacun des secteurs, la méthodologie employée pour analyser l’approvisionnement actuel en matière de chaleur et de froid est composée de 4 étapes.

Etape 1 : Consommation totale par secteur et distinction par technologie

Dans un premier temps, il y a lieu de définir la consommation totale par secteur et par technologie. Celle-ci est obtenue à partir des résultats présentés aux chapitres 1 et 2 du présent rapport. Ces

résultats peuvent, le cas échéant, être complétés pour couvrir l'entièreté des technologies listées à l'Annexe X.

Etape 2 : Identification des besoins couverts par des énergies renouvelables

Dans un second temps, il y a lieu de définir la quantité de chaleur produite à partir d'énergies renouvelables. La Directive 2009/28/CE définit l'énergie produite à partir de sources renouvelables comme une énergie produite à partir des sources non fossiles renouvelables, à savoir : énergie éolienne, solaire, aérothermique, géothermique, hydrothermique, marine et hydroélectrique, biomasse, gaz de décharge, gaz de stations d'épuration d'eaux usées et biogaz. Compte tenu des granularités d'information différentes entre les trois secteurs, différentes hypothèses sont utilisées et présentées dans les tableaux de résultats.

Etape 3 : Identification des besoins couverts par des énergies produites hors-site

Dans un dernier temps, il y a lieu de définir la quantité de chaleur et de froid qui a été produite « hors site ». La quantité de chaleur produite hors site est considérée comme étant équivalente à la quantité de chaleur distribuée via des réseaux d'énergie thermique en Wallonie⁵. A l'inverse, la production de chaleur ou de froid « sur site » est considérée comme étant équivalente au besoin de chaleur de la Wallonie auquel est soustrait la quantité de chaleur distribuée via les RET.

Etape 4 : Croisement des résultats pour répondre à la granularité du reporting

Tel qu'illustré ci-dessous, la dernière étape vise à déduire les résultats finaux souhaités à partir des résultats obtenus aux étapes précédentes. Les résultats finaux sont obtenus en faisant la soustraction entre les rectangles reliés par des couleurs similaires. En d'autres termes :

- (1) - (2) donne la consommation totale provenant d'énergie fossile ;
- (2) - (4) donne la consommation couverte par de la production sur site à partir de SER ;
- (3) - (4) donne la consommation hors site couverte par des énergies fossiles ;
- (1) - (3) donne la consommation couverte par de la production sur site ;
- (5) - (6) donne la consommation produite sur site à partir d'énergie fossile.

⁵ Notez que les chiffres ne tiennent pas compte d'une éventuelle perte de chaleur sur les réseaux d'énergie thermique.

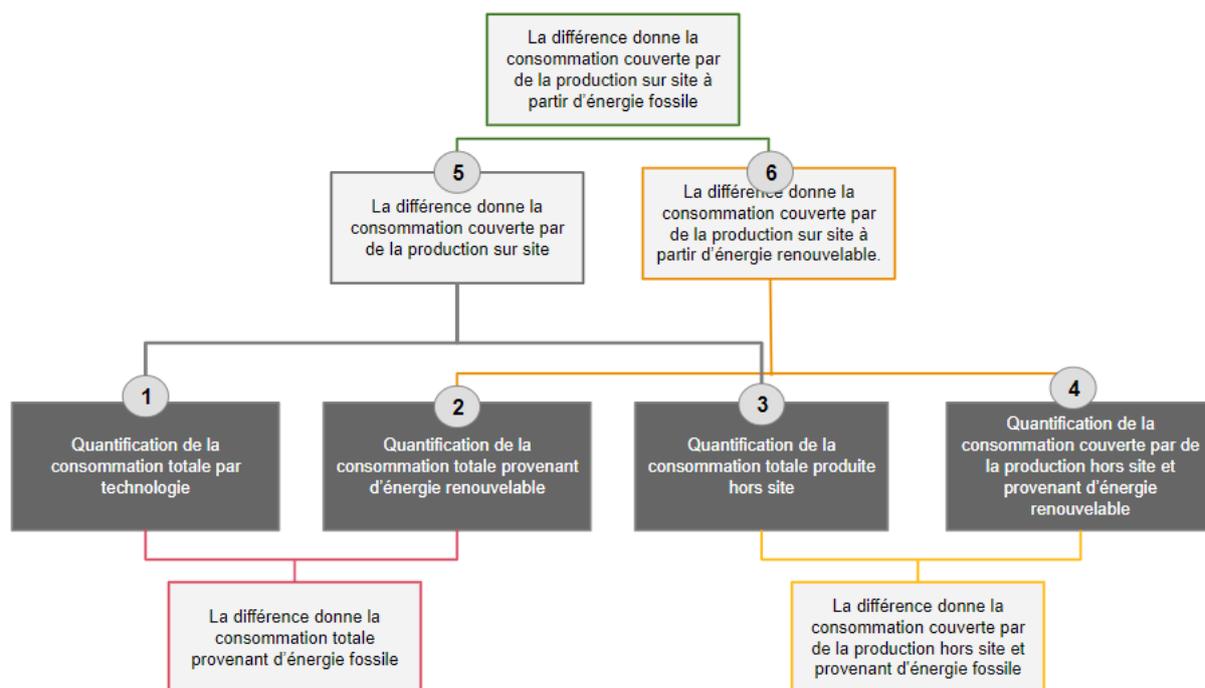


Figure 1 : Méthodologie utilisée pour l'estimation de l'approvisionnement actuel en matière de chaleur et de froid

2.2. Résultats - Approvisionnement actuel en matière de chaleur

Etape 1 : Consommation totale par secteur & distinction par technologie

Secteur résidentiel		
Technologie	Valeur (GWh)	Sources/hypothèses
Chaudière	20.769,4	Par hypothèse, la somme des besoins de chaleur assurés par les vecteurs « gasoil », « gaz » et « butane/propane » pour l'eau chaude sanitaire et le chauffage.
Cogénération	0,0	Valeur utilisée dans le bilan énergétique de la Wallonie en 2021 et communiquée par le SPW-Energie
PAC	264,1	Valeur utilisée dans le bilan énergétique de la Wallonie en 2021 et communiquée par le SPW-Energie
Autres	6.698,3	Cette valeur est obtenue en faisant la différence entre (1) le total et (2) la somme des trois rubriques ci-dessus.
TOTAL	27.731,8	Extrait des résultats présentés aux étapes 1 & 2.

La consommation totale par secteur et par technologie est présentée dans les tableaux ci-dessous.

Tableau 20 : Consommation totale du secteur résidentiel par technologie (GWh)

Secteur tertiaire		
Technologie	Valeur (GWh)	Sources/hypothèses
Chaudière	6.840,0	Par hypothèse, la somme des besoins de chaleur assurés par les vecteurs "gaz naturels" et "produits pétroliers".
Cogénération	175,4	Valeur utilisée dans le bilan de production primaire et récupération 2021 et communiquée par le SPW-Energie.
PAC	129,5	Valeur utilisée dans le bilan de production primaire et récupération 2021 et communiquée par le SPW-Energie.
Autres	146,2	Cette valeur est obtenue en faisant la différence entre (1) le total et (2) la somme des trois rubriques ci-dessus.
TOTAL	7.291,0	Extrait des résultats présentés aux étapes 1 & 2.

Tableau 21 : Consommation totale du secteur tertiaire par technologie (GWh)

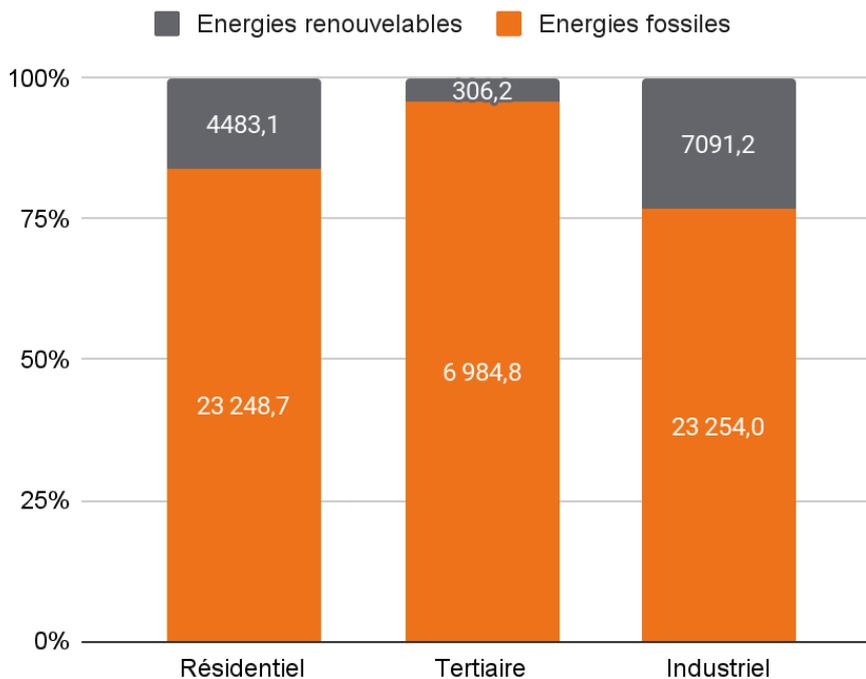
Secteur industriel		
Technologie	Valeur (GWh)	Sources/hypothèses
Chaudière	1.462,3	Par hypothèse, la chaleur substituable diminué de la chaleur produite à partir des cogénérations et des PAC.
Cogénération	5.823	Chiffre utilisé dans le bilan de production primaire et récupération 2021, communiqué par le SPW-Energie.
PAC	74,1	Chiffre utilisé dans le bilan de production primaire et récupération 2021, communiqué par le SPW-Energie.
Autres	22.985,8	Cette valeur est obtenue en faisant la différence entre (1) le total et (2) la somme des trois rubriques ci-dessus.
TOTAL	30.345,1	Extrait des résultats présentés aux étapes 1 & 2.

Tableau 22 : Consommation totale du secteur industriel par technologie (GWh)

Etape 2 : Identification des besoins couverts par des énergies renouvelables

Le graphique ci-dessous illustre le volume des besoins de chaleur de chaque secteur couvert par des énergies renouvelables. La part des besoins de chaleur couverte par le renouvelable dans le secteur tertiaire est de 4% contre 16% et 23% dans les secteurs résidentiel et industriel respectivement. Le volume total de chaleur assuré par des énergies renouvelables est estimé à 11.880 GWh⁶.

⁶ Cette valeur est différente de la valeur présentée dans le chapitre 5. Cette différence est due au fait que, (1) la partie de l'électricité verte est prise en compte (+- 1700 GWh) mais estimée pour certains secteurs, ce qui amène une source d'imprécision. (2) Le charbon de bois n'est pas pris en compte ici car principalement utilisé dans la partie "jardin" du secteur résidentiel.



Graphique 15 : Répartition de la production de chaleur en Wallonie entre énergies fossiles et renouvelables

Les besoins en chaleur couverts par des énergies renouvelables sont présentés dans les tableaux ci-dessous.

Secteur résidentiel		
Technologie	Valeur (GWh)	Sources/hypothèses
Chaudière	/	Par hypothèse, la technologie "chaudière" est fossile.
Cogénération	0	/
PAC	264,1	Par hypothèse, la part relative au gain énergétique est considérée comme renouvelable. La valeur est extraite du bilan de « production primaire et récupération » de la Wallonie en 2021
Autres	4.219,0	Cette valeur est égale à la différence entre le total des besoins de chaleur couverts par des énergies renouvelables et les valeurs identifiées pour les PAC.
TOTAL	4.483,1	Sur base du bilan énergétique de la Wallonie, sommes des besoins assurés par les vecteurs "bois", "PAC", "Solaire thermique", "Géothermie" et "électricité renouvelable".

Tableau 23 : Part renouvelable dans les besoins de chaleur du secteur résidentiel par technologie (GWh)

Secteur tertiaire		
Technologie	Valeur (GWh)	Sources/hypothèses
Chaudière	/	Par hypothèse, la technologie "chaudière" est fossile.
Cogénération	97,9	Par hypothèse, la chaleur considérée comme renouvelable est identifiée au prorata des combustibles SER. La valeur est extraite du bilan de « production primaire et récupération » de la RW en 2021.
PAC	91,9	Par hypothèse, la part relative au gain énergétique est considérée comme renouvelable. La valeur est extraite du bilan de « production primaire et récupération » de la Wallonie en 2021
Autres	116,5	Cette valeur est égale à la différence entre le total des besoins de chaleur couverts par des énergies renouvelables et les valeurs identifiées pour les PAC.
TOTAL	306,2	Cette valeur est obtenue en additionnant d'une part la part d'électricité verte utilisée et d'autre part la part des « autres combustibles » utilisées pour le chauffage et l'eau chaude du secteur tertiaire.

Tableau 24 : Part renouvelable dans les besoins de chaleur du secteur tertiaire par technologie (GWh)

Secteur industriel		
Technologie	Valeur (GWh)	Sources/hypothèses
Chaudière	/	Par hypothèse, la technologie "chaudière" est fossile.
Cogénération	3.249,2	Par hypothèse, la chaleur considérée comme renouvelable est identifiée au prorata des combustibles SER. La valeur est extraite du bilan de « production primaire et récupération » de la RW en 2021.
PAC	52,2	Par hypothèse, la part relative au gain énergétique est considérée comme renouvelable. La valeur est extraite du bilan de « production primaire et récupération » de la Wallonie en 2021
Autres	3.789,7	Cette valeur est égale à la différence entre le total des besoins de chaleur couverts par des énergies renouvelables et les valeurs identifiées pour les PAC.
TOTAL	7.091,2	Valeur utilisée dans le bilan énergétique de la Wallonie en 2021 et communiquée par le SPW-Energie regroupant la part d'électricité verte et des "autres combustibles".

Tableau 25 : Part renouvelable dans les besoins de chaleur du secteur industriel par technologie (GWh)

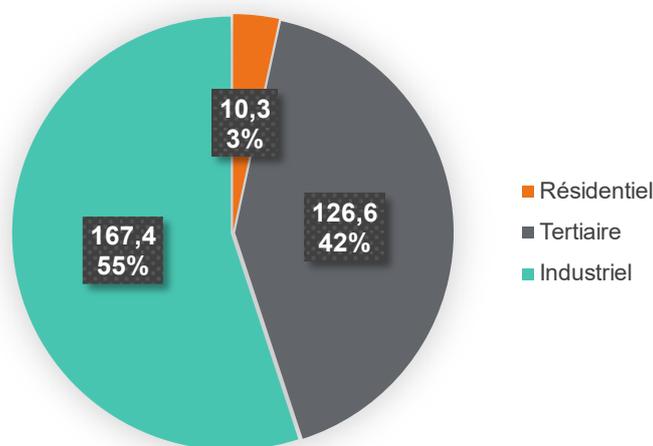
Etape 3 : Identification des besoins couverts par des énergies produites hors-site

Le tableau ci-dessous reprend, de manière agrégée, les caractéristiques principales des réseaux d'énergie thermique en Wallonie. Les données proviennent de l'inventaire des réseaux de chaleur et de froid en 2021 réalisé par l'ICEDD dans le cadre du marché des bilans énergétique de la Wallonie.

Information	Valeur
Nombres de RET opérationnels en Wallonie	71 ⁷
Puissance installée totale [kW th]	78.092
Longueur totale [m]	57.531
Production thermique distribuée (chaleur utile) [MWh]	304.341

Tableau 26 : Données sur les RET (2021)⁸

La production thermique distribuée par les RET en Wallonie s'élève à 304 GWh. La répartition de la chaleur distribuée entre les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel est respectivement de 10,3 GWh (3%), 126,6 GWh (42%) et 167,4 GWh (55%).



Graphique 16 : Répartition de la chaleur véhiculée par des RET entre les secteurs (GWh)

La production décentralisée de chaleur repose principalement sur des turbines vapeur alimentées en biomasse sèche. Cette technologie génère 65,9% de la chaleur produite hors-site. Cette production est assurée par quatre projets. La majorité (93,6%) de la chaleur transportée par des réseaux d'énergie thermique est renouvelable. Les valeurs relatives à la production et la consommation de chaleur transportée via des RET en Wallonie sont résumées dans le tableau ci-dessous.

⁷ Notez que le nombre de réseaux d'énergie thermique en Wallonie est sans aucun doute plus important que le nombre mentionné ci-dessous. Ce chiffre se base sur les données de l'inventaire des réseaux d'énergie thermique de 2021. À noter qu'il existe depuis 2023 une obligation d'identification et de rapportage systématique vers l'Administration wallonne des réseaux d'énergie thermique en activité.

⁸ 4 réseaux d'énergie thermique recensés dans l'inventaire de 2021 ont été mis en service en 2022. Ces 4 réseaux sont compris dans l'analyse qui suit.

Technologie	Résidentiel	Tertiaire	Industriel	TOTAL (GWh)
SER	10,28	107,35	167,38	285,00
Turbine vapeur	0	34,88	165,17	200,05
Chaudière bois	2,92	32,70	2,17	37,79
Biométhanisation + cogénération	0	27,87	0	27,87
Cogénération	0	0,52	0	0,52
Géothermie	7,36	7,36	0	14,72
Moteur biogaz	0	4,02	0	4,02
Gazéification bois avec moteur à combustion	0	0	0,03	0,03
Fossile	0	19,28	0,06	19,34
Cogénération gaz naturel	0	19,28	0,06	19,34
TOTAL	10,28	126,63	167,43	304,34

Tableau 27 : Caractéristique de la chaleur transportée par des RET (GWh)

Etape 4 : Croisement des résultats pour répondre à la granularité du reporting

Afin de faciliter la lecture des résultats, deux tableaux ont été réalisés. Le premier tableau présente les valeurs relatives à la production sur-site. Le second tableau présente les valeurs relatives à la production hors-site. Dans chacun des tableaux, une distinction est faite entre la production de chaleur à partir d'énergies renouvelables et la production de chaleur à partir d'énergies fossiles⁹.

	Résidentiel	Tertiaire	Industriel	TOTAL
SER	4.472,8	198,9	6.923,8	11.595,5
Chaudière	-	-	-	0,0
Cogénération	0,0	69,5	3.249,2	3.318,7
Pompes à chaleur	264,1	91,9	52,2	408,2
Autres	4.208,7	37,5	3.622,4	7.868,6
Fossile	23.248,7	6.965,5	23.253,9	53.468,1
Chaudière	20.769,4	6.840,0	1.462,3	29.071,6
Cogénération	0,0	58,2	2.573,7	2.632,0
Pompes à chaleur	0,0	37,6	21,9	59,5
Autres	2.479,3	29,7	19.196,0	21.705,0
TOTAL	27.721,5	7.164,4	30.177,7	65.063,6

Tableau 28 : Détail des besoins de chaleur produits sur site (GWh)

⁹ Les valeurs présentées ne tiennent pas compte des producteurs d'énergies utilisées en backup et exploitant des énergies fossiles.

	Résidentiel	Tertiaire	Industriel	TOTAL
SER	10,3	107,3	167,4	285,0
Chaudière	-	-	-	0,0
Cogénération	-	28,4	-	28,4
Pompes à chaleur	-	-	-	0,0
Autres	10,3	79,0	167,4	256,6
Fossile	0,0	19,3	0,1	19,3
Chaudière	-	-	-	0,0
Cogénération	-	19,3	0,1	19,3
Pompes à chaleur	-	-	-	0,0
Autres	-	-	-	0,0
TOTAL	10,3	126,6	167,4	304,3

Tableau 29 : Détail des besoins de chaleur produits hors-site (GWh)

2.3. Résultats - Approvisionnement actuel en matière de froid

Compte tenu des prérogatives mentionnées à l'Annexe X de l'article 25 de la Directive 2023/1791/EU et du contexte régional, l'analyse de l'approvisionnement actuel en matière de froid est la suivante :

- La Wallonie ne comprend pas de production décentralisée de froid ;
- L'Annexe X de la Directive en question ne spécifie pas de technologie propre à la production de froid, donc seule la catégorie « Autre » est retenue ;
- Par hypothèse, le pourcentage de froid produit à partir d'énergie renouvelable est similaire à la proportion d'électricité renouvelable dans le mix énergétique électrique de la Wallonie¹⁰ (Iweps, 2024), vu l'usage exclusif de l'électricité pour la production de froid.

	Résidentiel	Tertiaire	Industriel	TOTAL
SER	187,6	227,8	181,2	596,6
Fossile	750,3	911,4	724,9	2.386,6
TOTAL	937,9	1.139,2	906,1	2.983,2

Tableau 30 : Répartition des besoins en froid entre énergies renouvelables et fossiles (GWh), production sur site.

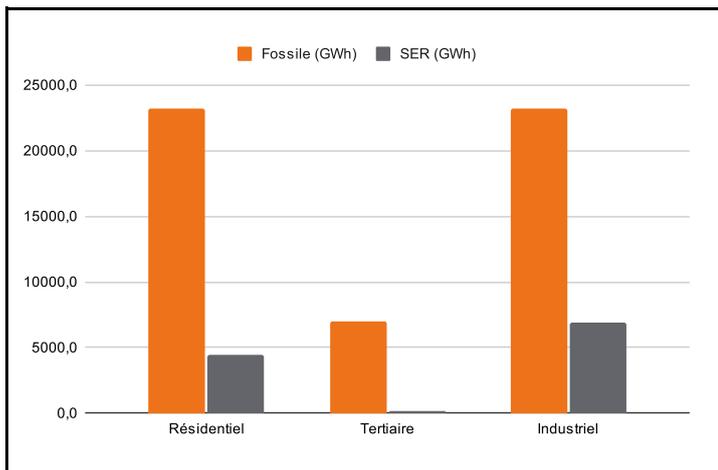
¹⁰ La production nette d'électricité renouvelable représente 20% de la production nette d'électricité totale.

3. Synthèse

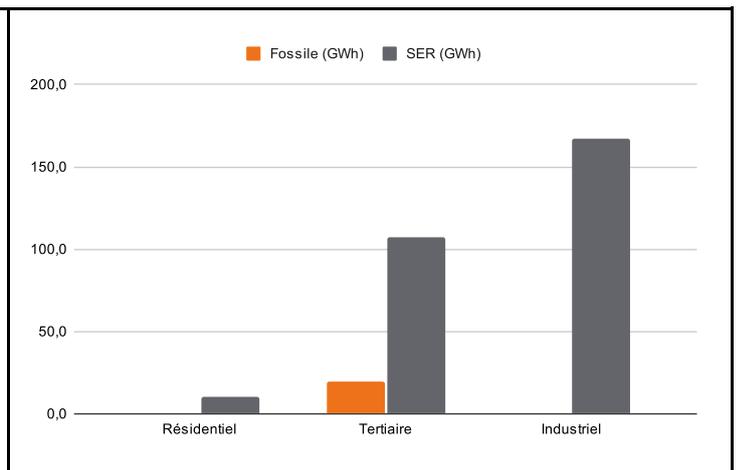
Le tableau ci-dessous présente pour chaque secteur la production de chaleur en fonction de sa source d'énergie (fossile – SER) et de sa localisation (sur site – hors-site). Ces résultats sont également présentés dans les graphiques ci-après.

Secteur	Production de chaleur sur site		Production de chaleur hors site	
	Fossile (GWh)	SER (GWh)	Fossile (GWh)	SER (GWh)
Résidentiel	23.248,7	4.472,8	0,0	10,3
Tertiaire	6.965,5	198,9	19,3	107,3
Industriel	23.253,9	6.923,8	0,1	167,4

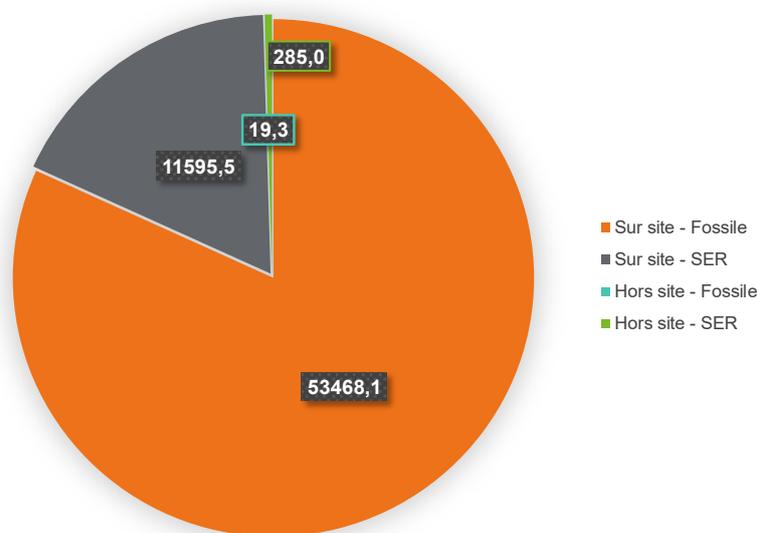
Tableau 31 : Synthèse de l'origine de la production de chaleur selon le secteur



Graphique 17 : Production de chaleur **sur site** par secteur et par source d'énergie



Graphique 18 : Production de chaleur **hors-site** par secteur et par source d'énergie (ordonnée 100 x inférieure au graphique 17)



Graphique 19 : Part de la production sur site et hors site dans la production totale de chaleur par source d'énergie (GWh)

Les valeurs présentées ici divergent des données détaillées au niveau du chapitre 5. En effet, des hypothèses additionnelles sont ici prises en compte, à savoir :

- La partie « électricité verte » est prise en compte (+/- 1700 GWh) et les hypothèses dues à cette dernière apportent un certain degré d'incertitude.
- Le charbon de bois n'est pas pris en compte ici car principalement utilisé dans la partie "jardin" du secteur résidentiel.

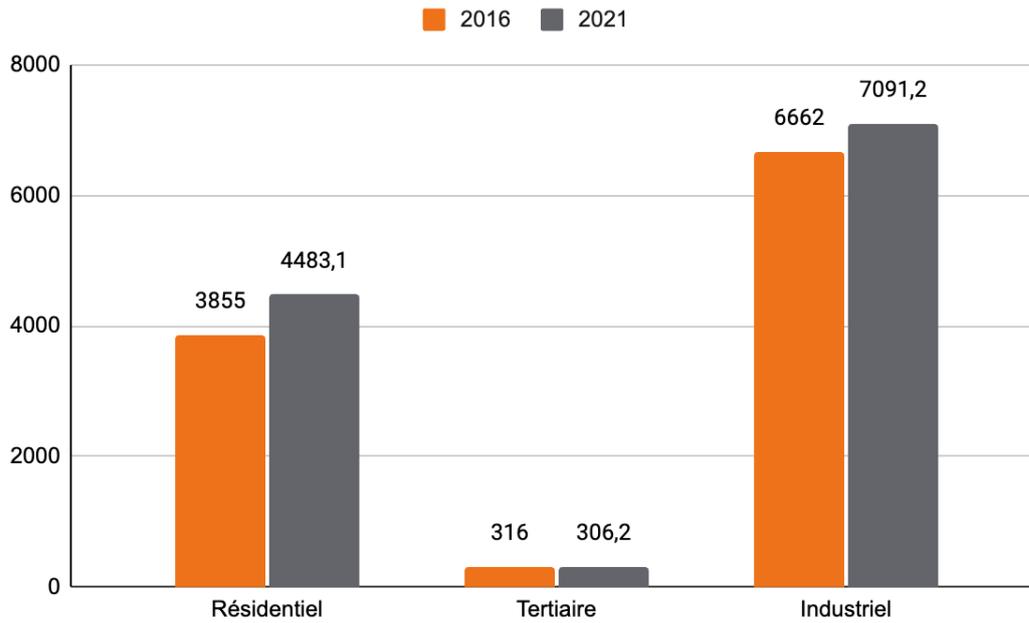
Ainsi, si le chapitre 5 de la présente étude renseigne une production de chaleur SER de 10.521 GWh, l'estimation réalisée ici se monte à 11.880 GWh.

Par rapport à 2016, la production de chaleur sur site a augmenté de 3,25% avec une croissance majoritaire pour le secteur résidentiel. La production de chaleur hors site a quant à elle augmenté de 25,8%, essentiellement due à une croissance de la production renouvelable. La diminution importante de la production hors site dans le secteur résidentiel est due à la modification du secteur attribué aux RET. Certains RET sont passés d'une affectation résidentielle à une affectation tertiaire ou industrielle (l'affectation des réseaux était distribuée parmi les secteurs selon certaines hypothèses tandis que les données de ce rapport proviennent de l'ICEDD). C'est pourquoi ces deux derniers secteurs sont crédités d'une telle hausse alors que le secteur résidentiel décroît fortement. On ne peut donc pas réellement parler d'évolution mais plutôt de réaffectation méthodologique.

Secteur	Production de chaleur sur site (GWh)		Evolution	Production de chaleur hors site (GWh)		Evolution
	2016	2021		2016	2021	
Résidentiel	26.441	27.721	4,8%	66	10,3	-84,4%
Tertiaire	6.929	7.164	3,4%	93	126,6	36,1%
Industriel	29.641	30.177	1,8%	83	167,5	101,8%
TOTAL	63.011	65.062	3,25%	242	304,4	25,8%

Tableau 32 : Comparaison de la production énergétique sur site et hors site entre 2016 et 2021(GWh)

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production énergétique issue de SER entre 2016 et 2021. Le secteur résidentiel connaît une croissance de 14% et le secteur industriel de 6%. Le secteur tertiaire connaît quant à lui une très légère baisse.



Graphique 20 : Evolution de la production d'énergie issue de SER entre 2016 et 2021

Chapitre 4 : Identification des installations qui produisent de la chaleur fatale ou du froid et de leur potentiel d’approvisionnement en chaleur ou en froid

1. Rappel de l’Annexe X

Le point 2 (b) de la partie 1 de l’annexe X de la Directive 2023/1791/EU est le suivant :

VUE D’ENSEMBLE DES SYSTÈMES DE CHALEUR ET DE FROID

2. La détermination ou, dans le cas du point a) i), la détermination ou l’estimation de l’approvisionnement actuel en chaleur et en froid:
 - b) l’identification des installations qui produisent de la chaleur fatale ou du froid et de leur potentiel d’approvisionnement en chaleur ou en froid, en GWh/an:
 - i) les installations de production d’électricité thermique qui peuvent fournir ou peuvent être mises à niveau pour fournir de la chaleur fatale, dont la puissance thermique totale est supérieure à 50 MW;
 - ii) les installations de cogénération utilisant les technologies visées à l’annexe II, partie II, ayant une puissance thermique totale supérieure à 20 MW;
 - iii) les usines d’incinération de déchets;
 - iv) les installations d’énergie renouvelable dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW autres que les installations visées aux points i) et ii), qui produisent de la chaleur ou du froid en utilisant l’énergie produite à partir de sources renouvelables;
 - v) les installations industrielles d’une puissance thermique totale supérieure à 20 MW qui peuvent fournir de la chaleur fatale;

NB : Ce chapitre se concentre principalement sur les sources de chaleur (plus présentes que les sources de froid). Cependant, certaines sources étudiées ci-après peuvent produire à la fois de la chaleur et du froid. Ces dernières sont identifiées mais leur potentiel en froid n’est pas étudié.

2. Installations de production d'électricité thermique (> 50 MW)

Ce paragraphe vise à identifier les installations de production thermoélectrique qui peuvent fournir ou peuvent être mises à niveau pour fournir de la chaleur fatale, et dont la puissance thermique totale est supérieure à 50 MW. Le potentiel de récupération de chaleur sur ce genre d'installations est encore très méconnu et non exploité à ce jour. Aucun projet de valorisation n'est à l'étude actuellement sur base des avis d'experts du secteur. La difficulté réside dans la localisation très isolée de ce genre d'installations, aux heures de fonctionnement et la température relativement faible de la source d'énergie disponible au condenseur de la turbine à gaz. Dû à ces difficultés et l'absence de projets potentiels, ce potentiel n'est pas étudié plus en profondeur dans le présent rapport. Cependant, il faut noter que cette valorisation n'est pas techniquement impossible et qu'un projet de récupération spécifique, situé à proximité d'un site de production pourrait éventuellement un jour être mis en place. Les sites de production électrique de type turbine gaz-vapeur présents en Wallonie sont listés ci-dessous.

Nom de la centrale	Type de centrale	Puissance installée
Saint-Ghislain	Turbine gaz -vapeur	350 MW
Marcinelle	Turbine gaz-vapeur	413 MW
Amercoeur	Turbine gaz-vapeur	451 MW
Seraing	Turbine gaz-vapeur	470 MW
Angleur 4	Turbine à gaz à cycle ouvert	128 MW
Angleur 3	Turbine à gaz à cycle ouvert	50 MW

Tableau 33 : Identification des centrales thermique (Elia, 2021)

Comparaison avec 2016

La différence majeure avec les données de 2016 est que l'ancienne centrale thermique des Awirs (80 MW) a été fermée et ensuite démantelée.

3. Installations de cogénération

L'analyse décrite ci-après porte sur la chaleur valorisable supplémentaire au niveau des installations de cogénération bénéficiant de certificats verts (CV) en service en 2021. La base de données exploitée (fournie par le SPW) comprend la liste de ces installations, de leur production d'énergie électrique et thermique, de leurs puissances, etc.

Dans un premier temps, une classification de ces installations est effectuée en fonction de leur puissance thermique nette et de leur vecteur énergétique (fossile ou biomasse). L'analyse porte ensuite sur le potentiel de chaleur supplémentaire exploitable qu'il est possible d'extraire de ces installations. Le tableau ci-dessous contient toutes les données présentées dans les deux sections suivantes. C'est-à-dire, les données de puissance, de chaleur valorisée et valorisable et du nombre d'installations de cogénération et bénéficiant de certificats verts en 2021.

Type d'unité		Puissance thermique nette valorisable (kWth)	Energie thermique nette produite (GWh)	Chaleur non valorisée	Nombre d'installations
Cogénération fossile	> 20 MW	139.717	852	386	4
]10, 20] MW	0	0	0	0
	[1, 10] MW	65.333	264	89	25
	< 1 MW	23.567	87	/ ¹¹	91
TOTAL cogénération fossile		228.617	1.202	475	120
Biogaz	> 20 MW	0	0	0	0
]10, 20] MW	10.946	64	15	1
	[1, 10] MW	16.421	41	73	9
	< 1 MW	7.411	12	/ ¹¹	16
TOTAL biogaz		34.778	117	88	26
Biomasse solide	> 20 MW	242.781	1.648	173	4
]10, 20] MW	50.000	165	249	3
	[1, 10] MW	47.735	198	135	8
	< 1 MW	862	4	/ ¹¹	2
TOTAL biomasse solide		341.378	2.015,7	557,1	17
TOTAL		604.773	3.334,7	1.120,6	163

Tableau 34 : Récapitulatif des données concernant les installations de cogénération bénéficiant de certificats verts en 2021

Le Tableau 35 présente la part que représente les installations de cogénération dont la puissance installée est inférieure à 1 MWth en termes de nombre, puissance et énergie thermique. Bien qu'une majorité (67%) des installations ait une puissance installée de moins de 1 MWth, ces dernières représentent un faible pourcentage en termes de puissance et d'énergie. Dès lors, elles sont omises dans la suite de cette section qui se concentre uniquement sur les installations de plus de 1 MWth.

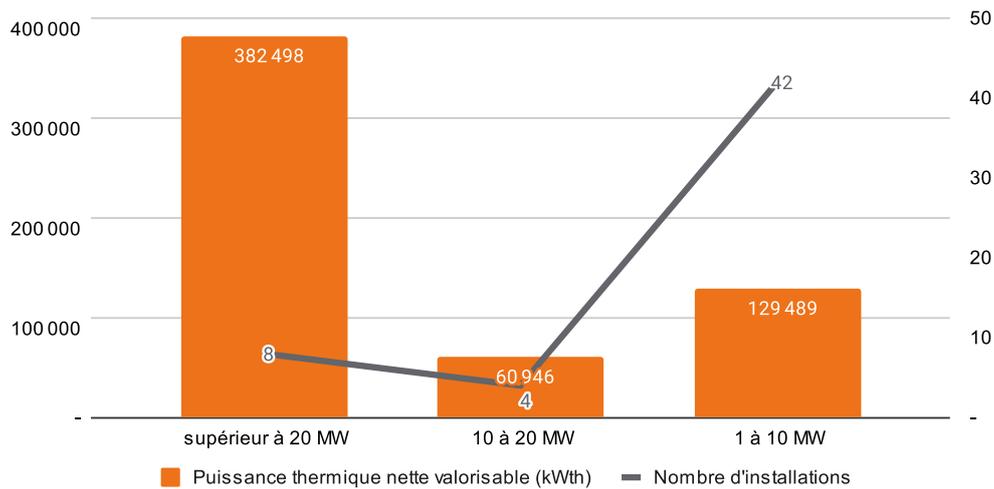
Type < 1MWth	Nombre	Puissance	Energie
Biogaz	62%	21%	10%
Biomasse	12%	0,25%	0,2%
Fossile	76%	10%	7,2%
TOTAL	67%	5%	3%

Tableau 35 : Part du nombre, de la demande et de la puissance couverte par les installations de cogénération de moins de 1 MWth

Classification des installations

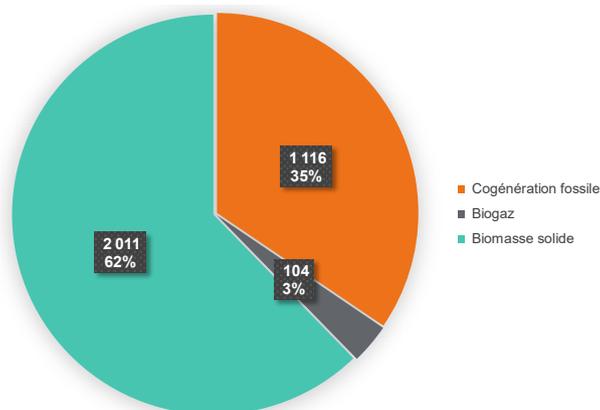
La capacité totale des 54 installations de cogénération bénéficiant de CV dont la puissance thermique nette valorisable (Pqnv) est supérieure à 1 MWth sur le territoire de la Wallonie s'élève à 572,9 MWth. Le total des 8 installations correspond à une puissance thermique nette valorisable supérieure à 20 MW. Elles représentent une puissance de 382,5 MWth, soit 66,7% du total installé. La majorité des installations (78%) sont inférieures à 10 MW.

¹¹ Hors scope de cette étude (cfr. Tableau 35)



Graphique 21 : Répartition des installations de cogénération de plus de 1 MWth et bénéficiant d'un certificat vert par taille.

Sur les 54 installations de cogénération présentées ci-dessus, 29 sont des installations fossiles soit environ 54% du total. Néanmoins, ces dernières ne couvrent que 32% de la production d'énergie.

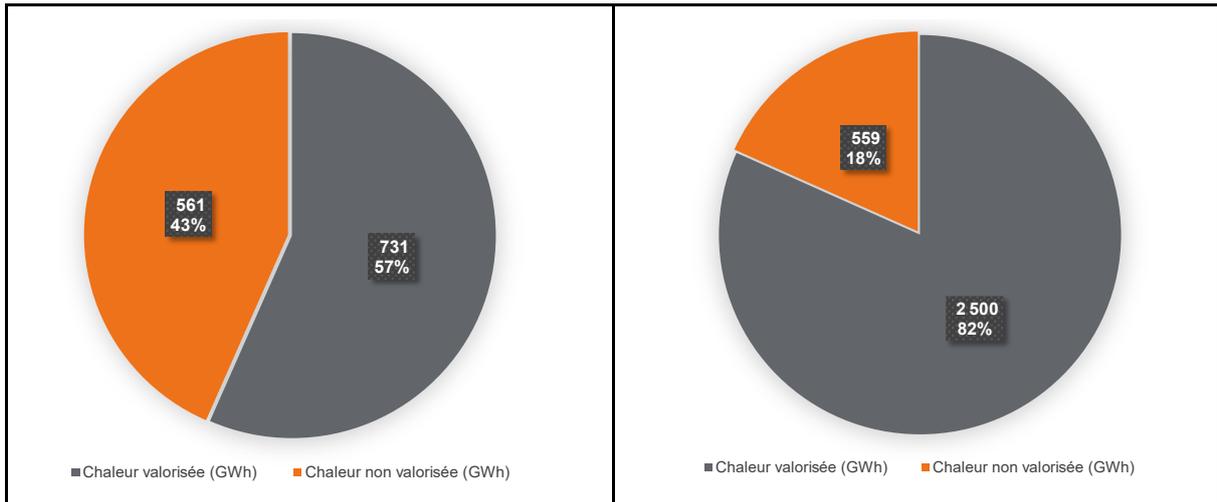


Graphique 22 : Répartition de la production d'énergie thermique nette des installations de cogénération de plus de 1 MW et bénéficiant d'un certificat vert par vecteur énergétique (GWh).

Chaleur récupérable

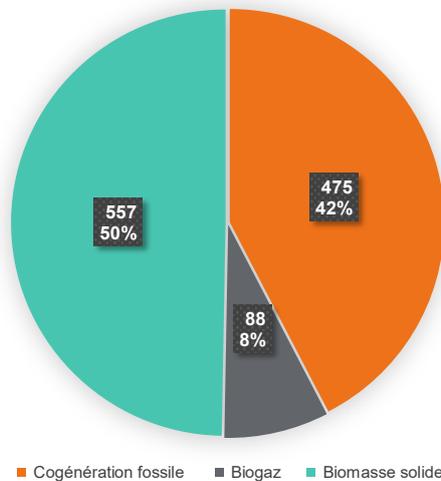
Afin d'estimer la part de chaleur supplémentaire exploitable, la méthodologie consiste à comparer la production nette d'énergie thermique fournie pour chaque installation en 2021 à sa production théorique (calculée sur base des heures de fonctionnement et de la puissance thermique nette de l'installation).

Les graphiques ci-dessous montrent que dans le cas des cogénérations de puissance supérieure à 20 MW, on observe qu'il serait possible de récupérer 559 GWh supplémentaires, tandis que pour les cogénérations de moins de 20 MW, un total de 561 GWh serait récupérable. Cela représente donc respectivement 18 et 43% de pertes de chaleur fatale. Au total, cela représente 1120 GWh de chaleur fatale. Si l'on observe ces données en fonction du type de combustible utilisé, toutes puissances confondues (Graphique 24), il ressort que 58% de cette chaleur fatale provient des installations fonctionnant à partir d'énergie renouvelable : 50% à partir de biomasse solide et 8% à partir de biogaz.



Graphique 23 : Part de chaleur récupérable dans la production totale de chaleur thermique nette des installations de cogénération **de moins de 20 MWth** et bénéficiant de CV (GWh).

Graphique 24 : Part de chaleur récupérable dans la production totale de chaleur thermique nette des installations de cogénération **de plus de 20 MWth** et bénéficiant de CV (GWh).



Graphique 25 : Chaleur récupérable des installations de cogénération de plus de 1 MW th et bénéficiant de CV en fonction du type de combustible (GWh).

Comparaison avec 2016

Seules les unités de cogénération bénéficiant de certificats verts sont reprises dans ce rapport. Ceci explique les différences avec les données de 2016 (voir tableau ci-dessous).

La principale différence se trouve au niveau des cogénérations de plus de 20 MW. En effet, les installations non référencées en 2021 sont celles dont l'octroi de CV a expiré. Le nombre de sites diminue d'un tiers. Cependant, la puissance diminue drastiquement car ces installations constituaient les cogénérations les plus importantes en termes de puissance (parfois au-delà de 100 MW).

	Supérieur à 20 MW		10 à 20 MW		1 à 10 MW	
	2016	2021	2016	2021	2016	2021
Nombre	12	8	5	4	44	42
Puissance (MW)	1.187	382	77	70	132	129

Tableau 36 : Comparaison du nombre et de la puissance des installations de cogénération entre 2016 et 2021

4. Usines d'incinération de déchets

D'après le bilan énergétique de 2021, les unités de valorisation énergétique (UVE) ont incinéré 1.021.000 tonnes de déchets en Wallonie produisant 655 GWh d'électricité. Cette production a lieu sur 4 sites repris dans le tableau ci-dessous. Selon ce même bilan, une bonne estimation du potentiel de la chaleur valorisable dans un incinérateur wallon équivaut à un tiers de la production électrique.

Site	Production électrique (GWh)	Chaleur théoriquement valorisable (GWth)
IPALLE - Thumaide	294,1	98,0
Intradel - Herstal	260,2	86,7
inBW - Virginal	50,9	17,0
Tibi - Charleroi	49,8	16,6
TOTAL	655	218,3

Tableau 37 : Production électrique et chaleur valorisable des différents incinérateurs wallons

Il faut tout de même nuancer cette chaleur théoriquement valorisable car il faut qu'il y ait une demande relativement importante à proximité de l'incinérateur. Dans le cas d'Herstal, un réseau d'énergie thermique (RET) est déjà en activité pour alimenter les entreprises aux alentours. L'incinérateur de Tibi fait actuellement l'étude d'un tel réseau tandis que l'installation inBW à Virginal prévoit la construction d'une usine de biométhanisation à proximité qui pourrait consommer la chaleur produite par l'incinérateur.

Comparaison avec 2016

Bien que les UVE reprises ci-dessus soient les mêmes qu'en 2016, la chaleur théoriquement valorisable varie dû à la valeur très élevée présentée dans l'ancien rapport pour l'incinérateur de Thumaide. Ce potentiel, ayant été communiqué par l'exploitant, y est supérieur de pratiquement 100 GWh mais ne paraît pas être faisable d'un point de vue technico-économique (Deplasse, 2020).

Année d'intérêt	Chaleur valorisable (GWh)
2016	314,9
2021	218,3

Tableau 38 : Comparaison de la chaleur théoriquement récupérable à partir des UVE entre 2016 et 2021 (MWh)

5. Chaleur fatale industrielle

Les valeurs et certaines parties présentées dans cette section proviennent de l'étude 'Evaluation du potentiel de chaleur fatale en Wallonie' (Pirotech, 2024) disponible dans l'Annexe A du présent rapport. Cette étude considère les cinq plus gros secteurs industriels et se base sur les données issues des industries en accord de branche pour l'année 2021 (AdB2). A eux seuls, les cinq secteurs considérés couvrent 88% de la consommation énergétique du secteur industriel.

La consommation des industries comprises dans les accords de branche couvre 97,3% de la consommation d'énergie identifiée dans le bilan énergétique de la Wallonie de 2021 pour les 5 secteurs retenus comme exhaustif.

Secteurs	Fédérations	Bilan RW 2021 (GWh)	AdB2 2021 (GWh)	Ecart (AdB2/Bilan)
Sidérurgie	GSV	4.532	4.472	98,7%
Chimie	ESSENCIA	8.161	8.656	106,1%
Minéraux non métalliques	FEBELCEM-CARMEUSE-LHOIST-FIV-FEDIEX-FBB FEDICER	12.469	11.711	93,9%
Alimentation	FEVIA	6.470	5.679	87,8%
Papier	COBELPA-FETRA FEBELGRA	3.703	3.880	104,8%
TOTAL		35.335	34.398	97,3%

Tableau 39 : Comparaison de la consommation des secteurs considérés du bilan énergétiques et des accords de branche

La chaleur fatale récupérable au sein de l'industrie wallonne peut être issue de trois sources différentes :

- La chaleur fatale issue de l'électricité ;
- La chaleur fatale issue des combustibles ;
- La chaleur renouvelable non comptabilisée dans les bilans énergétiques.

Chaleur fatale issue de l'électricité

Chaleur récupérable sur les processus électriques

Cette chaleur résulte de la récupération sur les procédés de chauffage électriques (aciéries, fours, étuves, ...). La chaleur récupérable issue de l'électricité des procédés industriels est estimée à **187 GWh**.

La chaleur récupérable est basée sur (Pirotech, 2024) :

- Sidérurgie : le pourcentage calculé est extrapolé d'une étude de récupération de chaleur dans une des aciéries (12,5%)
- Chimie et Alimentation : 10% de récupération lié au gain sur le rendement d'un récupérateur sur des fumées à 200°C

Secteurs	Consom. élec. (GWh)	Elec. process	Besoin en chaleur (GWh)	Chaleur récupérable (GWh)
Sidérurgie	1.706	0%	817 ¹²	100
Chimie	2.013	35%	705	70
Minéraux non métalliques	1.561	0%	0	0
Alimentation	873	20%	175	17
Papier	233	0%	0	0
TOTAL	6.386		1.696	187

Tableau 40 : Chaleur récupérable issue de l'électricité des procédés industriels

Chaleur récupérable sur les compresseurs

Cette chaleur résulte de la récupération sur les compresseurs d'air comprimé ou des compresseurs frigorifiques. Le Tableau 41 identifie la part de la consommation électrique totale (en %) qui est utilisée dans des compresseurs d'air et des compresseurs de froid. Cela permet de dégager une consommation électrique pour chaque secteur qui est transformée en consommation thermique au travers de l'*Energy Efficiency Ratio (EER)* fixé à 4 dans ce cas.

Tout secteur confondu, la part de la chaleur récupérable a été estimée à 50% sur base de l'efficacité des échangeurs à plaques à contre-courant.

La chaleur récupérable issue de l'électricité des compresseurs est évaluée à **1.579 GWh**.

Secteurs	Part d'élec en compresseurs	Chaleur au compresseur (GWh)	Chaleur récupérable (GWh)	
Sidérurgie	5%	341	50%	171
Chimie	15%	1.208	50%	604
Minéraux non métalliques	5%	312	50%	156
Alimentation	35%	1.223	50%	611
Papier	8%	74	50%	37
TOTAL		3.158		1.579

Tableau 41 : Chaleur fatale issue de l'électricité des compresseurs

¹² Sidérurgie : le besoin en chaleur est la somme des consommations électriques des aciéries électriques wallonnes (817 GWh valeur inchangée par manque d'information).

Chaleur fatale issue des combustibles

Cette chaleur résulte de la récupération sur les fumées des fours utilisant des combustibles. Le tableau ci-dessous identifie, pour chacun des secteurs industriels, la chaleur consommée (i.e. la chaleur utile) et la chaleur récupérable (qui est un pourcentage¹³ de la chaleur perdue : $\% \times (\text{Cons_comb} - \text{Chal_consom})$) :

Secteurs	Cons Combustible (GWh)	Chaleur consommée (GWh)		Chaleur récupérable (GWh)	
Sidérurgie	2.765	69%	1.908	50%	429
Chimie	6.601	48%	3.290	25%	828
Minéraux non métalliques	8.564	93%	7.965	10%	60
Alimentation	3.885	70%	2.720	50%	583
Papier	788	53%	418	50%	185
TOTAL	22.602		16.299		2.085

Tableau 42 : Chaleur récupérable issue de la consommation de combustibles

La chaleur récupérable issue de la consommation de combustibles est de **2.085 GWh**.

Chaleur renouvelable non comptabilisée dans les bilans énergétiques

Cette chaleur résulte de la récupération d'énergie thermique sur des investissements valorisant des énergies renouvelables utilisées à des fins thermiques, qui ont été identifiés mais pas encore réalisés.

Le tableau ci-dessous identifie donc le potentiel de chaleur renouvelable au sein de l'industrie, et qui n'est pas encore valorisée. Ces chiffres se basent sur la consolidation de 515 études de préféabilité réalisées dans le cadre des accords de branche, en biomasse sèche, biomasse humide, cogénération biomasse, solaire thermique et pompes à chaleur.

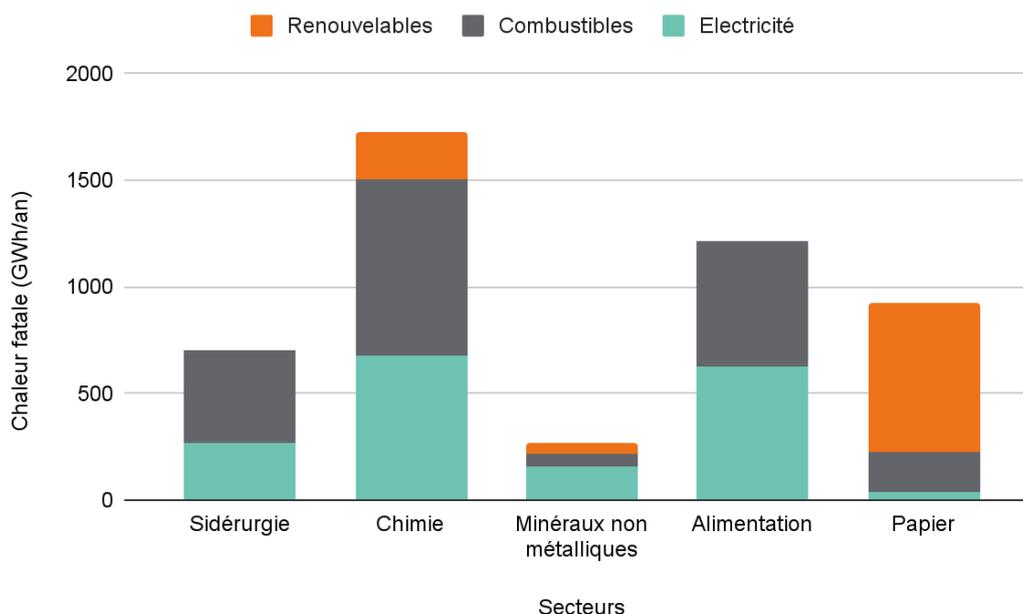
Secteurs	Potentiel renouvelable (GWh)
Sidérurgie	3
Chimie	227
Minéraux non métalliques	49
Alimentation	0
Papier	30
TOTAL	308

Tableau 43 : Potentiel de chaleur renouvelable au sein de l'industrie qui n'est pas encore valorisée

Les derniers rapports comptabilisent la liqueur noire en tant que combustible, tandis que le nouveau rapport des accords de branche la reprend en tant que SER. C'est pourquoi 672 GWh sont ajoutés au secteur du papier qui totalise 702 GWh dans le total des renouvelables (cfr. Tableau 44).

¹³ Ces pourcentages de récupération sont justifiés dans l'Annexe A à l'instar de toutes les autres hypothèses de cette section.

Synthèse : Chaleur fatale industrielle



Graphique 26 : Synthèse du potentiel technique brut de la récupération de chaleur fatale

Secteurs	Electricité	Combustibles	Renouvelables non comptabilisées dans les bilans	Total
Sidérurgie	271	429	3	703
Chimie	674	828	227	1.729
Minéraux non métalliques	156	60	49	265
Alimentation	628	583	0	1.211
Papier	37	185	702 ¹⁴	924
TOTAL	1.766	2.085	981	4.832

Tableau 44 : Synthèse du potentiel technique brut de la récupération de chaleur fatale

Le secteur de la chimie est celui qui présente le plus important potentiel de chaleur fatale (1.729 GWh). Il est suivi par le secteur de l'alimentation (1.211 GWh). La chaleur thermique issue des combustibles représente la majorité du potentiel (50,1%) avec une estimation de 2.085 GWh/an.

La chaleur qui pourrait être récupérée si on considère que les projets renouvelables viendront en substitution de l'énergie fossile (c'est-à-dire sans un accroissement du périmètre énergétique) est de **4.523 GWh** (= 4.832-308 GWh) (cfr Tableau 43 pour la chaleur renouvelable autre que la liqueur noire).

Comparaison avec 2016

Le potentiel technique brut de la récupération de chaleur fatale reste quasiment identique par rapport à 2016 (5026 GWh / -4%).

¹⁴ Somme du potentiel renouvelable du secteur papier et du potentiel de la liqueur noire.

6. Installations d'énergie renouvelable non cogénérée

Cette section analyse l'approvisionnement en chaleur et en froid par des sources d'énergie renouvelables. Les sources/technologies étudiées sont reprises dans le Tableau 45.

Régime de T°C	Technologie/Source	"Sous-type"
Basse température (BT) (T[°C] < 60°C)	Géothermie (≤ 500m)	Peu profonde en "boucle fermée"
		Peu profonde en "boucle ouverte"
	Aquathermie	Eaux de surface
		Eaux distribuées
	Riothermie	
Aérothermie		
Moyenne température (MT) (60°C < T[°C] < 120°C)	Géothermie (> 500m)	Profonde
		Minière
	Solaire thermique	
	Biomasse	Biomasse solide
Haute température (HT) (120°C < T[°C])	Biomasse	Biomasse solide - cogénération
		Biométhane

Tableau 45 : Sources d'énergie renouvelable étudiées dans ce chapitre.

Pour chacune de ces sources, l'analyse se divise en deux volets :

- Dans un premier temps et conformément à l'Annexe X de la Directive 2023/1791/EU, l'analyse se concentre uniquement sur l'identification des installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW et de leur production de chaleur et/ou de froid.
- Le second volet de l'analyse vise ensuite à déterminer, lorsque c'est possible, le potentiel technique brut total (à l'échelle de la Wallonie) de ces technologies. Le potentiel technique brut correspond au potentiel net accessible, c'est-à-dire considérant tous les espaces et ressources disponibles sans aucune autre contrainte. Le potentiel technique brut peut être en pratique inatteignable à l'échelle de la région à cause d'une série de contraintes légales, opérationnelles, économiques ou de disponibilité de la ressource. Les chiffres à l'échelle de la région doivent donc être considérés comme des **ordres de grandeur**.

6.1. Géothermie peu profonde

La géothermie peu profonde comprend deux types de géothermie différents à savoir la géothermie peu profonde système fermée (sur sondes) et la géothermie peu profonde système ouvert (sur nappe). Dans cette section, ces deux technologies sont regroupées car certaines méthodologies leur sont communes. Toutefois, lorsque nécessaire, la distinction est faite au sein des sous-sections.

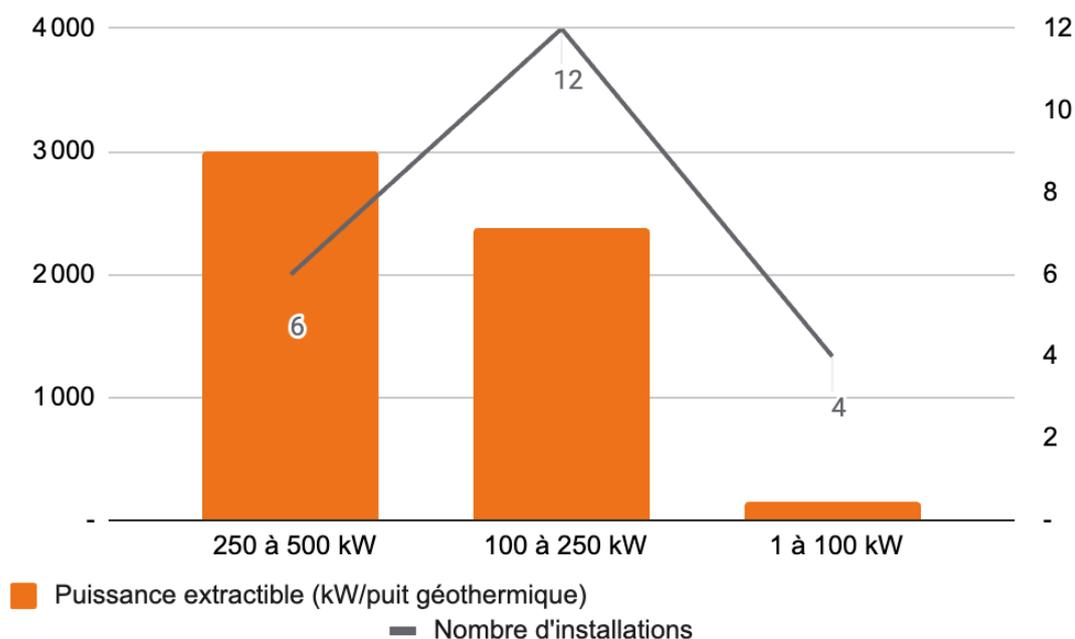
Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

La géothermie peu profonde est une technologie qui, bien qu'encore peu développée en Wallonie, est présente sur tout le territoire et dont le potentiel est non-négligeable. Ces dernières années, on observe une croissance des installations (+/- 150 à 200 installations/an en géothermie fermée et plus de 30 projets de géothermie ouverte en cours d'étude ou d'installation (SPW Energie, 2023c). De plus, le développement de la géothermie peu profonde (ouverte et fermée) est de plus en plus poussé par la Région Dans le cadre du Plan de relance de la Wallonie, deux appels à projets géothermie peu profonde” ont été lancés en 2021 et 2022 afin de mettre en avant cette chaleur renouvelable importante dans le mix énergétique.

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'installations de géothermie peu profonde (ouverte ou fermée) de plus de 20 MWth.

Géothermie peu profonde en “boucle ouverte”

En ce qui concerne la géothermie peu profonde ouverte, les installations majeures en exploitation en Wallonie sont reprises dans le graphique ci-dessous¹⁵.



Graphique 27: Répartition des installations (puits) de géothermie ouverte par puissance

¹⁵ Données mises à disposition par le département environnement et eau du SPW (voir Annexe D du présent rapport)

Géothermie peu profonde en “boucle fermée”

Concernant la géothermie peu profonde fermée, 1444 installations sont annoncées dans le rapport GeoWal mais l’installation nécessitant un permis de classe 3, le rapportage ne permet pas de connaître avec précision la puissance installée.

Potentiel technique brut

Le potentiel technique brut en géothermie peu profonde est étudié pour les deux types de géothermie à savoir fermée ou ouverte et est présenté dans le Tableau 46. La méthodologie de calcul de ce potentiel est similaire dans les deux cas :

1. Le potentiel initial provient de l’étude GeoWal, étude relative à la détermination du potentiel brut et net de la géothermie peu profonde aussi bien pour les systèmes ouverts que fermés (SPW Energie, 2023a). Dans cette étude, le potentiel technique brut en géothermie peu profonde est renseigné via une cartographie à l’hectare près (MWh/ha) sur tout le territoire wallon. Toutefois, le potentiel est donné par intervalle (ex : une partie du territoire a un potentiel entre 10 et 20 MWh/ha). Dès lors, pour chacun des intervalles renseignés, la valeur moyenne a été considérée pour le reste de la méthodologie ;
2. Le potentiel initial est réduit dû à la présence de zones d’exclusion, c’est-à-dire des zones où les installations géothermiques (ouvertes ou fermées) ne sont pas considérées comme possibles à l’heure actuelle. Ces zones reprennent les axes de transport (routiers, ferroviaires, etc.) et les zones d’eaux de surface (voir Figure 2). Ces zones sont exclues du calcul de potentiel car considérées comme non-accessibles pour y faire des forages géothermiques ;

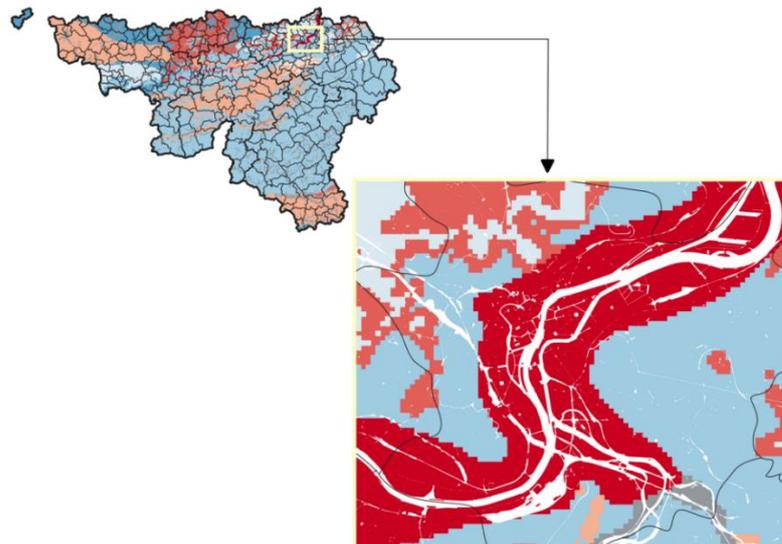


Figure 2 : Application des zones d’exclusion sur le potentiel technique brut de géothermie peu profonde

3. Le potentiel technique brut est obtenu en multipliant la moyenne de chaque intervalle de potentiel par la surface (hors zones d’exclusion) qu’il recouvre.

	Géothermie peu profonde fermée	Géothermie peu profonde ouverte
Potentiel technique brut (TWh)	1.618,6	40,7

Tableau 46 : Potentiel technique brut en géothermie peu profonde

Production de froid

La géothermie peu profonde, tant en système ouvert qu'en système fermé, est une source permettant de produire également du froid. En effet, en été, la température extérieure est plus élevée que celle du sous-sol permettant d'extraire des frigorifiques de ce dernier. Toutefois, il est indispensable d'équilibrer la ressource entre le prélèvement de chaud et de froid. Dans le cas d'un déséquilibre avéré, le sous-sol se refroidit ou se réchauffe durablement dans le temps. Ceci doit être évité car le risque d'épuiser localement la ressource existe.

Dans le cas de la géothermie en système ouvert, une attention toute particulière doit être portée lors de la réinjection afin d'éviter un épuisement de la nappe phréatique. Pour la géothermie en système fermée, en revanche, l'attention se porte sur le déséquilibre thermique des couches géologiques.

6.2. Géothermie profonde

Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'installations de géothermie profonde de plus de 20 MWth. Il existe cependant 2 installations de 5,25 et 3,5 MWth¹⁶ à Saint-Ghislain et Douvrain qui ont produit ensemble 16,8 GWh de chaleur en 2021 selon les données des bilans énergétiques de la Wallonie.

Potentiel technique brut

Plusieurs phases d'étude du potentiel de la géothermie profonde en Wallonie ont eu lieu au cours des dernières années :

- En 2011, une étude ("Cartographie des Cibles géothermiques potentielles en Wallonie") a été lancée par le SPW-Énergie¹⁷ visant à déterminer le potentiel géothermique en Wallonie. L'objectif étant de déterminer le potentiel qualitatif et les zones favorables à l'exploitation de la géothermie profonde en Wallonie.
- Une autre étude a été lancée par le SPW-Énergie en 2015, visant à déterminer le potentiel technique brut de la géothermie profonde en Wallonie. Une analyse chiffrée de ce potentiel a été menée avec toutes les précautions d'usage vu le manque de forages en Wallonie. Pour l'estimation du potentiel chaleur, seul le réservoir géothermique profond (1 à 5 km de profondeur) des calcaires d'âge Carbonifère (Dinantien) a été pris en considération.

L'évaluation du potentiel géothermique des calcaires carbonifères a été calculée uniquement pour la production et l'utilisation directe de la chaleur.

- La surface au sol correspondant au gisement profond des calcaires carbonifères, principal réservoir pour l'exploitation de la géothermie profonde, représente une superficie de 3.075 km², soit près de 18% du territoire wallon.
- Le calcul de la production d'énergie thermique s'est basé sur la référence du forage de Saint-Ghislain (Mons) fournissant une eau à 70°C, avec un débit Artésien de 82 m³/h et réinjectant l'eau après utilisation à 30°C, soit une centrale de 5,25 MW de puissance installée et une production annuelle de 12.000 MWh par doublet, pour un taux d'utilisation-rendement moyen de 20%.

Cette étude évalue le potentiel technique à **1.536 GWh** avec comme hypothèse l'exploitation de 128 doublets d'ici 2050. Cela équivaut approximativement à une production annuelle de 228 GWh.

¹⁶ Données provenant des bilans énergétiques de la Wallonie 2021.

¹⁷ Toutes les informations relatives à la géothermie en Wallonie sont disponibles sur la page dédiée du site du SPW, <https://energie.wallonie.be/fr/la-geothermie-profonde.html?IDC=6173>.

En mars 2024, un marché relatif à la caractérisation du sous-sol wallon essentiellement pour le développement de la géothermie profonde a été lancé. L'objectif de la mission est la réalisation de 4 campagnes de prospection géophysique dans les zones de Charleroi, Verviers-Eupen, Liège et Wavre//Louvain-La-Neuve, soit un total de 438 km sur le territoire de la Wallonie (SPW Energie, 2023c) avec des premiers résultats prévus pour 2027.

Comparaison avec 2016

Il n'y a pas de nouvelles installations actives en 2021 et reprise dans les bilans par rapport à 2016. Le potentiel reste dès lors identique.

6.3. Géothermie minière

Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'installations de géothermie minière de plus de 20 MWth.

Potentiel technique brut

En janvier 2019, le SPW-Energie a lancé une étude (VITO, 2020), visant à déterminer le potentiel technique brut de la géothermie des anciennes mines désaffectées en Wallonie. Sur base des résultats de cette étude, trois bassins houillers wallons ont été identifiés comme présentant a priori un potentiel géothermique non négligeable : les bassins du Couchant de Mons, de Charleroi et de Liège. Un quatrième bassin a été identifié, le bassin du Centre ; il présente toutefois un potentiel plus faible que les 3 autres.

Le potentiel géothermique des 4 bassins a été estimé sur base des volumes de minerai extraits et des profondeurs d'exploitation. L'analyse de la combinaison de ces paramètres clés a permis de fournir une première estimation du potentiel local. Il est estimé à **1.690 GWh** pour une différence de température de 12°C. Les résultats sont présentés dans le tableau ci-dessous.

Bassin	Capacité géothermique des réservoirs (GWh)
Bassin du Couchant de Mons	486
Bassin de Charleroi	501
Bassin de Liège	444
Bassin du Centre	259
Total	1.690

Tableau 47 : Potentiel technique brut de la géothermie minière.

Dans le cadre du Plan de Relance de la Wallonie, 3 études de faisabilité ont été lancées en 2021/2022 dans les bassins miniers de Mons Charleroi et Liège en vue de lancer des projets pilotes pour la production de chaleur renouvelable issue des mines (SPW Energie, 2022a).

Comparaison avec 2016

Il n'y a pas de nouvelles installations actives en 2021 et reprise dans les bilans par rapport à 2016. Le potentiel reste dès lors identique.

6.4. Aquathermie - Eaux de surface : rivières et eaux stagnantes

Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'installations d'aquathermie en eau de surface de plus de 20 MWth.

Potentiel technique brut

L'analyse du potentiel aquathermique des eaux de surface qui suit a été réalisée par Extraqt, experts en aquathermie dont le rapport est en Annexe C de ce travail.

Le potentiel de l'aquathermie dépend de plusieurs facteurs dynamiques car elle utilise des sources non statiques (les masses d'eau, même stagnantes, ont un caractère dynamique). Les facteurs dynamiques qui déterminent le potentiel de l'aquathermie sont énumérés ci-dessous :

- Interaction entre les différentes extractions de chaleur sur les masses d'eau connectées les unes aux autres
- Potentiel variable dans le temps par des variations de température des eaux de surface au cours de l'année
- Potentiel variable dans le temps par des fluctuations du niveau d'eau et du débit
- Régénération de la température des masses d'eau dans le temps avec l'environnement (soleil, air, sol)

Pour évaluer correctement le potentiel de l'aquathermie, une simulation dynamique est nécessaire en raison des aspects susmentionnés. Si cela n'est pas fait, le potentiel peut être sous-estimé ou surestimé. Pour les rivières, par exemple, si l'on ne tient pas compte de l'influence entre une extraction de chaleur en amont et une extraction de chaleur en aval, le potentiel sera rapidement surestimé. En effet, il n'est pas correct d'additionner le potentiel de la Meuse près de Huy et son potentiel près de Liège, puisque l'extraction de chaleur à Huy diminue le potentiel de Liège. En raison de ces situations, il est nécessaire d'élaborer un cadre politique pour l'aquathermie qui tienne compte d'une répartition équitable du potentiel. Ce cadre politique devrait être établi au moyen de simulations dynamiques dans lesquelles différents scénarios peuvent être élaborés en utilisant des clés de distribution pour distribuer le potentiel de l'énergie aquathermique. Dans ces simulations, il est également important d'inclure l'aspect de régénération thermique d'une masse d'eau après une extraction de chaleur, sinon les potentiels risquent d'être à nouveau sous-estimés.

Afin de donner une première indication du potentiel de l'énergie aquathermique en Wallonie, **un calcul de potentiel statique** a été réalisé dans le cadre de cette étude. Le potentiel d'aquathermie par cours d'eau principal en Wallonie a été déterminé uniquement pour les cours d'eau principaux (cours d'eau navigables et cours d'eau non navigables de 1ère catégorie) et a été basé sur les débits moyens à long terme et sur une réduction de température maximale de 3°C par cours d'eau.

Le potentiel d'aquathermie par masse d'eau fermée (lacs, réservoirs) a été déterminé en tenant compte des sites d'une superficie minimale de 5 000 m² et avec une profondeur moyenne de 1,5 m par masse d'eau.

Pour le potentiel total au niveau régional, une indication du potentiel des principaux cours d'eau a été faite en utilisant le débit sortant aux frontières de la région. En outre, le potentiel des masses d'eau fermées a été estimé en tenant compte du volume total d'eau stagnante.

Le potentiel aquathermique total pour la Wallonie basé sur ces deux types de sources d'eau est de **19.922 GWh**, dont 86% provenant des rivières/canaux principaux et 14% des plans d'eau fermés. Un taux de charge de 2500 heures de fonctionnement a été pris en compte dans le calcul du potentiel pour convertir la capacité de pointe (MW) en capacité thermique (GWh).

Il est à nouveau à noter qu'il s'agit là d'un potentiel technique statique qui ne reflète donc pas la totalité de l'extraction possible de manière réaliste. Les résultats présentent notamment les limites suivantes :

- Le potentiel des rivières/canaux ne tient pas compte de la régénération après une réduction de la température liée aux interactions thermiques avec l'environnement.
- Le potentiel des rivières et des canaux ne peut pas être cumulé pour obtenir le potentiel total de ces sources pour l'ensemble de la région, étant donné qu'une extraction de chaleur à un endroit affecte un autre endroit dans le réseau d'eau contigu.
- Les potentiels pour toutes les masses d'eau (rivières, canaux et masses d'eau fermées) ne prennent pas en compte les effets locaux de température qui peuvent survenir.
- Les potentiels par commune ont été déterminés indépendamment des autres communes, alors qu'un prélèvement de chaleur dans une commune affecte les autres communes. Par conséquent, il n'est pas possible de cumuler les potentiels des différentes municipalités pour obtenir le potentiel total au niveau régional.

Production de froid

A ce stade, la production de froid via l'aquathermie en eaux de surface n'est pas considérée car cela induirait un réchauffement de ces eaux. Cela aurait un impact sur l'oxygénation de l'eau et donc sur la préservation de la biodiversité.

Comparaison avec 2016

Cette technologie n'a pas été traitée lors de la dernière évaluation de la stratégie chaleur de la Wallonie.

6.5. Aquathermie - Eaux distribuée

Les informations relatives aux eaux distribuées et aux eaux usées traitées proviennent d'un calcul de la SPGE et du SWDE repris en Annexe B du présent rapport.

Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'installations d'aquathermie en eau distribuée de plus de 20 MWth.

Potentiel technique brut

En 2022, le volume total d'eaux distribuées est de 102.000.000 m³/an. Sachant que la diminution de température de ces eaux peut être d'au maximum 5°C, la chaleur récupérable de ces eaux se calcule comme suit :

$$\text{Chaleur} = \text{Volume d'eau} \times \text{capacité thermique massique} \times \text{delta } T^{\circ}$$

En considérant 5% du volume total comme exploitable, le potentiel technique brut d'aquathermie est de **29,7 GWh/an**. Cette hypothèse sur le volume considéré étant très restrictive, il s'agit plus d'un potentiel net que brut.

Comparaison avec 2016

Cette technologie n'a pas été traitée lors de la dernière évaluation de la stratégie chaleur de la Wallonie.

6.6. Riothermie

Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'installations de riothermie de plus de 20 MWth.

Potentiel technique brut

Le potentiel technique brut de riothermie se calcule de la même manière que celui d'aquathermie pour les eaux distribuées. En 2022, le volume total d'eaux usées traité est de 308.102.961 m³/an. Sachant que la diminution de température de ces eaux peut être d'au maximum 5°C et considérant 5% du volume total comme exploitable, le potentiel technique brut de riothermie est de **89,6 GWh/an**. Cette hypothèse sur le volume considéré étant très restrictive, il s'agit plus d'un potentiel net que brut.

Production de froid

Il est possible d'extraire du froid en riothermie car il n'y a à priori pas de contrainte sur le réchauffement des eaux dans les conduites d'eaux usées avant les stations d'épuration. En revanche, sachant que les eaux purifiées en sortie de STEP se jettent dans un cours d'eau, il n'est pas considéré à ce stade de les réchauffer de manière identique à l'aquathermie. Le potentiel de production de froid en riothermie ne concerne donc que les collecteurs d'égouts.

Comparaison avec 2016

Cette technologie n'a pas été traitée lors de la dernière évaluation de la stratégie chaleur de la Wallonie.

6.7. Aérothermie

Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'installations d'aérothermie de plus de 20 MWth.

Potentiel technique brut

Les pompes à chaleur (PAC) aérothermiques puisent leur énergie dans l'air extérieur. Elles sont simples à installer et se déclinent sur toutes les gammes de puissance, y compris pour des systèmes résidentiels. Il est donc possible d'en installer dans de nombreux bâtiments. Deux emplacements sont préférés à l'installation de PAC aérothermiques : en toiture plate ou au sol en extérieur. Néanmoins, pour une installation au sol, les PAC nécessitent un emplacement extérieur avec un recul suffisant pour brasser l'air sans entrave et éviter les nuisances sonores dans le voisinage. Les PAC aérothermiques sont également populaires dans le développement de réseaux d'énergie thermique décarbonée. En effet, elles constituent une solution efficace pour couvrir l'appoint de puissance de ces derniers, pour autant que l'électricité utilisée soit elle aussi décarbonée.

Concernant le potentiel brut en aérothermie, un premier critère d'accès à la technologie est nécessaire afin de s'assurer de la possibilité physique d'accueil d'une PAC en minimisant les nuisances. Ce critère d'accès se traduit différemment selon l'emplacement étudié :

- En toiture plate : la surface au sol du bâtiment doit dépasser 500m² car il est probable qu'il y ait une toiture plate ou un espace disponible pour accueillir l'évaporateur de la PAC.
- Au sol : un recul estimé à 12m par un expert de Bruxelles Environnement est considéré. En pratique, il faut que la différence entre la surface de la parcelle cadastrale et la surface du(des)

bâtiment(s) localisé(s) dessus dépasse une surface seuil équivalente à cercle de 12m de rayon¹⁸.

Afin d'établir le potentiel technique brut, tout le bâti de la Wallonie a été trié dans le but d'éliminer les bâtiments ne respectant pas au moins un des critères ci-dessus. Ensuite, ne connaissant pas la consommation exacte des bâtiments restant, une PAC d'une puissance de 10kW (i.e. qui correspond à un usage résidentiel) a été comptabilisée pour chaque bâtiment.

Au total, avec les hypothèses mentionnées précédemment, un potentiel de 15,2 GW est estimé correspondant à une consommation de 22,8 TWh/an soit environ $\frac{1}{3}$ des besoins de chaleur de la Wallonie.

Bien que déjà conséquent, ce potentiel se veut volontairement restrictif dû aux hypothèses citées précédemment. Une autre valeur plus ambitieuse est renseignée dans une étude sur l'évaluation du potentiel en aérothermie pour le secteur résidentiel (Deplasse, 2021a) et tertiaire (Deplasse, 2021b). Dans cette dernière, le potentiel brut est de 34,2 TWh/an.

Pour rappel, il s'agit bien d'un potentiel technique brut qui ne prend pas en compte de contraintes de type opérationnelles, économiques, etc.

Production de froid

Il est possible de produire du froid à partir de pompes à chaleur aérothermiques. En effet, certaines PAC sont réversibles et peuvent assurer une production de froid. Toutefois, l'efficacité de ce système n'est pas optimale car les besoins de froid sont corrélés aux températures élevées de l'air (durant l'été). C'est donc quand l'air extérieur est le plus chaud que la PAC doit l'utiliser comme source de refroidissement.

Comparaison avec 2016

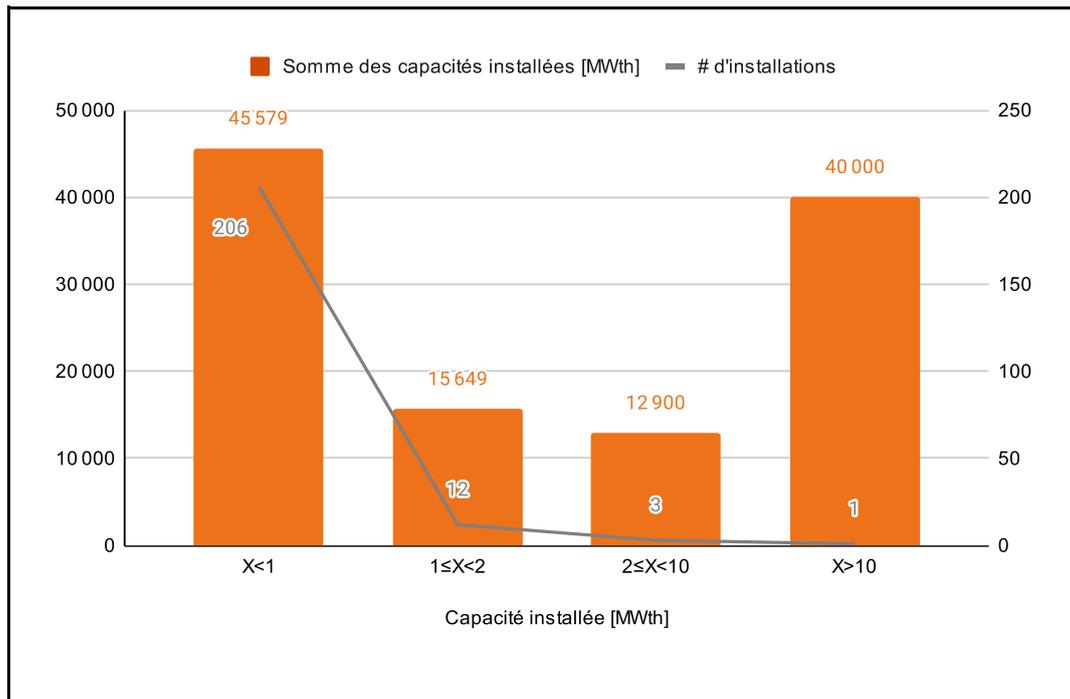
Cette technologie a directement été évaluée selon un potentiel net et non brut lors de la dernière évaluation de la stratégie chaleur de la Wallonie.

6.8. Biomasse

Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

La liste des installations de biomasse en Wallonie date de 2019 et ne recense qu'une seule installation de plus de 20 MW. En élargissant le spectre aux installations de plus de 1 MW, 15 installations ont été recensées et 206 de moins de 1 MWth. Ces installations de plus faible puissance représentent 40% de la capacité totale installée qui est de 114.128 MWth.

¹⁸ Une autre surface seuil moins restrictive a également été étudiée : un carré de 12m de côté. Dans ce cas, plus de bâtiments sont éligibles à l'installation d'une PAC aérothermique. Toutefois, dans cette estimation, la préférence s'est tournée vers l'option plus restrictive afin de ne pas surévaluer le potentiel.



Graphique 28 : Répartition des installations biomasse recensées en 2019 par taille.

La consommation de biomasse entre les différents secteurs en 2021 est répartie de la manière suivante :

Secteur	Consommation actuelle de biomasse solide (GWh)
Résidentiel	3.188,5
Tertiaire	64,2
Industriel	504,4
TOTAL	3.757,1

Tableau 48 : Répartition de la consommation de biomasse solide en 2021 par secteur.

Potentiel de production

Le potentiel de production n'est pas un potentiel technique brut comme décrit pour les autres technologies car il prend en compte une exploitation durable et à long terme de la ressource disponible. Il s'agit donc d'un potentiel net pour la production de biomasse solide vers lequel il est possible de tendre. Ci-dessous sont comparés les gisements actuels et potentiels de biomasse en fonction des produits transformés (Deplasse, 2022).

Gisement total biomasse	Produits	Gisement actuellement exploité (MWh)	Gisement potentiellement exploitable (MWh)
	Bûches	1.955.860	1.626.296
Pellets	2.278.960	4.086.250	
Plaquettes	1.473.063	2.267.163	
TOTAL	5.707.883	7.979.709	

Tableau 49 : Potentiel de production de la biomasse solide.

Le tableau présente une diminution du niveau de production de bois-bûche entre l'exploitation de 2021 et le gisement potentiel. Le calcul du potentiel étant basé sur une utilisation raisonnée de la ressource mais avec des données partielles. Cela signifie que le prélèvement du bois bûche en 2021 est potentiellement sous pression des marchés et est donc à surveiller afin de ne pas surexploiter certaines ressources. Il est cependant important de nuancer ces chiffres qui reprennent les ressources de collecte forestière mais ne considèrent pas des ressources pourtant très utilisées aujourd'hui tel que les bois exploités par les propriétaires terriens en autoconsommation ou vente locale.

En ce qui concerne le pellet, le gisement potentiel doit aussi considérer les capacités de production belge de pellet. L'importation existe et est possible mais n'est pas à privilégier si la ressource est disponible localement. Or les usines de production Wallonnes ne tournent pas à pleine capacité et une partie de leur production est exportée.

Pour des raisons similaires, il est extrêmement complexe de déterminer un potentiel fiable en plaquette forestière. C'est un marché dynamique qui s'adapte à la demande locale, sur lequel peu d'information sont collectées. C'est le cas par exemple des bois scolytés qui représentent une ressource importante à coût réduit, de la matière produite à partir de la taille de haie, de la valorisation des déchets verts des parcs de recyclage, etc.

Ces éléments mettent en exergue la grande difficulté de collecter des informations fiables sur les gisements potentiels de bois énergie en Wallonie, tâche qui nécessiterait des outils Wallons de monitoring, aujourd'hui inexistant ou insuffisamment développé pour disposer d'une vue globale et exhaustive.

Comparaison avec 2016

En 2016, 21 installations de plus de 1 MWth avaient été identifiées en Wallonie avec une puissance installée totale de 113,23 MWth contre 83,24 MWth en 2021. Cette différence est principalement due à la fermeture de deux installations de plus de 10 MW.

6.9. Biométhane

Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

A l'heure actuelle, il n'existe pas d'installations de biométhanisation de plus de 20 MWth.

Potentiel de production

Une publication de Valbiom datant de 2019 estime que le potentiel net de production de biogaz en Belgique est de 15,6 TWh (Valbiom, 2019). De ce potentiel brut de biogaz, 5,7 TWh de biométhane peuvent être produits en Wallonie (Climact, 2021). Le biogaz étant composé de seulement 50-60 % de méthane, il doit être purifié au préalable avant de pouvoir être injecté dans les réseaux de gaz existants. Pour tirer un potentiel réaliste de consommation de cette valeur, il faut superposer la carte de localisation des gisements et celle des réseaux de gaz naturel et en évaluer la capacité à accueillir ce biométhane (Climact, 2021).

Comparaison avec 2016

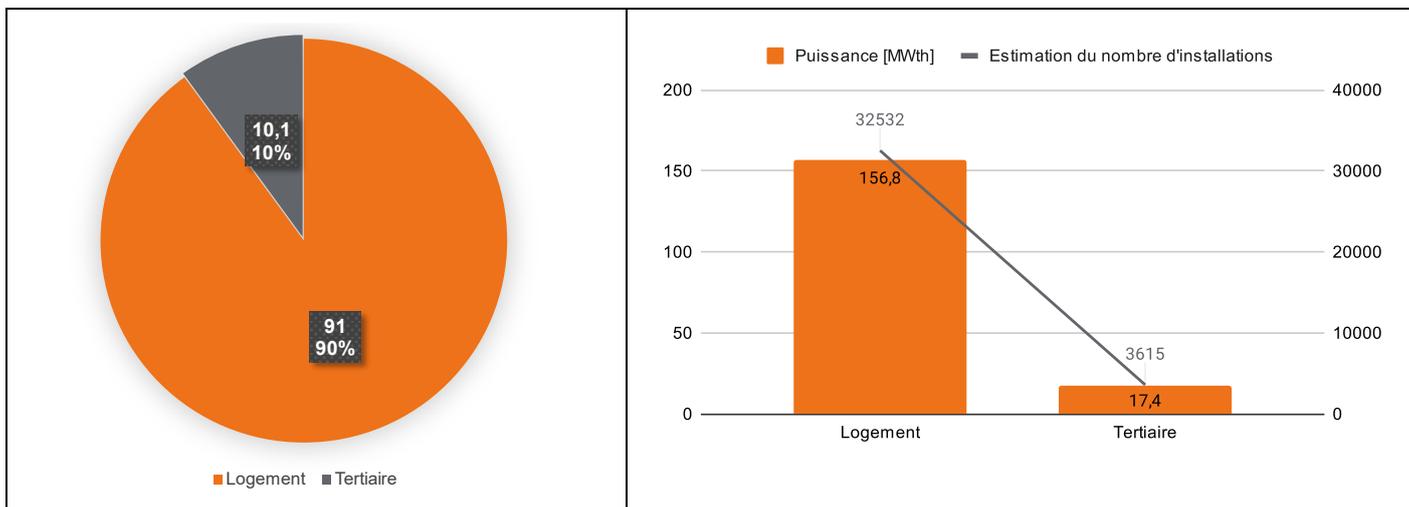
Cette technologie n'a pas été traitée lors de la dernière évaluation de la stratégie chaleur de la Wallonie.

6.10. Solaire thermique

Installations dont la puissance thermique totale est supérieure à 20 MW

En 2021, selon les bilans énergétiques de la Wallonie, la Région compte 36.147 installations de panneaux solaires thermiques. Leur superficie totale est de 248.833 m². Ils ont généré 101,1 GWh, dont 90% dans le secteur résidentiel. Compte tenu de ces chiffres et du caractère « résidentiel » des installations, il n'y a pas d'installation d'énergie solaire thermique supérieure à 20 MWth.

En effet, les 32.532 installations résidentielles comptabilisent une puissance de 156,8 MWth et les 3615 installations tertiaires, une puissance de 17,4 MWth.



Graphique 29 : Répartition sectorielle de la production d'énergie des panneaux solaires thermiques (MWh)

Graphique 30 : Solaire thermique : Puissance installée VS nombre d'installation

Potentiel technique brut

Les panneaux solaires thermiques constituent une technologie à très haut potentiel technique brut. L'évaluation de ce potentiel se fait comme suit.

La superficie de toits en Wallonie est considérée comme étant la superficie occupée par du bâti résidentiel, soit 1106 km² en 2021 (Iweps, 2021). Si l'on considère ensuite une distribution homogène des toitures entre les orientations, ¼ de la superficie est comprise entre les branches sud-ouest et sud-est, soit 276,5 km². De plus, une partie de cette superficie est déjà couverte par des panneaux solaires thermiques ou photovoltaïques, respectivement 0,25 km² ¹⁹ et 15,3 km². La superficie théorique disponible pour l'installation de panneaux solaires thermiques s'élève à 260,9 km². Il s'agit ici d'un plafond théorique car d'autres paramètres sont à prendre en compte tels que l'ombre sur des toitures théoriquement bien exposées, l'accessibilité aux toitures, la concurrence avec le solaire photovoltaïque, etc.

Enfin, en 2021, la production spécifique est de 407,4 kWh/m² ²⁰. Dès lors, le potentiel technique brut du solaire thermique en Wallonie s'élève à 106,3 TWh ce qui dépasse largement les besoins de chaleur de la Wallonie. Comme dit précédemment, le potentiel brut prend en compte tous les espaces et ressources disponibles sans aucune contrainte, c'est pourquoi il est si élevé et en pratique inaccessible. Une des contraintes d'accessibilité est liée au fait que la production de chaleur issue de panneaux

¹⁹ Données présentées dans les bilans énergétiques de la Wallonie.

²⁰ Données fournies par le SPW dans les chiffres des bilans.

solaires thermiques est en concurrence avec la production d'électricité par les panneaux photovoltaïques pour l'espace de toiture. Or, les panneaux solaires photovoltaïques bénéficient de certificats verts (subsides) liés à leur production d'électricité verte. Un équivalent pour la production de chaleur n'est à ce jour pas mis en place, ce qui réduit fortement leur attractivité économique.

Comparaison avec 2016

Le potentiel technique brut identifié en 2016 est de 105,2 TWh ce qui est équivalent à la valeur calculée dans cette section.

7. Synthèse

Le tableau ci-dessous reprend la chaleur théoriquement récupérable (potentiel brut) pour toutes les technologies étudiées dans ce chapitre. Celles-ci sont triées en fonction de la nature renouvelable (EnR) ou fossile (EnF) et du régime de température de la source de chaleur (HT pour haute température - BT pour basse température). Il faut cependant noter que la géothermie profonde pourrait être classée en "moyenne température" étant donné le gradient thermique du sous-sol wallon.

Régime de T°C	Technologie/Source	"Sous-type"	Nombre d'installations > 20 MW	Chaleur théoriquement récupérable (GWh)
EnF - HT	Chaleur fatale	Cogénérations	6	423,8
		Production électrique	6	²¹
		Unités de valorisation de déchets	0	218,3
		Chaleur fatale industrielle	0	4.523
EnR - BT	Géothermie (≤ 500m)	Fermée peu profonde	0	1.618.599
		Ouverte peu profonde	0	40.657
	Aquathermie	0	19.952	
	Riothermie	0	89,6	
	Aérothermie	0	22.844	
EnR - HT	Géothermie (>500 m)	Profonde	0	1536
		Minière	0	1.690
	Biomasse	Biomasse solide	1	7.979
		Biométhane	0	5.700
	Solaire thermique		0	106.300

Tableau 50 : Tableau de synthèse du chapitre 4

²¹ Non considéré dans cette étude, voir le chapitre 5.

Chapitre 5 : Énergies renouvelables dans la consommation finale des RET

1. Rappel de l'Annexe X

Le point 2 (c) de la partie 1 de l'annexe X de la Directive 2023/1791/EU est le suivant :

VUE D'ENSEMBLE DES SYSTÈMES DE CHALEUR ET DE FROID	
2.	La détermination ou, dans le cas du point a) i), la détermination ou l'estimation de l'approvisionnement actuel en chaleur et en froid:
	c) la part déclarée de l'énergie produite à partir de sources renouvelables et de chaleur ou de froid fatals dans la consommation d'énergie finale du secteur du réseau de chaleur et de froid (*) au cours des cinq dernières années, conformément à la directive (UE) 2018/2001.

Le présent chapitre consiste en 2 sections concernant l'énergie produite à partir de sources renouvelables. La première se concentre sur l'identification et l'évolution de la part des besoins totaux de chaleur couverte par des sources renouvelables. La seconde section est dédiée spécifiquement à la part d'énergie renouvelable dans les besoins couverts par des réseaux d'énergie thermique (RET).

2. Identification de la part des besoins de chaleur produits à partir de sources renouvelables

2.1. Sources et méthodologie

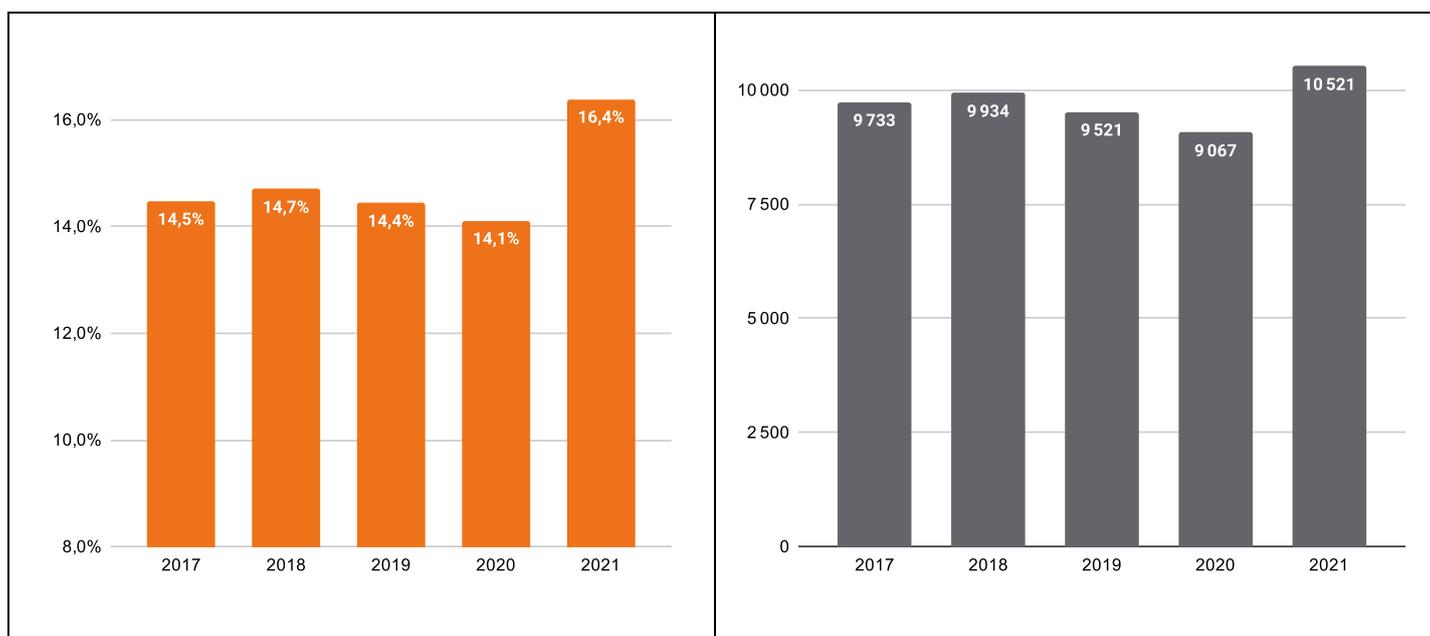
Les données présentées dans cette étape sont fournies par le SPW Energie. L'année 2021 reste l'année de référence pour cette partie. L'Annexe X de l'Article 25 de la Directive 2023/1791/EU demande de présenter les données concernant la chaleur renouvelable sur les 5 dernières années, l'intervalle étudié dans cette partie s'étend donc de 2017 à 2021.

2.2. Résultats globaux

Le Tableau 51 et les Graphique 31 et Graphique 32 présentent l'évolution de la production de chaleur à partir de sources d'énergie renouvelable (C-SER) ainsi que l'évolution de la part de C-SER dans la consommation finale brute de chaleur. En 2021, la **production de (C-SER) s'élève à 10.521 GWh**, répondant ainsi à **16,4% des besoins globaux de chaleur de la Wallonie**. En comparaison, en 2017, la production de C-SER s'élève à 9.733 GWh, répondant à 14,5% des besoins de chaleur en Wallonie. Une croissance de 8% est donc observée sur cette période de 5 ans prise globalement. Cette croissance (observée sur la période de 5 ans prise globalement, mais pas chaque année) s'explique d'une part par la diminution globale des besoins de chaleur et d'autre part par l'augmentation de la production de chaleur via des sources d'énergies renouvelables.

	Unités	2017	2018	2019	2020	2021
Production brute de C-SER	GWh	9.733	9.934	9.521	9.067	10.521
Consommation finale brute de chaleur	GWh	67.243	67.579	65.923	64.256	64.200 ²²
Part de C-SER dans le total	%	14,5	14,7	14,4	14,1	16,4

Tableau 51 : Evolution entre 2017 et 2021 de la production C-SER (GWh) et de la part de C-SER dans la consommation finale brute de chaleur (GWh).



Graphique 31 : Evolution entre 2017 et 2021 de la part de C-SER dans la consommation finale brute de chaleur (GWh).

Graphique 32 : Evolution entre 2017 et 2021 de la production brute de C-SER (GWh).

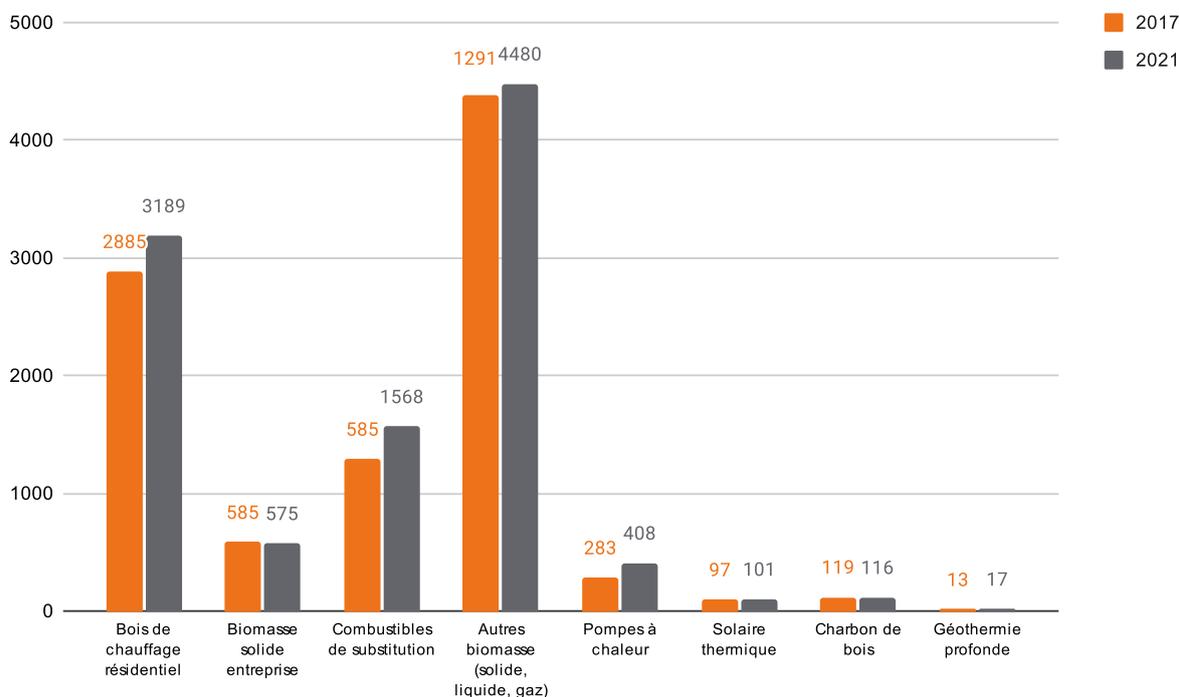
2.3. Présentation des différentes technologies

Le tableau ci-dessous présente l'évolution de la production nette de C-SER entre 2017 et 2021 par technologie. En 2021, la chaleur de type biomasse est la principale source de C-SER en Wallonie puisqu'elle en représente 94%. Les pompes à chaleur (qui comprennent les PAC aérothermiques et de géothermie peu profonde) enregistrent la plus forte croissance sur la période étudiée, s'élevant à +44% en 5 ans, soit environ 7,6% de croissance annuelle moyenne. Le graphique ci-dessous présente la production nette de C-SER par technologie en 2017 comparativement à celle de 2021.

²² Cette valeur est différente de celle présentée dans le chapitre 1 car elle ne prend pas en considération la cuisson dans les besoins de chaleur totaux.

Technologies	Unités	2017	2018	2019	2020	2021	Croissance annuelle moyenne
Bois de chauffage résidentiel	GWh	2.884,8	2.849,6	2.812,3	2.546,1	3.188,5	2,0%
Biomasse solide entreprise	GWh	584,76	595,2	579,8	522,3	574,5	-0,4%
Combustibles de substitution	GWh	1.291,13	1.418,8	1.439	1.479,8	1.567,8	4,0%
Autres biomasse (solide, liquide, gaz)	GWh	4.389,2	4.515	4.098,6	3.979,9	4.479,5	0,4%
Pompes à chaleur	GWh	283,3	320,4	340,2	351,3	408,2	7,6%
Solaire thermique	GWh	96,8	113,6	107,1	112,4	101,1	0,9%
Charbon de bois	GWh	119	59,6	74,1	78,4	116,3	-0,5%
Géothermie profonde	GWh	13,3	13,7	14,4	14,9	16,8	4,8%
Production nette de C-SER	GWh	9.662,3	9.885,9	9.465,5	9.085,1	10.452,7	1,3%

Tableau 52 : Évolution de la production nette de C-SER par technologie entre 2017 et 2021.



Graphique 33 : Évolution de la production nette de C-SER par vecteur entre 2017 et 2021 (GWh).

3. Identification de la part des besoins de chaleur fournis par réseau d'énergie thermique produits à partir de sources renouvelables

3.1. Sources et méthodologie

Les données présentées dans cette étape sont issues du Chapitre 3 (étape 3) et de l'inventaire des réseaux d'énergie thermique réalisé par l'ICEDD. Dans ce document, le combustible à l'origine de la chaleur distribuée par chaque RET est identifié.

3.2. Résultats globaux

En Wallonie, la quasi-totalité de la chaleur distribuée par des RET est produite à partir d'énergies renouvelables puisqu'elle représente près de 93,6% de la chaleur distribuée. Les 6,4% résiduels proviennent de cogénérations fonctionnant au gaz naturel. Environ 79% de la C-SER distribuée par réseau d'énergie thermique est produite à partir de biomasse sèche. Le solde est assuré par de la géothermie profonde, de la biomasse humide et de la biomasse gazeuse.

	Production distribuée	Part du total
RET - SER	285,0	93,6%
RET - Fossile	19,3	6,4%
Réseau d'énergie thermique - Total	304,3	100,0%

Tableau 53 : Part renouvelable des besoins de chaleur fournis par réseau d'énergie thermique

4. Synthèse

En 2021, les chiffres clés de la production de chaleur à partir de sources d'énergie renouvelables sont les suivants :

- La production brute de C-SER s'élève à 10.521 GWh, soit 16,4% de la consommation de chaleur. Cette production a augmenté de 15,34% depuis 2016.
- La source d'énergie principale est la biomasse qui assure 94% de la C-SER.
- De 2017 à 2021, la part de chaleur produite à partir d'énergie renouvelable a augmenté de 2%.
- La chaleur distribuée par les réseaux d'énergie thermique établis en Wallonie provient à 93,6% de sources d'énergie renouvelable contre 92,9% en 2016.

Dans le tableau ci-dessous est présenté dans l'évolution de la production de C-SER et de la production distribuée par RET entre 2016 et 2021.

	Production C-SER (GWh)		Production distribuée (GWh)		Part du total	
	2016	2021	2016	2021	2016	2021
RET - SER			220	285	92,90%	93,6%
RET - Fossile	8.907	10.521	17	19,3	7,10%	6,4%
RET - Total			237	304,3	100%	100,0%

Tableau 54 : Comparaison de la production de chaleur SER entre 2016 et 2021 (GWh)

Chapitre 6 : Réseaux d'énergie thermique "cogénérés"

1. Rappel de l'Annexe X

Les données sont les suivantes :

VUE D'ENSEMBLE DES SYSTÈMES DE CHALEUR ET DE FROID	
3.	Les données agrégées sur les unités de cogénération des réseaux de chaleur et de froid existants, réparties selon cinq niveaux de puissance concernant: <ul style="list-style-type: none">a) la consommation d'énergie primaire;b) l'efficacité globale;c) les économies d'énergie primaire;d) les facteurs d'émission de CO₂.
4.	Les données agrégées sur les réseaux de chaleur et de froid existants alimentés par cogénération, réparties selon cinq niveaux de puissance concernant: <ul style="list-style-type: none">a) la consommation d'énergie primaire globale;b) la consommation d'énergie primaire des unités de cogénération;c) la part de la cogénération dans l'approvisionnement des réseaux de chaleur ou de froid;d) les pertes dues au système de réseau de chaleur;e) les pertes dues au système de réseau de froid;f) la densité de raccordement;g) les parts des systèmes par groupe de température de fonctionnement.

2. Recensement des données concernant les réseaux d'énergie thermique alimentés par cogénération

2.1. Sources et méthodologie

Les données présentées dans ce chapitre sont issues de l'inventaire des réseaux d'énergie thermique de 2021, transmis par le SPW. Il est à noter que le document en question ne contient probablement pas le nombre exact de RET en Wallonie. Ce dernier est sans aucun doute plus important car il n'existe, à ce jour, pas encore de rapportage systématique obligatoire vers l'Administration wallonne des RET en activité.

La méthodologie pour répondre à certains critères mentionnés ci-dessus est la suivante²³ :

²³ Il n'est pas possible d'évaluer les critères restants non pris en compte avec les données disponibles.

La consommation d'énergie primaire

La consommation d'énergie primaire globale de chaque RET est disponible dans le document (i.e. l'inventaire de 2021) fourni par le SPW.

L'efficacité globale

L'efficacité globale est calculée à partir de la consommation d'énergie primaire globale et de la quantité d'énergie utile distribuée :

$$\text{Efficacité globale} = \text{Energie primaire globale} / \text{Energie utile distribuée}$$

Dès lors, l'efficacité globale prend en compte le rendement de l'installation de cogénération, la part d'énergie primaire qui sert à la production de chaleur ainsi que les pertes du RET.

Les facteurs d'émission de CO₂

Les cogénérations approvisionnant les RET repris dans ce chapitre sont alimentées par deux types de vecteurs énergétiques : le gaz naturel et le biogaz issu de la biométhanisation. Les facteurs d'émission (kg CO₂ eq / kWh PCI) liés à ces vecteurs proviennent respectivement des données mises à disposition par l'agence wallonne de l'air et du climat (AwAC, s. d.) et des données de l'ADEME (ADEME, s. d.).

Les pertes dues au système de RET

Le calcul de pertes dans les RET nécessite un certain nombre d'informations indisponibles dans l'inventaire de 2021 comme le régime de température du réseau, le diamètre et le type d'isolation des conduites, etc. Toutefois, au vu de l'alimentation des RET étudiés dans ce chapitre, un régime de température d'approvisionnement autour de 70°C est estimé donnant lieu à des pertes réseau d'environ 15%. Ce taux de perte est le reflet du taux de perte moyen des réseaux en ordre de leur obligation de rapportage auprès de l'administration. Cela reste un taux assez élevé mais qui permet de mener les analyses dans un scénario qui n'est pas trop favorable.

La densité de raccordement

N'ayant pas accès au nombre de raccordement par RET, le critère de densité est exprimé à travers la densité linéique, soit l'énergie distribuée par mètre de RET.

$$\text{Densité linéique} = \text{Energie utile distribuée} / \text{Longueur simple du réseau}$$

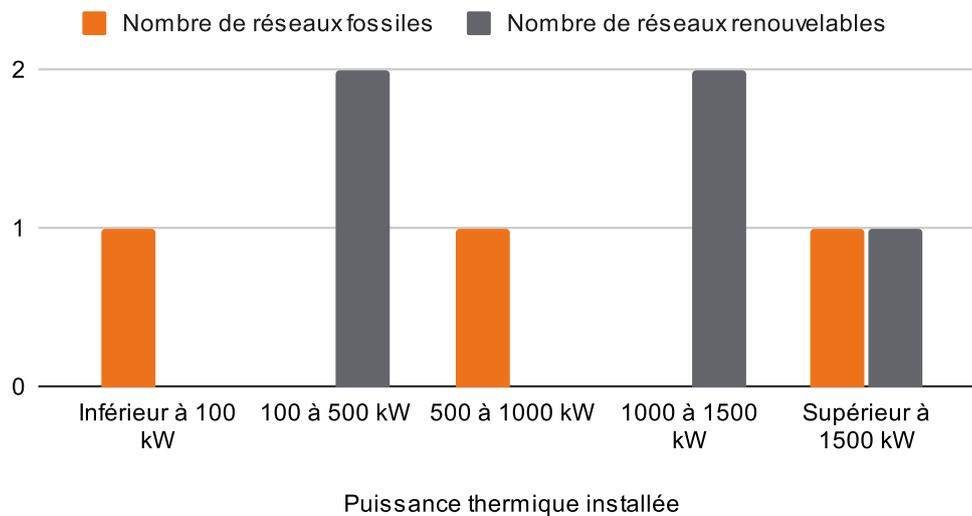
Il est à noter qu'il est pertinent d'envisager le développement de réseau d'énergie thermique à partir une densité supérieure à 1,5 (AMORCE, 2020)²⁴.

2.2. Résultats

Sur les 71 RET mentionnés dans le Chapitre 3, seuls 8 sont alimentés par des installations de cogénération fossiles ou renouvelables (via biomasse). Ces derniers couvrent 5,2% de l'approvisionnement en chaleur couvert par les réseaux d'énergie thermique.

²⁴ Cette valeur sert uniquement d'ordre de grandeur. En effet, la densité minimale va varier en fonction de la source de chaleur et des autres options de décarbonation dans le périmètre étudié. Il est donc tout à fait envisageable de développer des réseaux en dessous de cette densité.

Le Graphique 34 reprend la répartition de ces RET selon 5 niveaux de puissance. Les critères étudiés ci-après suivront cette même répartition.



Graphique 34 : Répartition des réseaux d'énergie thermique alimentés par cogénération par gamme de puissance et par vecteur énergétique.

Gamme de puissance des installations	Consommation d'énergie primaire globale [MWh/an]	Production thermique distribuée [MWh/an]	Efficacité globale	Densité linéique [MWh/an/m]
Inférieur à 100 kW	103,6	59,1	57,1%	0,59
100 à 500 kW	17.231,0	6.464,7	37,5%	10,8
500 à 1000 kW	10.576,9	4.400,0	41,6%	2,44
1000 à 1500 kW	58.073,0	11.246,2	19,4%	6,6
Supérieur à 1500 kW	69.332,6	25.044,5	36,1%	1,8

Tableau 55 : Présentation de données sur les réseaux d'énergie thermique alimentés par cogénération par gamme de puissance.

Chapitre 7 : Cartographie

1. Rappel de l'Annexe X

Le point 5 de la partie 1 de l'annexe X de la Directive 2023/1791/EU est le suivant :

VUE D'ENSEMBLE DES SYSTÈMES DE CHALEUR ET DE FROID	
5.	Une carte couvrant la totalité du territoire national, qui, tout en préservant les informations sensibles d'un point de vue commercial, indique: <ul style="list-style-type: none"> a) les zones de demande de chaleur et de froid résultant de l'analyse visée au point 1, en utilisant des critères cohérents pour se concentrer sur les zones à forte densité énergétique dans les municipalités et les conurbations; b) les points d'approvisionnement en chaleur et en froid visés au point 2 b) et les installations de transport liées au chauffage urbain existants; c) les points d'approvisionnement en chaleur et en froid du type décrit au point 2 b) et les nouvelles zones recensées pour le réseau de chaleur et de froid.

2. Introduction

Le tableau ci-dessous reprend les différentes cartes présentées dans ce chapitre. Ces cartes couvrent 3 thématiques à savoir la demande en chaleur, l'approvisionnement en chaleur²⁵ ainsi que les potentiels sites de production. Au niveau de l'approvisionnement, plusieurs cartes sont présentées par source énergétique avec des commentaires concernant les sources, hypothèses, etc.

Type/ Technologie/ Source	"Sous- type"	Commentaires	Figure
Demande en chaleur		Carte représentant la demande en chaleur à l'échelle communale.	Figure 3
Cogénérations & UVE		Carte des installations existantes de cogénération (fossiles et renouvelables) bénéficiant de certificats verts ainsi que des unités de valorisation énergétiques (i.e. les incinérateurs).	Figure 4
Géothermie	Fermée peu profonde	Carte de potentiel brut par hectare provenant de l'étude GeoWal avec l'intégration des zones d'exclusion (voir chapitre 4). Carte de potentiel brut par commune ainsi que des projets existants.	Figure 5 Figure 6
	Ouverte peu profonde	Carte de potentiel brut par hectare provenant de l'étude GeoWal avec l'intégration des zones d'exclusion (voir chapitre 4). Carte de potentiel brut par commune ainsi que des installations existantes.	Figure 7 Figure 8
	Minière	Carte rassemblant les 4 bassins de Wallonie.	Figure 9

²⁵ Comme mentionné dans le chapitre 4, le potentiel de production de froid n'a pas été étudié ni localisé. Dès lors, la cartographie ne concerne que la production de chaleur.

Aquathermie	Eaux de surface	Carte des cours d'eau principaux de Wallonie et du potentiel brut par commune estimé via une approche non-dynamique. La méthode suivie pour la détermination de ce potentiel se trouve dans l'Annexe C du présent rapport.	Figure 10
	Eaux distribuées	Carte des réservoirs de Wallonie et du potentiel extractible de ces réservoirs par commune. En accord avec le chapitre 4, le potentiel d'un réservoir est calculé comme suit : <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> $\text{Puissance [kW]} = 5\% (\text{Volume [m}^3\text{]} * \text{DeltaT}^\circ [\text{K}] * 1,16 [\text{kWh/m}^3.\text{K}] / 24 [\text{h}])$ </div> Le facteur 24 traduit le renouvellement du volume d'eau contenu dans le réservoir.	Figure 11
Riothermie		Carte des stations d'épuration de Wallonie et du potentiel extractible de ces stations par commune. En accord avec le chapitre 4, le potentiel d'une station d'épuration est calculé comme suit : <div style="border: 1px solid black; padding: 5px; width: fit-content; margin: 10px auto;"> $\text{Puissance [kW]} = 5\% (\text{Débit [m}^3/\text{h}] * \text{DeltaT}^\circ [\text{K}] * 1,16 [\text{kWh/m}^3.\text{K}])$ </div>	Figure 12
Géothermie	Profonde (>500 m)	Carte illustrant la zone d'intérêt pour la géothermie profonde ainsi que les installations existantes.	Figure 13
Biomasse		Carte reprenant la puissance totale des installations de biomasse par commune	Figure 14
Chaleur fatale		Carte des sites de production de chaleur fatale et de leur potentiel à l'échelle communale.	Figure 15
RET existants		Carte reprenant les réseaux d'énergie thermique existants, leur source et l'énergie qu'ils distribuent.	Figure 16
Densité linéique		Carte de la densité linéique par zones de 16ha.	Figure 17

Tableau 56 : Liste des cartographies présentées dans ce chapitre.²⁶

²⁶ Pas de données localisées disponibles pour les technologies du chapitre 4 non reprises dans les cartes (aérothermie, solaire thermique, biométhane).

3. Demande de chaleur et de froid

La demande de chaleur à l'échelle communale est extraite de l'étude GeoWal (SPW Energie, 2023a) qui contient la stratification de la demande de 2022 des secteurs résidentiel et tertiaire à l'hectare près. Il est à noter qu'au total, cette demande est 3% plus élevée que celle de 2021. Les demandes par hectare au sein d'une même commune ont été agrégées afin de les cartographier (voir Figure 3).

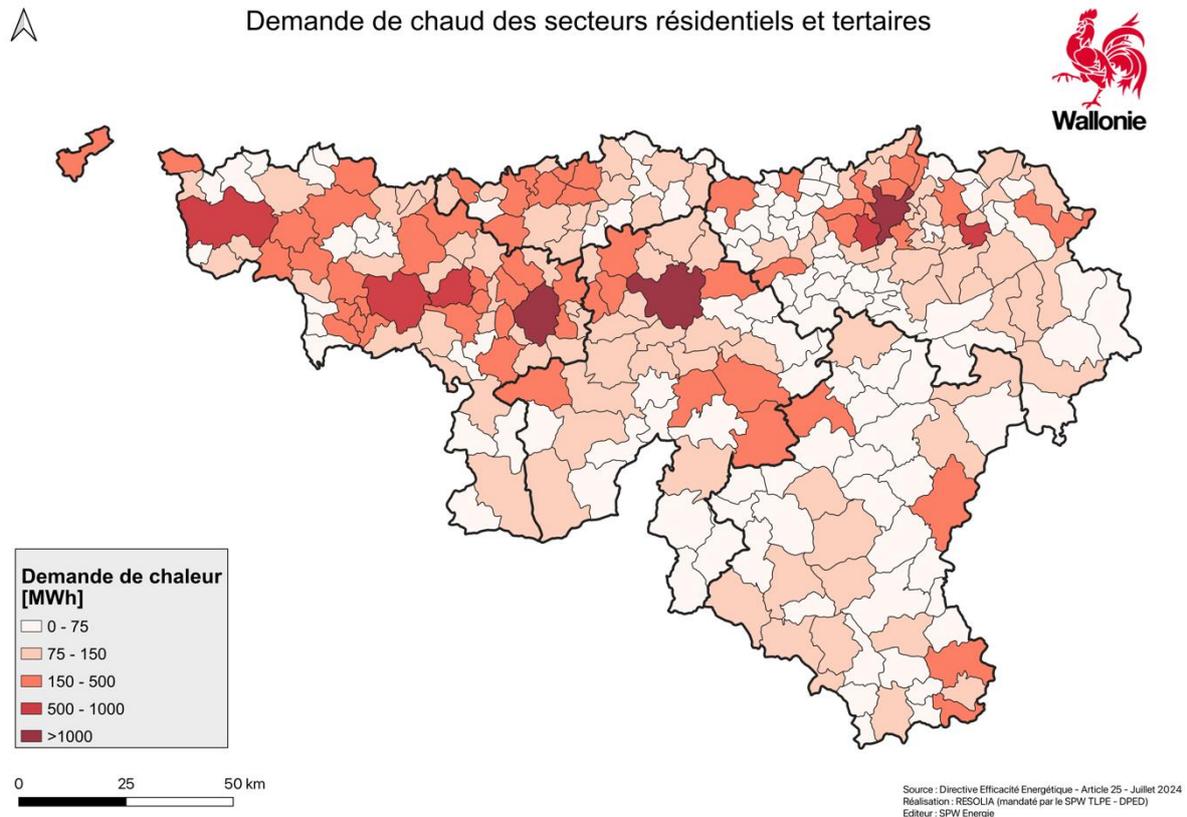


Figure 3 : Cartographie de la demande de chaleur des secteurs résidentiels et tertiaires

En ce qui concerne la demande de froid, il n'existe pas d'information quant à la répartition de cette demande par commune. De plus, le froid est plus compliqué à répartir spatialement que le chaud (i.e., l'hypothèse selon laquelle tout le monde se refroidit n'est pas aussi solide que pour le chaud). Dès lors, la demande de froid n'a pas été cartographiée.

4. Approvisionnement en chaleur et en froid

4.1. Unités de cogénération et de valorisation énergétique (incinérateurs)

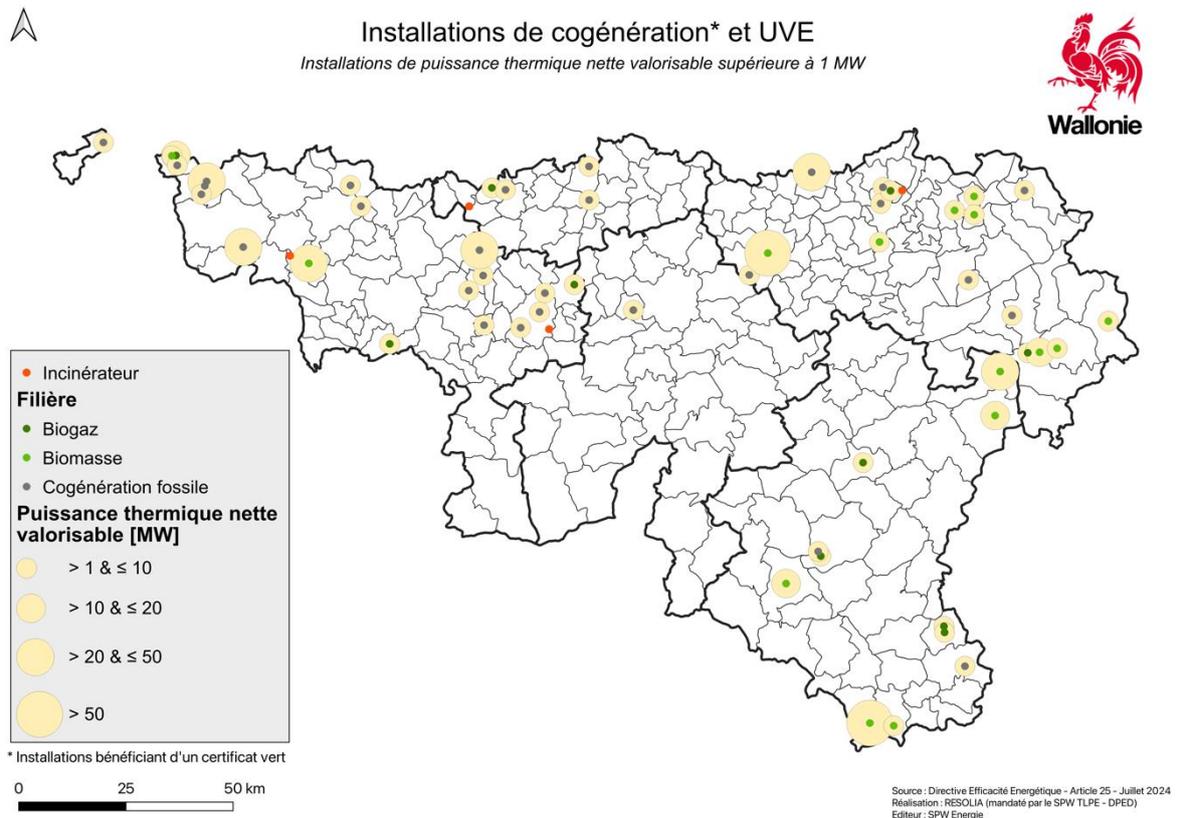


Figure 4 : Cartographie des installations de cogénération et UVE

4.2. Sources d'énergie renouvelable

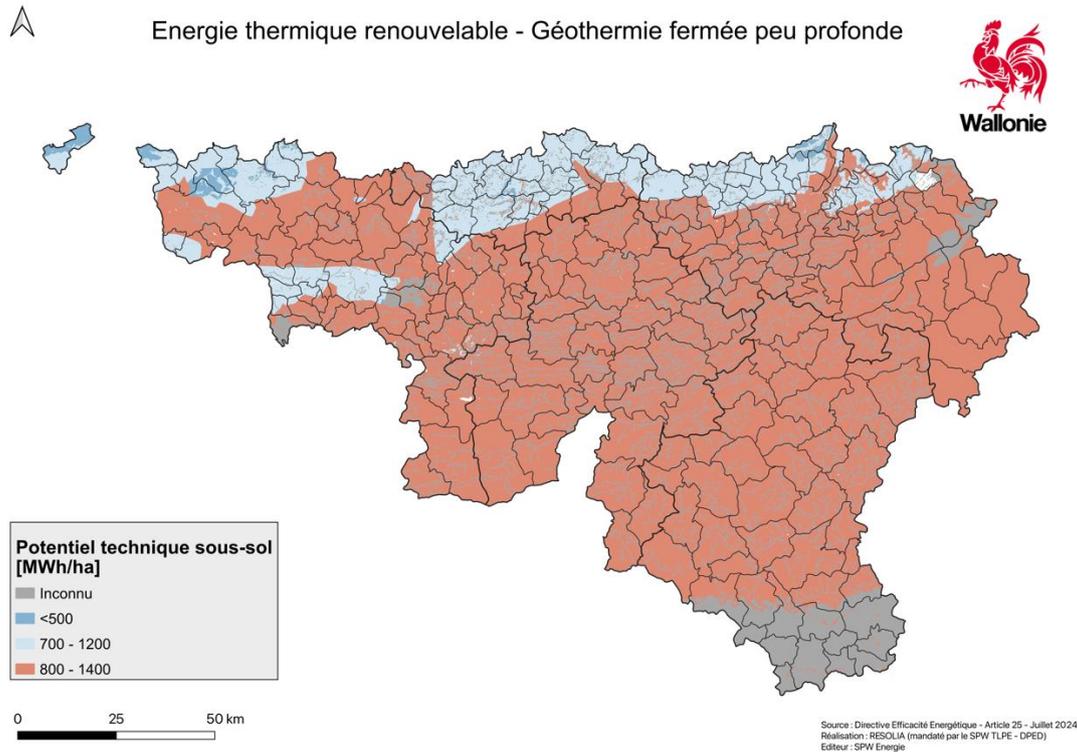


Figure 5 : Cartographie du potentiel technique sous-sol des systèmes géothermiques fermés peu profonds

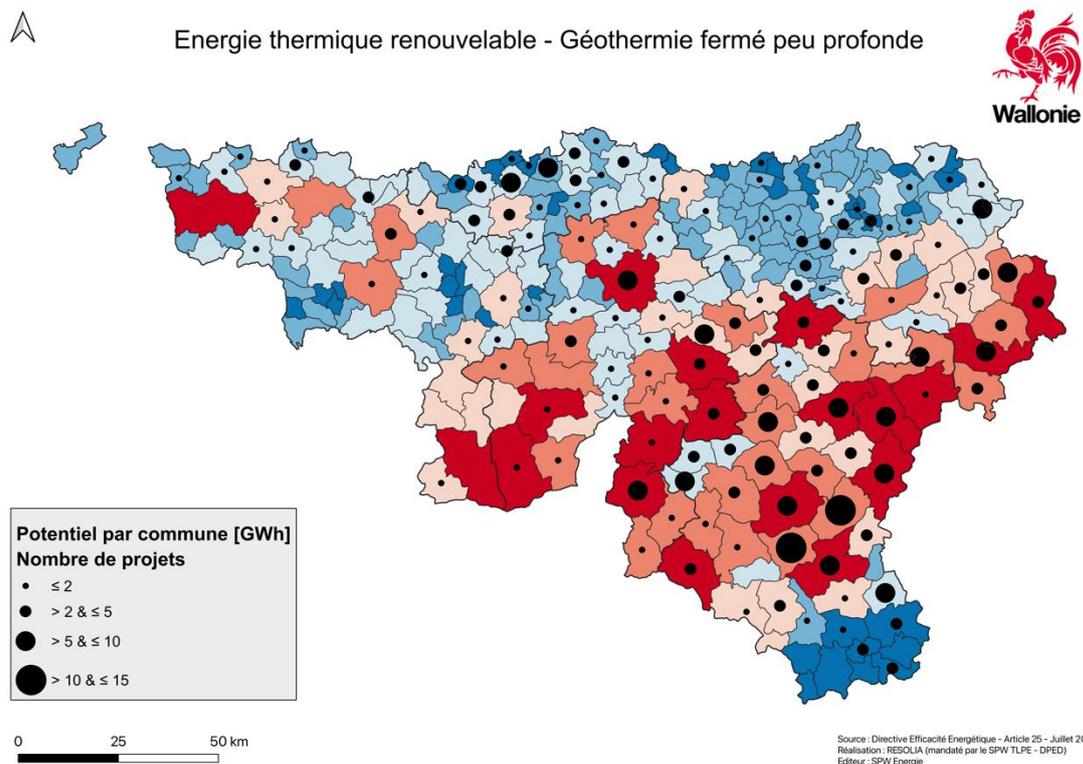


Figure 6 : Cartographie du potentiel en géothermie peu profonde fermée par commune²⁷

²⁷ Le nombre de projets est obtenu via des données fournies par le SPW Énergie.



Energie thermique renouvelable - Géothermie ouverte peu profonde

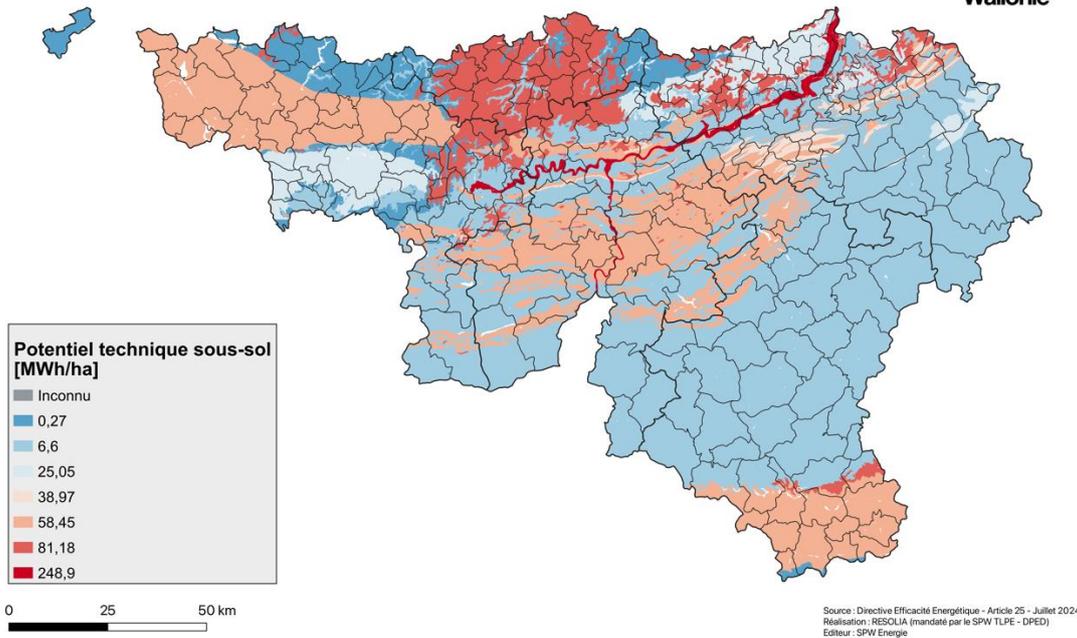


Figure 7 : Cartographie du potentiel technique sous-sol des systèmes géothermiques ouverts peu profonds



Energie thermique renouvelable - Géothermie ouverte peu profonde

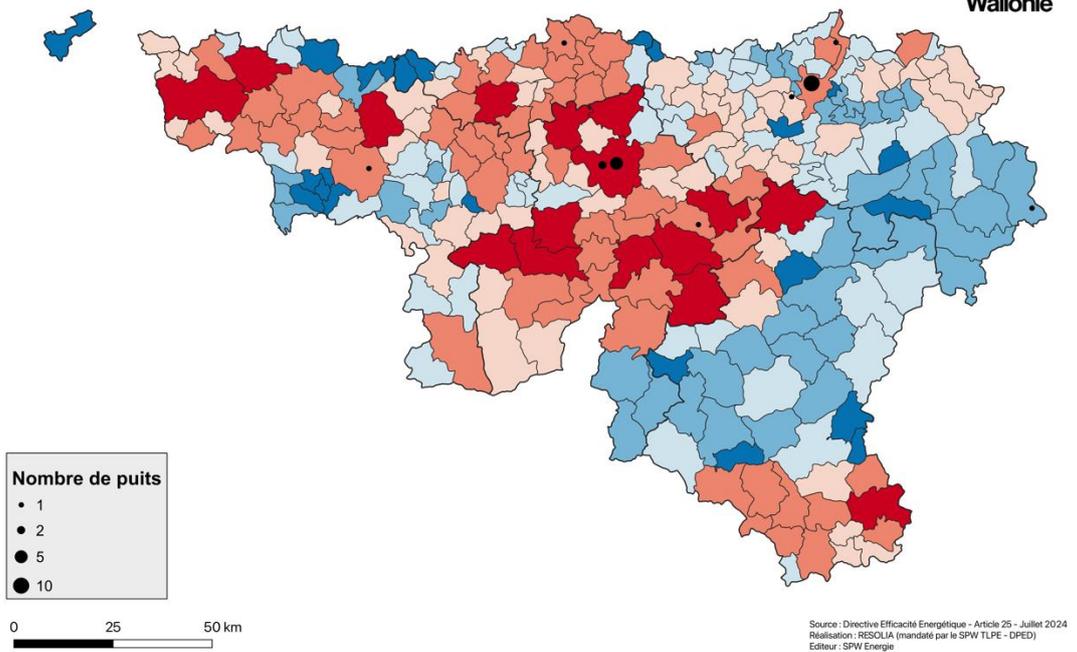


Figure 8 : Cartographie du potentiel en géothermie peu profonde ouverte par commune²⁸

²⁸ Le nombre de puits et leur localisation sont obtenus via les données mises à disposition par le département environnement et eau du SPW (voir Annexe D).



Energie thermique renouvelable - Géothermie minière

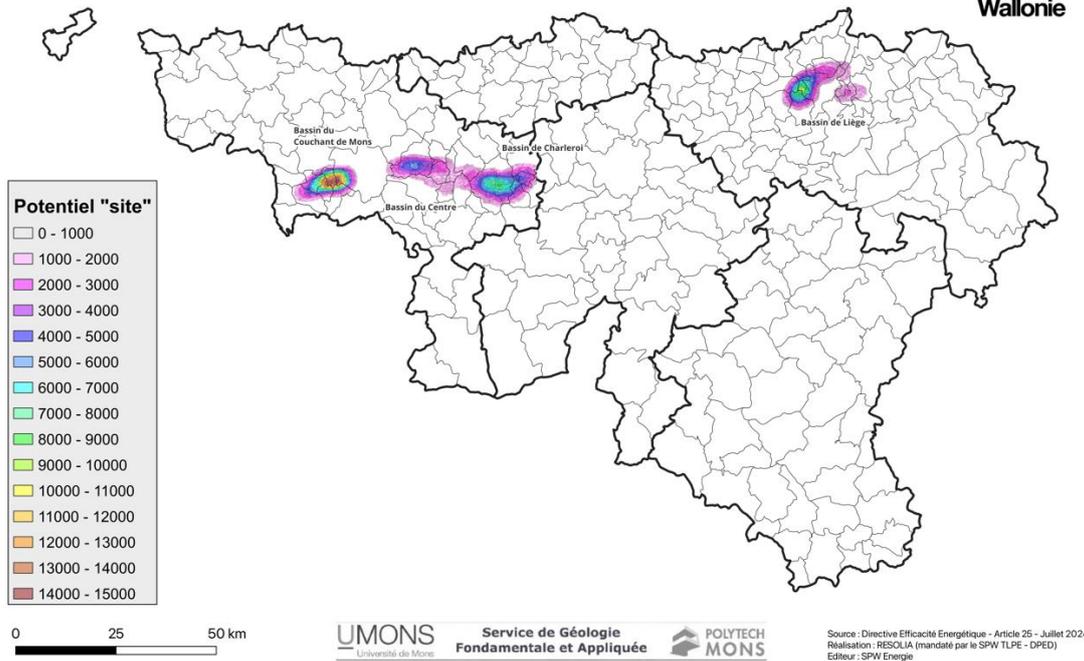


Figure 9 : Cartographie du potentiel en géothermie minière (VITO, 2020)



Energie thermique renouvelable - Aquathermie - Eaux de surface

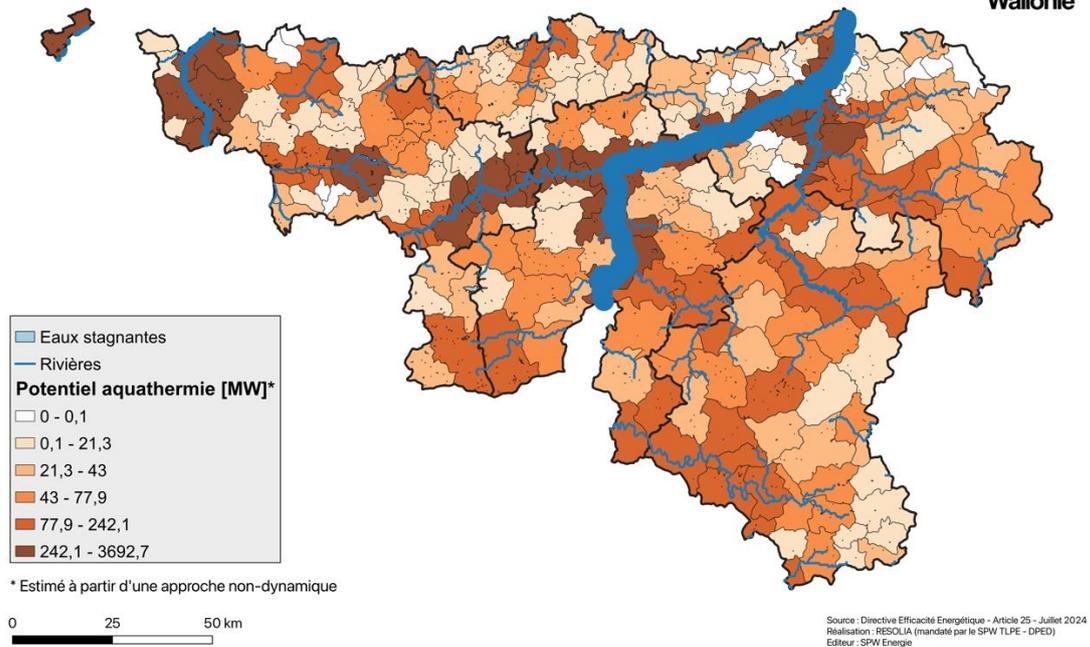


Figure 10 : Cartographie du potentiel d'aquathermie des eaux de surface²⁹

²⁹ L'épaisseur du cours d'eau sur la carte est proportionnelle à son débit.



Energie thermique renouvelable - Aquathermie - Réservoirs

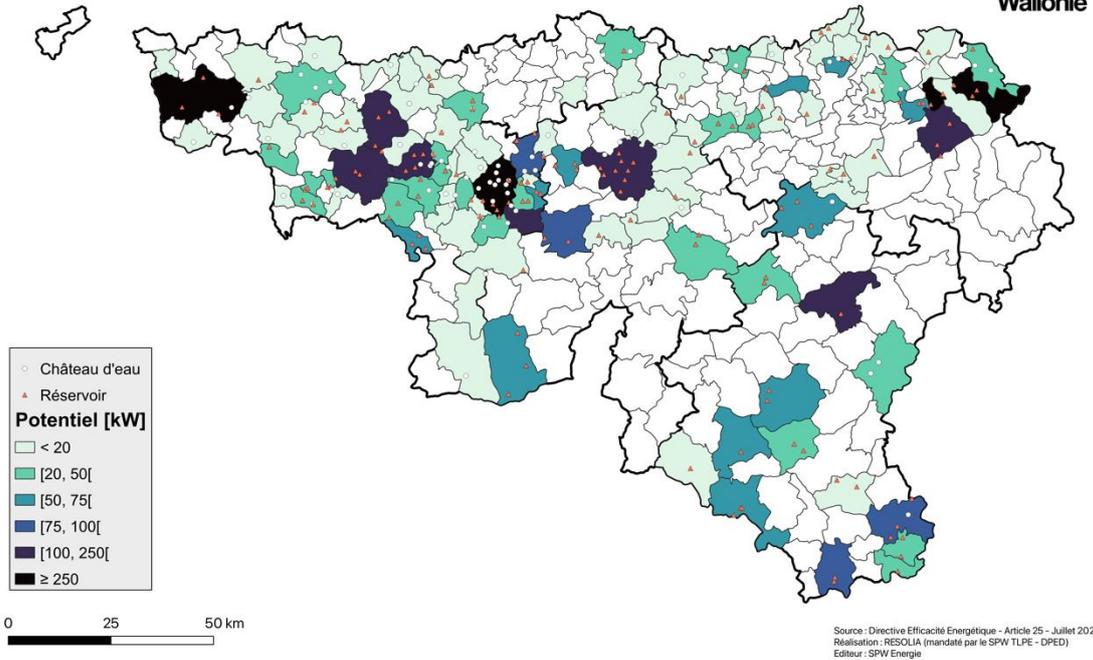


Figure 11 : Cartographie du potentiel d'aquathermie des eaux de distribution



Energie thermique renouvelable - Rithermie - Stations d'épuration

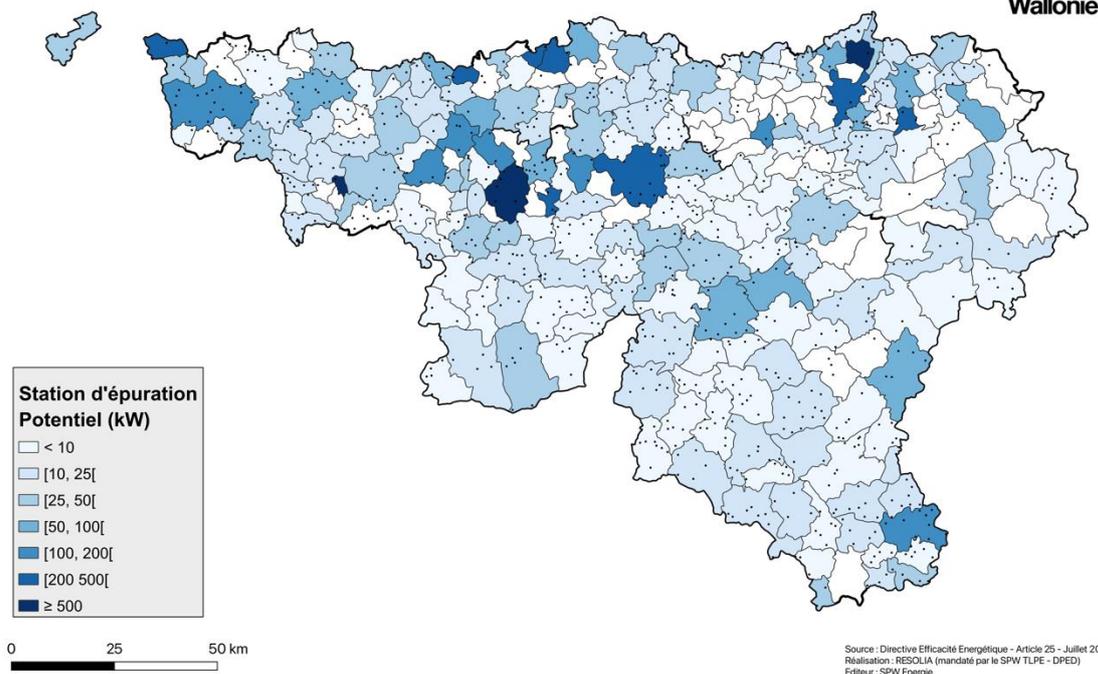


Figure 12 : Cartographie du potentiel en rithermie des stations d'épuration



Energie thermique renouvelable - Géothermie profonde

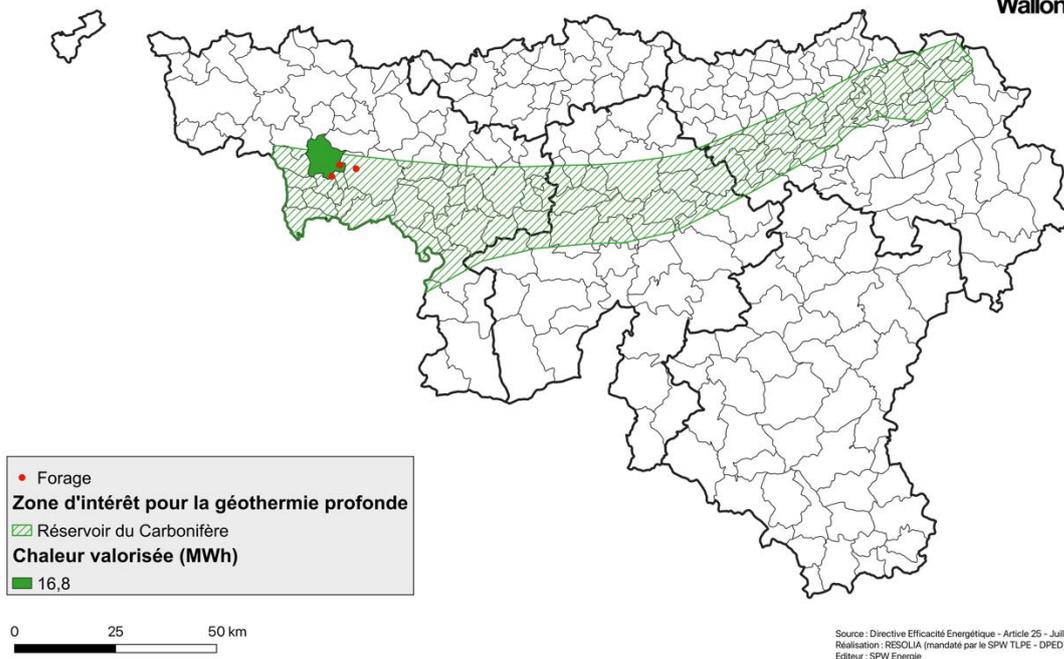


Figure 13 : Cartographie du potentiel en géothermie profonde



Installations de biomasse

Puissance installée par commune reprenant l'ensemble des installations

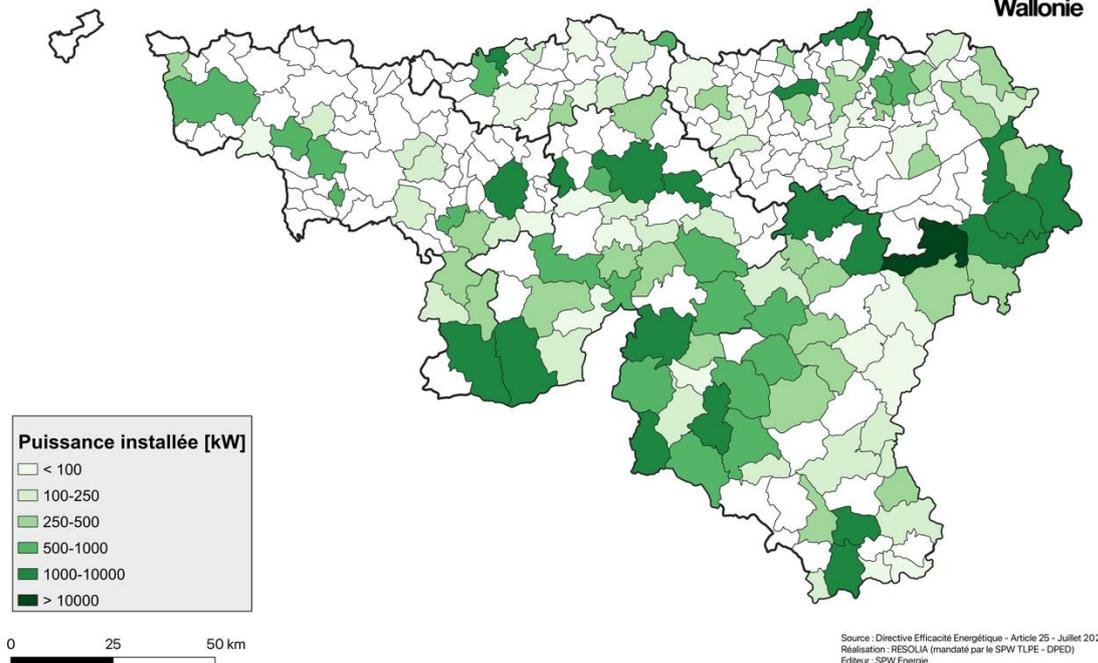


Figure 14 : Cartographie de la puissance de toutes les installations de biomasse par commune

4.3. Chaleur fatale industrielle

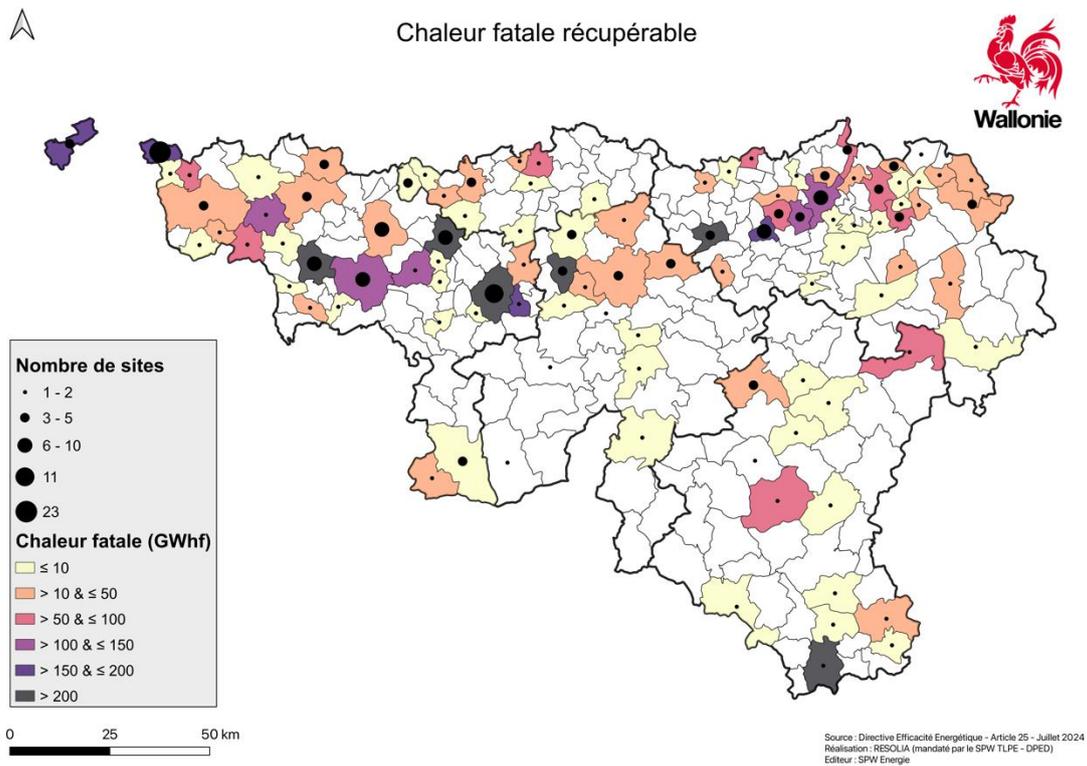


Figure 15 : Cartographie de la chaleur fatale récupérable

4.4. Réseaux d'énergie thermique existants

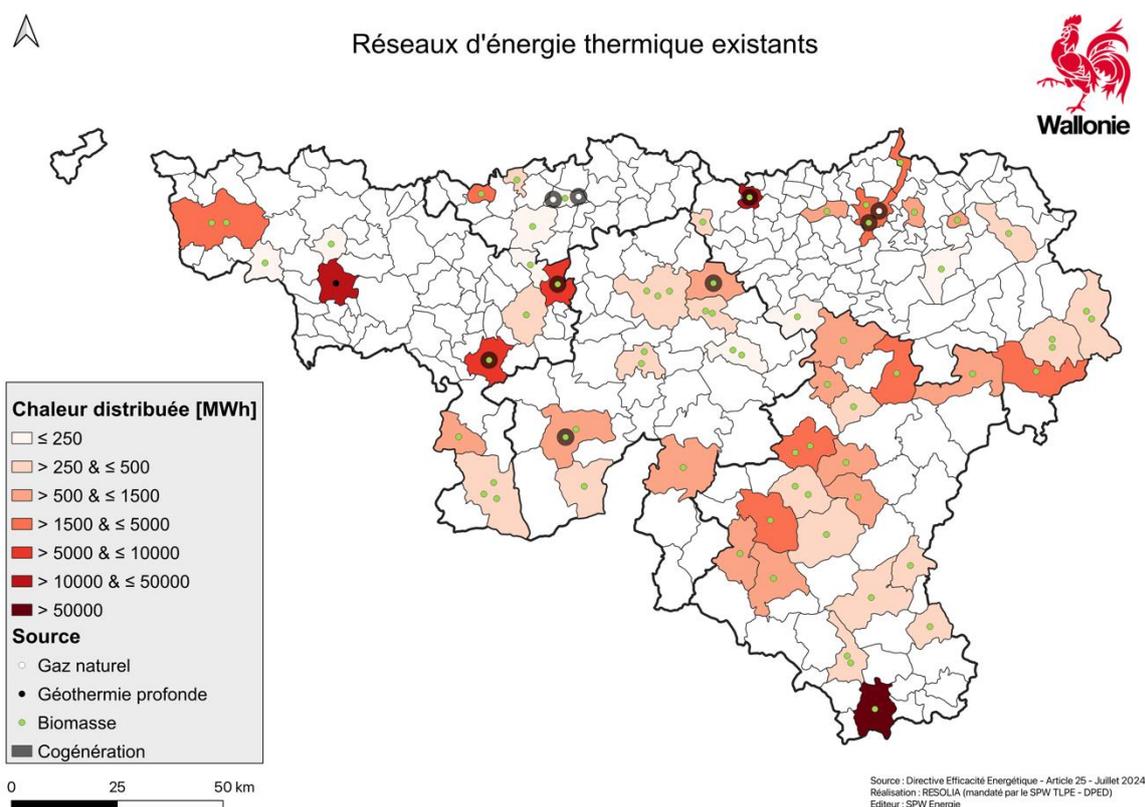


Figure 16 : Cartographie des réseaux d'énergie thermique existants et connus par l'administration ³⁰

5. Potentiels sites de production

Plusieurs cartes des sections précédentes peuvent être utilisées afin d'identifier les futurs sites de production. En effet, les technologies renouvelables basse température telles que la géothermie peu profonde, l'aquathermie ou encore la riothermie sont encore en développement et donc peu exploitées par rapport à leur potentiel. Dès lors, des potentiels sites de production pourraient se développer dans les communes à fort potentiel dans ces différentes technologies. Ce constat est également valable pour d'autres technologies dont le potentiel n'est pas représenté sur les cartes ci-dessus. En effet, certaines technologies haute température telles que la biomasse ou le solaire thermique ont également un potentiel de développement non négligeable dans les années à venir.

Au-delà du critère de production, le critère de densité linéique est important à prendre en compte lors de développement de réseaux d'énergie thermique. Dès lors, la Figure 17 représente la densité linéique de la Wallonie par zones de 16ha calculée à partir de la demande en chaud résidentielle et tertiaire (Sánchez-García, L. & al., 2021) (Sánchez-García, L. & al., 2023) (SPW Énergie, 2023a)³¹. Il est à noter que cette densité est donc une valeur minimum pour chaque commune étant donné que la consommation industrielle n'est pas prise en compte dans la méthodologie. De cette carte il est possible d'extraire des zones, à plus forte densité, qui seraient propices au développement de RET.

³⁰ Les points représentant les réseaux d'énergie thermique ne sont pas localisés à l'emplacement exact de ces derniers, uniquement dans la commune correspondante.

³¹ Les détails de calcul de la densité linéique se trouvent dans l'Annexe E du présent rapport.



Densité linéique - Développement de réseaux d'énergie thermique

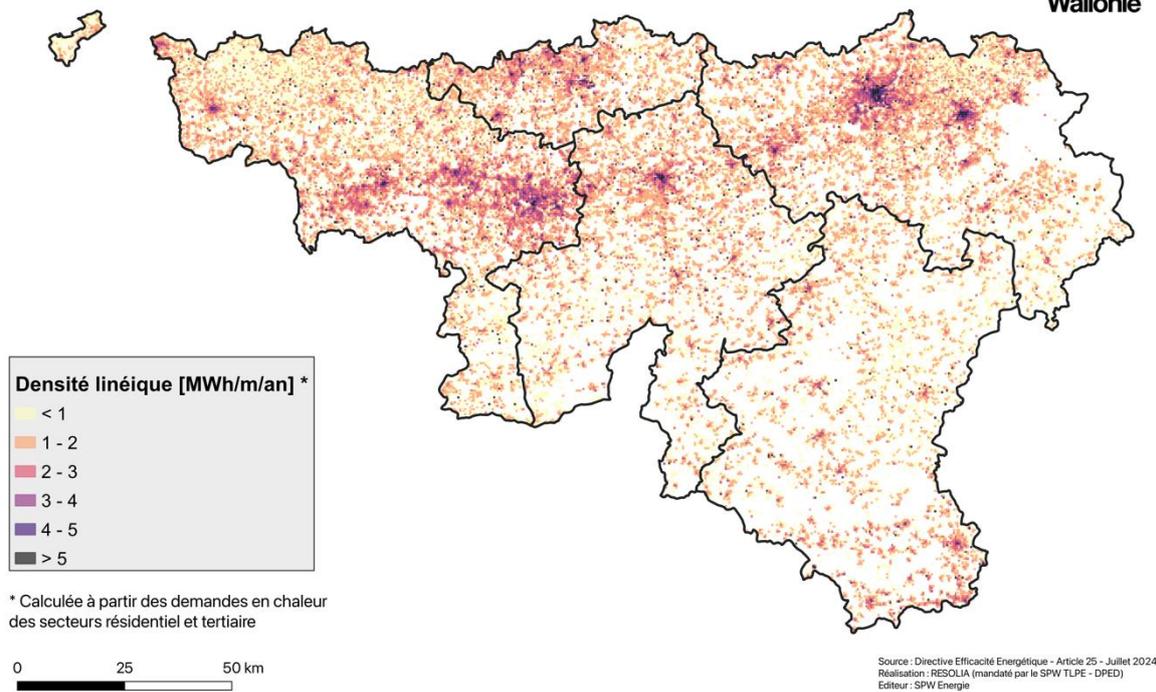


Figure 17 : Cartographie de la densité linéique moyenne par commune

Chapitre 8 : Evolution de la consommation de chaleur et de froid

1. Rappel de l'Annexe X

Le point 6 de la partie 1 de l'annexe X de la Directive 2023/1791/EU requiert :

VUE D'ENSEMBLE DES SYSTÈMES DE CHALEUR ET DE FROID

6. Une prévision de l'évolution de la demande de chaleur et de froid, afin de maintenir une perspective pour les trente années à venir, en GWh, compte tenu, en particulier, des projections pour les dix prochaines années, de l'évolution de la demande dans les bâtiments et dans différents secteurs industriels et de l'incidence des politiques et des stratégies relatives à la gestion de la demande, telles que les stratégies de rénovation des bâtiments à long terme prévues par la directive (UE) 2018/844 du Parlement européen et du Conseil ⁽³⁾.

2. Introduction

Ce chapitre présente l'évolution de la consommation de chaleur et de froid en Wallonie pour les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel. Ces projections reposent sur l'évaluation de la consommation de chaleur de 2021 et considèrent l'évolution prospective de différents paramètres clés sur base de projections existantes (réalisées par le Bureau fédéral du Plan par exemple), de l'évaluation historique de certains paramètres ou encore d'objectifs stratégiques. Les données énergétiques de départ du modèle, c'est-à-dire les données pour l'année 2021, sont issues du bilan énergétique 2021 et sont présentées dans les chapitres 1 et 2 de cette étude. Cet exercice de projection prend en compte l'impact des politiques et stratégies visant à une amélioration de l'efficacité énergétique de la demande de chaleur, ainsi que l'impact des changements sociétaux et comportementaux pour la demande de froid³².

Ci-dessous, les résultats des projections pour la consommation de chaleur et de froid sont présentés en termes d'énergie utile pour chaque secteur.

3. Méthodologie

Les détails de la méthodologie utilisée pour réaliser les projections sont présentés dans l'Annexe E du présent rapport.

4. Projections pour le secteur résidentiel

4.1 Projections de la consommation de chaleur

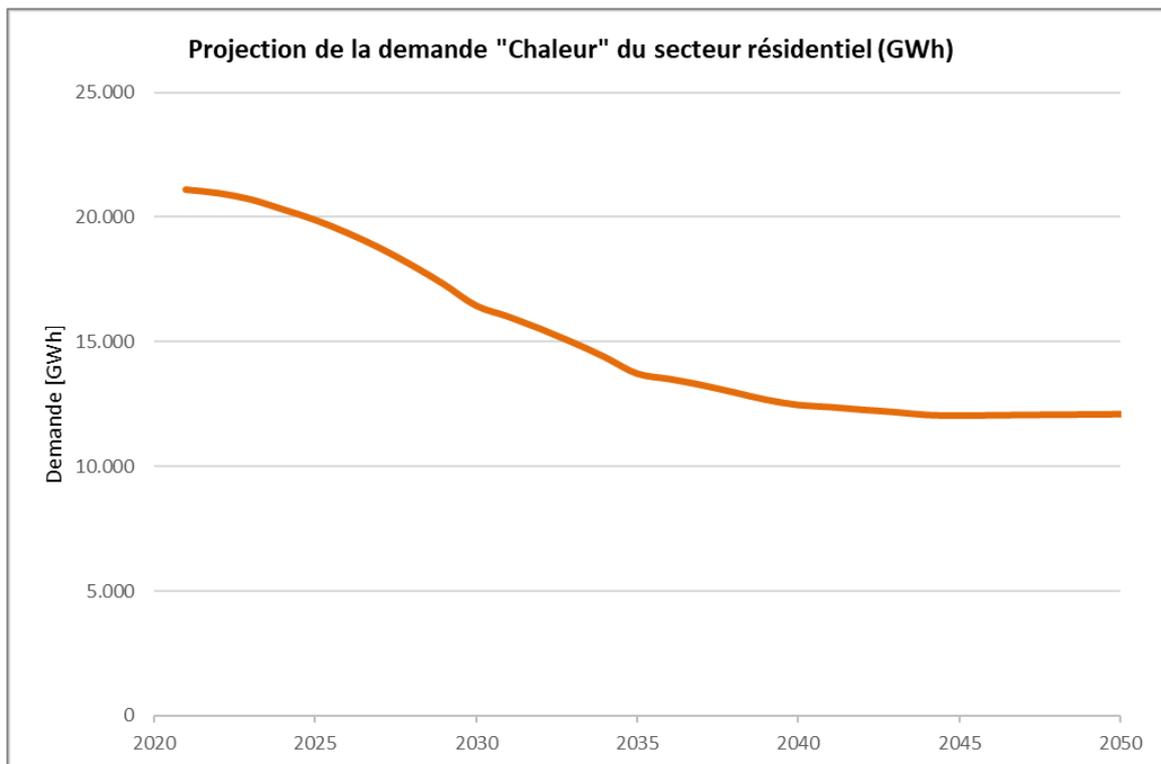
Globalement, la consommation de chaleur du secteur résidentiel est projetée à la baisse sur la période 2021-2050, avec une forte intensité de réduction dès 2025 qui s'atténue légèrement dans le temps. Les trois variables impactant significativement les besoins de chaleur sont les suivantes :

³² (HeatRoadmapEurope, 2017b) (iea, 2018)

- Le nombre de logements (lié à l'évolution du nombre de ménages) ;
- La superficie moyenne des logements ;
- La performance énergétique des logements (exprimée en besoins énergétiques nets³³).

L'évolution de cette dernière variable se base sur les objectifs de la version 2020 de la "Stratégie de rénovation" (SPW, 2020) aux horizons 2030 et 2050 et les considère réalisés.

En 2021, les besoins « Chaleur » du secteur résidentiel en termes d'énergie utile s'élèvent à 21.119 GWh³⁴. Sur base des projections, il est attendu que **cette demande s'élève à 12.114 GWh en 2050, soit une diminution moyenne annuelle de 2,4% entre 2021 et 2030 et de 1,5% entre 2030 et 2050.**



Graphique 35 : Projection de la demande « Chaleur » du secteur résidentiel [GWh - Énergie utile]

4.2 Projections de la consommation de froid

Globalement, la consommation de froid du secteur résidentiel est projetée à la hausse sur la période 2021-2050, principalement impactée par les variables suivantes :

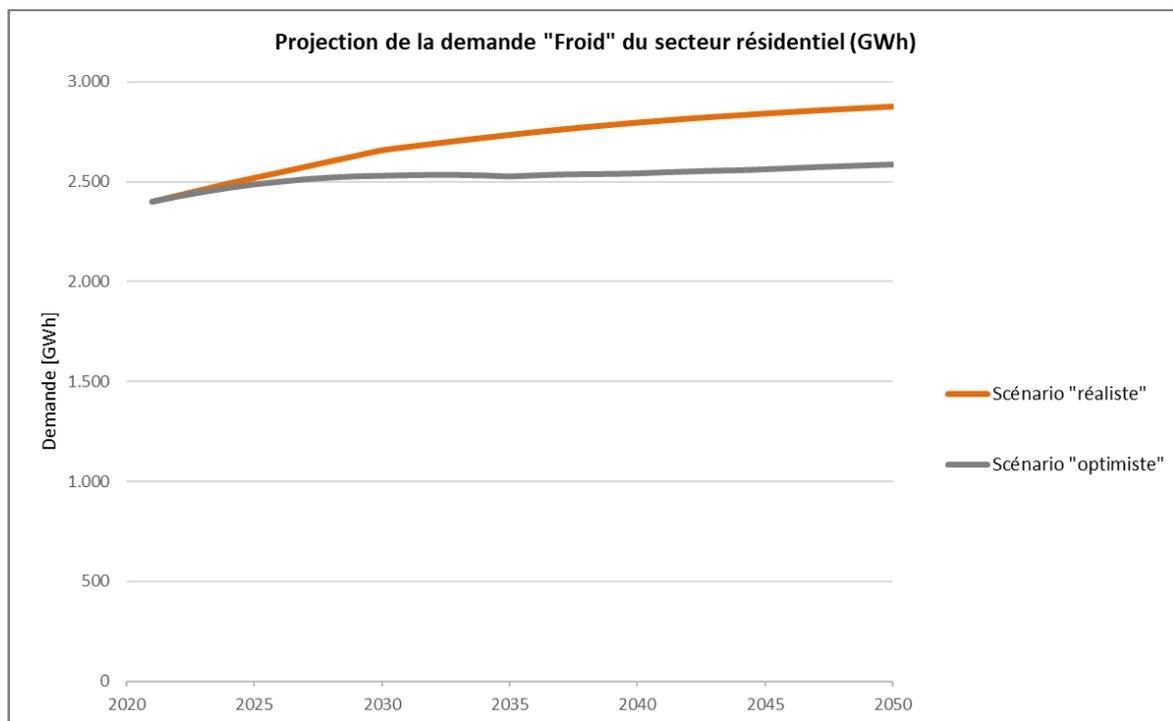
- Les besoins de « conditionnement d'air » dépendant de :
 - Les performances énergétiques du bâti (scénario optimiste uniquement)
 - La part de logements équipés de systèmes de conditionnement d'air
 - L'évolution du nombre de ménages
- Les besoins de « réfrigération » dépendant de :
 - L'évolution du nombre de ménages

³³ S'agissant d'énergie utile, les améliorations liées à l'efficacité des technologies de chauffage ne sont pas considérées ici.

³⁴ Comme indiqué au Chapitre 1 (section 5.2), les besoins de chaleur du secteur résidentiel en termes d'énergie utile s'élèvent à 22.085 GWh, desquels il faut soustraire les besoins pour l'énergie de cuisson (965 GWh), comme spécifié dans la méthodologie de la directive d'efficacité énergétique 2023/1791/EU.

Pour les besoins de conditionnement d'air, deux scénarios ont été produits : un scénario *réaliste* et un scénario *optimiste*. Le scénario *optimiste* se différencie du scénario *réaliste* **par la prise en compte l'évolution de la performance énergétique des bâtiments**. Ce scénario est dit *optimiste* car l'évolution des besoins en air conditionné d'un logement n'est pas directement liée à l'isolation d'un bâtiment mais également d'autres paramètres tels que les solutions et matériaux mis en œuvre lors de la rénovation (bio-sourcés ou non, protections solaires), les habitudes des utilisateurs (température de confort) ou encore l'évolution des températures extérieures qui vont plus ou moins annuler l'effet d'isolation du bâtiment sur la demande finale en énergie. Toutefois, l'isolation influence les besoins énergétiques pour le refroidissement des bâtiments, et ignorer l'amélioration de la performance énergétique des bâtiments surévaluerait la demande en énergie. Il est donc anticipé que les besoins en énergie pour le conditionnement d'air se situeront entre les projections des deux scénarios.

L'évolution de la variable « performances énergétiques du bâti » se base sur les objectifs de la Stratégie de rénovation aux horizons 2030 et 2050 et les considère réalisés, comme dans les projections de chaleur.



Graphique 36 : Projection de la demande « Froid » du secteur résidentiel pour les scénarios «réaliste» et «optimiste» [GWh - Énergie utile]

Scénario « réaliste »

En 2021, la consommation « Froid » du secteur résidentiel en termes d'énergie utile s'élève à 2.397 GWh. Sur base des projections, il est attendu que **cette consommation « Froid » du secteur résidentiel s'élève à 2.875 GWh en 2050, soit une augmentation moyenne annuelle de 0,62% entre 2021 et 2050**. Cette évolution découle principalement de la forte augmentation de la demande d'équipements de conditionnement d'air.

Scénario « optimiste »

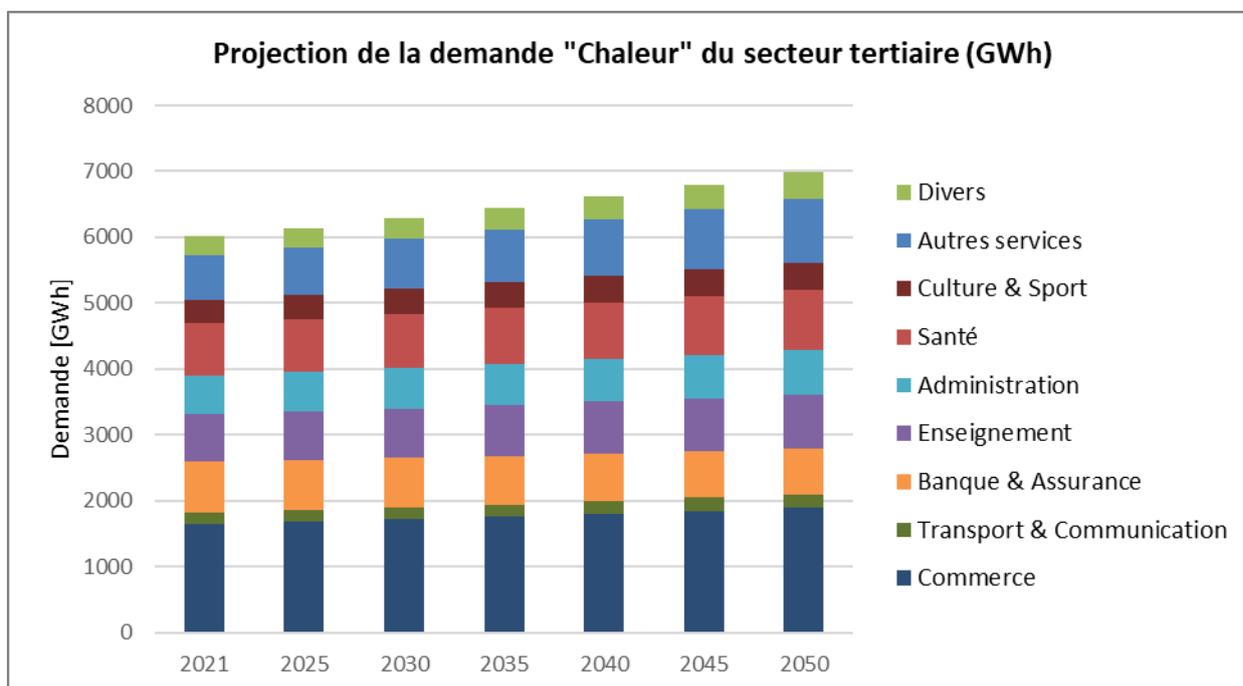
En 2021, la consommation « Froid » du secteur résidentiel en termes d'énergie utile s'élève à 2.397 GWh. Sur base des projections, il est attendu que **cette consommation « Froid » du secteur résidentiel s'élève à 2.585 GWh en 2050, soit une augmentation moyenne annuelle de 0,26%**

entre 2021 et 2050. Cette évolution découle principalement de la forte augmentation de la demande d'équipements de conditionnement d'air, qui est partiellement compensée par une augmentation de la performance énergétique des bâtiments.

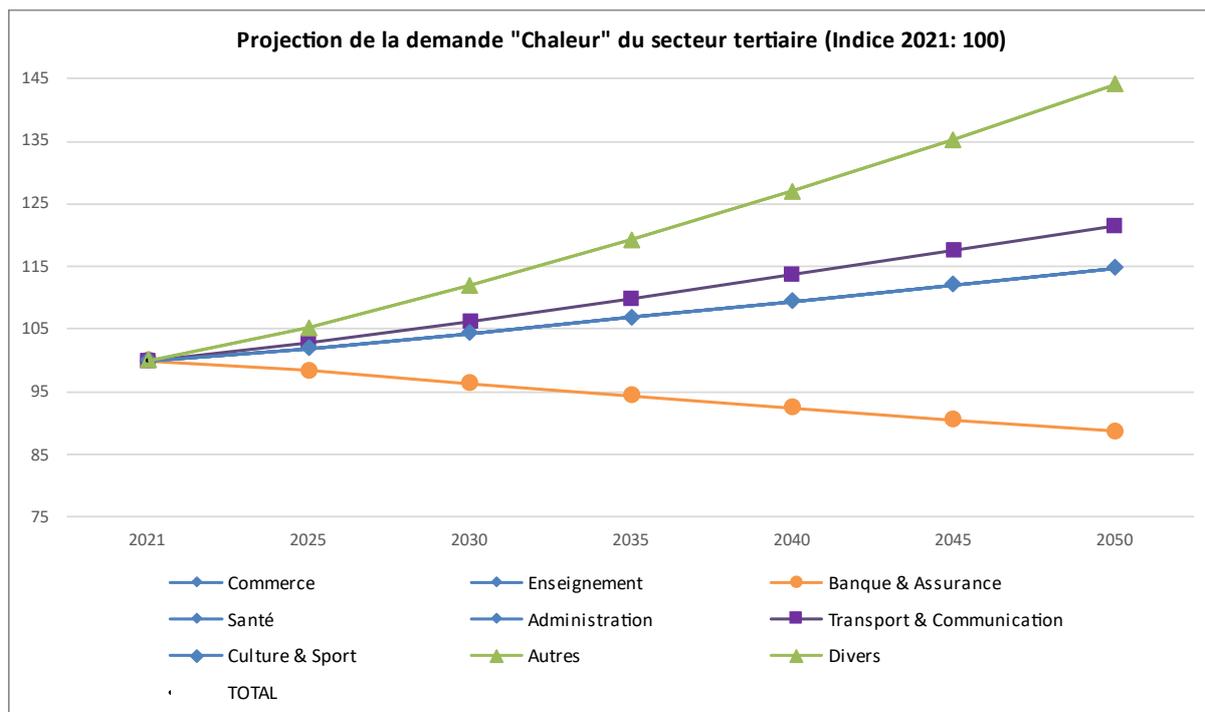
5. Projections pour le secteur tertiaire

5.1 Projections de la consommation de chaleur

Globalement, la consommation de chaleur du secteur tertiaire est projetée à la hausse sur la période 2021-2030, avec une augmentation annuelle moyenne de 0,49%, en passant de 6.009 GWh en 2021 à 6.285 GWh en 2030 (énergie utile). Entre 2021 et 2050, l'augmentation de la consommation de chaleur est de 16% (augmentation annuelle de 0,52%) pour atteindre 6.985 GWh en 2050. Les secteurs "Divers" et "Autres services" sont les secteurs qui présentent les augmentations de consommation de chaleur les plus marquées (1,5% d'augmentation annuelle moyenne), suivis par le secteur des transports et communication (0,7% d'augmentation annuelle moyenne). Seul le secteur des banques et assurances présente une diminution de sa consommation de chaleur (0,3% de diminution annuelle moyenne). L'augmentation globale est due au fait que la valeur ajoutée de la plupart des sous-secteurs (divers, santé, etc.) augmente bien plus dans le temps que l'intensité énergétique ne diminue.



Graphique 37 : Projection de la demande de chaleur du secteur tertiaire [GWh - Énergie utile]



Graphique 38 : Projection de la demande (énergie utile) de chaleur du secteur tertiaire³⁵ - Indice 2021

Mise en perspective avec les politiques régionales

L'ambition régionale quant à l'efficacité énergétique du parc des bâtiments tertiaires à l'horizon 2040 est claire : un parc de bâtiments neutre pour le chauffage, l'eau chaude sanitaire, le refroidissement et l'éclairage. Ces bâtiments produiront autant d'énergie qu'ils en consomment, en tenant compte qu'une partie de la production d'énergie d'origine renouvelable pourra être décentralisée³⁶.

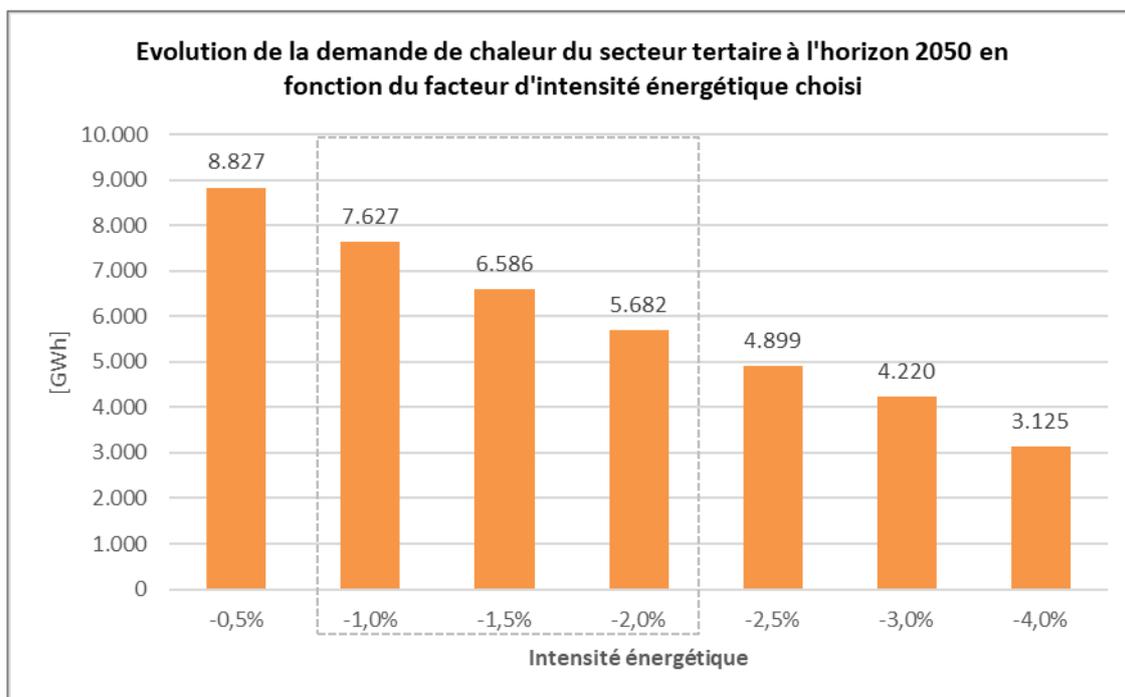
Puisque la tendance observée dans le secteur tertiaire (augmentation des besoins en chaleur) est à l'opposé de l'ambition régionale (neutralité climatique impliquant d'avoir une grande réduction des besoins en chaleur), il y a lieu de challenger la valeur du facteur d'intensité énergétique projetée par le Bureau Fédéral du Plan et utilisée dans l'analyse effectuée ci-dessus. En effet, pour atteindre ses objectifs, la Région devra à la fois s'atteler à mettre en place des mesures qui visent à maximiser l'efficacité énergétique du parc tout en installant les moyens de productions décentralisés renouvelables nécessaires pour répondre à la demande résiduelle.

Etant donné qu'un parc de bâtiments résidentiel avec un label PEB A permettrait de réduire, d'après le modèle, la consommation énergétique de 1,65% par m² par an³⁷ et partant du principe que l'amélioration de la performance énergétique du parc de bâtiments tertiaires permettrait d'atteindre le même niveau de réduction de consommation énergétique que celui du parc résidentiel, la consommation énergétique du secteur tertiaire serait comprise entre 4.899 GWh et 7.867 GWh (cf. la zone entourée par un rectangle gris dans le graphique ci-dessous). La fourchette basse (4.899 GWh) devrait être retenue pour refléter les politiques régionales ambitieuses.

³⁵ Le format des secteurs suivant la même évolution est similaire dans le graphique (ex : commerces, santé, culture & sport, transport & communication).

³⁶(SPW, 2020) p.33

³⁷ Cette valeur est comprise entre les deux valeurs du précédent rapport, à savoir 0,89% à 2,05%



Graphique 39 : Evolution de la demande de chaleur du secteur tertiaire à l'horizon 2050 en fonction du facteur d'intensité énergétique choisi [GWh - Énergie utile]

5.2 Projections de la consommation de froid

Pour la consommation de froid du secteur tertiaire, tout comme pour le secteur résidentiel, deux scénarios sont proposés : le scénario "optimiste" et le scénario "réaliste". Les deux scénarios modélisent la demande en froid via l'évolution de la valeur ajoutée du secteur, ainsi que l'évolution de l'intensité énergétique au sein du secteur. Le scénario réaliste se distingue du scénario optimiste par le fait qu'il considère, en plus, l'évolution de la demande d'équipement pour le conditionnement de l'air.

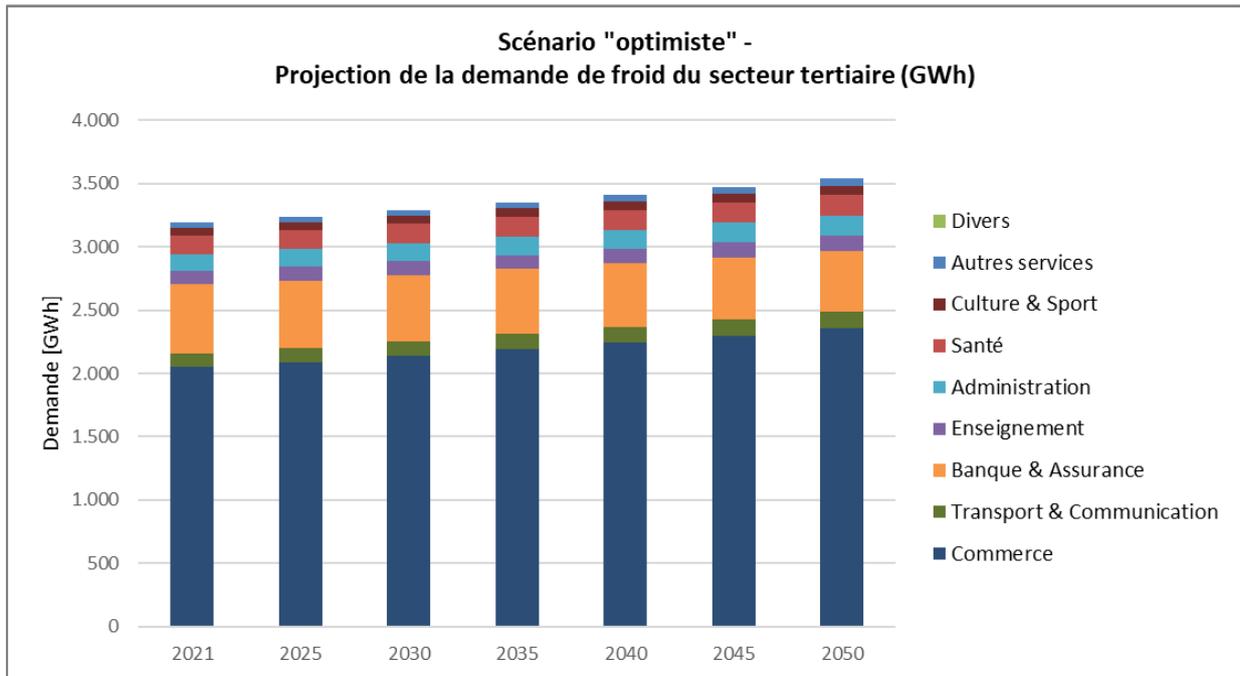
Scénario « réaliste »

Dans ce scénario, la consommation de froid du secteur tertiaire est projetée significativement à la hausse entre 2021 et 2050, passant de 3.190 GWh à 5.977 GWh (énergie utile), soit une augmentation annuelle moyenne de 2,26%. Cette grande augmentation comparée au scénario optimiste est due à une très forte croissance estimée de la demande en équipement pour le conditionnement d'air. En effet, les projections prévoient un quasi doublement du pourcentage de bâtiments équipés d'air conditionné entre 2021 et 2050 (passant de 27,6% de bâtiments équipés en 2021 à 50,3% en 2050³⁸).

Scénario « optimiste »

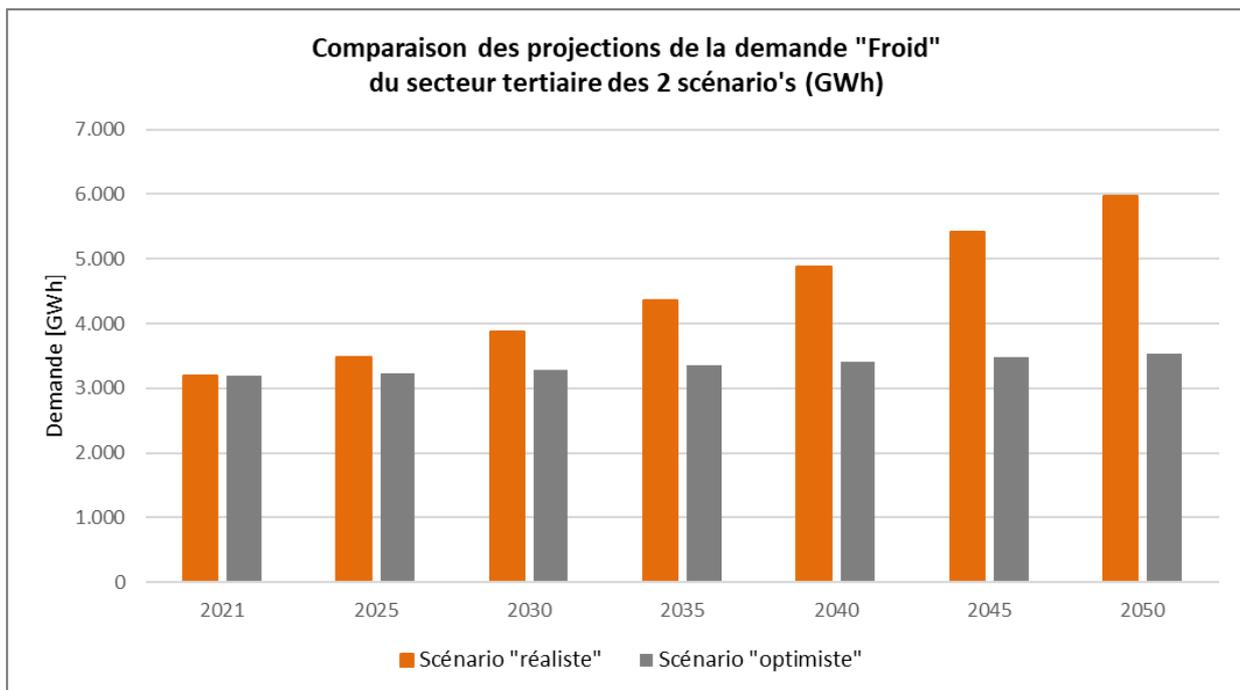
Dans ce scénario, la consommation de froid du secteur tertiaire est projetée légèrement à la hausse entre 2021 et 2050, passant de 3.190 GWh à 3.539 GWh (énergie utile), soit une augmentation annuelle moyenne de 0,34%. Cette évolution est en grande partie imputable au secteur tertiaire au sein duquel la consommation de froid est la plus importante en 2021, à savoir le commerce. Entre 2021 et 2050, la projection de l'augmentation annuelle de consommation de froid dans le secteur du commerce est de 0,51%, découlant d'une part d'une augmentation de la valeur ajoutée du secteur et, d'autre part, d'une diminution de l'intensité énergétique qui est inférieure à l'augmentation de valeur ajoutée du secteur.

³⁸ (HeatRoadmapEurope, 2017b) p.28



Graphique 40 : Projection de la demande de froid du secteur tertiaire dans le scénario "optimiste" [GWh - Énergie utile]

La comparaison entre les deux scénarios est présentée dans le graphique ci-dessous : à l'horizon 2050, la demande en froid du scénario "réaliste" dépassera celle du scénario "optimiste" d'environ 70%.



Graphique 41 : Projections de la demande de froid dans le secteur tertiaire des deux scénarios [GWh - Énergie utile]

6. Projections pour le secteur industriel

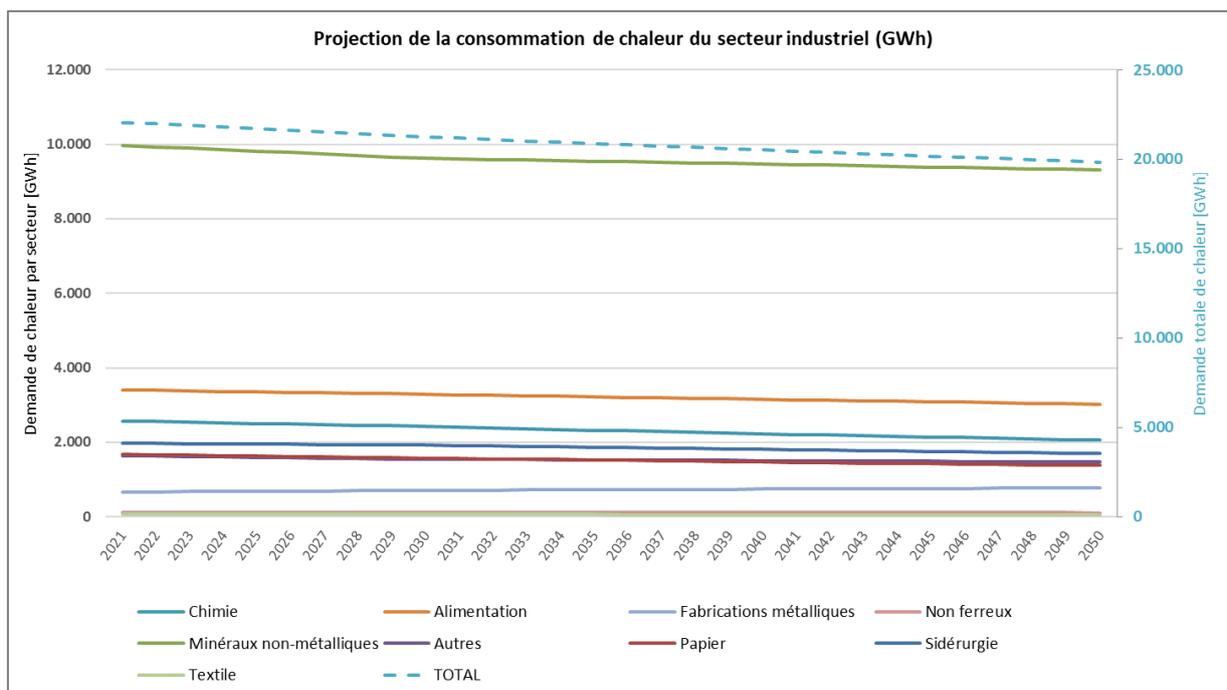
6.1 Projections de la consommation de chaleur

Globalement, la consommation de chaleur du secteur industriel est projetée à la baisse à l'horizon 2050, avec une diminution annuelle moyenne de 0,35%, passant de 22.067 GWh en 2021 à 19.842 GWh en 2050 (énergie utile).

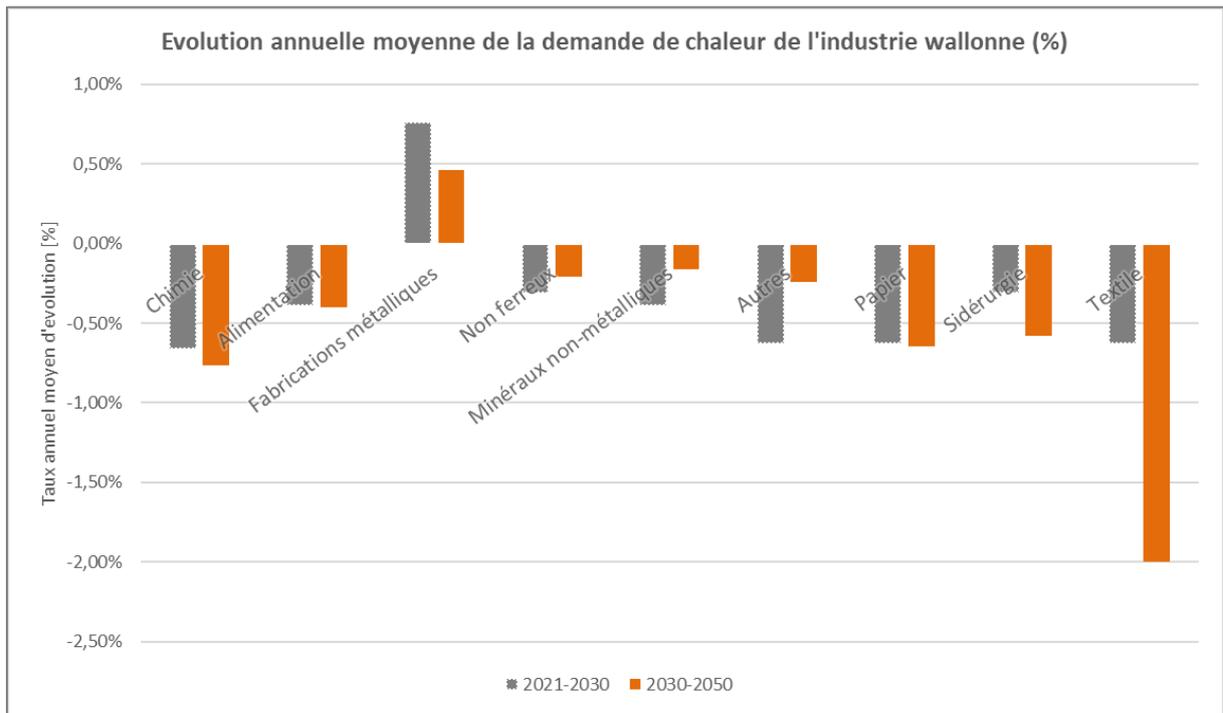
Tous les secteurs suivent cette tendance à l'exception du secteur des métaux qui subit une légère augmentation de consommation énergétique (de 0,5% annuel de moyenne). La tendance à la diminution observée au niveau global est principalement influencée par les secteurs de la chimie et du papier (augmentation moyenne annuelle respectivement de 0,7% et 0,6%). Cette tendance est également liée à l'évolution de la demande du secteur des matériaux non-métalliques qui, bien qu'ayant une diminution annuelle moyenne relativement faible comparée aux autres secteurs (de 0,2%), contribue largement à la consommation de chaleur du secteur industriel (37% de la consommation de chaleur de l'industrie wallonne). Un changement, même faible, de sa consommation de chaleur influence donc fortement la demande totale de tout le secteur industriel. Le secteur de l'industrie textile, quant à lui, diminue sa demande en chaleur bien plus que les autres secteurs (1,5% annuel de moyenne). Cependant, sa contribution à la demande totale en chaleur du secteur industriel est très faible (seulement 0,3% de la demande totale). La forte diminution de sa demande en chaleur n'impacte donc que très faiblement la demande totale de ce secteur.

Pour le secteur industriel, l'évolution de la consommation de chaleur est liée à l'évolution de deux facteurs :

- Les besoins de chaleur par unité de valeur ajoutée (c'est-à-dire facteur d'intensité énergétique)
- La valeur ajoutée.



Graphique 42 : Evolution de la demande de chaleur des secteurs industriels wallons [GWh - Énergie utile]



Graphique 43 : Evolution annuelle moyenne de la demande de chaleur de l'industrie wallonne (%)

Mise en perspective avec les politiques régionales

Au niveau de l'industrie wallonne, les ambitions énergétiques sont traduites dans les accords de branche. Ceux-ci sont des accords volontaires entre la Région et les entreprises pour améliorer l'efficacité énergétique et réduire les émissions en CO₂ des procédés industriels. Ils s'inscrivent dans la volonté européenne de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 80% à 95% par rapport à 1990 à l'horizon 2050. Le secteur industriel est également influencé par le marché européen de quotas d'émissions (politique européenne – EU Emission Trading System).

Le présent rapport a été mis à jour en tenant compte des accords de branches seconde génération (2023). Ces chiffres sont représentés dans le tableau ci-dessous. Bien que ces chiffres ne soient pas engageants pour les différents industries³⁹, ils permettent d'identifier les évolutions potentielles en termes d'efficacité énergétique.

Secteurs industriels	Réduction 2050 (2023) ⁴⁰	Réduction annuelle (2022-2050) ⁴¹
Sidérurgie	13,7%	0,52%
Non ferreux	27,0%	1,11%
Chimie	13,7%	0,52%
Minéraux non métalliques	9,7%	0,36%
Alimentation	22,5%	0,91%
Textile	13,6%	0,52%
Papier	15,0%	0,58%
Fabrication métalliques	27,0%	1,11%
Autres industries	9,7%	0,36%

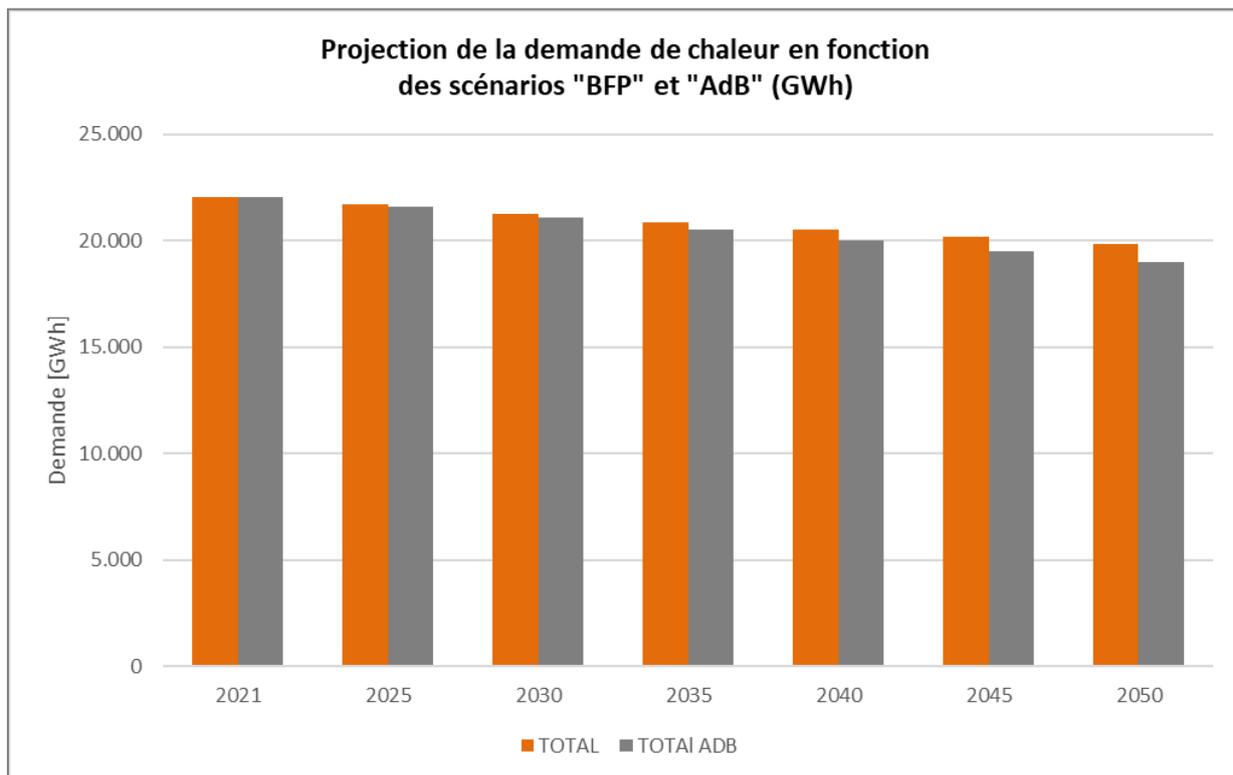
Tableau 57 : Objectif de réduction dans chaque secteur industriel selon les accords de branche

Sur des chiffres présentés dans le graphique ci-dessous, il apparaît que le secteur industriel wallon pourrait connaître une diminution de ses besoins en chaleur de 13,9% entre 2022 et 2050. La différence entre les résultats issus de l'analyse basée sur les chiffres publiés par le Bureau Fédéral du Plan (BFP) et les résultats issus de l'analyse basée sur les accords de branche (AdB) s'explique par des chiffres plus ambitieux dans les secteurs de l'alimentation (-412 GWh), des matériaux non-métalliques (-332 GWh), et de la fabrication métallique (-293 GWh). Ces différences sont exposées dans les 2 graphiques de la page suivante.

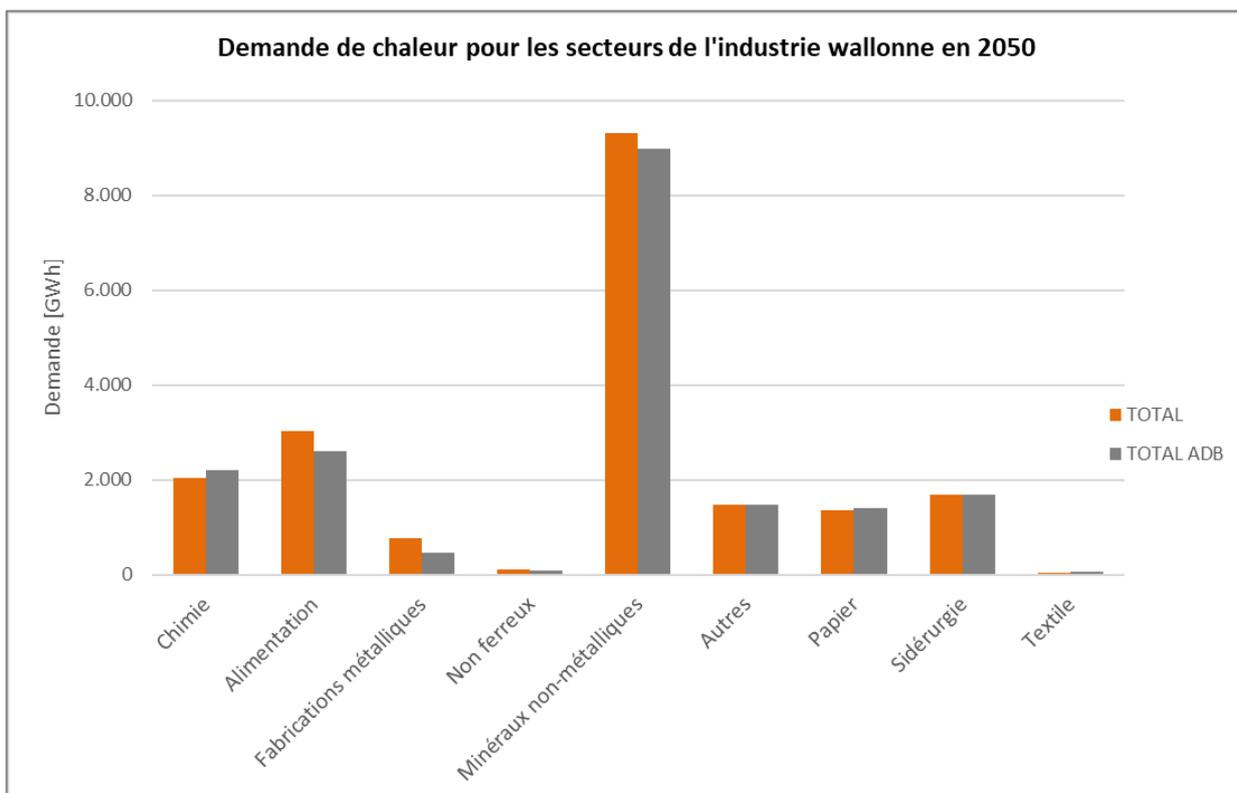
³⁹ *Résumé des objectifs d'une roadmap* : « Aider les fédérations et les entreprises membres à anticiper les évolutions et à tirer parti des contraintes futures. Elle se veut être un outil aux services des fédérations mais aussi des entreprises. »

⁴⁰ Réduction à atteindre en 2050 (définie en 2023). Cfr "ADB2 Rapport public 2023", disponible via le lien ; <https://energie.wallonie.be/fr/les-accords-2014-2020-2023.html?IDC=7863>

⁴¹ Déduite des réductions de 2050 (%réduction) comme suit : $(1 - \%réduction)^{1/(2050-2022)} - 1$.



Graphique 44 : Evolution des demandes de chaleur en fonction des scénarios « BFP » et « AdB » [GWh - Énergie utile]



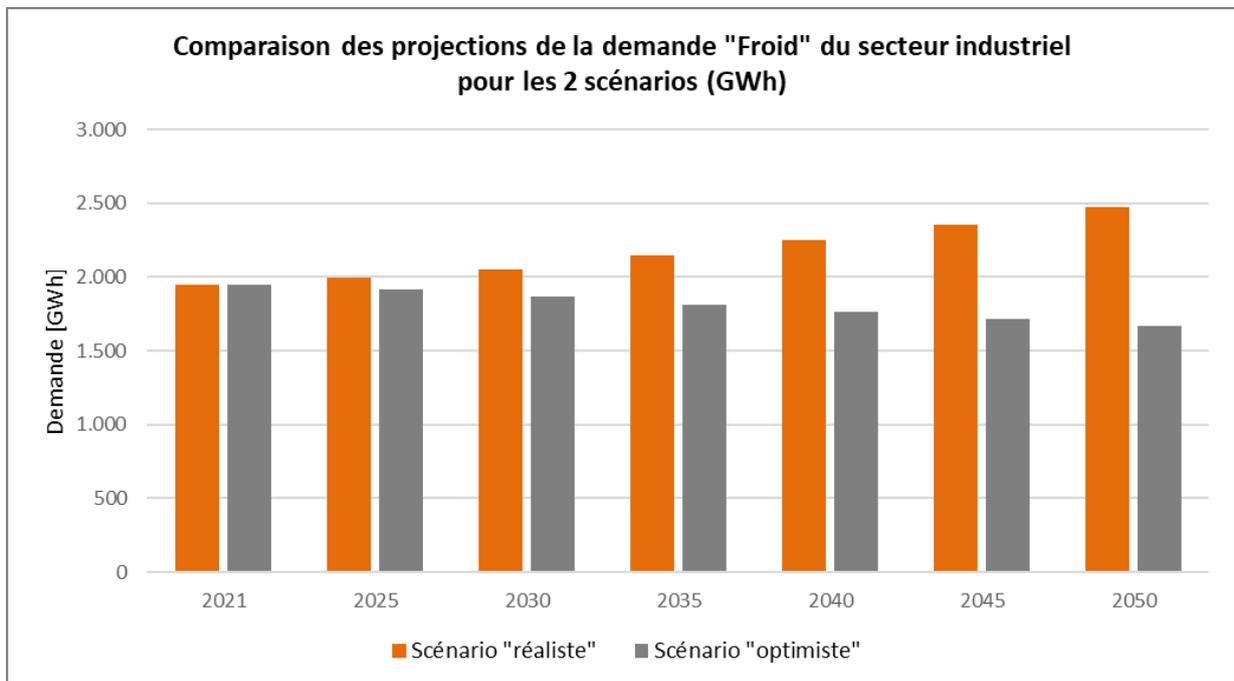
Graphique 45 : Demande en chaleur pour les secteurs de l'industrie wallonne en 2050 [GWh - Énergie utile]

6.2 Projections de la consommation de froid

Pour la consommation de froid du secteur industriel, comme pour les autres secteurs, deux scénarios ont été proposés : le scénario "optimiste" et le scénario "réaliste". Les deux scénarios modélisent la demande en froid via l'évolution de la valeur ajoutée du secteur, ainsi que l'évolution de l'intensité énergétique au sein du secteur. Le scénario réaliste se distingue du scénario optimiste par le fait qu'il considère, en plus des deux autres variables susmentionnées, l'évolution de la demande en processus de refroidissement au sein du secteur industriel⁴².

Scénario « réaliste »

Dans ce scénario, la consommation de froid dans le secteur industriel est projetée à la hausse entre 2021 et 2050, passant de 1.949 GWh à 2.470 GWh (énergie utile), soit une augmentation annuelle moyenne de 0,81 % et une augmentation totale de 26,7%. Bien que l'évolution soit plus importante pour la climatisation, il est important de souligner que la consommation actuelle de froid qui y est liée est faible. Dès lors, leur forte augmentation n'impacte que faiblement le résultat final, la majeure partie de l'augmentation étant due aux besoins de froid "process".

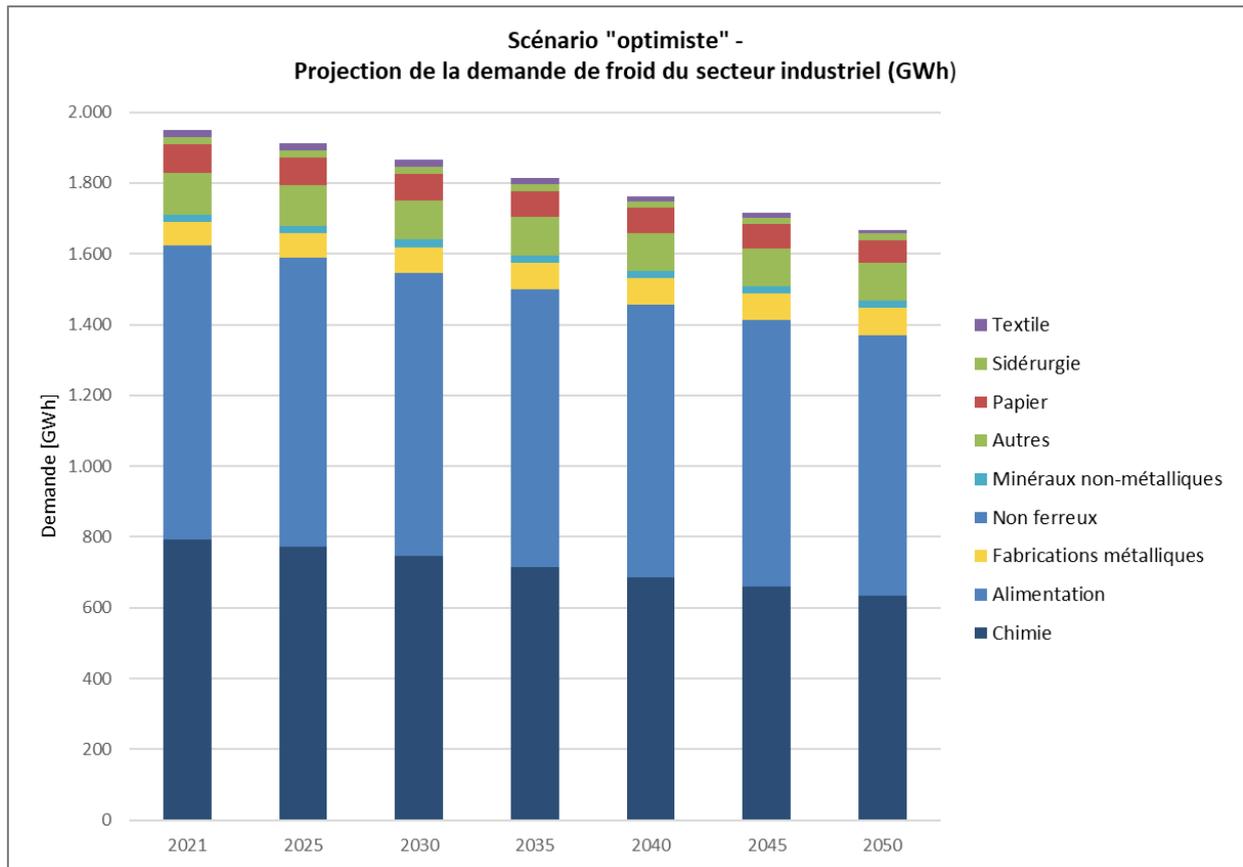


Graphique 46 : Projections des demandes de froid dans l'industrie des deux scénarios [GWh - Énergie utile]

Scénario « optimiste »

Dans ce scénario, la consommation de froid dans le secteur industriel est projetée légèrement à la baisse entre 2021 et 2050, passant de 1942 GWh à 1668 GWh (énergie utile), soit une diminution annuelle moyenne de 0,51%. Cette évolution est en grande partie imputable au secteur industriel au sein duquel la consommation de froid était la plus importante en 2021, à savoir la chimie. Entre 2021 et 2050, la diminution annuelle de la consommation de froid dans le secteur de la chimie est estimée à 0,69%.

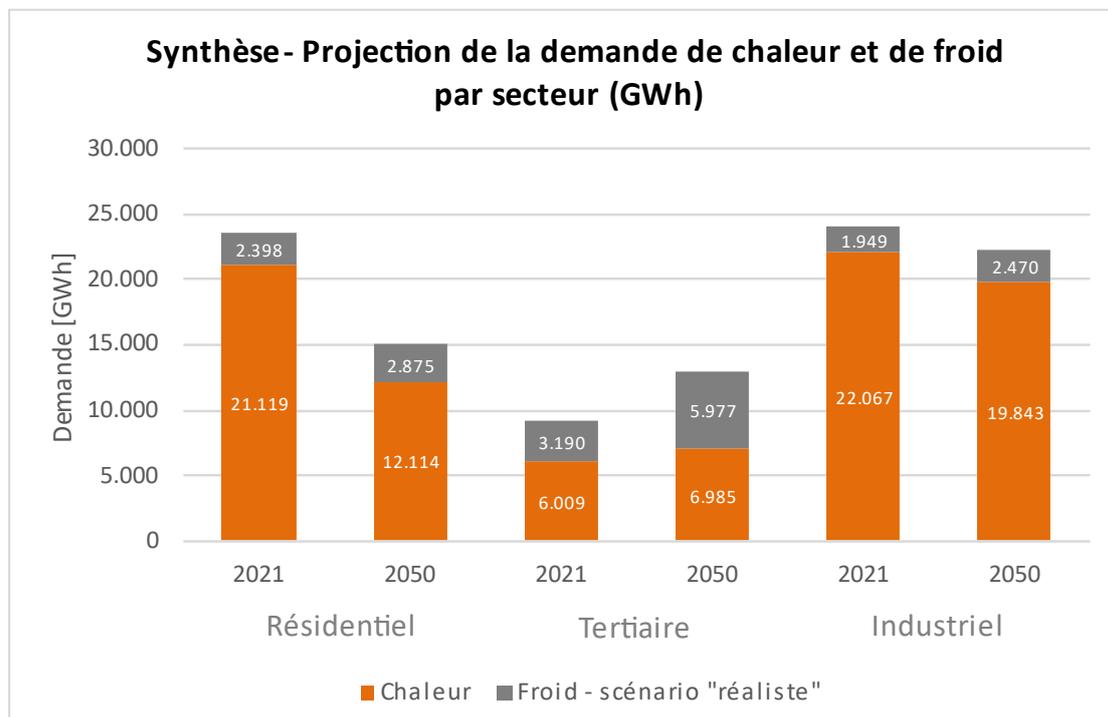
⁴² (HeatRoadmapEurope, 2017a)



Graphique 47 : Evolution de la consommation de froid dans l'industrie wallonne - Scénario optimiste [GWh - Énergie utile]

7. Synthèse

Le graphique ci-dessous présente l'évolution attendue pour 2050, sur base des analyses ci-dessus, de la consommation de chaleur et de froid pour chaque secteur.



Graphique 48 : Projection de la demande de chaleur et de froid (scénario réaliste) par secteur [GWh - Énergie utile]

8. Analyse des projections du dernier rapport

Cette section analyse les projections de consommation en chaleur et froid réalisées dans la dernière évaluation de 2021⁴³. Cette évaluation reposait sur les consommations d'énergie finale de 2016, avec une projection annuelle de ces consommations jusqu'en 2050. Le graphique ci-dessous compare les besoins en chaleur et en froid pour les secteurs résidentiels, tertiaires et industriels, pour les années 2016 (données réelles) et 2021 (projections de l'évaluation précédente et données réelles).

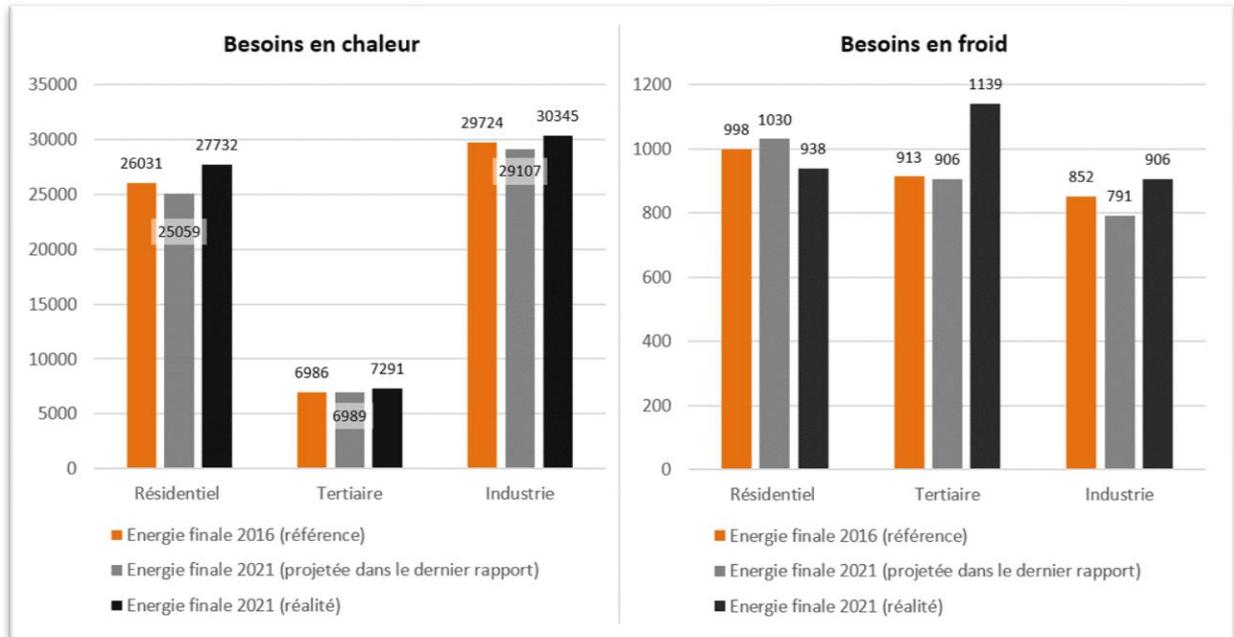
On observe que les consommations réelles de 2021 dépassent toutes les projections, sauf pour les besoins en froid résidentiel qui ont baissé.

Ces chiffres s'expliquent en partie par le fait que la SRLT wallonne (Stratégie de Rénovation Long-Terme) n'a été adoptée qu'en avril 2017 et n'a pas eu d'effets immédiats, contrairement aux hypothèses de la modélisation de 2021. Les taux de rénovation ont donc augmenté plus lentement que ce qui était prévu. Les interdictions de labels vont certainement accélérer le processus, mais il est important que de redoubler d'efforts pour surmonter les obstacles qui ralentissent encore les rénovations. L'augmentation des besoins en froid pour le secteur tertiaire⁴⁴ n'a pas été correctement capturée dans les projections. La mise à jour de la méthodologie pour les besoins en chaleur et en froid devrait

⁴³ "Potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid" (Deplasse, 2020)

⁴⁴ L'augmentation est principalement due aux secteurs 'Banques, assurances et autres services aux entreprises' pour le conditionnement d'air et 'Commerces' pour le conditionnement d'air et les besoins de réfrigération.

améliorer la qualité de ces projections (voir l'Annexe E du présent rapport qui détaille l'évolution de la méthodologie).



Graphique 49 : Comparaison entre les projections du dernier rapport et les consommations observées en 2021 [GWh - Énergie finale]

Chapitre 9 : Description générale sur des politiques et mesures en cours sur le chaud et le froid en Wallonie

1. Rappel de l'Annexe X

Les points 7 et 8 de la partie II de l'Annexe X de la Directive 2023/1791/EU sur le contenu des évaluations complètes du potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid requièrent :

<p style="text-align: center;">Partie II</p> <p style="text-align: center;">OBJECTIFS, STRATÉGIES ET MESURES POLITIQUES</p> <p>7. La contribution prévue de l'État membre à ses objectifs généraux, objectifs spécifiques et contributions nationaux pour les cinq dimensions de l'union de l'énergie, telles que définies à l'article 3, paragraphe 2, point b), du règlement (UE) 2018/1999, apportée par des systèmes de chaleur et de froid efficaces, en particulier en ce qui concerne l'article 4, points b) 1) à 4), et l'article 15, paragraphe 4, point b), dudit règlement, précisant lequel de ces éléments vient s'ajouter par rapport au plan national intégré en matière d'énergie et de climat notifié conformément à l'article 3 et aux articles 7 à 12 dudit règlement.</p> <p>8. Un aperçu général des politiques et mesures existantes décrites dans le rapport le plus récent soumis conformément aux articles 3, 20 et 21 et à l'article 27, point a), du règlement (UE) 2018/1999.</p>

2. Introduction

Cette étape présente un aperçu des politiques existantes en matière de chaud et de froid au sein de la Wallonie. Ces mesures ont été structurées autour des cinq piliers de la politique énergétique européenne : Décarbonisation ; Efficacité énergétique ; Sécurité énergétique ; Marché intérieur de l'énergie et Recherche, innovation et compétitivité.

Les plans et stratégies suivants ont été pris en compte pour réaliser cette compilation :

- Le Plan Air Climat Energie 2023-2030 (SPW Energie, 2023b)
- Le Plan de relance de la Wallonie (SPW, 2023)
- La Stratégie de réseaux d'énergie thermique et de froid alimentés par des cogénérations, des énergies fatales ou sources d'énergies renouvelables (SPW Energie, 2020)

Lorsque cela est possible, il est précisé la façon dont ces "plans et stratégies" ont été ou seront opérationnalisés (textes légaux, appels à projets, etc.).

3. Présentation des politiques et mesures existantes en Wallonie

Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source	
Pilier 1 : Décarbonation					
Promouvoir le recours à des combustibles plus neutres d'un point de vue environnemental, aux énergies d'origine renouvelable et/ou à la cogénération					
1	Sortir des combustibles fossiles	Réaliser un cadastre des soutiens publics wallons aux énergies fossiles et adopter un plan d'action facilitant le désinvestissement des énergies fossiles pour le SPW et les UAP, visant à leur élimination d'ici 2027 au plus tard, pour autant qu'il existe des alternatives durables	Information	En cours	PACE 2030 mesure 242 Strat. chaleur 2020, mesure 5
2		Interdire l'installations de nouveaux appareils de chauffage au mazout et au charbon <ul style="list-style-type: none"> ● Concerne : chauffage et eau chaude sanitaire ● Bâtiments neufs : charbon et mazout au 01/03/2025 ● Lors du remplacement d'installations de chauffage et d'eau chaude sanitaire au mazout ou au charbon dans un bâtiment existant, interdiction de remplacer par un nouveau système au mazout ou au charbon à partir du 01/01/2026 	Réglementaire	Planifiée	PACE 2030 mesure 235 Strat. chaleur 2020, mesure 27
3		Mettre en place un système de soutien à l'abandon du mazout et du charbon <ul style="list-style-type: none"> ● Concerne : chauffage et ECS ● Une prime à l'enlèvement des citernes à mazout sera allouée lors d'un changement vers un système renouvelable ou le raccordement à un réseau d'énergie thermique (en ce compris alimenté par de la chaleur fatale) 	Financement	Planifiée	PACE 2030 mesure 235 Strat. chaleur 2020, mesure 27
4		Établir une stratégie de sortie du gaz fossile à l'horizon 2050 avec des objectifs de réduction progressive d'ici 2030 et 2040 <ul style="list-style-type: none"> ● Le raccordement au gaz naturel restera autorisé et soutenu transitoirement ● Comprend une vision sur les usages futurs des réseaux de distribution et sur le développement des nouveaux vecteurs <p>Cette stratégie sera articulée en cohérence avec les autres mesures de réduction de la consommation énergétique (notamment calendrier d'obligations de rénovation des bâtiments) et de sortie des autres combustibles fossiles (mazout et charbon)</p>	Communication	En cours	PACE 2030 mesure 241 Strat. chaleur 2020, mesure 27

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
5		Fixer, à destination des fournisseurs de gaz, des objectifs contraignants d'intégration de gaz renouvelable dans leur mix, en tenant compte des capacités de production locale et à des prix de marché	Réglementaire	Planifiée	PACE 2030 mesure 297
6	Déployer les énergies renouvelables	Adoption de la méthodologie de calcul du soutien à la production d'électricité renouvelable via les certificats verts, dite CPMA	Financement	Réalisée	PACE 2030 mesure 259
7		Évolution à moyen-terme du mécanisme de soutien à la production d'énergie renouvelable : <ul style="list-style-type: none"> ● Révision profonde du mécanisme de soutien à l'électricité renouvelable ● Envisager d'utiliser les mécanismes de coopération entre États Membres prévus dans la Directive 2018/2001 	Financement	En cours	PACE 2030 mesures 259 et 265
8		La mise en place du décret garantie pour diminuer le risque lié au 1er forage profond. Le décret est déjà rédigé il faudrait mettre en place la structure de financement	Financement	En cours	PACE 2030 mesure 286 Strat. chaleur 2020, mesure 20
9		Mettre en œuvre l'obligation de renouvelable dans les nouveaux bâtiments et dans les rénovations importantes conformément à la Directive 2018/2001	Réglementaire	Planifiée	PACE 2030 mesure 770
10		Promouvoir les sources d'énergie durable pour les besoins de chaleur et refroidissement des bâtiments tertiaires existants, notamment via des financements tiers	Réglementaire	Planifiée	PACE 2030 mesure 278
11		<ul style="list-style-type: none"> ● Maintenir et adapter les aides à l'investissement (UDE) (réalisé) ● Revoir les montants forfaitaires de surcoût éligible et intégrer une catégorie spécifique réseau d'énergie thermique SER (refusé par GW) ● Établir des plafonds hauts de subsidiation par technologie pour éviter de sur-financier des technologies non matures, qui peuvent bénéficier d'autres aides en Recherche. ● Prévoir une subvention pour le raccordement à tout réseau d'énergie thermique efficace 	Financement	Partiellement réalisé AGW UDE (23/05/2024)	Strat. chaleur 2020, mesure 9
12	Faciliter le développement de projets	Mettre en place un système efficace de suivi d'impétrants dans le cadre des réseaux d'énergie thermique.	Information	Planifiée	PACE 2030 mesure 288 Strat. chaleur 2020, mesure 23

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
13		Simplifier le système de permis relatif à la réinjection des systèmes ouverts en géothermie peu profonde. <i>AGW relatif aux permis d'environnement a été adopté par le GW le 10/04/2024. Décret sous-sol adopté par le Parlement le 13/03/2024.</i>	Réglementaire	Réalisée (4/2024)	PACE 2030 mesure 289 Strat. chaleur 2020, mesure 4 et 20
14		Modification du système de permis relatif à la gazéification de la biomasse	Réglementaire	Réalisée	Strat. chaleur 2020, mesure 20
15		Permettre aux GRD de prendre part à la mission de gestionnaire de réseau d'énergie thermique compatible avec leurs fonctions régulées. <i>Décret modifiant le décret du 19 décembre 2002 relatif à l'organisation du marché régional du gaz et le décret du 9 décembre 1993 relatif à la promotion de l'utilisation rationnelle de l'énergie, des économies d'énergie et des énergies renouvelables adopté par le Parlement le 27/03/2024.</i>	Réglementaire	Réalisée (3/2024)	PACE 2030 mesure 774
16	Appels à projets	Sélection de 12 projets de réseaux d'énergie thermique via un appel à projets du PRW pour un total de 29 millions d'€. La fin des travaux doit avoir lieu au plus tard en novembre 2026.	Financement	Réalisée ⁴⁵ (4/2024)	PACE 2030 mesure 773 PRW 61
17		Dans le cadre du PRW, deux appels à projet 2021 et 2022 pour la géothermie peu profonde : 34 projets pour un budget de 35 millions d'€. Un marché public de caractérisation du sous-sol wallon pour le développement de la géothermie profonde pour un budget de 6M€. L'étude est en cours. Trois études de faisabilité dans les trois bassins miniers (Mons, Charleroi et Liège) en vue de lancer des pilotes pour le développement de la géothermie minière : budget 1M€. Les études sont en cours.	Financement	En cours	Strat. chaleur 2020, mesure 19 PRW 79
18	Développer la biomasse énergie	Rédiger un document stratégique « Biomasse-Énergie » visant à lever les barrières réglementaires et financières qui entravent le développement de la filière et de promouvoir l'utilisation durable de la biomasse en étant attentif au conflit entre les différents usages de la biomasse (énergie, matière).	Communication / Promotion	En cours	PACE 2030
19		Créer le cadre légal pour les biogaz en lien avec le cadre et le calendrier européens.	Réglementaire	En cours	PACE 2030 mesure 298

⁴⁵ (SPW, 2024a)

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
20		Évaluer l'opportunité d'un mécanisme de financement de la production de biogaz, biométhane et gaz de mine, non restreint à la production d'électricité, et le cas échéant le mettre en place.	Financement	En cours	PACE 2030 mesure 298
21		Développer des outils (SPW Energie, 2022b) pour vérifier les critères de durabilité de la biomasse	Technique	Réalisée	PACE 2030 296
22		Mettre en place les certificats de garantie d'origine relatifs à la production de biogaz	Réglementaire	En cours	PACE 2030 mesure 777
23		Soutenir tous les acteurs, en ce compris les agriculteurs, dans l'installation d'un digesteur (biométhanisation)	Financement	En cours	PACE 2030 mesure, PAC 2023-2027 (aides à l'investissement), PRW 205
24		Etablir un cadre permettant le développement raisonné de la biométhanisation en évitant de potentielles dérives	Réglementaire	Planifiée	PACE 2030 mesure PRW mesure 205
25		Sensibiliser les gestionnaires de recyparcs (intercommunales) en vue d'analyser les possibilités de raffiner le tri et la valorisation locale de la biomasse-énergie des recyparcs (plus d'économie circulaire et moins de pollution des matières)	Communication	Planifiée	PACE 2030 291
26	Lever les barrières au développement de la chaleur renouvelable	Réalisation d'un cadastre de production de chaleur	Information	Planifiée	PACE 2030 mesure 240 Strat. chaleur 2020, mesure 6
27		Analyser l'intérêt du développement d'installations solaires thermiques alimentant des réseaux d'énergie thermique et, le cas échéant, prendre les actions nécessaires à leur développement	Technique	Planifiée	PACE 2030 mesure 275 Strat. chaleur 2020, mesure 28

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
28		Suspension temporaire de l'obligation d'audit pour les primes chauffages et améliorer le rendement des systèmes de chauffage des Wallon-ne-s afin de les encourager à remplacer les systèmes obsolètes ou défectueux par des systèmes durables et augmentation de la prime de base pour l'audit logement. Budget : 16 millions d'€	Financement	Réalisée	PACE 2030 mesure PRW 52
29	Déployer une campagne d'information et de sensibilisation	Concerne la sortie des chauffages fossiles. Objectif : permettre une transition fluide pour les ménages et une préparation du secteur. La clarté de cette campagne sera également importante vu les règles similaires mais avec des temporalités différentes déjà adoptées en Flandre et à Bruxelles.	Communication et information	Planifiée	PACE 2030 mesure 235
30		Poursuite de la campagne de sensibilisation « la maîtrise du feu » visant à une utilisation optimale du bois de chauffage	Communication et information	En cours	PACE 2030 mesure C12
31	Renforcer l'accompagnement des secteurs en matière de formation, d'emploi et de reconversion vers les techniques renouvelables	Identifier les secteurs (entreprises et travailleurs) vulnérables face à la transition bas carbone (secteur amené à disparaître, absence ou insuffisance d'implémentation des technologies permettant de réduire les émissions de CO2) et mettre en place des actions d'accompagnement (formations des travailleurs en vue d'une réorientation, accompagnement pour l'implémentation de techniques de réduction des émissions, etc.)	Sensibilisation	En cours	PACE 2030 mesure 638
32		Professionnalisation du secteur des réseaux d'énergie thermique, de la géothermie et de la biomasse/biométhanisation	Information		Strat. chaleur 2020, mesure 22
Agir sur la consommation d'énergie					
33		Mettre en place une prime au remplacement des systèmes de chauffage individuels biomasse peu performants par installations permettant de réduire drastiquement le rejet de particules	Financement		PACE 2030 mesure 296

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
34		Étendre les réglementations en matière d'installation et de maintenance des systèmes de chauffage et d'eau chaude sanitaire à combustion à tous les poêles et chaudières et à leur conduit de cheminée + Revoir la réglementation sur les chaudières biomasse et l'étendre aux poêles biomasse	Réglementation	Réalisée (1/2023)	PACE 2030 mesure 239 AGW Chauffage et AGW PEB
35	Renforcer l'accès à l'énergie et soutenir la transition énergétique	<ul style="list-style-type: none"> Déployer des solutions flexibles et de stockage pour favoriser l'intégration des énergies renouvelables dans le réseau, notamment via le partage d'énergie et les communautés d'énergie Adapter le cadre juridique autour des solutions flexibles et de stockage 	Réglementation	Planifiée	PACE 2030 mesure 267
36		<ul style="list-style-type: none"> Intégrer une étude sur les réseaux d'énergie thermique et sources d'énergies renouvelables lors de la construction ou la rénovation de bâtiments publics, la construction de nouveaux lotissements, les rénovations de voirie Évaluer lors de la mise en place de feuilles de route communales la pertinence d'un réseau d'énergie thermique efficace sur leur territoire en impliquant directement les services urbanistiques communaux 	Réglementaire	Réalisée (Parlement Wallon, 2020)	Strat. chaleur 2020, mesure 13
Pilier 2 : Efficacité énergétique					
Sensibiliser et accompagner les citoyens					
37		Adapter les dispositifs d'accompagnement des ménages existants (tuteurs énergie, EIW, SRME, 1718, etc.) et les renforcer en fonction des besoins territoriaux (par ex. absence d'acteurs) et/ou contextuels (par ex. inondations), dans une logique de renforcement de la complémentarité et en assurant une mutualisation des ressources où c'est possible.	Communication / information	En cours	PACE 2030 mesure 761
Faire évoluer le système d'incitation					
38	Améliorer la prise en compte des réseaux d'énergie thermique dans le calcul de la PEB	<ul style="list-style-type: none"> Communiquer sur l'existence de l'outil PEB pour les réseaux d'énergie thermique Établir un lien entre les déclarations PEB réseau d'énergie thermique et le rapportage vers l'Administration prévu dans le « Décret/AGW Energie Thermique » Intégrer un coefficient favorisant les réseaux distribuant de la chaleur issue de biomasse et/ou de cogénération 	Réglementaire	Partiellement réalisée (site web SPW)	Strat. chaleur 2020, mesure 3

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
39	Faire évoluer les aides AMURE et UREBA	<ul style="list-style-type: none"> Fusion des aides AMURE et UREBA Élargir l'accès au programme UREBA aux acteurs du non-marchand et de les rendre éligibles à l'accompagnement proposé aux instances publiques Réviser l'AGW Amure pour adapter la méthodologie, renforcer les compétences des auditeurs, étendre le périmètre de l'étude jusqu'à la réception du projet (accompagnement mise en œuvre incluse), augmenter les soutiens et faciliter les démarches M10 = Soutenir la réalisation d'un audit de performance des installations COGEN, SER et RCU pour en assurer la performance sur long terme et l'organisation d'un rapportage auprès de la Wallonie. La réalisation de cet audit permettrait de conditionner le montant de l'aide (à l'investissement et/ou à l'exploitation) voir de l'étaler et de diminuer le risque de bulle financière. 3 appels à projets UREBA exceptionnel ont été lancés en 2022 (319 projets, 470.000 m², 77 millions d'€) et 2023. 	Financement	Partiellement réalisée (04/2024) Les bénéficiaires UREBA ne sont pas dans le dispositif actuellement. (PME et grandes entreprises le sont depuis 04/2024)	Strat. chaleur 2020, mesure 8 et 10 PRW mesure 55
Agir sur le bâti					
40		Intégrer une feuille de route au certificat PEB et poursuivre la promotion et le développement du Passeport Bâtiment (logement)	Communication / information		PACE 2030 mesure 239 SRLT mesures 15 16 22 23
41		Renforcement de la PEB requise pour la mise en location d'un bien résidentiel	Réglementaire		PACE 2030, p. 85
42		Mettre en place, après consultation du secteur, des obligations de rénovation phasées dans le temps et renforcer la performance énergétique des bâtiments neufs, tant pour le résidentiel que pour le tertiaire,	Réglementaire		PACE 2030 mesure 381
43		Soutenir le développement des différents Guichets Uniques (ou « One Stop Shops »)	Communication / information		PACE 2030, p. 92
44	Octroyer des primes à l'énergie et à la réhabilitation des	Augmentation des montants de base des primes ainsi que du plafond maximal des factures pouvant être remboursées.	Financement	Réalisée (10/2022)	PACE 2030 mesure 381 et p. 92

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
45	logements et des chèques « habitat »	A moyen et long terme, les postes éligibles à des primes ainsi que les montants des primes seront revus, augmentés ou limités, selon les besoins de la transition énergétique et solidaire. Les formalités d'obtention de primes doivent être facilitées, les délais d'obtention également raccourcis	Financement		PACE 2030, p. 92
46		Promouvoir l'isolation des toitures et les petits travaux de rénovation (<6000€) par la mise en œuvre d'une prime simplifiée sans audit. Budget de 51 millions d'€.	Financement	Réalisée	PRW mesure 50
47	Octroyer des prêts pour l'accès au logement et pour la rénovation (accesspack / écopack / rénopack)	Le Gouvernement augmentera substantiellement les montants et optimisera les règles d'octroi des prêts à taux zéro et des primes pour la rénovation et les économies d'énergie dans les logements, avec une attention particulière pour les propriétaires-bailleurs (en veillant à la non-augmentation du coût du logement) et les copropriétés.	Financement		PACE 2030 mesure 381
48		2 AGW pour la subvention rénopack-écopack ont été adoptés par le GW	Financement	Réalisée (2022)	PRW mesure 62
49	Augmenter l'efficacité énergétique du secteur tertiaire, des entreprises industrielles et commerciales	Fusion des aides AMURE et UREBA (-> AMUREBA). Objectif : simplifier, uniformiser et accélérer le traitement des subventions, augmenter les montants octroyés et enfin améliorer la qualité des audits et des études.	Financement	Réalisée (février 2024)	Strat. chaleur 2020, mesures 8 et 10
50	Rénover les bâtiments publics et renforcer leur rôle d'exemple	Formuler et mettre en œuvre un plan de rénovation des logements publics pour atteindre le label A décarboné, et mettre en place des mécanismes d'aide à l'investissement spécifiques pour les logements sociaux, en lien avec la performance énergétique	Communication Financement	En cours	PACE 2030 mesure 251 PRW mesures 243 et 251
51		Développer un cadre incitatif pour la définition et la réalisation de stratégies immobilières pour le parc de bâtiments publics, incluant le recours aux sources d'énergie renouvelable, et renforcer les moyens alloués aux communes pour y parvenir	Communication Financement		PACE 2030 mesure 319
52		103 millions d'€ pour 98 projets de rénovation des bâtiments publics. La performance globale exigée est de 35% d'économie des consommations énergétiques.	Financement	En cours	PACE 2030 mesure 251 PRW mesure 49
53		25 millions ont été octroyés à des projets de rénovation des infrastructures du SPW mobilité infrastructures	Financement	En cours	PRW mesure 56

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
54		Rénovation énergétique des infrastructures sportives. Fin des travaux pour décembre 2025	Financement	En cours	PRW mesure 58
55		Extension des missions de Renowatt. Budget : 10 millions d'€	Financement	Réalisée	PRW mesure 57
56	Rénover énergétiquement 20.000 logements d'utilité publique	Budget : 721 millions d'€ Période 2020-2025 Objectif : assurer la salubrité, la conformité des installations, traiter la présence d'amiante ou de plomb, augmenter la performance énergétique au niveau B minimum et à terme au niveau A	Financement	En cours	PRW mesure 251
Agir sur l'aménagement du territoire et les règles d'urbanisme					
57	Lutte contre l'étalement urbain	CoDT		Réalisée	
Préparer les industriels à devenir des acteurs de la transition					
58	Mettre en place une nouvelle génération d'accords de branche, les conventions carbone	Les Conventions Carbone sont des accords passés entre le gouvernement régional et les principaux secteurs industriels en vue d'atteindre la décarbonation à l'horizon 2050. En contrepartie, les autorités s'engagent à ne pas imposer par voie réglementaire des exigences complémentaires en matière d'efficacité énergétique et d'émissions spécifiques de CO2, et ce dans le cadre de leurs compétences.	Outil	Réalisée (décret neutralité carbone ⁴⁶ + AGW + signature conventions 4/2024)	PACE 2030, p. 100 Strat. chaleur 2020, mesure 6
59	Étendre la démarche d'accords volontaires aux PME	Etablir un cadre permettant la mutualisation des efforts des entreprises sans créer de contraintes administratives additionnelles et permettant une meilleure responsabilisation individuelle des entreprises	Outil	Réalisée (décret neutralité carbone + AGW + signature conventions 04/2024)	PACE 2030 mesure 333
60		Etablir une méthodologie d'audit énergie/carbone dans le cadre des nouveaux Accords de Branche (ADB3) sur le principe de la simplification administrative, en y intégrant notamment la capacité financière et technique de l'entreprise à le mettre en œuvre (prise en compte de la taille, de l'impact potentiel, ...). L'audit devra conduire à un plan d'actions, priorisé sur base du coût-efficacité.	Outil	Réalisée (AGW AMUREBA 04/2024)	PACE 2030 mesure 336

⁴⁶ (Parlement Wallon, 2024)

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
61	Améliorer l'efficacité énergétique des process	Améliorer l'efficacité énergétique des process industriels et tertiaires en conditionnant les aides UDE (Utilisation Durable de l'Energie) sur base d'études (étude de pré-faisabilité ou étude de faisabilité) respectant la méthodologie AMURE (BA), réalisée par des experts reconnus de la Wallonie, en condition préalable pour l'octroi d'une aide UDE afin de s'assurer que les soutiens engagés profitent bien à des projets efficaces et montrant une réelle plus-value, aussi bien en termes énergétiques qu'environnementaux.	Financement	Réalisé, AGW UDE revu	PACE 2030 mesure 346
62		Renforcer l'attractivité des audits et plans carbone pour les process tertiaires (par exemple, en les adaptant au tertiaire, en conditionnant le soutien ou en augmentant la déductibilité ou la subvention)	Outil/Financement	Réalisé partiellement AGW AMUREBA (04-2024)	PACE 2030 mesure 347
63		Mettre en place un incitant pour les entreprises qui disposent d'une source de chaleur fatale. Cet incitant sensu lato devra prendre en compte le statut de l'entreprise par rapport au système ETS et aux ADB. Il pourra aussi s'intégrer dans le cadre des Communautés d'énergie.	Financement		PACE 2030 mesure 348
64		Mettre en place des projets pilotes (et le cas échéant, un mécanisme de soutien) à la production et l'utilisation de gaz renouvelables liés à des besoins industriels spécifiques	Financement		PACE 2030 mesure 349
Accompagner les secteurs (entreprises et travailleurs) concernés par la transition énergétique et climatique					
65	Déploiement de l'alliance climat emploi rénovation	Budget : 36 millions d'€ Objectifs : lancer des partenariats concrets et participer à la mise en œuvre des actions de la Stratégie Rénovation à Long Terme des bâtiments (SRLT), stimuler la demande par la promotion et la mise en place de mesures d'accompagnement et de solutions de financement adaptées, renforcer quantitativement et qualitativement l'offre proposée.	Accompagnement	En cours	PRW mesure 59
Pilier 3 : Sécurité énergétique					
Diminuer la dépendance énergétique					
Les mesures relevant de ce pilier ont trait principalement à des compétences relevant de l'autorité fédérale belge. Toutefois, les mesures des piliers 1 et 2 y contribuent fortement.					

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
Pilier 4 : Marché intérieur de l'énergie					
Promouvoir le recours à des combustibles plus neutres d'un point de vue environnemental, aux énergies d'origine renouvelable et/ou à la cogénération					
66	Mettre en place un cadre réglementaire relatif à l'énergie thermique	<ul style="list-style-type: none"> Adoption du décret relatif à l'énergie thermique le 15 octobre 2020 (Parlement Wallon, 2020) Adoption de l'AGW relatif à l'énergie thermique le 07 juillet 2022 (Gouvernement Wallon, 2022) Adoption de l'arrêté Ministériel d'exécution (mai 2024) (inclus le cadre relatif aux communautés d'énergie thermique)	Réglementaire	Réalisée	Strat. chaleur 2020, mesures 1 et 2
Pilier 5 : Recherche, innovation et compétitivité					
Améliorer l'efficacité énergétique					
67	Encourager et faciliter les approches de rénovation par groupe de logements	Appel à projets « Renobatex » en vue de valoriser et favoriser la rénovation énergétique de « Bâtiments Exemplaires ». Budget : 50 millions	Financement	Réalisé	PRW mesure 63
68		Soutenir le développement et mettre en évidence des initiatives exemplaires et/ou pilotes, notamment via des appels à projets notamment par la mise en valeur de rénovations par quartiers, la rénovation globale d'immeubles en copropriétés, ou d'autres initiatives exemplaires d'associations, de particuliers ou d'entreprises.	Outil/Financement	En cours	PACE 2030 mesure 323 PRW mesure 60
69		Étudier des systèmes de financement innovants tel le financement lié à la pierre, les trains de rénovation, les ESCOs et le prêt in fine.	Financement	Planifiée	PACE 2030 PRW mesure 62
Développer davantage de transversalité au sein d'un périmètre géographique ou suivant une chaîne de valeur ou au sein d'un secteur économique					
70	Mettre en place une nouvelle génération d'accords de branche, les communautés carbone	Les communautés carbone incitent à des projets communs entre entreprises permettant d'atteindre des objectifs supérieurs à la somme de chacun des membres des communautés carbone	Outil	Réalisée (décret neutralité carbone ⁴⁷ + AGW 04/2024)	PACE 2030, p. 100 Strat. chaleur 2020, mesure 6

⁴⁷ (Parlement Wallon, 2024)

	Mesure politique	Contenu de la mesure	Type de mesure	Statut	Source
Développer de nouveaux combustibles					
71	Développer une filière wallonne de l'hydrogène bas carbone	<ul style="list-style-type: none"> Établir un cadre juridique et administratif pour permettre le développement de filières de production d'hydrogène bas carbone en Wallonie (dont clarification des compétences régionales/fédérales). Mandater les GRD gaz pour l'identification des besoins techniques en matière de distribution d'H2 vers les clients finaux Mandater des acteurs publics wallons pour développer un programme de soutien des filières intégrées d'H2 bas carbone Soutenir la production, la distribution et la consommation d'hydrogène bas carbone 	Financement Réglementaire	Planifiée	PACE 2030 mesures 387 388 390
72		Renforcer la recherche et l'innovation dans le secteur de l'hydrogène bas carbone	Financement	En cours	PACE 2030 mesure 393
73	Nouveaux biogaz ou biométhane	Lancer des projets pilotes de production de biométhane/biogaz à partir d'intrants nouveaux ou encore sous- ou inexploités en Wallonie.	Financement	Planifiée	PACE 2030 mesure 299

Tableau 58 : Présentation des politiques et mesures existantes en Wallonie

Depuis la dernière version de la « Stratégie de réseaux de chaleur et de froid alimentés par des cogénérations, des énergies fatales ou des sources d'énergies renouvelables » actée par le Gouvernement wallon le 11 mars 2021, la Wallonie s'est pour la première fois dotée d'un cadre réglementaire relatif à l'énergie thermique. Il s'agit d'un signal fort et d'une première étape permettant de structurer ce secteur important de la transition énergétique.

Ces dernières années ont également été marquées par la mise en œuvre du Plan de Relance de la Wallonie (PRW), lequel a financé de nombreux projets d'envergure en lien avec l'énergie thermique. Une fois concrétisés, ces projets permettront des avancées concrètes importantes vers la décarbonation de la Région.

En vue de compléter / renforcer ce set de mesures au dernier chapitre de l'étude, des recommandations économiques, juridiques et informatives seront proposées. Les analyses qui seront réalisées aux chapitres suivants permettront d'identifier quelles technologies doivent être encouragées en considérant notamment les informations relatives à leur potentiel technique sur le territoire wallon, l'identification des points forts, faibles, opportunités et menaces (chapitre 10) ainsi que les résultats des analyses économiques et financières (chapitre 11).

Chapitre 10 : Identification des technologies disponibles pour fournir de l'énergie bas carbone sur le territoire

1. Rappel de l'Annexe X

Le point 9 de la partie 3 de l'annexe X de la Directive 2023/1791/EU est le suivant :

ANALYSE DU POTENTIEL ÉCONOMIQUE D'EFFICACITÉ EN MATIÈRE DE CHALEUR ET DE FROID

9. Une analyse du potentiel économique (%) des différentes technologies de chaleur et de froid est réalisée pour l'ensemble du territoire national au moyen de l'analyse coûts-avantages visée à l'article 25, paragraphe 3, et définit des scénarios alternatifs pour des technologies de chaleur et de froid plus efficaces et renouvelables, en établissant une distinction, le cas échéant, entre l'énergie provenant de sources fossiles et celle issue de sources renouvelables.

Les technologies suivantes devraient être prises en considération:

- a) la chaleur et le froid fatals industriels;
- b) l'incinération des déchets;
- c) la cogénération à haut rendement;
- d) les sources d'énergie renouvelables, telles que l'énergie géothermique, l'énergie solaire thermique et la biomasse, qui sont autres que celles utilisées pour la cogénération à haut rendement;
- e) les pompes à chaleur;
- f) la réduction des pertes de chaleur et de froid provenant de réseaux urbains existants;
- g) les réseaux de chaleur et de froid.

(⁹) L'analyse du potentiel économique devrait indiquer le volume d'énergie (en GWh) qui peut être produit chaque année par chaque technologie analysée. Les restrictions et corrélations existant au sein du système énergétique devraient également être prises en compte. L'analyse peut recourir à des modèles fondés sur des hypothèses représentatives du fonctionnement de types communs de technologies ou de systèmes.

2. Introduction

Ce chapitre a pour objectif d'établir un potentiel net de production de chaleur et de froid pour les différentes technologies considérées au Chapitre 4. Le potentiel net diffère du potentiel technique brut (présenté au Chapitre 4) en intégrant les différentes contraintes liées à la disponibilité de la ressource, des espaces ou de réglementation.

Pour chaque technologie, sont présentés leur exploitation actuelle, leur potentiel technique brut, la part que représente l'exploitation actuelle par rapport au potentiel technique brut, le potentiel net à l'horizon 2050 ainsi que la part que représente ce potentiel net de 2050 dans les besoins de chaleur et de chaleur substituable. Cette analyse a pour objectif de construire les scénarios en allouant les mix technologiques les mieux adaptés à différents profils de consommation. Il est important de considérer que les différents potentiels techniques par technologie ne sont pas cumulables, car l'ensemble des technologies font partie d'un marché concurrentiel.

3. Potentiel net des différentes technologies considérées

3.1. Sources et méthodologie

Pour la majorité des technologies, le potentiel net est dérivé du potentiel technique brut au travers d'une série d'hypothèses exposées ci-dessous ou extraites d'une étude dédiée à l'élaboration de ce potentiel net. Dans certains cas cependant le potentiel technique brut est jugé atteignable à l'horizon 2050 et est donc conservé.

Technologies de production

Chaleur fatale industrielle

La chaleur fatale industrielle possède un potentiel technique brut très intéressant avec 4523 GWh. Etant donné que certaines industries sont situées très isolées et loin de consommateurs potentiels et que dans certains process la récupération est technologiquement complexe, la moitié de cette chaleur fatale est estimée comme étant valorisable d'ici 2050 (**2262 GWh de potentiel net**). La quantité de chaleur fatale industrielle actuellement valorisée n'est pas connue car il n'existe, à ce jour, aucun reporting obligatoire de la part des industries.

Incinération de déchets

Le potentiel technique brut de récupération de chaleur des incinérateurs de déchets est de **218 GWh** soit 0,4% de la demande de chaleur de 2021. Actuellement il n'y a pas de valorisation de cette chaleur mais étant donné que trois des quatre incinérateurs ont déjà des projets de valorisation il est raisonnable de penser que cette filière va se développer dans les années à venir. Cependant, comme pour la chaleur fatale, les incinérateurs sont souvent situés des consommateurs potentiels et il est dès lors estimé que la moitié de ce potentiel pourra être valorisé en 2050.

Géothermie peu profonde fermée

La géothermie peu profonde fermée a un potentiel net très intéressant sur le territoire wallon (ce potentiel net représente 0,66% du potentiel brut présenté au chapitre 4) et permettrait de couvrir jusqu'à 51,2% (**13.184 GWh**) des besoins de chaleur substituables à l'horizon 2050. Ce potentiel net est obtenu en croisant le potentiel technique brut avec la demande en surface pouvant être couverte par la géothermie peu profonde. La méthodologie complète est détaillée dans le rapport GeoWal (SPW Energie, 2023a). Il est à noter que c'est un potentiel très ambitieux qui nécessite une forte augmentation de la production d'énergie électrique décarbonée simultanément à la croissance de la technologie sur le territoire. Ce potentiel n'est pas réalisable avec la main d'œuvre spécialisée actuellement disponible en Wallonie et pour atteindre cet objectif ambitieux, il faut que le secteur connaisse une croissance annuelle de 31%.

Géothermie peu profonde ouverte

Le potentiel net de la géothermie peu profonde ouverte est moindre que celui de la fermée mais représente tout de même **1.452 GWh** soit 5,6% de la demande de chaleur substituable de 2050. La méthodologie est la même que pour les systèmes fermés et provient également de l'étude GeoWal (SPW Energie, 2023a).

Géothermie profonde

Le potentiel technique brut de la géothermie profonde est de 1536 GWh. La première installation de géothermie profonde a été inaugurée en 1985 à Saint-Ghislain et tourne toujours aujourd'hui. La deuxième centrale de Ghlin a été inaugurée en 2018 et mise en exploitation en janvier 2023. Vu que le

potentiel important du sous-sol profond en Wallonie est encore relativement méconnu, il paraît très peu probable qu'il soit pleinement exploité d'ici 2050 malgré le chantier de caractérisation du sous-sol lancé par la Wallonie. De manière plus réaliste, il est estimé que l'objectif de **251 GWh** de géothermie profonde du PACE est atteint en 2050.

Géothermie minière

Le potentiel technique brut de la géothermie minière est de 1690 GWh. Trois études de faisabilité ont été lancées afin de déterminer si l'exploitation de la chaleur des bassins miniers est techniquement et économiquement viable. La Wallonie a pour ambition de mettre en place au moins un projet pilote avant 2030 (SPW Energie, 2022a).

De façon optimiste, il est estimé que les sites de Charleroi et Liège exploiteront l'entièreté de leur potentiel respectivement de **501 GWh** et **444 GWh**. La géothermie minière, avec un potentiel total de **945 GWh**, couvrirait dans ce cas 3,7% des besoins de chaleur substituables de 2050.

Aquathermie

Le potentiel aquathermique se divise en deux parties distinctes. D'une part, de l'énergie thermique peut être récupérée dans l'eau de distribution et particulièrement les réservoirs de stockage de celle-ci. Cela représente un potentiel technique brut très faible de 29,7 GWh. D'autre part, les eaux de surface représentent un potentiel technique brut de 19.992 GWh. Comme précisé dans le chapitre 4, ce potentiel est fortement surévalué étant donné la nature statique de l'analyse. De ce fait, 5 % de ce potentiel sont considérés comme une valeur réaliste à atteindre à l'horizon 2050, à la manière de ce qui a été préconisé par la SPGE et la SWDE pour les eaux de distribution et la riothermie. En procédant de la sorte, le potentiel de l'aquathermie (eaux de surface et de distribution) en Wallonie est de **1025,8 GWh** (3,9% des besoins de chaleur substituables).

Riothermie

Le potentiel technique brut de la riothermie basé sur les installations d'égouts et de stations d'épurations existantes est de **89,6 GWh**. Ce potentiel est tout à fait réalisable d'ici 2050 avec un taux d'installation d'environ 90 échangeurs de 8 kW par an et un taux de charge considéré de 5000 heures par an.

Aérothermie

Le potentiel net des pompes à chaleur aérothermiques en Wallonie pour les secteurs résidentiels et tertiaires a été déterminé dans une étude du SPW (Deplasse, 2021a) (Deplasse, 2021b) et est de **10.388 GWh**. Cette valeur est dérivée du potentiel technique brut en y soustrayant certains bâtiments sur base critères d'isolation, de localisation et donc de température extérieure, de surcharge du réseau et de nuisances sonores. Il est à noter que c'est un potentiel conséquent mais dont l'activation n'est envisageable qu'en parallèle d'une forte augmentation de la production d'énergie électrique décarbonée régionale.

Solaire thermique

Le potentiel technique brut du solaire thermique dépasse largement les besoins en chaleur totaux de la Wallonie et doit être affiné pour arriver à un potentiel net. Ce dernier a été déterminé dans une étude menée par le bureau Deplasse (Deplasse, 2021c) et a été chiffré à **642 GWh**. Les installations actuelles (101 GWh) couvrent donc déjà 15% du potentiel net.

Cogénération au gaz

Les certificats verts ne seront plus octroyés aux cogénérations au gaz à partir de 2025 ce qui va grandement faire baisser l'intérêt économique de la construction de ce type d'installations. En considérant que la durée de vie moyenne d'une cogénération au gaz est de 15 ans, il est probable que

leur potentiel de production de chaleur nette soit **nulle** suite au démantèlement progressif des installations.

Cogénération biomasse et biogaz

Le potentiel technique brut de l'énergie thermique issue des cogénérations sourcées à la biomasse et au biogaz est de **2761 GWh**. Cette valeur est obtenue en considérant la chaleur théorique productible par les différentes cogénérations existantes, additionnée de la chaleur perdue lors du procédé de cogénération, qui n'est pas encore valorisée actuellement. La croissance du nombre d'installations et le démantèlement d'autres n'a pas été prise en compte pour l'évolution du potentiel. En effet, le potentiel de déploiement des cogénérations est plutôt lié à l'évolution de l'utilisation des ressources biomasse solide et biogaz plutôt qu'à celle des cogénérations en tant que tel. C'est pourquoi cette valeur très conservatrice est maintenue pour les cogénérations car ce serait redondant de considérer une évolution des deux en parallèle mais il est fort probable que la puissance installée des cogénérations vienne à augmenter.

Biomasse solide

Le potentiel net de la biomasse solide pour la production de chaleur est de **7.979 GWh** soit 31% des besoins de chaleur substituables en 2050 en Wallonie. Ce potentiel est renseigné dans l'étude qui y a été dédiée (Deplasse, 2022). La biomasse est la technologie renouvelable la plus utilisée et répandue actuellement. De plus, il s'agit d'un vecteur non électrique ce qui est important pour éviter la surcharge du réseau face à l'électrification progressive de nos besoins. La ressource biomasse est déjà fort sollicitée mais également très résiliente et actuellement beaucoup exportée.

Biométhane

Le potentiel net de consommation de biométhane en Wallonie en 2050 est de **5.700 GWh** soit 22,1% des besoins de chaleur substituables de 2050. Cette valeur est obtenue dans le rapport 'Deep Dive Study for biomethane in Belgium' (Climact, 2021).

Technologie de distribution

Réseau d'énergie thermique

Les réseaux d'énergie thermique ne sont pas une technologie de production d'énergie mais permettent de distribuer celle-ci et de mutualiser les besoins et ainsi réaliser des économies d'échelle. Actuellement 155 GWh d'énergie thermique sont distribués par des réseaux d'énergie thermique en Wallonie. L'initiative REPowerEU lancée par la Commission Européenne a pour objectif de diversifier l'approvisionnement énergétique, diminuer les besoins énergétiques et tourner la production vers des énergies renouvelables. Dans ce cadre, un pourcentage de la demande en chaleur devant être couverte par des RET a été défini pour chaque État membre afin de respecter les objectifs fixés par le plan européen. Pour la Belgique, il s'agit de 10% en 2030 et 47% en 2050 (Euro Power & Heat, 2018). En traduisant cela à la consommation wallonne actuelle et celle de 2050 il faudrait que 4.920 GWh et **18.316 GWh** soient respectivement couverts par des RET en 2030 et 2050. Il est à noter que la Wallonie ne dispose actuellement pas de suffisamment de main d'œuvre formée à la mise en place et l'exploitation de RET efficaces pour déployer ce potentiel. Il est donc essentiel de continuer à développer cette expertise et capacité d'installation dans les années à venir.

3.2. Résultats globaux

Le

Tableau 59 présente les différentes technologies étudiées dans ce chapitre, leur exploitation actuelle ainsi que les potentiels techniques bruts et nets associés. Ce potentiel net est mis en perspective avec les besoins de chaleur substituables actuels et projetés en 2050. Il est à noter que les potentiels nets présentés ci-dessous comprennent l'exploitation actuelle de la ressource. Les différents potentiels présentés ne sont pas cumulables quand l'une des ressources exploitées est commune, tel que par exemple l'électricité décarbonée pour les technologies exploitants une PAC (géothermie, aquathermie, riothermie, aérothermie) ou de la biomasse (cogénération / chaudière).

Régime de T°	Technologies / Ressources	Exploitation actuelle (GWh)	Potentiel technique brut (GWh/an)	Potentiel net à l'horizon 2050 (GWh)	Part du potentiel net dans les besoins de chaleur substituables actuels	Part du potentiel net dans les besoins de chaleur substituables de 2050
EnF - HT	Chaleur fatale industrielle	n.a.	4.523	2.262	5,5%	8,8%
EnF - HT	Incineration de déchets	0	218	109	0,3%	0,4%
EnR - BT	Géothermie peu profonde fermée	12 ⁴⁸	1.618.599	13.184	31,9%	51,2%
EnR - BT	Géothermie peu profonde ouverte	12,5	40.657	1.452	3,5%	5,6%
EnR - HT	Géothermie profonde	16,8	1.536	251	0,6%	1,0%
EnR - HT	Géothermie minière	0	1.690	945	2,3%	3,7%
EnR - BT	Aquathermie - Eaux de surface	0	19.922	996,10	2,4%	3,9%
EnR - BT	Aquathermie - Eaux distribuées	0	29,7	29,70	0,1%	0,1%
EnR - BT	Riothermie	0	89,6	89,6	0,2%	0,3%
EnR - BT	Aérothermie	408	22.844	10.338	25,0%	40,2%
EnR - MT	Solaire thermique	101	106.300	642	1,6%	2,5%
EnF - HT	Cogen Gaz	1116	1591	0	0,0%	0,0%
EnR - HT	Cogen Biomasse	2116	2671	2.671	3,8%	6,1%
EnR - HT	Biométhane	276	5.700	5.700	13,8%	22,1%
EnR - HT	Biomasse solide	3.757	7.979	7.979	19,3%	31,0%
		6.651	1.802.024	45.560	110,1%	177,0%

Tableau 59 : Tableau récapitulatif des potentiels techniques bruts et nets des technologies de production de chaleur

⁴⁸ Cette valeur a été calculée sur base des 1444 installations renseignées dans le Chapitre 4. Pour déterminer l'énergie produite, les hypothèses d'un COP de 5, d'un taux de charge de 1850 h de fonctionnement annuel et d'une puissance linéique moyenne de 45 W/m ont été retenues. Pour les systèmes ouverts, la valeur a été calculée sur base du listing des systèmes ouverts actuellement en exploitation en Wallonie ainsi que le débit extrait. Le taux de charge est maintenu identique mais le COP est estimé à 6 et le ΔT de 7°C.

3.3. Impact de l'électrification de la production d'énergie thermique sur le réseau électrique

Sur les quatorze technologies étudiées dans le chapitre précédent, la moitié d'entre elles utilisent des pompes à chaleur pour produire de l'énergie thermique. Cette tendance croissante d'électrification de la production d'énergie thermique pourrait donc avoir un impact significatif sur le réseau électrique et son utilisation, et éventuellement arriver à des situations de conflit d'usage.

Le Tableau 60 renseigne sur les technologies de production de chaleur utilisant des pompes à chaleur et leur consommation électrique. Ces besoins électriques sont obtenus sur base du potentiel net à l'horizon 2050 dérivé ci-dessus ainsi que sur base des coefficients de performance⁴⁹ de chacune des technologies considérées. Il apparaît que l'exploitation de l'entièreté du potentiel de ces technologies engendrera une augmentation des besoins électriques de 7.106 GWh. Ce chiffre considère cependant un potentiel net de production thermique de 27.084 GWh alors que les besoins substituables ne sont que de 25.746 GWh⁵⁰ à l'horizon 2050. En limitant la production aux besoins substituables et en privilégiant les technologies présentant le coefficient de performance le plus élevé, les besoins électriques s'élèvent à **6644 GWh**.

Technologie	Rapport entre l'énergie électrique et l'énergie thermique produite (-)	Potentiel net de prod. thermique en 2050 (GWh)	Besoins électriques supplémentaires en 2050 (GWh)
Aérothermie	2,9	10.338	3.564,8
Géo peu profonde ouverte	5,5	1.452	264,0
Géo peu profonde fermée	4,5	13.184	2.929,8
Géo profonde	10	50	5,0
Géo minière	10	501	50,1
Aquathermie	4,5	1.025,8	228,0
Riothermie	4,5	89,6	19,9
TOTAL	/	27.084	7.106

Tableau 60 : Tableau récapitulatif des technologies de production de chaleur utilisant des pompes à chaleur, leur coefficient de performance, potentiel net et besoins électriques associés

Ces besoins représentent une augmentation de 27,7 % de la consommation électrique wallonne de 2021 ce qui est un apport significatif, surtout en prenant en compte que d'autres secteurs très énergivores comme la mobilité suivent la même tendance, voire une tendance exponentielle.

Le gestionnaire de réseaux Elia a analysé cette charge additionnelle à l'échelle de la Belgique dans son étude "Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034)" (Elia, 2023). Il est à noter que l'analyse porte sur beaucoup d'autres facteurs qui influencent fortement le réseau (électrification, production off-shore, prolongation ou non du parc nucléaire, import/export avec les pays voisins, etc.) et que l'électrification de la chaleur n'est pas la seule augmentation de la charge du réseau.

Dans cette étude, Elia a estimé la croissance du nombre de pompes à chaleur installées et leur consommation (voir Figure 18 Figure 18 : Évolution de la consommation électrique des pompes à chaleur en Belgique pour les secteurs tertiaires et résidentiels (Elia, 2023)) à l'horizon 2035 ; la prévision indique une consommation électrique de 4,6 TWh. En maintenant le taux de croissance du nombre de

⁴⁹ Les coefficients de performance sont justifiés dans l'Annexe F du présent rapport.

⁵⁰ En considérant que les besoins de chaleur substituables du secteur industriel de 2021 (7359 GWh) diminuent de la même manière que la demande globale du secteur telle que projetée dans le chapitre 8 (diminution de 10,8%).

PAC illustré dans cette étude, ceci donnerait lieu à une consommation de 12,3 TWh en 2050. Pour être tout à fait exhaustif, il faut également noter que cette consommation n'est basée que sur les secteurs tertiaires et résidentiels, et n'inclut pas le secteur industriel.

Une augmentation estimée (voir Tableau 60) de 6,6 TWh à l'horizon 2050 pour la Wallonie uniquement semble donc légèrement supérieure aux prévisions de Elia (surtout en prenant compte la répartition de la population entre la Flandres et la Wallonie), tout en restant dans une fourchette cohérente avec les chiffres annoncés par Elia.

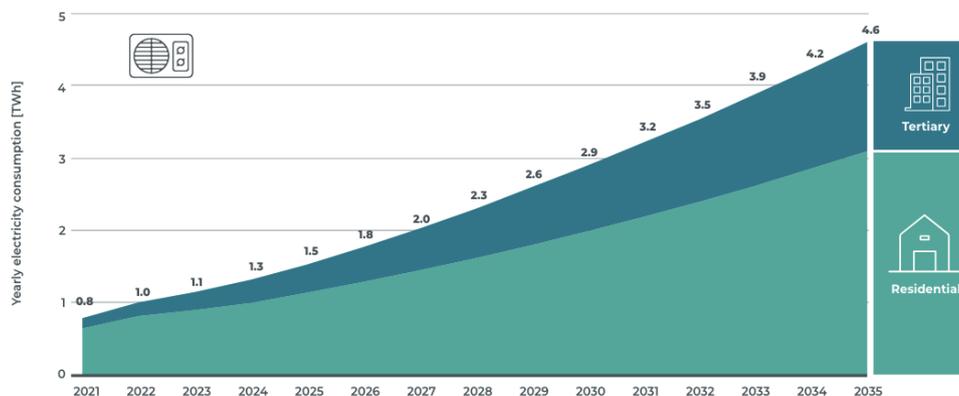


Figure 18 : Évolution de la consommation électrique des pompes à chaleur en Belgique pour les secteurs tertiaires et résidentiels (Elia, 2023)

L'impact de l'électrification de la chaleur est important et influe fortement sur le fonctionnement du réseau même si elle reste faible en comparaison à l'électrification de la mobilité par exemple. La consommation électrique de ce secteur est de 0,3 TWh et les prévisions d'Elia attendent une consommation de 12,2 TWh en 2035. C'est donc presque 3 fois plus que pour la chaleur tout en ayant des niveaux actuels trois fois plus bas.

Pour faire face à l'augmentation inévitable de la charge du réseau, ce dernier doit être renforcé aux points critiques et les équipements énergivores doivent être utilisés de manière flexible et intelligente afin de soulager le réseau quand celui-ci est surchargé. Cette surcharge potentielle est un phénomène très localisé qui va dépendre d'énormément de facteurs et il est donc très compliqué de déterminer si une quantité additionnelle d'énergie injectée ou demandée au réseau risque de provoquer une surcharge ou non.

Au-delà de la capacité du réseau à faire face à l'augmentation de la consommation électrique, un autre point d'attention est l'augmentation nécessaire de la production d'électricité décarbonée. En effet, augmenter l'efficacité des technologies de chauffage et de refroidissement avec l'installation massive de pompes à chaleurs est absolument essentiel mais ces dernières doivent impérativement être alimentées par de l'électricité verte. C'est pourquoi il faut agir sur ces deux leviers de manière simultanée pour pouvoir décarboner au maximum la production de chaud et de froid.

Chapitre 11 : Construction de scénarios et analyses financières, économiques et de sensibilité

1. Rappel de l'Annexe X

La partie III de l'annexe X de la Directive 2023/1791/EU contient les détails concernant l'analyse du potentiel économique d'efficacité en matière de chaleur et de froid. L'analyse du potentiel économique repose sur les étapes suivantes :

- **Considérations**
 - Le scénario de base devrait servir de point de référence et tenir compte des politiques existantes au moment de l'élaboration de cette évaluation complète, et se rapporter aux données collectées en vertu de la partie I et de la partie II
 - Chaque scénario alternatif comporte une comparaison par rapport au scénario de base pour le potentiel économique des technologies envisagées, la réduction d'émission de gaz à effet de serre, ...
 - Les scénarios irréalisables en raison de considérations techniques ou financières ou de réglementations nationales peuvent être exclus rapidement de l'analyse coûts-avantages
- **Scénarios alternatifs pertinents par rapport au scénario de base**
- **Coûts et avantages**
 - Coûts : coûts en capital (installations, équipements, réseaux), coûts de fonctionnement (fixes et variables), coûts de l'énergie, ...
 - Avantages : valeur de la production destinée au consommateur (chaleur, refroidissement et électricité), externalités positives
- **Limites et approche intégrée** : l'analyse tient compte de toutes les ressources d'approvisionnement centralisées ou décentralisées pertinentes disponibles à l'intérieur du système et des limites géographiques définies.
- **Hypothèses** : prix des principaux facteurs de consommation et de production, taux d'actualisation, évolution du prix de l'énergie...
- **Analyse de sensibilité** fondée sur des facteurs variables ayant une incidence significative sur le résultat des calculs (variation des prix du gaz naturel et de l'électricité, des coûts de fonctionnement et d'investissement et introduction d'un coût CO₂)

2. Introduction

Pour les différents profils présentés à la section suivante, une analyse descriptive suivie d'une analyse de la représentativité précède les analyses économiques ayant été réalisées permettant une estimation de la valeur actualisée et annualisée des coûts nets. Par ailleurs, pour chaque profil étudié, une analyse environnementale est réalisée. Celle-ci tient compte des émissions de CO₂ liées aux différents vecteurs énergétiques présents dans cette analyse (gaz, électricité, biomasse, chaleur fatale, etc.). Ces analyses sont exécutées sur une durée de 40 ans qui représente la durée de vie minimale du plus long asset, à savoir le réseau.

Enfin, tel que le requiert la Directive 2023/1791/EU, une analyse de sensibilité a été réalisée considérant l'impact d'une variation au niveau des investissements et dépenses opérationnelles, des prix des combustibles considérés, des émissions de CO₂ ainsi que des effets sur l'environnement. Les hypothèses technico-économiques et les données de départ sont reprises dans l'Annexe F du présent rapport.

3. Matrice des profils de consommation - technologie

L'analyse présentée dans ce chapitre se déroule comme suit :

- 4 profils de consommation, représentatifs des besoins de chaleur en Wallonie, sont étudiés à travers différents scénarios.
- Chaque profil est associé à un scénario de base qui est par la suite dérivé en plusieurs scénarios alternatifs (voir Tableau 61).
- Dans chacun des scénarios de base, les besoins de chaleur sont couverts de manière individuelle par des technologies installées au sein des bâtiments
- A l'inverse, les scénarios alternatifs étudient la mise en commun des systèmes de chaleur via des RET.
- Les taux de couverture des différentes sources de chaleur sont justifiés dans l'Annexe F du présent rapport.
- L'analyse coûts-avantages (détaillée dans l'Annexe F du présent rapport) est appliquée à chacun des scénarios afin de les comparer entre eux par profil.

NB : Seule l'énergie thermique et plus précisément les besoins de chaleur sont pris en compte dans cette analyse. La consommation électrique de chaque scénario est également intégrée à l'analyse.

Profils et scénarios				
Couverture par technologie détaillée par scénario de chaque profil de consommation	Solution individuelle		Solution collective - RET	
	Technologie 1	Technologie 2	Technologie principale	Technologie d'appoint/backup
Profil 1 – Commune urbaine ou périurbaine à forte densité énergétique				
SB1 – Source de chauffage individuelle	48% PAC aérothermique	52% chaudière à condensation	/	/
Répartition de la consommation entre la solution individuelle et collective pour les scénarios alternatifs (cf. annexe F)	70 % de chauffage en solution individuelle		30 % de chauffage en solution collective	
SA1.1 – Cogénération gaz reliée à un RET et chaudière d'appoint centrale au biogaz (back-up)	48% PAC aérothermique	22% Chaudière à condensation	27% Cogénération gaz	3% Chaudière d'appoint biogaz
SA1.2 – Chaleur fatale distribuée par RET et chaudière d'appoint central au biogaz (back-up)	48% PAC aérothermique	22% Chaudière à condensation	26% Récupération de chaleur fatale	4% Chaudière d'appoint biogaz
SA1.3 – Installations géothermiques profondes reliées à un RET et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	48% PAC aérothermique	22% Chaudière à condensation	27% Géothermie profonde	3% PAC aérothermique
SA1.4.1 – Installations géothermiques peu profondes fermées reliées à un RET et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	48% PAC aérothermique	22% Chaudière à condensation	18% Géothermie peu profonde fermée	12% PAC aérothermique
SA1.4.2 – Installations géothermiques peu profondes ouvertes reliées à un RET et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	48% PAC aérothermique	22% Chaudière à condensation	18% Géothermie peu profonde ouverte	12% PAC aérothermique
SA1.5 – Installations aquathermiques reliées à un RET et et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	48% PAC aérothermique	22% Chaudière à condensation	18% Aquathermie	12% PAC aérothermique
Profil 2 – Parc d'immeubles résidentiels				
SB2 - Source de chauffage par bâtiment	58% PAC aérothermique	42% Chaudière à condensation	/	/
SA2.1 – Chaudières biomasse solide reliées à un RET	/	/	100% Chaudière biomasse solide	/

SA2.2 – Chaleur fatale distribuée par RET et chaudière d'appoint centrale au biogaz (back-up)	/	/	85% Récupération de chaleur fatale	15% Chaudière d'appoint biogaz
SA2.3.1 – Installations géothermiques peu profondes fermées reliées à un RET et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	/	/	60% Géothermie peu profonde fermée	40% PAC aérothermique
SA2.3.2 – Installations géothermiques peu profondes ouvertes reliées à un RET et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	/	/	60% Géothermie peu profonde ouverte	40% PAC aérothermique
Profil 3 – Site industriel				
SB3 – Source de chauffage décentralisée par bâtiment	100% Chaudière à condensation	/	/	/
SA3.1 - Cogénération gaz, reliée à un RET et chaudière d'appoint centrale au biogaz (back-up)	/	/	90% Cogénération au gaz	10% Chaudière d'appoint biogaz
SA3.2 – Cogénération biomasse solide reliée à un RET et chaudière d'appoint centrale au biogaz (back-up)	/	/	90% Cogénération biomasse solide	10% Chaudière d'appoint biogaz
SA3.3 - Chaleur fatale industrielle distribuée par RET et chaudière d'appoint centrale au biogaz (back-up)	/	/	85% Récupération de chaleur fatale	15% Chaudière d'appoint biogaz
Profil 4 - Nouveaux quartiers				
SB4 – Pompes à chaleur aérothermiques	100% PAC aérothermique	/	/	/
SA4.1 – Cogénération biogaz reliée à un RET et chaudière d'appoint centrale au biogaz (back-up)	/	/	90% Cogénération biogaz	10% Chaudière d'appoint biogaz
SA4.2 – Chaufferie biomasse solide reliée à un RET et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	/	/	90% Chaudière biomasse solide	10% PAC aérothermique haute température
SA4.3 – Installations géothermiques profondes reliées à un RET et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	/	/	90% Géothermie profonde	10% PAC aérothermique haute température
SA4.4.1 – Installations géothermiques peu profondes fermées reliées à un RET et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	/	/	60% Géothermie peu profonde fermée	40% PAC aérothermique
SA4.4.2 – Installations géothermiques peu profondes ouverte reliées à un RET	/	/	60% Géothermie peu	40% PAC

et pompe à chaleur aérothermique (back-up)			profonde ouverte	aérothermique
SA4.5 – Installations aquathermiques reliées à un RET et pompe à chaleur aérothermique (back-up)	/	/	60% Aquathermie	40% PAC aérothermique

Tableau 61 : Couverture énergétique par technologie détaillée pour les différents profils et scénarios étudiés

Le tableau ci-dessous décrit brièvement les différents graphes qui seront étudiés lors de l'analyse coûts-avantages. Celle-ci est divisée en trois parties :

- Une analyse économique qui observe la valeur actualisée et annualisée des coûts nets (VAACN) et son évolution
- Une analyse de sensibilité qui étudie l'évolution de la VAACN en fonction de la variation des CAPEX, des OPEX et des prix de combustibles
- Une analyse environnementale qui évalue les émissions de CO₂, l'introduction d'un coût CO₂ et l'impact des investissements sur les émissions de CO₂

Analyse	Graphe	Explications
Analyse économique	Valeur actualisée et annualisée des coûts nets (VAACN)	Il s'agit des flux de trésorerie actualisés sur la durée de vie du projet ramenés à une année.
	Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts	La VAACN est détaillée par poste de coût : <ul style="list-style-type: none"> - CAPEX : investissements en capital de départ et au réinvestissement - non-energy OPEX : coûts liés à la maintenance de la chaufferie et à la supervision et gestion de l'éventuel réseau - OPEX combustibles : coûts liés à l'achat des combustibles - Achat d'électricité : coût lié à l'achat d'électricité - Vente d'électricité : recettes de la revente d'électricité - Charges financières : coûts liés aux intérêts de remboursement d'un emprunt (dans ce cas-ci, lié au remboursement du CAPEX) - Subsidés : ensemble des aides financières (aide à l'investissement, CV, réalisation d'études)
	Comparaison des coûts nets cumulés des scénarios sur la durée de vie	Les coûts nets cumulés sont mis en perspective avec les investissements et la durée de vie des technologies considérées dans chacun des scénarios. Le potentiel réinvestissement pour l'une des technologies influence alors la VAACN.
Analyse de sensibilité	Variation des CAPEX	Evolution de la VAACN en fonction de la variation des CAPEX
	Variation des non-energy OPEX	Evolution de la VAACN en fonction de la variation des non-energy OPEX
	Variation des prix des combustibles et de l'électricité	Evolution de la VAACN en fonction de la variation des prix des combustibles et de l'électricité ainsi qu'en fonction du taux d'inflation de l'énergie
Analyse environnementale	Émissions de CO ₂	Comparaison des émissions de CO ₂ équivalent par scénario
	Introduction d'un coût de CO ₂	Evolution de la VAACN si les consommateurs doivent payer les tonnes de CO ₂ émises par les technologies de production considérées
	Impact des investissements sur les émissions de CO ₂	Cet impact est quantifié en divisant la différence d'émissions de CO ₂ par rapport au scénario de base par la VAACN du scénario considéré. Cela fait ressortir la quantité de CO ₂ économisée par euro investi sur la durée de vie du projet.

Tableau 62 : Description des résultats présentés dans ce chapitre

4. Analyse du profil 1

4.1. Description du profil de consommation

Le tableau ci-dessous présente les données clés de la morphologie et de la consommation du Profil 1. Ce profil correspond à une commune urbaine ou périurbaine présentant une densité critique, à savoir une densité linéique énergétique supérieure à 2 MWh/m/an. La méthode de calcul de la densité linéique est présentée dans l'Annexe D.

Dans ce premier cas (Profil 1), seule une partie de la commune (30%) étudiée est considérée comme reliée à un réseau d'énergie thermique dans les scénarios alternatifs, l'analyse porte donc sur cette partie présentée dans la description ci-dessous. Les 70% restants sont couverts par des pompes à chaleur aérothermiques et des chaudières à condensation. Cette composition ne variant pas pour les différents scénarios de ce profil, elle n'est pas analysée.

Profil 1 : Communes à forte densité linéique		
Caractéristiques	Densité linéique supérieure à 2 MWh/an/m	
Exemple	Commune de Farciennes	
Description		
Nombre d'habitants	11.335	
Consommation énergétique thermique	96.300 MWh	
Densité linéique	2,198 MWh/an/m	
Secteurs	Résidentiel	Tertiaire
Consommation énergétique thermique	84.900 MWh	11.400 MWh
Part des besoins couverts par un RET dans les scénarios alternatifs	Pourcentage	Consommation
	30%	28.880 MWh

Tableau 63 : Description du profil 1

4.2. Représentativité du profil

Le tableau ci-dessous présente la fourchette de représentativité du Profil 1. Sur base des données disponibles dans la version antérieure de cette étude, dans le cadre du projet « Tibi » à Farciennes, environ 30% du bâti est connecté au réseau d'énergie thermique. Cette hypothèse est conservée dans l'analyse du Profil 1, les 70% restants gardant donc des solutions de chauffage individuelles (PAC aérothermiques & chaudières à condensation au gaz naturel).

Le ratio entre ces deux sources est basé sur la part des ménages connectés au gaz dans la commune étudiée (Farciennes). Lorsqu'on considère toute la commune, il apparaît que 52% des ménages sont connectés au gaz. Ces derniers restent donc au gaz naturel tandis que des PAC aérothermiques couvrent les 48% restants.

Toutefois, puisque les scénarios alternatifs étudient des solutions de chaleur en partie décarbonées, les 30% couverts par l'analyse sont pris parmi les ménages connectés au gaz naturel. Dès lors, les 70% restants sont composés de 48% de PAC aérothermiques et 22% de chaudières à condensation.

En considérant toutes les communes représentées par le Profil 1, 24% des besoins de chaleur résidentiels de la Wallonie et 29% des besoins tertiaires sont couverts par ce profil. Les besoins de chaleur couverts par le réseau d'énergie thermique sont quant à eux de l'ordre de 7% et 9% respectivement.

Les besoins de chaleur pris en compte dans ce profil sont ceux des secteurs résidentiel et tertiaire obtenus via l'étude GeoWal (SPW Energie, 2023a), ce sont donc les besoins de 2022 ce qui amène une légère précision par rapport aux pourcentages de demande de 2021.

Profil 1 : Communes à forte densité linéique		
Zones similaires au profil 1	22 communes wallonnes présentent une densité linéique supérieure ou arrondie à 2 MWh/an/m	
Exemples	Verviers, Boussu, Seraing, Châtelet, etc.	
Représentativité en termes d'habitants		
Nombre d'habitants	935.701 habitants (25,6% de la Wallonie)	
Nombres d'habitants connectés au RET	Environ 280.711 habitants (7,7% de la Wallonie)	
Représentativité en termes de besoins de chaleur		
	Total	Connectés au RET (30%)
Besoins de chaleur - Résidentiel	6.651 GWh	1.995 GWh
Besoins de chaleur - Tertiaire	2.119 GWh	635 GWh
Besoins de chaleur - TOTAL	8.771 GWh	2.631 GWh
Part des besoins de chaleur wallons (Résidentiel + tertiaire)	25%	7,5%

Tableau 64 : Représentativité du profil 1

Les communes représentées par le profil 1 sont listées dans le tableau ci-dessous.

Communes	Population - Nombre d'habitants	Densité linéique (MWh/an/m)	Besoins de chaleur Résidentiel + Tertiaire (GWh)
Sources	Statbel (2023)	Voir Annexe D du présent rapport	Etude GeoWal (SPW Energie, 2023a)
Liège	195.346	3,093	1.890,61
Colfontaine	20.659	2,906	173,68
Saint-Nicolas	24.352	2,714	175,97
Verviers	55.156	2,609	602,53
Charleroi	203.785	2,374	1.985,60
Seraing	64.035	2,343	512,40
Aiseau-Presles	10.903	2,288	100,68
Châtelet	35.512	2,287	328,58
Waterloo	30.477	2,273	296,96
Ottignies-Louvain-la-Neuve	31.526	2,249	313,81
Farciennes	11.335	2,198	96,27
Ham-sur-Heure-Nalinnes	13.811	2,183	142,80
Morlanwelz	19.231	2,157	181,22
Beyne-Heusay	11.996	2,109	101,94
Rixensart	23.115	2,073	196,54
Ans	28.764	2,035	244,92
Montigny-le-Tilleul	10.116	2,004	104,72
Boussu	20.096	1,999	184,37
La Louvière	81.382	1,989	742,62
Quaregnon	18.996	1,979	159,18
Le Roeulx	8.812	1,969	89,95
Fléron	16.296	1,954	145,95

Tableau 65 : Communes représentées par le profil 1

4.3. Scénarios envisagés

Au regard du profil de consommation décrit supra, sept scénarios ont été identifiés (le scénario de base pour toute la commune est également présenté pour plus de clarté) :

- **Scénario de base pour toute la commune (SB1_full)⁵¹** : Le scénario de base pour toute la commune (SB1_full) considère une situation dans laquelle chaque bâtiment assure individuellement ses propres besoins, via 48% des pompes à chaleur aérothermiques et 52% des chaudières à condensation. Il n'y a pas de réseau d'énergie thermique.
- **Scénario de base (SB1)⁵²** : Le scénario de base (SB1) considère une situation dans laquelle chaque bâtiment assure individuellement ses propres besoins via des chaudières à condensation. Il n'y a pas de réseau d'énergie thermique.

⁵¹ SB1_full couvre 100% de la demande de Farciennes.

⁵² SB1 couvre 30% de la demande de Farciennes, à savoir la partie desservie par un RET.

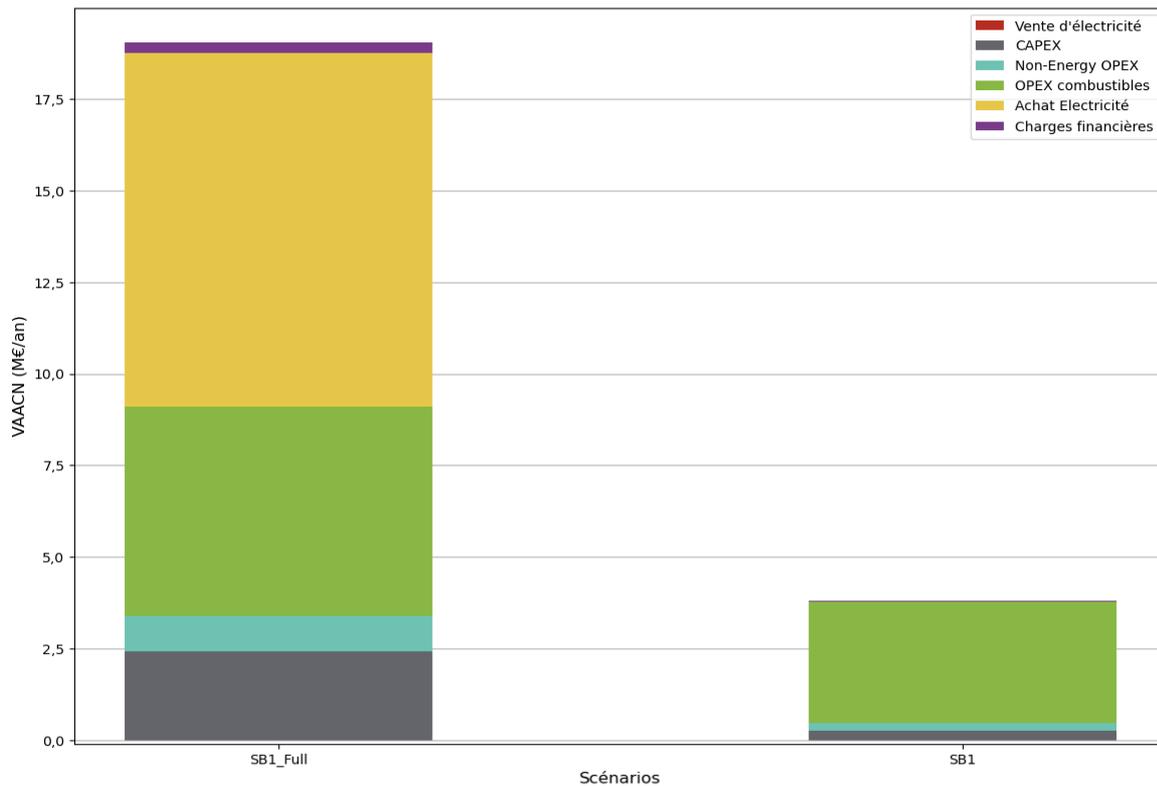
- **Scénario alternatif 1 (SA1.1)** : Le scénario alternatif 1 (SA1.1) considère une situation dans laquelle les besoins de chaleur sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une cogénération gaz couvre 90% des besoins et le reste est couvert par un chauffage d'appoint central au biogaz (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 2 (SA1.2)** : Le scénario alternatif 2 (SA1.2) considère une situation dans laquelle les besoins de chaleur sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, la récupération de chaleur fatale couvre 85% des besoins et le reste est couvert par un chauffage d'appoint central au biogaz (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 3 (SA1.3)** : Le scénario alternatif 3 (SA1.3) considère une situation dans laquelle les besoins de chaleur sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, la géothermie profonde couvre 90% des besoins et le reste est couvert par une PAC aérothermique (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 4 (SA1.4.1)** : Le scénario alternatif 4.1 (SA1.4.1) considère une situation dans laquelle les besoins de chaleur sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, des installations de géothermie peu profonde (fermée) couvrent 60% des besoins et le reste est couvert par une PAC aérothermique (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 4 (SA1.4.2)** : Le scénario alternatif 4.2 (SA1.4.2) considère une situation dans laquelle les besoins de chaleur sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, des installations de géothermie peu profonde (ouverte) couvrent 60% des besoins et le reste est couvert par une PAC aérothermique (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 5 (SA1.5)** : Le scénario alternatif 5 (SA1.5) considère une situation dans laquelle les besoins de chaleur sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, l'aquathermie couvre 60% des besoins et le reste est couvert par une PAC aérothermique (servant également de back-up).

4.4. Analyse économique

Valeur actualisée et annualisée des coûts nets

Comme mentionné précédemment, l'analyse coûts-avantages du profil 1 ne se concentre que sur 30% de la demande en chaleur, qui est la part de cette dernière connectée via un réseau d'énergie thermique dans les scénarios alternatifs, les 70% restants gardant des solutions individuelles carbonées ou non. Cependant, le profil 1 représentant toute une commune, une première analyse couvrant toute la demande a tout de même été conduite à titre informatif. Le Graphique 50 compare les VAACN du scénario de base pour toute la commune qui prend en compte toute la demande de Farciennes avec le scénario de base qui couvre 30% des besoins.

Ce graphique, en plus de donner un ordre de grandeur à l'échelle communale, illustre le fait que seule la partie carbonée est considérée comme point de comparaison pour les scénarios alternatifs.



Graphique 50 : VAN annualisées du scénario couvrant toute la commune et du scénario de base

Les scénarios alternatifs présentent une valeur actualisée et annualisée des coûts nets inférieure à celle du scénario de base à l'exception du SA1.1 qui est sourcé avec une cogénération au gaz.

SA1.1 (cogénération gaz) : Malgré la revente d'électricité générée par la cogénération, la consommation de gaz et les coûts d'investissement et de fonctionnement rendent cette solution onéreuse. Les OPEX très élevés (ils pourraient croître davantage encore si le mix de gaz dans le réseau présente un taux de biogaz qui venait à augmenter) désavantagent ce scénario pour le critère de la VAACN.

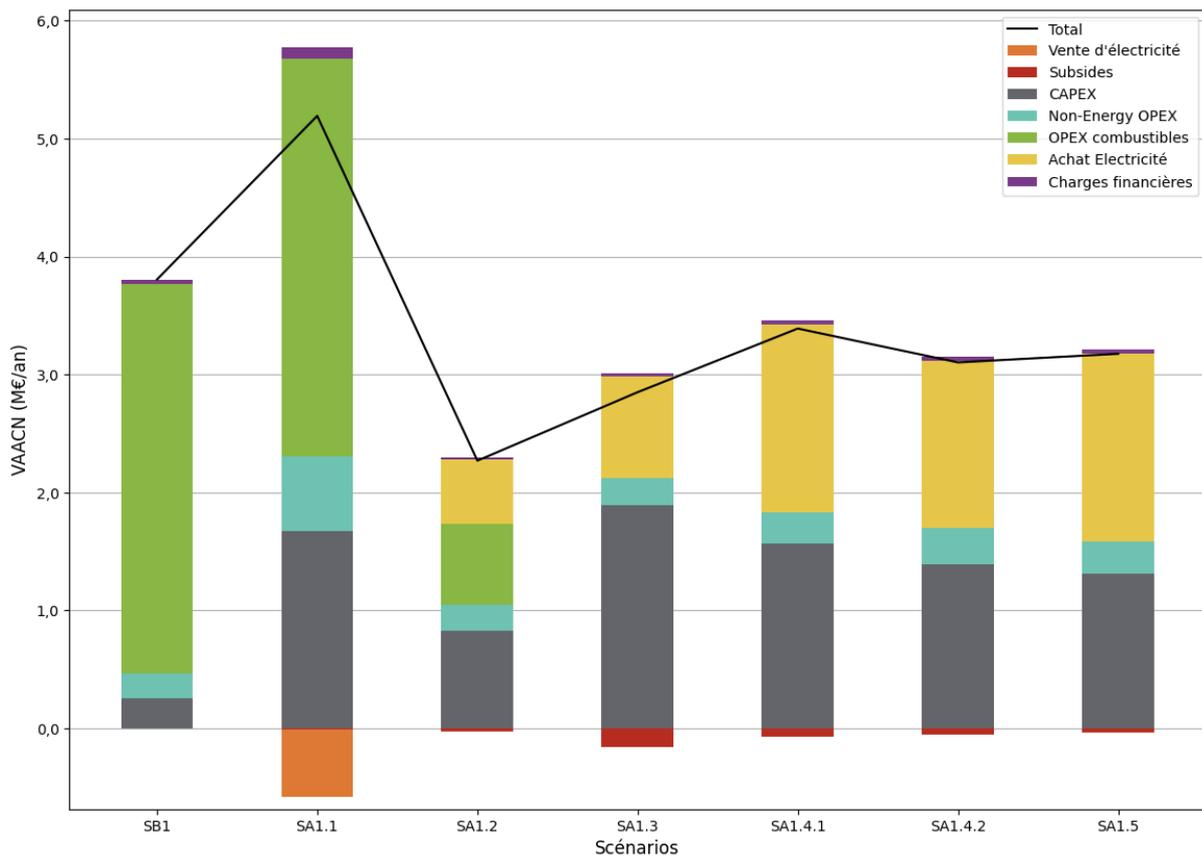
SA1.2 (chaleur fatale) : La chaleur fatale est le scénario le moins cher sur sa durée de vie. Les coûts de combustibles sont le poste le plus important avec une répartition entre de l'électricité et l'achat des combustibles (répartis entre l'achat de la chaleur fatale et du biogaz pour l'appoint, la majorité des coûts étant imputables à ce dernier). N'ayant pas connaissance des régimes de température de la chaleur fatale, 50% est considéré comme haute température avec un échangeur et 50% comme moyenne température avec l'utilisation d'une pompe à chaleur. Cet aspect est détaillé davantage dans l'Annexe F du présent rapport sur la méthodologie de l'analyse coûts-avantages.

SA1.3 (géothermie profonde) : L'avantage de la géothermie profonde repose sur un coefficient de performance très élevé vu qu'il ne faut pas réhausser la température du réseau (la géothermie profonde est naturellement une source de chaleur à haute température). Cela compense les coûts d'investissement très élevés sur la durée de vie des équipements et du réseau.

SA1.4.1 - SA1.5 : les trois derniers scénarios à savoir la géothermie peu profonde fermée, ouverte et l'aquathermie sont tous les trois moins chers que le scénario de base et relativement similaires entre eux. Les différences majeures sont les coûts de sourcing plus importants lorsque des forages sont requis (géothermie peu profonde) et les coefficients de performance qui sont un peu meilleurs pour les technologies à prise d'eau directe (SA1.4.2 géothermie peu profonde ouverte et SA1.5 aquathermie).

Scénario	SB1	SA1.1	SA1.2	SA1.3	SA1.4.1	SA1.4.2	SA1.5
Valeur actualisée et annualisée des coûts nets (k€/an)	3.805,7	5.192,1	2.269,8	2.850,0	3.389,5	3.102,5	3.175,6
Différence avec le SB1 (SB1-SA1.x) (k€/an)		-1.386,3	1.535,9	955,7	416,2	703,2	630,2
Coûts normalisés au MWh distribué (€/MWh)	131,8	179,8	78,6	98,7	117,4	107,4	110,0

Tableau 66 : Résultats globaux pour le profil 1



Graphique 51 : VAN annualisées des scénarios pour le profil 1

Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts

L'analyse des coûts annualisés par poste de coûts permet d'identifier les forces et les faiblesses de chacun des scénarios :

CAPEX : Les coûts d'investissement les plus importants sont pour le scénario de la géothermie profonde liés à des coûts de forage ainsi que des frais d'études et d'exploration très conséquents. A l'inverse, le scénario de base n'ayant pas de réseau d'énergie thermique, les coûts d'investissement sont nettement moins importants que pour les autres scénarios.

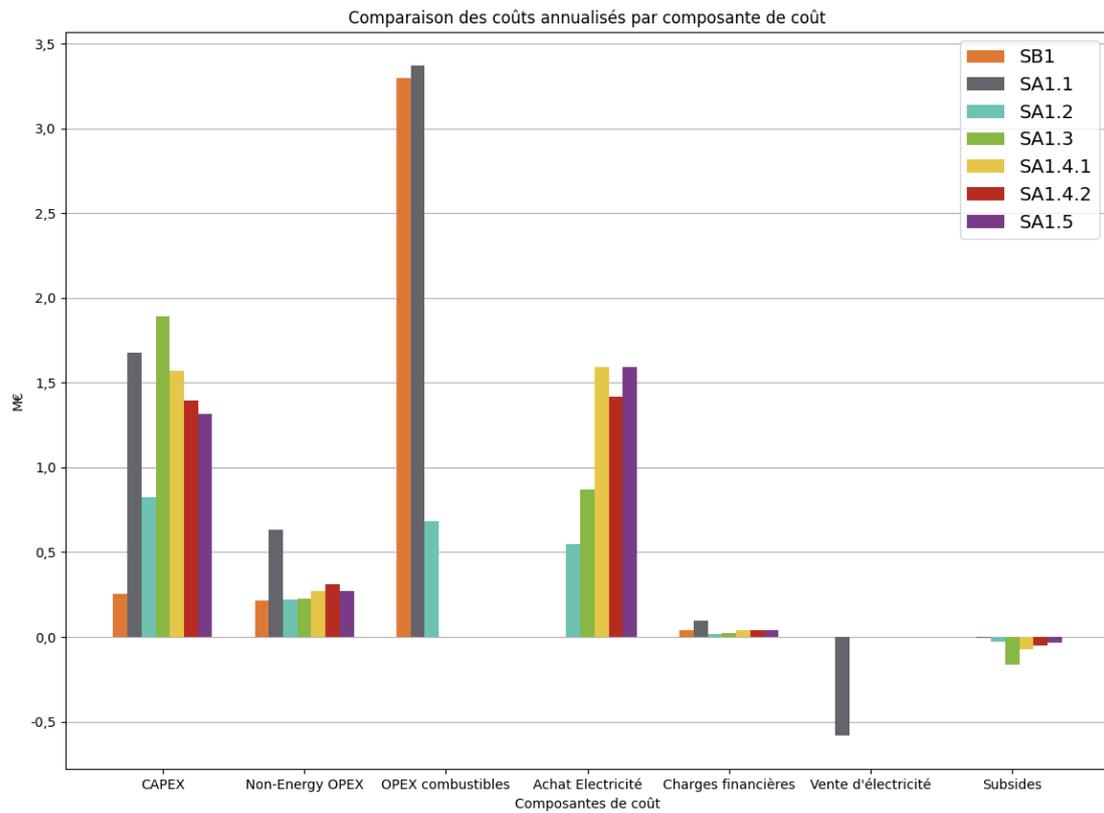
Non-Energy OPEX : Les coûts de fonctionnement des scénarios alternatifs sont plus importants que ceux du scénario de base car ils impliquent la supervision et la maintenance du réseau d'énergie thermique et des installations de production.

OPEX combustibles : Le scénario de base (SB1) et le scénario cogénération gaz (SA1.1) ont tous les deux des coûts de combustibles très élevés dû à la consommation de gaz. Le scénario de récupération de chaleur fatale (SA1.2) doit également payer une partie de sa chaleur fatale et le biogaz nécessaire à son back-up.

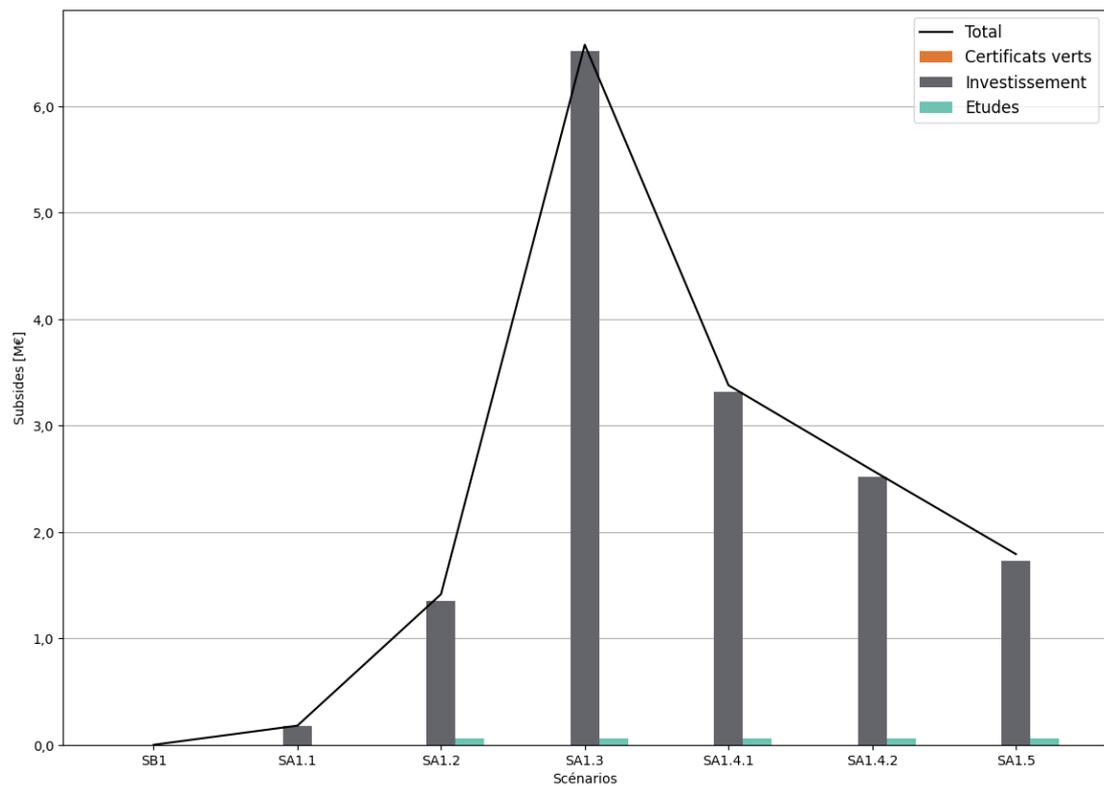
Achat Électricité : Le scénario de récupération de chaleur fatale (SA1.2) est aussi consommateur d'électricité pour alimenter sa pompe à chaleur. Les autres scénarios alternatifs consomment tous plus d'électricité pour réhausser la température de leur source basse température (sous-sol peu profond, eau de surface) ou pour pomper l'eau chaude de la géothermie profonde.

Vente d'électricité : Seul le scénario SA1.1 (cogénération gaz) produit de l'électricité et permet de la revendre. Il est à noter qu'aucune autoconsommation n'est considérée ici et est financièrement plus intéressante que la revente à la vue du prix bas de la revente sur le réseau.

Subsides : Le Graphique 53 montre que le scénario SA1.3 (géothermie profonde) est celui qui bénéficie du plus gros montant de subsides. Cela est dû au fait que ces subsides sont calculés sur base d'un pourcentage du CAPEX et que ce scénario a les coûts d'investissement les plus importants (voir Graphique 52). Les pourcentages varient en fonction de la technologie et sont décrits dans l'Annexe F du présent rapport sur la méthodologie de l'analyse coûts-avantages. Les cogénérations au gaz ne seront plus subsidiées par des certificats verts pour la production d'électricité à partir de 2025. La composante certificat vert des subsides n'est donc pas intégrée pour cette technologie. Pour finir, les coûts et subsides liés à la réalisation d'étude de faisabilité pour chaque scénario sont également présentés dans l'Annexe F mentionnée précédemment mais représentent une fraction négligeable sur la durée de vie du projet.



Graphique 52 : Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts pour le profil 1



Graphique 53 : Détails des composantes des subsides totaux pour le profil 1

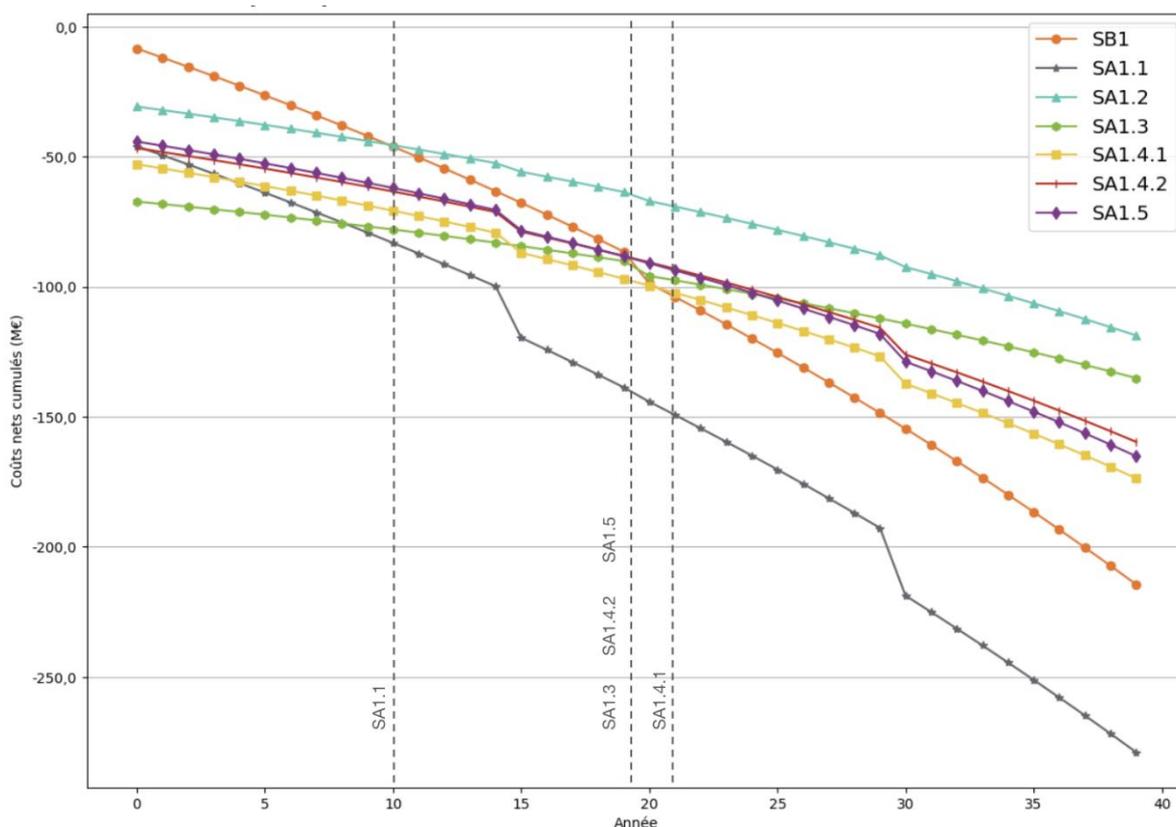
Comparaison des coûts nets cumulés des scénarios

Le graphique des coûts nets cumulés des scénarios envisagés doit être mis en perspective avec les investissements et les durées de vie des technologies considérées dans chacun de ces scénarios. En effet, ces informations permettent de comprendre les « paliers » visibles sur le graphique qui représentent le réinvestissement dans le CAPEX de la technologie à la fin de sa durée de vie. Bien que le scénario de base présente des investissements plus faibles que les autres, ce qui lui permet d'être le plus rentable sur le court terme, il apparaît que presque chaque scénario alternatif envisagé est avantageux sur le plus long terme (sauf le SA1.1 à cogénération). Le scénario SA1.2 à la chaleur fatale devient moins cher que le scénario de base après 10 ans tandis qu'il faut attendre une vingtaine d'années pour les autres technologies renouvelables pour amortir leurs coûts d'investissement. Le scénario SA1.1 cogénération pâtit de coûts de combustibles et d'installation élevés ainsi que d'un réinvestissement tous les 15 ans. Les lignes en pointillés sur le Graphique 54 mettent en avant les années lors desquelles des scénarios alternatifs deviennent économiquement plus avantageux que le scénario de base.

	CAPEX technologie primaire (€)	Durée de vie technologie primaire	CAPEX appoint (€)	Durée de vie appoint	CAPEX Réseau/ Sourcing (€)	Durée de vie réseau/ Sourcing
SB1	5.050.114,8	20,0	/	/	/	/
SA1.1	11.644.456,3	15	492.835,0	20,0	30.493.601,5	40,0
SA1.2	1.483.750,3	15/20	745.262,7	20,0	27.264.496,7	40,0
SA1.3	519.841,8	20,0	2.681.053,9	20,0	69.169.831,4	40,0
SA1.4.1	1.635.706,4	15,0	2.926.849,8	15,0	48.674.598,5	40,0
SA1.4.2	1.635.706,4	15,0	2.926.849,8	15,0	41.754.302,1	40,0
SA1.5	1.635.706,4	15,0	2.926.849,8	15,0	38.608.712,9	40,0

Tableau 67 : Investissements et durée de vie des technologies du profil 1

Sur le Graphique 54, les coûts sont présentés comme des valeurs négatives car il s'agit de flux de trésorerie négatifs (dépenses) tout au long de la durée de vie du projet. Le scénario la plus négatif est donc celui qui dépense le plus sur la durée de vie de l'installation.



Graphique 54 : Coûts nets cumulés des scénarios du profil 1

Le tableau ci-dessous reprend l'électricité nécessaire couvrir les besoins de chaleur de chaque scénario du profil 1. Les deux premiers étant sourcés au gaz, il n'y a pas de consommation électrique. Une partie de la chaleur fatale considérée comme étant récupérée à moyenne température est réhaussée à l'aide d'une pompe à chaleur, ce qui induit une consommation électrique. C'est le cas également pour les pompes utilisées pour remonter l'eau chaud issue des puits de géothermie profonde ainsi que des PAC aérothermiques utilisées en appoint. Pour finir, les pompes à chaleurs utilisées dans le cas de la géothermie peu profonde et de l'aquathermie ont des COP similaires ce qui explique une consommation électrique très proche.

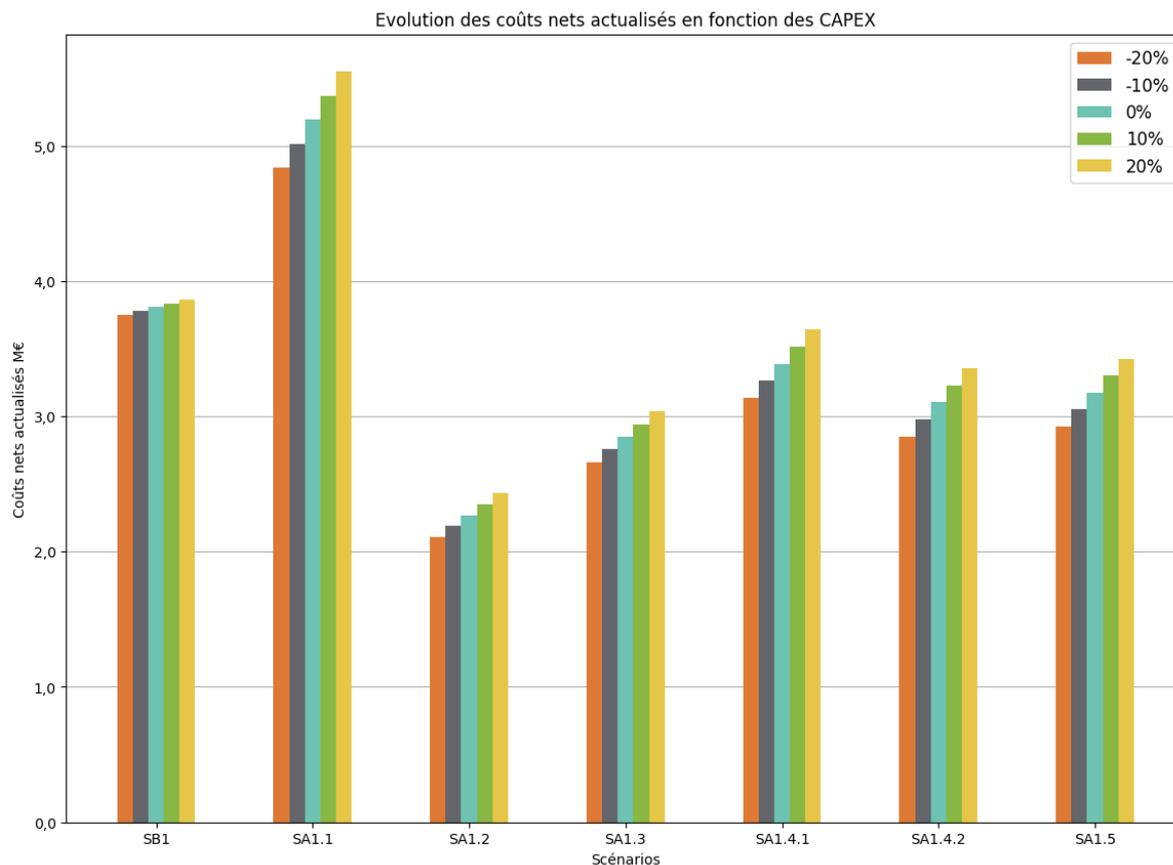
Scénario	SB1 Chaudière gaz	SA1.1 Cogénération gaz / biogaz	SA1.2 Chaleur fatale	SA1.3 Géothermie profonde / Aérothermie	SA1.4.1 Géothermie peu profonde fermée / Aérothermie	SA1.4.2 Géothermie peu profonde ouverte / Aérothermie	SA1.5 Aquathermie / Aérothermie
Electricité nécessaire pour les besoins de chaleur (MWh)	/	/	2406,7	3812,9	6975,8	6214,8	6975,8

Tableau 68 : Electricité nécessaire pour assurer les besoins de chaleur des technologies électrifiées

4.5. Analyse de sensibilité

Analyse de sensibilité sur la variation des CAPEX

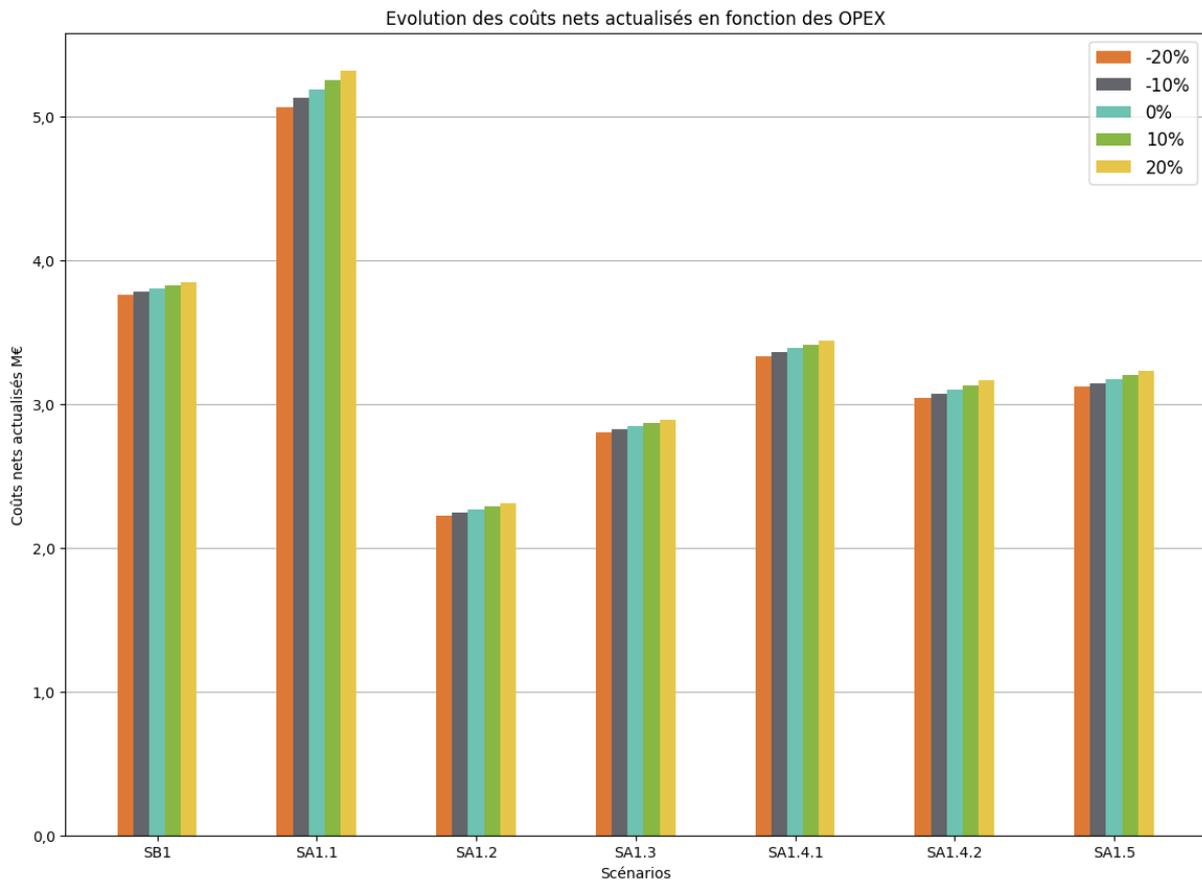
Le graphique ci-dessous illustre la sensibilité des résultats présentés supra par rapport à une augmentation ou diminution des investissements envisagés (CAPEX). Pour tous les scénarios alternatifs à part le SA1.1 à la cogénération, il apparaît qu'une augmentation de 20% des CAPEX ne devrait pas compromettre leur avantage par rapport à la technologie de base (chaudière à condensation).



Graphique 55 : Variation de la VAACN en fonction des CAPEX pour le profil 1

Analyse de sensibilité sur la variation des non-energy OPEX

Le graphique ci-dessous illustre la sensibilité des résultats présentés supra par rapport à une augmentation ou diminution des charges opérationnelles (OPEX) considérées (hors combustibles). Les résultats de cette analyse de sensibilité renforcent les conclusions des résultats présentés précédemment. En effet, les charges opérationnelles ne sont pas les postes de coûts les plus importants. Il est donc vraisemblable que la variation de celles-ci n'impacte que très légèrement les résultats obtenus.



Graphique 56 : Variation de la VAACN en fonction des OPEX pour le profil 1

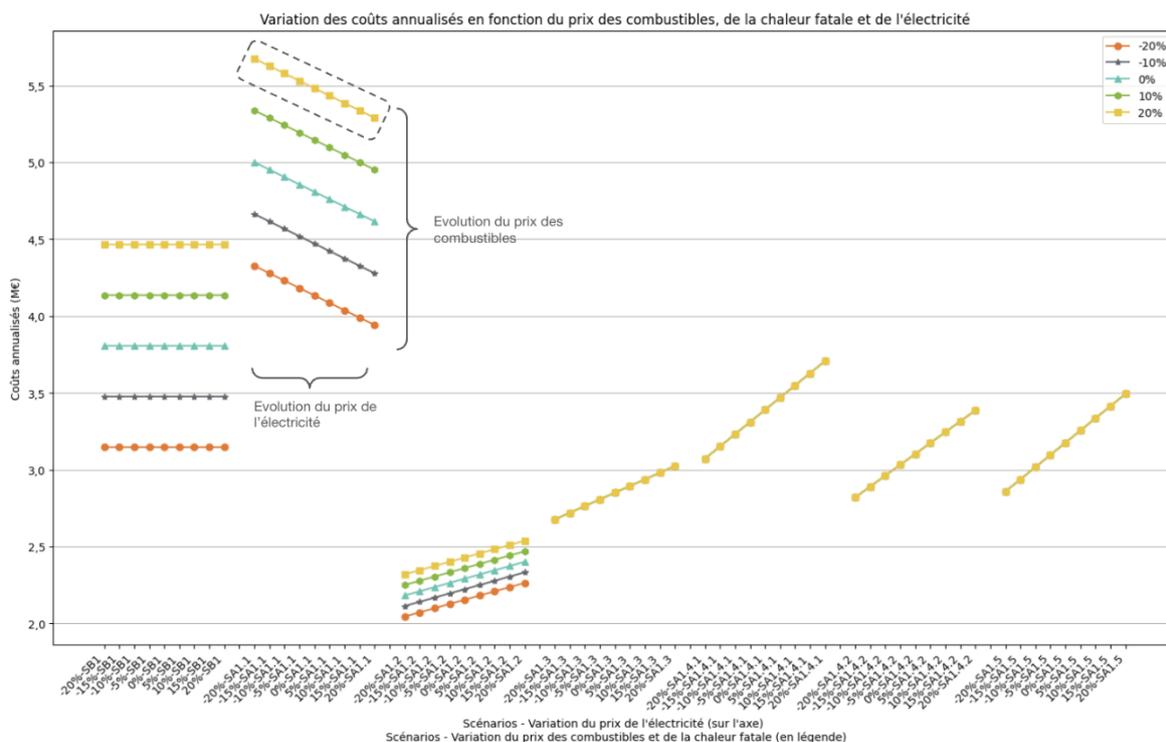
Variation des prix des combustibles de l'électricité

Le Graphique 57 illustre les résultats des scénarios analysés précédemment dans le cas où les coûts du gaz naturel et de l'électricité étaient plus ou moins élevés (fourchette de -20% à +20%). Afin de faciliter la lecture de ce graphique, un exemple (cf. rectangle pointillé) est développé. Ce rectangle représente les résultats du scénario SA1.1 (cogénération gaz) dans le cas où le prix du gaz est 20% plus élevé que celui considéré dans l'analyse et que le prix de l'électricité varie de -20% à +20% de la valeur considérée dans l'analyse. L'évolution du prix de l'électricité est représentée sur l'axe tandis que celle du gaz est représentée par les courbes de couleurs différentes explicitées en légende.

Le scénario de base n'est pas sensible au prix de l'électricité (droite horizontale) étant donné que la partie du scénario considérée pour cette analyse n'est sourcée qu'avec des chaudières à condensation (voir représentativité du profil). Il est en revanche très sensible à l'évolution du prix du gaz avec une augmentation importante de la VAACN en fonction de l'augmentation de ce dernier.

Les deux premiers scénarios alternatifs comprennent à la fois de la consommation (ou production) électrique et de la consommation de combustible ou de chaleur fatale. Le scénario SA1.1 (cogénération gaz) est logiquement sensible à la variation du prix du gaz mais il est également intéressant de noter que la VAACN est inversement proportionnelle à l'évolution du prix de l'électricité dû à la production électrique de la cogénération.

Les quatre derniers scénarios alternatifs ne consomment que de l'électricité et pas de combustibles ou de chaleur fatale. Une seule courbe leur est donc attribuée dont la pente varie en fonction de la sensibilité du scénario au prix de l'électricité. Le scénario SA1.3 (géothermie profonde) consomme moins que les suivants grâce au coefficient de performance important associé à la géothermie profonde et est donc moins sensible à l'évolution du prix de l'électricité. La pente des scénarios est plus marquée dû à leur consommation plus élevée.

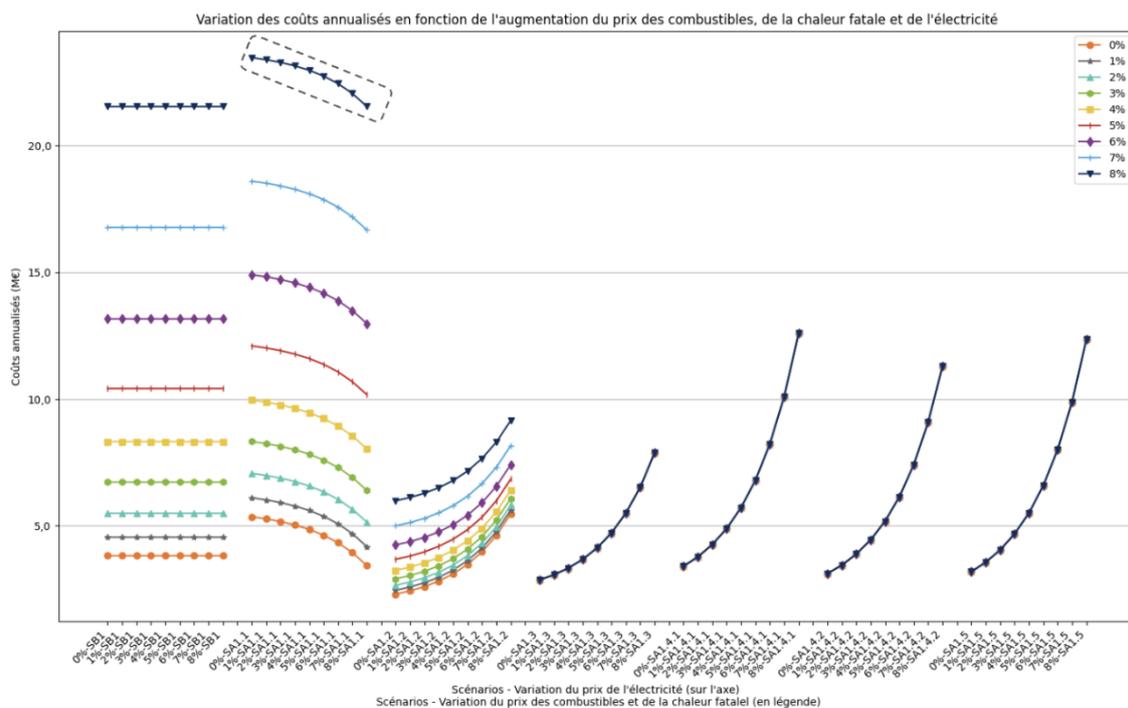


Graphique 57 : Variation des prix des combustibles et de l'électricité pour le profil 1

Variation de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité

Le Graphique 58 considère une variation de l'augmentation des prix du gaz et de l'électricité (hypothèses initiales respectivement de +2%/an et +4%/an). Afin de faciliter la lecture de ce graphique, un exemple (cf. rectangle pointillé) est développé. Cet exemple illustre la situation du SA1.1 (cogénération gaz) dans laquelle le prix du gaz augmente à un taux de 8% supérieur à celui considéré, soit une augmentation annuelle de 10%. Les points de la droite illustrent les résultats de l'analyse dans les cas où l'augmentation du prix de l'électricité est augmentée de 0% à 8% de la valeur initiale considérée, soit une augmentation annuelle comprise entre 4% (0-SA1.1) et 12% (0,08-SA1.1). L'évolution de l'augmentation du prix de l'électricité est représentée sur l'axe tandis que celle du gaz est représentée par les courbes de couleurs différentes explicitées en légende.

Les conclusions tirées du Graphique 58 sont identiques à celles de la section précédente.

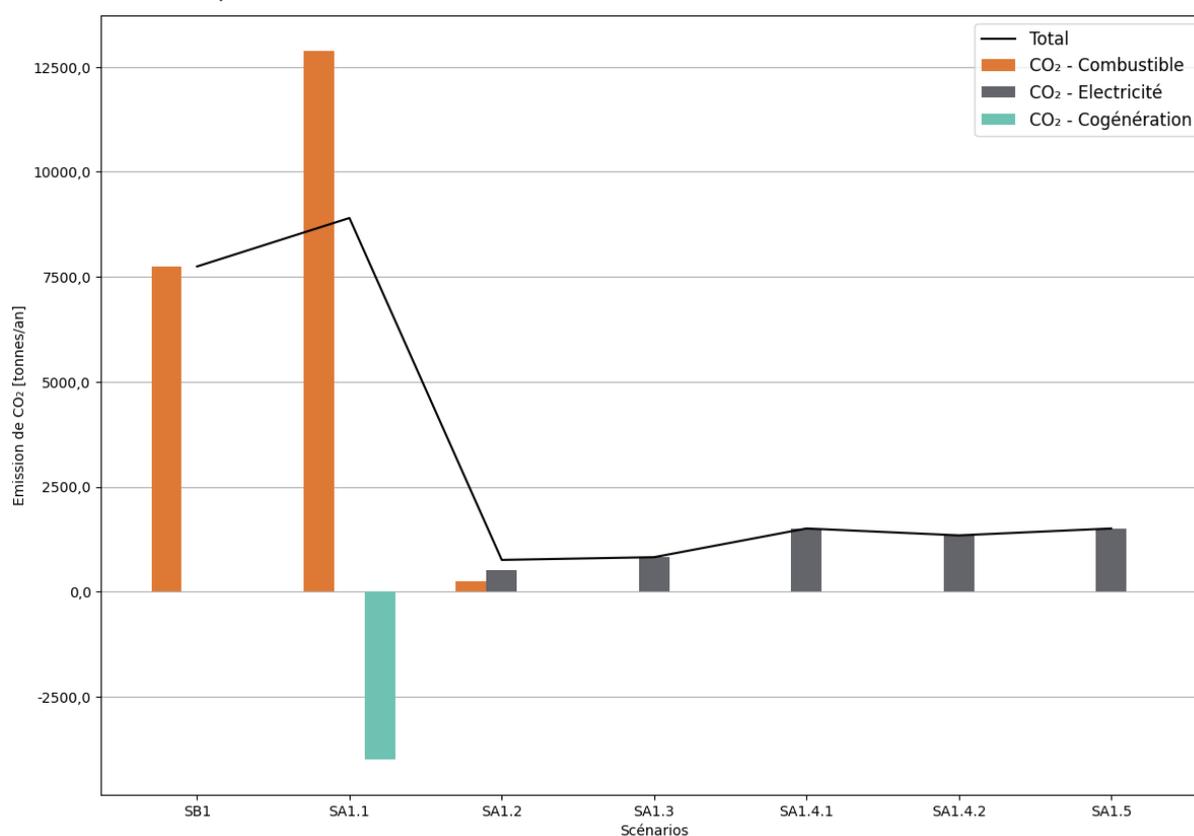


Graphique 58 : Evaluation de la VAACN en fonction de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 1

4.6. Analyse environnementale

Le scénario de base présente une production annuelle de CO₂ totale de près de 7.750 tonnes. Le premier scénario alternatif émet nettement plus avec plus de 12.890 de tonnes de CO₂ mais il est à souligner que les cogénérations génèrent également de l'électricité verte. Dans le cas du scénario SA1.1, la production d'électricité de la cogénération permet d'éviter l'émission de près de 3.985 tonnes de CO₂. Il est cependant important de noter que ce ne sont pas des émissions négatives mais bien des émissions évitées et que cela ne compense pas le CO₂ déjà émis.

Les scénarios alternatifs SA1.2 (chaleur fatale) et SA1.3 (géothermie profonde) émettent le moins avec environ 800 tonnes de CO₂ dues à la faible émission du biogaz en appoint et de l'électricité dans le premier cas et à la faible consommation électrique dans le second. Les trois derniers cas émettent environ 1.500 tonnes de CO₂ à cause de la consommation de la pompe à chaleur mais cela reste nettement moins que le scénario de base.



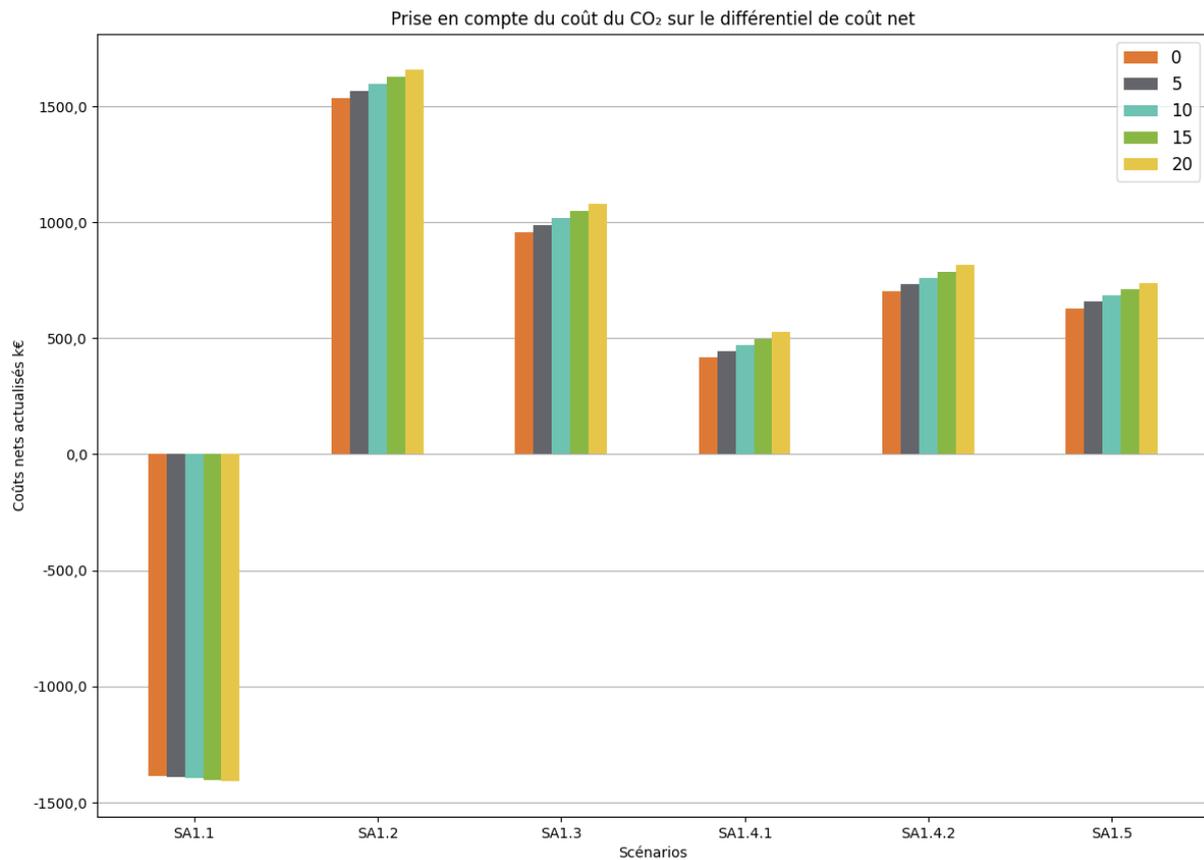
Graphique 59 : Emissions de CO₂ par scénario pour le profil 1

Introduction d'un coût de CO₂

Le graphique ci-dessous illustre les écarts entre les scénarios alternatifs et le scénario de base dans le cas où les consommateurs sont contraints de payer les tonnes de CO₂ émises par les technologies de production considérées. L'analyse considère une fourchette de prix de la tonne de CO₂ entre 0 EUR/tonne et 20 EUR/tonne. Ce coût s'ajoute à la VAACN de chaque scénario.

Le premier scénario alternatif (SA1.1 - cogénération gaz) coûte initialement plus cher que le scénario de base (différence négative) et l'écart par rapport à celui-ci ne fait que s'accroître avec l'introduction du coût de CO₂. Cette tendance traduit le fait que ce scénario émet plus que le scénario de base et que le coût de CO₂ l'impacte donc plus.

A l'inverse, tous les autres scénarios alternatifs sont initialement moins chers que le scénario de base (différence positive) et émettent moins de CO₂ que celui-ci, ce qui va encore augmenter l'écart.

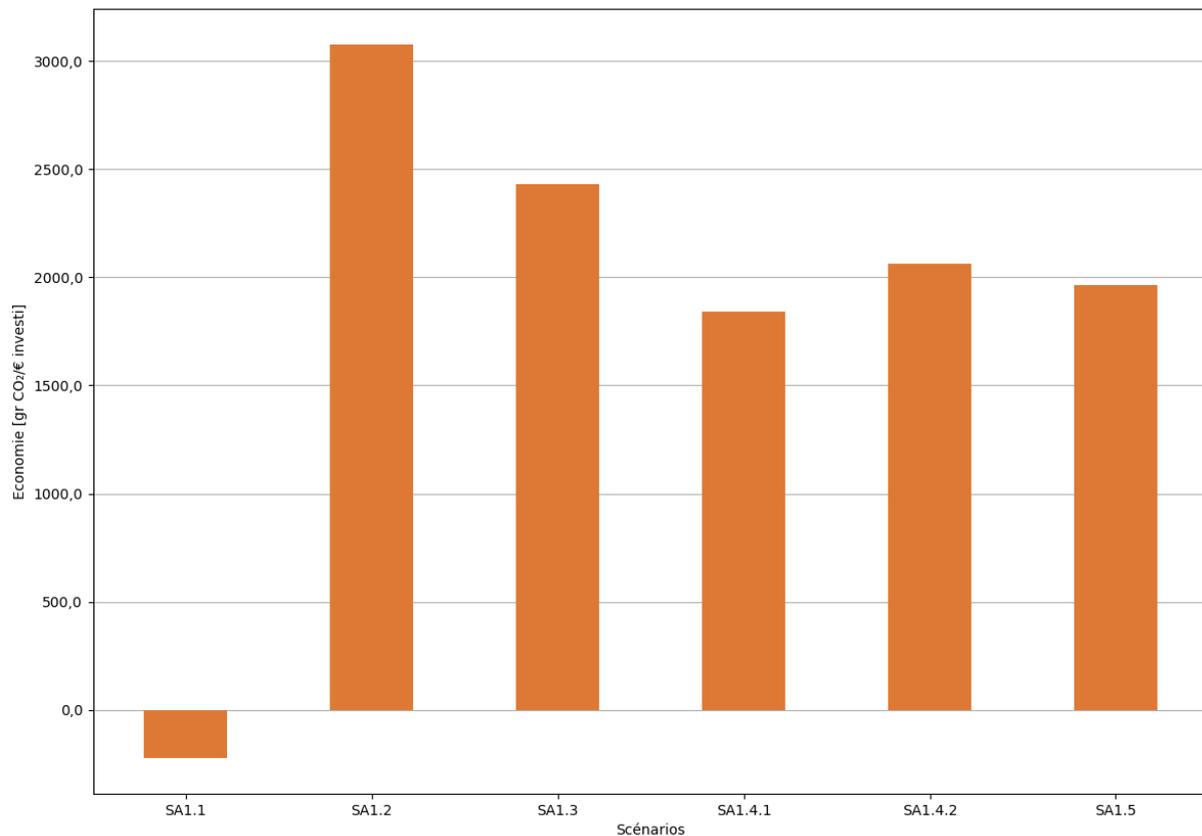


Graphique 60 : Prise en compte du coût du CO₂ pour le profil 1

Impact de l'investissement sur les émissions de CO₂

Le Graphique 61 présente l'impact de chaque investissement sur les émissions de CO₂ comparativement au scénario de base. Pour identifier les grammes de CO₂ économisés par euro investi, l'approche suivante a été suivie : pour chaque scénario, la différence d'émissions de CO₂ avec le scénario de base est divisée par sa VAACN.

L'impact du scénario SA1.1 (cogénération gaz) est évidemment négatif étant donné qu'il émet plus de CO₂ que le scénario de base. Le scénario SA1.2 (chaleur fatale) a le meilleur impact de l'investissement sur les émissions de CO₂ grâce à sa VAACN faible et l'écart d'émissions avec le scénario de base le plus important.



Graphique 61 : Impact des investissements sur les émissions de CO₂ du profil 1

4.7. Conclusions - Profil 1

Conclusions de l'analyse

Les différentes analyses ci-dessus permettent d'identifier plusieurs points concernant les zones visées par le profil 1 :

- Toutes les solutions alternatives étudiées intégrant un réseau d'énergie thermique présentent des **coûts nets actualisés** plus performants qu'une solution décentralisée et fossile. Il est cependant nécessaire d'adopter une vision à long terme pour observer cet avantage. Cette vision, sans un soutien à la production de chaleur « verte », n'est à ce jour pas conciliable avec les impératifs de rentabilité à court terme d'un porteur de projet privé (voir Graphique 51, la

différence entre le scénario de base individuel et le SA1.3 (géothermie profonde) reste très important après 10 ans et ne devient avantageux que après 20 ans) ;

- D'un point de vue du **bilan CO₂**, les premières ressources à valoriser sont la chaleur fatale et la géothermie profonde qui permettent de réduire d'un facteur 10 les émissions de CO₂ par rapport au scénario de base. Ces ressources sont généralement très localisées et ne peuvent pas être exploitées partout, tout comme l'aquathermie. La géothermie peu profonde fermée et, dans une moindre mesure, la géothermie peu profonde ouverte, sont des technologies qui sont disponibles sur l'ensemble du territoire wallon et qui réduisent les émissions de CO₂ d'un facteur 6 ;
- **L'augmentation des prix des combustibles « carbonés »** améliore le positionnement compétitif des technologies valorisant de la biomasse ou de la chaleur fatale. Cette augmentation permet également de se rendre compte de l'importance d'utiliser la technologie primaire au maximum possible car souvent plus intéressante que la technologie secondaire ;
- La **récupération de chaleur fatale** doit être priorisée quand elle est disponible tandis que la **géothermie profonde** doit faire l'objet de subsides importants pour pouvoir faire face aux coûts d'investissement importants et devenir très compétitive après une vingtaine d'années ;

Conclusions à l'échelle de la demande en chaleur représentée par le profil 1

La commune de Farciennes représente un peu plus de 1% de la chaleur représentée par le profil 1. Dès lors, il est important d'étudier l'impact sur les technologies qu'aurait l'application des scénarios alternatifs sur tous les besoins représentés par le profil 1. Connaissant la demande couverte par chaque source de chaleur et le potentiel net de ces dernières (voir Chapitre 10), il est possible de vérifier la faisabilité des scénarios à l'échelle de tout le profil 1 dans le cas où toutes les communes à forte densité linéique identifiées implémentent le même scénario alternatif ⁵³.

Le Tableau 69 présente les résultats de cette faisabilité. Il en découle que seuls deux scénarios (SA1.1 - chaleur fatale et SA1.4.1 - géothermie peu profonde fermée) paraissent faisables en cas d'exploitation complète des besoins du profil avec leurs technologies associées. Dans le premier cas, le potentiel net de la cogénération au gaz est considéré comme nul à l'horizon 2050 et la couverture totale avec cette technologie ne paraît donc pas faisable ni souhaitable d'un point de vue environnemental. Concernant la géothermie profonde, la géothermie peu profonde ouverte et l'aquathermie, il s'agit de trois technologies dont la ressource est très localisée et ne permet donc pas de subvenir à des besoins d'énergie thermique très éloignés de cette ressource. De plus, au vu des résultats présentés dans le chapitre 8, la demande de chaleur du secteur résidentiel tend à diminuer (la demande totale du profil 1 tendrait également à diminuer malgré la légère augmentation de la demande du secteur tertiaire), les technologies pourront dès lors couvrir une partie plus importante de la demande de ce premier profil.

⁵³ Attention, cette analyse est effectuée sans tenir compte des autres profils.

	Scénario alternatif (SA 1.1)	Scénario alternatif (SA 1.2)	Scénario alternatif (SA 1.3)	Scénario alternatif (SA 1.4.1)	Scénario alternatif (SA 1.4.2)	Scénario alternatif (SA 1.5)
	RET Cogénération au gaz + chaudière appoint/back-up au biogaz	RET avec récupération de chaleur fatale + chaudière appoint/back-up au biogaz	RET Géothermie profonde + appoint/back-up PAC aérothermique haute température	RET Géothermie peu profonde fermée + appoint/back-up PAC aérothermique	RET Géothermie peu profonde ouverte + appoint/back-up PAC aérothermique	RET Aquathermie + appoint/back-up PAC aérothermique
Consommation totale (GWh)	8.771,28					
Consommation RET (GWh)	2.631,38					
Couverture énergétique de la technologie primaire	90%	85%	90%	60%	60%	60%
Technologie primaire	Cogénération gaz naturel	Chaleur fatale	Géothermie profonde	Géothermie fermée peu profonde	Géothermie ouverte peu profonde	Aquathermie
Energie technologie primaire (GWh)	2.368	2.237	2.368	1.579	1.579	1.579
Potentiel net technologie primaire	/	2.371 ⁵⁴	251	13.184	1.452	1.026
Différence potentiel net / Energie consommée	0	134	-2.117	11605	-127	-553
Pourcentage potentiel net consommé	/	94,33%	943,52%	11,98%	108,73%	153,91%
Technologie secondaire	Biogaz	Biogaz	Aérothermie haute température	Aérothermie haute température	Aérothermie	Aérothermie
Energie technologie secondaire (GWh)	263	395	263	1.053	1.053	1.053
Potentiel net technologie secondaire	5.700	5.700	10.338	10.338	10.338	10.338
Différence potentiel net / Energie consommée	5.437	5.305	10.125	9.335	9.335	9.335
Pourcentage potentiel net consommé	4,62%	6,92%	2,55%	10,18%	10,18%	10,18%

Tableau 69 : Utilisation du potentiel net des scénarios du profil 1

⁵⁴ Ce potentiel comprend le potentiel de la chaleur industrielle et celui de l'incinération de déchets

5. Analyse du profil 2

5.1. Description du profil de consommation

Le deuxième profil reprend les parcs d'immeubles et logements collectifs à forte densité en Wallonie.

Profil 2	
Caractéristiques	Parc d'immeubles (logements collectifs)
Caractéristiques du bâti	3 bâtiments de 12 à 16 étages, 8 blocs, 450 appartements
Exemple concret	Complexe Etrimo à Saint-Exupéry
Consommation énergétique thermique	5.757.440 kWh

Tableau 70 : Description du profil 2

5.2. Représentativité du profil

Les bilans énergétiques régionaux du SPW renseignent sur la proportion du nombre de buildings et immeubles à appartements par rapport au nombre total de logements résidentiels. Il est alors possible de déduire la représentativité de ce genre de logements dans le parc résidentiel. Le nombre d'habitants par logement n'étant pas connu, la représentativité en termes de besoins de chaleur est considérée égale à celle des logements soit 17%⁵⁵ ou 4.662,7 GWh.

Profil 2	
Nombre de buildings et immeubles à appartements	294.214
Nombre total de bâtiments résidentiels	1.749.879
Ratio	17%
Représentativité en termes de besoins de chaleur	4.662,7 GWh

Tableau 71 : Représentativité du profil 2

5.3. Scénarios envisagés

Au regard du profil de consommation décrit supra, cinq scénarios ont été identifiés :

- **Scénario de base (SB2)** : Le scénario de base (SB2) considère une situation dans laquelle chaque bâtiment assure individuellement ses propres besoins, via des pompes à chaleur aérothermiques (58%) ou des chaudières à condensation (42%). Il n'y a pas de réseau d'énergie thermique.
- **Scénario alternatif 1 (SA2.1)** : Le scénario alternatif 1 (SA2.1) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du parc d'immeubles sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, des chaudières biomasse en cascade couvrent l'entièreté des besoins. Ce type d'installation est envisageable lorsque la puissance nécessaire est élevée à l'inverse des besoins estivaux.

⁵⁵ Cette valeur provient des bilans énergétiques : RAPPORT_2021_CHAP4_LOGEMENT_V1.1 - DATA LOGEMENT

- **Scénario alternatif 2 (SA2.2)** : Le scénario alternatif 2 (SA2.2) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du parc d'immeubles sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, la récupération de chaleur fatale couvre 85% des besoins et le reste est couvert par un chauffage d'appoint central au biogaz (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 3 (SA2.3.1)** : Le scénario alternatif 3.1 (SA2.3.1) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du parc d'immeubles sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une installation de géothermie peu profonde fermée couvre 85% des besoins et le reste est couvert par des pompes à chaleur aérothermiques (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 3 (SA2.3.2)** : Le scénario alternatif 3.2 (SA2.3.2) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du parc d'immeubles sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une installation de géothermie peu profonde ouverte couvre 85% des besoins et le reste est couvert par des pompes à chaleur aérothermiques (servant également de back-up).

5.4. Analyse économique

Valeur actualisée et annualisée des coûts nets

Les scénarios alternatifs présentent tous une valeur actualisée et annualisée des coûts nets inférieure à celle du scénario de base (voir Tableau 72 & Graphique 62).

De manière générale, les solutions centralisées (scénarios alternatifs) profitent de prix de l'énergie avantageux comparé à des solutions individuelles dû à leur consommation importante. Sachant que l'énergie représente le poste de coût le plus important sur la durée, l'impact de ses différentes tarifications est non négligeable.

SA2.1 (chaudière biomasse) : L'avantage d'une solution avec une chaudière biomasse réside principalement dans le coût du combustible en comparaison avec celui de l'électricité. En effet, malgré qu'il faille plus de combustible que d'électricité (dans le cas d'une PAC) par unité de chaleur produite, le prix avantageux de la biomasse rend le SA2.1 moins coûteux et compétitif avec les scénarios optant pour la géothermie peu profonde.

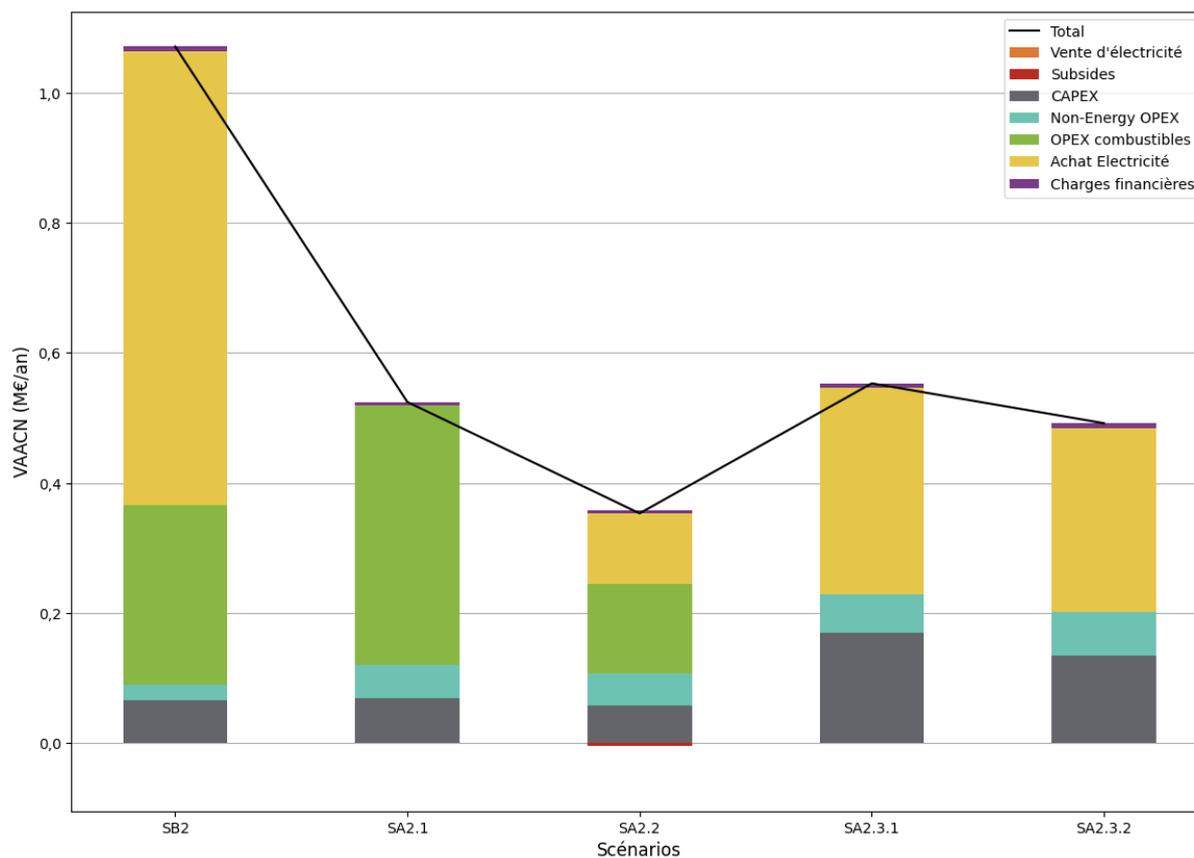
SA2.2 (chaleur fatale) : La chaleur fatale est le scénario le moins cher sur sa durée de vie. Tout comme pour la biomasse, le coût de l'énergie dans un scénario de chaleur fatale est moindre en comparaison au coût de l'électricité même si dans ce cas, un coût d'électricité est également attribué à la chaleur fatale⁵⁶. Enfin, l'achat du biogaz pour l'appoint/le back-up participe au fait que la composante "OPEX Combustible" soit la plus coûteuse.

SA2.3.1 & SA2.3.2 (géothermie fermée/ouverte peu profonde) : La géothermie peu profonde, bien que nécessitant un investissement (CAPEX) supérieur aux autres technologies étudiées pour ce profil, bénéficie d'un COP plus élevé que l'aérothermie ou que le rendement d'une chaudière. Dès lors, en combinant une meilleure efficacité avec des prix d'électricité adaptés aux gros consommateurs, les solutions centralisées reposant sur la géothermie deviennent avantageuses.

⁵⁶ N'ayant pas connaissance des régimes de température de la chaleur fatale, 50% sont considérés comme haute température avec un échangeur et 50% comme moyenne température avec l'utilisation d'une pompe à chaleur. Cet aspect est détaillé davantage dans l'Annexe F sur la méthodologie de l'analyse coûts-avantages.

Scénario	SB2	SA2.1 Biomasse	SA2.2 Fatale	SA2.3.1 Géothermie fermée	SA2.3.2 Géothermie ouverte
Valeur actualisée et annualisée des coûts nets (k€/an)	1.070,7	524,4	353,4	553,1	491,9
Différence avec le SB2 (SB2 – SA2.x) (k€/an)		546,3	717,3	517,6	578,8
Coûts normalisés au MWh distribué (€/MWh)	186,0	91,1	61,4	96,1	85,4

Tableau 72 : Résultats globaux de l'analyse économique pour le profil 2



Graphique 62 : VAN annualisées des scénarios pour le profil 2

Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts

L'analyse des coûts annualisés par poste de coûts (Graphique 63) permet d'identifier les forces et les faiblesses de chacun des scénarios :

CAPEX : Les scénarios de géothermie peu profonde (SB2.3.1 & SB2.3.2) ont les coûts d'investissement les plus importants. Ceci est dû aux coûts non négligeables d'accès à la source (forages géothermiques, etc.). La présence de PAC aérothermiques dans le scénario de base impacte son CAPEX le rendant plus cher que la solution alternative basée sur la chaleur fatale, et ce même en prenant le réseau en considération.

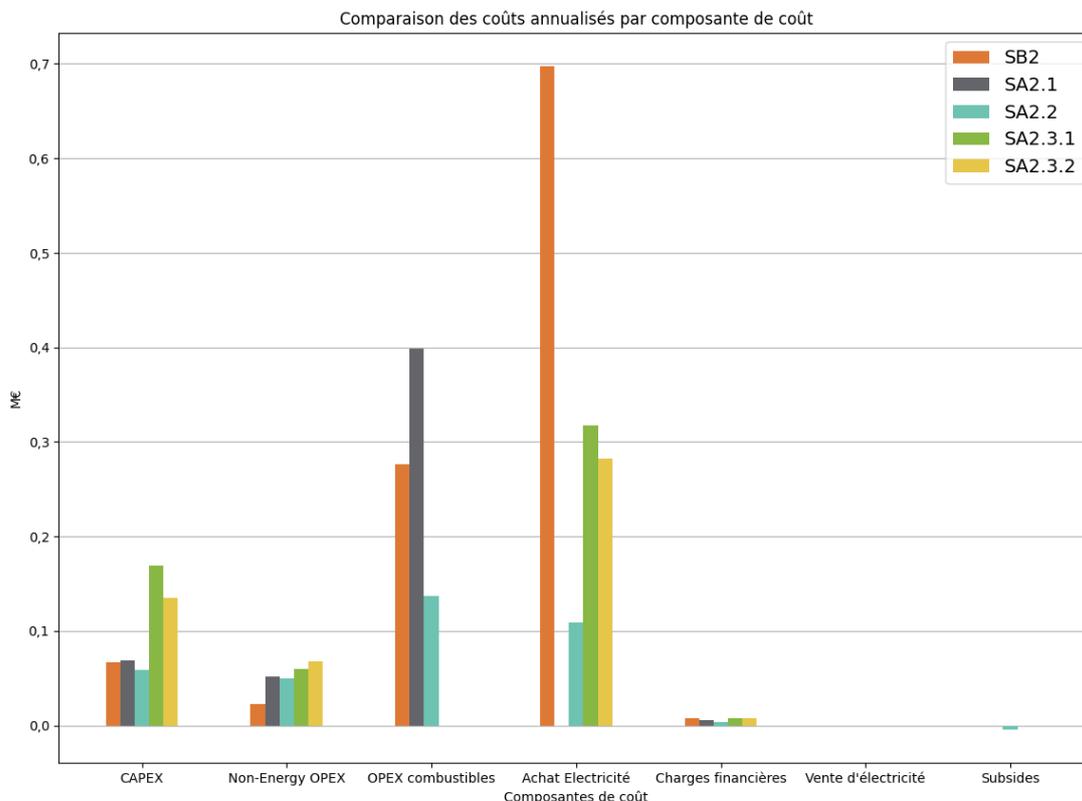
Non-Energy OPEX : Les coûts d'exploitation des scénarios alternatifs sont plus importants que ceux du scénario de base car ils impliquent la supervision et la maintenance du réseau d'énergie thermique et des installations de production de chaleur.

OPEX combustibles : Bien que la biomasse soit moins chère que le gaz naturel, les OPEX combustibles du scénario SA2.1 sont les plus conséquents dû au fait que la chaudière biomasse couvre une part plus importante des besoins que la chaudière à condensation du SB2. La chaleur fatale (haute température) quant à elle reste la source la moins coûteuse.

Achat Électricité : Comme mentionné précédemment, les scénarios alternatifs bénéficient d'une tarification de l'électricité plus faible que le scénario de base dû au caractère centralisé de ces derniers. De plus, ils tirent profit d'une meilleure efficacité que le scénario de base. Les coûts liés à l'achat de l'électricité sont dès lors plus de deux fois plus élevés que pour les scénarios sourcés avec la géothermie.

Vente d'électricité : Il n'y a pas de scénario de cogénération étudié pour ce profil, dès lors pas de coûts liés à la revente d'électricité.

Subsides : Les consommateurs représentés par ce profil étant de type résidentiel, aucune subvention n'est disponible mise à part les subsides sur les investissements dans la chaleur fatale. C'est pourquoi seul le scénario alternatif 2.2 bénéficie de subsides au prorata de la puissance installée pour la chaleur fatale.



Graphique 63 : Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts pour le profil 2

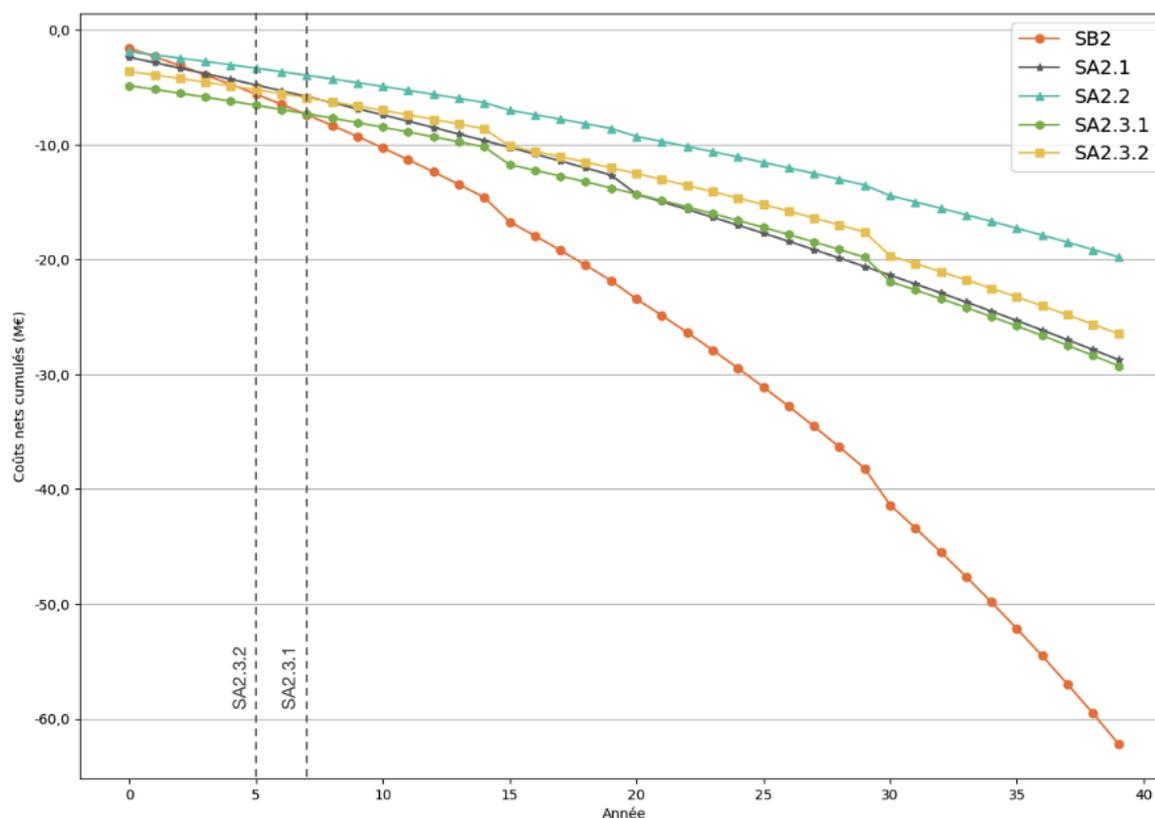
Comparaison des coûts nets cumulés des scénarios

Le Graphique 64 présente les coûts nets cumulés des 5 scénarios étudiés pour le profil 2 et le Tableau 73 contient les investissements et les durées de vie des technologies considérées dans chacun de ces scénarios permettant de justifier et analyser le graphique.

Le scénario de base présente des investissements plus faibles que les autres scénarios. Ceci est dû au fait que tous les scénarios alternatifs ont des investissements supplémentaires pour l'infrastructure du réseau d'énergie thermique ce qui les rend plus coûteux dans un premier temps et ce, peu importe la source d'énergie. Toutefois, il apparaît qu'avec le temps, tous les scénarios alternatifs envisagés sont plus avantageux. Les lignes en pointillés sur le Graphique 64 mettent en avant les années lors desquelles des scénarios alternatifs deviennent économiquement plus avantageux que le scénario de base. En effet, il ne faut que 7 années aux scénarios alternatifs pour amortir leurs coûts d'investissement.

	CAPEX technologie primaire (€)	Durée de vie technologie primaire	CAPEX technologie secondaire / appoint (€)	Durée de vie technologie secondaire / appoint	CAPEX Réseau/ Sourcing (€)	Durée de vie réseau/ Sourcing
SB2	779.775,2	15	143.780,4	20	/	/
SA2.1	771.808,2	20	/	/	1.199.242,5	40
SA2.2	295.795,5	15/20	148.573,1	20	1.199.242,5	40
SA2.3.1	326.089,0	15	583.487,0	15	3.999.303,2	40
SA2.3.2	326.089,0	15	583.487,0	15	2.619.696,1	40

Tableau 73 : Investissements et durée de vie des technologies du profil 2



Graphique 64 : Coûts nets cumulés des scénarios du profil 2

Scénario	SB2 Aérothermie	SA2.1 Chaudière biomasse	SA2.2 Chaleur fatale	SA2.3.1 Géothermie peu profonde fermée / Aérothermie	SA2.3.2 Géothermie peu profonde ouverte / Aérothermie
Electricité nécessaire pour les besoins de chaleur (MWh)	1.151,5	/	479,8	1.390,7	1.239,0

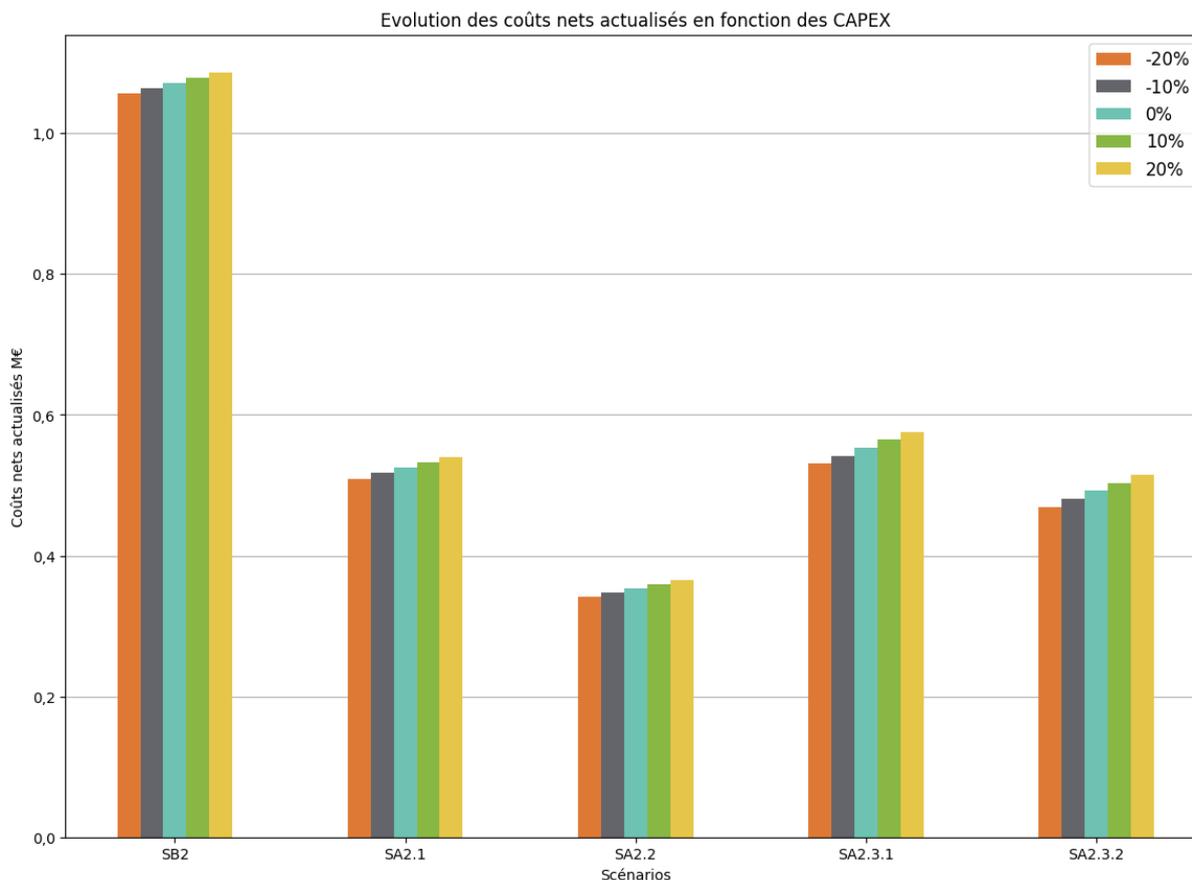
Tableau 74 : Electricité nécessaire pour assurer les besoins de chaleur des technologies électrifiées

Il ne faut pas perdre de vue le fait que certains scénarios alternatifs sont fortement dépendants de l'électricité ce qui provoque une électrification de la chaleur. Dès lors, cela pourrait engendrer des congestions sur le réseau électrique car la demande en électricité augmente. Mesurer l'impact réel de cette électrification est un travail complexe, cependant, le Tableau 74 contient la quantité d'électricité supplémentaire nécessaire pour mener à bien les différents scénarios. Cette valeur dépend de l'efficacité des technologies étudiées et de la part de la demande couverte par ces technologies. Par exemple, dans le scénario de base, 58% de la demande est couverte par des PAC aérothermiques individuelles. Ces dernières ont une moins bonne efficacité que les PAC géothermiques qui pourtant couvrent une part plus importante de la demande. Dès lors, la quantité d'électricité requise est dans le même ordre de grandeur que pour les scénarios alternatifs 2.3.1 et 2.3.2.

5.5. Analyse de sensibilité

Analyse de sensibilité sur la variation des CAPEX

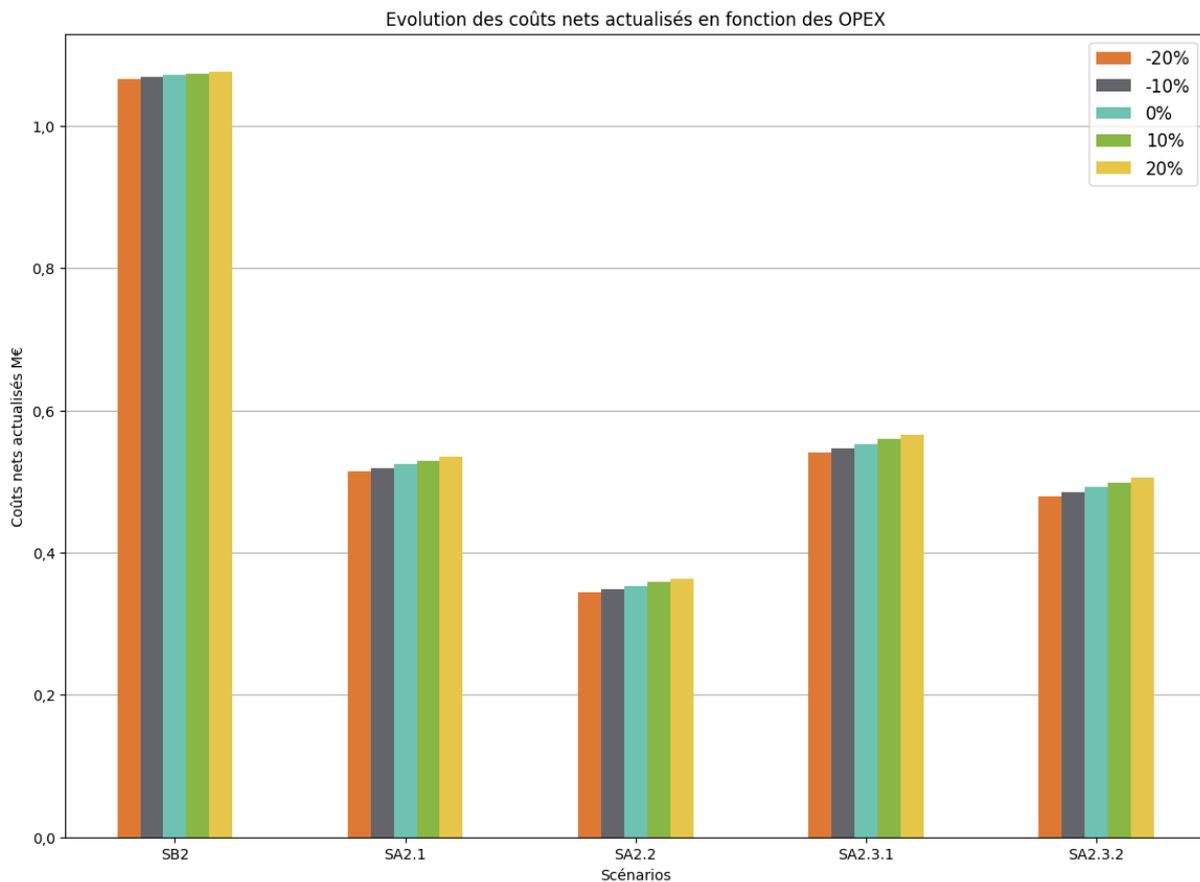
Le graphique ci-dessous illustre la sensibilité des résultats présentés supra par rapport à une augmentation ou diminution des investissements envisagés (CAPEX). Quel que soit le scénario alternatif envisagé, il apparaît qu'une augmentation de 20% des CAPEX ne compromet pas leur avantage par rapport au scénario de base (PAC aérothermiques ou chaudières à condensation).



Graphique 65 : Variation de la VAACN en fonction des CAPEX pour le profil 2

Analyse de sensibilité sur la variation des OPEX

Le Graphique 66 illustre la sensibilité des résultats présentés supra (Graphique 62) par rapport à une augmentation ou diminution des charges opérationnelles (OPEX) considérées (hors combustibles et électricité). Les résultats de cette analyse de sensibilité renforcent les conclusions des résultats présentés dans l'analyse de sensibilité sur la variation des CAPEX. De plus, les charges opérationnelles ne sont pas les postes de coûts les plus importants, la variation de celles-ci n'impacte donc que très légèrement les résultats obtenus.



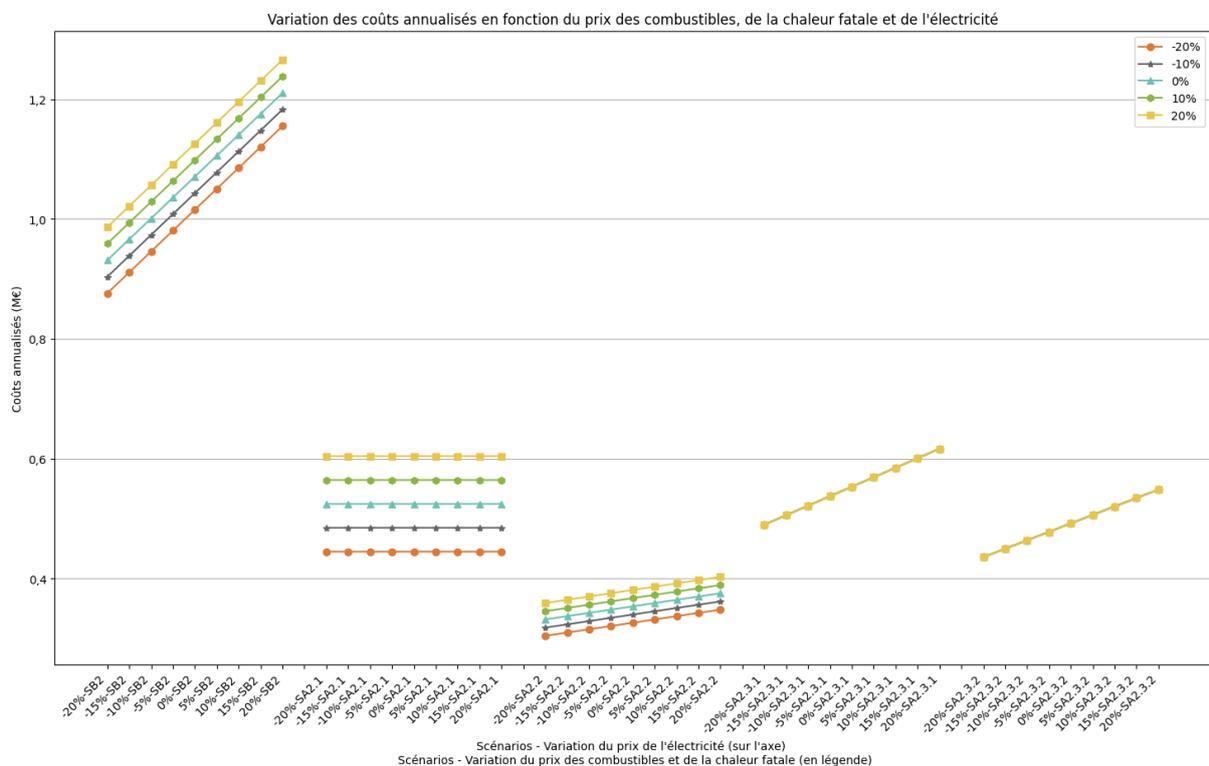
Graphique 66 : Variation de la VAACN en fonction des OPEX pour le profil 2

Variation des prix des combustibles, de la chaleur fatale et de l'électricité

Le Graphique 67 illustre les résultats des scénarios analysés précédemment dans le cas où les coûts du gaz naturel et de l'électricité étaient plus ou moins élevés (fourchette de -20% à +20%).

Cette analyse permet de jauger l'impact de la prise en compte de la TVA sur les résultats. En effet, dépendamment des combustibles, il y a lieu de considérer une augmentation proche de 10% (TVA à 6%) ou de 20% (TVA à 21%). Compte tenu de l'écart entre chaque scénario, il apparaît que la prise en compte de la TVA aurait un impact sur le "classement" des VAACN des technologies dépendant de quel vecteur énergétique voit son prix augmenter ou diminuer. En effet, l'ordre entre les SA2.1, SA2.3.1 et SA2.3.2 oscille. Lorsque le prix de l'électricité augmente, le scénario biomasse (SA2.1) devient plus avantageux.

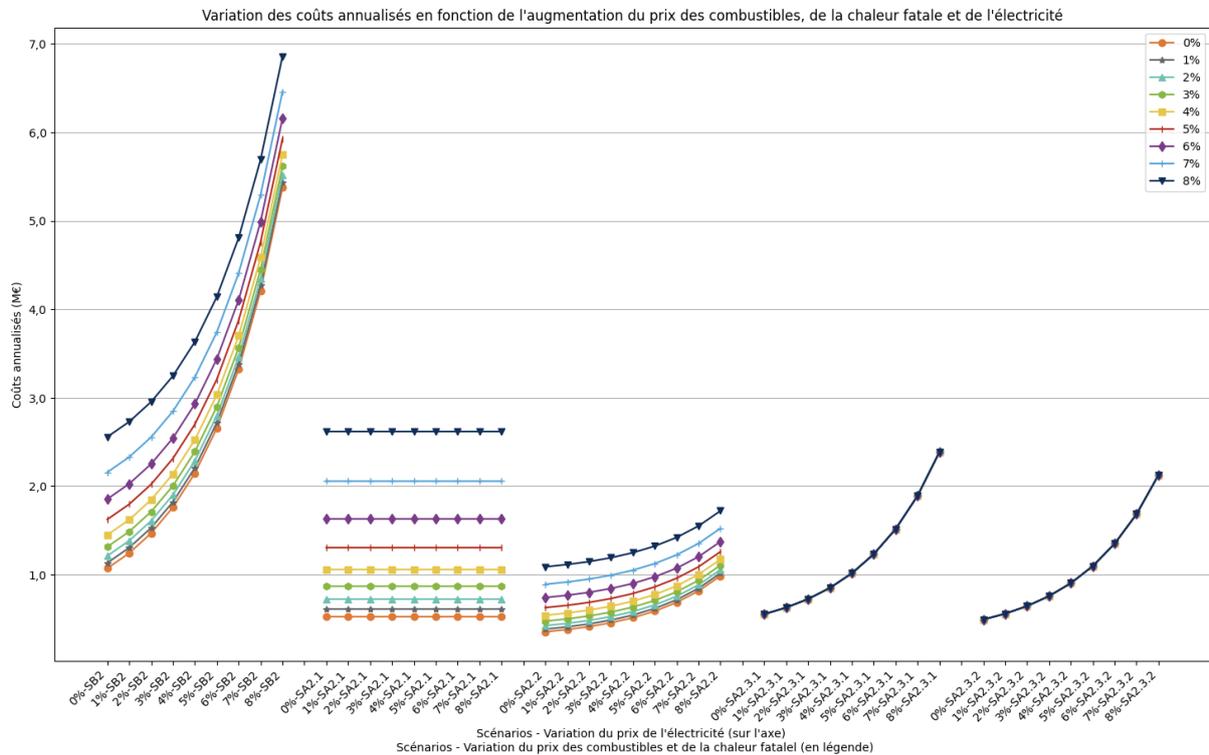
La sensibilité des scénarios aux différentes variations des prix de l'électricité est représentée par la pente des droites. Le SB1, ne profitant pas de tarif "gros consommateur", est plus sensible à cette variation que les autres qui nécessitent de l'électricité (tous sauf SA2.1). En ce qui concerne la sensibilité des scénarios par rapport à la variation des prix des combustibles et de la chaleur fatale, elle est proportionnelle aux prix de ces énergies et à la proportion que ce coût représente dans la VAN. Par exemple, les écarts entre les différentes courbes du SA2.3 (chaleur fatale) sont plus rapprochés étant donné que la chaleur fatale est moins chère.



Graphique 67 : Variation des prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 2

Variation de l'augmentation du prix des combustibles, de la chaleur fatale et de l'électricité

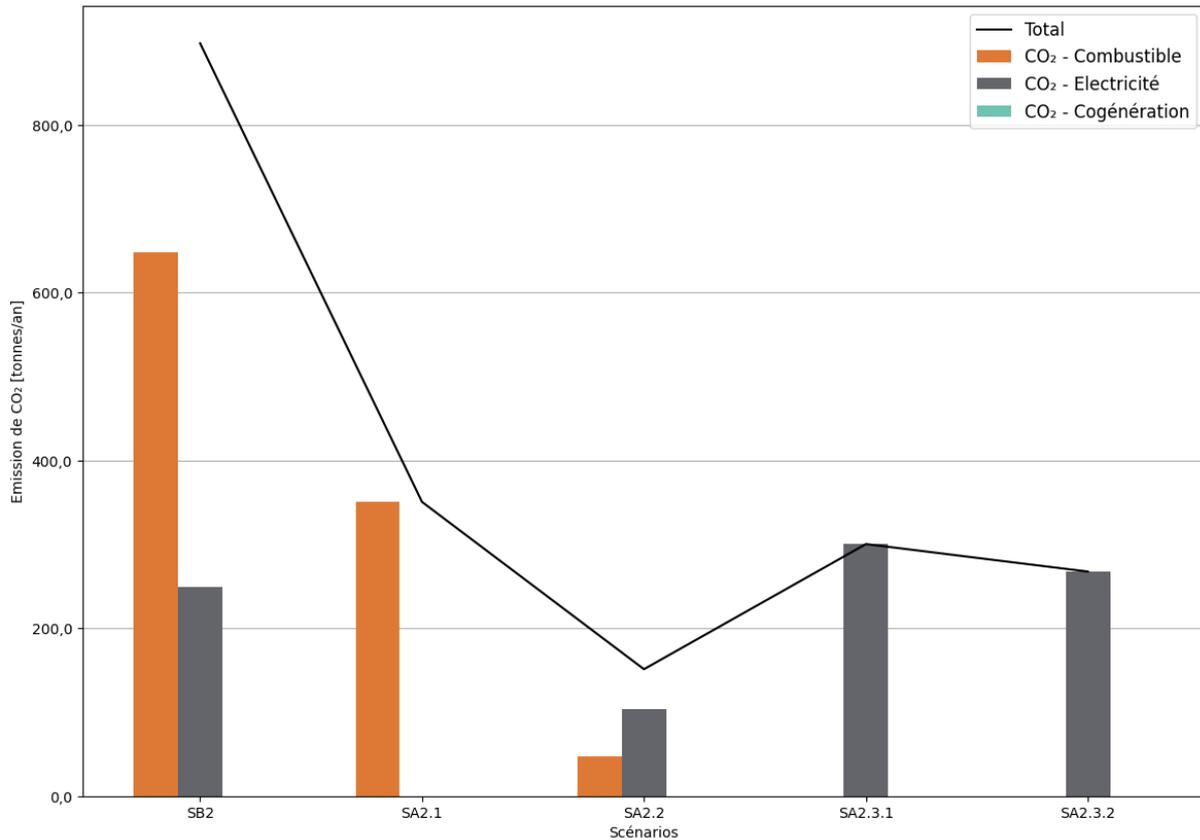
En complément du graphique précédent, le Graphique 68 considère une variation de l'augmentation des prix des combustibles, de la chaleur fatale et de l'électricité (hypothèses initiales respectivement de +2%/an, 1,7%/an et +4%/an). Ce dernier renforce les tendances observées précédemment. En effet, le scénario de base avec son coût élevé d'électricité va être fortement impacté par une augmentation de l'inflation de prix. Les 3 derniers scénarios sont impactés proportionnellement à leur efficacité (pour rappel une meilleure efficacité permet de consommer moins d'électricité par unité de chaleur produite).



Graphique 68 : Evaluation de la VAACN en fonction de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 2

5.6. Analyse environnementale

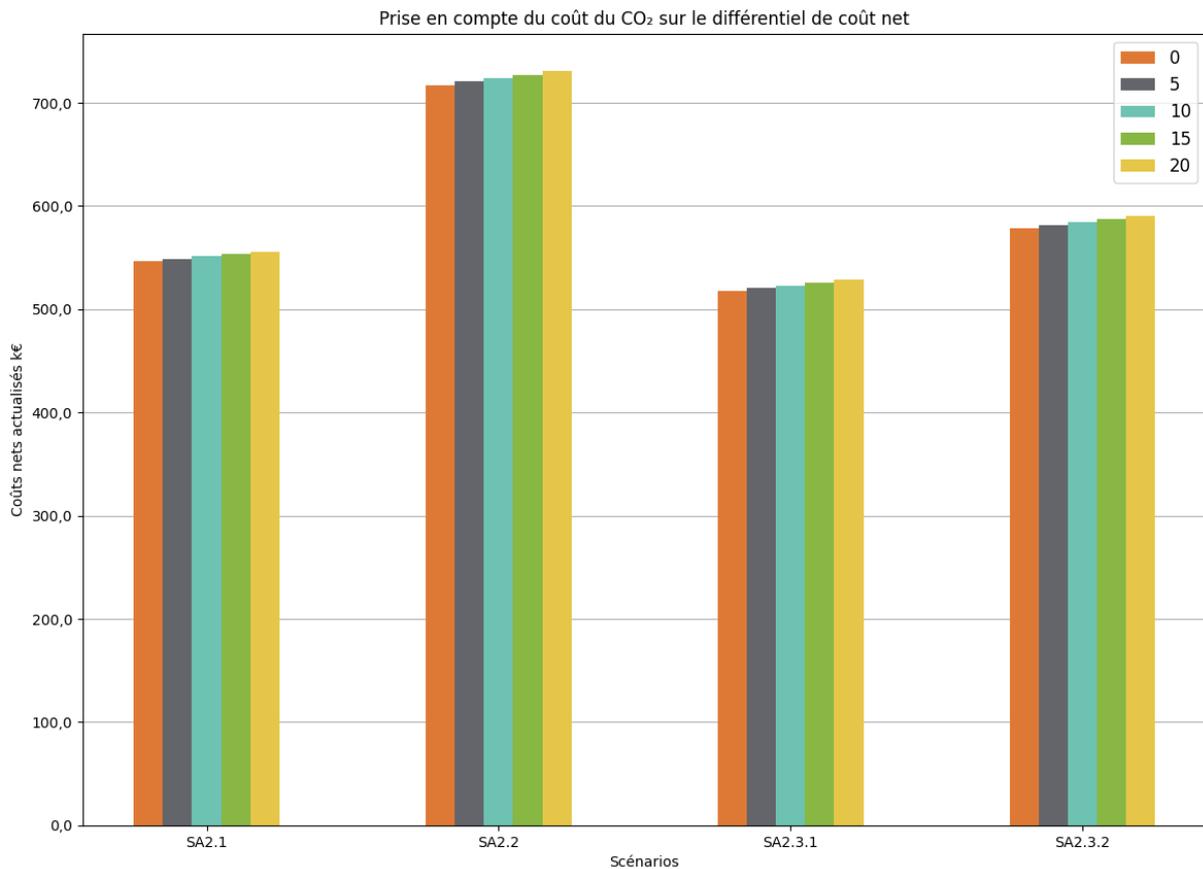
Le scénario de base, reposant sur du gaz naturel pour 42% de ses besoins en chaleur, présente des émissions annuelles de 897 tonnes de CO₂. En comparaison, les émissions de tous les scénarios alternatifs sont plus basses puisque ces derniers se veulent décarbonés. Concernant le critère CO₂, la chaleur fatale est la source de chaleur la plus intéressante car non émettrice, les émissions de ce scénario (SA2.2) proviennent de l'électricité et du biogaz utilisé comme appoint/back-up. Enfin, comme mentionné précédemment, les émissions des technologies dites "électrifiées" sont impactées par l'efficacité du système d'où le fait que la géothermie peu profonde ouverte émette moins que la fermée.



Graphique 69 : Emissions de CO₂ par scénario pour le profil 2

Introduction d'un coût de CO₂

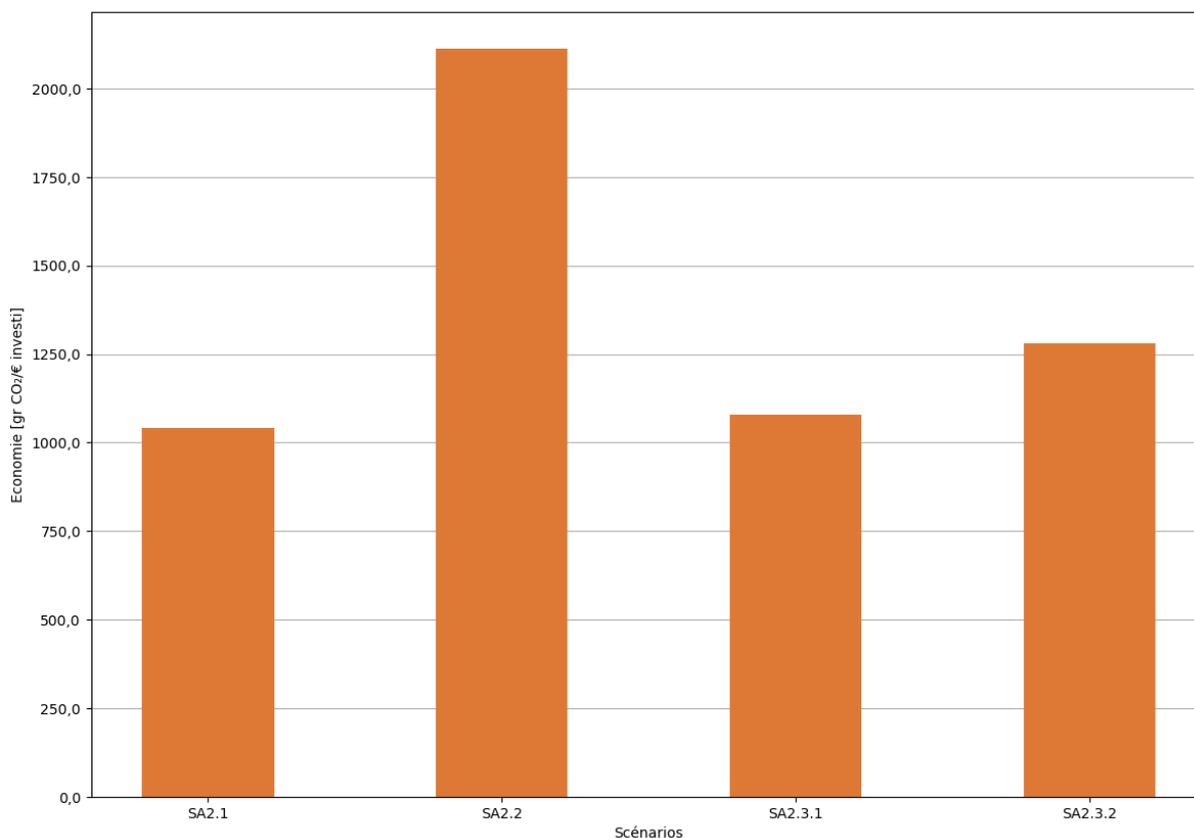
Etant donné l'écart déjà important entre les VAACN du scénario de base et des scénarios alternatifs, l'impact de l'ajout d'un coût CO₂ est mineur lorsque les scénarios alternatifs sont comparés au scénario de base. En effet, les paliers entre les différents prix de la tonne ne sont pas très marqués, puisque noyés dans une différence initiale conséquente.



Graphique 70 : Prise en compte du coût du CO₂ pour le profil 2

Impact de l'investissement sur les émissions de CO₂

Afin de clôturer l'analyse environnementale et en complément de ce qui a été présenté précédemment, le Graphique 71, présente les grammes de CO₂ évités par euro investi dans les scénarios alternatifs en comparaison au scénario de base. Le scénario chaleur fatale (SA2.2) étant le moins cher et le moins émetteur est fatalement celui pour lequel l'investissement est le plus efficace en termes de réduction des émissions de CO₂. Chaque euro investi permet d'éviter plus de 2 kg de CO₂ par rapport au scénario de base.



Graphique 71 : Impact des investissements sur les émissions de CO₂ du profil 2

5.7. Conclusions - Profil 2

Conclusions de l'analyse

L'analyse de ce profil permet d'identifier les résultats suivants :

- Toutes les solutions alternatives étudiées intégrant un réseau d'énergie thermique décarboné présentent des **coûts nets actualisés** plus performants qu'une solution individuelle et partiellement fossile. Il est cependant nécessaire d'adopter une vision à long terme pour observer cet avantage. Cette vision, sans un soutien à la production de chaleur « verte », n'est à ce jour pas conciliable avec les impératifs de rentabilité à court terme d'un porteur de projet privé ;
- La valorisation de chaleur fatale est la **solution la plus compétitive** aussi bien en termes d'investissements de départ que de VAACN. En ce qui concerne les autres solutions, le faible prix de la biomasse rend le scénario SA2.1 compétitif avec les scénarios étudiant les systèmes de géothermie peu profonds ;
- D'un point de vue du bilan CO₂, la première ressource à valoriser est la chaleur fatale qui permet de réduire plus de 5 fois les émissions de CO₂ par rapport au scénario de base. Si cette ressource n'est pas disponible, l'usage de la géothermie peu profonde (ouverte puis fermée) est la meilleure alternative ;
- La **centralisation de la technologie de chauffage** permet de réduire le prix des combustibles/ de l'électricité et rendre la solution plus attirante qu'une solution décentralisée ;
- Il est important de privilégier des **solutions dont l'efficacité est élevée** afin d'être plus résilient aux variations des coûts de l'énergie. En effet, plus le COP/rendement global de l'installation est élevé, plus la consommation d'électricité/combustible diminue.

Conclusions à l'échelle de la demande en chaleur représentée par le profil 2

Le complexe Etrimo à Saint-Éxupéry représente moins de 1% de la chaleur représentée par le profil 2. Dès lors, il est important d'étudier l'impact sur les technologies qu'aurait l'application des scénarios alternatifs sur tous les besoins représentés par le profil 2. Connaissant la demande couverte par chaque source de chaleur et le potentiel net de ces dernières (voir Chapitre 10), il est possible de vérifier la faisabilité des scénarios à l'échelle de tout le profil 2 dans le cas où tous les parcs d'immeubles implémentent le même scénario alternatif.

Le *Tableau 75* met en avant ce critère de faisabilité. Il en découle la moitié des scénarios alternatifs pourraient être développés à l'échelle du profil 2, soit 17% de la demande en chaleur du secteur résidentiel. Dans le cas de la géothermie ouverte (SA2.3.2) et de la chaleur fatale (SA2.2), le potentiel net est insuffisant pour couvrir la chaleur représentée par le profil 2. Toutefois, ces technologies étant localisées, donc pas nécessairement accessibles à tous, il est peu probable que tous les parcs d'immeubles implémentent ces scénarios. De plus, au vu des résultats présentés dans le chapitre 8, la demande de chaleur du secteur résidentiel tend à diminuer, les technologies pourront dès lors couvrir une partie plus importante de cette demande.

	Scénario alternatif (SA 2.1)	Scénario alternatif (SA 2.2)	Scénario alternatif (SA 2.3.1)	Scénario alternatif (SA 2.3.2)
	RET Chaudières biomasse solide	RET avec récupération de chaleur fatale + chaudière appoint/back-up au biogaz	RET Géothermie peu profonde fermée + appoint/back-up PAC aérothermique	RET Géothermie peu profonde ouverte + appoint/back-up PAC aérothermique
Consommation (GWh)	4.662,7			
Couverture énergétique de la technologie primaire	100%	85%	60%	60%
Technologie primaire	Chaudière biomasse	Chaleur fatale	Géothermie fermée peu profonde	Géothermie ouverte peu profonde
Energie technologie primaire (GWh)	4.663	3.963	2.798	2.798
Potentiel net technologie primaire	7.979	2.371 ⁵⁷	13.184	1.452
Différence potentiel net / Energie consommée	3.316	-1.592	10.386	-1.346
Pourcentage potentiel net consommé	58,44%	167,16%	21,22%	192,67%
Technologie secondaire		Biogaz	Aérothermie	Aérothermie
Energie technologie secondaire (GWh)		699	1.865	1.865
Potentiel net technologie secondaire		5.700	10.338	10.338
Différence potentiel net / Energie consommée		5.001	8.473	8.473
Pourcentage potentiel net consommé		12,27%	18,04%	18,04%

Tableau 75 : Utilisation du potentiel net par les scénarios du profil 2

⁵⁷ Ce potentiel comprend le potentiel de la chaleur industrielle et celui de l'incinération de déchets.

6. Analyse du profil 3

6.1. Description du profil de consommation

Le tableau ci-dessous présente les données clés de la morphologie et de la consommation du Profil 3. Ce profil correspond à un site industriel.

Profil 3	
Caractéristiques	Site industriel
Consommation énergétique thermique	15.000.000 kWh

Tableau 76 : Description du profil de consommation 3

6.2. Représentativité du profil

Le scénario alternatif 1 (SA3.1) se base sur l'exploitation de la chaleur fatale industrielle. Par conséquent, l'estimation de la représentativité doit se dimensionner sur base de la chaleur fatale industrielle disponible dont le potentiel net s'élève à 2. 262 GWh en Wallonie. Cela représente plus de 30% des besoins de chaleur substituable du secteur industriel wallon (7.359 GWh en 2021).

6.3. Scénarios envisagés

Au regard du profil de consommation décrit supra, quatre scénarios ont été identifiés :

- **Scénario de base (SB3)** : Le scénario de base (SB3) considère une situation dans laquelle chaque site industriel assure individuellement ses propres besoins, via des chaudières à condensation. Il n'y a pas de réseau d'énergie thermique.
- **Scénario alternatif 1 (SA3.1)** : Le scénario alternatif 1 (SA3.1) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du site sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une cogénération au gaz couvre 90% des besoins et le reste est couvert par un chauffage d'appoint central au biogaz (servant également de back-up). Il est à noter que le gaz naturel pris en considération dans ce scénario est celui qui pourrait être encore présent dans le mix des réseaux de gaz. Aucune nouvelle dépense n'est effectuée spécifiquement pour des équipements relatifs au gaz naturel. Dans ce cas, le "worst case scenario" est étudié, c'est-à-dire si le gaz circulant dans les réseaux est 100% fossile. Toutefois, ce mix tend à devenir de plus en plus renouvelable.
- **Scénario alternatif 2 (SA3.2)** : Le scénario alternatif 2 (SA3.2) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du site sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une cogénération à biomasse solide couvre 90% des besoins et le reste est couvert par un chauffage d'appoint central au biogaz (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 3 (SA3.3)** : Le scénario alternatif 3 (SA3.3) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du site sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, la récupération de chaleur fatale couvre 85% des besoins et le reste est couvert par un chauffage d'appoint central au biogaz (servant également de back-up).

6.4. Analyse économique

Valeur actualisée et annualisée des coûts nets

Seul le scénario alternatif SA3.3 présente une valeur actualisée et annualisée des coûts nets inférieure à celle du scénario de base (voir Tableau 77 & Graphique 72).

Ce comportement s'explique principalement dû au fait que le rendement des installations de cogénération est significativement inférieur à celui d'une chaudière ou au COP de la chaleur fatale. La consommation de combustible dans les scénarios avec cogénération est donc nettement plus élevée que pour les autres scénarios. Dès lors, sachant que l'énergie représente le poste de coût le plus important sur la durée, et que chaque scénario alternatif dépend du biogaz, l'impact de ses différentes tarifications est non négligeable. Les CAPEX conséquents des installations de cogénération participent grandement à l'augmentation de leur coût par rapport au scénario de base.

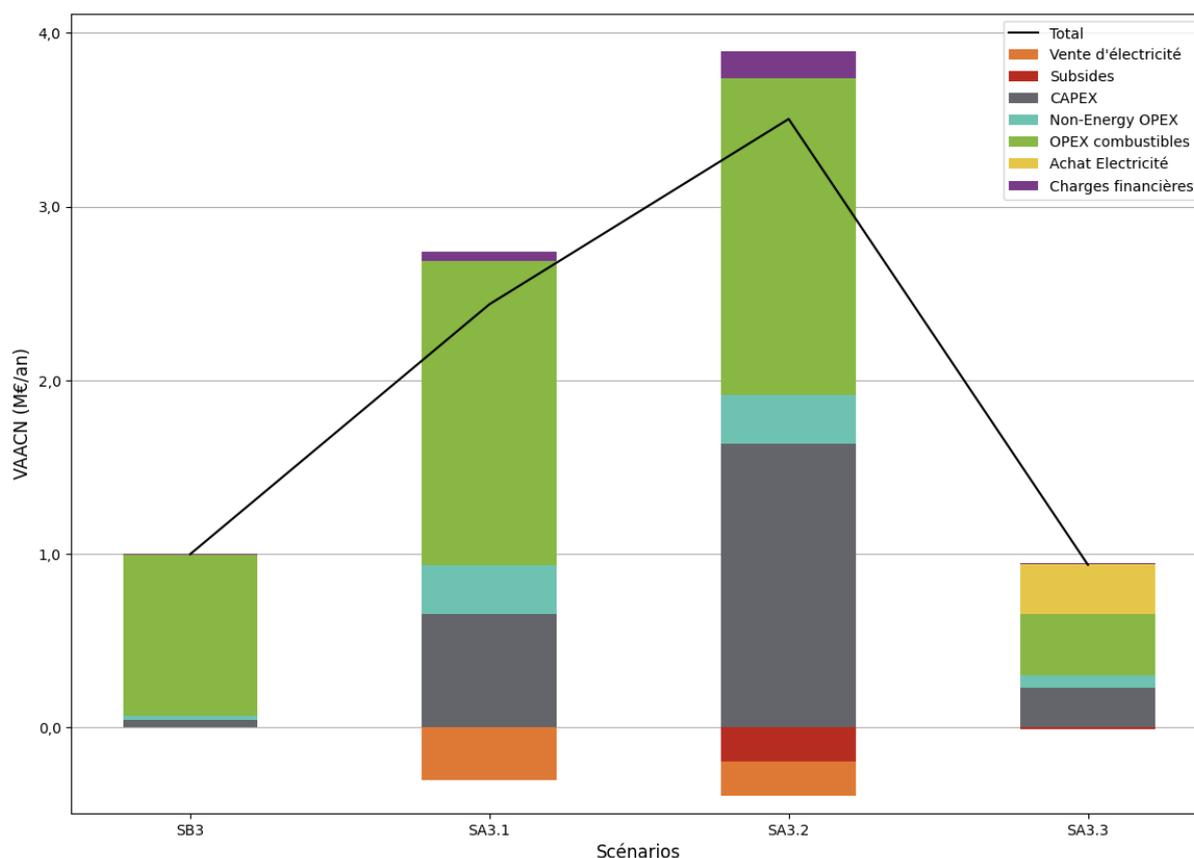
SA3.1 (cogénération gaz naturel) : Malgré la production locale d'électricité, "l'inconvénient" de ce scénario réside dans ses coûts d'investissement élevés (composante "CAPEX") ainsi que dans l'efficacité de la solution comme mentionné ci-dessus.

SA3.2 (cogénération biomasse) : Les tendances observées dans le SA3.1 sont d'autant plus vraies pour la cogénération biomasse qui présente des coûts d'investissement très élevés (composante "CAPEX") et un rendement légèrement plus faible ce qui défavorise également la production d'électricité. Cependant elle bénéficie de subsides grâce à sa production d'électricité, qui viennent en partie compenser les OPEX de cette solution.

SA3.3 (chaleur fatale) : La récupération de chaleur fatale est la solution la plus avantageuse bien que les coûts de l'électricité et du biogaz soient plus élevés que ceux du gaz naturel ainsi que l'investissement initial. Ses avantages résident dans le coût très compétitif de la chaleur fatale et dans le COP de l'installation qui est très élevé.

Scénario	SB3	SA3.1	SA3.2	SA3.3
Valeur actualisée et annualisée des coûts nets (k€/an)	998,4	2.437,4	3.504,4	937,0
Différence avec le SB3 (SB3-SA3.x) (k€/an)		-1.439,0	-2.506,0	61,4
Coûts normalisés au MWh distribué (€/MWh)	66,6	162,5	233,6	62,5

Tableau 77 : Résultats globaux pour le profil 3



Graphique 72 : VAN annualisées des scénarios pour le profil 3

Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts

L'analyse des coûts annualisés par poste de coûts (Graphique 73) permet d'identifier les forces et les faiblesses de chacun des scénarios :

CAPEX : Les 3 scénarios alternatifs présentent des coûts d'investissement plus élevés que le SB3. De manière générale, des coûts de réseau sont présents dans chacun de ces scénarios alternatifs. Toutefois, le CAPEX de la cogénération biomasse (SA3.2) est de loin le plus important.

Non-Energy OPEX : Les coûts d'exploitation des scénarios alternatifs sont plus importants que ceux du scénario de base car ils impliquent la supervision et la maintenance du réseau d'énergie thermique et des installations de production de chaleur. De plus, la maintenance de cogénérations est plus coûteuse que celle d'une solution avec récupération de chaleur fatale.

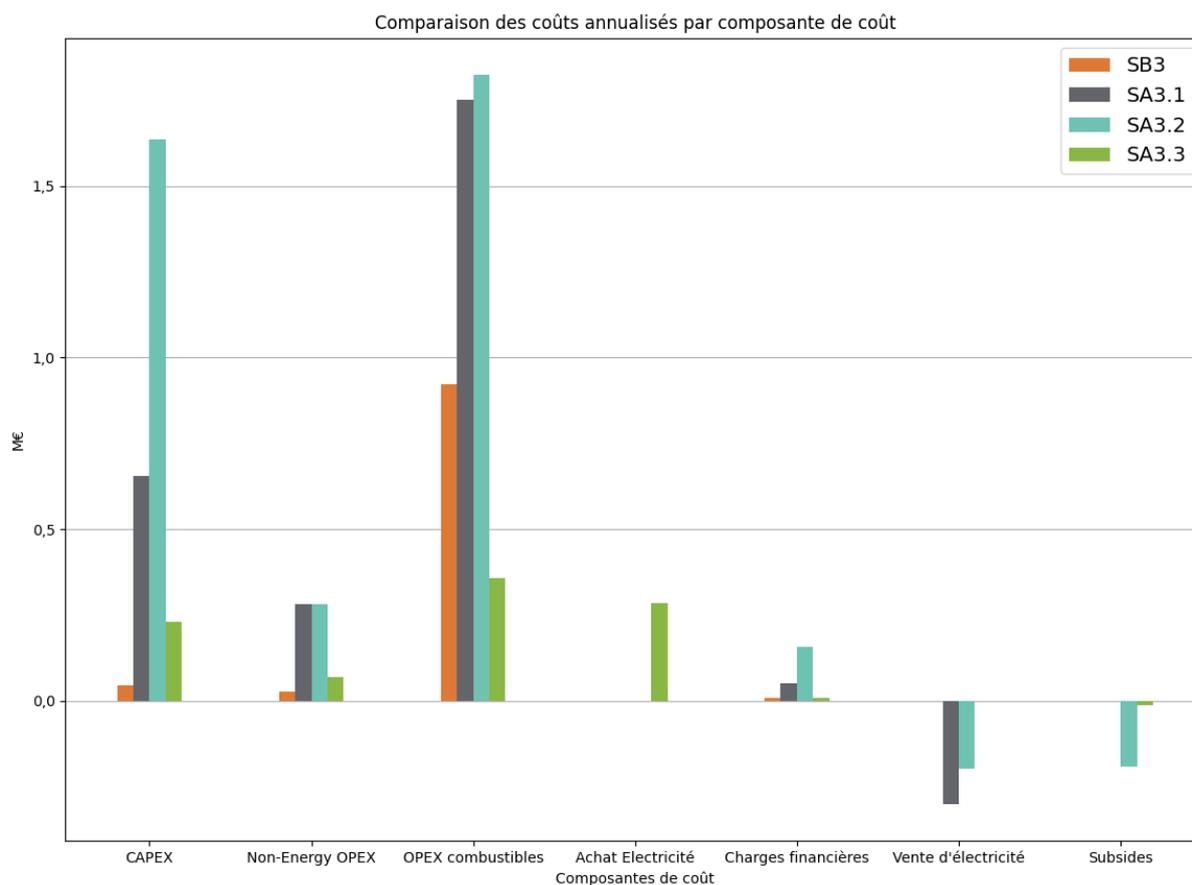
OPEX combustibles : Bien que le prix de la biomasse soit compétitif avec celui du gaz naturel, les SA3.1 et SA3.2 présentent des coûts OPEX combustibles presque deux fois plus élevés que le scénario de base. Comme mentionné précédemment, le rendement de l'installation défavorise fortement les cogénérations car elles consomment plus de combustibles. L'appoint/le back-up biogaz, bien que plus cher que le gaz naturel, reste faible comparé à la source primaire. La chaleur fatale (haute température) quant à elle reste la source la moins coûteuse, un peu moins de la moitié des coûts sont dûs à l'appoint biogaz.

Achat Électricité : Seul le scénario SA3.3 dépend de l'électricité dont le coût est plus élevé que celui du gaz naturel. Toutefois, l'efficacité de la solution est telle que le besoin d'électricité est moindre comparé aux besoins en gaz du SB3. De plus, n'ayant pas connaissance des régimes de température de la

chaleur fatale, 50% est considéré comme haute température avec un échangeur et 50% comme moyenne température avec l'utilisation d'une pompe à chaleur⁵⁸.

Vente d'électricité : Les scénarios SA3.1 et SA3.2 produisent de l'électricité et permettent de la revendre. La cogénération au gaz (SA3.1) présentant un meilleur rendement électrique, a une production d'électricité supérieure à celle de la cogénération biomasse (SA3.2). Il est à noter qu'aucune autoconsommation n'est considérée ici et est financièrement plus intéressante que la revente à la vue du prix bas de celle-ci.

Subsides : Par hypothèse, les consommateurs représentés par le profil 3 sont des grandes entreprises. Le scénario SA3.2 pourrait bénéficier d'une aide à l'investissement sur la partie production et distribution, si la puissance de la cogénération est inférieure à 1 MWe mais ce n'est pas le cas dans ce scénario. Le scénario SA3.3 bénéficie d'une aide à l'investissement sur la partie récupération de chaleur et réseau de distribution. Le scénario alternatif SA3.2 (cogénération biomasse) bénéficie en outre de certificats verts qui récompensent les producteurs d'électricité verte. Enfin, ces deux scénarios alternatifs bénéficient de subventions AMUREBA pour les études. Il est à noter que les subventions liées aux certificats vert ont un poids plus important sur la durée de vie du projet puisqu'elles sont liées à l'énergie produite. En comparaison, les autres subsides sont ponctuels, lorsqu'un investissement est nécessaire.



Graphique 73 : Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts pour le profil 3

⁵⁸ Cet aspect est détaillé davantage dans l'Annexe F du présent rapport sur la méthodologie de l'analyse coûts-avantages.

Comparaison des coûts nets cumulés des scénarios

Le Graphique 74 présente les coûts nets cumulés des 4 scénarios étudiés pour le profil 3 et le Tableau 78 contient les investissements et les durées de vie des technologies considérées dans chacun de ces scénarios permettant de justifier et analyser le graphique.

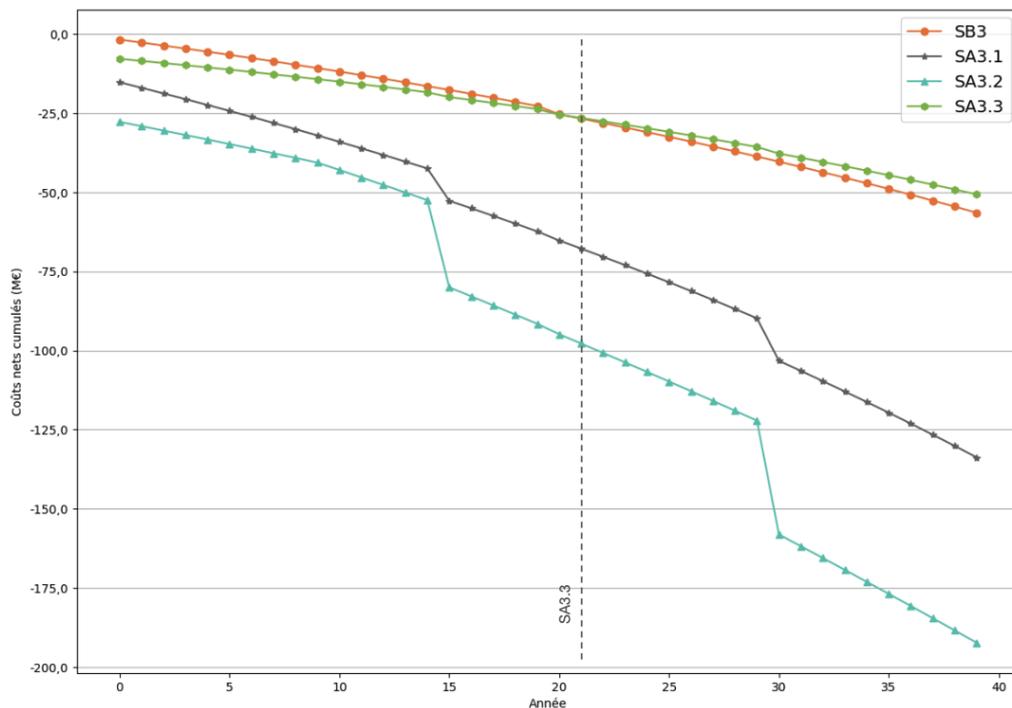
Le scénario de base présente des investissements plus faibles que les autres scénarios. Ceci est dû au fait que tous les scénarios alternatifs ont des investissements supplémentaires pour l'infrastructure du réseau d'énergie thermique ce qui les rend plus coûteux dans un premier temps et ce, peu importe la source d'énergie.

Avec le temps (après 21 ans), seul le scénario alternatif SA3.3 (chaleur fatale) devient plus avantageux que le SB3. Les SA3.1 et SA3.2 quant à eux présentent des coûts d'investissement trop élevés que pour être concurrentiels avec le SB3. Une observation supplémentaire qui peut être tirée du Graphique 74 est le changement de pente du scénario SA3.2 (cogénération biomasse) après 10 ans. En effet, il s'agit de la durée de validité des certificats verts. Pendant les dix premières années, les certificats verts permettent de compenser en partie l'achat de combustibles ce qui a pour effet de lisser la courbe des coûts nets cumulés. Une fois la période de subsidiation terminée, l'écart avec les autres scénarios se creuse encore plus.

	CAPEX technologie primaire (€)	Durée de vie technologie primaire	CAPEX technologie appoint (€)	Durée de vie technologie appoint	CAPEX Réseau/Sourcing (€)	Durée de vie réseau/Sourcing
SB3	891.891,9	20	/	/	/	/
SA3.1	6.048.000,0	15	255.973,0	20	7.210.536,6	40
SA3.2	18.900.000,0	15	255.973,0	20	7.210.536,6	40
SA3.3	770.643,2	15/20 ⁵⁹	387.081,1	20	3.091.610,0	40

Tableau 78 : Investissements et durée de vie des technologies du profil 3

⁵⁹ Deux durées de vie sont renseignées car deux technologies sont considérées pour la récupération de chaleur fatale (simple échangeur et pompe à chaleur), plus de détails à ce sujet dans l'Annexe F.



Graphique 74 : Coûts nets cumulés des scénarios du profil 3

Scénario	SB3 Chaudière gaz	SA3.1 Cogénération gaz/ biogaz	SA3.2 Cogénération biomasse/ biogaz	SA3.3 Chaleur fatale/ biogaz
Electricité nécessaire pour les besoins de chaleur (MWh)	/	/	/	1250,0

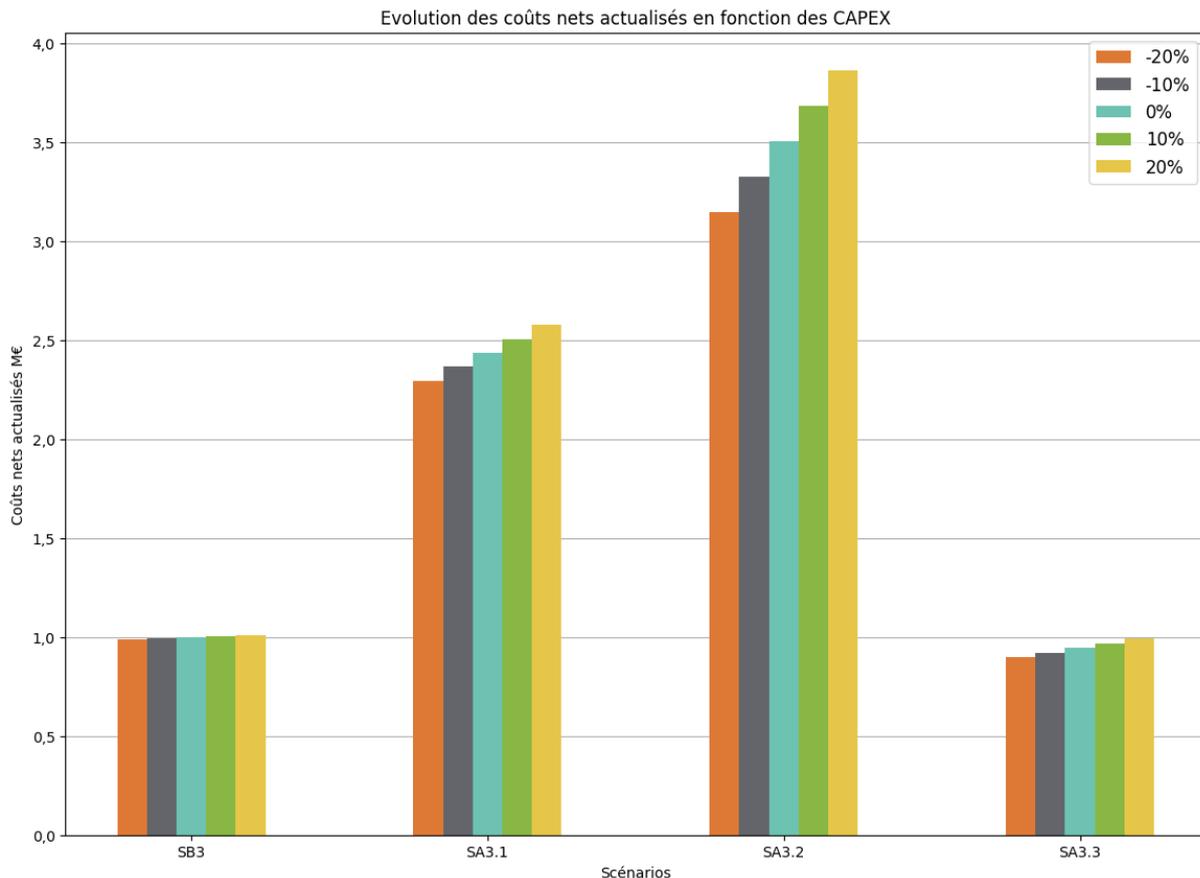
Tableau 79 : Electricité nécessaire pour assurer les besoins de chaleur des technologies électrifiées

Il ne faut pas perdre de vue le fait que certains scénarios alternatifs sont dépendants de l'électricité ce qui provoque une électrification de la chaleur. Dès lors, cela pourrait engendrer des congestions sur le réseau électrique car la demande en électricité augmente. Mesurer l'impact réel de cette électrification est un travail complexe, cependant, le Tableau 79 contient la quantité d'électricité supplémentaire nécessaire pour mener à bien les différents scénarios. Pour ce profil, seul le SA3.3 dépend de l'électricité car une partie de la chaleur fatale est considérée comme étant récupérée à moyenne température et réhaussée à l'aide d'une pompe à chaleur, ce qui induit une consommation électrique.

6.5. Analyse de sensibilité

Analyse de sensibilité sur la variation des CAPEX

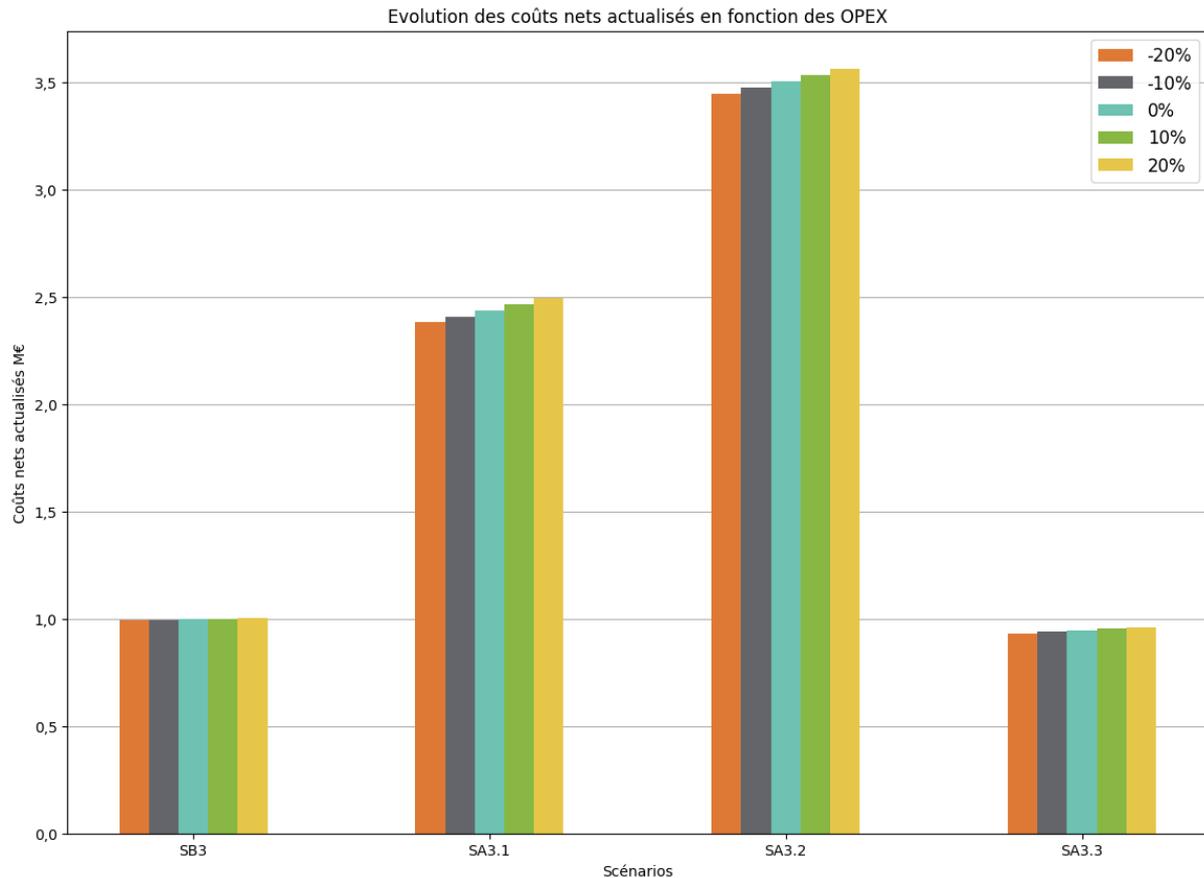
Le graphique ci-dessous illustre la sensibilité des résultats présentés supra par rapport à une augmentation ou diminution des investissements envisagés (CAPEX). Selon l'importance de la composante CAPEX les scénarios vont être plus ou moins impactés par cette variation, c'est pourquoi les paliers du scénario SA3.2 sont plus conséquents que pour les autres scénarios. A l'inverse, le CAPEX du SB3 étant minime, la variation de ce dernier n'impacte presque pas la VAN de ce scénario. Le scénario SA3.3 reste moins cher que le scénario de base même lorsqu'on augmente ses investissements bien qu'ils aient une place plus importante dans les coûts nets actualisés.



Graphique 75 : Variation de la VAACN en fonction des CAPEX pour le profil 3

Analyse de sensibilité sur la variation des OPEX

Le Graphique 76 illustre la sensibilité des résultats présentés supra (Graphique 72) par rapport à une augmentation ou diminution des charges opérationnelles (OPEX) considérées (hors combustibles et électricité). En accord avec la sensibilité sur le CAPEX présentée ci-dessus, la VAN du scénario SA3.3 reste compétitive avec celle du scénario de base malgré l'augmentation des charges opérationnelles. Cette composante étant moins représentative dans le coût total, sa variation a moins d'impact.



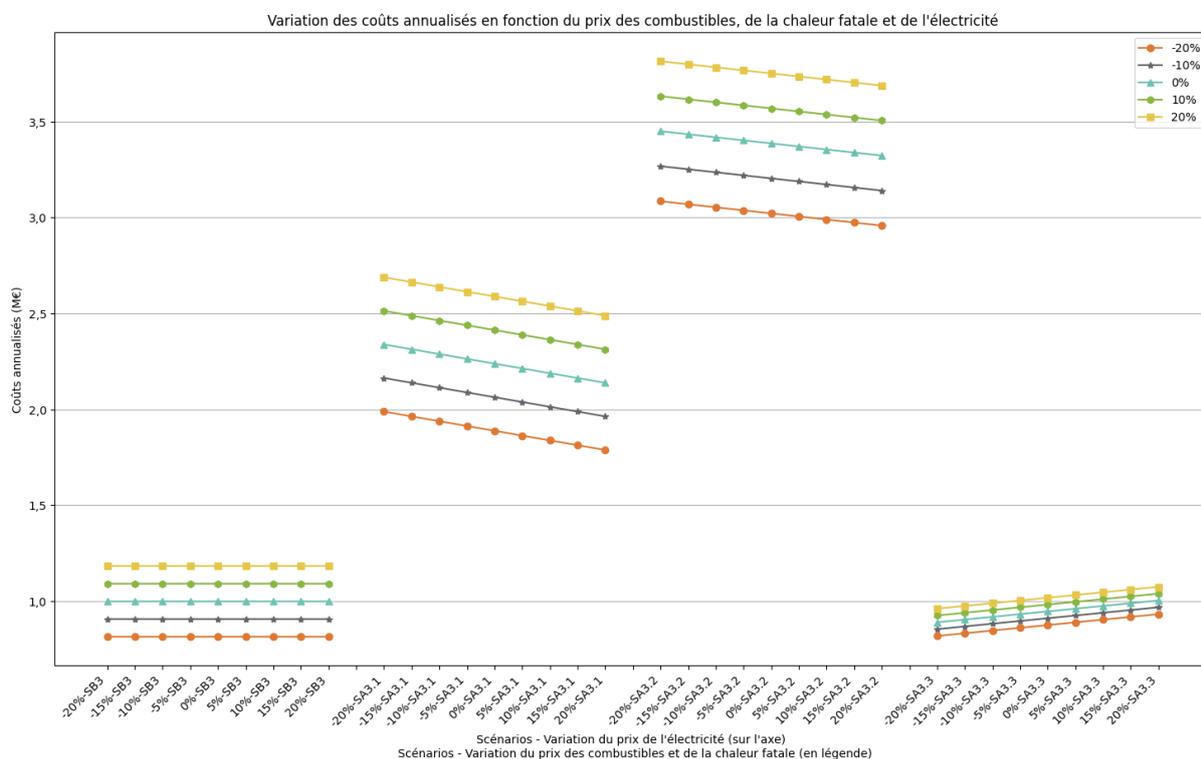
Graphique 76 : Variation de la VAACN en fonction des OPEX pour le profil 3

Variation des prix du gaz naturel et de l'électricité

Le Graphique 77 illustre les résultats des scénarios analysés précédemment dans le cas où les coûts du gaz naturel et de l'électricité étaient plus ou moins élevés (fourchette de -20% à +20%).

Compte tenu de l'écart entre les 3 premiers scénarios, il apparaît que la prise en compte de la TVA n'aurait presque pas d'impact sur le "classement" des VAACN des technologies. Seul le scénario SA3.3 oscille autour du SB3 en fonction des variations. En effet, étant donné que le SA3.3 est plus résilient aux prix du combustible car il bénéficie d'une meilleure efficacité, le scénario de base devient moins cher que le SA3.3 lorsque les prix des combustibles et de la chaleur fatale diminuent (courbes grises et oranges). De plus, le SA3.3 est également impacté par l'augmentation du prix de l'électricité ce qui le rend plus cher que le SB3 dans certains cas, particulièrement si les prix des combustibles et de la chaleur fatale n'augmentent pas.

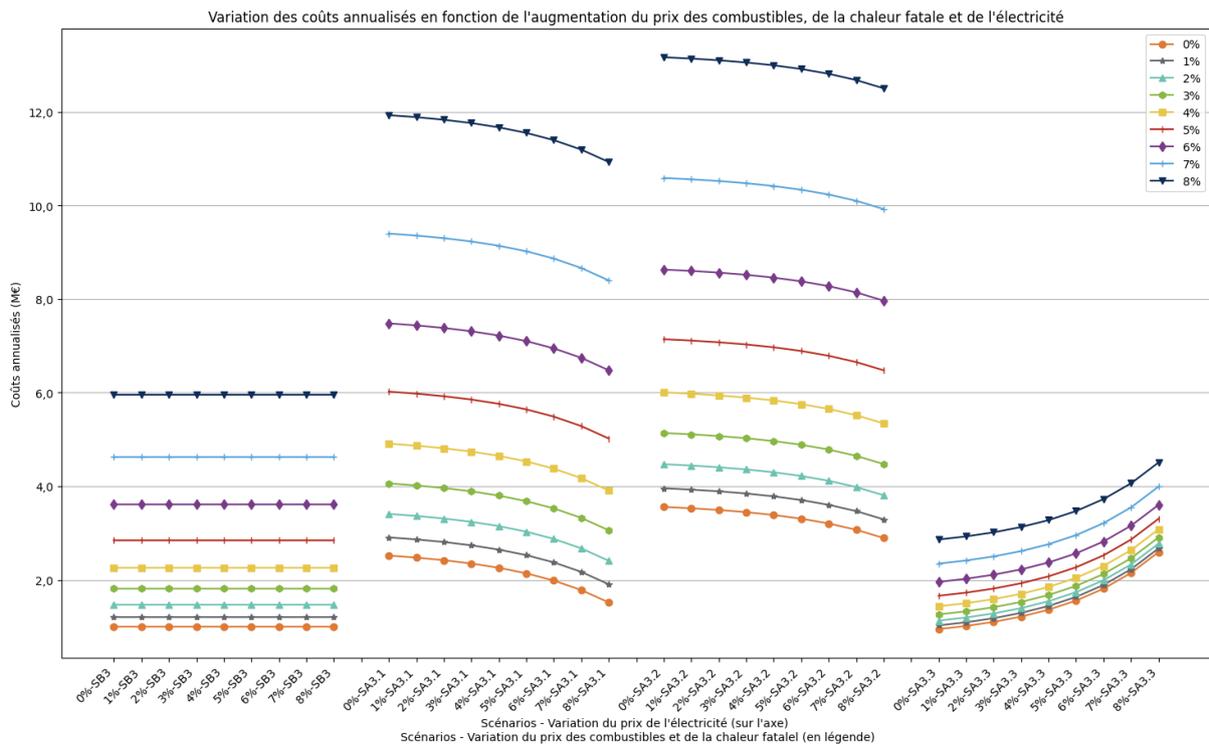
La sensibilité des scénarios aux différentes variations des prix de l'électricité est représentée par la pente des droites. Le SA3.1 et SA3.2 voient leurs coûts diminuer lorsque le prix de l'électricité augmente. Ceci est dû au fait que ce sont des scénarios qui produisent et revendent de l'électricité (dont le prix de vente est également modifié).



Graphique 77 : Variation des prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 3

Variation de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité

En complément du graphique précédent, le Graphique 78 considère une variation de l'augmentation des prix des combustibles, de la chaleur fatale et de l'électricité (hypothèses initiales respectivement de +2%/an, 1,7%/an et +4%/an). Dans le cas d'une augmentation maximale de l'inflation de l'électricité et une diminution maximale de celle des combustibles et de la chaleur fatale, le SA3.1 devient compétitif avec le SB3 et moins cher que le SA3.3. En effet, les scénarios avec cogénération sont fort impactés par le prix des combustibles étant donné qu'ils sont moins efficaces (et donc moins résilients). Dès lors, une diminution de l'inflation sur ce prix impacte grandement la VAN. Lorsque combiné à la diminution de la VAN due à la revente d'électricité, le SA3.1 devient donc compétitif avec les SB3 et SA3.3.

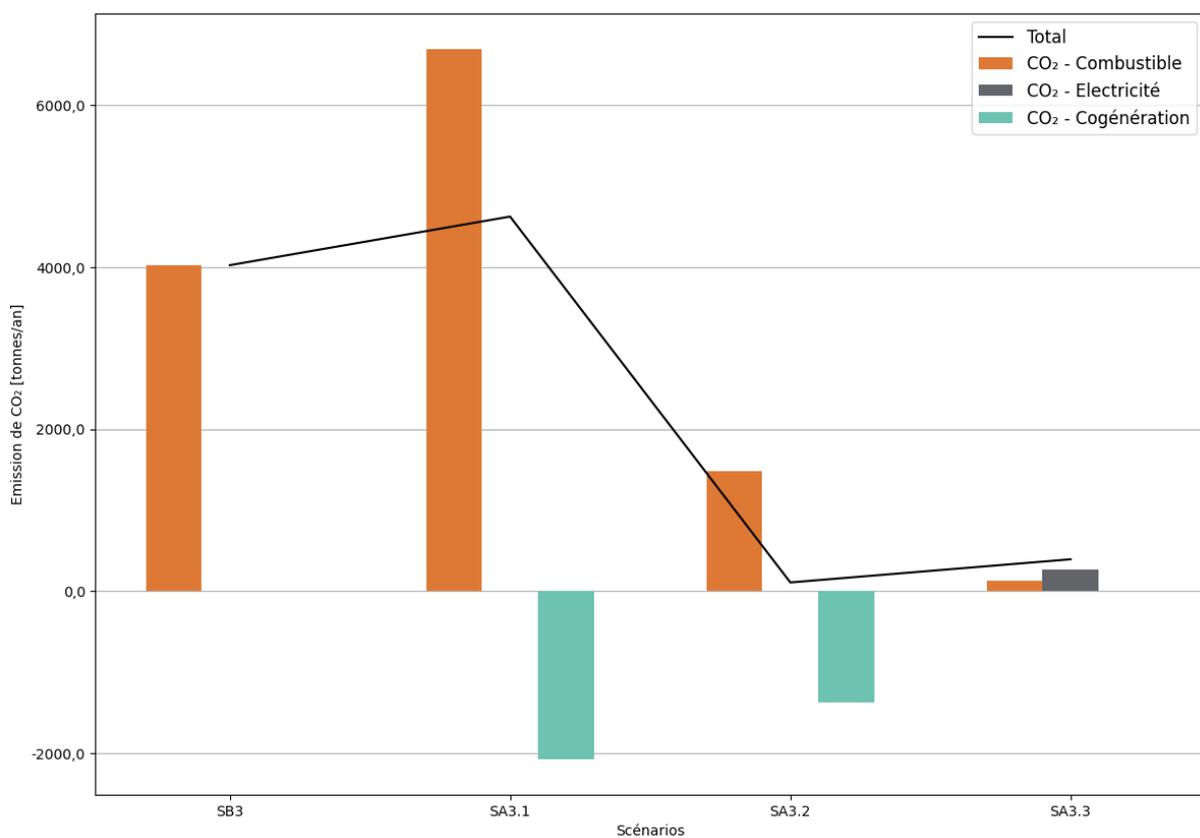


Graphique 78 : Evaluation de la VAACN en fonction de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 3

6.6. Analyse environnementale

Le scénario de base, reposant entièrement sur du gaz naturel, présente des émissions annuelles de 4.023 tonnes de CO₂. En comparaison, le scénario SA3.1 également dépendant du gaz naturel et qui, de plus, pâti d'une moins bonne efficacité émet presque deux fois plus de CO₂. Toutefois, la production d'électricité verte de ce scénario permet d'éviter l'émission de près de 2.070 tonnes de CO₂. Il est cependant important de noter que ce ne sont pas des émissions négatives mais bien des émissions évitées et que cela ne compense pas le CO₂ déjà émis.

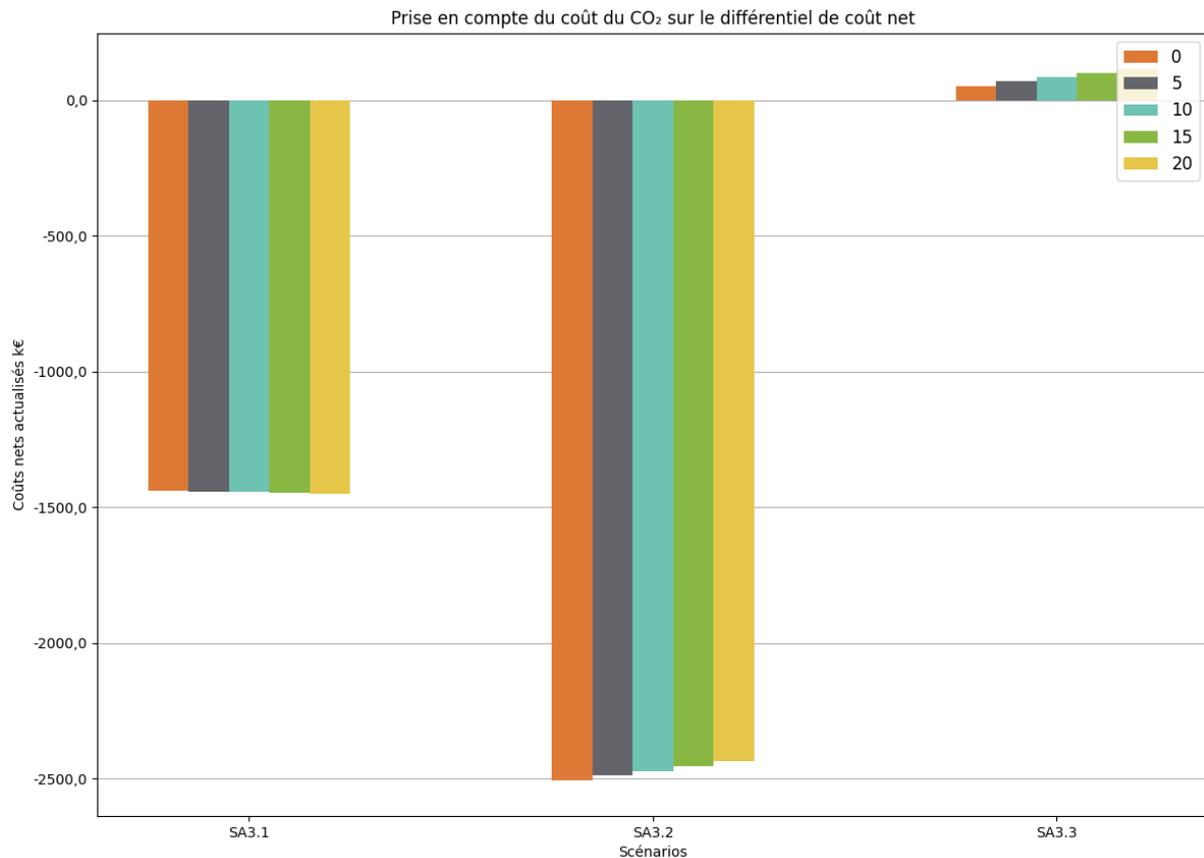
Enfin, les émissions des autres scénarios alternatifs sont plus basses puisque ces derniers se veulent décarbonés. Concernant le critère CO₂, la chaleur fatale est la source de chaleur la plus intéressante car non émettrice, les émissions de ce scénario (SA3.3) proviennent de l'électricité et du biogaz utilisé comme appoint/back-up.



Graphique 79 : Émissions de CO₂ par scénario pour le profil 3

Introduction d'un coût de CO₂

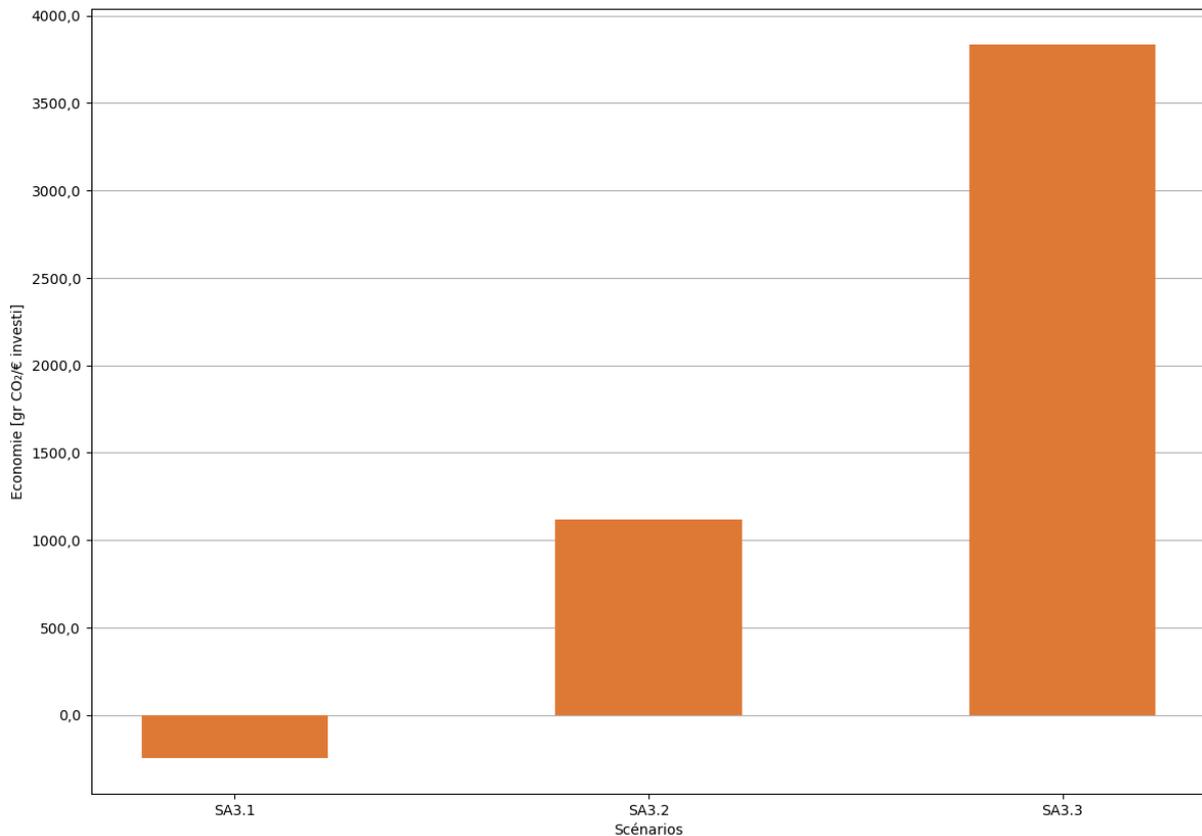
L'impact de l'ajout d'un coût CO₂ appuie les résultats présentés ci-dessus. Les émissions du SA3.1 étant plus importantes que celles du SB3, l'ajout de ce coût ne fait qu'augmenter l'écart entre les deux scénarios sachant que le SA3.1 est déjà plus cher à la base (d'où le fait que la différence soit négative). A l'inverse, l'écart entre SB3 et SA3.2 se réduit plus le prix de la tonne de CO₂ augmente puisque le SA3.2, bien qu'initialement plus cher, est moins émetteur. Enfin le scénario SA3.3 devient de plus en plus avantageux par rapport au scénario de base plus le coût de la tonne de CO₂ augmente.



Graphique 80 : Prise en compte du coût du CO₂ pour le profil 3

Impact de l'investissement sur les émissions de CO₂

Afin de clôturer l'analyse environnementale et en complément de ce qui a été présenté précédemment, le Graphique 81, présente les grammes de CO₂ évités par euro investi dans les scénarios alternatifs en comparaison au scénario de base. Le scénario chaleur fatale (SA2.3) étant le moins cher et le moins émetteur est fatalement celui pour lequel l'investissement est le plus efficace en termes de réduction des émissions de CO₂. Chaque euro investi permet d'éviter plus de 3.500g de CO₂ par rapport au scénario de base. A l'inverse, les euros investis dans le scénario SA3.1 sont source d'émission de CO₂ supplémentaire.



Graphique 81 : Impact des investissements sur les émissions de CO₂ du profil 3

6.7. Conclusions - Profil 3

Conclusions de l'analyse

L'analyse de ce profil permet d'identifier les résultats suivants :

- La solution alternative intégrant un réseau d'énergie thermique décarboné grâce à la récupération de chaleur fatale présente des **coûts nets actualisés** plus performants qu'une solution individuelle et fossile. Il est cependant nécessaire d'adopter une vision à long terme pour observer cet avantage (environ 20 ans) ;
- La valorisation de chaleur fatale est la **solution la plus compétitive** avec le plus grand impact positif sur le bilan carbone ;
- Il est important de **privilégier des solutions dont l'efficacité est élevée** afin d'être plus résilient aux variations des coûts de l'énergie. En effet, bien que les scénarios SA3.1 et SA3.2 peuvent devenir intéressants lorsque les coûts et l'inflation des combustibles sont les plus

favorables, ils sont également très sensibles à l'augmentation des prix et apportent donc moins de sécurité pour les clients et le porteur de projet.

Conclusions à l'échelle de la demande en chaleur représentée par le profil 3

Le site industriel pris comme exemple du profil 3 représente moins de 1% de la chaleur représentée par le profil 3. Dès lors, il est important d'étudier l'impact sur les technologies qu'aurait l'application des scénarios alternatifs sur tous les besoins représentés par le profil 3. Connaissant la demande couverte par chaque source de chaleur et le potentiel net de ces dernières (voir Chapitre 10), il est possible de vérifier la faisabilité des scénarios à l'échelle de tout le profil 3.

Le Tableau 80 met en avant ce critère de faisabilité. Il en découle que mis à part le scénario SA3.2, tous les scénarios alternatifs pourraient être développés à l'échelle du profil 3, soit 30% des besoins de chaleur substituable du secteur industriel. Dans le cas de la cogénération biomasse, le potentiel net est insuffisant pour couvrir la chaleur représentée par le profil 3. Toutefois, le potentiel en biomasse est suffisant. Dès lors, il peut être envisageable de développer de nouvelles installations de cogénération sachant que la ressource énergétique n'est pas épuisée. De plus, au vu des résultats présentés dans le chapitre 8, la demande de chaleur du secteur industriel tend à diminuer, les technologies pourront dès lors couvrir une partie plus importante de cette demande.

	Scénario alternatif (SA 3.1)	Scénario alternatif (SA 3.2)	Scénario alternatif (SA 3.3)
	RET Cogénération au gaz + chaudière appoint/back-up au biogaz	RET Cogénération biomasse solide + chaudière d'appoint/back-up biogaz	RET avec récupération de chaleur fatale + chaudière appoint/back-up au biogaz
Consommation (GWh)	2.262		
Couverture énergétique de la technologie primaire	90%	90%	85%
Technologie primaire	Cogénération gaz naturel	Cogénération biomasse	Chaleur fatale
Energie technologie primaire (GWh)	2.036	2.036	1.923
Potentiel net technologie primaire	/	2.671	2.371 ⁶⁰
Différence potentiel net / Energie consommée	0	635	448
Pourcentage potentiel net consommé	/	76,22%	81,09%
Technologie secondaire	Biogaz	Biogaz	Biogaz
Energie technologie secondaire (GWh)	226	226	339
Potentiel net technologie secondaire	5.700	5.700	5.700
Différence potentiel net / Energie consommée	5.474	5.474	5.361
Pourcentage potentiel net consommé	3,97%	3,97%	5,95%

Tableau 80 : Utilisation du potentiel net par les scénarios du profil 3

⁶⁰ Ce potentiel comprend le potentiel de la chaleur industrielle et celui de l'incinération de déchets.

7. Analyse du profil 4

7.1. Description du profil de consommation

Profil 4		
Caractéristiques	La construction d'un nouveau quartier avec (1) une taille suffisante et (2) des profils de consommations variés	
Exemple concret	Le nouveau quartier « Bella Vita » à Waterloo	
Description		
Consommation énergétique thermique	4.217.000 kWh (Douard. F, 2019)	
Secteurs	Résidentiel	Tertiaire
Caractéristiques du bâti	87 maisons & 182 appartements	Une crèche, une résidence service, une maison de repos, un centre de soins, une piscine
Consommation énergétique thermique ⁶¹	3.331.443 kWh	885.570 kWh

Tableau 81 : Description du profil de consommation 4

7.2. Représentativité du profil

Le quatrième profil inclut les nouveaux quartiers récemment construits ou à construire⁶². Partant d'une page blanche, ces quartiers peuvent être conçus dès le départ avec une vision tournée vers l'avenir, intégrant pleinement les aspects climatiques, environnementaux, sociaux et économiques.

Selon les projections du Bureau fédéral du Plan, le nombre de logements en Wallonie devrait augmenter de 13,9 % entre 2016 et 2050, soit plus de 200 000 nouveaux logements. Les nouveaux quartiers devront donc répondre à ces enjeux démographiques. Ce profil intègre la remise en question du modèle de la maison "4 façades" au niveau politique, en réponse à la pression croissante sur les sols pour la construction de nouveaux logements.

Il est très compliqué d'estimer la consommation énergétique thermique qu'auront ces nouveaux quartiers en sachant que les bâtiments consommeront probablement moins qu'actuellement et qu'il faut tenir compte d'un mix résidentiel/tertiaire. C'est pourquoi la représentativité de ce profil sera traitée de manière qualitative.

7.3. Scénarios envisagés

Au regard du profil de consommation décrit supra, sept scénarios ont été identifiés :

⁶¹ Le ratio de répartition entre le résidentiel et le tertiaire se base sur le bilan énergétique (79%/21%)

⁶² De tels quartiers conçus pour l'avenir ont été développés récemment, comme par exemple :

- Le quartier de l'île aux oiseaux à Mons
- L'écoquartier du Sart-Tilman
- Jambe Gameda
- Le projet I-dyle à Genappe
- L'écoquartier « Bella Vita » à Waterloo

- **Scénario de base (SB4)** : Le scénario de base (SB4) considère une situation dans laquelle chaque bâtiment assure individuellement ses propres besoins et uniquement via des pompes à chaleur aérothermiques. Il n'y a pas de réseau d'énergie thermique.
- **Scénario alternatif 1 (SA4.1)** : Le scénario alternatif 1 (SA4.1) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du quartier sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une cogénération au biogaz couvre 90% des besoins et le reste est couvert par un chauffage d'appoint central au biogaz (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 2 (SA4.2)** : Le scénario alternatif 2 (SA4.2) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du quartier sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une chaufferie biomasse solide couvre 90% des besoins et le reste est couvert par une pompe à chaleur aérothermique.
- **Scénario alternatif 3 (SA4.3)** : Le scénario alternatif 3 (SA4.3) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du quartier sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une installation de géothermie profonde couvre 90% des besoins et le reste est couvert par des pompes à chaleur aérothermiques (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 4.1 (SA4.4.1)** : Le scénario alternatif 4.1 (SA4.4.1) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du quartier sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une installation de géothermie peu profonde fermée couvre 60% des besoins et le reste est couvert par des pompes à chaleur aérothermiques (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 4.2 (SA4.4.2)** : Le scénario alternatif 4.2 (SA4.4.2) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du quartier sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une installation de géothermie peu profonde ouverte couvre 60% des besoins et le reste est couvert par des pompes à chaleur aérothermiques (servant également de back-up).
- **Scénario alternatif 5 (SA4.5)** : Le scénario alternatif 5 (SA4.5) considère une situation dans laquelle l'entièreté des besoins de chaleur du quartier sont couverts par un réseau d'énergie thermique. Dans ce réseau, une installation aquathermique couvre 60% des besoins et le reste est couvert par des pompes à chaleur aérothermiques (servant également de back-up).

7.4. Analyse économique

Les scénarios alternatifs présentent une valeur actualisée et annualisée des coûts nets inférieure à celle du scénario de base à l'exception du SA4.1 qui est sourcé avec une cogénération au biogaz.

De manière générale, les solutions centralisées (scénarios alternatifs) profitent de prix de l'énergie avantageux comparé à des solutions individuelles dû à leur consommation importante. Sachant que l'énergie représente le poste de coût le plus important sur la durée, l'impact de ses différentes tarifications est non négligeable.

SA4.1 (cogénération biogaz) : Malgré la revente d'électricité générée par la cogénération, la consommation de gaz et les coûts d'investissement et surtout de fonctionnement rendent cette solution onéreuse. Les OPEX très élevés désavantagent ce scénario pour le critère de la VAACN. Cependant, les subsides (majoritairement liés à la production d'électricité verte) permettent d'atténuer légèrement ce surcoût.

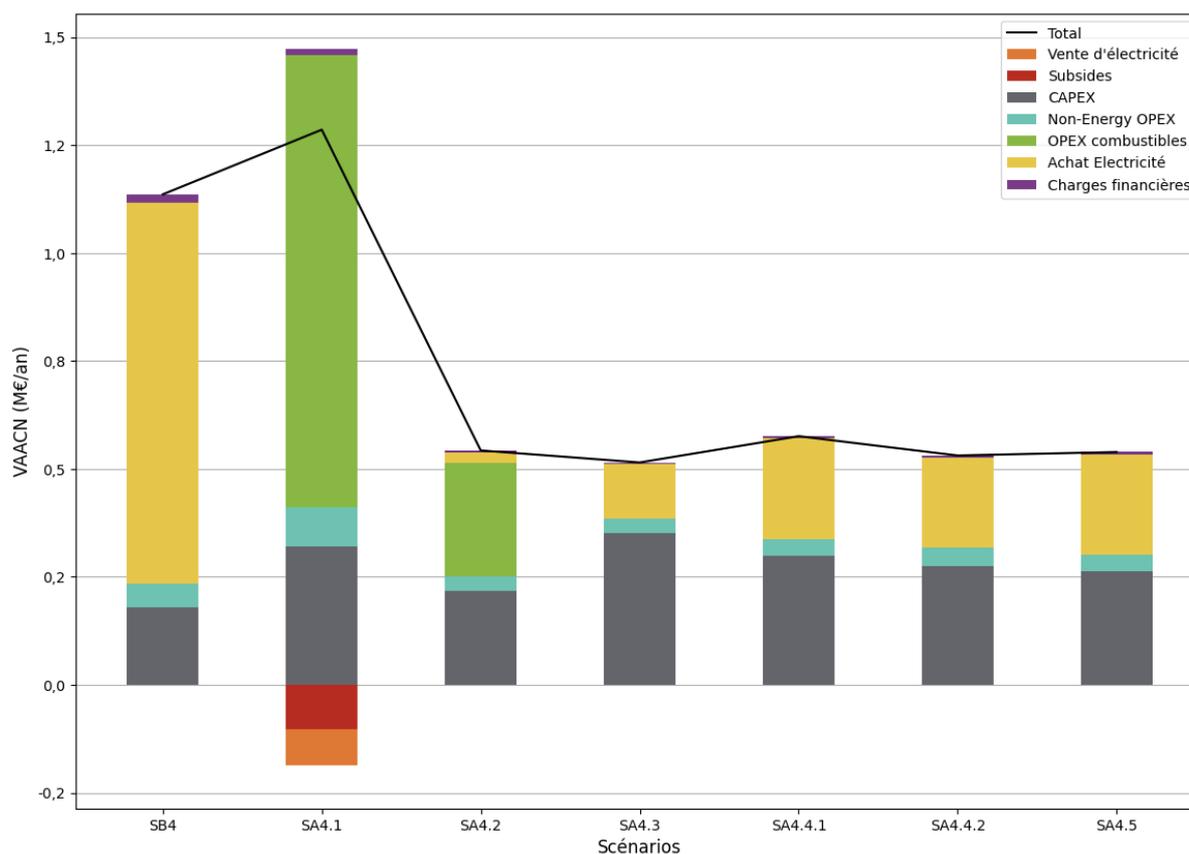
SA4.2 (chaufferie biomasse solide) : L’avantage de ce scénario repose sur des coûts d’investissement très faibles. Les coûts en combustibles représentent la majeure partie de la VAACN de ce scénario qui reste malgré tout compétitif avec les autres solutions “pompe à chaleur” présentées.

SA4.3 (géothermie profonde) : L’avantage de la géothermie profonde repose sur un coefficient de performance très élevé vu qu’il ne faut pas réhausser la température du réseau (la géothermie profonde est naturellement une source de chaleur à haute température). Cela compense les coûts d’investissement très élevés sur la durée de vie des équipements et du réseau.

SA4.4.1 - SA4.5 : les trois derniers scénarios à savoir la géothermie peu profonde fermée, ouverte et l’aquathermie sont tous les trois moins chers que le scénario de base et relativement similaires entre eux. Les différences majeures sont les coûts de sourcing plus importants lorsque des forages sont requis (géothermie peu profonde) et les coefficients de performance qui sont un peu meilleurs pour les technologies à prise d’eau directe (SA4.4.2 géothermie peu profonde ouverte et SA4.5 aquathermie).

Scénario	SB4	SA4.1	SA4.2	SA4.3	SA4.4.1	SA4.4.2	SA4.5
Valeur actualisée et annualisée des coûts nets (k€/an)	1.135,9	1.285,6	542,8	514,9	575,9	531,1	539,2
Différence avec le SB4 (SB4-SA4.x) (k€/an)		-149,7	593,1	621,0	560,0	604,8	596,7
Coûts normalisés au MWh distribué (€/MWh)	269,4	304,9	128,7	122,1	136,6	125,9	127,9

Tableau 82 : Résultats globaux pour le profil 4



Graphique 82 : VAN annualisées des scénarios pour le profil 4

Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts

L'analyse des coûts annualisés par poste de coûts (Graphique 83) permet d'identifier les forces et les faiblesses de chacun des scénarios :

CAPEX : Le scénario de géothermie profonde (SA4.3) a les coûts d'investissement les plus importants. Ceci est dû aux coûts non négligeables d'accès à la source (forages géothermiques, etc.). Le raisonnement est le même pour les deux autres scénarios sourcés à la géothermie (SA4.4.1 et SA4.4.2). Les coûts d'investissement du scénario de base sont les plus faibles avec l'installation d'une pompe à chaleur individuelle pour chaque consommateur tandis que la chaufferie biomasse est seulement un peu plus chère malgré les coûts du réseau. Il est aussi à noter que les coûts d'investissement de la solution individuelle sont aussi élevés malgré l'absence de coûts réseau car ce scénario nécessite deux réinvestissements sur la durée de vie du projet.

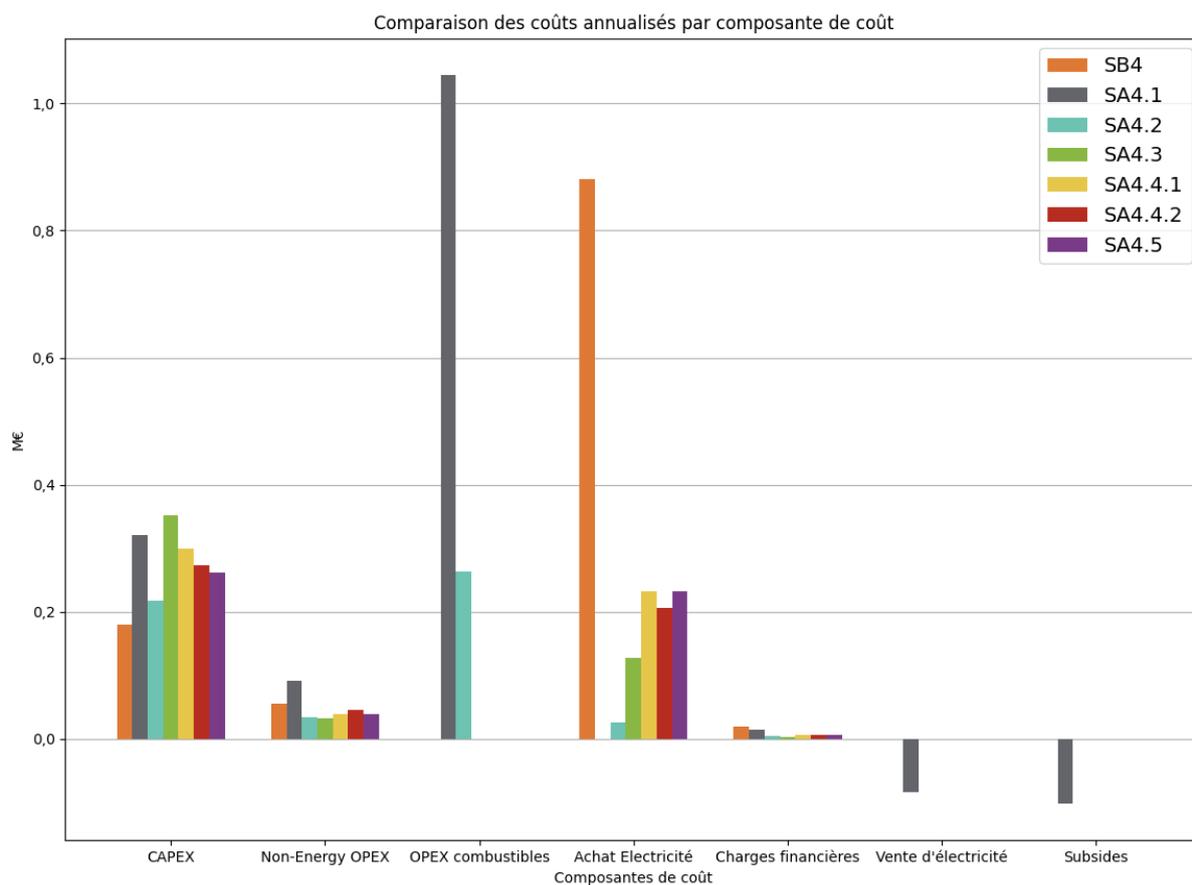
Non-Energy OPEX : Le scénario SA4.1 (cogénération biogaz) est plus cher que les autres dans ce poste à cause des frais de gestion et de maintenance de la cogénération et du réseau d'énergie thermique. Il est également intéressant de noter que la solution individuelle a des coûts de non-energy OPEX plus importants que les cinq derniers scénarios alternatifs malgré l'absence de réseau.

OPEX combustibles : Le scénario SA4.1 (cogénération biogaz) présente des coûts de fonctionnement liés à l'achat de combustibles très importants ce qui est essentiellement dû au prix élevé du biogaz qui est utilisé à la fois comme technologie principale et comme appoint/backup. Le prix de la biomasse solide est nettement inférieur mais le scénario SA4.2 utilise également du biogaz pour son appoint/backup.

Achat Électricité : Comme mentionné précédemment, les scénarios alternatifs bénéficient d'une tarification de l'électricité plus faible que le scénario de base dû au caractère centralisé de ces derniers. De plus, ils tirent profit d'une meilleure efficacité que le scénario de base. La différence entre les quatre derniers scénarios alternatifs est due aux coefficients de performance (COP) qui varient en fonction de la technologie considérée.

Vente d'électricité : Seul le scénario SA4.1 produit de l'électricité et permet de la revendre. Il est à noter qu'aucune autoconsommation n'est considérée ici et est financièrement plus intéressante que la revente à la vue du prix bas de la revente sur le réseau.

Subsides : Le tableau ci-dessous détaille les subsides alloués à chaque scénario. Seul le scénario SA4.1 (cogénération biogaz) bénéficie des subsides, car a priori il sera porté par une entreprise. La production d'électricité à base de sources d'énergie renouvelable bénéficie de certificats verts tandis que les aides UDE ou AMUREBA concernant des aides à l'investissement et pour le financement d'études respectivement ne sont pas applicables pour des projets résidentiels.



Graphique 83 : Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts pour le profil 4

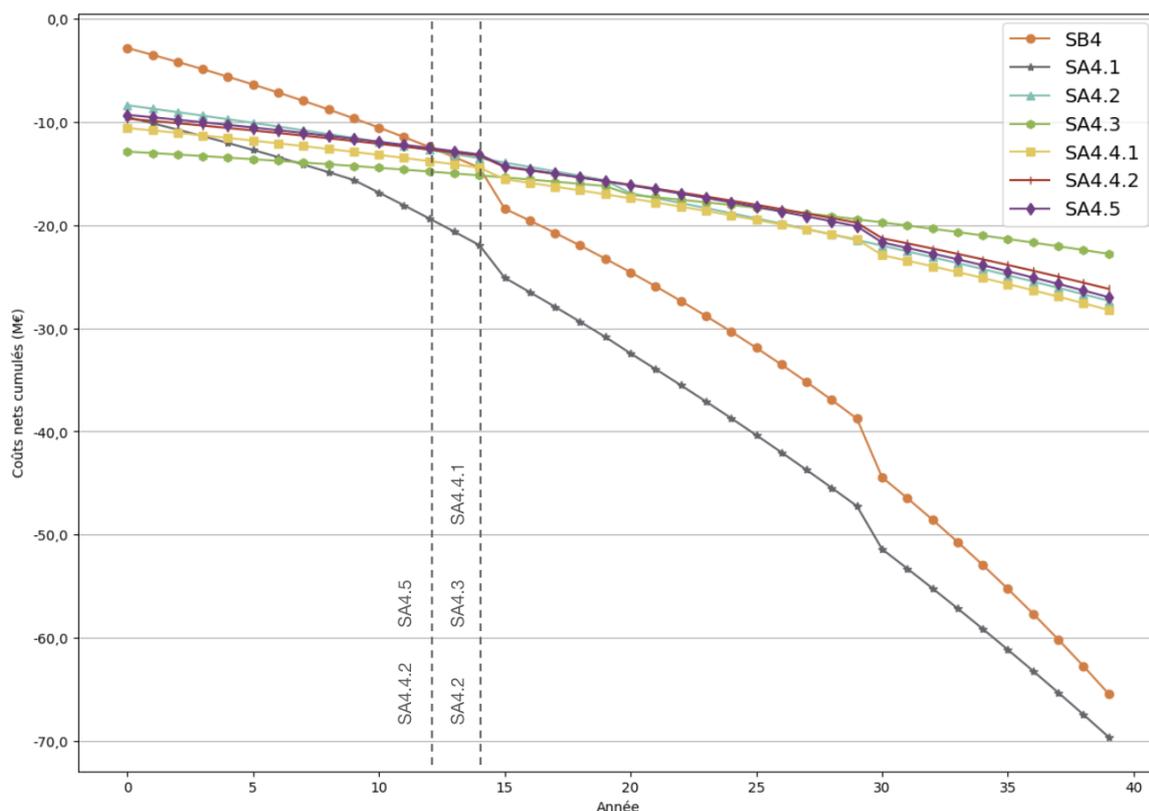
Comparaison des coûts nets cumulés des scénarios

Le graphique des coûts nets cumulés des scénarios envisagés doit être mis en perspective avec les investissements et les durées de vie des technologies considérées dans chacun de ces scénarios. En effet, ces informations permettent de comprendre les « paliers » visibles sur le graphique qui représentent le réinvestissement dans le CAPEX de la technologie à la fin de sa durée de vie. Bien que le scénario de base présente des investissements plus faibles que les autres, ce qui lui permet d'être le plus rentable sur le court terme, il apparaît que presque chaque scénario alternatif envisagé est avantageux sur le plus long terme (tous sauf le SA4.1 à cogénération). Les scénarios SA4.2 (biomasse solide), SA4.4.2 (géothermie peu profonde ouverte) et SA4.5 (aquathermie) deviennent moins chers que le scénario de base après 12 ans. Les scénarios SA4.3 (géothermie profonde) et SA4.4.1 (géothermie peu profonde fermée) nécessitent quant à eux 14 ans. Il est à noter que le scénario SA4.3 (géothermie profonde) est initialement le plus coûteux et finit par être le moins cher sur toute la durée d'exploitation des installations.

A l'instar du profil 3, un changement de pente est visible pour le profil sourcé à la cogénération (SA4.1) dans la comparaison des coûts nets cumulés. Ce changement de pente est dû à la période de validité des certificats verts qui permettent à une installation de production d'électricité verte de bénéficier d'aides financières proportionnelles à sa production d'électricité. A nouveau, le réinvestissement tous les 15 ans pénalisent fortement ce scénario.

	CAPEX technologie primaire (€)	Durée de vie technologie primaire	CAPEX appoint (€)	Durée de vie appoint	CAPEX Réseau/Sourcing (€)	Durée de vie réseau/Sourcing
SB4	2.364.939,2	15	/	/	/	/
SA4.1	1.700.294,4	15	71.962,5	20	7.473.600,0	40
SA4.2	506.040,2	20	88.662,9	20	7.473.600,0	40
SA4.3	75.906,0	20	391.480,8	20	13.121.006,4	40
SA4.4.1	238.841,8	15	427.371,3	15	9.933.644,3	40
SA4.4.2	238.841,8	15	427.371,3	15	8.923.159,9	40
SA4.5	238.841,8	15	427.371,3	15	8.463.848,9	40

Tableau 83 : Investissements et durée de vie des technologies du profil 4



Graphique 84 : Coûts nets cumulés des scénarios du profil 4

Le tableau ci-dessous reprend l'électricité nécessaire couvrir les besoins de chaleur de chaque scénario du profil 4. Le scénario de base est sourcé à l'aérothermie qui présente un COP moins performant que d'autres technologies avec pompe à chaleur et consomme donc plus d'électricité. C'est le cas également pour l'appoint du scénario SA4.2 Les pompes utilisées pour remonter l'eau chaude issue des puits de géothermie profonde et les PAC aérothermiques utilisées en appoint sont quant à elles moins consommatrices. Pour finir, les pompes à chaleurs utilisées dans le cas de la géothermie peu profonde et de l'aquathermie ont des COP similaires ce qui explique une consommation électrique très proche.

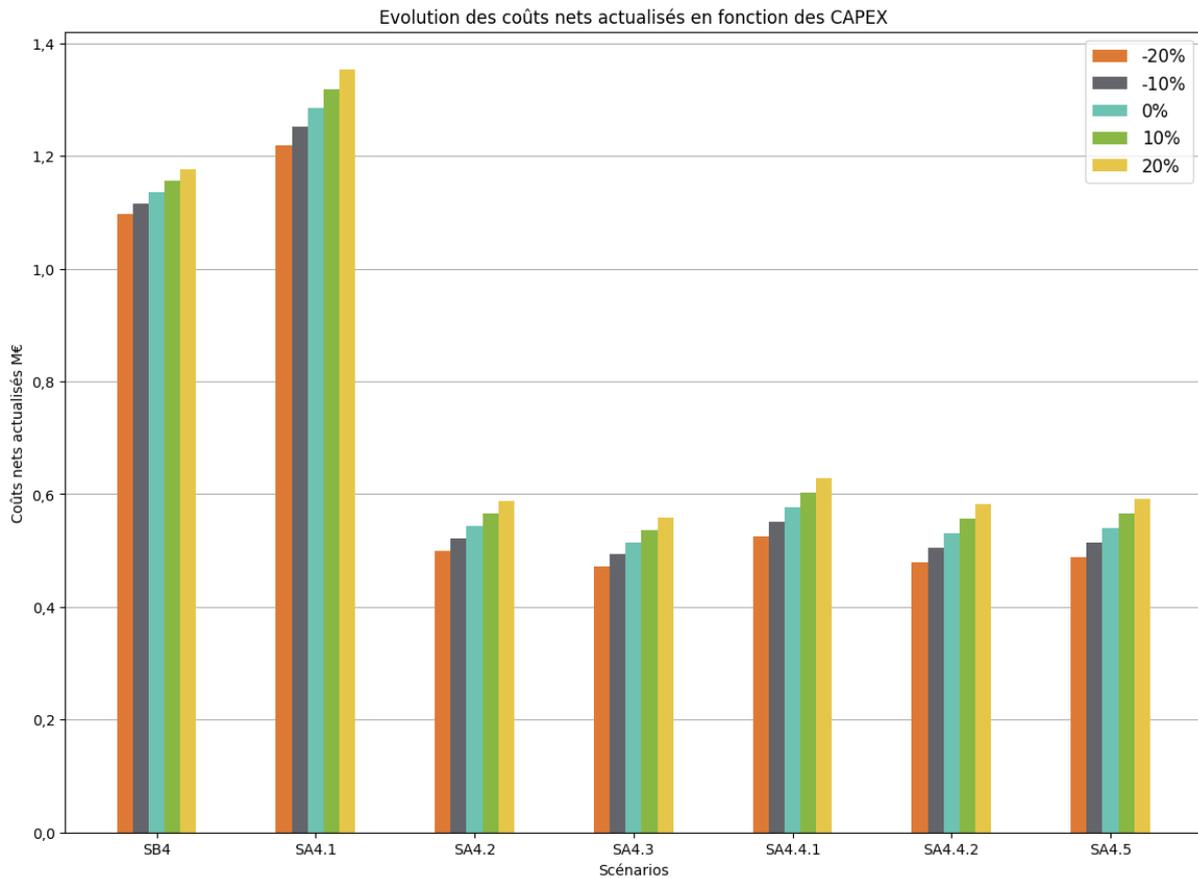
Scénario	SB4 Aérothermie	SA4.1 Cogénération biogaz	SA4.2 Chaudière biomasse / Aérothermie	SA4.3 Géothermie profonde / Aérothermie	SA4.4.1 Géothermie peu profonde fermée / Aérothermie	SA4.4.2 Géothermie peu profonde ouverte / Aérothermie	SA4.5 Aquathermie / Aérothermie
Electricité nécessaire pour les besoins de chaleur (MWh)	1.454,1	/	110,2	556,7	1.018,6	907,4	1.018,6

Tableau 84 : Electricité nécessaire pour assurer les besoins de chaleur des technologies électrifiées

7.5. Analyse de sensibilité

Analyse de sensibilité sur la variation des CAPEX

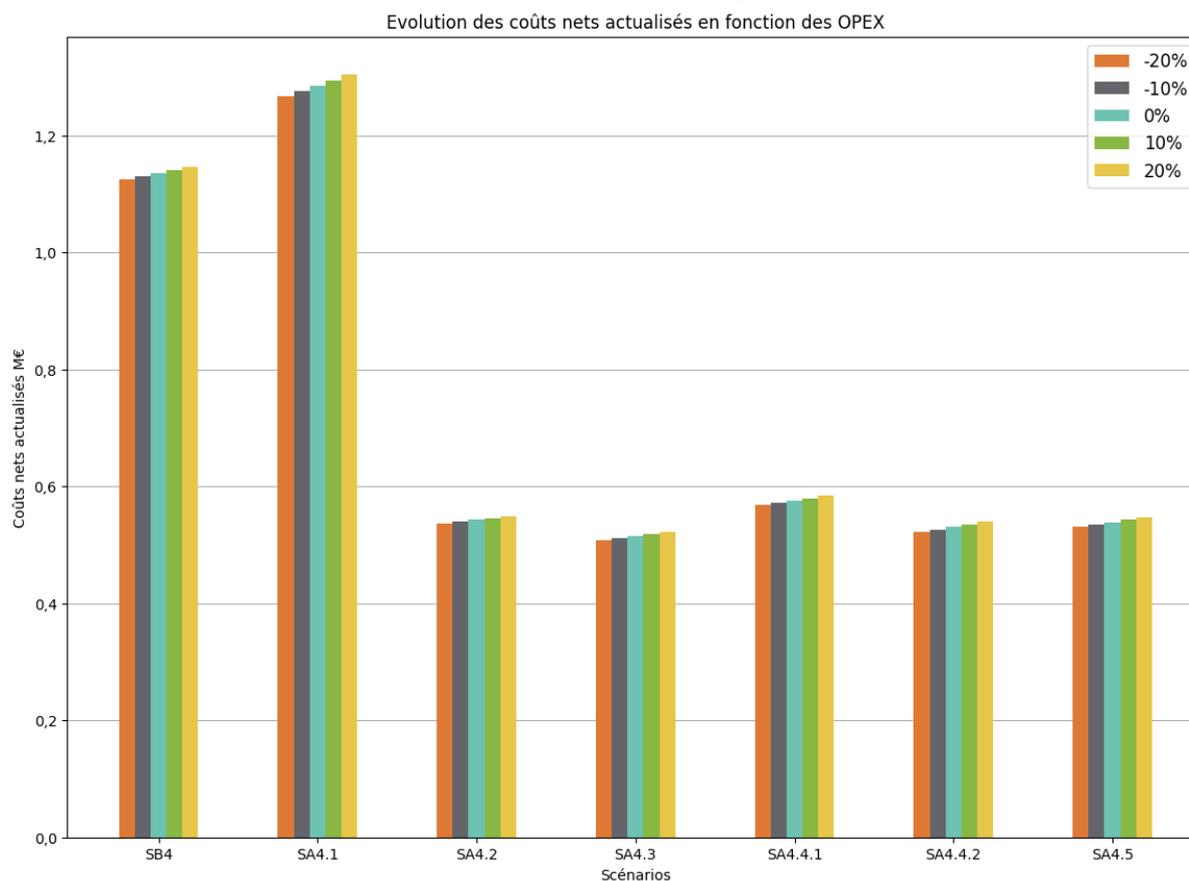
Le graphique ci-dessous illustre la sensibilité des résultats présentés supra par rapport à une augmentation ou diminution des investissements envisagés (CAPEX). Quel que soit le scénario alternatif envisagé à l'exception du SA4.1 (cogénération biogaz), il apparaît qu'une augmentation de 20% des CAPEX ne compromet pas leur avantage par rapport au scénario de base (PAC aérothermiques).



Graphique 85 : Variation de la VAACN en fonction des CAPEX pour le profil 4

Analyse de sensibilité sur la variation des OPEX

Le Graphique 86 illustre la sensibilité des résultats présentés supra (Graphique 82) par rapport à une augmentation ou diminution des charges opérationnelles (OPEX) considérées (hors combustibles et électricité). Les résultats de cette analyse de sensibilité renforcent les conclusions des résultats présentés dans l'analyse de sensibilité sur la variation des CAPEX, c'est-à-dire que quel que soit le scénario alternatif envisagé à l'exception du SA4.1 (cogénération biogaz), il apparaît qu'une augmentation de 20% des OPEX ne compromet pas leur avantage par rapport au scénario de base (PAC aérothermiques). De plus, les charges opérationnelles ne sont pas les postes de coûts les plus importants, la variation de celles-ci n'impacte donc que très légèrement les résultats obtenus.



Graphique 86 : Variation de la VAACN en fonction des OPEX pour le profil 4

Variation des prix du gaz naturel et de l'électricité

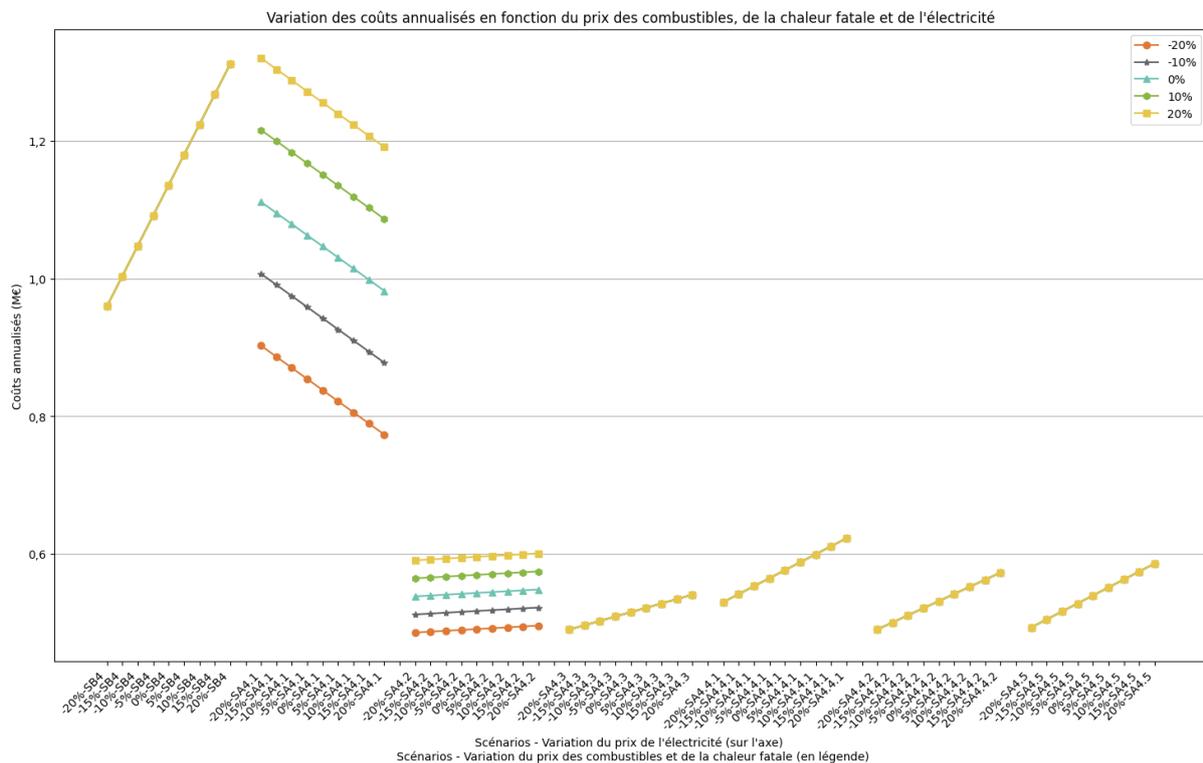
Le Graphique 87 illustre les résultats des scénarios analysés précédemment dans le cas où les coûts du gaz naturel et de l'électricité étaient plus ou moins élevés (fourchette de -20% à +20%). Afin de faciliter la lecture de ce graphique, un exemple (cf. rectangle pointillé) est développé. Ce rectangle représente les résultats du scénario SA4.1 (cogénération biogaz) dans le cas où le prix du gaz est 20% plus élevé que celui considéré dans l'analyse et que le prix de l'électricité varie de -20% à +20% de la valeur considérée dans l'analyse. L'évolution du prix de l'électricité est représentée sur l'axe tandis que celle du gaz est représentée par les courbes de couleurs différentes explicitées en légende.

Le scénario de base n'est pas sensible au prix des combustibles (une seule droite) étant donné qu'il n'est sourcé qu'avec des pompes à chaleur aérothermiques. Il est par contre très sensible à l'évolution

du prix de l'électricité avec une augmentation importante de la VAACN en fonction de l'augmentation de ce dernier (pente importante de la droite).

Les deux premiers scénarios alternatifs comprennent à la fois de la consommation (ou production) électrique et de la consommation de combustible (biomasse solide ou biogaz). Le scénario SA4.1 (cogénération biogaz) est logiquement sensible à la variation du prix du biogaz mais il est également intéressant de noter que la VAACN est inversement proportionnelle à l'évolution du prix de l'électricité dû à la production électrique de la cogénération. L'augmentation du prix de l'électricité est donc bénéfique à ce scénario.

Les quatre derniers scénarios alternatifs ne consomment que de l'électricité et pas de combustibles ou de chaleur fatale. Une seule courbe leur est donc attribuée dont la pente varie en fonction de la sensibilité du scénario au prix de l'électricité. Le scénario SA4.3 (géothermie profonde) consomme moins que les suivants grâce au coefficient de performance important associé à la géothermie profonde et est donc moins sensible à l'évolution du prix de l'électricité. La pente des scénarios est plus marquée dû à leur consommation plus élevée.

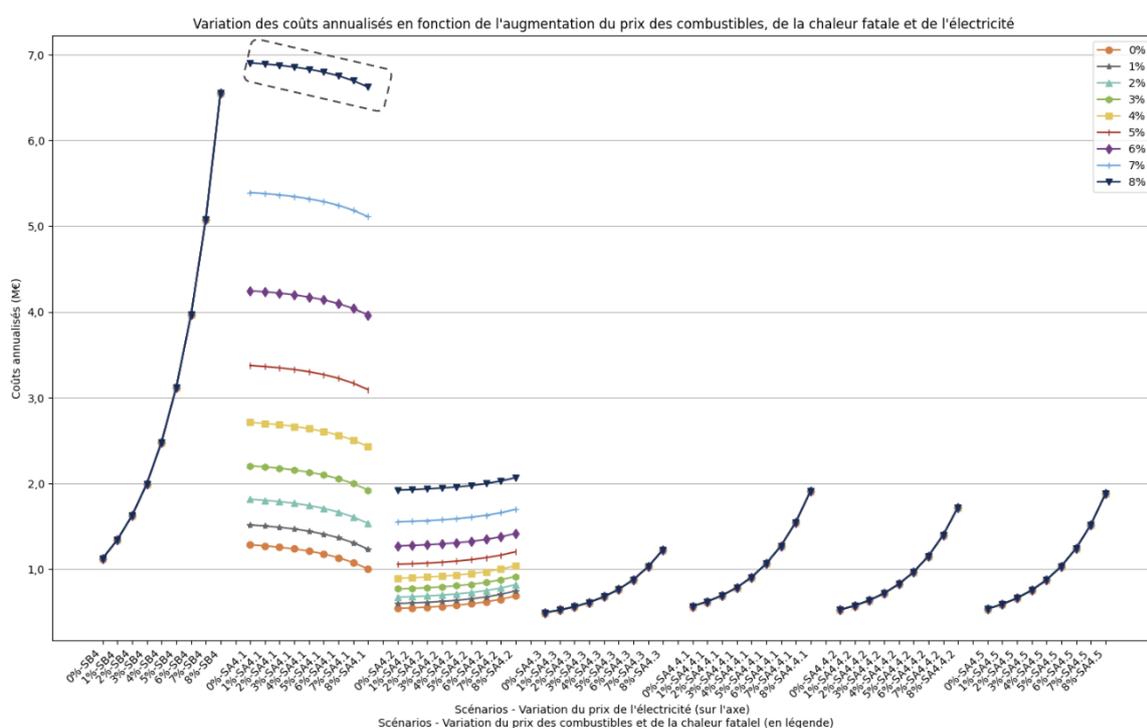


Graphique 87 : Variation des prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 4

Variation de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité

Le Graphique 88 considère une variation de l'augmentation des prix du gaz et de l'électricité (hypothèses initiales respectivement de +2%/an et +4%/an). Afin de faciliter la lecture de ce graphique, un exemple (cf. rectangle pointillé) est développé. Cet exemple illustre la situation du SA4.1 (cogénération gaz) dans laquelle le prix du gaz augmente à un taux de 8% supérieur à celui considéré, soit une augmentation annuelle de 10%. Les points de la droite illustrent les résultats de l'analyse dans les cas où l'augmentation du prix de l'électricité est augmentée de 0% à 8% de la valeur initiale considérée, soit une augmentation annuelle comprise entre 4% (0-SA4.1) et 12% (0,08-SA4.1). L'évolution de l'augmentation du prix de l'électricité est représentée sur l'axe tandis que celle du gaz est représentée par les courbes de couleurs différentes explicitées en légende.

Les conclusions tirées du Graphique 88 sont identiques à celles de la section précédente.



Graphique 88 : Evaluation de la VAACN en fonction de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 4

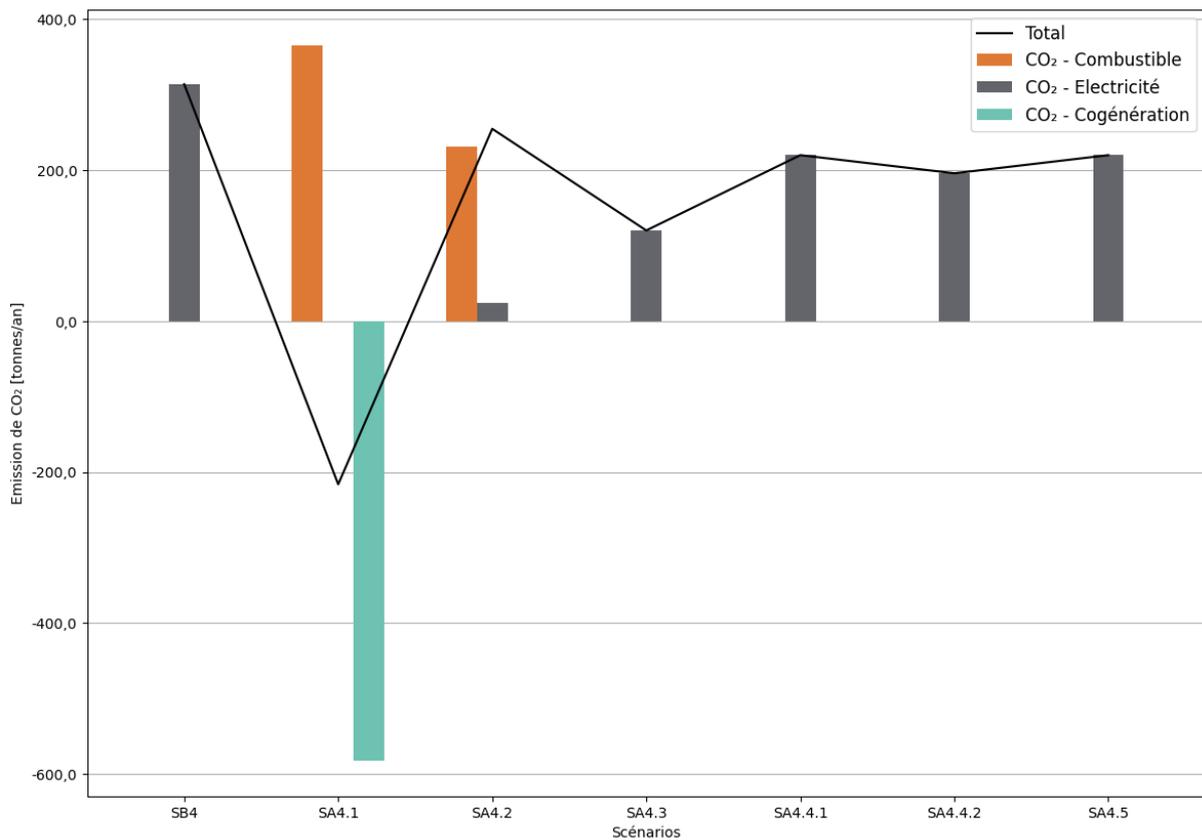
7.6. Analyse environnementale

Le profil 4 regroupe les nouvelles constructions qui se doivent d'être alimentées en énergie thermique par des technologies décarbonées. Les émissions associées à ce profil sont donc les plus faibles parmi tous les profils étudiés bien qu'il faille faire attention à reporter les émissions par quantité d'énergie produite/consommée.

Le scénario de base présente une production annuelle de CO₂ totale de près de 315 tonnes. Le premier scénario alternatif émet 375 tonnes de CO₂ mais il est important de souligner que les cogénérations génèrent également de l'électricité verte. Dans le cas du scénario SA4.1, la production d'électricité de la cogénération permet d'éviter l'émission de 580 tonnes de CO₂. Il est cependant important de noter que ce ne sont pas des émissions négatives mais bien des émissions évitées et que cela ne compense pas le CO₂ déjà émis (la valeur cumulée sur le graphe ci-dessous peut être trompeuse dans ce sens).

Le scénario alternatif SA4.2 (biomasse solide) émet 255 tonnes de CO₂. La combustion de biomasse est considérée comme neutre en termes d'émissions de carbone seulement si la source de la biomasse est gérée de manière durable et responsable. Il faut cependant ajouter les émissions associées au transport et à la transformation de la ressource. Il est donc essentiel de s'assurer de la nature durable et renouvelable du combustible utilisé dans des chaufferies biomasse pour qu'un projet ait du sens d'un point de vue environnemental.

Le scénario SA4.3 (géothermie profonde) est celui qui émet le moins avec environ 120 tonnes de CO₂ dus à la faible consommation électrique de la technologie. Les trois derniers cas émettent environ 220 tonnes de CO₂ à cause de la consommation électrique des pompes à chaleur (195 tonnes pour le scénario SA4.4.2).

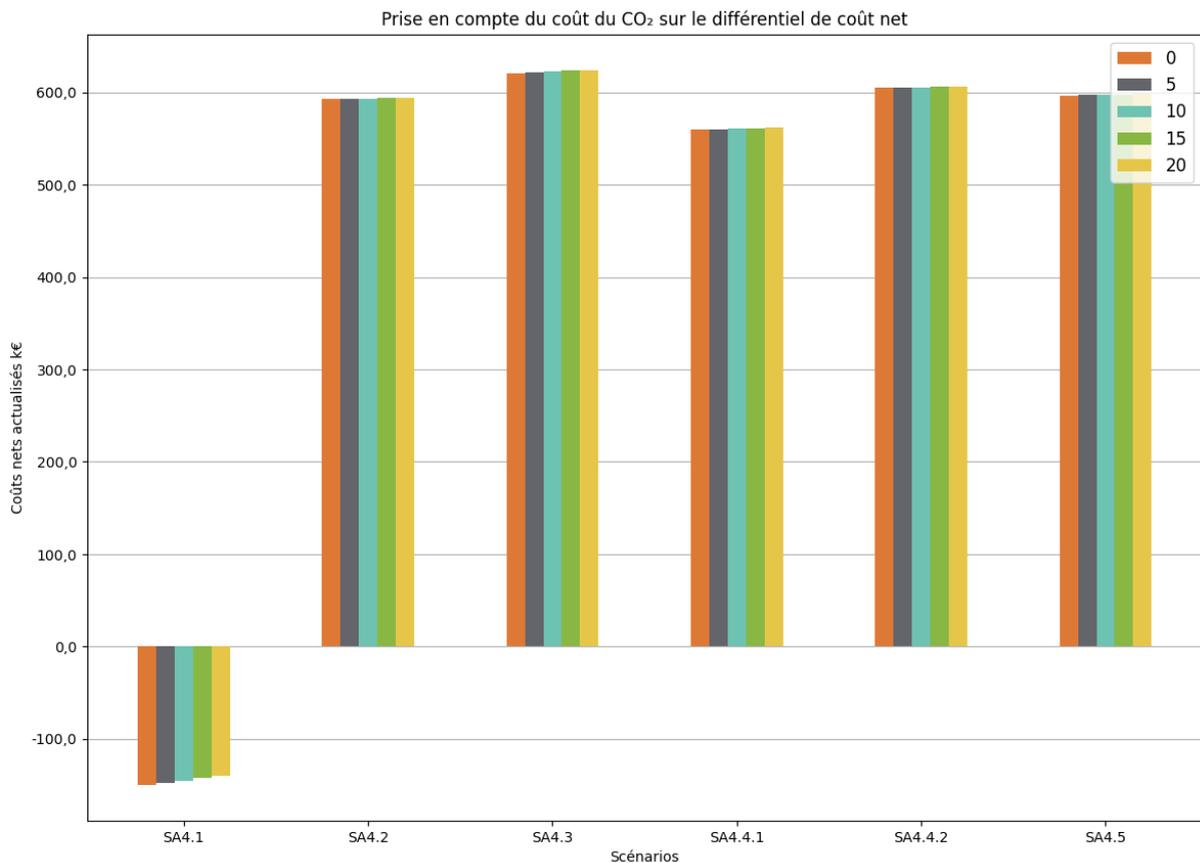


Graphique 89 : Émissions de CO₂ par scénario pour le profil 4

Introduction d'un coût de CO₂

Le graphique ci-dessous illustre les écarts entre les scénarios alternatifs et le scénario de base dans le cas où les consommateurs sont contraints de payer les tonnes de CO₂ émises par les technologies de production considérées. L'analyse considère une fourchette de prix de la tonne de CO₂ entre 0 EUR/tonne et 20 EUR/tonne. Ce coût s'ajoute à la VAACN de chaque scénario.

Dû à la nature décarbonée des différentes technologies, l'introduction d'un coût de CO₂ n'impacte pas ou de manière négligeable la VAACN des différents scénarios.

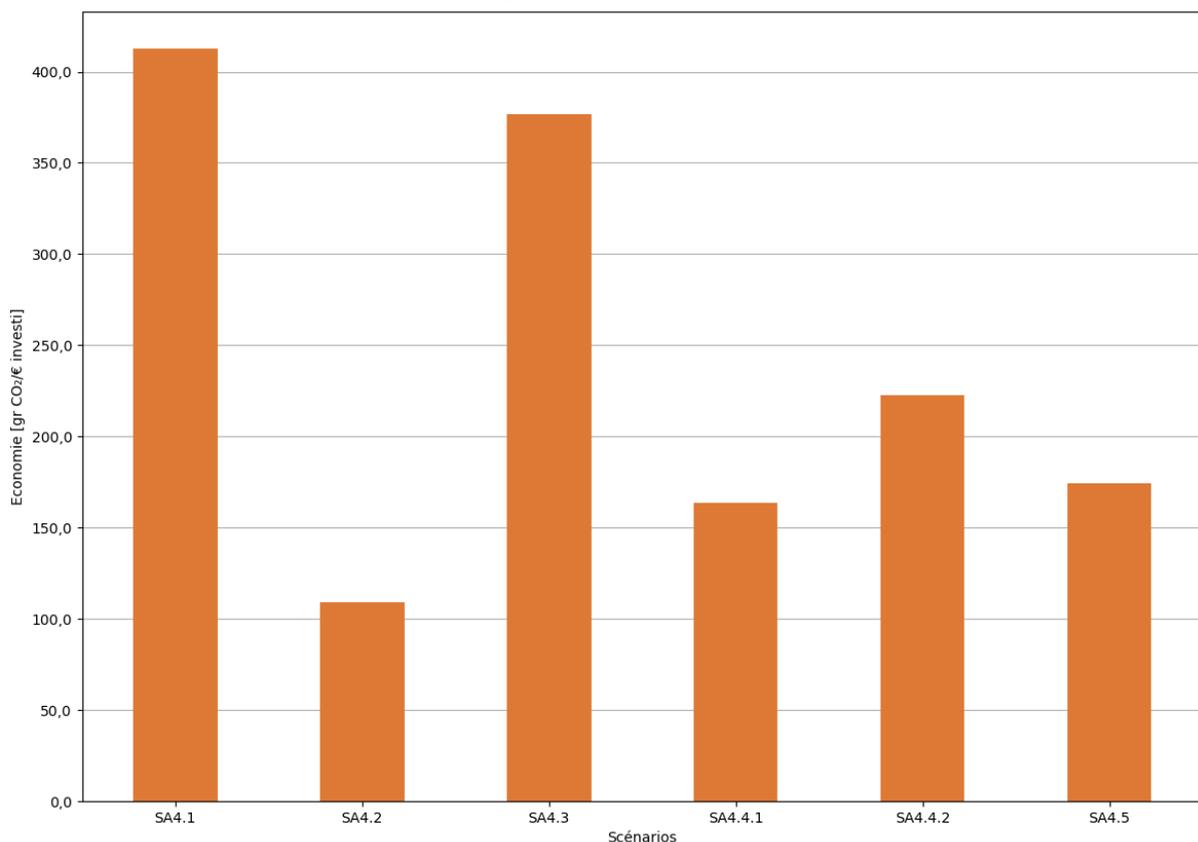


Graphique 90 : Prise en compte du coût du CO₂ pour le profil 4

Impact de l'investissement sur les émissions de CO₂

Afin de clôturer l'analyse environnementale et en complément de ce qui a été présenté précédemment, le Graphique 91, présente les grammes de CO₂ évités par euro investi dans les scénarios alternatifs en comparaison au scénario de base. Le scénario géothermie profonde (SA4.3) étant le moins cher et le moins émetteur est fatalement celui pour lequel l'investissement est le plus efficace en termes de réduction des émissions de CO₂. Chaque euro investi permet d'éviter plus de 200 gr de CO₂ par rapport au scénario de base. Le scénario cogénération SA4.1 est fortement avantage par la production d'électricité et les émissions associées qui sont évitées. Malgré des coûts nettement plus importants que pour le scénario de base, cette production électrique lui permet d'avoir un bon impact de l'investissement sur les émissions de CO₂.

A l'inverse, le scénario SA4.2 ayant des émissions très proches du scénario de base, il faut investir beaucoup pour observer une diminution significative des émissions.



Graphique 91 : Impact des investissements sur les émissions de CO₂ du profil 4

7.7. Conclusions - Profil 4

Conclusions de l'analyse

L'analyse de ce profil permet d'identifier les résultats suivants :

- La solution alternative intégrant un réseau d'énergie thermique décarboné grâce à la géothermie profonde présente des **coûts nets actualisés** les plus performants. Il est cependant nécessaire d'adopter une vision à long terme pour observer cet avantage ;
- **La centralisation de la technologie de chauffage** permet de réduire le prix des combustibles/ de l'électricité et rendre la solution plus attrayante qu'une solution décentralisée ;

Conclusions à l'échelle de la demande en chaleur représentée par le profil 4

Étant donné que la demande en chaleur représentée par ce profil n'est pas évaluée de manière chiffrée, l'analyse de la disponibilité du potentiel net de chaque scénario sera abordée de manière qualitative.

Pompes à chaleur aérothermiques : La solution individuelle décarbonée présentée dans ce profil a l'avantage de pouvoir être installée presque partout sans restriction et de ne pas dépendre d'une source localisée. Le profil pourrait donc en théorie totalement être sourcé avec des pompes à chaleur aérothermiques mais ne profiterait pas des économies d'échelle sur les combustibles ou l'électricité ni de la diminution de production grâce au foisonnement découlant du réseau. De plus, les pompes à chaleur aérothermiques, utilisées en tant que solution individuelle, pâtissent d'une efficacité réduite ce qui rend la solution moins rentable et plus dépendante à l'électricité. Cette dépendance constitue un point d'attention car il ne faut pas perdre de vue que cette électricité doit être décarbonée et disponible en quantité suffisante.

Cogénération biogaz et chaudière biomasse : La biomasse et le biogaz sont toutes deux des ressources qui sont déjà exploitées actuellement et qui présentent encore un certain potentiel à l'échelle de la Wallonie. Il n'est donc pas envisageable de couvrir les besoins des futurs quartiers uniquement avec ces technologies même si elles restent tout à fait adaptées pour des besoins en haute température (bâtit ancien) et des zones non desservies en gaz ou disposant d'une infrastructure électrique suffisante.

Géothermie peu profonde ouverte et fermée : La géothermie peu profonde est une technologie très accessible partout en Wallonie. Il serait probablement possible de couvrir une grande partie de la future demande à l'aide de géothermie peu profonde en se basant sur le potentiel net identifié. Ce sont cependant des technologies qui nécessitent un investissement initial conséquent qui peut freiner certains porteurs de projets. Ces coûts sont encore fort élevés en Wallonie car la technologie n'est pas encore fort déployée. Des nombreux exemples montrent dans les pays voisins et européens que ces coûts peuvent être fortement réduits. Enfin, il ne faut pas perdre de vue la dépendance de cette source à l'électricité qui doit être décarbonée et disponible en quantité suffisante. Cependant, cette technologie est plus efficace que les PAC aérothermique et sera moins impactée par l'évolution du réseau électrique.

Géothermie profonde et aquathermie : Ces deux technologies ne peuvent pas être implémentées partout, la faute à une ressource très localisée. Il n'est donc pas possible d'envisager de couvrir l'entièreté des besoins des futurs quartiers uniquement avec ces technologies malgré leurs faibles émissions et VAACN. Il est toutefois à noter qu'au vue de leurs avantages identifiés au travers de cette analyse, ce sont des technologies qui doivent être exploitées en priorité lorsque la ressource est disponible.

Chapitre 12 : Mesures et analyses d'impact

1. Rappel de l'Annexe X

Le point 11 de la partie 4 de l'annexe X de la directive 2023/1791/EU est le suivant :

<p>Partie IV</p> <p>NOUVELLES STRATÉGIES ET MESURES POLITIQUES POTENTIELLES</p> <p>11. Un aperçu des nouvelles mesures politiques législatives et non législatives (*) visant à réaliser le potentiel économique identifié conformément aux points 9 et 10, ainsi que des prévisions en ce qui concerne:</p> <ul style="list-style-type: none">a) la réduction des émissions de gaz à effet de serre;b) les économies d'énergie primaire en GWh par an;c) l'incidence sur la part de la cogénération à haut rendement;d) l'incidence sur la part des énergies renouvelables dans le bouquet énergétique national et dans le secteur de la chaleur et du froid;e) les relations avec la programmation financière nationale et les économies de coûts pour le budget de l'État et les acteurs du marché;f) l'estimation des mesures d'aide publique, le cas échéant, avec leur budget annuel et la détermination de l'élément d'aide potentiel.
--

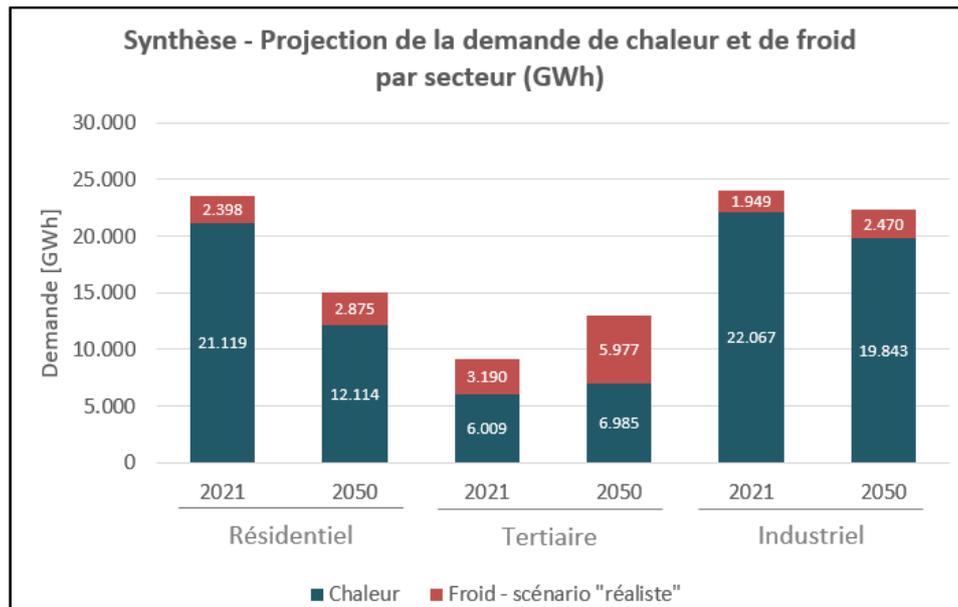
2. Introduction

Ce chapitre présente d'abord les principaux enseignements de l'étude, regroupés en 6 messages pour en faciliter la compréhension. Les enseignements sont ensuite traduits dans la section suivante en recommandations pragmatiques à réaliser dans la prochaine législature. Ces recommandations sont présentées sous forme de fiches et analysées par après afin d'évaluer leur impact potentiel.

3. Enseignements principaux de l'étude

A. A l'horizon 2050, une réduction de la demande en chaleur est projetée, conjuguée à une augmentation de la demande en froid

À l'horizon 2050, les projections montrent une réduction significative de la demande de chaleur dans les secteurs résidentiel et industriel en Wallonie, et une augmentation dans tous les secteurs de la demande de froid (en particulier dans le secteur tertiaire). Dans le secteur résidentiel, les projections indiquent une réduction de la demande de chaleur de 21 TWh en 2021 à 12 TWh en 2050, accompagnée d'une légère augmentation de la demande de froid. Pour le secteur tertiaire, une augmentation modeste de la demande de chaleur et une croissance importante de la demande de froid, passant de 3 TWh à 6 TWh, sont projetées. Enfin, dans le secteur industriel, la demande de chaleur est projetée de diminuer de 22 TWh à 20 TWh, tandis que la demande de froid augmente de 2 TWh à 2.5 TWh. Ces projections confirment l'effet positif des améliorations en efficacité énergétique sur la réduction de la demande de chaleur, tout en mettant en lumière l'augmentation significative de la demande de froid due aux changements dans les modes de consommation et aux changements climatiques.



Graphique 92 : Projection de la demande de chaleur et de froid (scénario réaliste) par secteur en énergie utile

B. L'ensemble des potentiels considérés couvre la totalité des besoins projetés de 2050

La mobilisation de l'entièreté du potentiel réaliste des technologies permet de couvrir 177% des besoins en chaleur substituable projetés de 2050. Cette valeur est toutefois à nuancer car certaines de ces technologies ne peuvent pas être exploitées à leur plein potentiel simultanément. Par exemple, les technologies qui nécessitent le sous-sol (différents systèmes géothermiques) ou des ressources physiques qui se recoupent. Cependant, même en considérant que certains potentiels se superposent légèrement, il apparaît que la Wallonie dispose de nombreuses ressources variées pour couvrir sa demande de chaleur de 2050.

Un autre point à soulever est l'impact sur la consommation électrique de l'électrification progressive de la production de chaud et de froid. La demande croissante d'électricité pour les besoins de chauffage et de mobilité va peser sur le réseau qui peut localement être saturé. Les gestionnaires de réseau prévoient évidemment cette augmentation et renforcent le réseau aux endroits stratégiques.

Cette électrification de la chaleur doit aussi être décarbonée, il est donc essentiel d'augmenter en même temps la part d'électricité renouvelable disponible sur le territoire. Le tableau ci-dessous reprend le potentiel par technologie à l'horizon 2050 ainsi que la part de la demande en chaleur de 2050 couverte par ce potentiel.

Technologies / Ressources	Potentiel réaliste (GWh) à l'horizon 2050	Part du potentiel net dans les besoins de chaleur substituables de 2050
Chaleur fatale industrielle	2.262	8,8%
Incinération de déchets	109	0,4%
Géothermie peu profonde fermée	13 184	51,2%
Géothermie peu profonde ouverte	1 452	5,6%
Géothermie profonde	251	1,0%
Géothermie minière	501	1,9%
Aquathermie - Eaux de surface	996,1	3,9%
Aquathermie - Eaux distribuées	29,7	0,1%
Riothermie	89,6	0,3%
Aérothermie	10.338	40,2%
Solaire thermique	642	2,5%
Cogen Gaz	0	0,0%
Cogen Biomasse	1.583,1	6,1%
Biométhane	5.700	22,1%
Biomasse solide	7.979	31,0%
TOTAL	45 560	177,0%

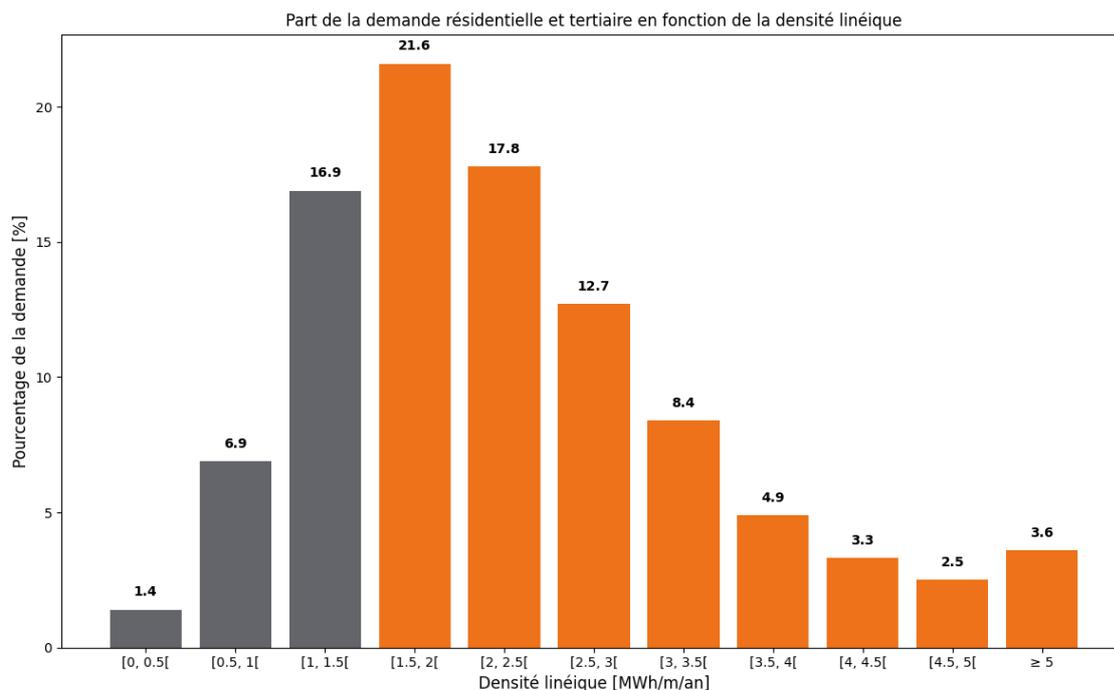
Tableau 85 : Récapitulatif du potentiel réaliste par technologie à l'horizon 2050

C. Environ 75% de la demande en chaleur substituable résidentielle et tertiaire se trouve dans une zone de densité linéique supérieure à 1,5 MWh/m/an

Comme mentionné dans l'enseignement précédent, le développement des réseaux d'énergie thermique est une solution dont l'efficacité est avantageuse du point de vue de la consommation d'énergie finale. De plus, ces derniers permettent de couvrir une partie du territoire où l'accès aux sources renouvelables est restreint. Il y a donc un intérêt à centraliser la production de chaleur et la distribuer dans des réseaux performants, mais en priorisant les zones d'implantations sur base d'un ratio Coût/Impact.

En 2022, environ 75% de la demande thermique résidentielle et tertiaire se trouve dans une zone à densité linéique supérieure à 1,5 MWh/m/an, c'est-à-dire une densité pour laquelle il est pertinent d'étudier le développement de RET. Dans une stratégie de déploiement à long terme, il est essentiel de prioriser les zones les plus denses mais il est toutefois envisageable de développer des RET dans des zones à densité plus faible, sous certaines conditions tel que la présence massive et pérenne d'énergie thermique fatale. Enfin, deux éléments sont à prendre en considération face à cette distribution (Graphique 93) :

- A l'heure actuelle, cette densité est la densité minimum pour une zone étudiée car la consommation industrielle n'est pas reprise pour estimer cette dernière ;
- La demande en chaleur tend à diminuer d'ici 2050 entraînant une diminution de la densité linéique.



Graphique 93 : Répartition de la demande résidentielle et tertiaire de 2022 par densité linéique

D. La décarbonation de l'énergie thermique nécessite de promouvoir le mix énergétique

Comme présenté au Tableau 86, décarboner la chaleur nécessite de déployer un mix de technologies et ce, pour plusieurs raisons :

- Les technologies prises individuellement n'ont pas assez de potentiel pour couvrir toute la demande en chaleur ;
- La plupart des sources renouvelables ne sont pas disponibles sur toute l'entièreté du territoire wallon (géothermie, aquathermie, chaleur fatale) ;
- Certaines technologies fonctionnent de manière optimale lorsqu'elles sont combinées. Par exemple, il est important de régénérer en énergie thermique le sous-sol afin d'assurer la pérennité de la ressource. Ceci peut être fait via la diversité de profils de consommation (via un RET) mais également via une autre source de chaleur (l'aquathermie ou l'aérothermie par exemple).

Il est donc important de stimuler simultanément le développement de ces technologies. D'autant plus que la Wallonie dispose de nombreuses sources de chaleur et de technologies encore peu exploitées (voir Tableau 86). Le tableau ci-dessous met en évidence la part de l'exploitation actuelle des ressources par rapport au potentiel réaliste mentionnée ci-dessus. La majorité des ressources sont peu voire pas du tout exploitées alors que la plupart ont un potentiel non négligeable. A nouveau, un point d'attention particulier est à porter sur la biomasse dont la quantification exacte du potentiel est difficile. Le potentiel présenté ci-dessous prend en compte les ressources collecte forestière mais en omet d'autres (comme le bois scolyté par exemple). L'exportation importante de biomasse n'est pas non plus prise en compte et le potentiel à l'échelle wallonne est donc certainement plus important et moins entamé que les valeurs conservatrices présentées ici.

Technologies / Ressources	Part de l'exploitation actuelle dans le potentiel réaliste
Chaleur fatale industrielle	n.a
Incinération de déchets	0%
Géothermie peu profonde fermée	0,1%
Géothermie peu profonde ouverte	1%
Géothermie profonde	6,7%
Géothermie minière	0%
Aquathermie - Eaux de surface	0%
Aquathermie - Eaux distribuées	0%
Riothermie	0%
Aérothermie	3,9%
Solaire thermique	15,7%
Cogen Gaz	/
Cogen Biomasse	82,7%
Biométhane	4,8%
Biomasse solide	47,1%

Tableau 86 : Part de l'exploitation actuelle dans le potentiel réaliste⁶³

De toute évidence, les contraintes de déploiement de ces technologies sont d'ordres différents. En effet, lorsque certaines ressources, sont majoritairement limitées en disponibilité, d'autres le sont principalement par des contraintes techniques (ex: Géothermie car le secteur fait face à un manque de main d'œuvre), administratives, financières (ex: Géothermie profonde car les coûts d'investissement sont actuellement trop élevés ou qu'il n'existe pas assez de soutien via des subsides,...), etc. Dès lors, il est important de juger de la pertinence des contraintes qui doivent être levées en priorité.

Enfin, la technologie qui se démarque le plus à travers l'analyse effectuée dans le chapitre 11 est la récupération de chaleur fatale. Cette technologie, bien que parfois difficile à mettre en œuvre d'un point de vue pratique, est intéressante tant au niveau de son efficacité que des coûts et des émissions de CO₂. De plus, c'est une source de chaleur qui, si non valorisée, est perdue (contrairement à la géothermie par exemple). Sachant cela, elle apporte une alternative intéressante pour des projets globalement moins efficaces (ex : RET à très faible densité linéique) car il est bénéfique de récupérer un maximum de ce qui peut l'être.

E. La promotion de technologies efficaces est nécessaire pour supporter l'électrification partielle de la chaleur

La consommation électrique dans le cadre de la production de chaud et de froid va fortement croître dans les prochaines années et causer d'éventuelles surcharges du réseau électrique. Il est donc important de privilégier les technologies les plus efficaces⁶⁴, à la fois dans une optique de sobriété

⁶³

Tableau 59

Cfr.

⁶⁴ Les "technologies efficaces" dans ce contexte de production de chaleur et de froid décarbonés font référence aux technologies qui permettent une utilisation optimisée de l'énergie pour la production de chaleur et de froid, tout en minimisant la consommation d'électricité et en réduisant les surcharges du réseau électrique. Dans l'industrie, les Meilleures Techniques Disponibles (MTD) sont définies dans des documents de référence issus des retours d'expérience des techniques mises en œuvre à l'échelle européenne et des niveaux d'émissions associés : les BREFs (Best available techniques REFerence documents - <https://ejppcb.jrc.ec.europa.eu/reference>). Bien que les BREF ne couvrent pas spécifiquement les systèmes de chauffage et de refroidissement résidentiels ou tertiaires, les principes des MTD peuvent être appliqués plus largement, pour s'inspirer des normes de performance énergétique établies pour promouvoir des technologies efficaces. De tels critères appliqués au secteur résidentiel

énergétique pour diminuer la consommation, ainsi que pour soulager le réseau électrique d'un point de vue plus pratique (voir section dédiée dans le Chapitre 10). Les technologies peu dépendantes de l'électricité, tel que la biomasse, doivent aussi être encouragée dans les zones disposant d'une infrastructure électrique plus vulnérable aux surtensions.

Les technologies les plus efficaces identifiées dans cette étude sont la chaleur fatale et la géothermie profonde. Leurs ressources ne sont malheureusement pas disponibles partout mais il est possible de pallier cela à l'aide de vecteurs comme les réseaux d'énergie thermique. En effet, les RET permettent de distribuer une ressource localisée à des consommateurs n'y ayant pas accès et de diminuer la puissance installée grâce au phénomène de foisonnement. En mutualisant les besoins des consommateurs connectés au réseau, il est possible de bénéficier d'une efficacité énergétique accrue par rapport à une solution individuelle et donc de diminuer la consommation d'énergie finale. Un autre avantage est la possibilité de combiner la production de chaud et de froid avec la plupart des technologies renouvelables électrifiées, ce qui participe à améliorer davantage l'efficacité énergétique du système installé. La mise en place de profils de consommation complémentaires est donc un point essentiel pour les nouvelles constructions, à la fois pour éviter une surcharge du réseau dû à une demande identique simultanée et pour permettre de maximiser l'efficacité des réseaux d'énergie thermique.

F. La Wallonie a établi un cadre réglementaire relatif à l'énergie thermique et avance vers la décarbonation

Depuis le dernier rapport acté par le Gouvernement wallon en mars 2021, la Wallonie s'est dotée pour la première fois d'un cadre réglementaire relatif à l'énergie thermique, marquant une étape importante dans la structuration de ce secteur clé pour la transition énergétique. Le Plan de Relance de la Wallonie (PRW) a financé divers projets liés à l'énergie thermique, contribuant de manière significative à la décarbonation de la région. D'autres initiatives comme le récent appel à projets sur les réseaux d'énergie thermique permettent de stimuler le marché et son développement de manière significative. La quantité d'énergie distribué par des RET devrait en effet pratiquement doubler suite à la mise en place des projets soutenu par cet appel.

en Wallonie sont par exemple accessibles dans le document « Critères techniques - Prime Habitation 2023 » (limités pour les systèmes de production de chaleur aux pompes à chaleur, chaudières et poêles biomasse et chauffe-eau solaire)
<https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/75370.pdf?ID=75370>

4. Mesures politiques

La Région wallonne continuera à mettre en place les mesures politiques proposées pour atteindre les objectifs définis dans le Plan Air-Climat-Energie 2030. Celles-ci sont listées ci-dessous avec une estimation de leurs impacts. En ce début de législature, un travail de priorisation globale intersectoriel des mesures est à mener en concertation avec les secteurs. La définition des mesures politiques relatives à la chaleur et au froid à poursuivre sous cette législature et au-delà fera partie de ce travail.

N°	Mesure	Reduction GES	Economie énergie primaire	Part des ENR	Budget public
275	Analyser l'intérêt du développement d'installations solaires thermiques alimentant des réseaux de chaleur et, le cas échéant, prendre les actions nécessaires à leur développement	Impact direct	Impact direct	Impact direct	Impact modéré
278	Promouvoir les sources d'énergie durable pour les besoins de chaleur et refroidissement des bâtiments tertiaires existants, notamment via des financements tiers	Impact direct	Impact direct	Impact direct	Neutre
286	Analyse la pertinence et l'impact de mettre en place un régime de garanties pour la géothermie profonde	Impact indirect	Impact indirect	Impact indirect	Impact fort
288	Mettre en place un système efficace de suivi d'impétrants dans le cadre des réseaux de chaleur	Impact indirect	Impact indirect	Impact indirect	Impact faible
289	Modifier le système de permis relatif aux systèmes ouverts en géothermie peu profonde	Impact direct	Impact direct	Impact direct	Neutre
773	Lancer des appels à projets ciblés pour la mise en place de réseaux de chaleur à proximité de sites où il y a de la chaleur fatale, en lien notamment avec les projets de rénovation par quartiers	Impact direct	Impact direct	Impact direct	Impact modéré
774	Permettre aux GRD de prendre part à la mission de gestionnaire de réseau de chaleur compatible avec leurs fonctions régulées	Impact potentiel	Impact potentiel	Impact potentiel	Neutre

Liste des tableaux

Tableau 1: Synthèse des besoins de chaleur en Wallonie par usage pour chaque secteur en 2021 (GWh)	13
Tableau 2 : Répartition de la consommation d'énergie finale du secteur résidentiel par vecteur et par usage en 2021 (GWh)	16
Tableau 3 : Matrice de rendements, basée sur l'ICEDD (2021)	19
Tableau 4 : Répartition de la consommation d'énergie utile normalisée du secteur résidentiel par vecteur et par usage en 2021 (GWh)	19
Tableau 5 : Répartition de la consommation d'énergie finale par usage pour chaque branche du secteur tertiaire en 2021 (GWh)	21
Tableau 6 : Consommation énergétique totale du secteur tertiaire en 2021 par vecteur énergétique et branche d'activité (GWh)	22
Tableau 7 : Matrice de rendements, basée sur l'ICEDD (2021)	23
Tableau 8 : Répartition de la consommation d'énergie utile normalisée du secteur tertiaire en 2021 par vecteur et par secteur d'activité (GWh)	23
Tableau 9: Répartition de la consommation d'énergie finale par usage pour chaque sous-branche du secteur industriel en 2021 (GWh).....	25
Tableau 10 : Présentation de la méthodologie de conversion de l'énergie finale en énergie utile pour le secteur industriel (2021)	27
Tableau 11 : Comparaison de la consommation énergétique liée au chaud entre 2016 et 2021 (GWh)	28
Tableau 12 : Synthèse des besoins de froid en Wallonie par usage pour chaque secteur en 2021 (GWh)	30
Tableau 13 : Répartition de la consommation d'énergie finale du secteur résidentiel liée aux besoins de froid en 2021 (GWh)	32
Tableau 14 : Présentation de la méthode de conversion de l'énergie finale répondant aux besoins de froid en énergie utile pour le secteur résidentiel (2021)	32
Tableau 15 : Répartition de la consommation d'énergie finale liée aux besoins de froid par usage pour chaque branche du secteur tertiaire en 2021 (GWh)	33
Tableau 16 : Présentation de la méthode de conversion de l'énergie finale répondant aux besoins de froid en énergie utile pour le secteur tertiaire (2021)	34
Tableau 17 : Répartition de la consommation d'énergie finale du secteur industriel liée aux besoins de froid en 2021 (GWh)	35
Tableau 18 : Présentation de la méthode de conversion de l'énergie finale répondant aux besoins de froid en énergie utile pour le secteur industriel (2021)	35
Tableau 19 : Comparaison de la consommation énergétique liée au froid entre 2016 et 2021(GWh) .	37
Tableau 20 : Consommation totale du secteur résidentiel par technologie (GWh).....	40
Tableau 21 : Consommation totale du secteur tertiaire par technologie (GWh)	41
Tableau 22 : Consommation totale du secteur industriel par technologie (GWh).....	41
Tableau 23 : Part renouvelable dans les besoins de chaleur du secteur résidentiel par technologie (GWh)	42
Tableau 24 : Part renouvelable dans les besoins de chaleur du secteur tertiaire par technologie (GWh)	43
Tableau 25 : Part renouvelable dans les besoins de chaleur du secteur industriel par technologie (GWh)	43
Tableau 26 : Données sur les RET (2021)	44

Tableau 27 : Caractéristique de la chaleur transportée par des RET (GWh)	45
Tableau 28 : Détail des besoins de chaleur produits sur site (GWh)	45
Tableau 29 : Détail des besoins de chaleur produits hors-site (GWh).....	46
Tableau 30 : Répartition des besoins en froid entre énergies renouvelables et fossiles (GWh), production sur site.	46
Tableau 31 : Synthèse de l'origine de la production de chaleur selon le secteur	47
Tableau 32 : Comparaison de la production énergétique sur site et hors site entre 2016 et 2021(GWh)	48
Tableau 33 : Identification des centrales thermique (Elia, 2021)	51
Tableau 34 : Récapitulatif des données concernant les installations de cogénération bénéficiant de certificats verts en 2021.....	52
Tableau 35 : Part du nombre, de la demande et de la puissance couverte par les installations de cogénération de moins de 1 MWth.....	52
Tableau 36 : Comparaison du nombre et de la puissance des installations de cogénération entre 2016 et 2021	55
Tableau 37 : Production électrique et chaleur valorisable des différents incinérateurs wallons	55
Tableau 38 : Comparaison de la chaleur théoriquement récupérable à partir des UVE entre 2016 et 2021 (MWh).....	55
Tableau 39 : Comparaison de la consommation des secteurs considérés du bilan énergétiques et des accords de branche	56
Tableau 40 : Chaleur récupérable issue de l'électricité des procédés industriels	57
Tableau 41 : Chaleur fatale issue de l'électricité des compresseurs	57
Tableau 42 : Chaleur récupérable issue de la consommation de combustibles	58
Tableau 43 : Potentiel de chaleur renouvelable au sein de l'industrie qui n'est pas encore valorisée .	58
Tableau 44 : Synthèse du potentiel technique brut de la récupération de chaleur fatale	59
Tableau 45 : Sources d'énergie renouvelable étudiées dans ce chapitre.	60
Tableau 46 : Potentiel technique brut en géothermie peu profonde	62
Tableau 47 : Potentiel technique brut de la géothermie minière.....	64
Tableau 48 : Répartition de la consommation de biomasse solide en 2021 par secteur.	69
Tableau 49 : Potentiel de production de la biomasse solide.....	70
Tableau 50 : Tableau de synthèse du chapitre 4	72
Tableau 51 : Evolution entre 2017 et 2021 de la production C-SER (GWh) et de la part de C-SER dans la consommation finale brute de chaleur (GWh).....	74
Tableau 52 : Évolution de la production nette de C-SER par technologie entre 2017 et 2021.	75
Tableau 53 : Part renouvelable des besoins de chaleur fournis par réseau d'énergie thermique	76
Tableau 54 : Comparaison de la production de chaleur SER entre 2016 et 2021(GWh)	76
Tableau 55 : Présentation de données sur les réseaux d'énergie thermique alimentés par cogénération par gamme de puissance.	79
Tableau 56 : Liste des cartographies présentées dans ce chapitre.....	81
Tableau 57 : Objectif de réduction dans chaque secteur industriel selon les accords de branche	101
Tableau 58 : Présentation des politiques et mesures existantes en Wallonie	119
Tableau 59 : Tableau récapitulatif des potentiels techniques bruts et nets des technologies de production de chaleur	126
Tableau 60 : Tableau récapitulatif des technologies de production de chaleur utilisant des pompes à chaleur, leur coefficient de performance, potentiel net et besoins électriques associés	127
Tableau 61 : Couverture énergétique par technologie détaillée pour les différents profils et scénarios étudiés	133
Tableau 62 : Description des résultats présentés dans ce chapitre.....	134
Tableau 63 : Description du profil 1	135
Tableau 64 : Représentativité du profil 1.....	136
Tableau 65 : Communes représentées par le profil 1	137

Tableau 66 : Résultats globaux pour le profil 1	140
Tableau 67 : Investissements et durée de vie des technologies du profil 1	143
Tableau 68 : Electricité nécessaire pour assurer les besoins de chaleur des technologies électrifiées	144
Tableau 69 : Utilisation du potentiel net des scénarios du profil 1	153
Tableau 70 : Description du profil 2.....	154
Tableau 71 : Représentativité du profil 2.....	154
Tableau 72 : Résultats globaux de l'analyse économique pour le profil 2	156
Tableau 73 : Investissements et durée de vie des technologies du profil 2.....	158
Tableau 74 : Electricité nécessaire pour assurer les besoins de chaleur des technologies électrifiées	159
Tableau 75 : Utilisation du potentiel net par les scénarios du profil 2	168
Tableau 76 : Description du profil de consommation 3	169
Tableau 77 : Résultats globaux pour le profil 3	170
Tableau 78 : Investissements et durée de vie des technologies du profil 3.....	173
Tableau 79 : Electricité nécessaire pour assurer les besoins de chaleur des technologies électrifiées	174
Tableau 80 : Utilisation du potentiel net par les scénarios du profil 3	182
Tableau 81 : Description du profil de consommation 4	183
Tableau 82 : Résultats globaux pour le profil 4	185
Tableau 83 : Investissements et durée de vie des technologies du profil 4.....	188
Tableau 84 : Electricité nécessaire pour assurer les besoins de chaleur des technologies électrifiées	189
Tableau 85 : Récapitulatif du potentiel réaliste par technologie à l'horizon 2050	200
Tableau 86 : Part de l'exploitation actuelle dans le potentiel réaliste	202

Liste des graphiques

Graphique 1 : Répartition de la consommation d'énergie finale par secteur en 2021 (GWh)	14
Graphique 2 : Répartition des besoins de chaleur substituables par secteur en 2021 (GWh)	14
Graphique 3 : Présentation de la consommation d'énergie finale, des besoins de chaleur et des besoins de chaleur substituables par secteur en 2021 (GWh).....	14
Graphique 4 : Répartition des vecteurs énergétiques répondant aux besoins énergétiques du secteur résidentiel en 2021 (GWh).....	17
Graphique 5 : Répartition des besoins énergétiques par usage du secteur résidentiel en 2021 (GWh)	17
Graphique 6 : Répartition des vecteurs énergétiques répondant aux besoins énergétiques du secteur tertiaire en 2021 (GWh)	21
Graphique 7 : Répartition des besoins énergétiques par usage du secteur tertiaire en 2021 (GWh) ...	21
<i>Graphique 8 : Répartition des vecteurs énergétiques répondant aux besoins énergétiques du secteur industriel en 2021 (GWh).....</i>	<i>25</i>
<i>Graphique 9 : Répartition des besoins énergétiques par usage du secteur industriel en 2021 (GWh)</i>	<i>25</i>
Graphique 10 : Comparaison de la consommation énergétique liée au chaud entre 2016 et 2021 (GWh)	29
Graphique 11 : Comparaison de la répartition des vecteurs énergétiques entre 2016 et 2021 (GWh)	29
Graphique 12 : Répartition de la consommation d'énergie finale par secteur en 2021 (GWh)	31
Graphique 13 : Répartition des besoins de froid substituables par secteur en 2021 (GWh)	31

Graphique 14 : Comparaison de la consommation énergétique liée au froid entre 2016 et 2021(GWh)	36
Graphique 15 : Répartition de la production de chaleur en Wallonie entre énergies fossiles et renouvelables	42
Graphique 16 : Répartition de la chaleur véhiculée par des RET entre les secteurs (GWh)	44
Graphique 17 : Production de chaleur sur site par secteur et par source d'énergie	47
Graphique 18 : Production de chaleur hors-site par secteur et par source d'énergie	47
Graphique 19 : Part de la production sur site et hors site dans la production totale de chaleur par source d'énergie (GWh)	47
Graphique 20 : Evolution de la production d'énergie issue de SER entre 2016 et 2021	49
Graphique 21 : Répartition des installations de cogénération de plus de 1 MWth et bénéficiant d'un certificat vert par taille	53
Graphique 22 : Répartition de la production d'énergie thermique nette des installations de cogénération de plus de 1 MW et bénéficiant d'un certificat vert par vecteur énergétique (GWh)	53
Graphique 23 : Part de chaleur récupérable dans la production totale de chaleur thermique nette des installations de cogénération de moins de 20 MWth et bénéficiant de CV (GWh)	54
Graphique 24 : Part de chaleur récupérable dans la production totale de chaleur thermique nette des installations de cogénération de plus de 20 MWth et bénéficiant de CV (GWh)	54
Graphique 25 : Chaleur récupérable des installations de cogénération de plus de 1 MW th et bénéficiant de CV en fonction du type de combustible (GWh)	54
Graphique 26 : Synthèse du potentiel technique brut de la récupération de chaleur fatale	59
Graphique 27 : Répartition des installations (puits) de géothermie ouverte par puissance	61
Graphique 28 : Répartition des installations biomasse recensées en 2019 par taille	69
Graphique 29 : Répartition sectorielle de la production d'énergie des panneaux solaires thermiques (MWh)	71
Graphique 30 : Solaire thermique : Puissance installée VS nombre d'installation	71
Graphique 31 : Evolution entre 2017 et 2021 de la part de C-SER dans la consommation finale brute de chaleur (GWh)	74
Graphique 32 : Evolution entre 2017 et 2021 de la production brute de C-SER (GWh)	74
Graphique 33 : Évolution de la production nette de C-SER par vecteur entre 2017 et 2021 (GWh)	75
Graphique 34 : Répartition des réseaux d'énergie thermique alimentés par cogénération par gamme de puissance et par vecteur énergétique	79
Graphique 35 : Projection de la demande « Chaleur » du secteur résidentiel [GWh - Énergie utile]	93
Graphique 36 : Projection de la demande « Froid » du secteur résidentiel pour les scénarios "réaliste" et "optimiste" [GWh - Énergie utile]	94
Graphique 37 : Projection de la demande de chaleur du secteur tertiaire [GWh - Énergie utile]	95
Graphique 38 : Projection de la demande (énergie utile) de chaleur du secteur tertiaire - Indice 2021	96
Graphique 39 : Evolution de la demande de chaleur du secteur tertiaire à l'horizon 2050 en fonction du facteur d'intensité énergétique choisi [GWh - Énergie utile]	97
Graphique 40 : Projection de la demande de froid du secteur tertiaire dans le scénario "optimiste" [GWh - Énergie utile]	98
Graphique 41 : Projections de la demande de froid dans le secteur tertiaire des deux scénarios [GWh - Énergie utile]	98
Graphique 42 : Evolution de la demande de chaleur des secteurs industriels wallons [GWh - Énergie utile]	99
Graphique 43 : Evolution annuelle moyenne de la demande de chaleur de l'industrie wallonne (%)	100
Graphique 44 : Evolution des demandes de chaleur en fonction des scénarios « BFP » et « AdB » [GWh - Énergie utile]	102
Graphique 45 : Demande en chaleur pour les secteurs de l'industrie wallonne en 2050 [GWh - Énergie utile]	102

Graphique 46 : Projections des demandes de froid dans l'industrie des deux scénarios [GWh - Énergie utile]	103
Graphique 47 : Evolution de la consommation de froid dans l'industrie wallonne - Scénario optimiste [GWh - Énergie utile]	104
Graphique 48 : Projection de la demande de chaleur et de froid (scénario réaliste) par secteur [GWh - Énergie utile].....	105
Graphique 49 : Comparaison entre les projections du dernier rapport et les consommations observées en 2021 [GWh - Énergie finale]	106
Graphique 50 : VAN annualisées du scénario couvrant toute la commune et du scénario de base ..	139
Graphique 51 : VAN annualisées des scénarios pour le profil 1	140
Graphique 52 : Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts pour le profil 1	142
Graphique 53 : Détails des composantes des subsides totaux pour le profil 1	142
Graphique 54 : Coûts nets cumulés des scénarios du profil 1	144
Graphique 55 : Variation de la VAACN en fonction des CAPEX pour le profil 1	145
Graphique 56 : Variation de la VAACN en fonction des OPEX pour le profil 1	146
Graphique 57 : Variation des prix des combustibles et de l'électricité pour le profil 1	147
Graphique 58 : Evaluation de la VAACN en fonction de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 1	148
Graphique 59 : Emissions de CO ₂ par scénario pour le profil 1.....	149
Graphique 60 : Prise en compte du coût du CO ₂ pour le profil 1	150
Graphique 61 : Impact des investissements sur les émissions de CO ₂ du profil 1	151
Graphique 62 : VAN annualisées des scénarios pour le profil 2.....	156
Graphique 63 : Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts pour le profil 2.....	157
Graphique 64 : Coûts nets cumulés des scénarios du profil 2.....	159
Graphique 65 : Variation de la VAACN en fonction des CAPEX pour le profil 2	160
Graphique 66 : Variation de la VAACN en fonction des OPEX pour le profil 2.....	161
Graphique 67 : Variation des prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 2	162
Graphique 68 : Evaluation de la VAACN en fonction de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 2.....	163
Graphique 69 : Emissions de CO ₂ par scénario pour le profil 2.....	164
Graphique 70 : Prise en compte du coût du CO ₂ pour le profil 2	165
Graphique 71 : Impact des investissements sur les émissions de CO ₂ du profil 2.....	166
Graphique 72 : VAN annualisées des scénarios pour le profil 3.....	171
Graphique 73 : Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts pour le profil 3.....	172
Graphique 74 : Coûts nets cumulés des scénarios du profil 3.....	174
Graphique 75 : Variation de la VAACN en fonction des CAPEX pour le profil 3	175
Graphique 76 : Variation de la VAACN en fonction des OPEX pour le profil 3.....	176
Graphique 77 : Variation des prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 3	177
Graphique 78 : Evaluation de la VAACN en fonction de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 3.....	178
Graphique 79 : Émissions de CO ₂ par scénario pour le profil 3.....	179
Graphique 80 : Prise en compte du coût du CO ₂ pour le profil 3	180
Graphique 81 : Impact des investissements sur les émissions de CO ₂ du profil 3.....	181
Graphique 82 : VAN annualisées des scénarios pour le profil 4.....	186
Graphique 83 : Comparaison des coûts annualisés par poste de coûts pour le profil 4.....	187
Graphique 84 : Coûts nets cumulés des scénarios du profil 4.....	189
Graphique 85 : Variation de la VAACN en fonction des CAPEX pour le profil 4	190
Graphique 86 : Variation de la VAACN en fonction des OPEX pour le profil 4.....	191
Graphique 87 : Variation des prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 4	192
Graphique 88 : Evaluation de la VAACN en fonction de l'augmentation du prix du gaz naturel et de l'électricité pour le profil 4	193

Graphique 89 : Émissions de CO ₂ par scénario pour le profil 4.....	194
Graphique 90 : Prise en compte du coût du CO ₂ pour le profil 4.....	195
Graphique 91 : Impact des investissements sur les émissions de CO ₂ du profil 4.....	196
Graphique 92 : Projection de la demande de chaleur et de froid (scénario réaliste) par secteur en énergie utile	199
Graphique 93 : Répartition de la demande résidentielle et tertiaire de 2022 par densité linéique	201

Liste des figures

Figure 1 : Méthodologie utilisée pour l'estimation de l'approvisionnement actuel en matière de chaleur et de froid.....	40
Figure 2 : Application des zones d'exclusion sur le potentiel technique brut de géothermie peu profonde	62
Figure 3 : Cartographie de la demande de chaleur des secteurs résidentiels et tertiaires	82
Figure 4 : Cartographie des installations de cogénération et UVE	83
Figure 5 : Cartographie du potentiel technique sous-sol des systèmes géothermiques fermés peu profonds.....	84
Figure 6 : Cartographie du potentiel en géothermie peu profonde fermée par commune	84
Figure 7 : Cartographie du potentiel technique sous-sol des systèmes géothermiques ouverts peu profonds.....	85
Figure 8 : Cartographie du potentiel en géothermie peu profonde ouverte par commune	85
Figure 9 : Cartographie du potentiel en géothermie minière (VITO, 2020).....	86
Figure 10 : Cartographie du potentiel d'aquathermie des eaux de surface	86
Figure 11 : Cartographie du potentiel d'aquathermie des eaux de distribution.....	87
Figure 12 : Cartographie du potentiel en riothermie des stations d'épuration	87
Figure 13 : Cartographie du potentiel en géothermie profonde	88
Figure 14 : Cartographie de la puissance de toutes les installations de biomasse par commune	88
Figure 15 : Cartographie de la chaleur fatale récupérable	89
Figure 16 : Cartographie des réseaux d'énergie thermique existants et connu par l'administration ...	90
Figure 17 : Cartographie de la densité linéique moyenne par commune	91
Figure 18 : Évolution de la consommation électrique des pompes à chaleur en Belgique pour les secteurs tertiaires et résidentiels (Elia, 2023)	128

Annexes

1. Annexe A - Evaluation du potentiel de la chaleur fatale en Wallonie - Pirotech

L'annexe A se trouve dans un document joint à ce rapport et présente la méthodologie et les résultats de l'étude du potentiel en chaleur fatale en Wallonie pour l'année 2021.

2. Annexe B - Aquathermie/Riothermie : Estimation du potentiel global et critères - SPGE & SWDE

L'annexe B se trouve dans un document joint à ce rapport et présente la méthodologie et les résultats de l'étude du potentiel technique brut en aquathermie et riothermie en Wallonie pour l'année 2021.

3. Annexe C - Aquathermie : Potentiel de l'aquathermie - Extraqt

L'annexe C se trouve dans un document joint à ce rapport et présente la méthodologie et les résultats de l'étude du potentiel technique brut en aquathermie des eaux de surface en Wallonie pour l'année 2021.

4. Annexe D - Calcul de la densité linéique

L'annexe D se trouve dans un document joint à ce rapport et présente la méthodologie du calcul de densité linéique à partir de la demande en chaleur des secteurs résidentiel et tertiaire.

5. Annexe E - Chapitre 8 - La méthodologie des projections 2050

L'annexe E se trouve dans un document joint à ce rapport et présente la méthodologie de projection de la demande en chaleur et en froid.

6. Annexe F - Analyse coûts-avantages

L'annexe F se trouve dans un document joint à ce rapport et présente les hypothèses et la méthodologie développée pour effectuer l'analyse coûts-avantages.

Bibliographie

(ADEME, s. d.)

Facteur d'émission / Indicateur GES.

https://base-empreinte.ademe.fr/donnees/jeu-donnees?state=aU43S2pocVJ3TIZPV0QyZ0I3c0pVbHhQMVPNdUI0LUpZZGIhVEZ0dkJoTWhV&session_state=3d550d2e-5799-465a-92fa-232656c539aa&iss=https:%2F%2Fmoncompte.ademe.fr%2Fauth%2Frealms%2Fmaster&code=8767f2c5-e2d2-477b-8

(AMORCE, 2020)

Guide d'identification de projets de réseaux de chaleur et de froid (RCT51).

<https://amorcerce.asso.fr/publications/guide-d-identification-de-projets-de-reseaux-de-chaleur-et-de-froid-rct51>

(AwAC, s. d.)

Les facteurs d'émissions.

https://awac.be/wp-content/uploads/2022/12/Fuel-Conversion-Factors_AwAC_2020.pdf

(Bruxelles-Environnement, 2024)

Registre des certificats PEB des logements bruxellois.

<https://www.peb-epb.brussels/certificats-certificaten/>

(Chavanne. Y, 2020)

Vers un datahub national pour les données énergétiques. ICTjournal.

<https://www.ictjournal.ch/interviews/2020-10-19/vers-un-datahub-national-pour-les-donnees-energetiques>

(Climact, 2021)

Deep Dive Study for Biomethane in Belgium.

<https://a.storyblok.com/f/174880/x/8c26c4176d/20210927-climat-deep-dive-study-for-biomethane-in-belgium.pdf>

(Deplasse, 2020)

Directive d'efficacité énergétique 2012/7/EU - ART.14 Promotion de l'efficacité en matière de chaleur et de froid. SPW Energie.

<https://energie.wallonie.be/fr/une-strategie-pour-une-consommation-de-chaleur-plus-durable-en-wallonie.html?IDC=10373&IDD=152026#:~:text=Un%20cadre%20indispensable%20pour%20rendre,Wallonie%20100%25%20d%C3%A9carbon%C3%A9e%20en%202050>

(Deplasse, 2021a)

Détermination du potentiel des pompes à chaleur aérothermiques du secteur résidentiel wallon. SPW Energie (Non publié).

(Deplasse, 2021b)

Détermination du potentiel des pompes à chaleur aérothermiques du secteur tertiaire wallon. SPW Energie (Non publié).

(Deplasse, 2021c)

Détermination du potentiel solaire thermique en Wallonie (Non publié).

(Deplasse, 2022)

Détermination du potentiel de la biomasse solide en Wallonie. SPW Energie (Non publié).

(Douard. F, 2019)

L'éco-quartier Bella Vita à Waterloo est chauffé au bois. Bioénergie International.

<https://www.bioenergie-promotion.fr/63383/leco-quartier-bella-vita-a-waterloo-est-chauffe-au-bois/>

(EISMEA, 2024)

Horizon 2020 Energy Efficiency data hub.

<https://energy-datahub.eisma.eu/#>

(Elia, 2021)

Adequacy and Flexibility Study for Belgium 2022—2032.

https://www.elia.be/en/news/press-releases/2021/06/20210625_elia-publishes-its-adequacy-and-flexibility-study-for-the-period-2022-2032

(Elia, 2023)

Adequacy & flexibility study for Belgium (2024-2034).

<https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/adequacy-studies>

(Euro Power & Heat, 2018)

International review of district heating and cooling.

<https://www.euroheat.org/dhc/knowledge-hub/international-review-of-district-heating-and-cooling-1>

(European Commission, 2024a).

BUILD UP Skills – Upskilling and reskilling interventions for building decarbonisation. EU Funding & Tenders Portal.

<https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/life-2024-cet-buildskills>

(European Commission, 2024b)

Clean energy transition plans and strategies in municipalities and regions. EU Funding & Tenders Portal.

<https://ec.europa.eu/info/funding-tenders/opportunities/portal/screen/opportunities/topic-details/life-2024-cet-local>

(geodata.environnement.brussels, 2024)

BRUGEOTOOL.

<https://geodata.environnement.brussels/client/brugeotool/home>

(Gouvernement Wallon, 2022)

Arrêté du Gouvernement wallon portant exécution du décret du 15 octobre 2020 relatif à l'organisation du marché de l'énergie thermique et aux réseaux d'énergie thermique. Wallex.

<https://wallex.wallonie.be/eli/arrete/2022/07/07/2022033704>

(HeatRoadmapEurope, 2017a)

Baseline scenario of the heating and cooling demand in buildings and industry in the 14 MSs until 2050 (p. 41).

- (HeatRoadmapEurope, 2017b)
Space Cooling Technology in Europe.
https://heatroadmap.eu/wp-content/uploads/2018/11/HRE4_D3.2.pdf
- (ICEDD, 2021)
Potentiel d'efficacité en matière de chaleur et de froid en Région de Bruxelles-Capitale. Bruxelles Environnement.
https://energy.ec.europa.eu/system/files/2021-10/be-bru_ca_2020_fr.pdf
- (iea, 2018)
The Future of Cooling—Opportunities for energy-efficient air conditioning.
<https://doi.org/10.1787/9789264301993-en>
- (Iweps, 2021)
Artificialisation du sol.
https://www.iweps.be/wp-content/uploads/2021/12/T005-ARTIF.SOL-122021_full1.pdf
- (Iweps, 2024)
Production nette d'électricité par vecteur énergétique.
<https://www.iweps.be/indicateur-statistique/production-nette-delectricite-vecteur-energetique/>
- (Mathiesen, B. V. & al., 2023)
Heat Matters : The Missing Link in REPowerEU: 2030 District Heating Deployment for a long-term Fossil-free Future. Aalborg Universitet.
https://vbn.aau.dk/ws/portalfiles/portal/603638943/20231114_REPower_District_Heating_HRE5_Final_V2.pdf
- (Paradigm.brussels, 2024)
Datastore.brussels.
<https://datastore.brussels/web/data?searchedTerms=inspire&page=11>
- (Parlement Wallon, 2020)
Décret relatif à l'organisation du marché de l'énergie thermique et aux réseaux d'énergie thermique. Wallex.
<https://wallex.wallonie.be/eli/loi-decret/2020/10/15/2020204339>
- (Parlement Wallon, 2024)
Décret Neutralité Carbone. Wallex.
https://wallex.wallonie.be/files/pdfs/20/97574_D%C3%A9cret_Neutralit%C3%A9_Carbone_01-01-2024-.pdf
- (Pirotech, 2024)
Evaluation du potentiel de la chaleur fatale en Wallonie. (Non publié).
- (Sánchez-García, L. & al., 2021)
Further Investigations on the Effective Width for District Heating Systems (vol. vol. 7, p. 351-58). Energy Reports.
<https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.08.096>
- (Sánchez-García, L. & al., 2023)
Understanding Effective Width for District Heating (vol. 277). Energy.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.127427>

(SPF Finances, 2024)

3e inventaire fédéral des subventions aux énergies fossiles.

<https://climat.be/actualites/2024/3e-inventaire-federal-des-subventions-aux-energies-fossiles>

(SPW, 2020)

Stratégie wallonne de rénovation énergétique à long terme du bâtiment.

https://energy.ec.europa.eu/system/files/2020-12/ltrs_wallonia_0.pdf

(SPW, 2023)

Plan de relance de la Wallonie (PRW).

<https://www.wallonie.be/fr/plans-wallons/plan-de-relance-de-la-wallonie>

(SPW, 2024a)

Communiqué de presse—Réseaux de chaleur : Les 12 lauréats sont connus !

<https://henry.wallonie.be/home/communiques-de-presse/presses/reseaux-de-chaleur--les-12-laureats-sont-connus.html>

(SPW, 2024b)

Géoportail de la Wallonie.

<https://geoportail.wallonie.be/home.html>

(SPW Energie, 2020)

La Stratégie de réseaux de chaleur et de froid alimentés par des cogénérations, des énergies fatales ou des sources d'énergies renouvelable.

<https://energie.wallonie.be/fr/une-strategie-pour-une-consommation-de-chaleur-plus-durable-en-wallonie.html?IDC=10373&IDD=152026>

(SPW Energie, 2022a)

D'anciens sites miniers wallons reconvertis en nouvelles sources d'énergies renouvelables.

<https://energie.wallonie.be/fr/26-07-2022-d-anciens-sites-miniers-wallons-reconvertis-en-nouvelles-sources-d-energies-renouvelables.html?IDC=8230&IDD=161825#:~:text=Les%20r%C3%A9sultats%20de%20l'27%C3%A9tude,source%20d'27%C3%A9nergie%20en%20Wallonie.>

(SPW Energie, 2022b)

Tool RED II. Climact, Valbiom.

https://energie.wallonie.be/red_ii/outil/index.html#addIntrant

(SPW Energie, 2023a)

Détermination du potentiel de la géothermie peu profonde (moins de 500m) pour la production de chaleur et de froid en Wallonie. (Non publié)

(SPW Energie, 2023b)

Plan Air Climat Energie 2030 (PACE2030).

<https://energie.wallonie.be/fr/21-03-2023-plan-air-climat-energie-2030.html?IDD=168395&IDC=8187>

(SPW Energie, 2023c)

Le développement de la géothermie en Wallonie.

http://www.pirotech.be/wp-content/uploads/2023/10/G1_SPW-Energie_-_SGB_11102023_EP_SC.pdf

(SPW Energie, 2023d)

Appel à projets pour la réalisation ou l'extension de réseaux d'énergie thermique—2023.

<https://energie.wallonie.be/fr/appel-a-projets-pour-la-realisation-ou-l-extension-de-reseaux-d-energie-thermique-2023.html?IDC=10533>

(Valbiom, 2019)

Quelle place pour le biométhane injectable en Belgique ?

<https://www.valbiom.be/sites/default/files/tool/file/Quelle%20place%20pour%20le%20biom%C3%A9thane%20en%20belgique.pdf>

(VITO, 2020)

Détermination du potentiel géothermique des anciennes mines désaffectées en Wallonie. SPW Energie.

<https://energie.wallonie.be/servlet/Repository/rapport-final-geothermie-mines-wallonie.pdf?ID=64987>

(Vlaanderen.be, 2024)

Géopunt.

<https://www.geopunt.be/shared/8ab20848-7723-e2f0-0177-b45335c503e1>

(Warmte werkt, 2024)

Inspiratiekaart Warmtezoning.

<https://www.inspiratiekaartwarmtezoning.be/>

(warmtenetwerk Vlaanderen, 2023)

Stad Antwerpen : Belastingverlaging voor groene warmte.

<https://warmtenet.ode.be/nl/artikel/1648/stad-antwerpen-belastingverlaging-voor-groene-warmte>