



MINISTÈRE
DE LA TRANSITION
ÉCOLOGIQUE
ET DE LA COHÉSION
DES TERRITOIRES

*Liberté
Égalité
Fraternité*

RAPPORT A LA COMMISSION
EUROPÉENNE

Évaluation complète en matière de chaleur et de froid de la France

En application de l'article 25 de la
directive relative à l'efficacité
énergétique (2023/1791/UE)

Historique des versions du document

Version	Date	Commentaire
1	14/08/2024	Version initiale

Affaire suivie par

Angélique LEQUAI Bureau Economies d'énergie et chaleur renouvelable Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC/DCEEA/SD5)
Tél. : 01 40 81 72 80
Courriel : angelique.lequai@developpement-durable.gouv.fr

Rédacteurs

Jules BOURGUEIL, chargé de mission en économie du climat, CGDD

Laurent CADIOU, chargé de mission efficacité énergétique en entreprise et réseaux de chaleur et froid, DGEC

Xavier DE LACAZE, chef de projet « Fonds Chaleur », DGEC

Charlie LE GALLUDEC, chargée d'études "réseaux de chaleur et de froid", Cerema

Cindy MELFORT, chargée d'études "réseaux de chaleur et de froid", Cerema

Emeric SERAILLE, stagiaire en économie du climat, CGDD

Relecteur

Alexandre GODZINSKI, chef du Bureau de la transition énergétique et solidaire, CGDD

Boris LE HIR, Sous-directeur adjoint de l'économie et de l'évaluation, CGDD

Luc PETITPAIN, chargé d'études "réseaux de chaleur et de froid", Cerema

Mathilde PIERRE, cheffe du bureau des économies d'énergie et de la chaleur renouvelable, DGEC

SOMMAIRE

01 VUE D'ENSEMBLE DES SYSTÈMES DE CHALEUR ET DE FROID.....	5
I. La demande de chaleur et de froid	5
1) LA CHALEUR ET LE FROID DANS LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE TOTALE.....	5
2) LA CHALEUR ET LE FROID DANS LES PRINCIPAUX SECTEURS DE CONSOMMATION	7
II. L'approvisionnement actuel en chaleur et en froid	10
1) L'APPROVISIONNEMENT EN CHALEUR ET EN FROID PAR SOURCE D'ÉNERGIE	12
2) L'APPROVISIONNEMENT PAR SECTEUR	13
3) L'APPROVISIONNEMENT PAR TYPES D'INSTALLATION	17
III. Les réseaux de chaleur et de froid	35
1) La filière réseaux de chaleur	36
2) La filière réseaux de froid.....	45
3) La filière boucles d'eau tempérée (BET)	46
4) La cogénération sur réseaux de chaleur et de froid	49
IV. Les données cartographiques	54
V. La prévision de l'évolution de la demande de chaleur et de froid	58
02 OBJECTIFS, STRATÉGIES ET MESURES POLITIQUES	74
I. Contribution aux cinq dimensions de l'union de l'énergie apportée par les systèmes de chaleur et de froid efficaces.....	74
II. Aperçu général des politiques et mesures existantes.....	74
03 ANALYSE DU POTENTIEL ÉCONOMIQUE D'EFFICACITÉ EN MATIÈRE DE CHALEUR ET DE FROID.....	78
I. Résumé exécutif	78
1) INTRODUCTION.....	78
2) PÉRIMÈTRE DE L'ÉTUDE	78
3) IDENTIFICATION DE LA DEMANDE.....	79
4) CONCLUSION DE L'ANALYSE	81
II. Présentation synthétique du modèle TITAN	82
1) UN MODÈLE D'OPTIMISATION DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE	82
2) SOURCES DU PARAMÉTRAGE DU MODÈLE.....	83
III. Scénario de référence	84
IV. Scénarios alternatifs.....	88
1) SCÉNARIO 1 - PNIEC 2024	88
2) SCÉNARIO 2 - DÉPLOIEMENT ACCÉLÉRÉ DES RÉSEAUX DE CHALEUR	90
V. Analyse coûts-avantages.....	93
1) ANALYSE GÉNÉRALE	93
2) COUTS POUR LES RÉSEAUX	95
3) COUTS POUR LES ÉQUIPEMENTS.....	97

4) COUTS DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE GLOBAL.....	98
VI. Conclusion.....	101
04 NOUVELLES STRATÉGIES ET MESURES POLITIQUES POTENTIELLES.....	103
I. Les objectifs 2030 de chaleur et de froid	103
05 Annexes spécifiques à la partie 03.....	107

01 VUE D'ENSEMBLE DES SYSTÈMES DE CHALEUR ET DE FROID

I. La demande de chaleur et de froid

Dans la suite de cette partie, l'ensemble des chiffres est exprimé en consommation d'énergie finale, unité utilisée par les principaux organismes de production de données sur l'énergie.

L'analyse de la demande en chaleur et en froid est réalisée sur les 3 secteurs suivants :

- le résidentiel ;
- le tertiaire (ou les services) ;
- l'industrie.

Le secteur agricole représente environ 4% des consommations finales de chaleur au niveau national soit moins de 5%. Il n'est pas intégré dans la présente analyse comme le propose la méthodologie d'analyse de la directive relative à l'efficacité énergétique (DEE, 2023/1791/UE).

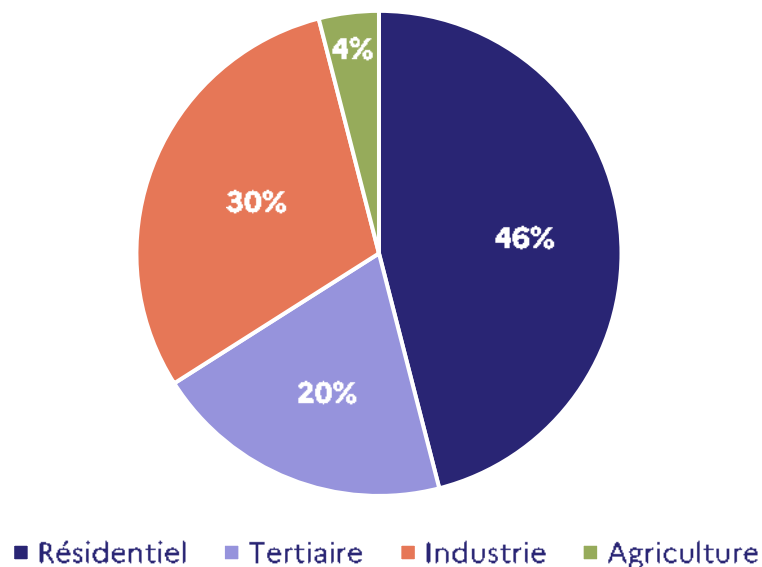


Figure 1 - Répartition de la consommation finale de chaleur par secteur (France, 2017)

Source : PPE 2019-2028, publiée en 2020

1) LA CHALEUR ET LE FROID DANS LA CONSOMMATION ÉNERGÉTIQUE TOTALE

La consommation finale énergétique de la France s'élève à 1543 TWh (dont 24 TWh pour les DOM).¹ Le graphique ci-dessous illustre la répartition de la consommation finale d'énergie par secteur, en 2022.

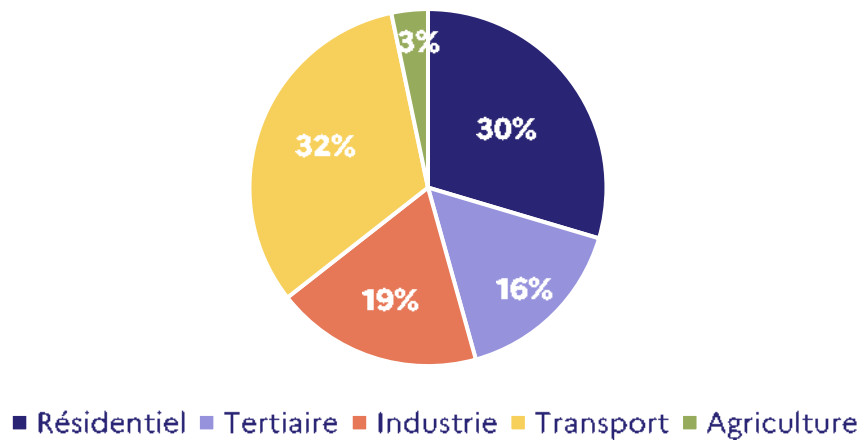


Figure 2 - Répartition de la consommation finale d'énergie par secteur (France, 2022)

Source : SDES, bilan de l'énergie, séries longues 2022

Les différents usages de la chaleur (chauffage des bâtiments, eau chaude sanitaire, procédés industriels) représentent environ **625 TWh** en 2022 soit environ **40% de la consommation finale d'énergie** de la France métropolitaine.² Le graphique ci-dessous illustre la répartition de la consommation finale de chaleur par secteur, en 2017.

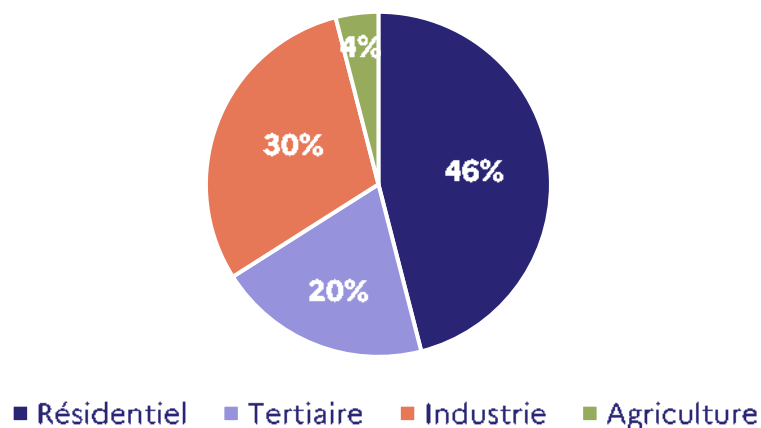


Figure 3 - Répartition de la consommation finale de chaleur par secteur (France, 2017)

Source : Ministère de la transition écologique et solidaire, Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), 2019-2028

¹ Source : SDES-2022

² Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

En 2022, cette chaleur est produite à 27,2 % par des énergies renouvelables et de récupération soit environ **170 TWh** de chaleur renouvelable et de récupération³, comme l'illustre le tableau ci-dessous :

♦ Évolution de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale de chaleur en France Métropolitaine
Source : SER d'après SDES

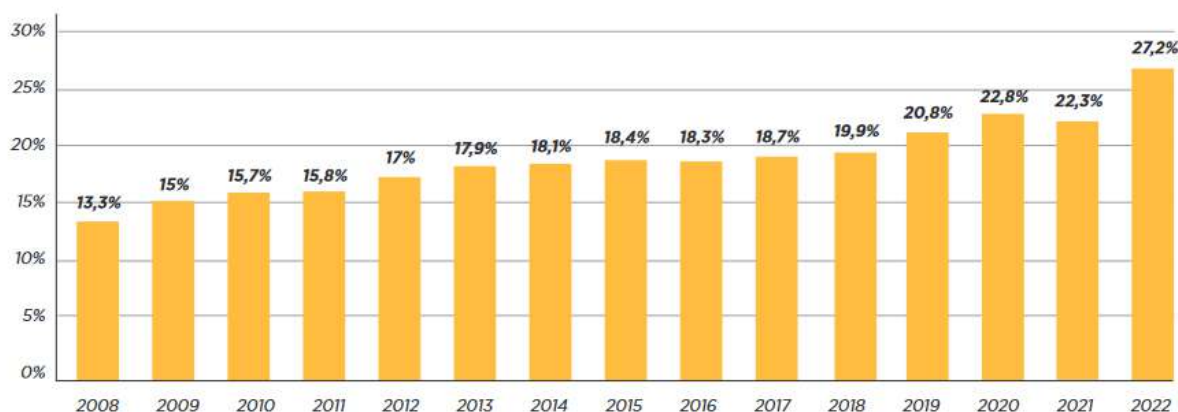


Figure 4 - Évolution de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale de chaleur en France métropolitaine

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – Chiffres pour la France métropolitaine, 2022

Concernant le froid, les consommations d'énergie de la climatisation sont évaluées à **5 TWh** pour le secteur résidentiel et **11 TWh** pour le secteur tertiaire en 2020 soit environ **1%** de la consommation finale d'énergie pour la France métropolitaine.³

2) LA CHALEUR ET LE FROID DANS LES PRINCIPAUX SECTEURS DE CONSOMMATION

L'approche par secteur s'appuie sur les travaux réalisés par le Cerema, dans le cadre du projet EnRezo⁴ et de la directive européenne sur l'efficacité énergétique, avec :

- la cartographie des besoins en chaleur et en froid de l'ensemble des bâtiments des secteurs résidentiel et tertiaire, besoins estimés à partir des données de la BDTOP0 produites par l'IGN⁵ (millésime 2023), des fichiers fonciers produits par la DGFIP (millésime 2023), retravaillés par le Cerema et des travaux du CEREN (millésime 2022) ;
- la cartographie des besoins en chaleur et en froid du secteur industriel à l'échelle communale, besoins estimés à partir de l'enquête annuelle des consommations énergétiques de l'industrie (EACEI) et du Fichier Localisé des Rémunérations et de l'Emploi Salarié (FLORES), tous deux publiés par l'INSEE (millésime 2021).

³ Source : La climatisation dans le bâtiment – ADEME, CODA Stratégies – Novembre 2021

⁴ Pour en savoir plus sur le projet EnRezo, voici le lien vers la plateforme dédiée : <https://reseau-chaleur.cerema.fr/espace-documentaire/enrezo>

⁵ IGN : Institut national de l'information géographique et forestière

(A) Secteur tertiaire et résidentiel

Pour le secteur **résidentiel**, les besoins estimés représentent **325 TWh** en chaleur et **26 TWh** en froid (dont 1,6 TWh pour les DOM hors Mayotte). Pour le secteur **tertiaire**, les besoins estimés représentent **125 TWh** en chaleur et **34 TWh** en froid (dont 1 TWh pour les DOM hors Mayotte).⁶

Tableau 1 - Besoin en chaleur et en froid pour le résidentiel et le tertiaire en 2023 (France, hors DOM)

En TWh	Besoins en chaleur	Besoins en froid
Résidentiel	325	24
Tertiaire	125	33
Total	450	57

Source : EnRezo - Cerema - <https://reseaux-chaleur.cerema.fr/cartographie-nationale-besoins-chaleur-froid>

Les besoins en froid pour les DOM (2,8 TWh) représentent **plus de 10%** de leur consommation finale d'énergie (24 TWh) en 2022, comme l'illustre les tableaux ci-dessous :⁷

Tableau 2 - Besoin en froid pour le résidentiel et le tertiaire, en 2023 (DOM, hors Mayotte)

En GWh	Besoins en froid
Résidentiel	1 598
Tertiaire	1 195
Total	2 793

Source : EnRezo - Cerema - <https://reseaux-chaleur.cerema.fr/cartographie-nationale-besoins-chaleur-froid>

Il est notable que seuls les besoins en froid sont estimés pour les départements d'outre-mer (DOM). Les chiffres affichés correspondent aux besoins estimés et non à une consommation d'énergie. En ce sens, l'estimation des besoins ne prend pas en compte le type d'installation (et son rendement énergétique), ni le taux d'équipement des bâtiments. Ils se focalisent uniquement sur les caractéristiques de l'enveloppe du bâtiment (année de construction, surface, typologie de bâti, etc.).

Par exemple, pour les besoins en froid, l'estimation est réalisée sur l'ensemble du parc bâti alors qu'en 2020, seuls 25% des ménages et 40% du parc tertiaire sont équipés d'un système de climatisation soit une consommation totale de 16 TWh.⁸

La méthodologie de calcul des besoins en chaleur et en froid est disponible sur la plateforme dédiée dont le lien d'accès est le suivant : <https://reseaux-chaleur.cerema.fr/cartographie-nationale-besoins-chaleur-froid>

⁶ Source : EnRezo - Cerema

⁷ Source : SDES-2022

⁸ Source : La climatisation dans le bâtiment – ADEME, CODA Stratégies – Novembre 2021

En France métropolitaine, les besoins en chaleur représentent entre 70 et 80% de l'énergie consommée dans le secteur résidentiel⁹

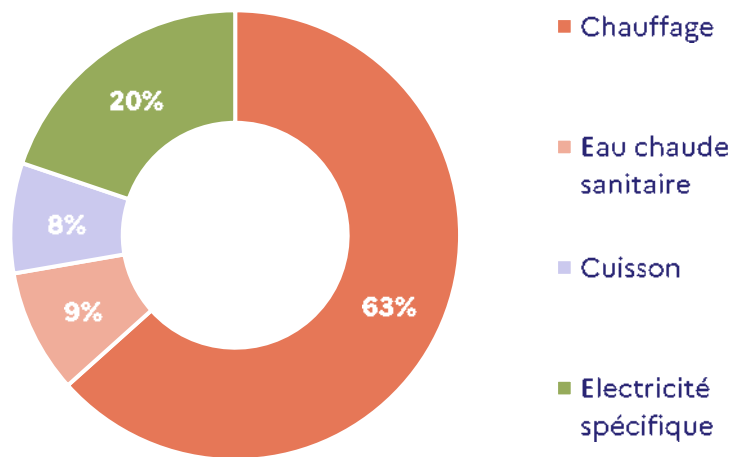


Figure 5 - Répartition par usage des consommations des résidences principales, en 2022 en France métropolitaine

Source : CEREN, Données énergie 1990-2022 du secteur résidentiel - 2022-
<https://www.ceren.fr/publications/les-publications-du-ceren/>

Les besoins en chaleur représentent plus de la moitié de l'énergie consommée dans le secteur tertiaire. Les besoins en froid représentent quant à eux presque 10%.

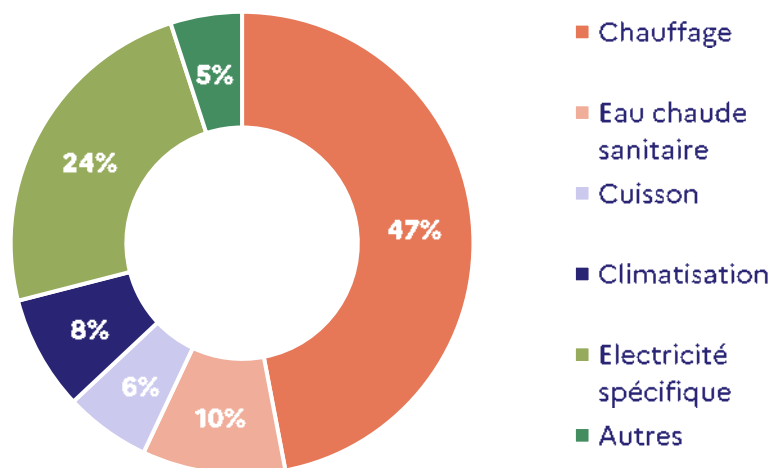


Figure 6 – Répartition par usage des consommations du secteur tertiaire en France métropolitaine en 2015

Source : CEREN, « Suivi du parc et des consommations d'énergie – secteur tertiaire », avril 2017

⁹ Source : CEREN, 2020 – EnRezo, Cerema – SDES, 2022

(B) Secteur industriel

Pour le secteur industriel (hors DOM), les besoins estimés représentent 245 TWh dont environ 13% pour le chauffage des locaux et environ 87% pour les besoins en chaleur et en froid des processus industriels¹⁰.

Tableau 3 - Besoins en chaleur et en froid pour l'industrie (hors DOM) en 2023

En TWh	Besoins en chaleur (et en froid)
Chauffage des locaux	31
Besoins en chaleur (et en froid) pour le process	214
Total	245

Source : Cerema, INSEE - 2023 - <https://reseaux-chaleur.cerema.fr/cartographie-nationale-besoins-chaleur-froid>

II. L'approvisionnement actuel en chaleur et en froid

Pour les raisons évoquées précédemment, le secteur agricole n'est pas intégré dans l'analyse. Par ailleurs, afin de faciliter la lecture du document, le point c) du 2. de l'ANNEXE X de la directive relative à l'efficacité énergétique (DEE, 2023/1791/UE) est traité dans la partie III, spécifique aux réseaux de chaleur et de froid.

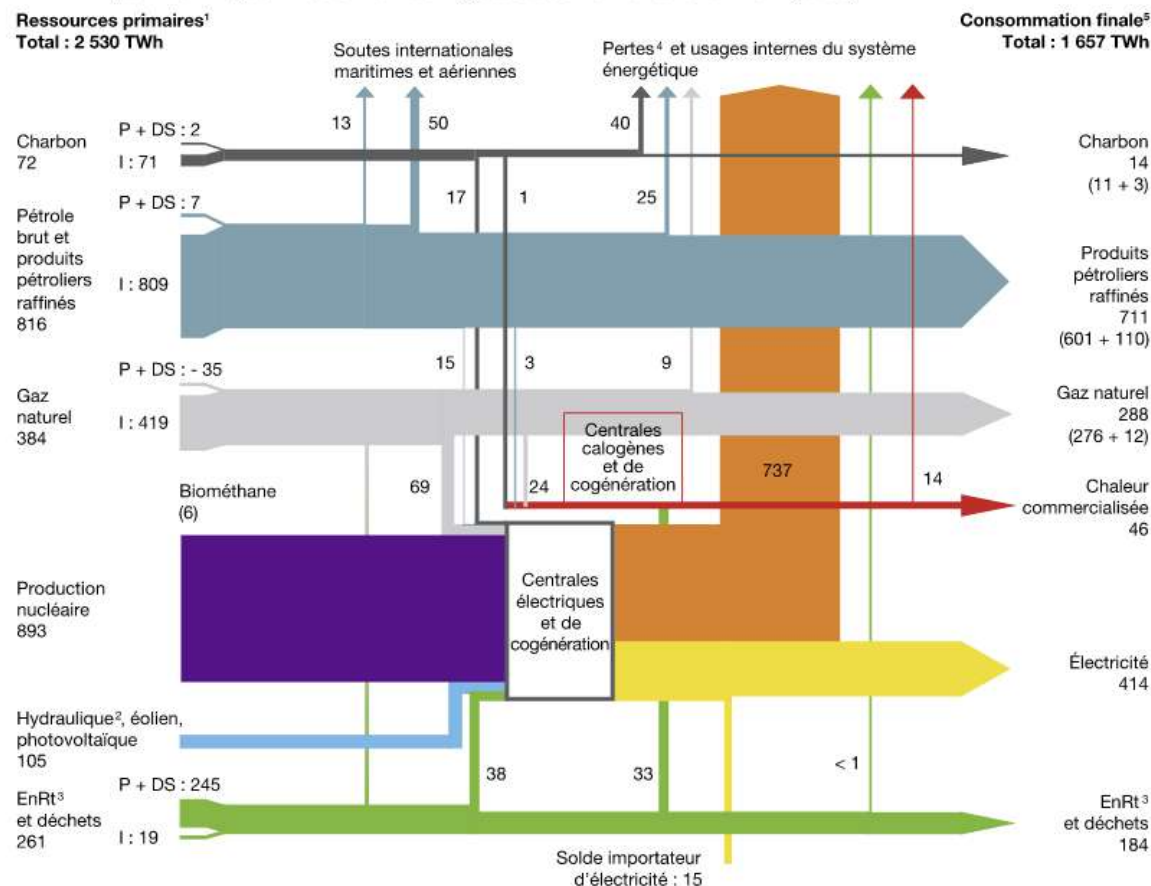
Le schéma ci-dessous représente le bilan énergétique de la France pour 2022.¹¹

¹⁰ Source : EnRezo - Cerema

¹¹ Source : SDES-2022

ENSEMBLE DES ÉNERGIES - BILAN ÉNERGÉTIQUE DE LA FRANCE

En TWh, en 2022 (données non corrigées des variations climatiques)



Le diagramme de Sankey, représenté ici et communément utilisé pour représenter des bilans énergétiques, retrace l'ensemble des flux (approvisionnement, transformation, consommation, y compris pertes) sous forme de flèches de largeur proportionnelle à la quantité d'énergie.

P : production nationale d'énergie primaire ; DS : déstockage ;

I : solde importateur.

¹ Pour obtenir la consommation primaire, il faut déduire des ressources primaires le solde exportateur d'électricité ainsi que les soutes maritimes et aériennes internationales.

² Y compris énergies marines, hors accumulation par pompage.

³ Énergies renouvelables thermiques (bois, déchets de bois, solaire thermique, biocarburants, pompes à chaleur, etc.).

⁴ L'importance des pertes dans le domaine de l'électricité tient au fait que la production nucléaire est comptabilisée pour la chaleur produite par la réaction, chaleur dont les deux tiers sont perdus lors de la conversion en énergie électrique.

⁵ Usages non énergétiques inclus. Pour le charbon, les produits pétroliers raffinés et le gaz naturel, la décomposition de la consommation finale en usages énergétiques et non énergétiques est indiquée entre parenthèses.

Note : pour assurer la cohérence du bilan toutes énergies, les quantités sont toutes exprimées en TWh PCI (pouvoir calorifique inférieur), même pour le gaz, dont l'unité propre est usuellement le TWh PCS (pouvoir calorifique supérieur).

La chaleur commercialisée correspond à la chaleur vendue par les réseaux et la chaleur cogénérée vendue.

Champ : France entière (y compris DROM).

Source : SDES, Bilan énergétique de la France

Figure 7 - Bilan énergétique de la France en 2022

Source : Bilan énergétique de la France en 2022, publié le 28/04/2023,

1) L'APPROVISIONNEMENT EN CHALEUR ET EN FROID PAR SOURCE D'ÉNERGIE

En 2017, la chaleur est essentiellement produite à partir d'énergies fossiles avec environ 40% pour le gaz, 18% pour l'électricité et 16% pour le pétrole. Le charbon représente une part marginale d'environ 5% de la consommation d'énergie à des fins de production de chaleur. Les **énergies renouvelables et de récupération thermiques** représentent environ 21%.¹²

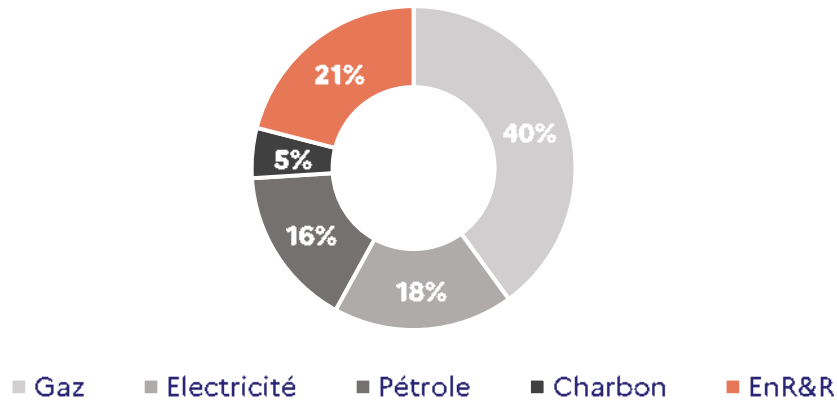


Figure 8 - Répartition de la production de chaleur par type d'énergie en 2017

Source : PPE 2019-2028, publiée en 2020 – SER, 2022

En 2022, la part des énergies renouvelables et de récupération thermiques a progressé en atteignant 27% soit 170 TWh, réduisant en même temps le recours aux énergies fossiles.

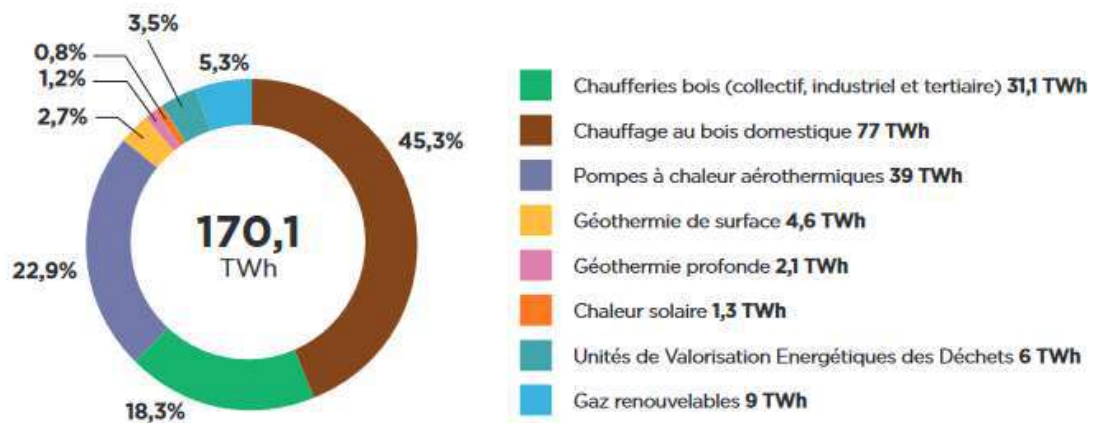


Figure 9 - Répartition des différentes filières dans l'approvisionnement en chaleur renouvelable et de récupération en 2022

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022 - SER

¹² Source : PPE 2019-2028, publiée en 2020

Les usages domestiques, liés à des équipements individuels (appareils de chauffage au bois, pompes à chaleur, chauffe-eaux solaires ...), représentent 65,2 % de la production de chaleur renouvelable en 2022¹³.

2) L'APPROVISIONNEMENT PAR SECTEUR

Le détail de l'approvisionnement par secteur est suivi de manière globale pour l'ensemble des consommations énergétiques sans distinction des usages (chauffage, eau chaude sanitaire ou autres). Cependant, au vu de la forte proportion des besoins en chaleur et en froid pour ces secteurs (résidentiel, tertiaire et industriel), les chiffres globaux donnent une bonne vision du mix énergétique de la chaleur et du froid.

À noter également, que le froid est principalement produit à partir d'électricité.

(A) Secteur résidentiel

Environ 1/4 de la consommation énergétique du secteur résidentiel est couverte par des énergies renouvelables et de récupération thermique, principalement le bois domestique et les pompes à chaleur (qui ont connu un développement particulièrement important ces dernières années).¹⁴

À noter qu'une partie de l'électricité (environ 1/3 des consommations énergétiques) et du gaz naturel (environ 1/4 des consommations énergétiques) proviennent également de sources renouvelables (entre 20 et 30% pour l'électricité¹⁵ et 1,5% pour le gaz¹⁶).

En tenant compte des parts renouvelables comprises dans l'électricité et le gaz, environ 35% des consommations énergétiques du secteur résidentiel sont couvertes par des énergies renouvelables et de récupération.

Les énergies fossiles (gaz, pétrole et charbon) représentent 36% des consommations énergétiques.

Tableau 4 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur résidentiel par source d'énergie en 2022

En TWh (données CVC)	Consommation finale d'énergie		
	France	Métropole	DOM
Charbon	0.31	0.31	-
Chaleur (vendue)	15.74	15.74	-
Électricité	162.54	159.76	2.78
EnR&R (thermiques)	123.92	122.76	1.16
Dont biomasse solide	77.70	77.70	-
Dont pompes à chaleur	42.82	42.82	-

13 Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

14 Source : SDES – séries longues 2022

15 Source : Panorama de l'électricité renouvelable – édition 2023 – ORE, Enedis, RTE, SER

16 Source : SER, chiffres clés du gaz renouvelable - 2022

Gaz naturel	124.57	124.57	-
Pétrole (produits raffinés)	44.41	44.05	0.36
Total	471.50	467.19	4.31

Source : SDES - 2022

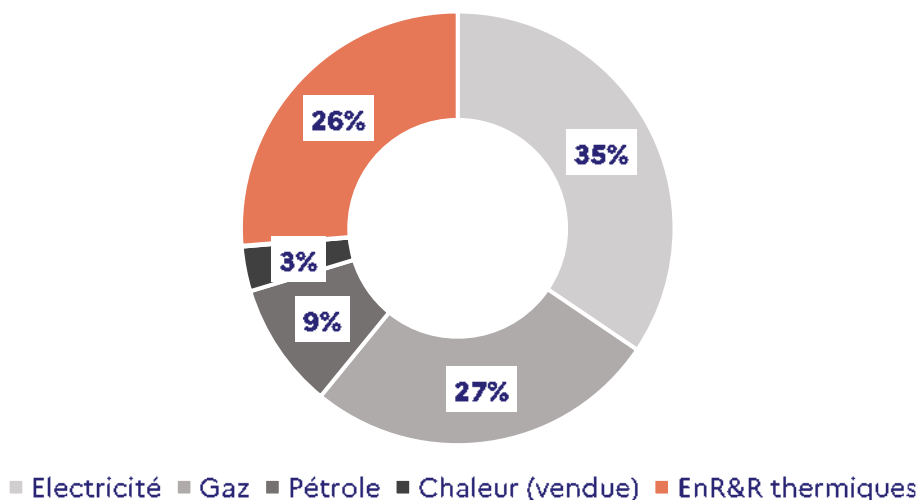


Figure 10 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur résidentiel, par source d'énergie en 2022

Pour rappel : la chaleur représente entre 70 et 80% de l'énergie consommée dans le secteur résidentiel.

(B) Secteur tertiaire

Environ 5% de la consommation énergétique du secteur tertiaire est couverte par des énergies renouvelables et de récupération thermiques, principalement le bois domestique et les pompes à chaleur (qui ont connu un développement particulièrement important ces dernières années).¹⁷

La moitié des consommations énergétiques sont couvertes par l'électricité (provenant entre 20 et 30% de sources renouvelables¹⁸). Le gaz, représentant un peu plus d'1/4 des consommations énergétiques, est renouvelable à hauteur de 1,5%¹⁹.

En tenant compte des parts renouvelables comprises dans l'électricité et le gaz, environ 20% des consommations énergétiques du secteur tertiaire sont couvertes par des énergies renouvelables et de récupération.

Les énergies fossiles (gaz, pétrole et charbon) représentent 38% des consommations énergétiques.

¹⁷ Source : SDES – séries longues 2022

¹⁸ Source : Panorama de l'électricité renouvelable – édition 2023 – ORE, Enedis, RTE, SER

¹⁹ Source : SER, chiffres clés du gaz renouvelable - 2022

Tableau 5 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur tertiaire par source d'énergie

En TWh (données CVC)	Consommation finale d'énergie		
	France	Métropole	DOM
Charbon	0.38	0.38	-
Chaleur (vendue)	10.52	10.52	-
Électricité	134.96	131.95	3.01
EnR&R (thermiques)	14.00	13.98	0.02
<i>Dont biomasse solide</i>	3.42	3.42	-
<i>Dont pompes à chaleur</i>	5.20	5.20	-
Gaz naturel	70.65	70.65	-
Pétrole (produits raffinés)	25.75	25.44	0.31
Total	256.26	252.92	3.34

Source : SDES - 2022

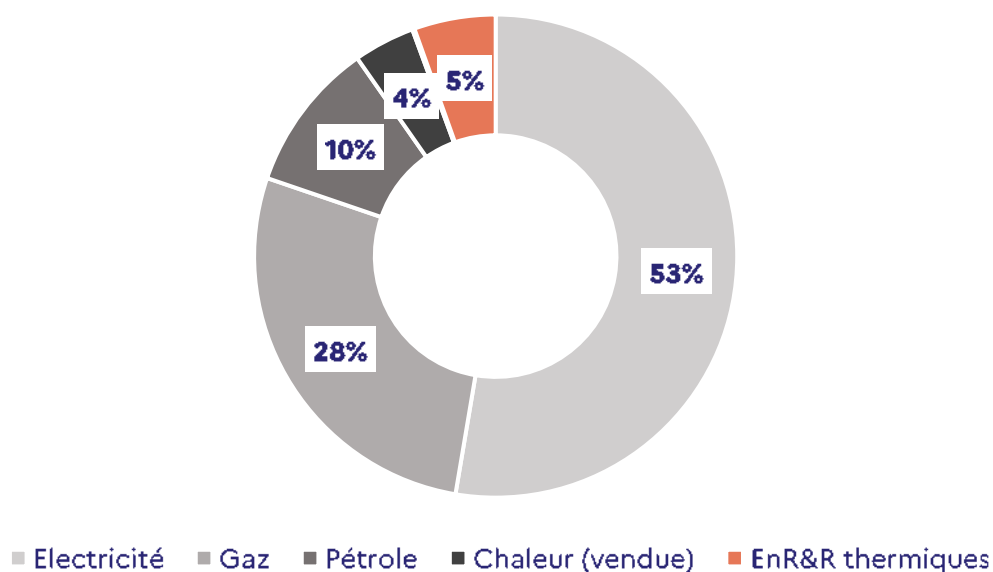


Figure 11 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur tertiaire, par source d'énergie en 2022

Pour rappel: la chaleur représente plus de la moitié de l'énergie consommée dans le secteur tertiaire.

Le froid qui représente, quant à lui, environ 10% de l'énergie consommée dans le secteur tertiaire, est principalement produit à partir d'électricité.

(C) Secteur industriel

Moins de 10% de la consommation énergétique du secteur industriel est couverte par des énergies renouvelables et de récupération thermiques²⁰.

L'électricité représente 36% des consommations énergétiques (provenant entre 20 et 30% de sources renouvelables²¹) et le gaz 37% (renouvelable à hauteur de 1,5%²²).

En tenant compte des parts renouvelables comprises dans l'électricité et le gaz, environ 17% des consommations énergétiques du secteur industriel sont couvertes par des énergies renouvelables et de récupération.

Les énergies fossiles (gaz, pétrole et charbon) représentent près de la moitié des consommations énergétiques.

Tableau 6 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur industriel par source d'énergie en 2022

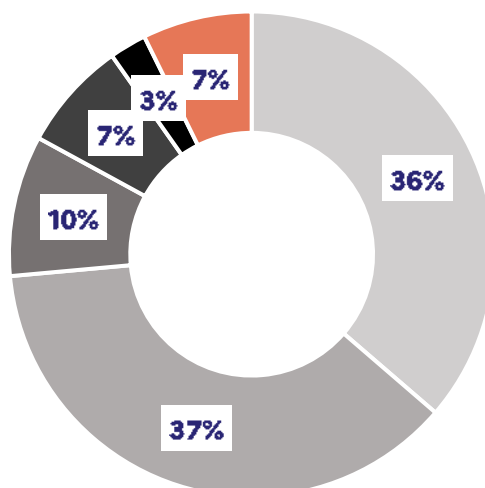
En TWh (données CVC)	Consommation finale d'énergie		
	France	Métropole	DOM
Charbon	7.37	7.37	-
Chaleur (vendue)	21.79	21.35	0.44
Électricité	108.52	107.93	0.59
EnR&R (thermiques)	21.80	21.74	0.06
Gaz naturel	111.27	111.27	-
Pétrole (produits raffinés)	28.04	27.79	0.25
Total	298.80	297.47	1.34

Source : SDES - 2022

20 Source : SDES – séries longues 2022

21 Source : Panorama de l'électricité renouvelable – édition 2023 – ORE, Enedis, RTE, SER

22 Source : SER, chiffres clés du gaz renouvelable - 2022



■ Electricité ■ Gaz ■ Pétrole ■ Chaleur (vendue) ■ Charbon ■ EnR&R thermiques

Figure 12 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur industriel par source d'énergie en 2022

3) L'APPROVISIONNEMENT PAR TYPES D'INSTALLATION

Plusieurs technologies existent pour produire de la chaleur et du froid. Cette production peut être d'origine fossile ou renouvelable. Elle peut également être couplée à la production d'électricité (cogénération) ou encore ne pas être la vocation principale de l'installation. Dans ce dernier cas, on parle alors de chaleur fatale qui peut être récupérée (chaleur fatale industrielle par exemple).

A NOTER : Pour chacune des catégories d'installation, les données fournies concernent l'ensemble du parc, sans forcément tenir compte du seuil de puissance. La répartition des installations en fonction de la puissance est donnée quand l'information existe.

(A) Les installations de production d'électricité thermique

Les centrales thermiques gaz

Parmi les centrales thermiques ne produisant que de l'électricité, celles fonctionnant au gaz affichent en moyenne le meilleur rendement. En 2022, il s'élève à 65 % pour le gaz, 48 % pour la biomasse, 44 % pour le biogaz, 42 % pour les produits pétroliers, 30 % pour les déchets ménagers. En effet, la transformation de gaz en électricité est aujourd'hui essentiellement assurée (hors cogénération) par des centrales à cycle combiné, plus efficaces d'un point de vue énergétique que les centrales thermiques traditionnelles. En 2021, 31 TWh d'électricité ont été produits par combustion de gaz naturel.²³

²³ Source : SDES – Bilan énergétique de la France - 2022

Les centrales de cogénération qui produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité à partir de la biomasse ou des déchets tirent les rendements électriques de ces combustibles à la baisse. Leur efficacité globale reste néanmoins plus importante.

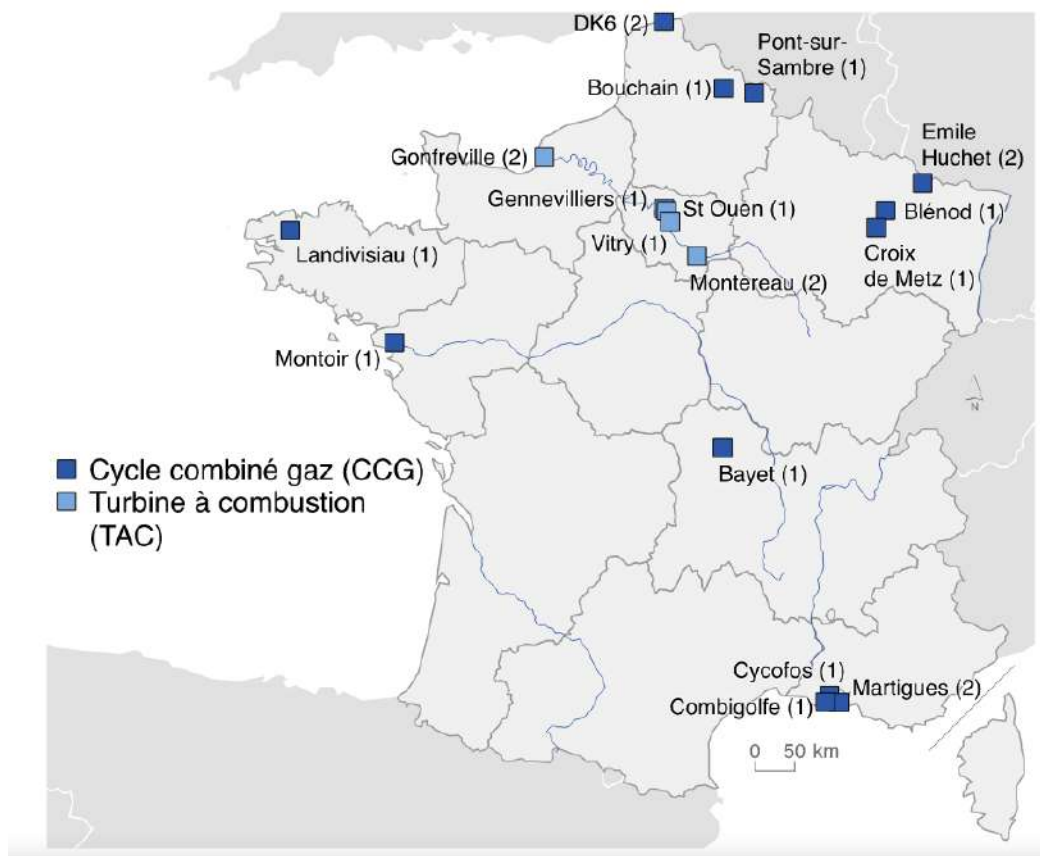


Figure 13 - Carte des centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2022

Source : SDES, Bilan énergétique de la France, 2022

Les centrales thermiques charbon

Fin décembre 2022, seules 3 unités de production, réparties sur 2 sites, sont encore actives en métropole à la suite de la fermeture, début 2021, des sites du Havre et de Provence. L'unité de Saint-Avold a été provisoirement arrêtée au printemps 2022.

3 centrales thermiques au charbon subsistent par ailleurs en outre-mer. Outre le charbon, ces centrales utilisent également un combustible renouvelable issu de la canne à sucre, la bagasse, durant la campagne sucrière; leur conversion en centrales utilisant 100% de combustibles renouvelables (bagasse-biomasse) est en cours. Dans ce cadre, l'installation de Bois-Rouge à la Réunion n'utilise plus de charbon depuis mars 2023²⁴.

²⁴ Source : SDES – Bilan énergétique de la France - 2022

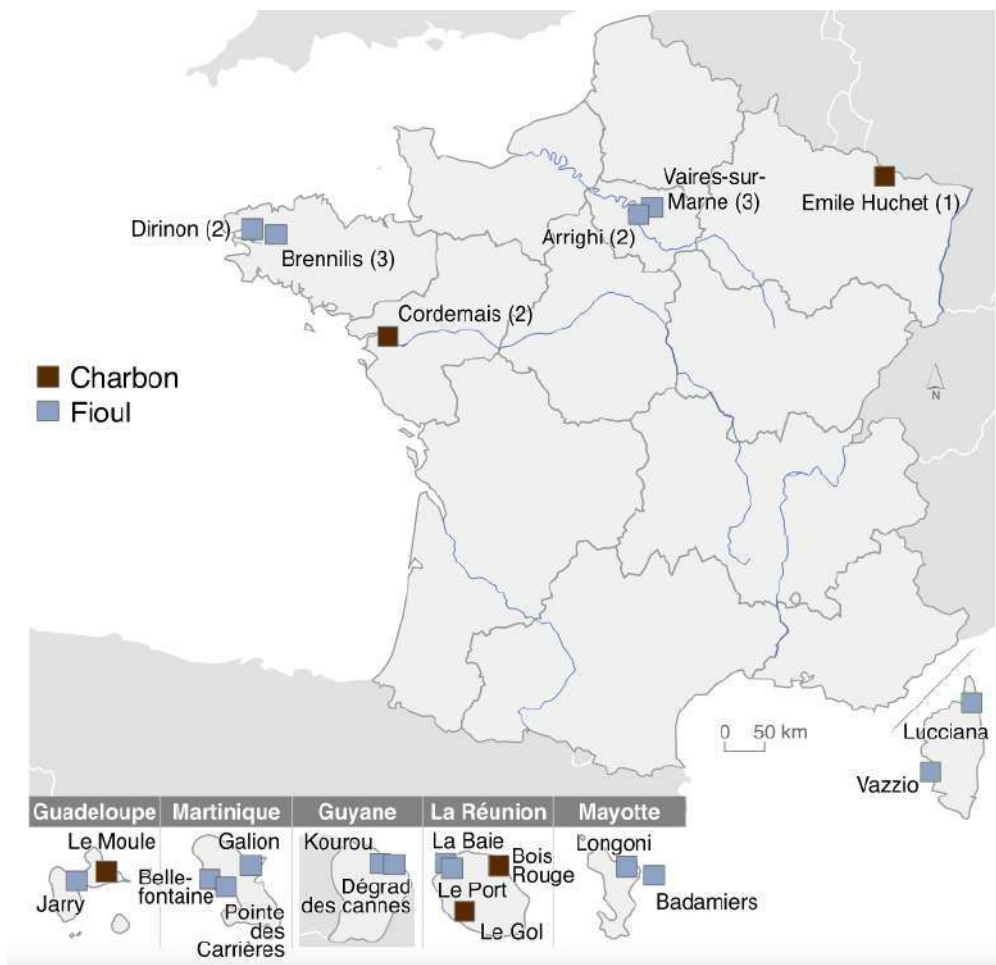


Figure 14 - Carte des centrales à charbon et au fioul, situation au 31 décembre 2022

Source : SDES, Bilan énergétique de la France, 2022

Les centrales nucléaires

À la suite de la fermeture des 2 derniers réacteurs de la centrale nucléaire de Fessenheim le 29 juin 2020, la France compte 56 réacteurs actuellement en service. Ils utilisent tous la technologie à eau pressurisée (REP) et ont été mis en service entre la fin des années 1970 et le début des années 2000. Les plus anciens ont une puissance électrique nette de 900 MW, les plus récents ont une puissance de 1500 MW et les autres 1300 MW. Certains ont un circuit de refroidissement « ouvert », avec prélèvement et rejet d'eau dans la mer ou la rivière, tandis que les autres ont un circuit « fermé ». Dans ce cas, la chaleur est évacuée par des tours aéroréfrigérantes dans l'atmosphère sous forme de vapeur.

La valorisation de la chaleur fatale nucléaire reste très marginale en France malgré les quantités produites. En effet, la chaleur issue de la réaction nucléaire représente 893 TWh (données SDES – séries longues – 2022).²⁵

²⁵ Source : SDES – Bilan énergétique de la France – 2022 – séries longues

LES SITES NUCLÉAIRES EN FRANCE

Situation au 31 décembre 2022

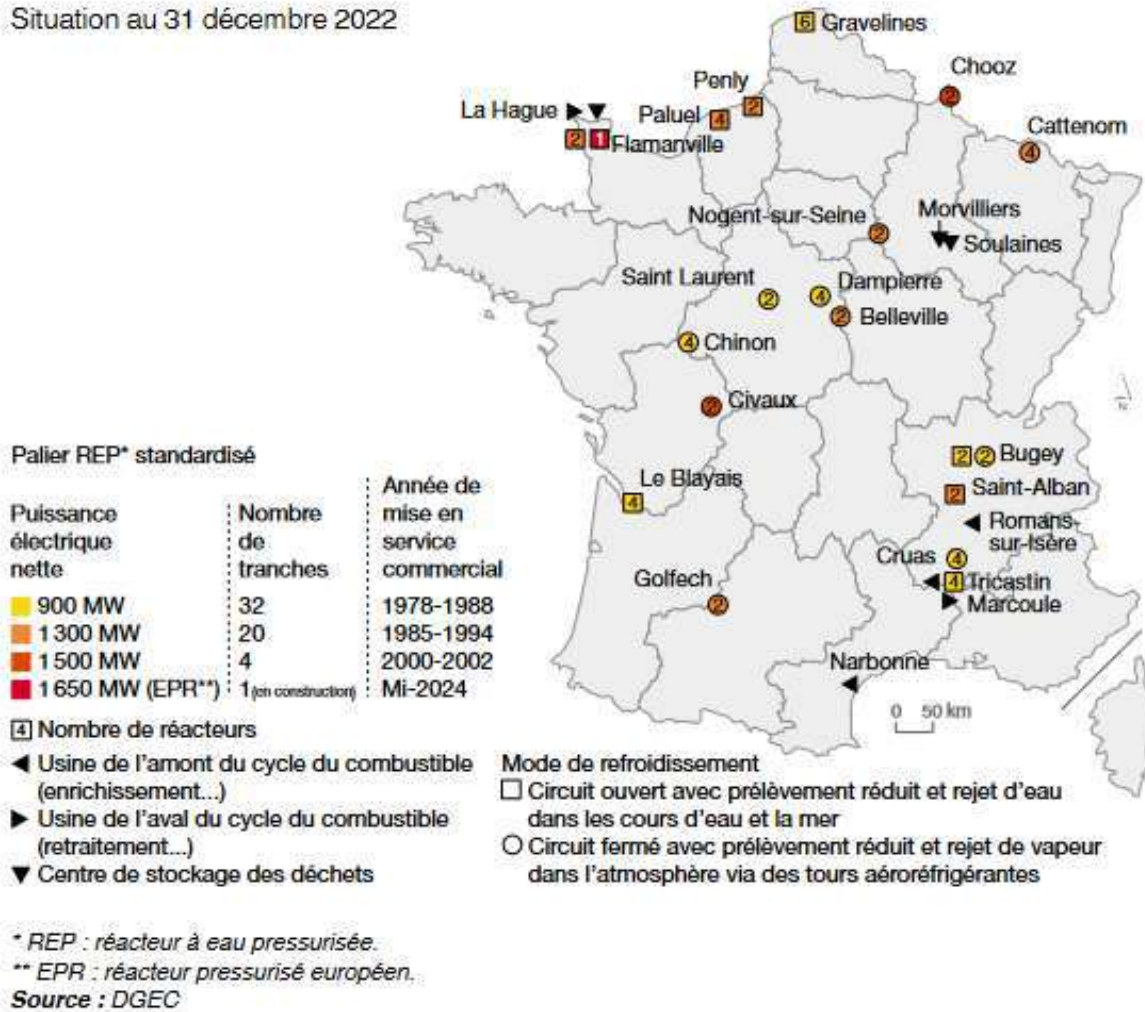


Figure 15 - Carte des centrales nucléaires en France

(B) Les installations de cogénération

Les centrales de cogénération qui produisent à la fois de la chaleur et de l'électricité pèsent relativement peu dans la consommation totale de combustibles.

La chaleur produite par cogénération l'a principalement été en brûlant du gaz naturel (40 %), des déchets ménagers (18 %) et du bois (13%).

En 2022, 19 TWh d'électricité ont été produits à l'aide d'un procédé de cogénération (hors réseaux de chaleur) et 46 TWh de chaleur (dont 25 TWh ont été livrés à des utilisateurs tiers, le reste étant autoconsommée).²⁶

²⁶ Source : SDES – Bilan énergétique de la France - 2021

Tableau 7 - Production de chaleur par cogénération en 2022 (hors réseaux de chaleur)

En TWh (données non corrigées des variations climatiques)	Électricité issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur	Chaleur issue de la cogénération, hors réseaux de chaleur		
		Total chaleur	Chaleur commercialisée	Pertes et chaleur autoconsommée
Production totale	19.4	45.6	24.8	20.9
Produits charbonniers	0.6	1.3	0.5	0.8
Produits pétroliers	0.4	3.8	2.2	1.7
Gaz naturel	10.0	18.4	8.1	10.3
Déchets	2.4	8.3	6.7	1.6
Dont déchets urbains	2.4	8.1	6.6	1.6
Bois et résidus agricoles	2.1	5.9	4.0	1.9
Résidus de papeterie, liqueur noire	0.6	4.0	1.9	2.2
Biogaz	2.5	2.0	0.2	1.8
Autres combustibles	0.7	1.9	1.3	0.6

Source : SDES – Bilan énergétique de la France - 2022

Note : les colonnes « total chaleur » et « pertes et chaleur autoconsommée » incluent la chaleur autoconsommée, notamment celle des auto-producteurs. Toutefois, cette dernière, n'étant pas vendue à des tiers mais consommée directement par le producteur, n'est in fine pas comptabilisée dans le bilan de la chaleur (dont le périmètre est celui de la chaleur commercialisée ou autoconsommée par les producteurs principaux); ce sont les combustibles utilisés pour produire la chaleur autoconsommée qui sont comptabilisés comme consommations finales dans le bilan des autres formes d'énergie.

Source : SDES, enquête annuelle sur la production d'électricité et enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid

La cogénération sur réseaux de chaleur et de froid est présentée plus en détail dans la partie suivante [partie III].

(C) Les usines d'incinération de déchets

Fin 2022, 118 usines d'incinération d'ordures ménagères (UIOM) sont en service en France, 116 sur le territoire métropolitain et 2 en outremer (une à Saint Barthélemy et une en Martinique).

En métropole, 114 unités (UVE) récupèrent l'énergie du traitement thermique des déchets non dangereux pour un usage chaleur ou en cogénération. En 2022, sur ces 114 installations 12 TWh de

chaleur renouvelable et de récupération ont été récupérées, ce qui représente 1,9 % de la consommation finale de chaleur.

Pour les territoires d’outre-mer, cette production d’énergie thermique issue des UIOM s’élève à 42 GWh en 2022.

(D) Les installations d’énergie renouvelable

Les chaufferies bois

Fin 2022, avec 7 915 chaufferies bois, la production de chaleur renouvelable issue du bois-énergie dans les secteurs collectif, industriel et tertiaire est de 31,1 TWh en France métropolitaine. Cette production couvre 5 % de la consommation finale de chaleur en 2022.

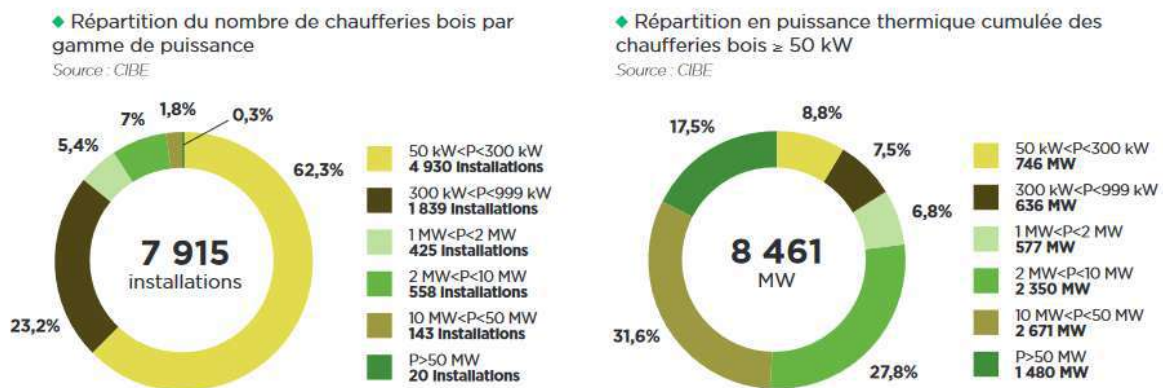


Figure 16 - Cartographie des puissances des chaufferies bois en France

Les installations de cogénération représentent moins de 1% des chaufferies bois et 19% de la puissance thermique cumulée.

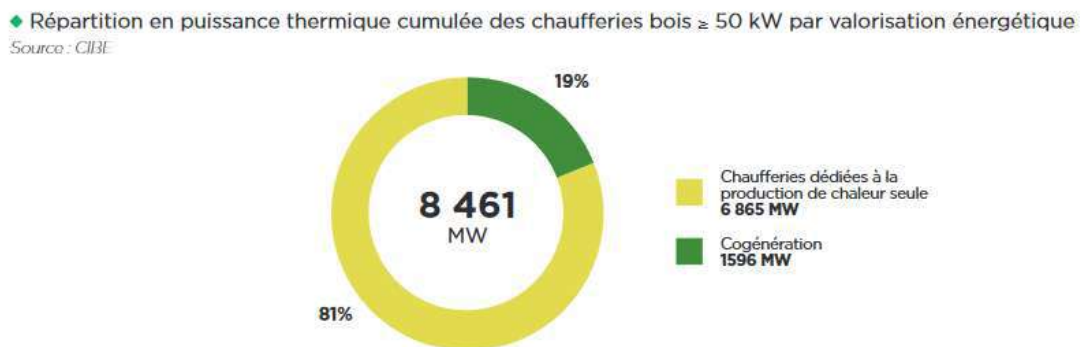


Figure 17 - Répartition en puissance thermique cumulée des chaufferies bois

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

Le chauffage au bois domestique

Les appareils indépendants types inserts ou poêles ainsi que les chaudières bûches ou granulés représentent 7,7 millions d'appareils et ont produit environ 77 TWh en 2022, ce qui représente 12,3% de la consommation finale de chaleur.

Le nombre de ménages équipés d'un appareil de chauffage au bois augmente tandis que la consommation d'énergie baisse grâce à l'amélioration du rendement énergétique des nouveaux appareils, à l'utilisation d'un combustible de qualité, et à l'isolation des logements.

◆ Répartition du parc par typologie d'appareils au bois domestique fin 2022

Source : Observ'ER et SER

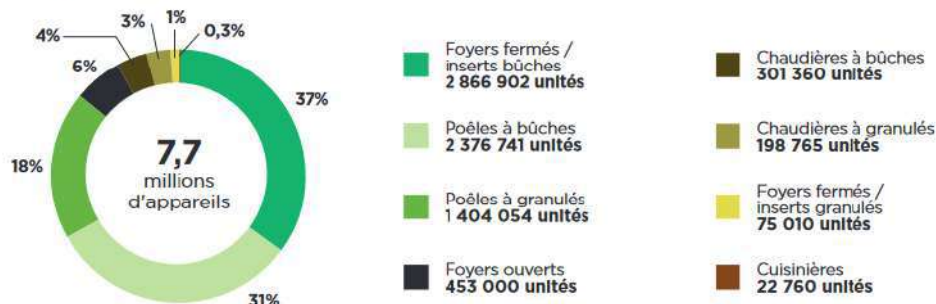


Figure 18 - Répartition du parc par typologie d'appareils au bois domestique fin 2022

◆ Répartition des ventes d'appareils de chauffage au bois domestique en 2022 par types d'appareils

Source : Observ'ER 2022



Figure 19 - Répartition des ventes d'appareils de chauffage au bois domestique en 2022 par types d'appareils

Les poêles à bûches ou à granulés représentent les $\frac{3}{4}$ des appareils vendus en France en 2022.

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

◆ Production de chaleur renouvelable issue des appareils de chauffage au bois domestique en 2022
 Source: ADEME/Observ'ER/SER/SDIS.

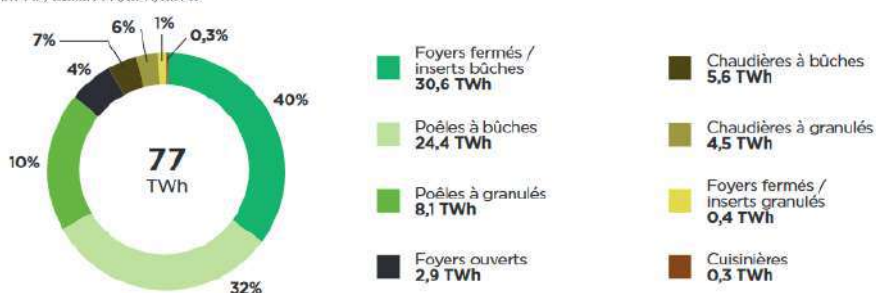


Figure 20 - Production de chaleur renouvelable issue des appareils de chauffage au bois domestique en 2022

La production de chaleur issue du bois pour les particuliers provient à 83% d'appareils utilisant de la bûche et 17% d'appareils utilisant des granulés.

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

Les pompes à chaleur (PAC) aérothermiques

Le parc de pompes à chaleur aérothermiques représente 6,3 millions d'équipements en fonctionnement. Il a produit 39 TWh en 2022 en France métropolitaine soit 6,2 % de la consommation finale de chaleur sur cette même année.

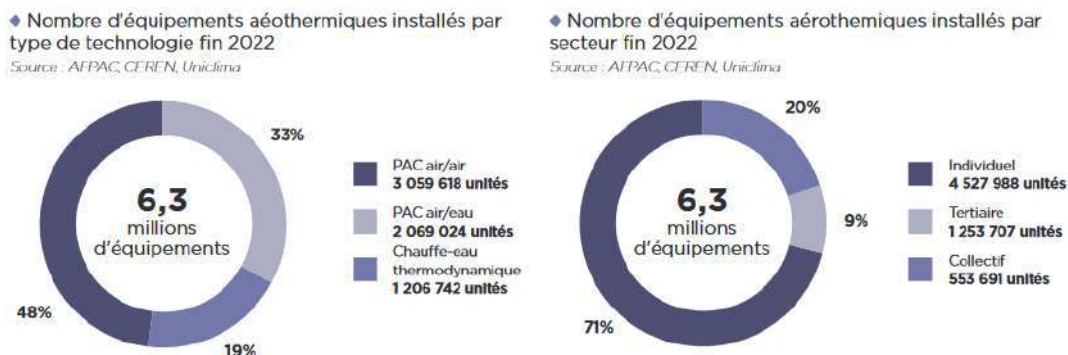


Figure 21 - Nombre d'équipements aérothermiques installés fin 2022, par secteurs et par types de technologies

Les PAC air/air représentent environ la moitié du parc des installations aérothermiques en France métropolitaine. Les équipements aérothermiques sont en grande majorité installés dans des maisons individuelles.

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

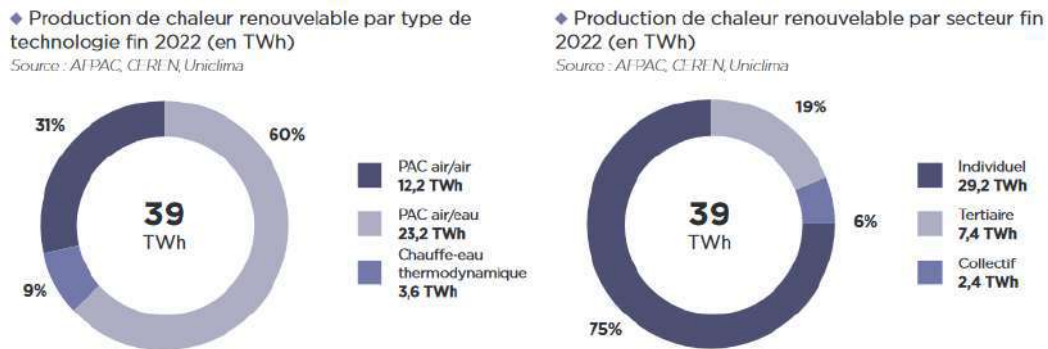


Figure 22 - Production de chaleur renouvelable via les équipements aérothermiques, par secteurs et par type de technologies, fin 2022

Ce sont les PAC air/eau qui contribuent à la majorité de la production de la chaleur renouvelable des équipements aérothermiques.

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

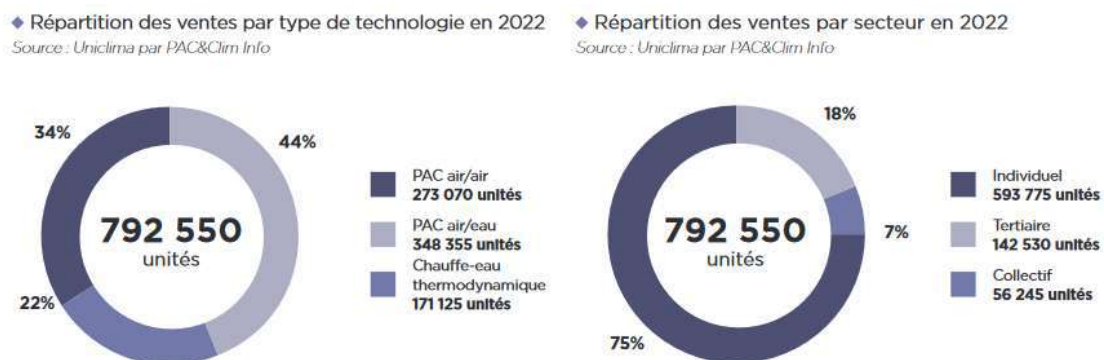


Figure 23 - Répartition des ventes d'équipements aérothermiques, par secteurs et par type de technologies, en 2022.

Près de 800 000 équipements aérothermiques ont été vendus en France en 2022 avec une majorité de PAC (air/air ou air/eau), principalement dans le secteur des maisons individuelles.³¹

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

Les installations géothermiques de surface

La géothermie de surface valorise la chaleur du proche sous-sol à faible profondeur (moins de 200 mètres) et à faible température (moins de 30 °C), via une pompe à chaleur (PAC) géothermique couplée à des capteurs enterrés ou via des forages qui exploitent la chaleur d'aquifères superficiels.

En 2022, la production de chaleur renouvelable de la géothermie de surface s'élève à 4,6 TWh en France métropolitaine et couvre 0,7 % de la consommation finale de chaleur renouvelable. Le parc se compose de 209 340 PAC géothermiques en fonctionnement.

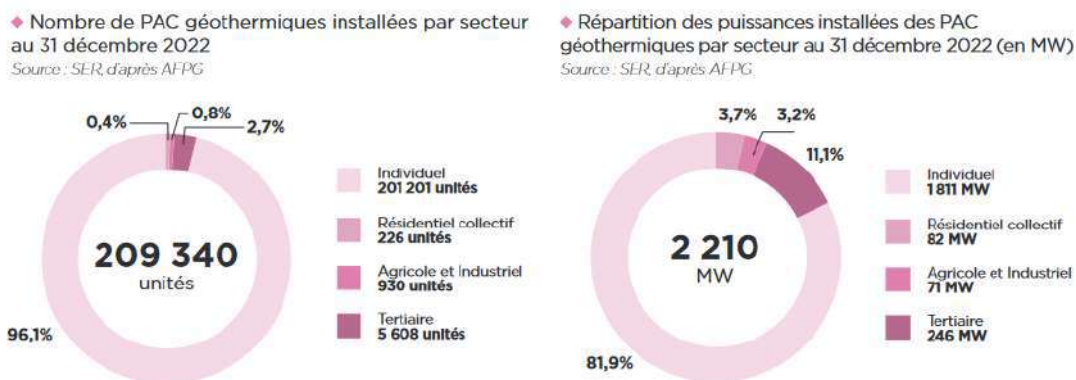


Figure 24 - Nombre et répartition des puissances installées des PAC géothermiques, par secteurs, au 31 décembre 2022.

Le parc des PAC géothermiques est principalement installé dans le secteur individuel (96%), représentant la majorité des puissances installées (82%).

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

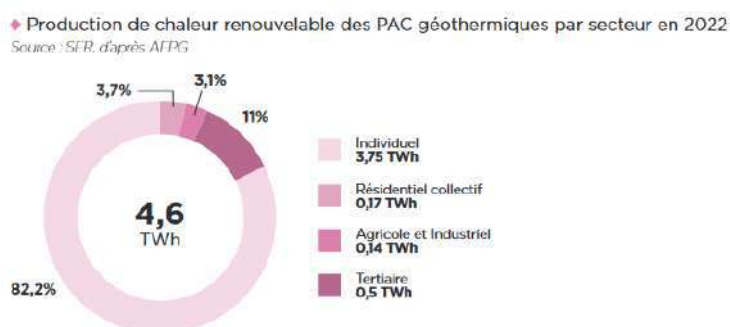


Figure 25 - Production de chaleur renouvelable des PAC géothermiques par secteur en 2022

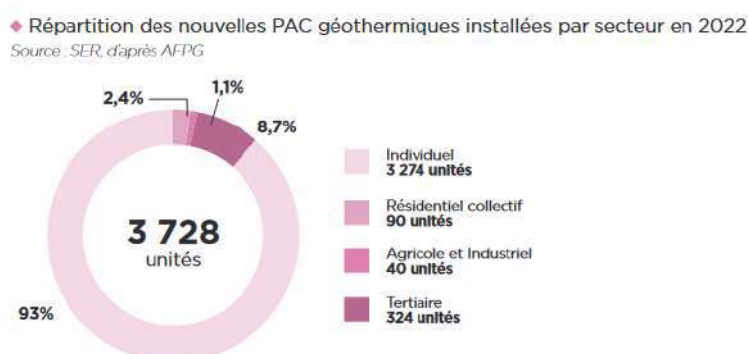


Figure 26 - Répartition des nouvelles PAC géothermiques installées par secteur en 2022

Le secteur individuel a dominé le marché des ventes des PAC géothermiques.

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

Les installations géothermiques profondes

La géothermie profonde capte une eau à plus de 30 °C dans des aquifères profonds (en général à plus de 800 mètres de profondeur) afin de chauffer des bâtiments et/ou des sites industriels, directement ou via un réseau de chaleur.

En 2022, avec 79 installations en fonctionnement en France métropolitaine, la production de chaleur renouvelable des installations de géothermie profonde s'élève à 2,1 TWh, ce qui couvre 0,3% de la consommation finale de chaleur.

Tableau 8 - Parc des installations de géothermie profonde par bassin géologique en France métropolitaine au 31 décembre 2022

◆ Parc des installations de géothermie profonde par bassin géologique en France métropolitaine au 31 décembre 2022
Source : AFPG, d'après le BRGM

BASSIN GÉOLOGIQUE	NOMBRE D'INSTALLATIONS
BASSIN PARISIEN	55
BASSIN AQUITAIN	22
AUTRES BASSINS	2
TOTAL	79

◆ Production de chaleur renouvelable de la géothermie profonde par bassin géologique au 31 décembre 2022 (en TWh) Source : SER, d'après AFPG et BRGM



◆ Production de chaleur renouvelable de la géothermie profonde par usage au 31 décembre 2022 (en TWh) Source : SER, d'après AFPG et BRGM

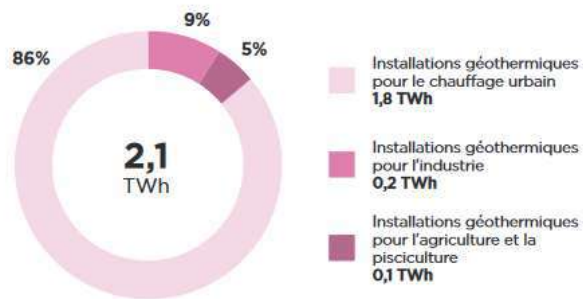


Figure 27 - Production de chaleur renouvelable de la géothermie profonde, par bassin géologique et par usage, au 31 décembre 2022

La majorité de la chaleur issue de la géothermie profonde provient du bassin parisien. Le chauffage urbain est l'usage dominant de la chaleur produite par les installations de géothermie profonde.

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

Les installations solaires thermiques

Avec 2,4 millions de m² de capteurs en fonctionnement, le solaire thermique a produit 1,3 TWh de chaleur renouvelable en France métropolitaine et couvre 0,2 % de la consommation finale de chaleur en 2022.

1.2 millions de m² de capteurs sont installés dans les départements et régions d'outre-mer (DROM) pour une production de 1,1 TWh.

◆ Surface installée (millions de m²) de capteurs solaires thermiques fin 2022
Source : SDES, d'après Observ'ER et UNICLIMA

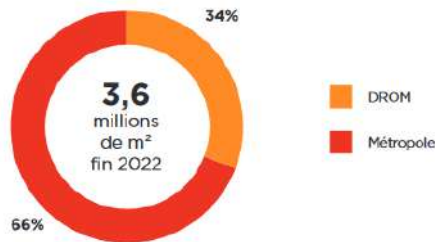


Figure 28 - Surface solaire thermique installée, en millions de m², fin 2022

◆ Production de chaleur renouvelable du parc en 2022 (en TWh)
Source : UNICLIMA

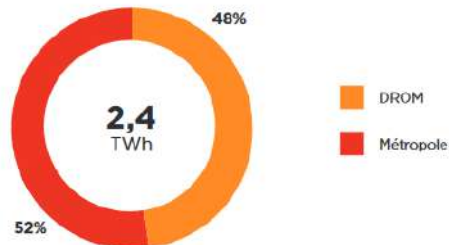


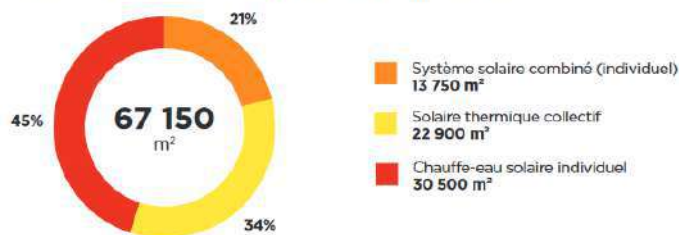
Figure 29 - Production de chaleur renouvelable du parc en 2022 (en TWh)

La surface de capteurs solaire a augmenté de 175 000 m² entre 2021 et 2022. 62% de ces nouveaux capteurs sont installés en outre-mer. Les chauffe-eau solaires individuels représentent 78% de ces nouvelles installations.

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

◆ Répartition des nouvelles installations de solaire thermique par technologie en métropole en 2022

Source : UNICLIMA



◆ Répartition des nouvelles installations de solaire thermique par technologie en outremer en 2022

Source : UNICLIMA



Figure 30 - Répartition des nouvelles installations de solaire thermique en 2022, en métropole et outremer

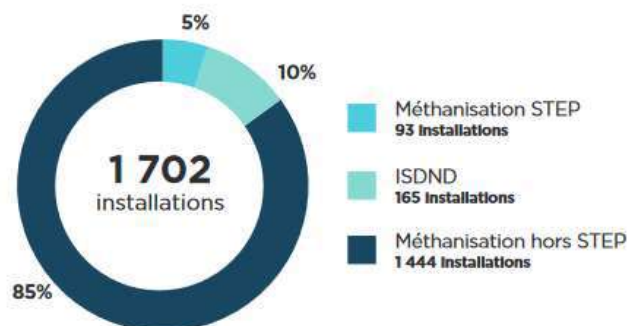
Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

Les installations de gaz renouvelables

À fin 2022, les 1 702 installations qui produisent des gaz renouvelables en France métropolitaine ont permis de produire 9,0 TWh de chaleur renouvelable. Cette production couvre 1,4 % de la consommation finale de chaleur sur cette même année.

◆ Répartition par typologie des installations produisant des gaz renouvelables en France métropolitaine au 31 décembre 2022

Source : SER, d'après ADEME, Observ'Er et SDES



◆ Répartition par valorisation énergétique des installations produisant des gaz renouvelables en France métropolitaine au 31 décembre 2022

Source : SER, d'après ADEME, Observ'Er et SDES

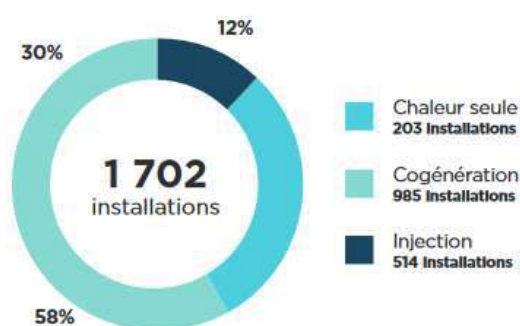


Figure 31 - Cartographie du gaz renouvelable en France métropolitaine au 31 décembre 2022

Fin 2022, le biogaz est majoritairement produit dans des installations de méthanisation hors STEP et la majorité des installations de production de biogaz sont en cogénération en France métropolitaine.

Source : Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération, édition 2023 – chiffres France métropolitaine, 2022

(E) Les installations pouvant fournir de la chaleur fatale

Certaines activités ou installations produisent de la chaleur sans que celle-ci n'en constitue la finalité. Cette production involontaire et inéluctable est appelée chaleur « perdue » ou « fatale ». La récupération de la chaleur fatale peut être une solution efficace d'économies d'énergie et de réduction des émissions de GES : la chaleur récupérée peut être réutilisée pour diminuer la consommation d'énergie du site émetteur, ou bien valorisée par une autre installation ou via un réseau de chaleur.

En France, l'ADEME a estimé le gisement de chaleur fatale à 118 TWh/an en 2015, dont 110 TWh proviennent de sites industriels. Le secteur de l'agroalimentaire représente à lui seul près de 29 % du gisement total tandis que la chimie (dont la production de plastique) représente environ 20 %. L'industrie papier-carton, des métaux (dont la sidérurgie) et des matériaux non métalliques (ciment, verre) constituent respectivement 12 %, 11 % et 10 % du gisement national.

Les 8 TWh restants du gisement national évalué par l'ADEME proviennent principalement des unités d'incinération des ordures ménagères (4,4 TWh, cf. paragraphe sur les installations de valorisation énergétique des déchets), des data center (3,6 TWh) et marginalement des STEP (0,4 TWh).²⁷

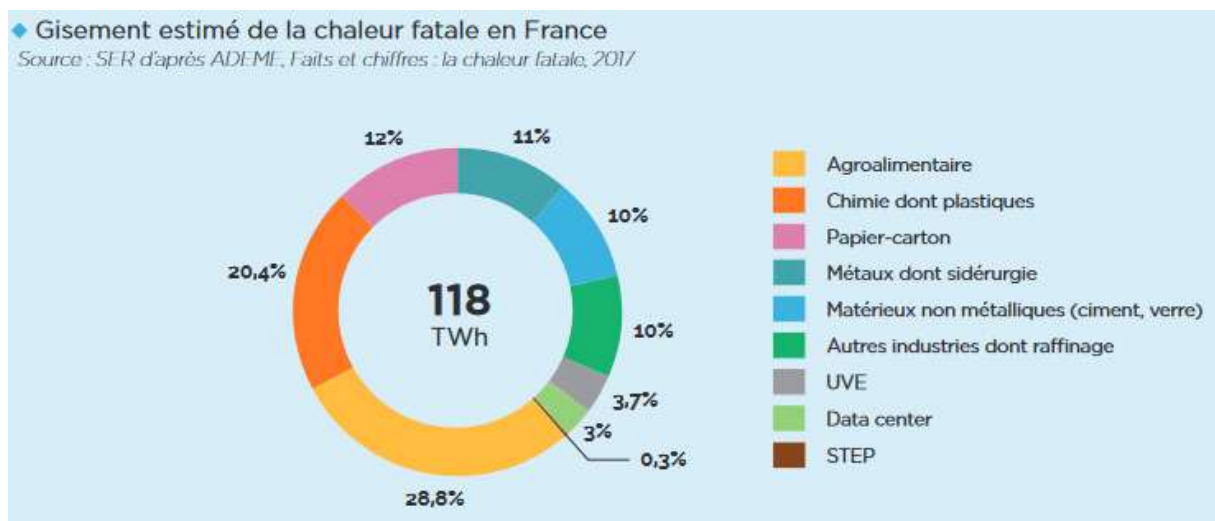


Figure 32 - Gisement estimé de la chaleur fatale en France

Source : La chaleur fatale – édition 2017 – ADEME

²⁷ Source : La chaleur fatale – édition 2017 – ADEME
https://bibliothèque.ademe.fr/ged/2321/chaleur_fatale-8821-2018-06_pdf.pdf

Les conditions de fonctionnement du site de production jouent dans le volume de chaleur fatale : les sites fonctionnant en 3 x 8 et sans arrêt le week-end sont les plus générateurs.

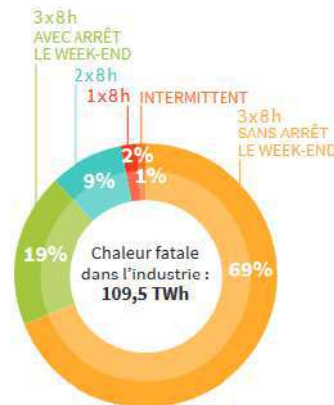


Figure 35 - Répartition du gisement de chaleur fatale industrielle par type de fonctionnement des sites de production

Les types de rejets

Types de rejets

Ce gisement provient :

- des fumées de fours,
- des buées de séchoirs,
- des fumées de chaudières,
- de la chaleur sensible des produits en sortie de fours faisant l'objet d'un refroidissement,
- des eaux usées de nettoyage,
- des fluides de refroidissement des compresseurs d'air ou de froid,
- des fluides de refroidissement des systèmes frigorifiques (hors compresseurs).

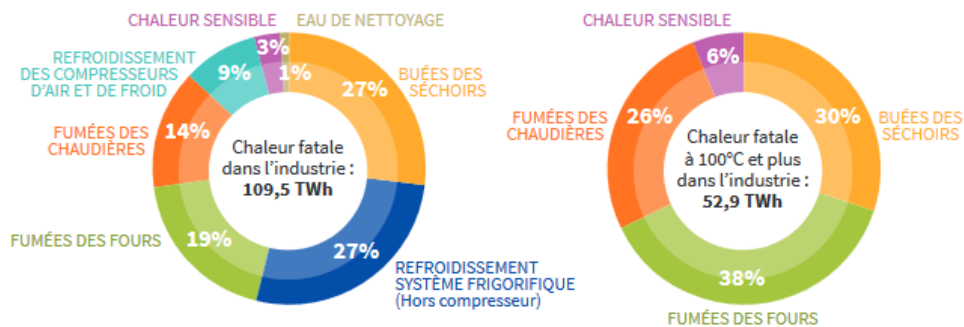


Figure 36- Répartition de la chaleur fatale industrielle par types de rejets

Les niveaux de températures

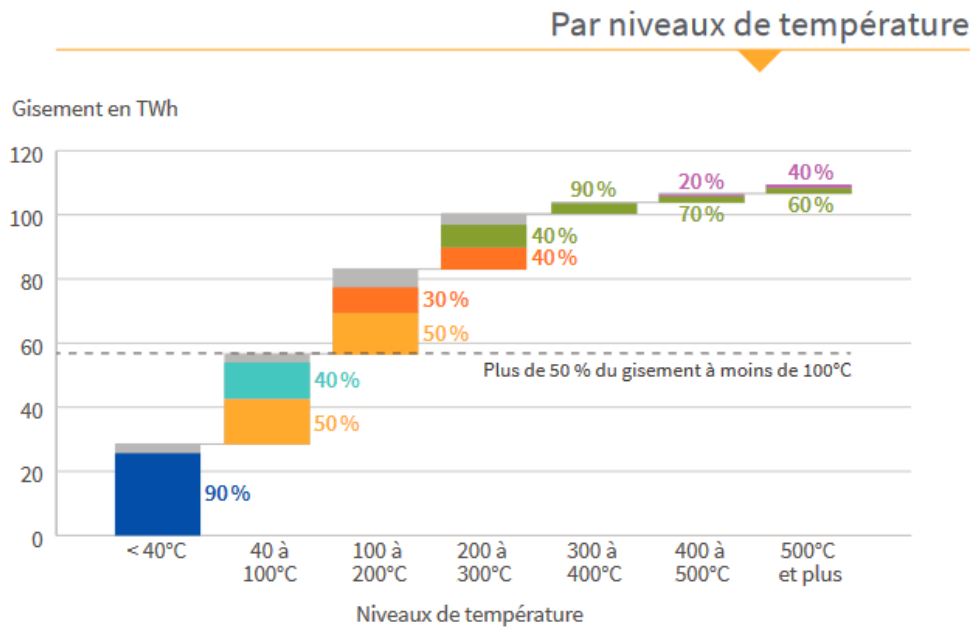


Figure 37 - Répartition de la chaleur fatale industrielle par niveaux de températures

RÉSULTAT NATIONAL POUR LES UIOM, LES STEP ET LES CENTRES DE DONNÉES

8,4 TWh, dont 2,4 TWh perdus à plus de 100°C.

- **L'origine du gisement**

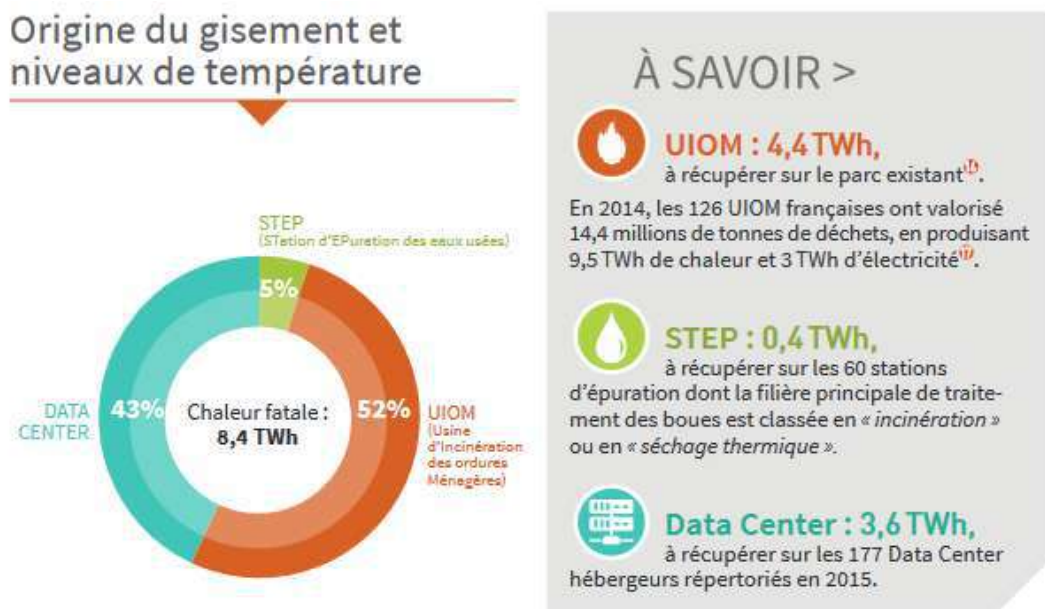


Figure 38 - Origine du gisement et répartition de la température, pour les UIOM, STEP et centres de données

- **Les niveaux de températures**

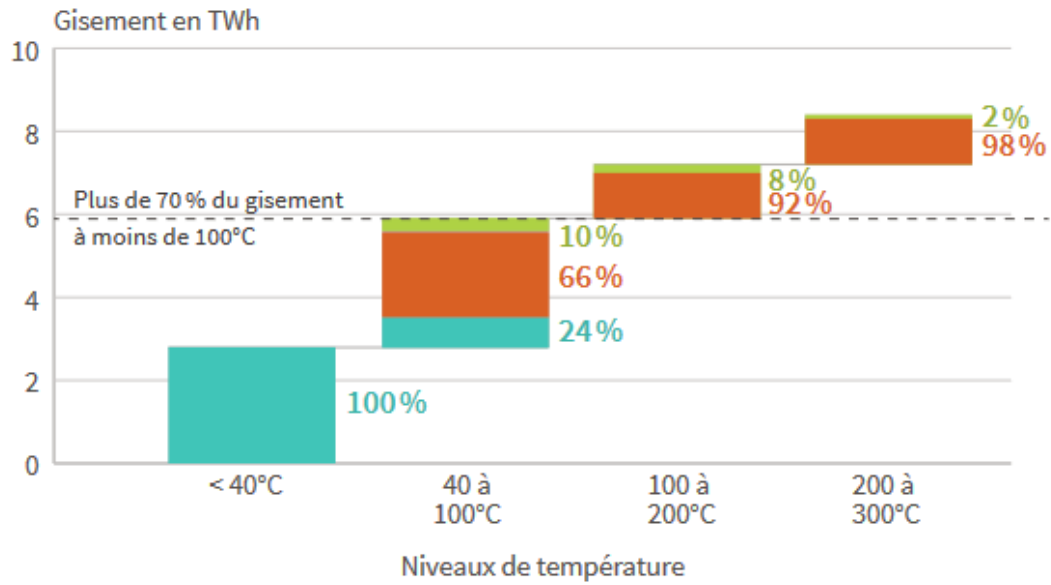


Figure 39 - Répartition de la chaleur fatale issue des UIOM, STEP et centre de données, par niveaux de températures

III. Les réseaux de chaleur et de froid

Cette partie correspond au point 2. c), 3. et 4. de l'ANNEXE X de la directive relative à l'efficacité énergétique (DEE, 2023/1791/UE).

Extrait de l'ANNEXE X :

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 fatales 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.

3. Les données agrégées sur les unités de cogénération des réseaux de chaleur et de froid existants, réparties selon cinq niveaux de puissance concernant :

- 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 :

- 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.**

Cette partie est alimentée à partir des données de l'enquête annuelle des réseaux de chaleur et de froid (EARCF – édition 2023) opérée par la FEDENE/SNCU pour le compte du Ministère. Elle présente de manière générale la filière réseaux de chaleur et de froid au niveau national en la découpant en 3 sous-parties :

- Les réseaux de chaleur
- Les réseaux de froid
- Les boucles d'eau tempérées

Une partie est ensuite dédiée à la cogénération alimentant les réseaux.

1) La filière réseaux de chaleur

Le nombre de réseaux de chaleur et les livraisons

En 2022, la France compte près de 950 réseaux de chaleur livrant 26,3 TWh de chaleur nette.

946 réseaux de chaleur – chiffres clés



Figure 40 - Chiffres clés sur les réseaux de chaleur (EARCF 2023)

Source : EARCF – édition 2023

Le mix énergétique des réseaux de chaleur

Le taux d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) sur les réseaux de chaleur atteint 66,5% en 2022. Il a évolué de 8,5 points en 5 ans.

PART DES ENR&R SUR LES RÉSEAUX DE CHALEUR AU COURS DES 5 DERNIÈRES ANNÉES

Source : EARCF – édition 2023

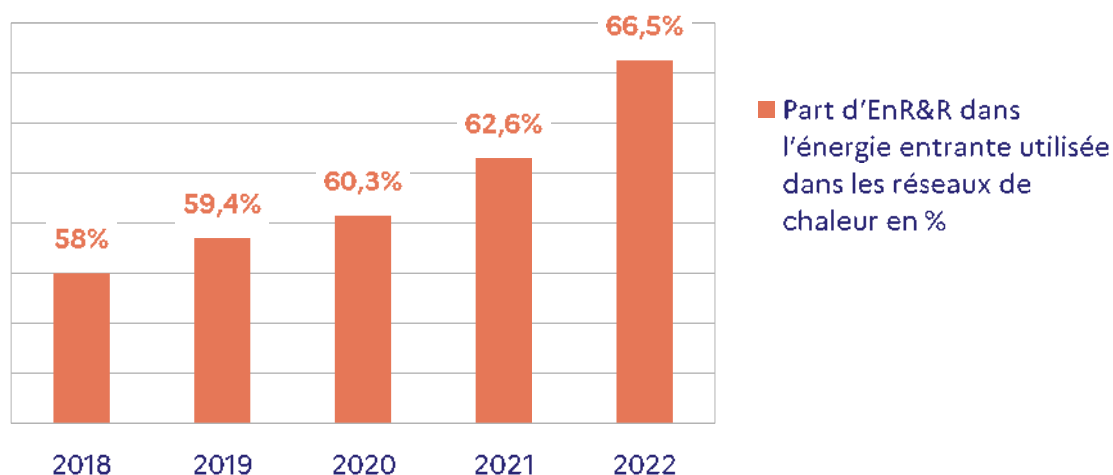


Figure 41 - Évolution de la part de chaleur renouvelable dans les réseaux de chaleur

Comme le montrent les courbes d'évolution (ci-dessus), les réseaux de chaleur augmentent chaque année leur utilisation d'énergies renouvelables et de récupération (EnR&R).

Le mix énergétique des réseaux de chaleur a initialement reposé sur un ensemble historique d'unités de valorisation énergétique (UVE) des déchets. En 2022, les UVE représentent encore 30% du

bouquet énergétique des réseaux de chaleur. La biomasse est le 2^{ème} source d'EnR&R utilisée dans les réseaux (après les UVE). Le gaz, avec 30,3%, vient principalement en énergie d'appoint.

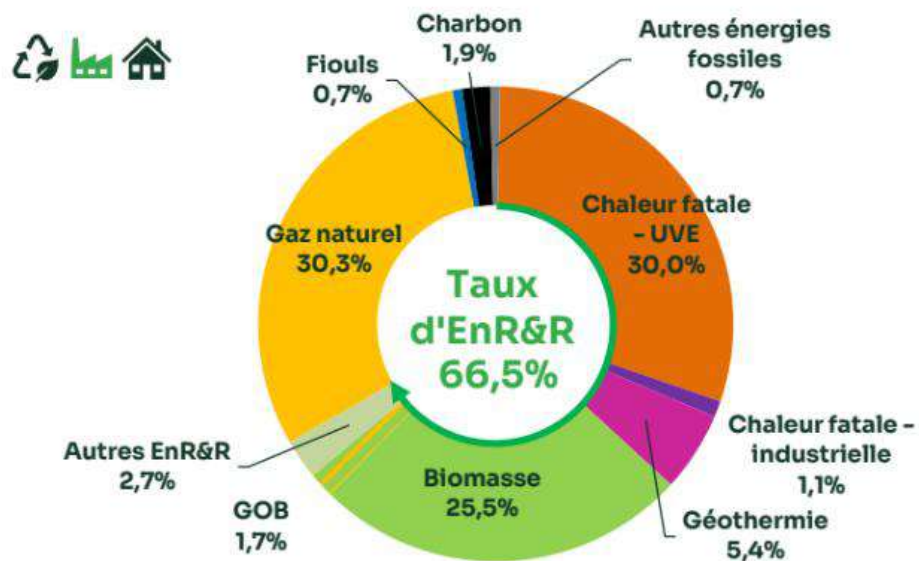


Figure 42 - Bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2022 (en énergie de production)

Source : EARCF – édition 2023

À partir de 2009, notamment grâce au soutien du Fonds chaleur, la part d'EnR&R a connu une augmentation quasiment linéaire, principalement due à la croissance constante et significative de la biomasse.

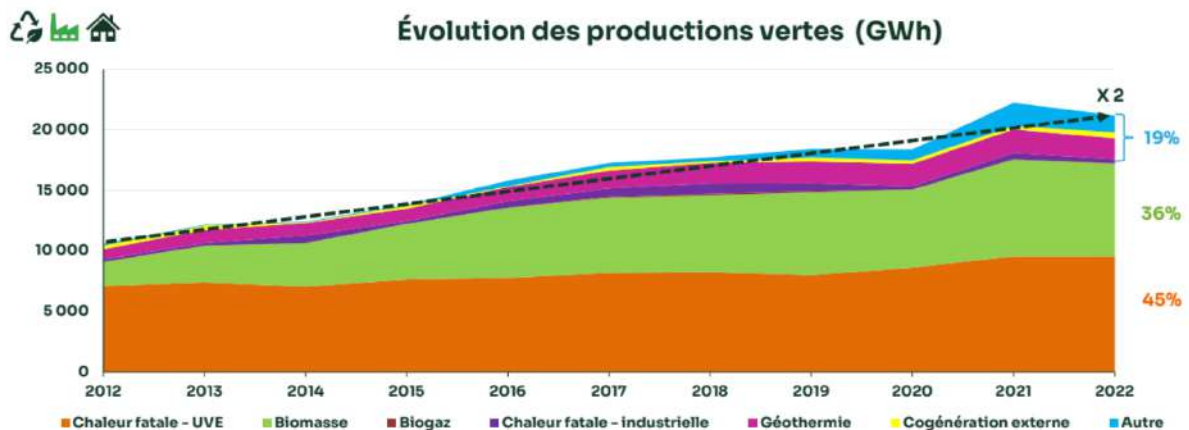


Figure 43 - Évolution des productions vertes de réseaux de chaleur entre 2012 et 2022 (en énergie de production)

Source : EARCF – édition 2023

En détail, les évolutions entre 2021 et 2022 :

Les livraisons des réseaux ont diminué entre 2021 et 2022 en lien avec une rigueur climatique plus faible (hivers plus doux), entraînant de fait une diminution des productions vertes des réseaux de chaleur.



Source : EARCF – édition 2023

- La géothermie directe a connu une réduction de 11%, atteignant un total de 1,73 TWh.
- Les garanties d'origines biométhane ont été utilisées par 75 réseaux, représentant 1,7% du mix de production.
- La biomasse a également baissé de 4%, pour atteindre 9,4 TWh.
- L'énergie provenant des unités de valorisation énergétique des déchets ménagers est restée stable par rapport à 2021, se situant aux alentours de 9,7 TWh.
- La récupération de chaleur industrielle a enregistré une baisse significative de 31%, s'établissant à 0,35 TWh en 2022.

L'utilisation d'énergies fossiles continue de diminuer, notamment les énergies fossiles les plus carbonées, avec les tendances suivantes :

- L'utilisation du charbon a baissé de 18% par rapport à 2021, et il ne reste que 5 réseaux de chaleur ayant recours à cette source, représentant 1,9% de la production thermique totale.
- L'usage du gaz naturel a connu une nette réduction de 18%, pour un total de 10,5 TWh.

La majorité des réseaux de chaleur sont multi-énergie. En 2022, 73 % des réseaux, représentant 88 % des livraisons, ont fonctionné avec au moins deux sources d'énergie.

Il y a le plus souvent une source de chaleur principale qui fonctionne en continu et une source d'appoint qui est mobilisée lorsque la demande en chaleur est plus importante.

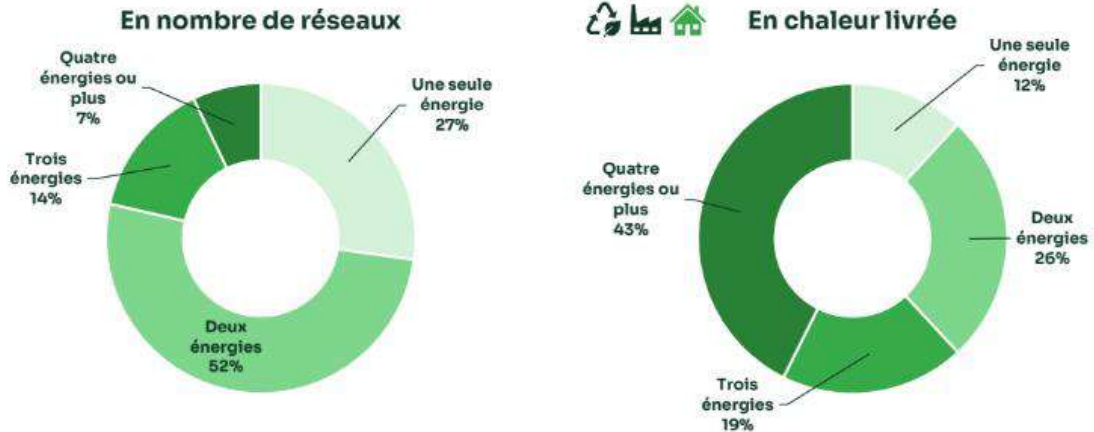


Figure 44 - Sources d'énergies utilisées par les réseaux en 2022 (en % du nombre de réseaux et en énergie)

Source : EARCF – édition 2023

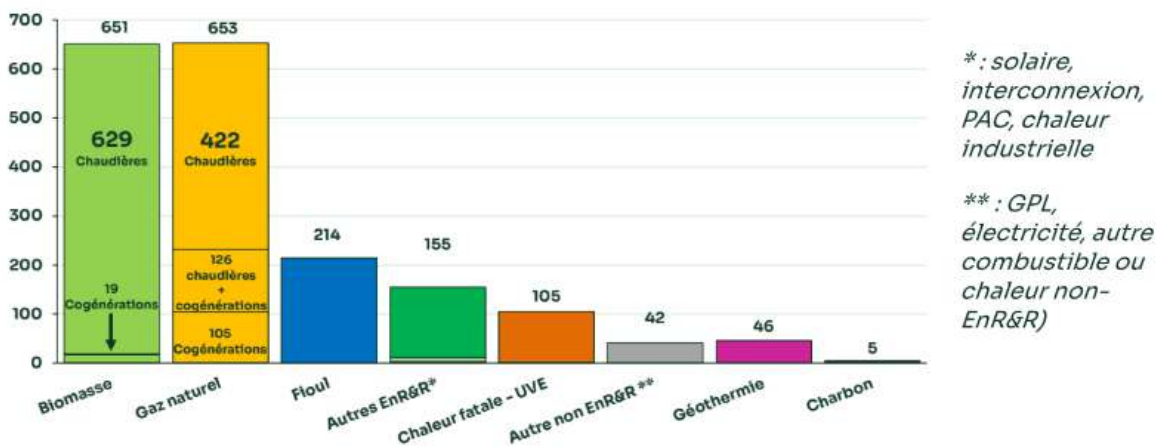


Figure 45 - Énergies utilisées en nombre de réseaux en 2022

Source : EARCF – édition 2023

Pour l'édition 2023 de l'enquête, 95% de la chaleur fournie par les réseaux urbains contient une part de chaleur verte (i.e. issue d'EnR&R), dont 88% présente un taux d'énergies renouvelables et de récupération dépassant 50%. Cette avancée est particulièrement significative en comparaison avec la situation en 2012, où seulement 28% des livraisons atteignaient ce seuil.

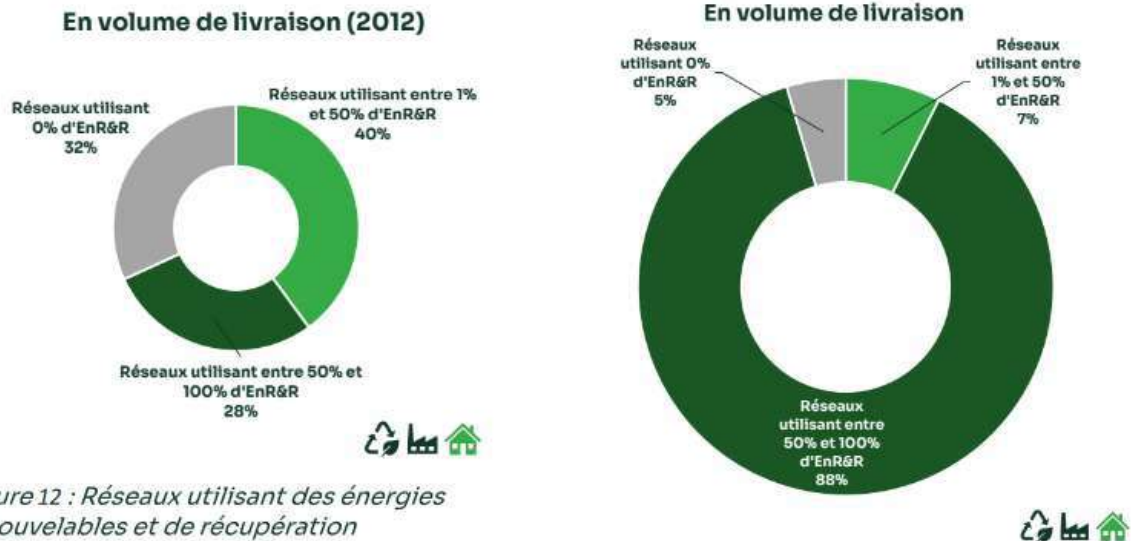


Figure 12 : Réseaux utilisant des énergies renouvelables et de récupération

Figure 46 - Réseaux utilisant des énergies renouvelables et de récupération entre 2012 et 2022

Source : EARCF – édition 2023

Le nombre de bâtiments raccordés

La longueur totale des réseaux de chaleur a augmenté par rapport à l'année précédente, atteignant 7 046 km, ce qui représente une augmentation de 517 km. Cette augmentation est le résultat de deux facteurs :

- L'augmentation du nombre de réseaux ;
- L'extension des réseaux existants.

Le nombre de sous-stations est un bon indicateur du développement des réseaux, atteignant cette année le nombre de 47 380. Il croît de façon continue depuis 2007, avec une hausse plus marquée au cours des trois dernières années, en lien avec le travail de mise à jour de la base de sondage de l'enquête et l'augmentation du nombre de réseaux enquêtés (cf. figure ci-dessous).



Figure 47 - Évolution du nombre de bâtiments raccordés (sous-stations) aux réseaux entre 2012 et 2022

Source : EARCF – édition 2023

De même que l'évolution des longueurs de réseau, liée à la prise en compte d'un nombre croissant de petits réseaux, le nombre moyen de sous-stations par réseau reste relativement stable, atteignant cette année une moyenne de 50 sous-stations par réseau. Il est à noter que les réseaux de moins de 3,5 MW représentent 8 % des sous-stations raccordées, soit un total de 3 845 points de livraison.

Le contenu CO₂ des réseaux

Avec la mise en œuvre de la nouvelle réglementation environnementale des bâtiments (la RE2020), l'enquête nationale permet désormais d'obtenir les données sur les émissions de CO₂ directes et les émissions de CO₂ en analyse de cycle de vie (ACV) pour chaque réseau de chaleur et de froid.

En agrégeant ces données individuelles, il est possible de calculer les moyennes des émissions de CO₂ pour l'ensemble des réseaux de chaleur en France.

Tableau 9 - Émissions de CO₂ des réseaux de chaleur en 2021 et 2022

Moyennes d'émissions de CO ₂ des réseaux de chaleurs	2022	2021
Direct (RT 2012)	84 g/kWh	94 g/kWh
En ACV	112 g/kWh	125 g/kWh

Source : EARCF – édition 2023

Comme l'illustre le graphique ci-dessous, la moyenne des émissions de CO₂ direct a continué de diminuer. Cette réduction significative sur la décennie précédente est principalement attribuable à l'incorporation progressive de la biomasse dans le mix énergétique. En 10 ans, le contenu moyen en CO₂ en émissions directes des réseaux a baissé de 51%.



Figure 48 - Évolution du contenu en CO₂ direct et en ACV des réseaux de chaleur entre 2012 et 2022 (gCO₂/kWh)

Source : EARCF – édition 2023

A titre de comparaison, en termes de contenu de CO₂ en émission directe, les réseaux de chaleur en France sont moins émissifs de :

- 59% par rapport au gaz naturel (205 g/kWh) ;
- 69% par rapport au fioul domestique (270 g/kWh).

En termes de contenu moyen de CO₂ en émission ACV, les réseaux de chaleur sont moins émissifs de :

- 51% par rapport au gaz naturel (227 g/kWh) ;
- 66% par rapport au fioul domestique (324 g/kWh).

Tableau 10 - Répartition des contenu CO₂ (ACV) en nombre de réseaux et en livraison de chaleur en 2022

	Nombre de réseau de chaleur	Part des réseaux de chaleur	Part des livraisons de chaleur
TOTAL	946	100%	100%
> 324 g CO₂/kWh	16	1,7%	0,2%
227 - 324 g CO₂/kWh	108	11,4%	5,4%
112 - 227 g CO₂/kWh	202	21,4%	40,8%
79 - 112 g CO₂/kWh	167	17,7%	24,1%
79 g CO₂/kWh	453	47,9%	29,5%

Source : EARCF – édition 2023

Le tableau ci-dessus présente la distribution en nombre et en livraisons en fonction des niveaux de contenu CO₂ ACV associés au fioul (324 gCO₂/kWh), au gaz (227 gCO₂/kWh), à la moyenne nationale des réseaux de chaleur (112 gCO₂/kWh) et à l'électricité (79 gCO₂/kWh). On observe que 66% des réseaux sont en dessous de la moyenne nationale (112 g CO₂/kWh) en termes de contenu CO₂, et ces réseaux représentent 54% des livraisons totales de chaleur.

La densification

La densification permet d'évaluer les performances des réseaux de chaleur à l'échelle nationale et régionale. C'est la mesure du nombre de sous-stations raccordées par kilomètre de réseau. Il exprime le rapport entre le nombre de bâtiments raccordés et la longueur du réseau desservi. Ici, le nombre de "bâtiments raccordés" est assimilé au nombre de sous-stations raccordées aux réseaux de chaleur.

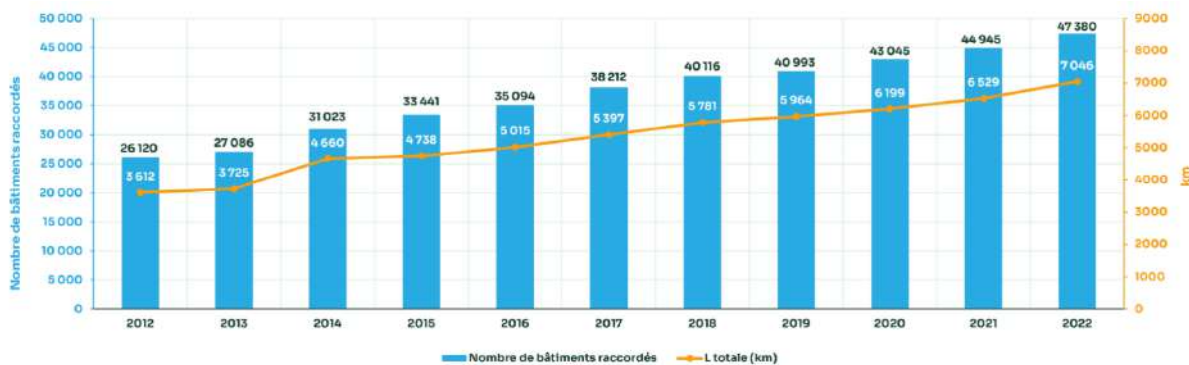


Figure 49 - Évolution du nombre de bâtiments raccordés en fonction des longueurs desservies entre 2012 et 2022

Source : EARCF – édition 2023

En 10 ans, la densité moyenne a diminué. En 2012, elle était de 7,2 bâtiments raccordés par kilomètre, et en 2022, elle est descendue à 6,7 bâtiments par kilomètre. Les réseaux de chaleur en France ont légèrement perdu en densité en 2022, avec une diminution de 1% par rapport à l'année précédente.

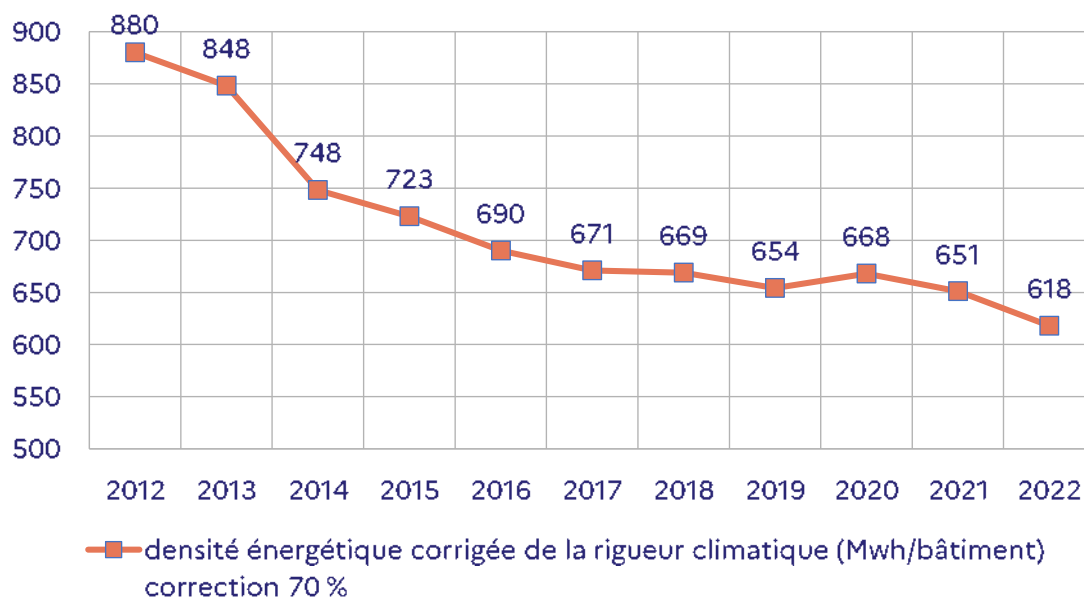


Figure 50 - Densité énergétique corrigée de la rigueur climatique entre 2012 et 2022 (en MWh/bâtiment)

Source : EARCF – édition 2023

Malgré cette légère baisse de densité, le nombre de bâtiments raccordés aux réseaux de chaleur continue d'augmenter, tout comme l'extension des réseaux.

Cette diminution de la densité peut s'expliquer par :

- Le recourt à des sources d'énergie plus vertueuses (incinération des déchets, chaleur industrielle...) situées à distance des abonnés (augmentation du linéaire de canalisation);
- Les nouvelles canalisations déployées peuvent être exploitées à moyen terme en connectant des bâtiments situés à proximité;
- Le développement de réseaux de chaleur dans des zones urbaines moins denses (moins de raccords par rapport au linéaire de canalisation déployé).²⁸

L'efficacité énergétique et les pertes

Sur la dernière décennie, les pertes de distribution ont diminué de 44%.

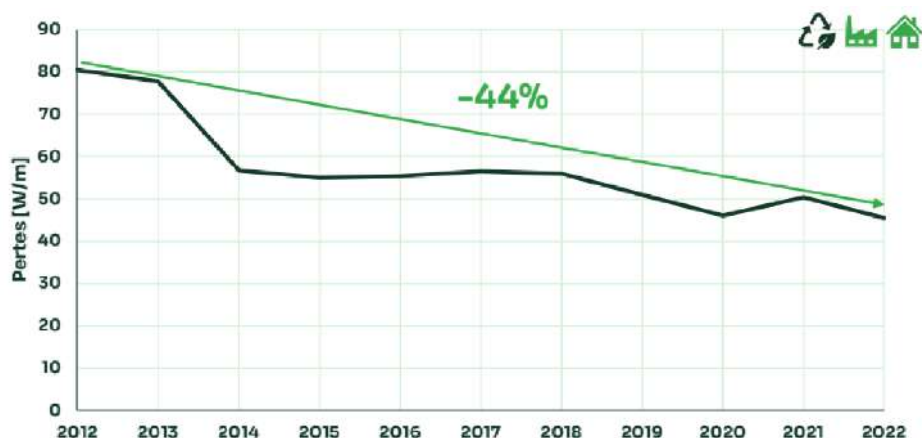


Figure 51 - Évolution des pertes de distribution entre 2012 et 2022

Source : EARCF – édition 2023

Les réseaux de chaleur ont amélioré considérablement la distribution de chaleur, principalement grâce à des travaux sur les réseaux existants visant à réduire la température de distribution et à l'ajout de nouveaux réseaux plus performants.

Les niveaux de température

Les différentes sources de production de chaleur ne permettent pas d'atteindre les mêmes régimes de température :

- Hautes températures – 100°C : Les combustibles non renouvelables (gaz) ou renouvelables (bois);
- Températures intermédiaires: solaire thermique, récupération de chaleur industrielle, chaleur collectée dans un immeuble climatisé ;

²⁸ Source : EARCF – édition 2023

- Faibles températures : géothermie superficielle, récupération de chaleur des eaux usées. En 2022, 89% des réseaux distribuait 52% de la chaleur via un réseau avec une température inférieure ou égale à 110°C.

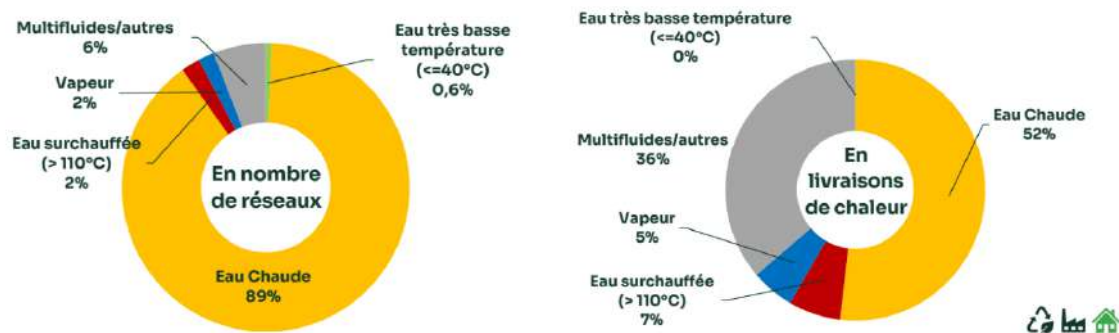


Figure 52 - Type de fluide caloporteur utilisé en nombre de réseaux et en livraisons de chaleur en 2022

Source : EARCF – édition 2023

En général, plus la température du réseau est basse, plus il peut exploiter une variété importante de sources de chaleur de manière optimale.

2) La filière réseaux de froid

Le nombre de réseaux de froid et les livraisons

Les réseaux de froid jouent un rôle essentiel dans la fourniture de froid pour répondre aux besoins de climatisation, principalement dans des secteurs commerciaux et tertiaires (96,4% du froid livré). Ils desservent des bâtiments tels que des bureaux, des centres commerciaux, des hôtels, des musées, des aéroports, des universités, des hôpitaux, ainsi que des installations industrielles (3,3%), notamment les data centers et d'autres secteurs nécessitant un refroidissement continu. De manière marginale, le froid est également utilisé pour le rafraîchissement dans le secteur résidentiel (0,4 % du froid livré).

Les réseaux de froid sont une alternative aux systèmes de refroidissement individuels ou collectifs (pour un seul bâtiment) et offrent une efficacité énergétique considérable. Ils peuvent tirer parti de sources naturelles telles que les lacs, les rivières, les mers ou le sous-sol pour extraire la chaleur du fluide caloporteur, assurant ainsi le refroidissement.

Un réseau de froid est constitué :

- D'une ou plusieurs centrales de production de froid ;
- D'un réseau de canalisations permettant le transport de la chaleur extraite des bâtiments par un fluide caloporteur (en général de l'eau) dont la température se situe entre 1 et 12°C à l'aller, et entre 10 et 20°C au retour ;
- De points de livraisons, appelés sous-stations, assurant la collecte de la chaleur dans les immeubles à rafraîchir.

La France compte 40 réseaux de froid livrant 1,0 TWh.

40 réseaux de froid – chiffres clés



Figure 53 - Chiffres clés sur les réseaux de froid

Source : EARCF – édition 2023

Le bouquet énergétique des réseaux de froid

Le froid des réseaux urbains en France est produit principalement à partir de groupes froids à compression électrique (86,5%), c'est-à-dire utilisant l'électricité pour comprimer leurs fluides frigorigènes.

Les machines de production des réseaux de froid présentent des avantages en termes de taux de fuite de fluides frigorigènes par rapport aux machines autonomes.

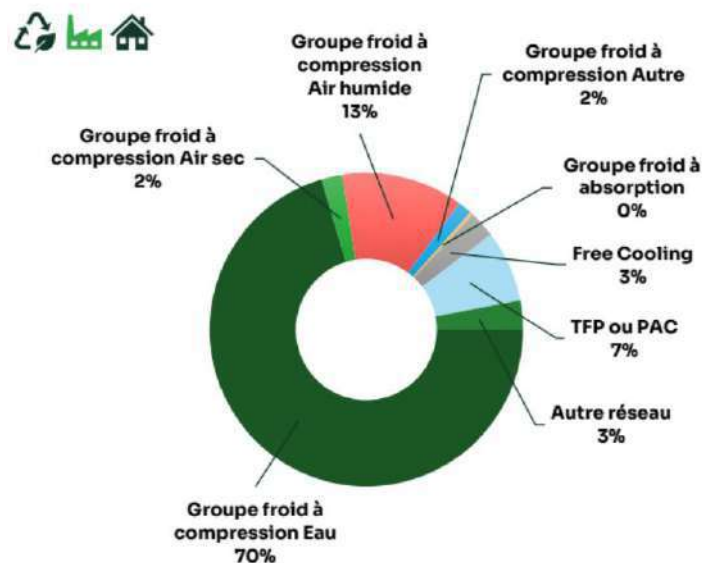


Figure 54 - Répartition des sources d'énergies utilisées dans les réseaux de froid en 2022

Source : EARCF – édition 2023

3) La filière boucles d'eau tempérée (BET)

Les boucles d'eau tempérée (BET) sont des réseaux faisant circuler de l'eau tempérée ou un fluide calo-frigo-porteur généralement entre 10°C et 40°C permettant, selon les opportunités, de fournir de la chaleur et du froid.

La BET permet de mobiliser des sources d'énergies diffuses et/ou à basses températures. C'est un dispositif de production et d'équilibrage centralisé d'énergies, couplé à un réseau de distribution qui vient satisfaire des besoins de chaud et de froid de clients raccordés.

Elle est composée de 3 parties :

- la production d'équilibrage centralisée ;
- les réseaux de distribution via une boucle tempérée ;
- la production de chaleur et de froid décentralisée (constituée d'une ou plusieurs PAC et/ou TFP).²⁹

Les livraisons et le mix énergétique des BET

En 2022, l'enquête a répertorié 10 boucles d'eau tempérée, dont 7 assurent à la fois la livraison de chaleur et de froid (65 557 MWh de chaleur nette livrée et 12 713 MWh de froid). Elles desservent majoritairement des bâtiments résidentiels (64%) et des bâtiments tertiaires (36%).

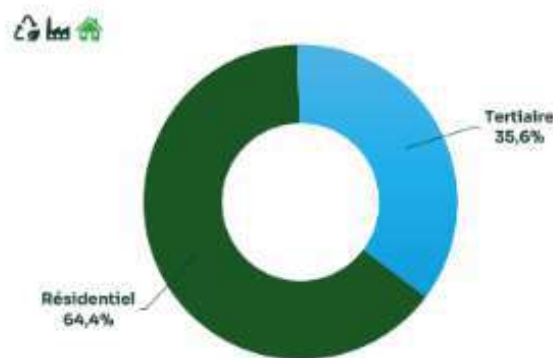


Figure 55 - Ventilation des livraisons de chaleur des boucles d'eau tempérée en 2022

Source : EARCF – édition 2023

Les boucles d'eau tempérée utilisent principalement des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R), représentant plus de 63,4% de leur bouquet énergétique. Les pompes à chaleur (PAC) sont la principale source d'énergie utilisée par ces boucles d'eau tempérée.

²⁹ Source : EARCF – édition 2023

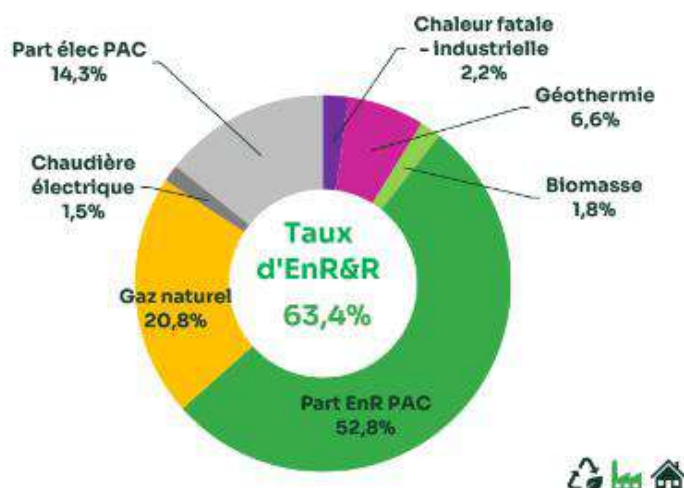


Figure 56 - Bouquet énergétique des boucles d'eau tempérées en 2022 en énergie entrante

Source : EARCF – édition 2023

Le contenu CO₂ des BET

Le contenu CO₂ des BET en ACV est de 107 g de CO₂/kWh pour la chaleur et de 58 g de CO₂/kWh pour le froid.

Tableau 11 - Émissions de CO₂ des BET en 2022

Indicateurs moyens des BET :	BET assurant les livraisons de chaleur	BET assurant les livraisons de froid
Contenu CO ₂	110 g/kWh	34 g/kWh
Contenu CO ₂ ACV	107 g/kWh	58 g/kWh
Taux EnR&R	63,4 %	/

Source : EARCF – édition 2023

4) La cogénération sur réseaux de chaleur et de froid

A NOTER : Les données disponibles sur la cogénération sur réseaux de chaleur et de froid ne sont pas réparties selon des niveaux de puissance. Sont donc reprises ici, les données existantes sur les équipements de cogénérations dans les réseaux de chaleur sans distinction de niveau de puissance.

Le nombre d'unités de cogénération

La cogénération est un processus permettant de produire simultanément de l'électricité et de la chaleur à partir de la même source d'énergie primaire, généralement du gaz naturel, bien que d'autres sources telles que la biomasse ou le biogaz puissent également être utilisées. Cependant, en raison de la fin des incitations à la cogénération, le nombre de ces installations devrait diminuer au fil de l'expiration des contrats de vente d'électricité.

Deux types de cogénération sont distingués :

- La **COGENERATION INTERNE** : il s'agit de la cogénération où la chaleur produite est entièrement dédiée au réseau. Les puissances et quantités d'énergie (électriques, thermiques, frigorifiques) sont celles qui proviennent exclusivement de la cogénération.
- La **COGENERATION EXTERNE** : cette forme de cogénération implique que les équipements ne sont pas intégrés aux installations de production du réseau et que la chaleur n'est souvent pas totalement destinée au réseau.³⁰

Selon les chiffres relevés par l'enquête annuelle des réseaux de chaleur et de froid, il existe 254 équipements de cogénération sur les réseaux de chaleur, hors UVE externes en 2022.

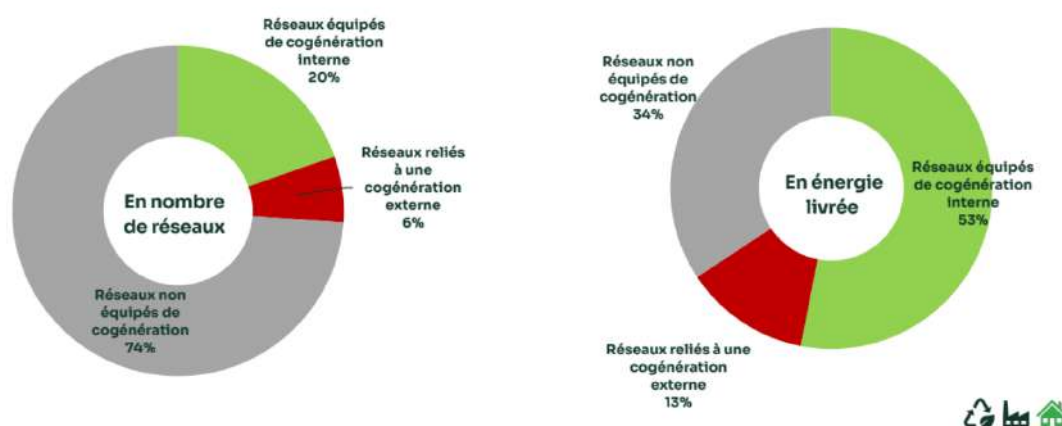


Figure 57 - Réseaux équipés de cogénération interne ou externe en 2022 (en nombre de réseaux et livraisons de chaleur)

Source : EARCF – édition 2023

³⁰ Source : EARCF – édition 2023

La consommation d'énergie primaire

La cogénération au gaz naturel est majoritaire et représente 78 % du mix énergétique entrant dans les réseaux de chaleur, tout en contribuant à hauteur de 61 % de l'énergie thermique produite par les cogénérations.

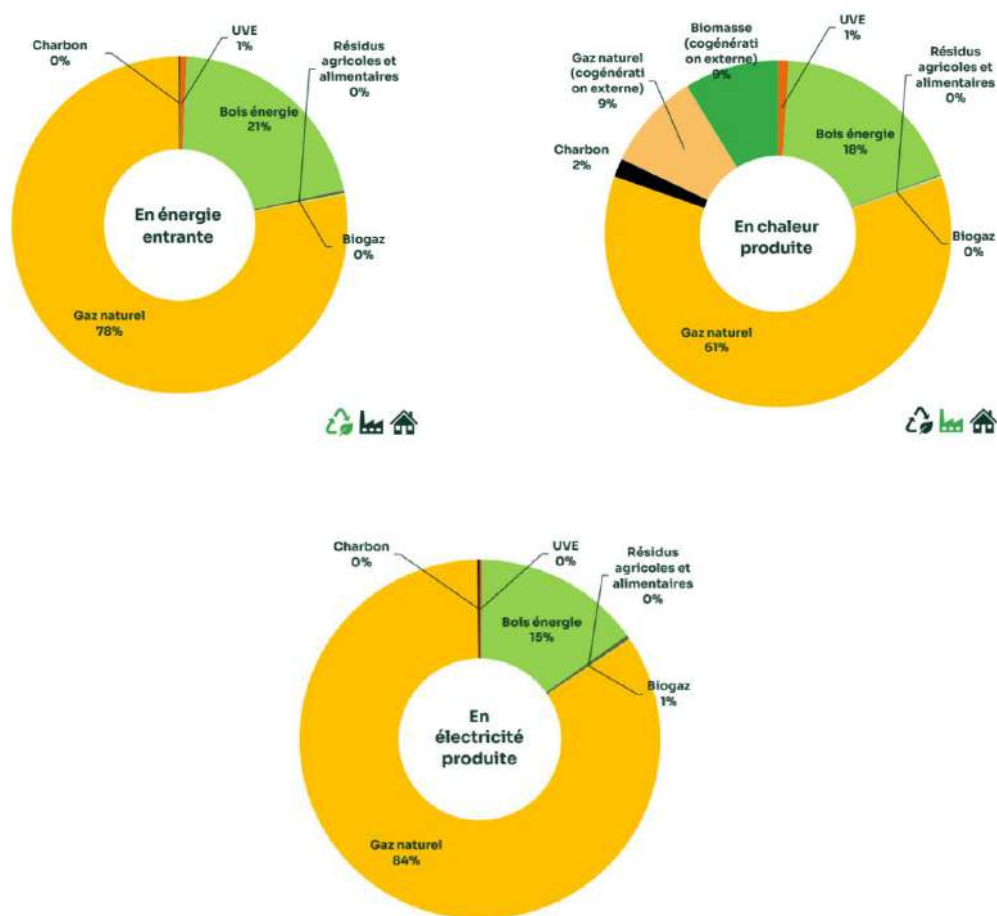


Figure 58 - Bouquet énergétique des équipements de cogénération interne et externe dans les réseaux de chaleur en 2022 (en énergie entrante, en chaleur produite et en électricité produite)

Source : EARCF – édition 2023

Le tableau ci-dessous détaille les caractéristiques des équipements de cogénération dans les réseaux de chaleur en 2022.

Tableau 12 - Caractéristiques des équipements de cogénération dans les réseaux de chaleur en 2022

Type de combustible	Nombre de cogé	Quantité utilisée (GWh PCI)	Chaleur produite (GWh)	Électricité produite (GWhe)	Rendement cogé	Part entrant moy pour cogé (%)	Puissance électrique installée (MWe)			
Interne	Biomasse	12	2 076	1 040	19%	478	15%	0,73	43%	136
	Autres fossiles	1	119	98	2%	7	0%	0,88	9%	4
	Gaz naturel	179	7 672	3 395	61%	2 688	85%	0,79	19%	1272
	UVE	1	66	56	1%	6	0%	0,95	11%	43
Externe	Gaz naturel	54		527	9%					
	Biomasse	7		491	9%					
Total interne	193	9 932	4 589	82%	3 180	100%	0,78			1455
Total externe	61		1 017	18%						
TOTAL	254	9 932	5 607	100%	3 180	100%	0,78			1455

Source : EARCF – édition 2023

Focus sur la cogénération interne: le tableau ci-dessous résume les caractéristiques des équipements de cogénération interne sur l'année 2022.

En 2022, la cogénération interne représente les $\frac{3}{4}$ des cogénérations installées sur réseaux de chaleur, elles produisent 15% de la chaleur des réseaux de chaleur urbain. L'électricité produite à partir de ces équipements représente environ 32% de l'énergie entrante.

Tableau 13 - Caractéristiques des équipements de cogénération interne en 2022

Cogénérations dans les réseaux de chaleur	Unité	Valeur 2022	Valeur 2021
Énergie entrante à l'équipement de cogénération	TWh	9,9	11,5
Électricité produite	TWhe	3,2	3,6
Chaleur produite à destination des réseaux de chaleur	TWhth	4,6	5,2

Source : EARCF – édition 2023

Focus sur la cogénération externe : En 2022, 3,1 % de l'énergie produite est issue d'une unité de cogénération externe.

Tableau 14 - Bouquet énergétique des réseaux (en énergie entrante et en énergie produite)

Source de l'énergie		Nombre de réseaux		Entrants utilisés pour la production de chaleur		Production thermique des réseaux		
		2022	Différence (pts)	Quantité (GWh PCI) 2022	Ratio (%)	Quantité (GWh) 2022	Ratio (%)	Écart relatif 2022/2021
Energies non EnR&R	Charbon	5	0	673,9	2,0%	599,7	1,9%	-18,1%
	Fioul lourd & CHV	3	-3	32,9	0,1%	29,3	0,1%	93,9%
	Fioul domestique	211	16	204,0	0,6%	181,9	0,6%	84,8%
	Gaz naturel	600	38	9 968,8	29,3%	9 166,1	28,8%	-22,1%
	GPL	25	1	10,3	0,0%	9,8	0,0%	-54,3%
	Cogénération externe (part fossile)	53	3	507,3	1,5%	507,3	1,6%	2,4%
EnR&R	Biomasse	639	35	8 878,5	26,1%	7 623,5	23,9%	-7,1%
	Biogaz	3	-1	22,2	0,1%	21,0	0,1%	-23,8%
	Chaleur fatale - industrielle	24	0	349,0	1,0%	349,0	1,1%	-31,3%
	Chaleur fatale - UVE	105	7	9 741,6	28,6%	9 564,1	30,0%	0,2%
	Géothermie directe	46	-1	1 734,7	5,1%	1 732,7	5,4%	-11,1%
	Cogénération externe verte (Biomasse)	7	3	490,5	1,4%	490,5	1,5%	68,3%
	Garantie d'origine biométhane	75	8	614,8	1,8%	556,2	1,7%	-38,1%
	Pompe à chaleur (part verte)	63	18			517,9	1,6%	45,1%
	Autres énergies vertes	21	-4	627,1	1,8%	326,5	1,0%	-29,4%
Autres	Chaudière électrique			3,8	0,0%	4,6	0,0%	14,3%
	Pompe à chaleur (part électrique)			179,3	0,5%	186,4	0,6%	35,4%
	Chaleur non EnR	1	1	8,7	0,0%	8,7		
Sous-total Energies fossiles				11 397	33,5%	10 494	32,9%	-20,0%
Sous-total Energies EnR&R				22 458	66,0%	21 182	66,5%	-4,8%
Sous-total Energies autres				192	0,6%	200	0,6%	22,4%
TOTAL				34 047	100,0%	31 875	100,0%	-10,2%

Source : EARCF – édition 2023

L'efficacité globale

L'efficacité globale des systèmes de cogénération interne alimentant les réseaux de chaleur est 0,78.

Tableau 15 - Caractéristiques des équipements de cogénération dans les réseaux de chaleur en 2022

Type de combustible	Nombre de cogé	Quantité utilisée (GWh PCI)	Chaleur produite (GWh)	Électricité produite (GWh/e)	Rendement cogé	Part entrant moy pour cogé (%)	Puissance électrique installée (MWe)			
Interne	Biomasse	12	2 076	1 040	19%	478	15%	0,73	43%	136
	Autres fossiles	1	119	98	2%	7	0%	0,88	9%	4
	Gaz naturel	179	7 672	3 395	61%	2 688	85%	0,79	19%	1272
	UVE	1	66	56	1%	6	0%	0,95	11%	43
Externe	Gaz naturel	54		527	9%					
	Biomasse	7		491	9%					
Total interne		193	9 932	4 589	82%	3 180	100%	0,78		1455
Total externe		61		1 017	18%					
TOTAL		254	9 932	5 607	100%	3 180	100%	0,78		1455

Source : EARCF – édition 2023

Les économies d'énergie primaire

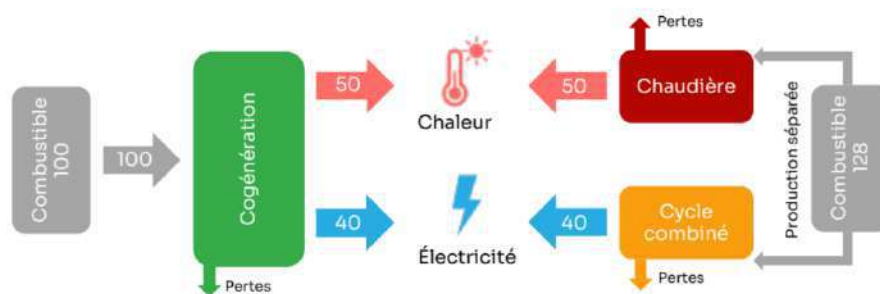


Figure 18 : Comparaison de la cogénération aux outils de productions séparées d'électricité et de chaleur (unité MWh)

Ce schéma simplifié illustre que pour produire 50 MWh de chaleur et 40 MWh d'électricité, il faut 128 MWh de combustible lorsque les deux productions sont séparées. En revanche, avec la cogénération, cela ne nécessite que 100 MWh de combustible. Cette différence met en évidence l'efficacité énergétique accrue de la cogénération par rapport à des méthodes de production séparées.

Figure 59 - Comparaison de la cogénération aux outils de productions séparées d'électricité et de chaleur (unité en MWh)

Source : EARCF - 2023

Dans l'exemple ci-dessus, on économise 28 MWh de combustibles avec la cogénération. La cogénération permettrait donc une économie de 21,9 % pour la même quantité d'énergie produite.

Les facteurs d'émission de CO₂

Selon l'EARCF, la quantité de CO₂ économisée par l'utilisation d'une cogénération produisant simultanément de l'électricité et de la chaleur est de 356 gCO₂ par kWh d'électricité cogénérée. Ainsi, sur l'année 2022, la cogénération a permis d'économiser 1,1 million de tonnes de CO₂.

IV. Les données cartographiques

Cette partie correspond au point 5. de l'ANNEXE X de la directive relative à l'efficacité énergétique (DEE, 2023/1791/UE).

Extrait de l'ANNEXE X :

5. Une carte couvrant la totalité du territoire national qui, tout en préservant les informations sensibles d'un point de vue commercial, indique :

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.

Dans le cadre du projet EnRezo (<https://reseaux-chaleur.cerema.fr/espace-documentaire/enrezo>), des cartographies en ligne sont disponibles permettant de mettre à disposition différentes couches cartographiques :

Les zones de demande de chaleur et de froid

- Les besoins en chaleur et en froid des secteurs résidentiel et tertiaire à une maille bâtementaire à l'échelle de la métropole. Pour les DROM, seuls les besoins en froid sont couverts.
- Les besoins en chaleur et froid du secteur industriel à une maille communale pour le territoire métropolitain.
- Les zones d'opportunités de développement des réseaux de chaleur et de froid sur la base des besoins en chaleur et en froid des secteurs résidentiel et tertiaire. Pour les DROM, seules les zones d'opportunité pour le développement des réseaux de froid sont calculées.

Les installations produisant ou pouvant produire de la chaleur et du froid

- Les installations électrogènes regroupant les centrales nucléaires, les centrales gaz, les centrales charbon. *Le champs attributaire concernant la technologie utilisée permet d'identifier la présence ou non d'une cogénération (en cours).*
- Les chaufferies bois collectives
- Les installations de géothermie profonde et de surface (ces données sont disponibles sur le site [geothermies.fr](https://www.geothermies.fr/viewer/) : <https://www.geothermies.fr/viewer/>)
- Les installations de solaire thermiques collectives
- Les installations produisant du gaz renouvelables (STEP, méthanisation, ISDND) : ces données sont disponibles sur le portail cartographique des EnR : <https://macarte.ign.fr/carte/1X3jxe/Carte-EnR-Grand-public>)
- Les unités d'incinération
- Les autres installations produisant de la chaleur fatale : industries, STEP, datacenter

Les réseaux de chaleur et de froid (informations mises à disposition par France Chaleur Urbaine : <https://france-chaleur-urbaine.beta.gouv.fr/carte>)

- Les tracés des réseaux de chaleur et de froid existants avec plusieurs informations relatives au réseau
- Les tracés des réseaux de chaleur et de froid en projet

Accès à la cartographie :

<https://cartagene.cerema.fr/portal/apps/experiencebuilder/experience/?id=d1e7a5b177d14c83b3be4f3be6af85cf>



Figure 60 - Plateforme EnRezo - Visualisation des besoins en chaleur des bâtiments de la ville de Nantes

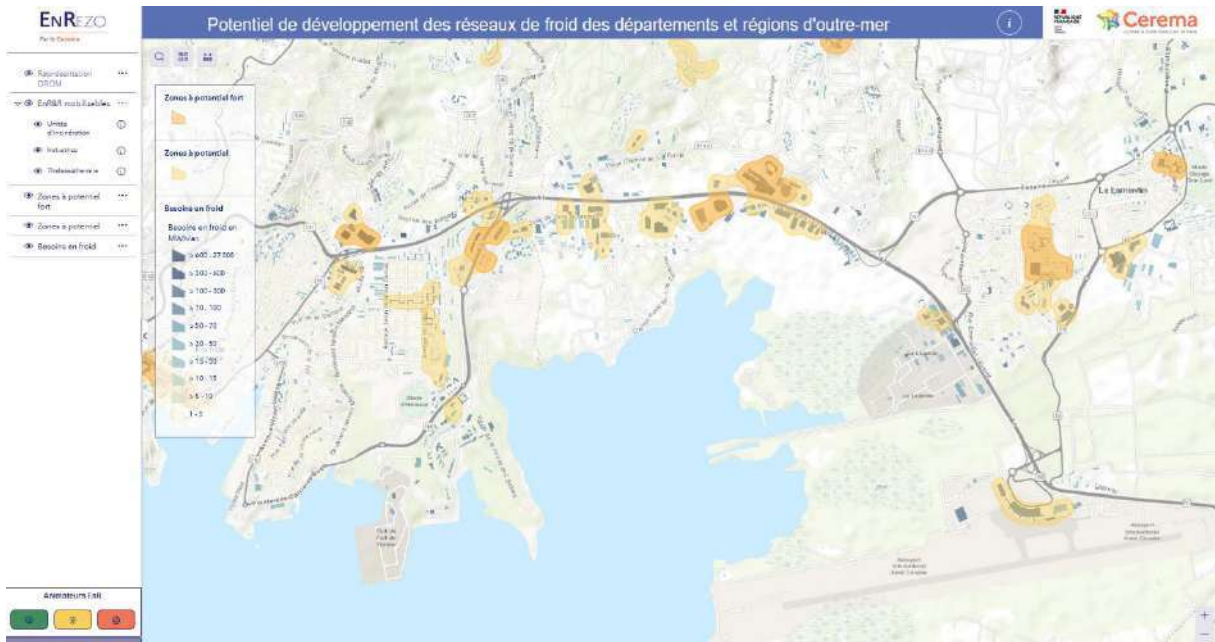


Figure 61 - Plateforme EnRezo - Visualisation des besoins en froid des bâtiments et des zones d'opportunités froid de Fort-de-France

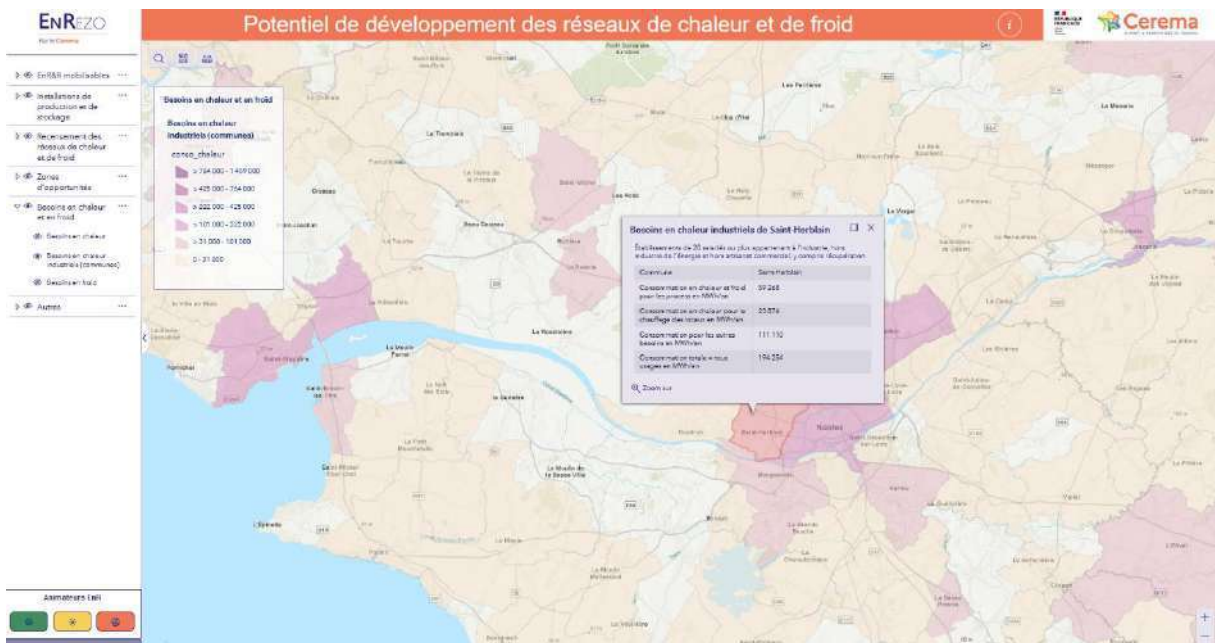


Figure 62 - Plateforme EnRezo – Visualisation des besoins industriels à l’échelle communale – Loire-Atlantique



Figure 63 - Plateforme EnRezo – Visualisation des zones d'opportunités chaleur de la ville de Vichy



Figure 64 - Plateforme EnRezo – Visualisation des installations produisant ou pouvant produire de la chaleur ou du froid

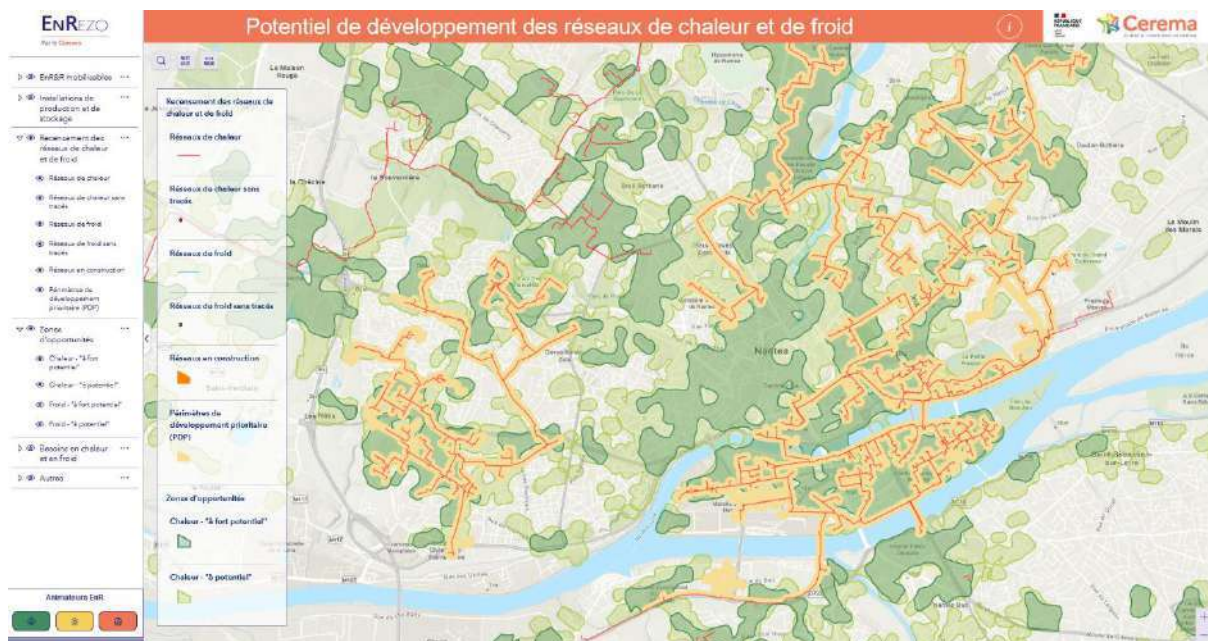


Figure 65 - Plateforme EnRezo – Visualisation des zones d'opportunités, des réseaux de chaleur existants et des zones de développement prioritaires - ville de Nantes

V. La prévision de l'évolution de la demande de chaleur et de froid

Cette partie s'appuie sur les travaux de l'ADEME et sa publication « Transition(s) 2050. Choisir maintenant. Agir pour le climat », une prospective qui trace quatre chemins cohérents et contrastés pour atteindre la neutralité carbone en France en 2050. Ces travaux visent à articuler les dimensions technico-économiques avec des réflexions sur les transformations de la société qu'elles supposent ou qu'elles suscitent.

Ces scénarios permettent notamment de dresser des perspectives d'évolution de la demande en chaleur et en froid pour les 30 années à venir.

Dans le cadre du projet EnRezo (<https://reseaux-chaleur.cerema.fr/espace-documentaire/enrezo>), une approche prospective de l'évolution des besoins en chaleur et en froid des secteurs résidentiel et tertiaire à horizon 2050, basée sur les hypothèses de l'étude de l'ADEME « Transition(s) 2050 » (<https://www.ademe.fr/les-futurs-en-transition/>) a également été réalisée. A partir des nouveaux besoins calculés à horizon 2050, des zones d'opportunités « réseaux de chaleur et de froid » prospectives ont été construites.

L'ensemble des données est disponible sur la plateforme « EnRezo 2050 » :

<https://cartagene.cerema.fr/portal/apps/experiencebuilder/experience/?id=076b4d988d2e41a994963bfadde4ab6d>

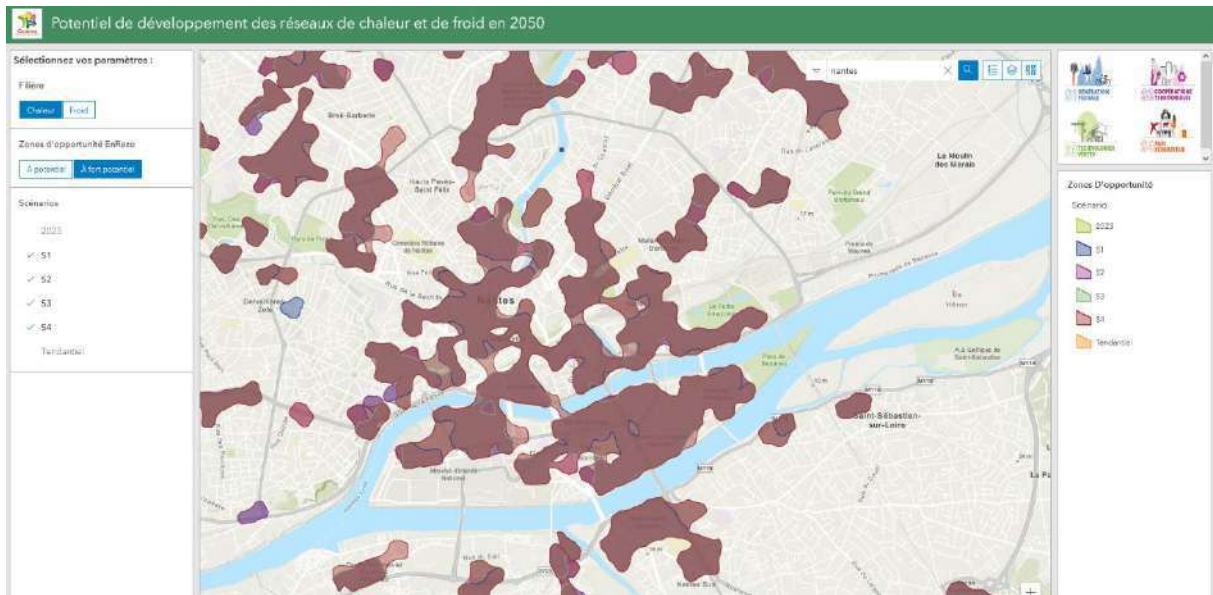


Figure 66 - PLATEFORME ENREZO 2050 – ZONES D’OPPORTUNITES DE DEVELOPPEMENT DE RESEAUX DE CHALEUR « A FORT POTENTIEL » - SUPERPOSITION DES ZONES POUR LES SCENARIOS S1 A S4 – VILLE DE NANTES

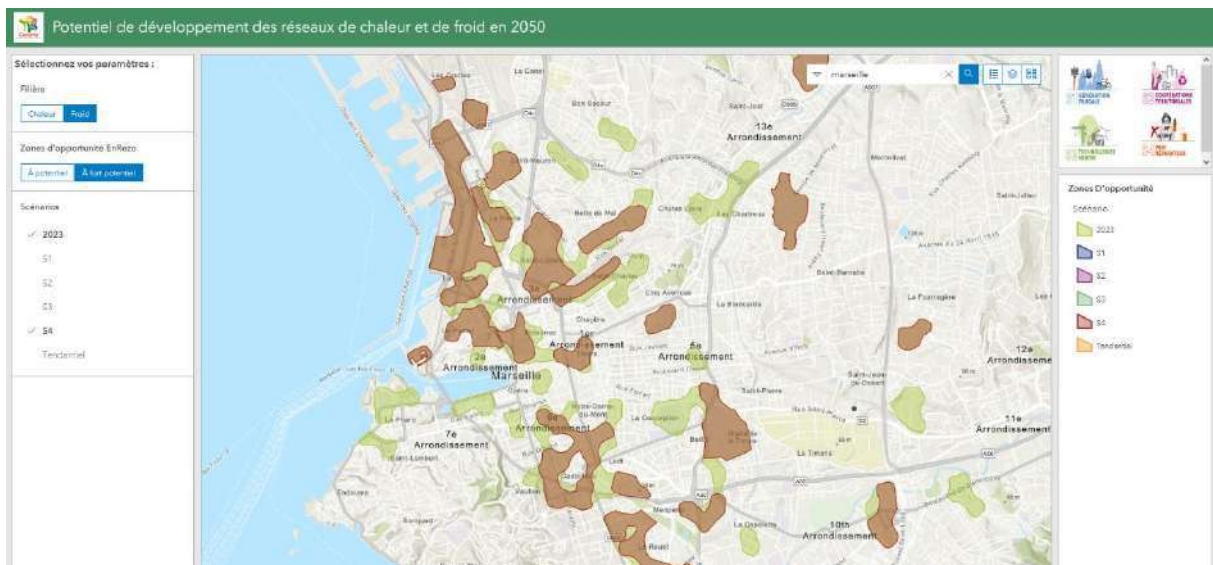


Figure 67 - PLATEFORME ENREZO 2050 – ZONES D’OPPORTUNITES DE DEVELOPPEMENT DE RESEAUX DE FROID « A FORT POTENTIEL » - SUPERPOSITION DES ZONES 2023, ET 2050 AVEC LE SCENARIO S4 – VILLE DE MARSEILLE

Dans l’étude de l’ADEME « Transition(s) 2050 », les évolutions de la demande en chaleur et froid des autres secteurs sont également regardées. L’approche avec EnRezo n’aborde pas une vision prospective sur les secteurs industriels à horizon 2050, seuls les secteurs tertiaire et résidentiel sont traités.

Une présentation des 4 grands scénarios retenus dans l'étude « Transition(s) 2050 » concernant les consommations en énergie des secteurs résidentiel, tertiaire, et industriel est présenté ci-après. Pour plus de détail consulter le site consacré à l'étude :

<https://www.ademe.fr/les-futurs-en-transition/>



Figure 68 - Les 4 scénarios étudiés dans l'étude ADEME "Transition(s) 2050"

Source : ADEME « Transition(s) 2050 » - édition 2024

Evolution des consommations dans les secteurs « résidentiel et tertiaire »

- Pour le CHAUFFAGE

Dans le secteur résidentiel, la consommation d'énergie finale liée au chauffage et aux équipements associés (auxiliaires et ventilation) baisse significativement dans l'ensemble des scénarios par rapport au tendancier sous l'effet de l'isolation du bâti et des changements d'équipements. Dans l'ensemble, malgré des stratégies très différentes dans chaque scénario, les consommations de chauffage varient de moins de 10 % en énergie finale d'un scénario à l'autre (ce constat est à nuancer en énergie primaire). C'est dans S1 que la consommation en énergie finale est la moins élevée malgré le fait que le parc comporte en 2050 une partie plus importante de logements déjà existants en 2015 (et donc plus consommateurs en phase d'usage). C'est la conséquence du rythme très ambitieux de rénovations BBC en une fois, du fait qu'il y a moins de logements au total dans le parc et, dans une moindre mesure, de la baisse de la température de consigne moyenne.

S2 et S4 ont des consommations similaires en énergie finale, mais via des leviers différents : isolation ambitieuse du bâti dans S2, électrification du chauffage, installation d'équipements à haut

rendement (pompes à chaleur) et proportion importante de logements neufs (moins consommateurs en phase d'usage) dans S4.

S3 reste avec une consommation en énergie finale importante, liée aux rénovations moins performantes sur le plan énergétique, ne permettant pas de contrebalancer la présence d'une forte proportion de logements neufs.

- Pour l'EAU CHAUDE SANITAIRE

La consommation d'énergie pour l'eau chaude sanitaire diminue fortement dans tous les scénarios, y compris le scénario tendanciel, sous l'effet du remplacement des équipements d'ici 2050. Le levier de l'efficacité joue ainsi pleinement. Les comportements de sobriété modélisés ici (à savoir la limitation de la consommation d'eau chaude) dans S1 et S2 ont peu d'incidence sur les consommations à 2050. L'amélioration du calorifugeage du réseau permet à S4 d'être moins consommateur en énergie finale.

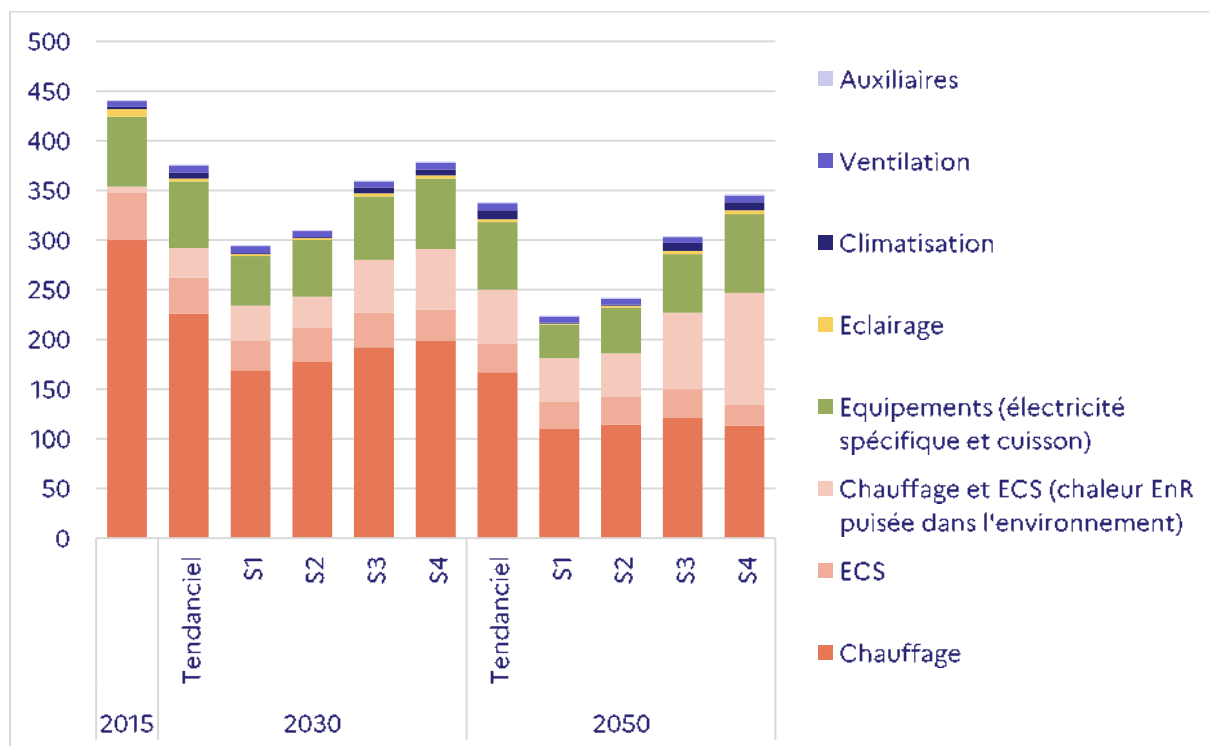


Figure 69 - Évolution des consommations énergétiques par usage dans le secteur résidentiel dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

Tableau 16 - Évolution des consommations énergétiques par usage dans le secteur résidentiel dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

TWh EF par usage	2015	2030					2050				
		T	S1	S2	S3	S4	T	S1	S2	S3	S4
Chauffage	300	226	169	178	192	199	167	110	114	121	113
ECS	48	36	30	34	35	31	29	27	28	29	21

Chauffage et ECS (chaleur EnR puisée dans l'environnement)	6	30	35	31	53	61	54	44	44	77	113
Equipements (électricité spécifique et cuisson)	70	67	50	57	64	71	68	34	46	59	79
Eclairage	8	3	2	2	3	3	3	1	2	3	4
Climatisation	2	6	1	1	6	6	9	1	1	8	8
Ventilation	6	7	7	6	6	7	7	6	6	6	7
Auxiliaires	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Total	442	375	294	309	360	380	338	225	243	303	347

T: Tendanciel

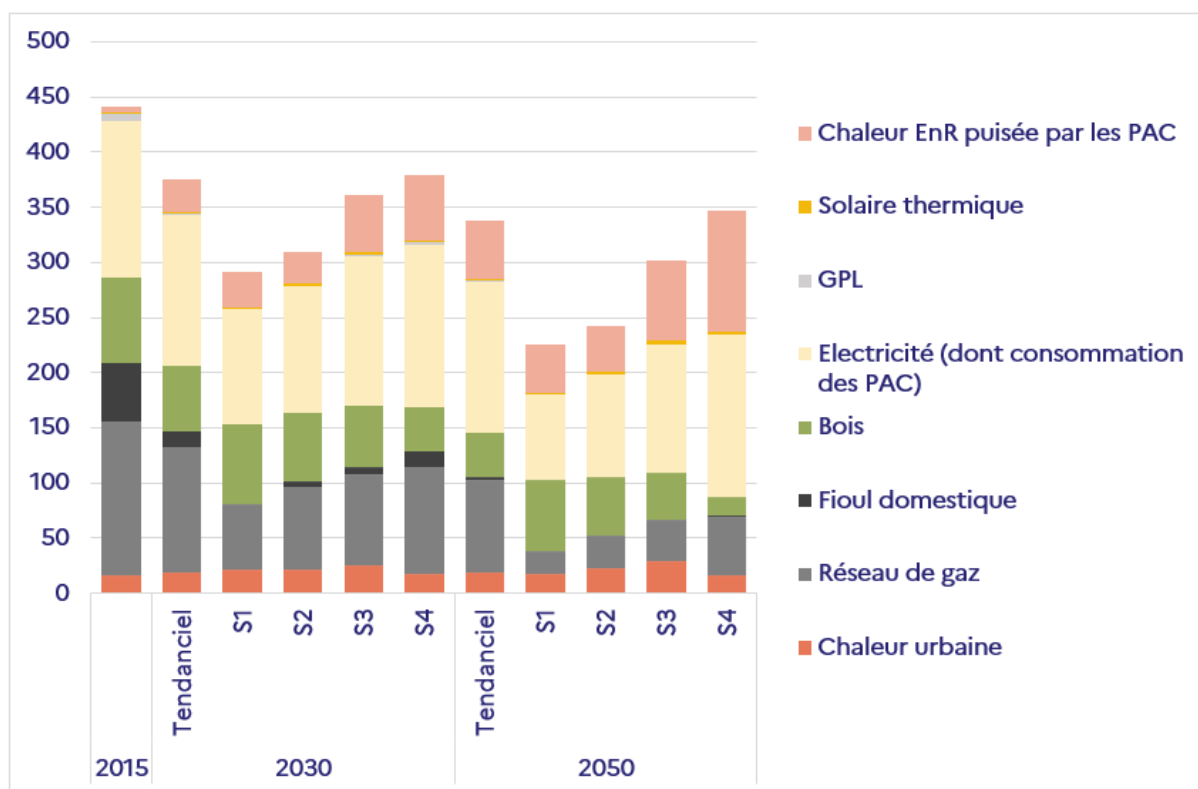


Figure 70 - Évolution des consommations énergétiques par vecteur dans le secteur résidentiel dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

Tableau 17 - Évolution des consommations énergétiques par vecteur dans le secteur résidentiel dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

TWh EF par vecteur énergétique	2015	2030					2050				
		T	S1	S2	S3	S4	T	S1	S2	S3	S4
Chaleur urbaine	16	19	22	22	25	18	19	18	23	29	17
Réseau de gaz	140	113	59	75	83	96	84	20	29	38	52

Fioul domestique	53	15	0	5	6	15	2	0	0	0	2
Bois	77	59	72	62	56	40	41	65	53	42	16
Electricité (dont consommation des PAC)	142	137	105	114	136	147	137	78	93	117	147
GPL	7	2	0	1	1	2	1	0	0	0	0
Solaire thermique	1	1	1	2	2	2	1	1	3	3	3
Chaleur EnR puisée par les PAC	5	29	33	29	52	59	53	43	41	73	110
Total	442	375	294	309	360	380	338	225	243	303	347

T: Tendanciel

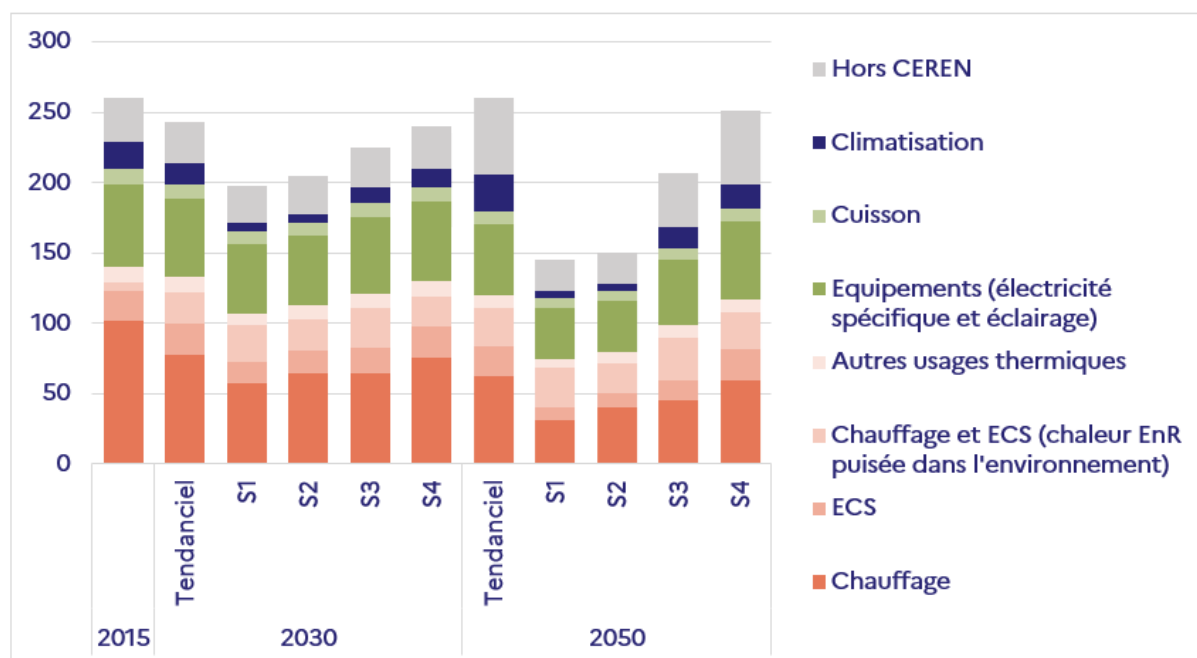


Figure 71 - Évolution des consommations énergétiques par usage dans le secteur tertiaire dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

Tableau 18 - Évolution des consommations énergétiques par usage dans le secteur tertiaire dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

TWh EF par usage	2015	2030					2050				
		T	S1	S2	S3	S4	T	S1	S2	S3	S4
Chauffage	102	78	57	64	64	76	62	31	40	45	59
ECS	21	22	16	17	19	22	22	9	10	14	23
Chauffage et ECS (chaleur EnR puisée dans l'environnement)	6	22	26	22	28	21	27	29	22	31	26

Autres usages thermiques	11	11	8	10	10	11	9	6	8	9	9
Equipements (électricité spécifique et éclairage)	59	56	49	49	54	57	50	36	36	46	55
Cuisson	11	10	9	9	10	10	9	7	7	8	9
Climatisation	19	15	6	6	12	13	27	5	5	15	18
Hors CEREN	31	29	27	28	28	30	54	22	22	39	52
Total	260	243	199	207	225	240	263	146	150	207	252

T : Tendanciel

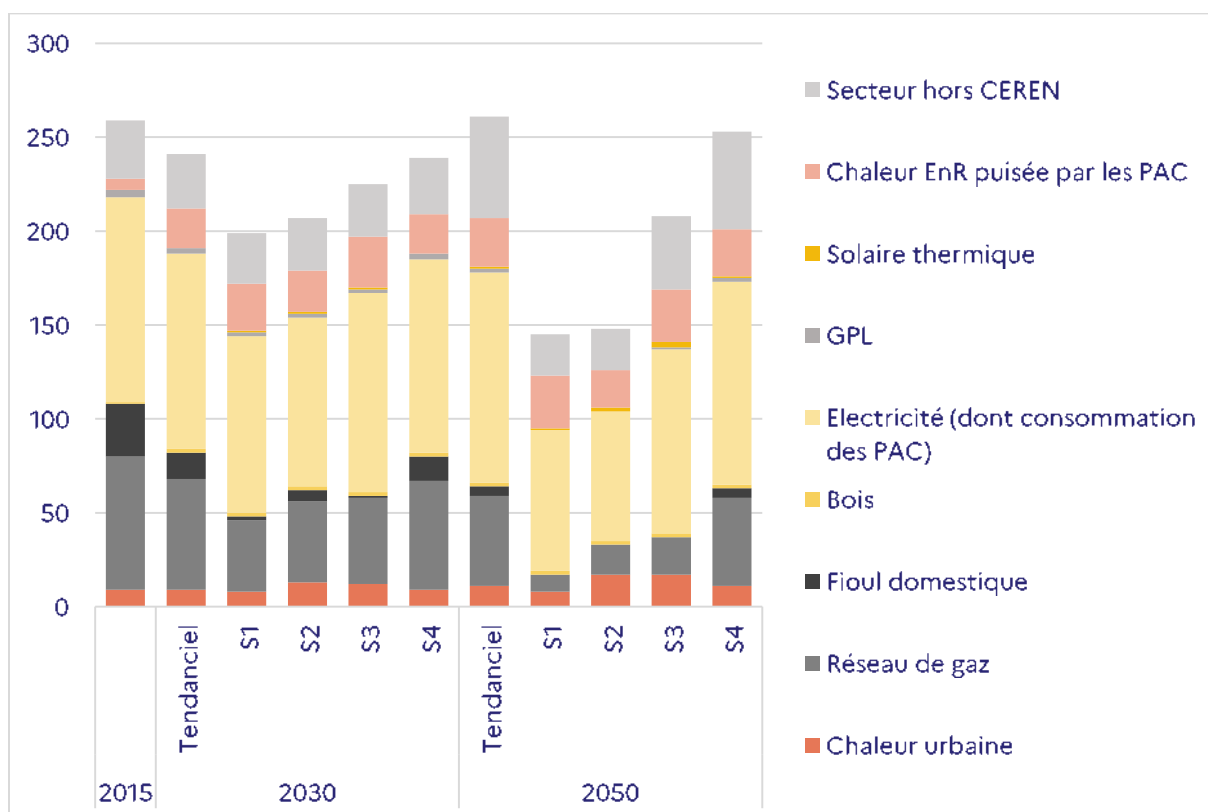


Figure 72 - Évolution des consommations énergétiques par vecteur dans le secteur tertiaire dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

Tableau 19 - Évolution des consommations énergétiques par vecteur dans le secteur tertiaire dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

TWh EF par vecteur énergétique	2015	2030					2050				
		T	S1	S2	S3	S4	T	S1	S2	S3	S4
Chaleur urbaine	9	9	8	13	12	9	11	8	17	17	11
Réseau de gaz	71	59	38	43	46	58	48	9	16	20	47
Fioul domestique	28	14	2	6	1	13	5	0	0	0	5

Bois	1	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2
Electricité (dont consommation des PAC)	109	104	94	90	106	103	112	75	69	98	108
GPL	4	3	2	2	2	3	2	0	0	1	2
Solaire thermique	0	0	1	1	1	0	1	1	2	3	1
Chaleur EnR puisée par les PAC	6	21	25	22	27	21	26	28	20	28	25
Secteur hors CEREN	31	29	27	28	28	30	54	22	22	39	52
Total	260	243	199	207	225	240	263	146	150	207	252

T : Tendanciel

- Pour la CLIMATISATION

Les consommations de climatisation varient grandement d'un scénario à l'autre. Dans S1 et S2, la rénovation du bâti, des températures de consignes hautes (réglage de la température de consigne à 26 °C dans les logements) et le recours à des équipements efficaces (pompes à chaleur...) permettent de diminuer les consommations de 70 % par rapport à celles de 2020. Dans S3 et S4, les gains en efficacité des équipements ainsi que le recours à des équipements efficaces permettent de compenser la hausse du recours à la climatisation et la moindre rénovation du bâti et, au final, de diminuer la consommation par rapport au scénario tendanciel.

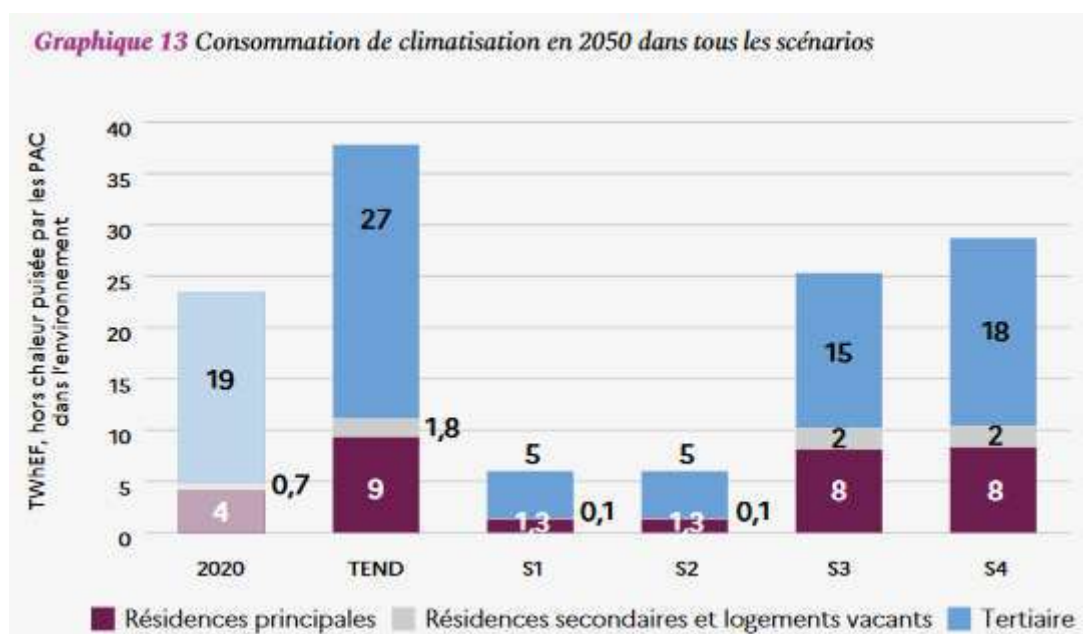


Figure 73 - Évolution de la consommation énergétique pour la climatisation à horizon 2050 dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

Au GLOBAL

La consommation d'énergie liée à la vie quotidienne dans les logements varie du simple au double entre S1 et S4. Dans S1, l'activation conjointe des leviers de sobriété et d'efficacité permet de diminuer de moitié la consommation par rapport à 2015. Dans S3, l'effet des efforts technologiques

d'efficacité importants sur les appareils est en partie annihilé par la poursuite de modes de vie très consommateurs d'énergie. Par exemple, la consommation des produits blancs (lave-linge, réfrigérateurs...) recule de seulement 2 TWh en 2050 par rapport au scénario tendanciel. Par ailleurs, de nouveaux équipements pourraient apparaître dans le futur, comme ils l'ont fait par le passé. Ces nouveaux usages et appareils divers (représentés par la catégorie « Autres » cf. graphique ci-dessous) sont également centraux dans l'évolution des consommations de ce secteur : si dans S1 et S2 les efforts de sobriété limitent la multiplication de ces usages divers et inédits, ils sont en très forte croissance dans S4.

Tableau 20 - Consommation d'énergie en 2050 par scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

	2015	T	S1	S2	S3	S4
Résidentiel						
Résidences principales	442	338	225	243	303	347
Résidences secondaires et logements vacants	15	9	2	4	9	11
Total avant ajustements	457	347	227	246	312	358
Total après ajustements	462	349	228	247	312	356
Tertiaire						
Branche CEREN	228	208	124	128	169	200
Tertiaire hors CEREN	31	54	22	22	39	52
Total avant ajustements	260	263	146	150	207	252
Total après ajustements	271	266	146	149	207	254
Total résidentiel et tertiaire	725	614	374	396	519	610

T : Tendanciel

Tableau 21 - Consommation du secteur bâtiment par vecteur énergétique en 2050 par scénario de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

	2015	T	S1	S2	S3	S4
Chaleur urbaine	26	30	26	41	46	27
Réseau de gaz	214	133	29	45	58	101
Fioul domestique	83	7	0	0	0	7
Bois	78	43	66	55	44	18
Electricité	290	313	177	188	262	315
(dont consommation des PAC)						
GPL	11	2	1	1	1	2
Chaleur EnR puisée par les PAC	11	79	71	61	101	135
Solaire thermique	1	2	3	5	6	4
Total avant ajustements	716	609	373	396	519	610
Total après ajustements	725	614	374	396	519	610

T : Tendanciel

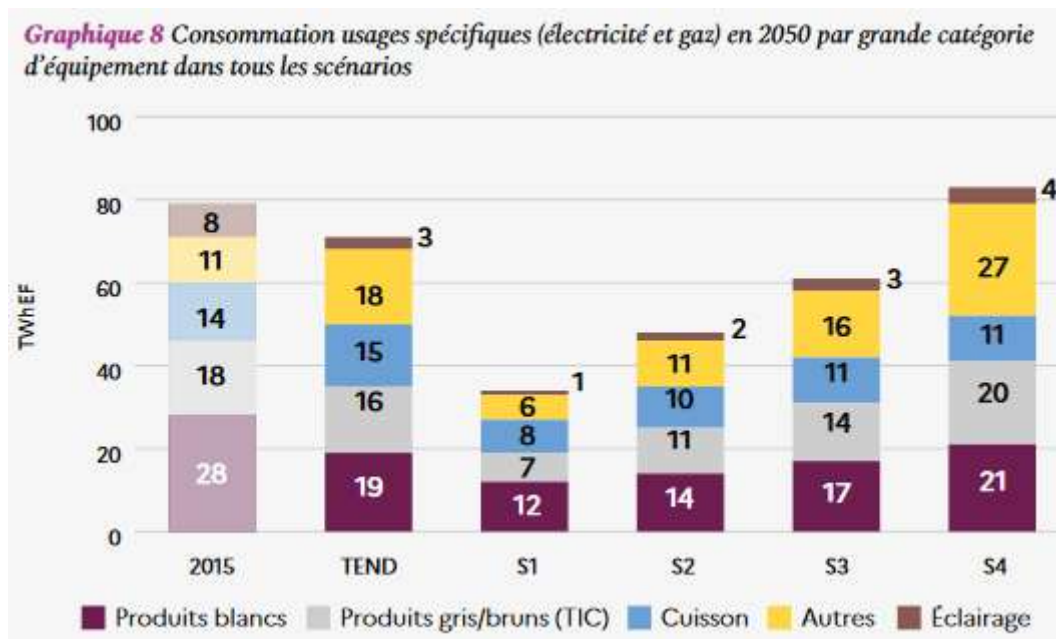


Figure 74 - Évolution de la consommation énergétique des usages spécifiques (électricité et gaz) en 2050 par grandes catégories d'équipements dans tous les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)

Evolution des consommations dans le secteur industriel

Les consommations énergétiques se réduisent dans tous les scénarios (cf. graphiques suivants) et traduisent les différentes approches suivies :

- une recherche de **sobriété énergétique** dans S1 et S2, où les consommations sont réduites de près de 50 % ;
- une **décarbonation** du mix énergétique dans S3, stimulée par le fort développement des consommations industrielles d'hydrogène (plus que quadruplées par rapport au scénario tendanciel afin de produire des oléfines à partir de méthanol), l'électrification qui gagne 15 points dans le mix énergétique et la décarbonation du gaz réseau, permettant un recul limité (- 30 %) des consommations énergétiques ;
- un **captage du CO₂** dans le scénario 4, compensant les impacts de consommations énergétiques proches du scénario tendanciel et du maintien de l'utilisation de charbon, à hauteur de 57 % du niveau de 2014.

Dans l'ensemble, l'évolution du mix énergétique des scénarios montre un net recul de la consommation industrielle de charbon (- 10 points en moyenne), de gaz (- 10 points) et de produits pétroliers (- 8 points) au profit de l'électricité (+ 11 points), de l'hydrogène (+ 9 points) et, en S1 et S2, de la biomasse (+ 17 points et + 13 points, respectivement).

Graphique 5 Décomposition par levier des baisses de consommation énergétique dans le scénario tendanciel, entre 2014 et 2050^{28,29}

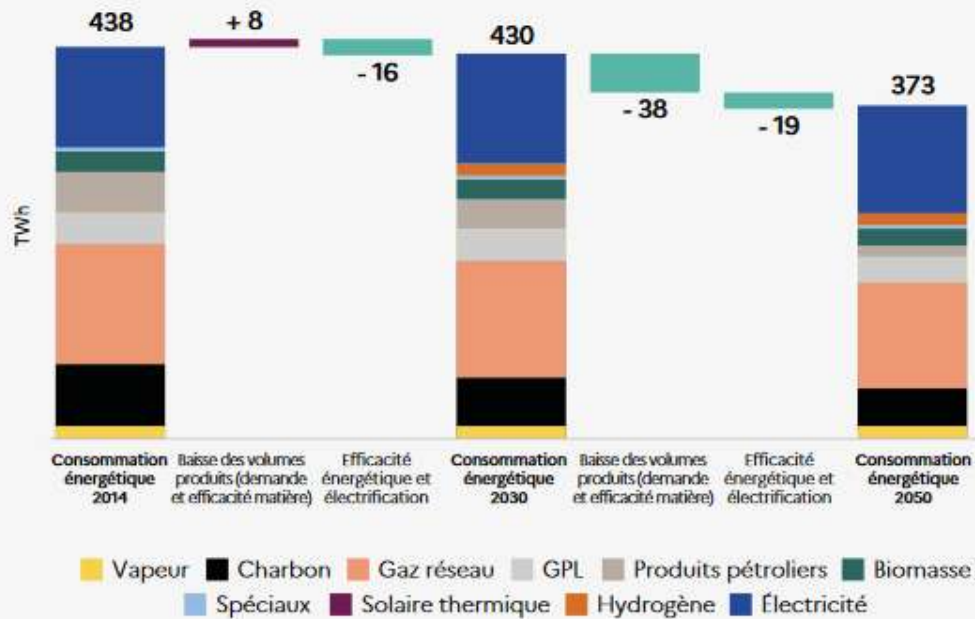


Figure 75 - Scénario tendanciel - industrie

Graphique 8 Décomposition par levier des baisses de consommation énergétique dans S1, entre 2014 et 2050³³

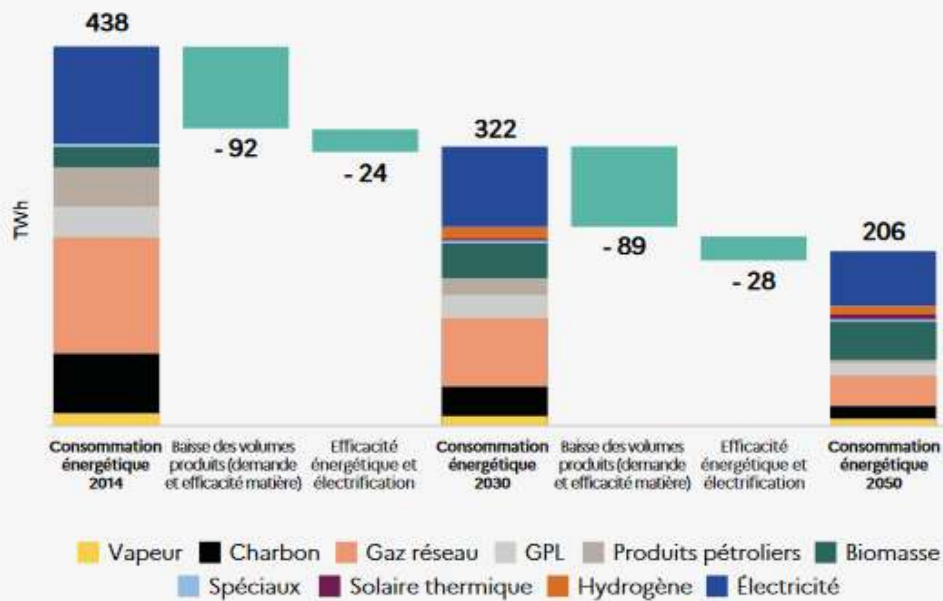


Figure 76 - Scénario 1 - industrie

Graphique 11 Décomposition par levier des baisses de consommation énergétique dans S2, entre 2014 et 2050³⁹

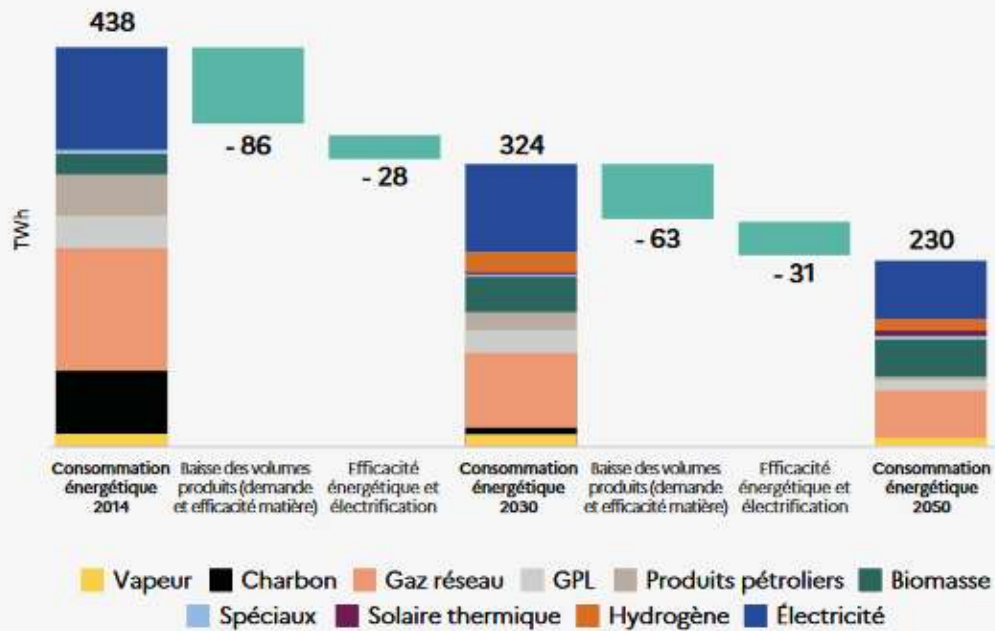


Figure 77 - Scénario 2 - industrie

Graphique 14 Décomposition par levier des baisses de consommation énergétique dans S3, entre 2014 et 2050⁴²

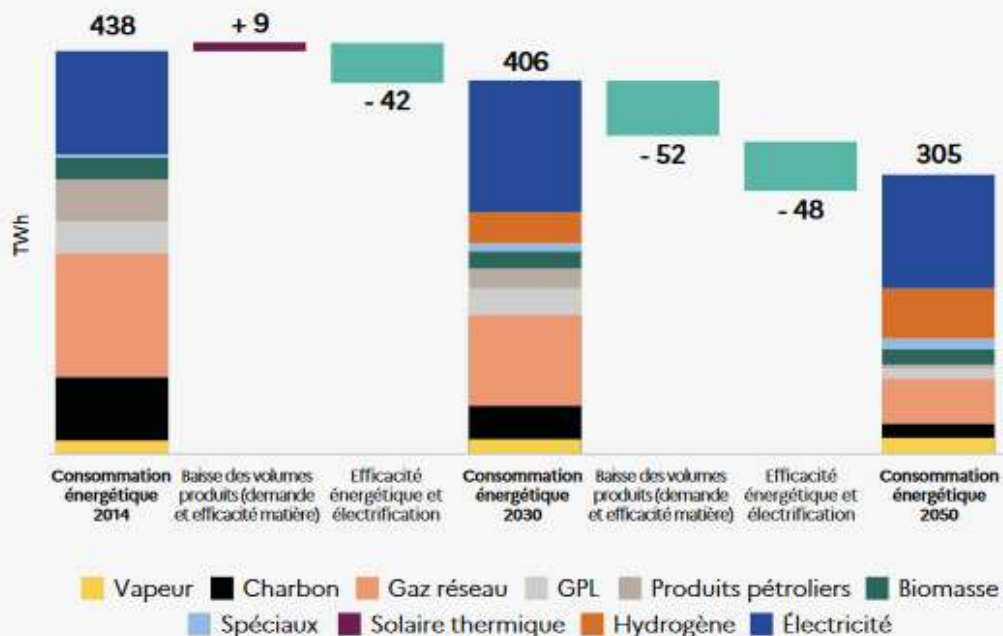


Figure 78 - Scénario 3 - industrie

Graphique 17 Décomposition par levier des baisses de consommation énergétique dans S4, entre 2014 et 2050⁴⁴

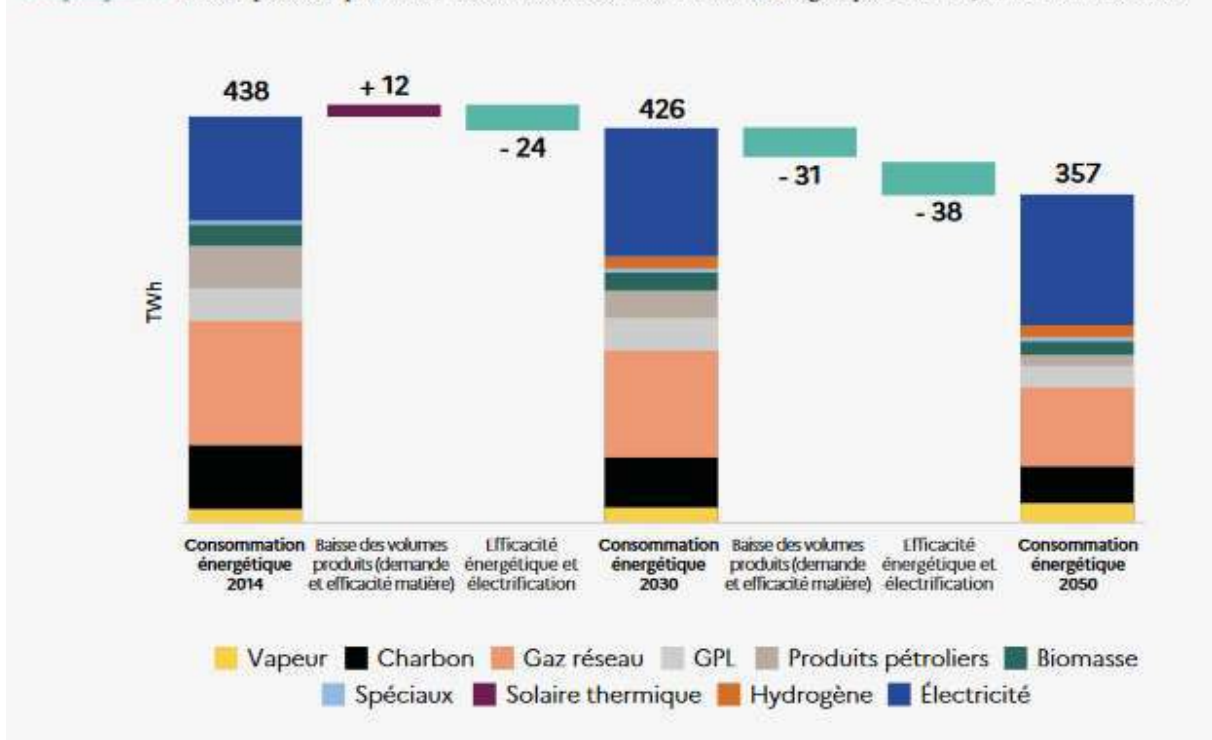


Figure 79 - Scénario 4 - industrie

Les baisses de consommations énergétiques proviennent particulièrement des secteurs de la chimie organique et de la sidérurgie, en lien avec l'arrêt de l'utilisation de plastiques à usage unique et le recul de l'activité du BTP (cf. graphiques suivants).

Les évolutions de la sidérurgie se répercutent surtout sur la consommation de charbon, quasi stoppée dans S2 dans lequel la production d'acier par hauts fourneaux est arrêtée.

Les consommations d'énergie du secteur du ciment sont également fortement réduites, y compris dans le scénario tendanciel (-51 %) en raison de la mise en application des réglementations actuelles dans le secteur du bâtiment.

À l'inverse, les consommations du secteur des métaux non ferreux progressent dans S3 et S4, en lien avec la croissance du besoin en aluminium pour la construction de véhicules.

Dans les industries non énérgo-intensives, les consommations énergétiques reculent également en suivant, à un rythme souvent légèrement moindre, les évolutions de l'industrie lourde.

En outre, l'intensité des échanges internationaux varie selon les scénarios et impacte donc les niveaux de consommation énergétique. À titre d'exemple, la relocalisation des activités est plus importante dans S1 que dans S2, les consommations énergétiques issues de la relocalisation y sont donc plus significatives.

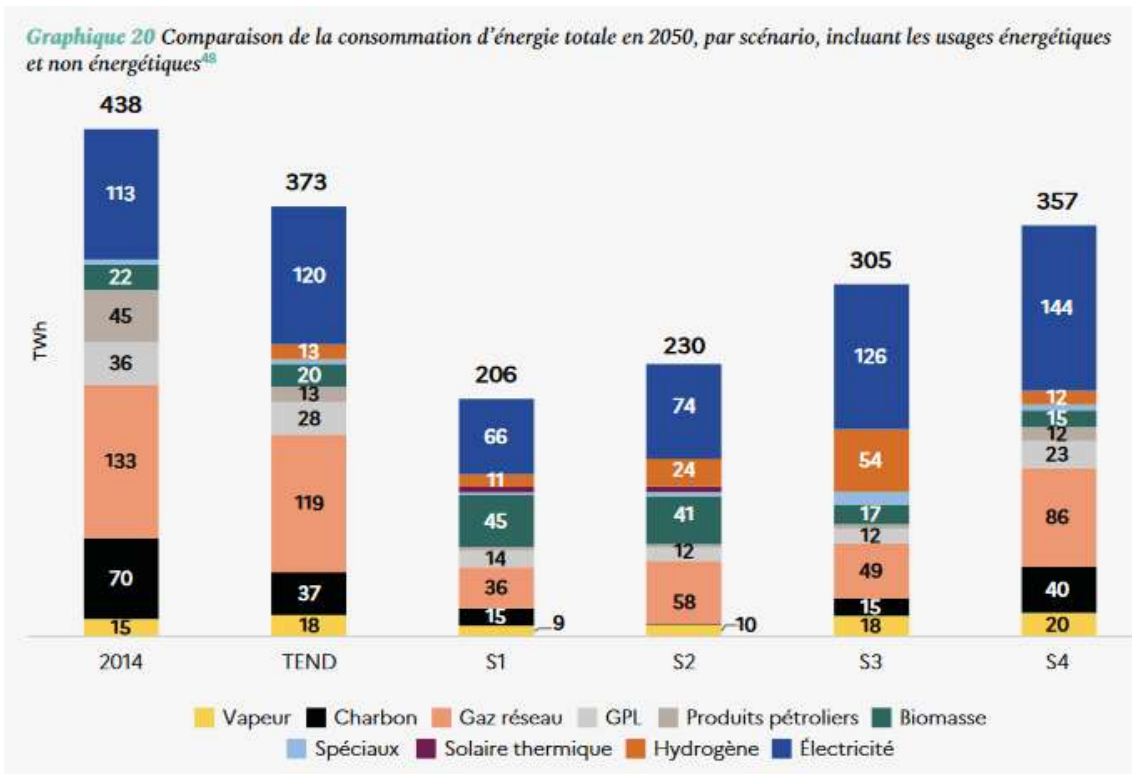


Figure 80 - Consommation d'énergie totale en 2050 par énergie et par scénario de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME pour l'industrie

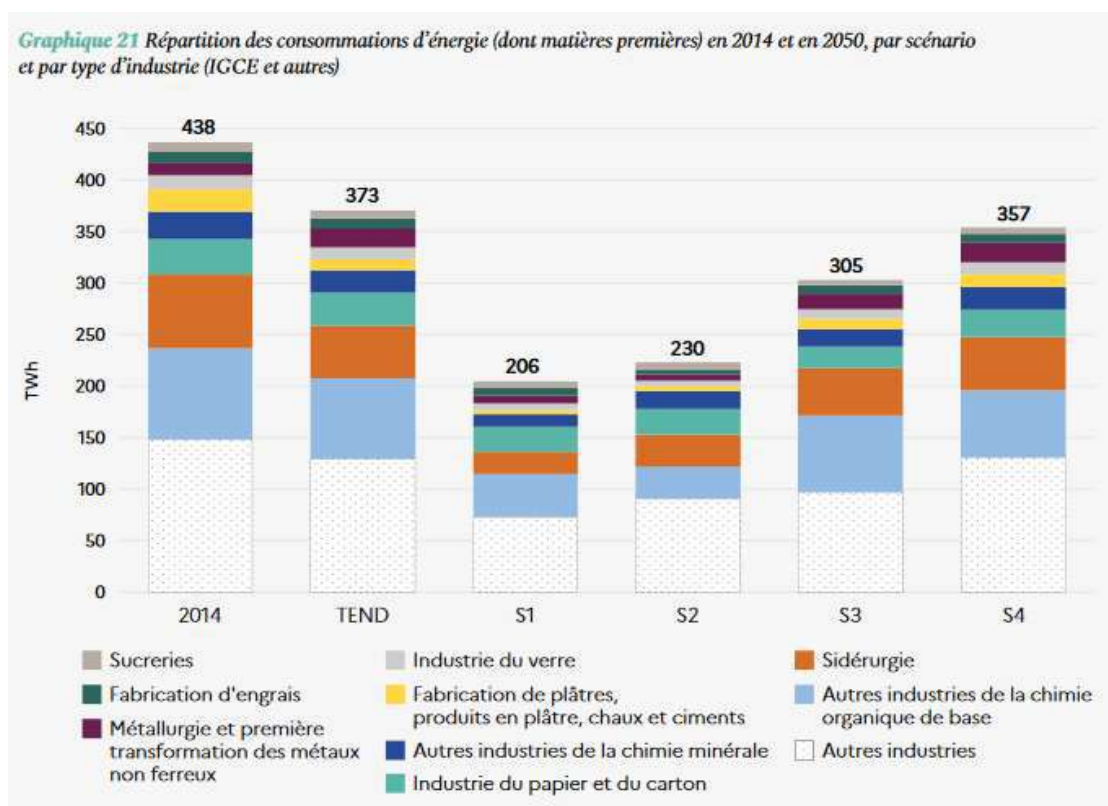


Figure 81 - Consommation d'énergie totale en 2050 par secteur industriels et par scénario de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME

Focus sur les centres de données

Les consommations des data centers varient très fortement d'un scénario à l'autre. Le scénario tendanciel, qui prévoit une forte croissance des données traitées, conduit à une croissance exponentielle de la consommation, avec une multiplication par 16 entre 2020 et 2050 et ce malgré la progression de l'efficacité énergétique. Des progrès très importants d'efficacité énergétique permettent de limiter la croissance de la consommation dans S3. Dans S4, ils sont contrebalancés par une augmentation importante du volume de données avec l'explosion des usages du numérique et l'externalisation des systèmes d'information des entreprises. Seuls S1 et S2, qui tablent sur un tassement de la croissance des données traitées par les petits data centers, contiennent la consommation à un niveau similaire à celui des années 2020. Ce tassement est le signe de la prise de conscience par tous, des enjeux environnementaux et l'adoption d'un usage plus sobre du numérique.

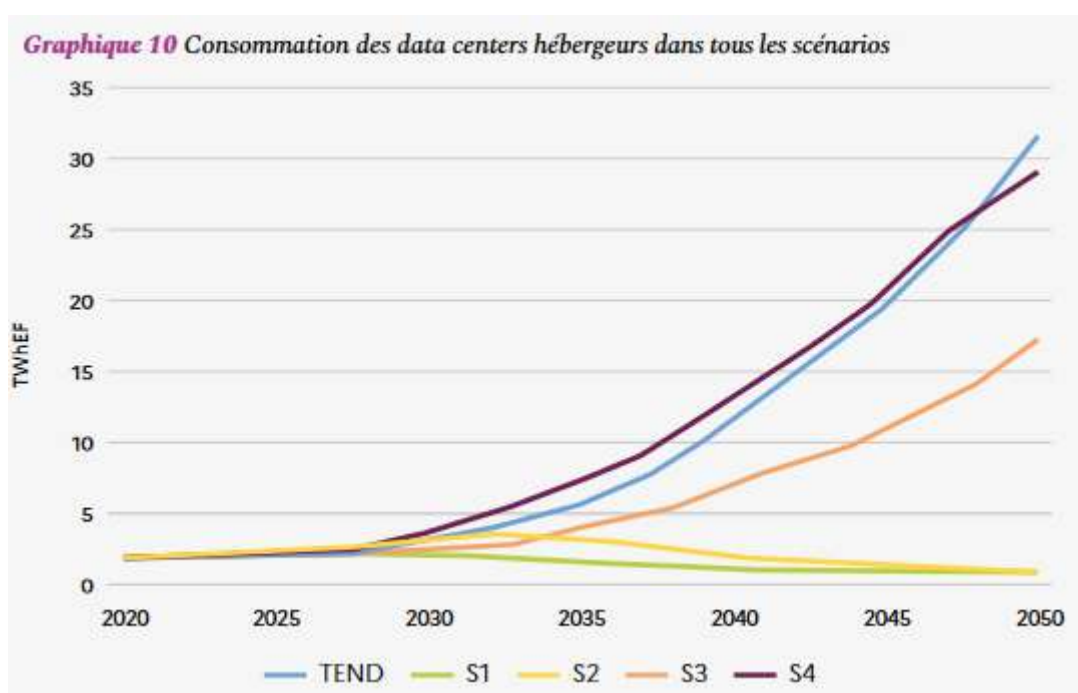


Figure 82 - Consommation des centres de données par scénario de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME

BIBLIOGRAPHIE Partie 1

Données du SDES 2022 sur l'énergie : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/energie>

Panorama de la chaleur renouvelable et de récupération - Édition 2023. Disponible sur : https://www.syndicat-energies-renouvelables.fr/wp-content/uploads/basedoc/panorama_chaleur_2023_light.pdf

La climatisation dans le bâtiment. ADEME, CODA Stratégies, Novembre 2021

Plateforme cartographique EnRezo. Cerema. Disponible sur : <https://reseaux-chaleur.cerema.fr/espace-documentaire/enrezo>

Données du CEREN 2020 : <https://www.ceren.fr/publications/les-publications-du-ceren/>

La chaleur fatale. ADEME d'après CEREN, Édition 2017. Disponible sur : https://librairie.ademe.fr/ged/2321/chaleur_fatale-8821-2018-06_pdf.pdf

Chiffres clés de l'énergie. SDES, 2023. Chap. 7, Bilan énergétique de la France. Disponible sur : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2023/7-bilan-energetique-de-la-france>

Chiffres clés de l'énergie. SDES, 2022. Chap. 7, Bilan énergétique de la France. Disponible sur : <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/edition-numerique/chiffres-cles-energie-2022/7-bilan-energetique-de-la-france>

Enquête annuelle des réseaux de chaleur et de froid. FEDENE/SNCU, Édition 2023 (données 2022). Disponible sur : <https://fedene.fr/ressource/enquete-annuelle-des-reseaux-de-chaleur-et-de-froid-edition-2023-donnees-2022/>

Point sur la cogénération gaz à Janvier 2019 par le Club Cogénération. ATEE. Disponible sur : <https://atee.fr/system/files/2020-03/journ%C3%A9e%20micro%20cog%C3%A9%202019%20Intervention%20Club%20Cog%C3%A9.pdf>

Prospective - Transition(s) 2050. ADEME, édition 2024. Disponible sur : <https://librairie.ademe.fr/recherche-et-innovation/5072-prospective-transitions-2050-rapport.html>

02 OBJECTIFS, STRATÉGIES ET MESURES POLITIQUES

Aucun élément ne vient s'ajouter aux éléments indiqués dans le PNIEC transmis en 2024

I. Contribution aux cinq dimensions de l'union de l'énergie apportée par les systèmes de chaleur et de froid efficaces

Les systèmes de chaleur et de froid utilisant des énergies renouvelables et de récupération contribuent directement à la décarbonation de l'économie via la substitution d'énergies fossiles. Ils contribuent par ailleurs à l'amélioration de l'efficacité énergétique. En effet, l'installation d'équipement de production de chaleur renouvelable s'effectue en remplacement d'équipement existants, dont les rendements sont plus faibles que ceux d'équipement neufs. Par ailleurs, la stratégie française, décrite ci-après, repose significativement sur le développement de la chaleur produite à partir de pompes à chaleur, qui sont des équipements très efficaces énergétiquement.

Le développement de la chaleur renouvelable et de récupération contribue par ailleurs à accroître notre sécurité énergétique, puisqu'il s'agit de sources d'énergie locales (biomasse, géothermie, solaire thermique, pompes à chaleur).

II. Aperçu général des politiques et mesures existantes

La chaleur renouvelable

La chaleur représente aujourd'hui un peu moins de la moitié (43%) de la consommation d'énergie finale³¹ en France dont seulement environ un quart est actuellement d'origine renouvelable. La France mise sur une forte augmentation de la production de chaleur d'origine renouvelable et le développement accéléré des réseaux urbains de distribution de chaleur et de froid pour sortir rapidement des énergies fossiles.

Ainsi, les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) 3 devront permettre de porter la consommation de chaleur renouvelable et de récupération de 183 TWh en 2021 à 419 TWh pour la cible haute en 2035. Les objectifs fixés pour la PPE 3 conduisent à une multiplication par plus de deux de la quantité de chaleur renouvelable et de récupération d'ici 2035.

³¹ L'énergie finale ou disponible est l'énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer, etc.).

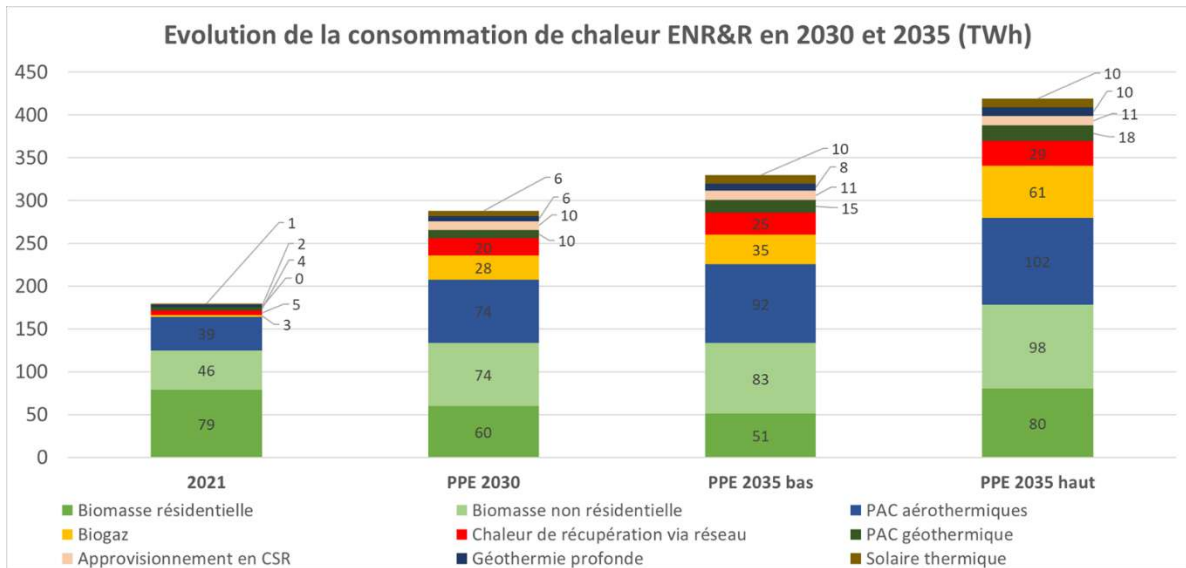


Figure 83 : Evolution de la consommation de chaleur ENR&R en 2030 et 2035

De même, la part de la chaleur renouvelable et de récupération dans la consommation totale de chaleur est appelée à augmenter significativement au cours de cette période.

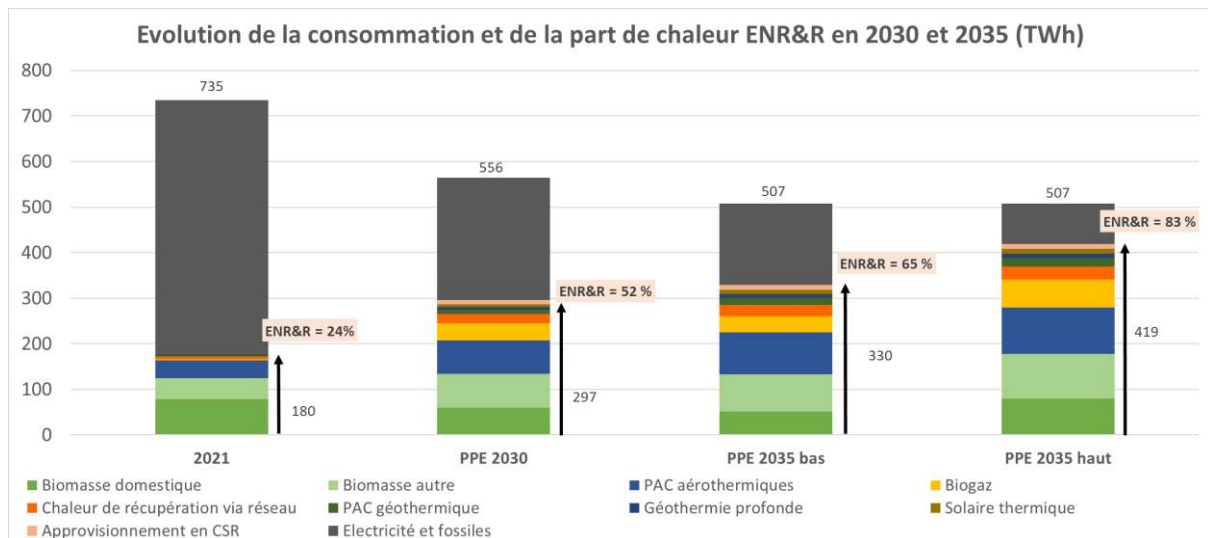


Figure 84 : Evolution de la part de chaleur ENR&R en 2030 et 2035

Pour accompagner cette augmentation de la consommation de chaleur renouvelable, toutes les filières de production de chaleur renouvelable sont sollicitées, de même qu'un recours accru à la récupération de chaleur fatale. La PPE 3 fixe ainsi des objectifs pour chacune des filières de production de chaleur renouvelable ainsi que pour la récupération de chaleur fatale utilisées dans les réseaux de chaleur. La hausse la plus importante est due au déploiement des pompes à chaleur. Toutefois, proportionnellement, le développement du solaire thermique, du biogaz et de la géothermie représentent les défis les plus importants.

Le tableau suivant récapitule les objectifs par filière.

Chaleur ENR par secteur en TWh	2021	2030	2035 seuil bas	2035 Seuil haut
Biomasse (conso nette)	123	134	134	178
Géothermie de surface	3,9	10	15	18
Géothermie profonde	2,3	6	8	10
PAC (hors PAC géothermiques)	39,1	74	92	102
Solaire thermique	1,3	6	10	10
Récupération de chaleur fatale livrée dans les RCU	5,4	20	25	29
Biogaz injecté + cogé biogaz	7,5	37	35	61
CSR*	0,2	10	11	
Total	182,7	297	330	419

Tableau 22 - Objectifs de production de chaleur par filière

Afin de développer la chaleur renouvelable, le gouvernement dispose de quatre dispositifs principaux largement éprouvés :

- Le dispositif des aides MaPrimeRénov' à destination des particuliers ;
- Le dispositif des Certificats d'Economies d'Energie ;
- Le dispositif du Fonds chaleur pour soutenir le développement de la chaleur renouvelable et de récupération dans tous les secteurs d'activités ;
- Les aides France 2030 à la décarbonation de l'industrie pour le développement de la chaleur bas carbone.

Créé en 2009, le Fonds chaleur, géré par l'ADEME, a permis le déploiement massif des installations de production de chaleur renouvelable sur le territoire français. Au cours de cette période, cette aide à l'investissement a soutenu plus de 8 500 projets pour un montant de 3,88 Mds € d'aides sur 14 Mds € d'investissement et une production annuelle de 45,3 TWh d'ENR&R de chaleur. Augmenté de 40% en mars 2022, pour atteindre 520 millions d'euros sur l'ensemble de l'année 2022, il a été de nouveau augmenté en 2023 à 601 M€ et en 2024 pour atteindre 820 M€.

Les réseaux urbains de chaleur

Le développement concomitant des réseaux de chaleur est par ailleurs indispensable pour développer l'utilisation de cette chaleur renouvelable. En effet, les réseaux de chaleur représentent une solution économique sur le long terme pour les consommateurs grâce à la stabilité des prix de la chaleur livrée sur le long terme, tout en facilitant la transition des énergies fossiles vers les énergies renouvelables pour les besoins domestiques.

Le Gouvernement a donc décidé de fixer également des objectifs pour les quantités de chaleur livrées par les réseaux. Celles-ci devront croître de 30 TWh dont 60% de chaleur ENR&R en 2021 à 68 TWh dont 75% de chaleur ENR&R en 2030 puis jusqu'à 90 TWh dont 80% de chaleur ENR&R en 2035 (Figure 29).

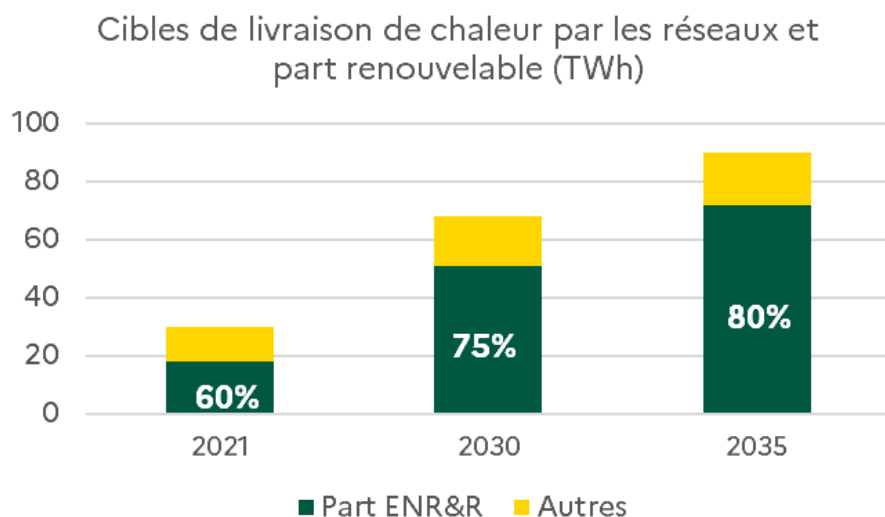


Figure 85 : Livraison dans les réseaux de chaleur ENR&R en 2030 et 2035

Ce niveau de livraison requiert de raccorder entre 300 000 et 360 000 logements en moyenne par an jusqu'en 2035. Cela représente entre 5,8 et 6,7 millions de logements raccordés en 2035, contre moins de 1,3 millions en 2020. Dans l'immense majorité des cas, ces raccordements concerneront le résidentiel collectif avec chauffage collectif mais, dans une proportion notable, il pourra s'agir d'une substitution au chauffage individuel fossile grâce à la création d'une boucle d'eau secondaire dans la résidence.

Le biogaz

Au 23 octobre 2023, 617 installations ont injecté du biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Leur capacité s'élève à 11,1 TWh/an, en progression de 22 % par rapport à fin 2022.

En 2030, il est proposé de fixer un objectif de 50 TWh de production annuelle de biogaz, dont 44 TWh dans le réseau de gaz distribué en France (qui conduirait à une fraction au moins égale à 15% de biogaz injecté dans les réseaux de gaz) et une hausse modérée de la quantité de biogaz utilisé pour la production d'électricité en cogénération et de chaleur. Le développement du biométhane serait principalement porté par le développement des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) et la mobilisation des effluents d'élevage. Il convient de souligner l'intérêt du développement des cultures intermédiaires entre des cultures principales dans un objectif agroécologique, ainsi que d'une meilleure valorisation des effluents d'élevage existants, permettant une diminution de l'émission de GES (méthane), une meilleure gestion de l'azote en agriculture et une réduction du recours aux engrais minéraux de synthèse.

En 2035, la production de biogaz par méthanisation pourrait être comprise entre 50 et 85 TWh. En fonction de leur maturité, d'autres technologies pourraient permettre d'accroître cette production comme la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale ou la méthanation, technologies qui font actuellement l'objet de démonstrateurs.

Le soutien à la méthanisation est aujourd'hui largement porté par un financement budgétaire et a vocation à évoluer, à la suite de la Loi Climat Résilience, vers un développement porté par un régime d'obligation d'incorporation reposant sur les metteurs en marché. Le prix du biogaz reste plus élevé que le coût du gaz naturel, mais il bénéficie directement à l'agriculture (achat de biomasse) ainsi qu'aux entreprises françaises et européennes, bien positionnées sur le secteur, alors que le gaz fossile est importé et dégrade donc la balance commerciale française et européenne, en présentant par ailleurs des enjeux climatiques et de souveraineté énergétique.

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

I. Résumé exécutif

1) INTRODUCTION

Ce document a pour objectif de répondre aux exigences réglementaires de la France vis-à-vis de l'article 14.1 et 14.3 de la directive sur l'efficacité énergétique de 2012 (2012/27/EU) et des annexes VIII et IX modifiées. Il vient également en appui de la programmation pluriannuelle de l'énergie dans la transposition de l'article 15.8 de la directive énergie renouvelable (2018/2001/EU). La programmation pluriannuelle de l'énergie s'applique à évaluer, entre autres, le potentiel de la cogénération à haut rendement et des réseaux efficaces de chaleur et de froid. Ce document présente l'analyse coûts-avantages visée par les termes de l'article 14.3 de la directive sur l'efficacité énergétique (2012/27/EU).

L'étude a été conduite en réalisant des scénarios avec le modèle TiTAN, un modèle d'optimisation du système énergétique français développé au CGDD et cofinancé par le CGDD, la DGEC et France Stratégie. Trois scénarios ont été réalisés et leurs résultats ont été comparés.

2) PÉRIMÈTRE DE L'ÉTUDE

L'analyse a été menée à un niveau national, en ne considérant que le territoire métropolitain. Le système choisi est donc « La France métropolitaine ».

Les usages « chauffage et procédés thermiques » et « eau chaude sanitaire » sont traités conjointement.

En vertu des recommandations du rapport « Gostner, C., Ni, J., Auverlot, D., Delozier, B., Loublier, A., (2017). Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics. France Stratégie. » l'analyse doit être menée sur le « long terme ». Les principaux exercices prévisionnels Français et Européens se déroulant jusqu'en 2050, cet horizon de temps est également retenu ici, voire légèrement dépassé puisque la modélisation va jusqu'en 2054.

L'analyse différenciera les durées de vie des différents systèmes mais les calculs seront menés sur toute la période 2019-2054 et ce pour tous les systèmes.

Par ailleurs, la France ayant choisi dans sa programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) de favoriser l'utilisation de biomasse sous forme de chaleur (extrait de la PPE en page 70) plutôt que sous forme de cogénération à haut rendement, il est fait le choix de ne pas mettre à jour l'étude sur le potentiel de la cogénération haut rendement.

3) IDENTIFICATION DE LA DEMANDE

La demande d'énergie thermique pour les usages « chauffage et procédés thermiques » et « eau chaude sanitaire » (ECS) est analysée pour quatre secteurs (résidentiel individuel, résidentiel collectif, tertiaire, industrie et agriculture). La demande de ces secteurs est décomposée par vecteurs (un système et une ressource).

Dans la modélisation utilisée, c'est la demande en services énergétiques³² et non en énergie finale qui est paramétrée. La demande d'énergie finale est calculée de façon endogène en croisant la demande en services énergétiques et la description du parc technologique.

Les données et prévisions de la demande en service énergétiques ont été tirées des travaux de modélisation globaux menés par le Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires lors des exercices récurrents que sont :

- La stratégie nationale bas carbone (SNBC)
- La programmation pluriannuelle de l'énergie (qui repose sur les mêmes scénarios que la SNBC)

La demande finale d'énergie finale des usages chauffage et ECS dans le secteur résidentiel-tertiaire, et de chaleur de réseau dans le secteur industrie, a été évaluée à 604,5 TWh en 2019.

Tableau 23 - Demande d'énergie finale en 2019 des usages de chauffage et ECS dans le secteur résidentiel-tertiaire, et de chaleur de réseau dans le secteur industrie

Source : CGDD, résultats du modèle TITAN à partir du paramétrage standard.

Énergie (TWh)	Résidentiel + tertiaire - Chauffage	Résidentiel + tertiaire - ECS	Industrie	Total
Biomasse solide	73,9	-	-	73,9
Chaleur de réseau	44,5	5,5	25,6	76,1
Charbon	0,5	-	-	0,5
Electricité	137,0	24,0	-	161,0
Fioul	72,7	5,5	-	78,2
Gaz	191,3	23,4	-	214,6
Total	520	58	26	608

Note de lecture : en 2019, les besoins de chaleur du résidentiel-tertiaire sont couverts par les réseaux de chaleur ; à 8,6% pour le chauffage, à 9,4% pour l'ECS. La fourniture de chaleur de réseau pour l'industrie représente 33,6% de la fourniture totale de chaleur de réseau en 2019.

³² Les facteurs dimensionnant cette demande sont :

- Pour le résidentiel et tertiaire : population, densité de l'habitat, nombre de personnes par logement, température de consigne par logement, demande unitaire en ECS
- Industrie : demande de production industrielle pour chaque filière

Concernant les solutions thermiques renouvelables les solutions efficaces considérées sont les suivantes :

Tableau 24 - Inventaire des solutions efficaces considérées

Système	Ressource(s)	Considé­ré comme solution individuelle	Considé­ré comme solution centralisée
Brûleur biomasse	Bois bûche	X	
Brûleur biomasse	Bois granu­lés	X	X
Pompe à chaleur air/air	Calories exté­rieures et électricité	X	
Pompe à chaleur air/eau	Calories exté­rieures et électricité	X	
Pompe à chaleur géothermique	Calories exté­rieures et électricité		X
Récupé­ration de chaleur fatale industrielle	Chaleur		X
Récupé­ration de chaleur fatale hors industrie	Chaleur		X
Récupé­ration de chaleur fatale issue des unités de valorisation éner­gétique	Chaleur		X
Brûleur CSR	Combustibles solides de récupé­ration		X
Géothermie profonde	Calories du sol et électricité		X
Récupé­ration thermique de l'électricité fatale	Électricité fatale		X

Les potentiels maximums en 2034 correspondant à ces systèmes (maximum globaux) sont les suivants en TWh pour les énergies primaires, et en taux de pénétration pour les équipements individuels :

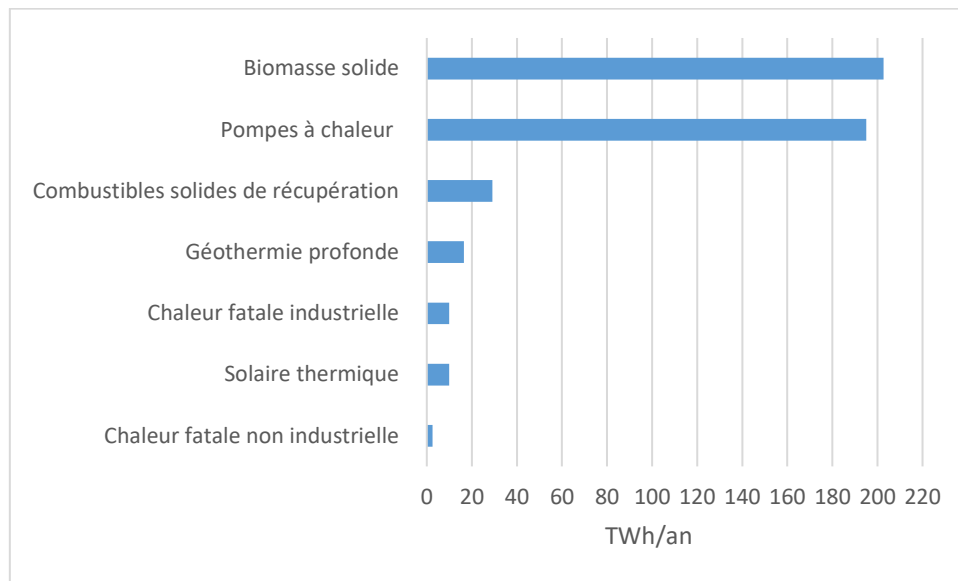


Figure 86 - Potentiel maximum en 2034 des systèmes efficaces considérées

Source : CGDD, paramétrage standard du modèle TiTAN d'après données DGEC et SDES

Les données sont issues à la fois des scénarios de la SNBC et des données du SDES (données et études statistiques du ministère de la transition écologique).

Ces potentiels sont des potentiels en énergie finale. On remarque le fort potentiel associé à la biomasse solide et au développement des pompes à chaleur.

Avec ces potentiels, la Commission Européenne recommande aux états membres de mener deux analyses : une analyse financière, menée du point de vue du consommateur et une analyse économique, menée du point de vue de la société toute entière. La différence entre ces deux exercices réside dans la prise en compte des externalités ainsi que par les taux d'actualisation employés. Il s'agit de coûts (capital, maintenance, intrants, etc.).

Dans le cas de cette étude seule l'analyse économique a été réalisée.

4) CONCLUSION DE L'ANALYSE

Cette analyse s'est attachée à étudier onze systèmes considérés comme efficace en France métropolitaine. Elle a été réalisée intégralement avec le modèle TiTAN, un modèle d'optimisation du système énergétique de France métropolitaine. Les systèmes ont été intégrés selon différentes proportions dans trois scénarios reflétant trois trajectoires différentes. Ces scénarios présentent l'offre à la demande projetée de chaleur en France métropolitaine sur la période 2019-2054. Tous atteignent des niveaux d'émission du système énergétique compatibles avec la neutralité carbone de la France en 2050. Les trois scénarios varient par le niveau de déploiement des systèmes efficaces considérés. Ils correspondent respectivement au résultat d'une optimisation technico-économique très peu contrainte (« libre », scénario 0), à un scénario 1 prévoyant un développement accru des réseaux de chaleur permettant de décarboner les zones urbaines (scénario retenu dans le Plan

national intégré énergie-climat (PNIEC) 2024 français) et à un scénario 2 prévoyant une trajectoire encore plus ambitieuse que le scénario 1 concernant le déploiement des réseaux de chaleur urbains (« Accélération RCU »).

La comparaison avec le scénario 0 (libre) montre que la trajectoire du scénario 1 présente un surcoût global par rapport à l'optimum technico-économique modélisé. Cependant, le scénario 1 apparaît plus réaliste car il permet de décarboner les bâtiments situés en zones urbaines denses, où l'on peut actuellement difficilement installer des pompes à chaleur (ce qui rend le scénario 0 moins vraisemblable). Il permet par ailleurs des réductions importantes des dépenses d'investissement dans les équipements des logements. Dans la mesure où la charge de ces dépenses pour les ménages constitue un frein considérable à la réalisation de la transition énergétique, et que la décarbonation des bâtiments situés en zones urbaines est nécessaire, on peut considérer que le scénario PNIEC est préférable malgré son coût global plus élevé, car il permet une atteinte plus vraisemblable de la neutralité en GES.

Enfin, les résultats de l'analyse mettent en avant un surcoût important dans le scénario 2 « Accélération RCU » par rapport au scénario 1 (15% de chaleur distribuée dans les réseaux en plus à l'horizon 2035 pour un surcoût de 29Md€ cumulés actualisés). Cela montre que relever davantage l'ambition sur les réseaux de chaleur occasionnerait un surcoût important qui dépasseraient vraisemblablement les bénéfices collatéraux qu'on pourrait en attendre (décarbonation des bâtiments en zone urbaine, efficacité énergétique, indépendance énergétique, sécurité d'approvisionnement, etc.).

II. Présentation synthétique du modèle TiTAN

1) UN MODÈLE D'OPTIMISATION DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE

Le modèle TiTAN (acronyme de Trajectoire des Technologies d'Abattement vers la Neutralité) est un modèle technico-économique d'optimisation du système énergétique français. Il vise à identifier des trajectoires optimales de décarbonation de ce système à moyen et long terme, et à en produire une description technologiquement cohérente et détaillée. Il couvre à la fois la production d'énergie et les principaux secteurs utilisateurs (transport, industrie, bâtiment). De façon générale, TiTAN est très semblable aux modèles issus du générateur TIMES, par exemple le modèle JRC-EU-TIMES utilisé par la Commission Européenne, à ceci près qu'il se limite au périmètre « France Métropolitaine ».

TiTAN prend en entrée des projections (i) de coût des énergies primaires, (ii) de coût et d'efficacité des technologies disponibles, (iii) de demande en services énergétiques et en biens, ainsi que (iv) diverses contraintes définies par l'utilisateur, notamment une contrainte sur les émissions de GES dite « contrainte carbone ». Il renvoie la trajectoire d'investissement, d'activité des technologies et de consommation des énergies primaires qui satisfait la demande au coût intertemporel minimal, tout en respectant les contraintes définies par l'utilisateur.

TiTAN est un modèle technico-économique : il comporte une description explicite et détaillée des technologies, présentes et futures, qui composent le système énergétique (centrales électriques, bâtiments et leurs équipements, parc de véhicules, etc.). Cette approche correspond à la logique de modélisation *bottom-up* : la demande totale, la production et le coût des énergies résultent de l'agrégation d'éléments individuels. Elle s'oppose à la logique *top-down*, où ces variables sont directement décrites par des fonctions agrégées, comme par exemple dans un modèle macro-économique.

TiTAN est enfin un modèle intégré du système énergétique, ce qui lui permet de tenir compte des effets de rétroaction des choix technologiques d'un secteur sur les autres. Par exemple, il permet

de rendre compte des tensions entre disponibilité et besoin causées par l'électrification simultanée des transports, du chauffage résidentiel et de l'industrie.

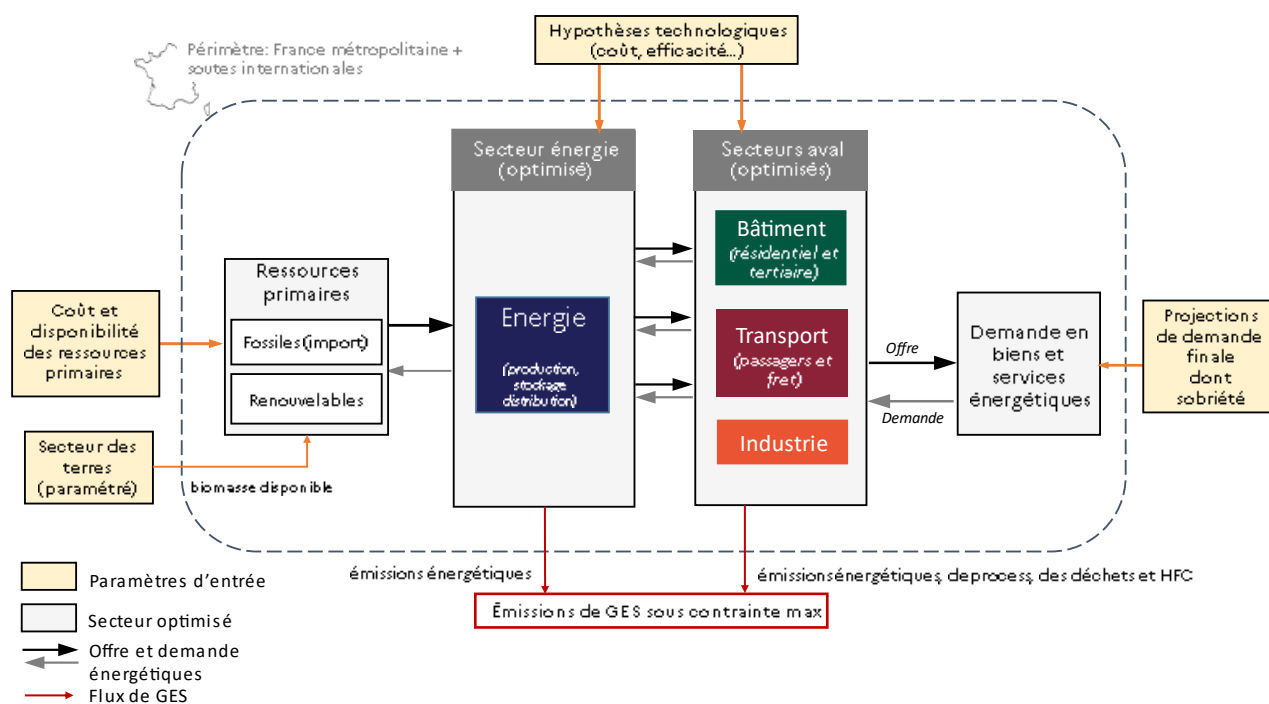


Figure 87 - Schéma de la structure simplifiée du modèle TiTAN

2) SOURCES DU PARAMÉTRAGE DU MODÈLE

Les projections des déterminants comportementaux de la demande en service énergétiques sont alignées sur celle du scénario principal de la SNBC en cours. Il s'agit du scénario « avec mesures supplémentaires », qui permet l'atteinte de la neutralité carbone en 2050. Dans le cas de la demande de chaleur et d'eau chaude sanitaire pour le résidentiel et le tertiaire, ces déterminants sont : la population, les parts modales de logement individuel et collectif, le nombre moyen de personnes par logement, la température de consigne, le besoin unitaire en eau chaude sanitaire par occupant de logement. Dans le cas de l'industrie, c'est la quantité de production industrielle qui est paramétrée.

Les sources principales des paramètres technologiques sont les bases de données des outils de modélisation de la Commission Européenne : modèle JRC-EU-TIMES et modèle PRIMES. Les paramètres technologiques se rapportant à la production et au transport d'électricité sont issus de données de RTE. Pour le secteur industrie, les caractéristiques des voies technologiques envisageables par filières sont pour l'instant paramétrées approximativement, par variation par rapport à une voie de référence. Elles ont vocation à être paramétrées finement à partir des Plans de Transition Sectoriels (PTS) de l'ADEME au fil de leur publication, c'est déjà le cas de la filière ciment.

Les paramètres technico-économiques détaillés liés au système considéré sont en annexe du document.

III. Scénario de référence

Le scénario de référence, également appelé scénario « libre » est le résultat du modèle TiTAN à partir de son paramétrage standard, lequel est aligné sur le scénario « avec mesures supplémentaires » de la SNBC en cours.

Les scénarios alternatifs seront construits comme des variantes du scénario de référence, et il leur servira de point de comparaison.

Le scénario de référence inclut l'objectif de réduction des émissions de GES jusqu'à la neutralité en 2050. Dans le périmètre de TiTAN, la contrainte carbone est fixée à 15 MtCO₂e/an en 2049 soit une réduction de 95% des émissions de GES par rapport à 2019.

Le paramétrage du scénario de référence contient également plusieurs hypothèses de sobriété qui modèrent les projections de demande. D'une part, dans la construction avec le ralentissement des constructions neuves et une augmentation de la part de logements collectifs. Ensuite sur l'usage chauffage, on suppose une sobriété dans la température de consigne des ménages (19°C) ainsi qu'une augmentation de la part de ménages consciencieux baissant volontairement leur température de consigne en dessous de la moyenne (18°C). Enfin, on suppose une baisse générale des demandes unitaires pour la cuisson, l'ECS ou l'électricité spécifique.

La projection de population est issue du scénario central de décembre 2022 de l'INSEE.

Année	Unité	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049
Population métropolitaine	Millions habitants	65,0	65,6	66,2	66,6	66,9	66,9	66,8

La projection de PIB retenue est :

Année	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049
Taux de croissance du PIB	1,4%	1,2%	1,2%	1,4%	1,6%	1,8%	1,9%

En matière de réseaux de chaleur ce scénario se caractérise par un déploiement modéré des réseaux de chaleur dans les habitats collectifs ainsi que le secteur tertiaire et nul pour les logements individuels.

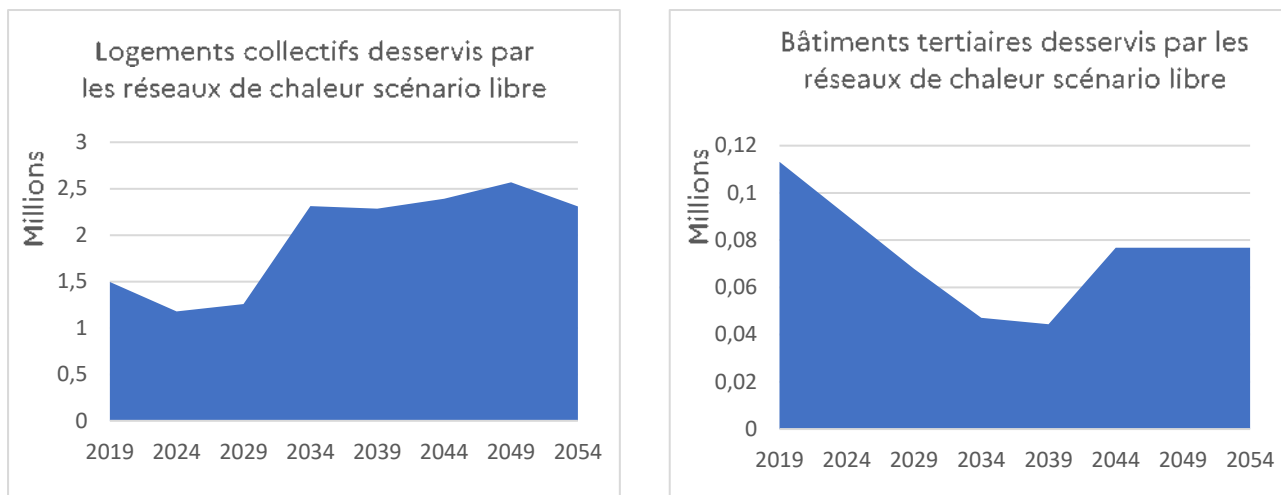


Figure 88 - Évolution du nombre de raccordement aux réseaux de chaleur – scénario libre

SOURCE : MODÈLE LIBRE SOURCE : MODÈLE TITAN, CGDD/DGEC/FRANCE STRATEGIE, 2024

Du fait du faible déploiement des réseaux de chaleur dans le scénario libre, le mix d'énergies primaires utilisées pour alimenter les réseaux à horizon 2030 n'a pas besoin de mobiliser des énergies pour lesquelles les différents secteurs de l'économie sont en concurrence (ex : biomasse solide, biogaz). Ce mix est donc majoritairement constitué d'énergies qui ne peuvent être valorisées autrement : la récupération de la chaleur fatale (industrie et hors industrie) et la revalorisation des déchets. La chaleur restante est obtenue par géothermie ou par énergies fossiles dont la proportion diminue significativement en 2030 avant de disparaître en 2040.

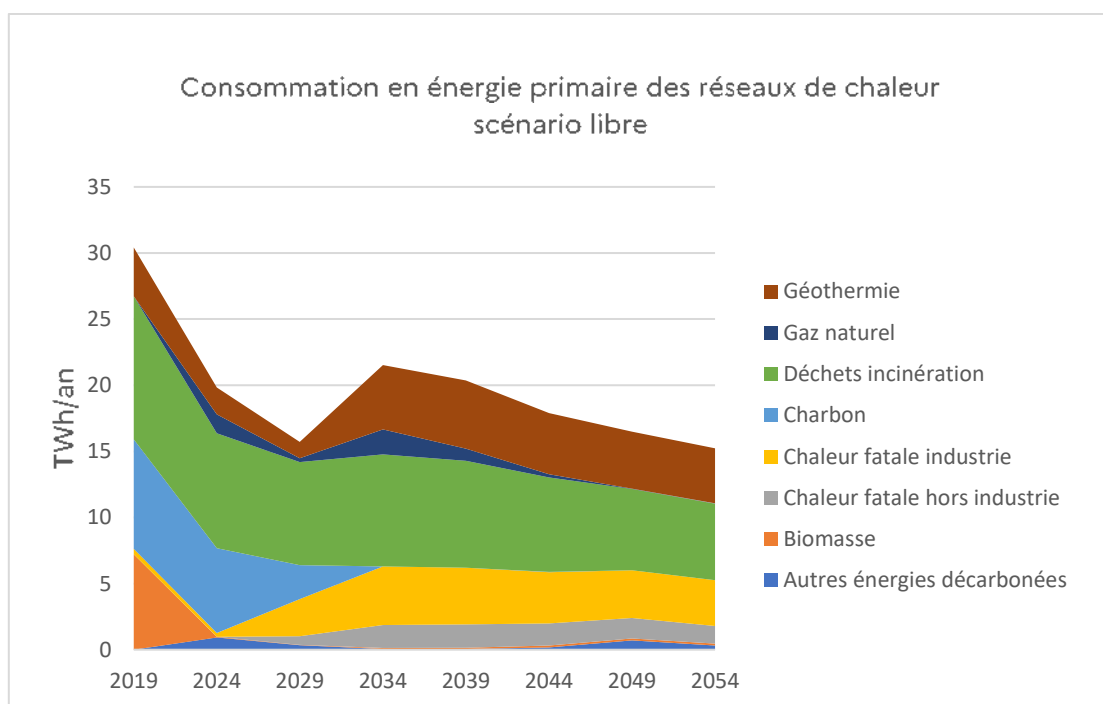


Figure 89 - Consommation en énergie primaire des réseaux de chaleur - scénario libre

SOURCE : MODÈLE LIBRE SOURCE : MODÈLE TITAN, CGDD/DGEC/FRANCE STRATEGIE, 2024

Plus généralement la demande énergétique finale pour le chauffage résidentiel-tertiaire dans son ensemble connaît une diminution importante, en passant de 500 TWh/an en 2020 à 140 TWh/an en 2050. La consommation électrique et de chaleur demeure assez stable (bien que cette dernière soit négligeable dans le mix total) alors que la consommation d'énergies fossiles diminue de façon considérable pour disparaître totalement en 2045.

NB : BT, MT et HT signifient respectivement « basse température », « moyenne température » et « haute température »

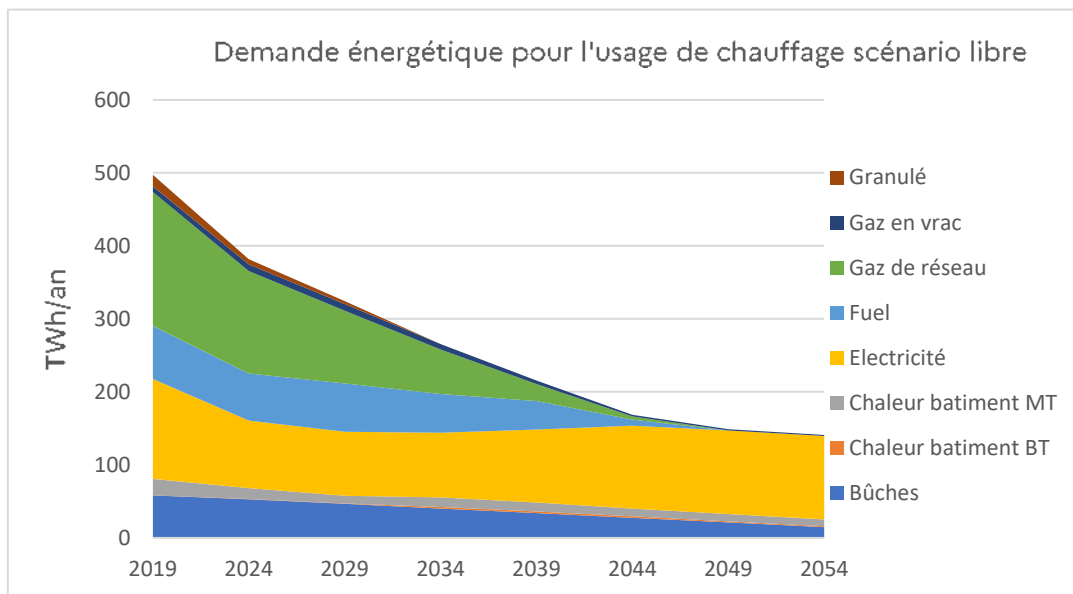


Figure 90 - Demande énergétique pour l'usage de chauffage - scénario libre

SOURCE : MODÈLE TITAN, CGDD/DGEC/France Stratégie, 2024

Concernant l'Eau Chaude Sanitaire (ECS) les combustibles fossiles disparaissent avant 2030 au profit de l'électricité. Une petite partie est alors produite par de la chaleur acheminée par un réseau de distribution.

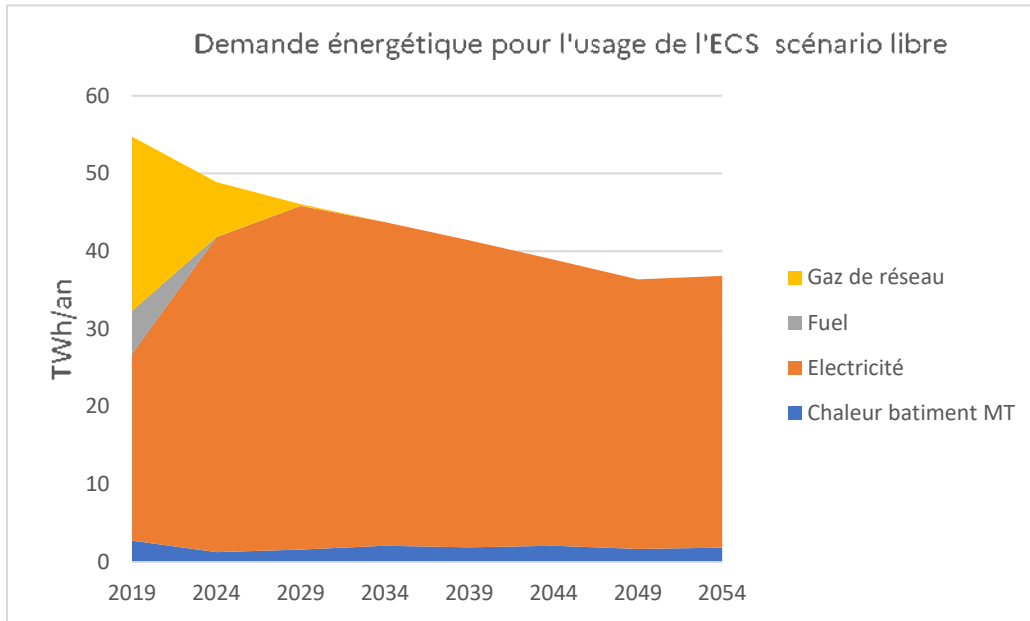


Figure 91 - Demande énergétique pour l'usage de l'ECS - scénario libre

SOURCE : MODÈLE TITAN, CGDD/DGEC/France Stratégie, 2024

L'industrie pour sa part voit sa consommation de charbon et de gaz diminuer fortement à partir de 2035 en parallèle d'une électrification importante. L'usage de la chaleur haute et moyenne température augmente pour sa part progressivement passant de 3.7% en 2019 à 9.5% en 2049.

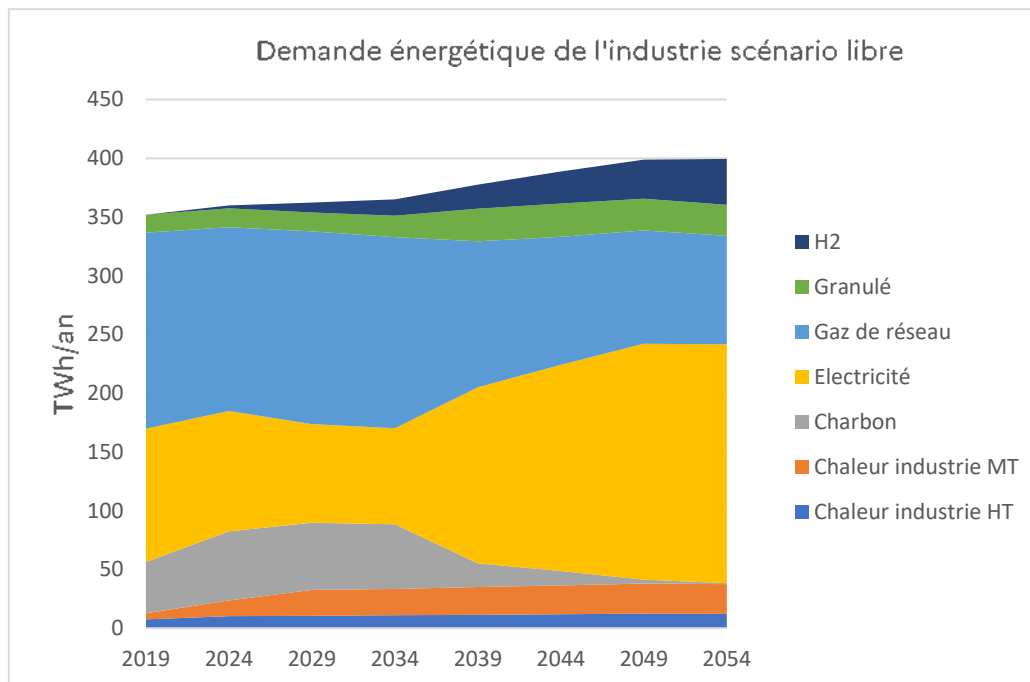


Figure 92 - Demande énergétique de l'industrie - scénario libre

SOURCE : MODÈLE TITAN, CGDD/DGEC/France Stratégie, 2024

IV. Scénarios alternatifs

Les scénarios alternatifs sont construits comme des variantes du scénario de référence (scénario « libre »), en rajoutant un forçage sur le déploiement de certaines solutions technologiques.

Ces scénarios alternatifs sont plus contraints que le scénario de référence et sont donc par construction plus coûteux.

Ils sont donc par construction plus chers que le scénario de référence mais peuvent refléter des externalités ou des contraintes qui ne sont pas prises en compte dans le modèle de base.

Les différences paramétrées entre les scénarios alternatifs et le scénario principal concernent le mix énergétique des réseaux de chaleur d'une part et leur déploiement d'autre part.

1) SCÉNARIO 1 - PNIEC 2024

Un premier scénario alternatif, appelé scénario 1 ou « scénario PNIEC », est aligné sur la trajectoire de déploiement des réseaux de chaleurs prévue dans le PNIEC 2024 de la France. On y force la quantité de chaleur fournie par les réseaux de chaleur urbain et le mix énergétique de production de la chaleur de réseau afin de permettre une décarbonation des bâtiments en zones urbaines denses. Les niveaux de demande et de mix de 2035 sont prolongés jusqu'en 2050. L'approvisionnement minimal en chaleur des bâtiments est ainsi fixé de la façon suivante.

Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Distribution chaleur vers les bâtiments (TWh/an)	50	67	78	78	78	78	78

La production de chaleur considérée pour le résidentiel-tertiaire croît progressivement, ce qui se traduit par un déploiement important des réseaux de chaleur pour les logements collectifs et le secteur tertiaire.

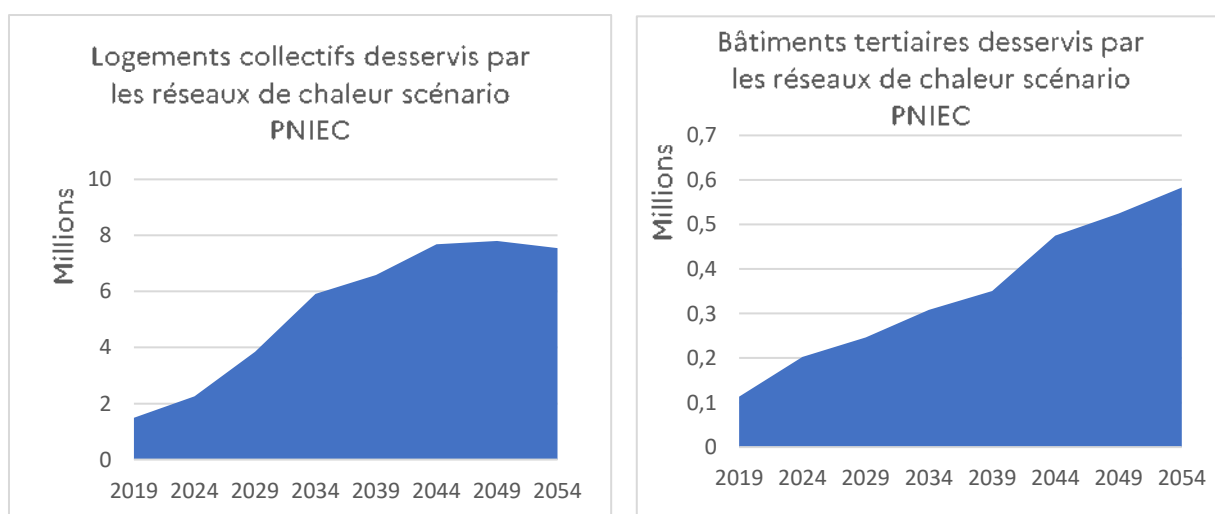


Figure 93 - Évolution du nombre de raccordement aux réseaux de chaleur – scénario PNIEC

Le mix de production de chaleur de réseau est contraint à respecter une part maximale en énergies fossiles de 25% en 2030 et 20% en 2035. La valorisation de la biomasse au sein des réseaux de chaleur est également croissante, ainsi que l'utilisation de la géothermie.

Les réseaux de chaleur représentent 20% de la consommation d'énergie finale pour le chauffage à l'horizon 2035, et 27% à l'horizon 2050.

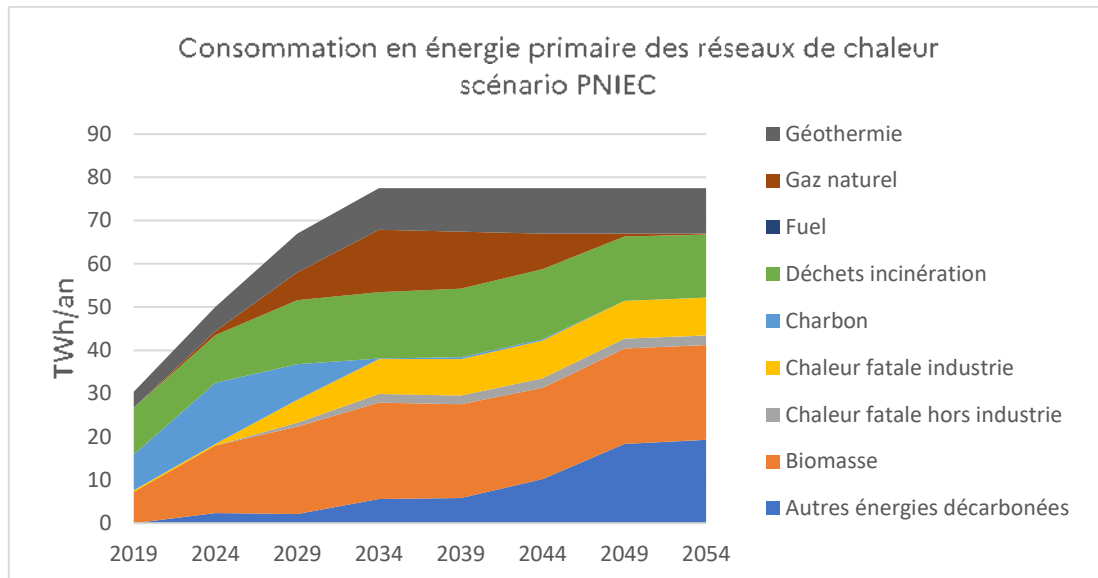


Figure 94 - Consommation en énergie primaire des réseaux de chaleur - scénario PNIEC

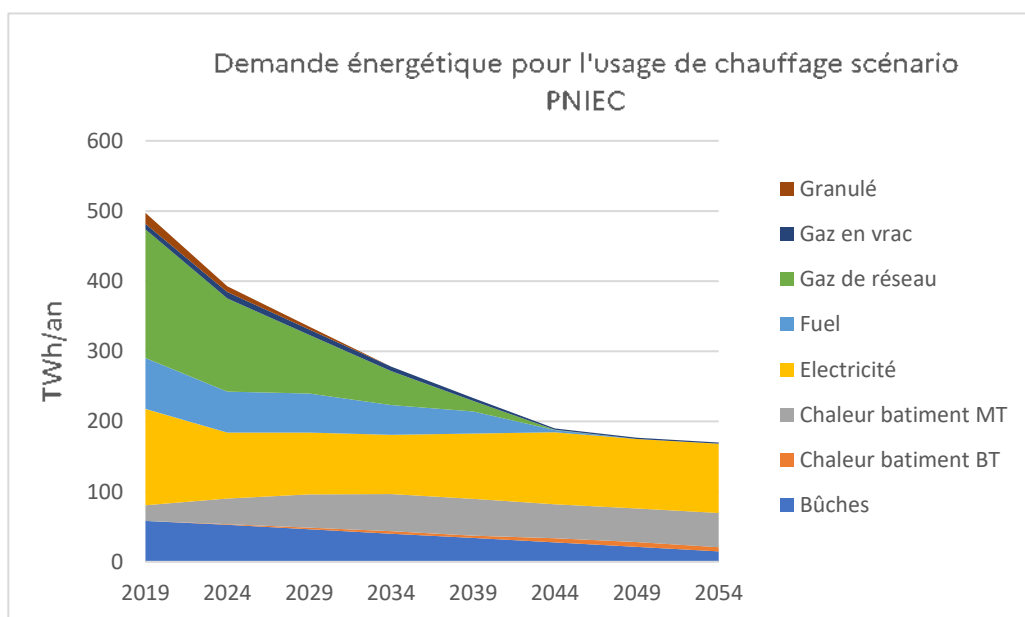


Figure 95 - Demande énergétique pour l'usage de chauffage scénario PNIEC

Le déploiement important de la chaleur distribuée par réseaux conduit à son utilisation beaucoup plus importante pour l'ECS. La chaleur distribuée par réseaux représente alors horizon 2050 22% de l'énergie consommée pour cet usage.

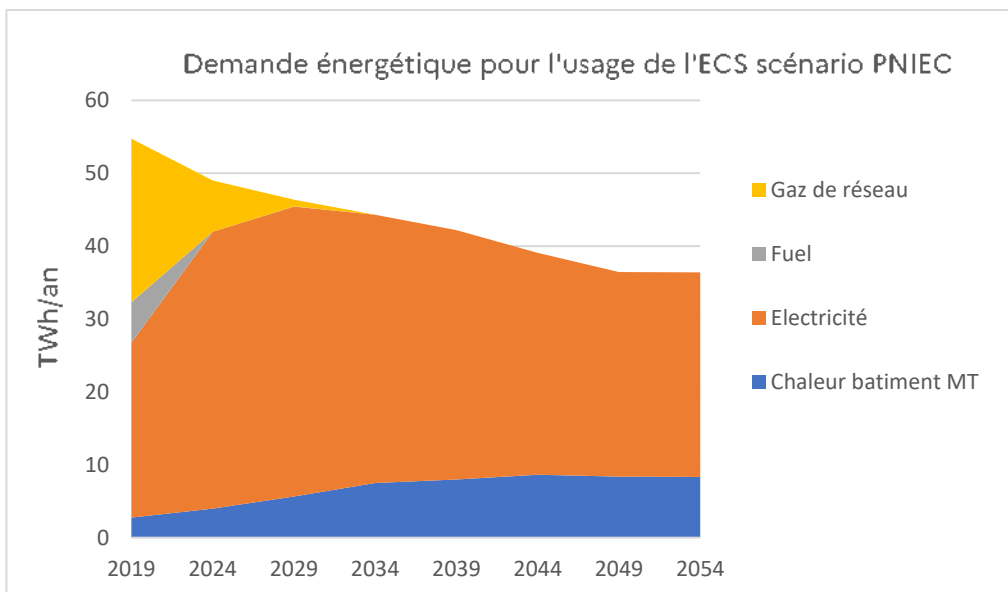


Figure 96 - Demande énergétique pour l'usage de l'ECS scénario PNIEC

L'utilisation accrue de la chaleur distribuée par réseaux dans les bâtiments diminue les ressources disponibles pour l'industrie. L'utilisation de la chaleur distribuée par réseaux dans l'industrie est alors nettement moins importante dans ce scénario avec seulement 5% de l'énergie consommée aux alentours de 2050.

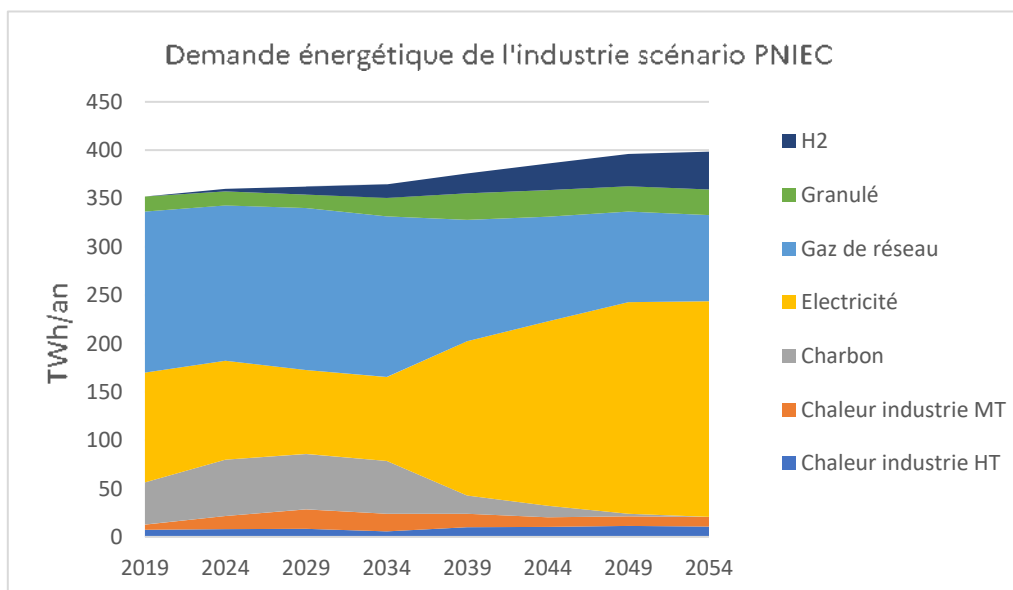


Figure 97 - Demande énergétique de l'industrie - scénario PNIEC

2) SCÉNARIO 2 - DÉPLOIEMENT ACCÉLÉRÉ DES RÉSEAUX DE CHALEUR

On propose un second scénario alternatif, appelé scénario 2 ou « scénario accélération RCU », qui consiste en un déploiement accéléré des réseaux de chaleur avant 2035, ainsi qu'en une quantité de chaleur minimale délivrée dans les RCU supérieure de 15% par rapport au scénario 1 après 2035.

	Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Min	Distribution chaleur vers les bâtiments (TWh/an)	60	85	90	90	90	90	90

Le forçage sur le mix de production de chaleur de réseau est identique à celui du scénario 1.

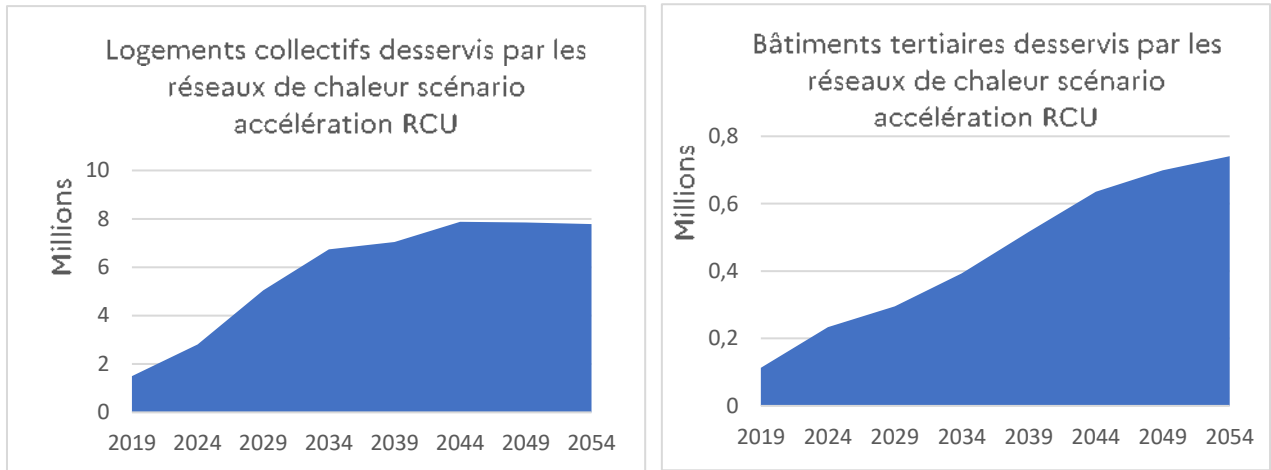


Figure 98 - Évolution du nombre de raccordements aux réseaux de chaleur – scénario accélération RCU

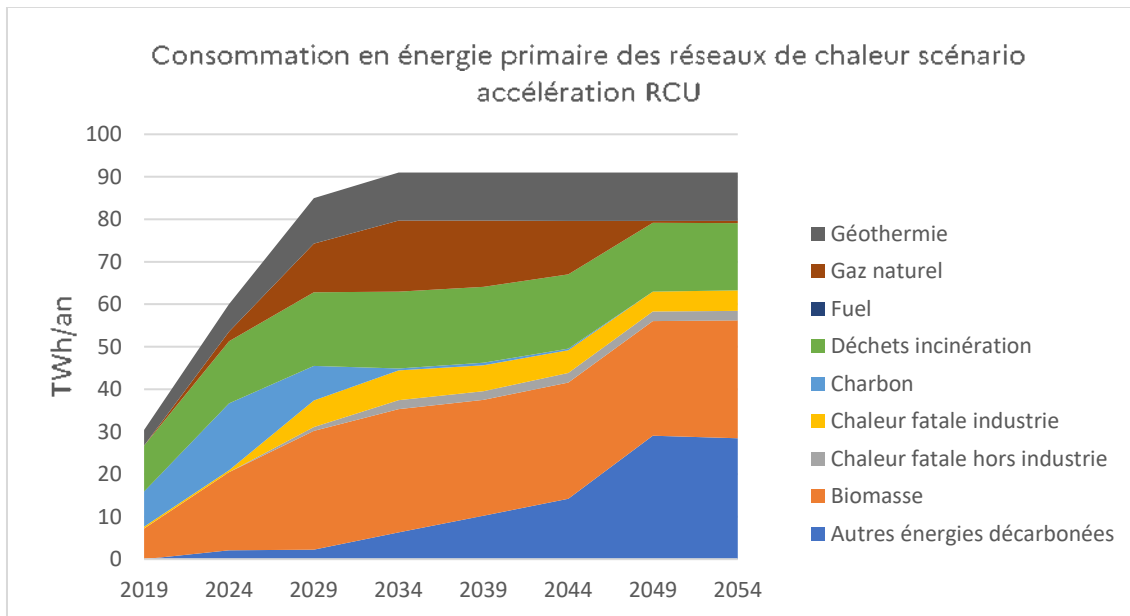


Figure 99 - Consommation en énergie primaire des réseaux de chaleur - scénario accélération RCU

Les réseaux de chaleur représentent ici 23,6% de la consommation d'énergie finale pour le chauffage à l'horizon 2035, et 35,2% à l'horizon 2050.

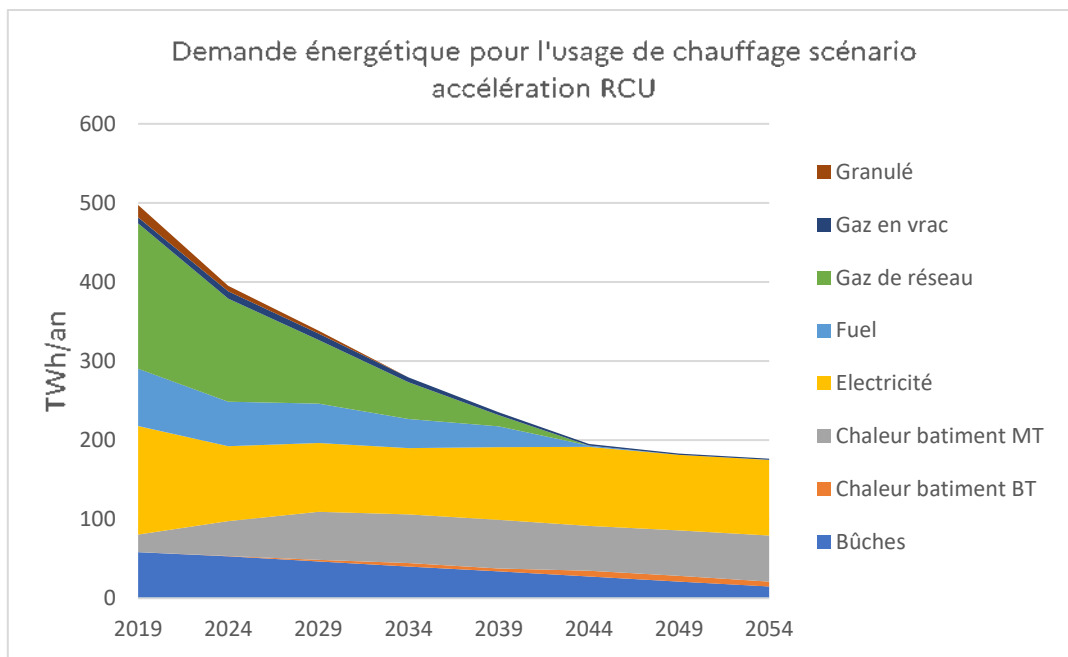


Figure 100 - Demande énergétique pour l'usage de chauffage - scénario accélération RCU

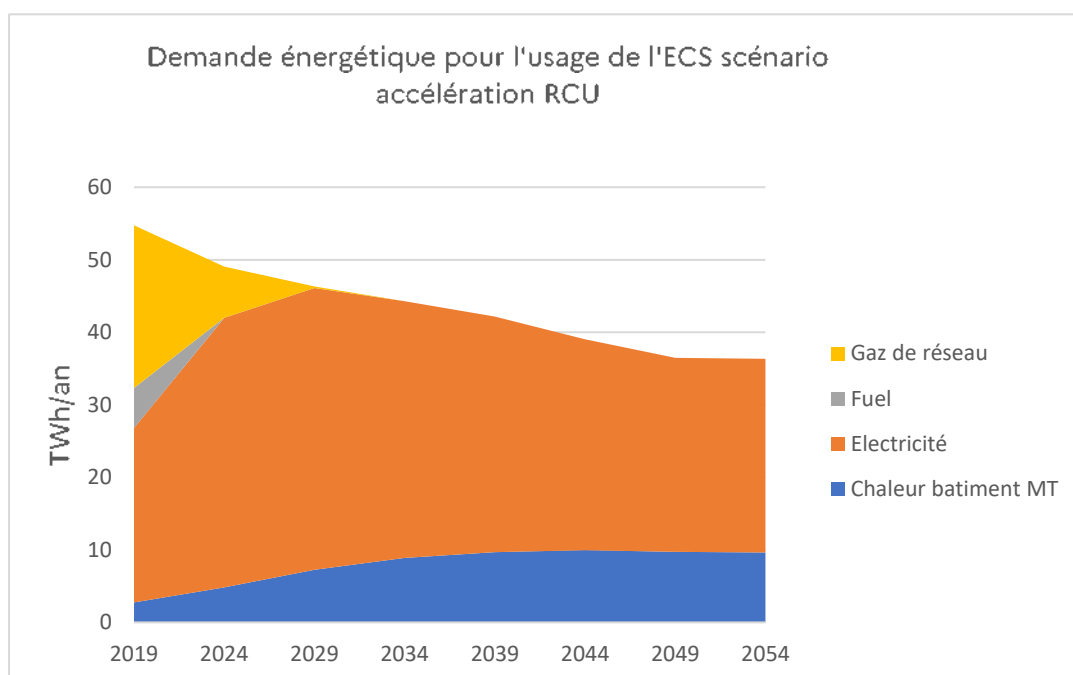


Figure 101 - Demande énergétique pour l'usage de l'ECS - scénario accélération RCU

La demande très soutenue en chaleur distribuée par réseaux dans le secteur bâtiment du scénario 2 « accélération RCU » conduit à une utilisation très faible de la chaleur distribuée par réseaux dans l'industrie. La chaleur distribuée par réseaux ne représente plus que 2,4% de la demande énergétique de l'industrie.

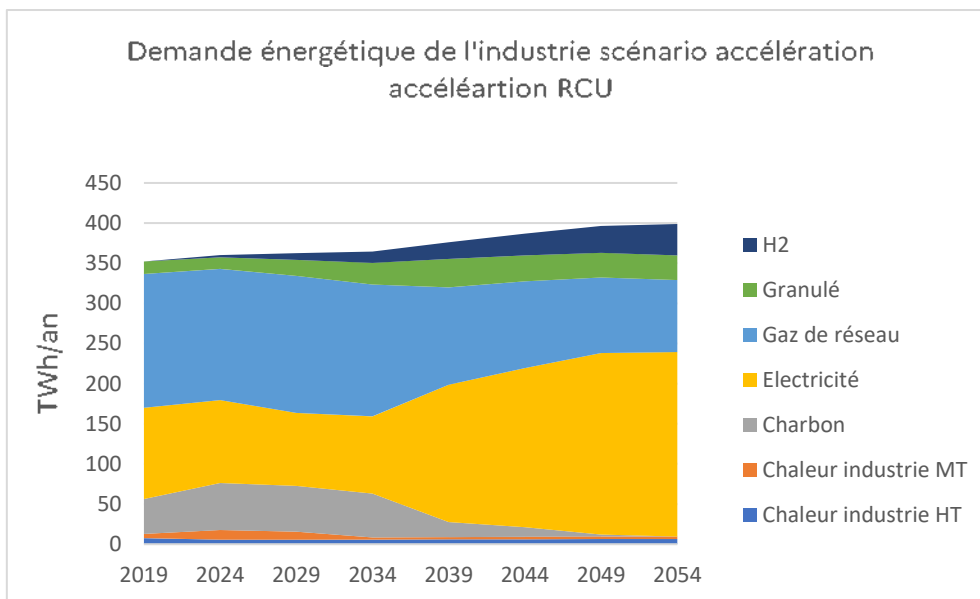


Figure 102 - Demande énergétique de l'industrie scénario accélération forte - scénario accélération RCU

V. Analyse coûts-avantages

L'analyse économique est conduite au niveau de la société et doit tenir compte des externalités. Dans le cadre de cette étude, seule l'externalité climatique est prise en compte, grâce à l'objectif de réduction des émissions de GES jusqu'à la neutralité en 2050 partagé par tous les scénarios. Les autres externalités sur l'environnement (ex : biodiversité), la santé ou la fiabilité du réseau énergétique ne sont pas prises en compte, non plus que les externalités macroéconomiques telles que l'impact sur la dépendance énergétique ou le PIB.

Cette analyse emploie un unique taux d'actualisation de 3,2%, qui est le taux recommandé pour l'évaluation socio-économique des projets d'investissements publics en France³³. Les grandeurs monétaires à des périodes différentes sont cumulées et actualisées à l'année 2024.

Le coût des énergies primaires a été projeté pour la période 2019-2054 en s'appuyant notamment sur le cadrage de la Commission Européenne sur les énergies fossiles, en cohérence avec les valeurs utilisées dans les scénarios de la SNBC (cf. Annexe pour les valeurs retenues).

Les scénarios alternatifs sont par la suite considérés en différence du scénario de référence (aussi dit scénario 0 ou « scénario libre »).

1) ANALYSE GÉNÉRALE

Les figures suivantes présentent la différence de coût total du système énergétique entre chaque scénario (CAPEX, OPEX, coût des énergies primaires) et le scénario 0. Par construction le scénario 0 est le moins cher puisque moins contraint que les variantes. On s'intéresse donc au surcoût par

³³ Guide de l'évaluation socioéconomique des investissements publics, France Stratégie, 2023

rapport au scénario 0, pour les scénarios 1 « PNIEC » et 2 « Accélération RCU », ainsi qu'au détail de ce surcoût par secteur.

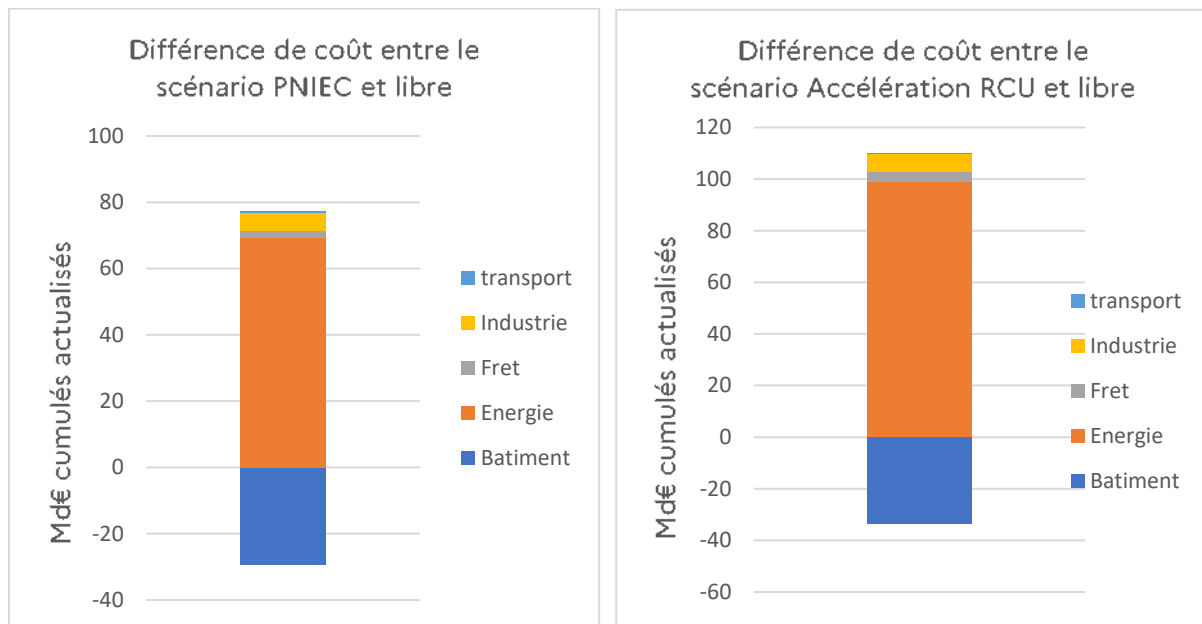


Figure 103 - Différences de coûts entre les scénarios

D'un point de vue global le surcoût du scénario 1 « PNIEC » s'élève à 48 Md€ cumulés actualisés (cumac) et celui du scénario 2 « Accélération RCU » à 77 Md€ cumac, soit un surcoût de 29Md€ cumac du scénario 2 « Accélération RCU » par rapport au scénario 1 « PNIEC ». Dans tous les cas, on observe que le surcoût concerne principalement les secteurs du périmètre de l'étude (énergie, bâtiment et industrie), et qu'il se concentre sur les technologies liées aux réseaux de chaleur.

Dans les scénarios 1 « PNIEC » et 2 « Accélération RCU » par rapport au scénario libre, le coût du secteur bâtiment diminue car les équipements de chauffage utilisant des réseaux de chaleur sont moins coûteux à puissance équivalente, en particulier vis-à-vis des PAC qui sont largement déployées dans le scénario 0 « libre ». Inversement les coûts de production de l'énergie et son acheminement augmentent avec le développement de réseaux de chaleur et des centrales de production de chaleur. Un léger surcoût est également à noter au niveau de l'industrie du fait d'une redirection de la chaleur pouvant être utilisée dans l'industrie vers les bâtiments.

Le surcoût du scénario PNIEC par rapport au scénario libre ne doit pas être interprété pour argumenter que le scénario libre serait préférable au scénario PNIEC. En effet, en ce qui concerne les réseaux de chaleur, le scénario libre est d'une nature différente du scénario PNIEC : il est le résultat d'une optimisation technico-économique par un planificateur omniscient, qui ne prend en compte ni le comportement des acteurs économiques, ni les mesures de politiques publiques existantes ou prévues. Par conséquent, il manque de réalisme économique : en réalité, il est difficile d'envisager un déploiement aussi ambitieux des PAC pour de nombreuses raisons (coût trop élevé pour les ménages, acceptabilité sociale des externalités négatives des PAC telles le bruit, configuration des logements qui empêchent l'installation notamment dans les logements collectifs, etc.). En revanche, le scénario 1 « PNIEC » suit une projection technologique réaliste qui (i) permet une décarbonation des zones urbaines dense via le déploiement de réseaux de chaleur, (ii) prend en compte les différents freins au déploiement des systèmes ENR et les mesures de politiques publiques pour les dépasser.

La comparaison est donc plutôt à faire entre le scénario 1 « PNIEC » et le scénario 2 « Accélération RCU ». À cet égard, on peut constater que le déploiement légèrement plus rapide et plus large des réseaux de chaleur dans le scénario Accélération RCU par rapport au scénario PNIEC occasionne un surcoût important (29 Md€ cumulés actualisés), du même ordre que le surcoût du scénario PNIEC par rapport au scénario 0 libre, alors que celui-ci est très élevé par construction. Ainsi, on voit que le scénario 1 PNIEC est déjà situé à un niveau élevé d'ambition pour les réseaux de chaleur, et que relever légèrement ce niveau d'ambition occasionnerait des coûts très importants, qui dépasseraient vraisemblablement les bénéfices collatéraux que nous pourrions en attendre (décarbonation des zones urbaines, efficacité énergétique, indépendance énergétique, sécurité d'approvisionnement, etc.)

2) COUTS POUR LES RÉSEAUX

Le surcoût des réseaux de distribution dans les deux scénarios est directement relié à celui des réseaux de chaleur et modulé par le type de logements raccordés. Le scénario Accélération RCU pousse un peu plus loin le développement des réseaux de chaleur par rapport au scénario PNIEC, il raccorde donc des bâtiments plus difficiles à desservir, ce qui résulte en un coût plus important. Dans la suite on note par simplicité MI les maisons individuelles et HC les habitats collectifs.

(A) Comparaison entre le scénario PNIEC et le scénario libre

Tableau 25 - CAPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE

Somme de Valeur (Md€/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - HC	0,02	0,05	-0,01	-	0,47	0,10	-
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - Tertiaire	-	-	-	-0,02	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - HC	0,31	0,62	0,39	0,22	-0,01	0,23	0,59
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - Tertiaire	0,45	0,34	0,37	0,22	0,41	0,67	0,61
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - HC	-0,11	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - Tertiaire	-0,14	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution d'électricité	-	-	0,04	0,08	0,16	-0,14	0,19
Total général	0,53	1,01	0,79	0,50	1,04	0,85	1,39

Tableau 26 - OPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE

Somme de Valeur (Md€/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - HC	0,001	0,003	0,003	0,003	0,032	0,037	0,034
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - Tertiaire	-	-	-	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - HC	0,028	0,079	0,110	0,131	0,133	0,126	0,128
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - Tertiaire	0,036	0,062	0,091	0,108	0,141	0,158	0,178
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - HC	-0,022	-0,023	-0,023	-0,023	-0,023	-0,001	-
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - Tertiaire	-0,028	-0,028	-0,028	-0,028	-0,028	-	-
Réseau de distribution d'électricité	-	-	0,009	0,027	0,064	0,031	0,074
Total général	0,014	0,094	0,162	0,218	0,318	0,350	0,414

(B) Comparaison entre le scénario Accélération RCU et le scénario libre

Tableau 27 - CAPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATIONS RCE ET LIBRE

Somme de Valeur (Md€/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - HC	0,02	0,04	0,07	-	0,51	0,01	-
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - Tertiaire	-	-	-	-0,02	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - HC	0,53	0,88	0,14	0,07	-0,09	0,45	0,92
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - Tertiaire	0,59	0,43	0,53	0,58	0,39	0,87	0,62
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - HC	-0,13	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - Tertiaire	-0,14	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution d'électricité	-	-	0,42	1,25	-0,96	-0,22	0,36
Total général	0,87	1,34	1,16	1,88	-0,16	1,12	1,90

Tableau 28 - OPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATIONS RCE ET LIBRE

Somme de Valeur (Md€/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - HC	0,001	0,003	0,007	0,007	0,038	0,038	0,036
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Basse Température - zone urbaine - Tertiaire	-	-	-	-0,001	-0,001	-0,001	-0,001
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - HC	0,045	0,118	0,131	0,140	0,133	0,127	0,134
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de chaleur Moyenne Température - zone urbaine - Tertiaire	0,046	0,080	0,121	0,167	0,197	0,219	0,234
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - HC	-0,027	-0,027	-0,027	-0,027	-0,027	-0,001	-
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - MI	-	-	-	-	-	-	-
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - Tertiaire	-0,028	-0,028	-0,028	-0,028	-0,028	-	-
Réseau de distribution d'électricité	-	-	0,098	0,386	0,163	0,112	0,197
Total général	0,038	0,145	0,302	0,644	0,475	0,494	0,599

3) COÛTS POUR LES ÉQUIPEMENTS

Pour les équipements de chauffage individuels, les scénarios PNIEC et Accélération RCU sont moins coûteux que le scénario libre, et ce à chaque point de la trajectoire. En effet pour les habitats collectifs et les bâtiments tertiaires, l'alimentation directe en chaleur est globalement moins chère en équipement que les PAC. Il est aussi intéressant de constater que les scénarios alternatifs déplacent ainsi une partie du coût direct d'investissement de la transition énergétique des logements depuis les ménages vers d'autres acteurs (énergéticiens, collectivités, État). On peut également noter qu'après 2040 une partie importante du coût des scénarios alternatifs ne provient plus directement de l'alimentation en chaleur mais de la nécessité d'installer des climatisations électriques, les réseaux de chaleur dans leur majorité ne peuvent être utilisés de façon réversible comme les PAC (notamment air-air).

(A) Comparaison entre le scénario PNIEC et le scénario libre

Tableau 29 - CAPEX DES ÉQUIPEMENTS INTERNES AUX LOGEMENTS - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE

Somme de Valeur (CAPEX, Md€ constant/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Chauffage Bûches	-0,07	0,15	-0,07	0,01	0,17	-0,21	0,03
Chauffage Electricité-Joule	0,03	-	-	-	-	-0,02	0,14
Chauffage Fuel	-0,21	-0,29	-	-	-	-	-
Chauffage Gaz-Réseau	-0,35	-0,06	0,02	-0,10	-	-	-

Chauffage Gaz-Vrac	-0,01	-0,01	-	-	-	-	-
Chauffage mixte Electricité-Joule et PAC-air-air	-0,95	0,19	-0,46	-2,43	-2,55	-3,16	-3,60
Chauffage Réseau-Chaleur BT	0,01	0,04	-0,01	-0,01	0,29	0,09	-0,03
Chauffage Réseau-Chaleur MT	0,80	0,69	0,59	0,33	0,89	0,74	0,80
Clim-Électrique	-0,01	0,07	0,21	0,04	0,26	0,70	0,14
ECS Electricité-Joule	-0,07	-0,07	-0,01	-0,09	-0,12	-0,04	-0,09
PAC-air-air	0,41	-1,05	-0,20	0,82	0,26	-1,13	-0,30
PAC-air-eau	-	-	-	-	-	-	-
PAC-géothermique	-0,13	-0,02	-0,82	-0,75	-0,16	-	-
Réseau-Froid-Urbain	-	-	-	-	-	-	-
Total général	-0,55	-0,35	-0,74	-2,19	-0,97	-3,01	-2,92

(B) Comparaison entre le scénario Accélération RCU et le scénario libre

Tableau 30 - CAPEX DES ÉQUIPEMENTS INTERNES AUX LOGEMENTS - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATION ET LIBRE

Somme de Valeur (CAPEX, Md€ constant/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Chauffage Bûches	-0,07	0,15	-0,05	0,05	0,22	-0,19	0,03
Chauffage Electricité-Joule	0,11	-	-	-	-	-0,02	0,19
Chauffage Fuel	-0,35	-0,40	-	-	-	-	-
Chauffage Gaz-Réseau	-0,40	-0,01	-0,03	-0,10	-	-	-
Chauffage Gaz-Vrac	-0,01	-0,01	-	-	-	-	-
Chauffage mixte Electricité-Joule et PAC-air-air	-1,18	0,21	-0,24	-2,88	-3,18	-3,56	-4,14
Chauffage Réseau-Chaleur BT	0,01	0,03	0,05	-0,01	0,31	0,03	0,03
Chauffage Réseau-Chaleur MT	1,11	0,98	0,49	0,44	1,07	1,09	0,71
Clim-Électrique	0,01	0,14	0,21	0,10	0,41	0,80	0,17
ECS Electricité-Joule	-0,09	-0,07	-0,03	-0,11	-0,11	-0,05	-0,12
PAC-air-air	-0,01	-1,01	-0,11	0,57	-0,25	-1,09	-0,21
PAC-air-eau	-	-	-	-	-	-	-
PAC-géothermique	-0,13	-0,09	-0,74	-0,75	-0,16	-	-
Réseau-Froid-Urbain	-	-	-	-	-	-	-
Total général	-1,00	-0,09	-0,46	-2,69	-1,70	-2,99	-3,36

4) COÛTS DU SYSTÈME ÉNERGÉTIQUE GLOBAL

S'ils permettent des économies dans le secteur bâtiment, les scénarios alternatifs occasionnent un surcoût pour le système énergétique global.

En matière de CAPEX, ce surcoût est imputable au développement des installations de production ou de récupération de chaleur pour les réseaux.

(A) Comparaison entre le scénario PNIEC et le scénario libre

Tableau 31 - CAPEX PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE

Somme de Valeur (Md€/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Bio raffinage	-0,14	-0,02	0,02	-	-0,02	-0,02	-
Captage direct CO2	-	-	-	-0,08	0,03	-0,35	-
CCGT H2	-	-0,03	-0,11	-0,36	-0,43	-0,20	-
Centrale chaleur biosourcée	-	0,01	0,29	-	0,27	0,75	-0,02
Centrale chaleur biosourcée CCS	-	-	-	0,37	-0,03	-	-
Centrale chaleur gaz	0,08	-	-	0,22	0,14	-	-
Centrale chaleur géothermique	0,17	0,41	-0,13	-0,01	0,08	0,48	0,15
Centrale cogénération déchets	0,01	0,33	-0,27	-0,26	0,75	0,55	-0,33
Centrale thermique gaz	-	-	-0,18	-	-0,04	-	-
Centrales thermiques géothermiques	-	-0,06	0,09	0,23	-0,08	-0,33	-
Électrolyse	-	0,07	-	0,01	-	-0,22	0,38
Éolien maritime	-	-	0,48	-0,47	-	1,21	0,49
Éolien terrestre	-	0,02	0,09	0,27	0,19	-0,49	-
Méthanisation CCS	-	-	-	-	-0,06	-0,13	-0,03
Photovoltaïque	-	0,01	-	0,18	-	-	-
Production e-fuel	-	-	-	0,03	-	-	-
Récupération thermique	0,04	-0,08	0,16	0,11	0,57	0,40	-
Stockage H2	-	-	0,08	0,11	-	-	0,30
Total général	0,17	0,66	0,53	0,33	1,36	1,64	0,94

Tableau 32 - OPEX PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE

Somme de Valeur (Md€/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Bio raffinage	-0,04	-0,05	-0,04	-0,04	-0,01	-0,01	-0,02
Captage direct CO2	-	-	-	-0,02	-0,01	-0,10	-0,08
CCGT H2	-	-0,01	-0,03	-0,09	-0,17	-0,20	-0,20
Centrale chaleur biosourcée	-	-	0,06	0,06	0,11	0,26	0,26
Centrale chaleur biosourcée CCS	-	-	-	0,45	0,41	0,40	0,40
Centrale chaleur gaz	0,01	0,01	0,01	0,03	0,05	0,04	0,04
Centrale chaleur géothermique	0,06	0,20	0,15	0,15	0,17	0,27	0,19
Centrale cogénération déchets	-	0,04	0,01	-0,02	0,05	0,08	0,07
Centrale thermique gaz	-	-	-0,04	-0,04	-0,05	-0,05	-0,05

Centrales thermiques géothermiques	-	-0,01	0,01	0,04	0,03	-0,02	-0,02
Électrolyse	-	0,01	0,01	0,01	0,01	-0,02	0,02
Éolien maritime	-	-	0,05	-	-	0,11	0,16
Éolien terrestre	-	-	0,02	0,06	0,07	-	-
Méthanisation CCS	-	-	-	-	-0,02	-0,07	-0,08
Photovoltaïque	-	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02
Production e-fuel	-	-	-	0,01	0,01	0,01	0,01
Raffinage-Transport-Distribution	0,40	0,40	0,40	0,36	-	-0,02	-
Récupération thermique	0,01	-0,01	0,02	0,04	0,14	0,21	0,22
Total général	0,44	0,60	0,63	1,02	0,82	0,90	0,93

(B) Comparaison entre le scénario Accélération RCU et le scénario libre

Tableau 33 - CAPEX PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATION RCU ET LIBRE

Somme de Valeur (Md€/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Bioraffinage	-0,14	-0,08	0,04	0,02	0,01	-0,06	-
Captage direct CO2	-	-	-	-0,08	-0,23	-0,35	-
CCGT H2	-	-0,03	-0,11	-0,36	-0,62	-0,21	-
Centrale chaleur biosourcée	-	0,06	0,43	0,04	0,02	0,75	-0,02
Centrale chaleur biosourcée CCS	-	-	-	0,15	0,39	-	-
Centrale chaleur gaz	0,08	-	-	0,27	0,20	-	-
Centrale chaleur géothermique	0,21	0,66	-0,34	-0,04	0,08	0,68	0,20
Centrale cogénération déchets	0,47	0,22	-0,46	-0,31	1,22	0,55	-0,19
Centrale thermique gaz	-	-	-0,17	-	-0,04	-	-
Centrales thermiques géothermiques	0,04	-0,09	0,01	0,31	-0,11	-0,48	-
Électrolyse	-0,01	0,08	0,05	0,16	-0,06	-0,12	0,41
Éolien maritime	-	0,01	0,47	-0,46	-	1,90	0,96
Éolien terrestre	-	0,10	0,39	1,20	-0,47	-0,98	-
Méthanisation CCS	-	-	-	-	-0,08	-0,18	0,08
Photovoltaïque	-	-0,04	-	0,22	-	-	-
Production e-fuel	-	-	0,01	0,04	-	-	0,01
Récupération thermique	-0,02	-0,08	0,35	0,28	0,46	0,66	-
Stockage H2	-	-	0,18	0,14	-	-	0,51
Total général	0,64	0,80	0,86	1,59	0,78	2,16	1,94

Tableau 34 - OPEX PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATION RCU ET LIBRE

Somme de Valeur (Md€/an)							
Année	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Bioraffinage	-0,04	-0,07	-0,05	-0,04	-	-	-0,01
Captage direct CO2	-	-	-	-0,02	-0,08	-0,16	-0,14
CCGT H2	-	-0,01	-0,03	-0,09	-0,20	-0,24	-0,24
Centrale chaleur biosourcée	-	0,01	0,10	0,11	0,11	0,26	0,24
Centrale chaleur biosourcée CCS	-	-	-	0,19	0,66	0,66	0,66
Centrale chaleur gaz	0,01	0,01	0,01	0,04	0,06	0,05	0,05
Centrale chaleur géothermique	0,07	0,29	0,18	0,17	0,19	0,35	0,19
Centrale cogénération déchets	0,05	0,07	0,02	-0,01	0,07	0,10	0,13
Centrale thermique gaz	-	-	-0,04	-0,04	-0,05	-0,05	-0,05
Centrales thermiques géothermiques	0,01	-0,01	-0,01	0,04	0,03	-0,05	-0,06
Électrolyse	-	0,01	0,02	0,04	0,03	0,01	0,06
Éolien maritime	-	-	0,05	-	-	0,17	0,26
Éolien terrestre	-	0,02	0,09	0,30	0,15	-	-
Méthanisation CCS	-	-	-	-	-0,03	-0,09	-0,06
Photovoltaïque	-	-	-	0,02	0,02	0,02	0,02
Pompage	-	-	-	-	-	-	-
Production e-fuel	-	-	-	0,01	0,01	0,01	0,01
Raffinage-Transport-Distribution	0,41	0,55	0,51	0,34	-	-0,04	-
Récupération thermique	-	-0,02	0,04	0,09	0,18	0,29	0,31
Stockage H2	-	-	-	-	-	-	-
Total général	0,50	0,87	0,90	1,15	1,16	1,30	1,37

VI. Conclusion

Cette analyse s'est attachée à étudier onze systèmes considérés comme efficace en France métropolitaine. Elle a été réalisée intégralement dans le modèle TiTAN, un modèle d'optimisation du système énergétique de la France métropolitaine. Les systèmes ont été intégrés selon différentes proportions dans trois scénarios reflétant trois trajectoires différentes. Ces scénarios présentent l'offre à la demande projetée de chaleur en France métropolitaine sur la période 2019-2054. Tous atteignent des niveaux d'émission du système énergétique compatibles avec la neutralité carbone de la France en 2050. Les trois scénarios varient par le niveau de déploiement de ces systèmes efficaces. Ils correspondent respectivement au résultat d'une optimisation technico-économique très peu contrainte (« libre »), à la trajectoire prévue dans le PNIEC 2024 français (« PNIEC ») et à une trajectoire légèrement plus ambitieuse que le PNIEC sur le déploiement des réseaux de chaleur (« Accélération RCU »).

La comparaison avec le scénario 0 (libre) montre que la trajectoire du scénario 1 présente un surcoût global par rapport à l'optimum technico-économique modélisé. Cependant, le scénario 1 apparaît plus réaliste car il permet de décarboner les bâtiments situés en zones urbaines denses, où l'on peut actuellement difficilement installer des pompes à chaleur (ce qui rend le scénario 0 moins vraisemblable). Il permet par ailleurs des réductions importantes des dépenses d'investissement dans les équipements des logements. Dans la mesure où la charge de ces dépenses pour les ménages constitue un frein considérable à la réalisation de la transition énergétique, et que la décarbonation des bâtiments situés en zones urbaines est nécessaire, on peut considérer que le scénario PNIEC est préférable malgré son coût global plus élevé, car il permet une atteinte plus vraisemblable de la neutralité en GES.

Enfin, les résultats de l'analyse mettent en avant un surcoût important dans le scénario 2 « Accélération RCU » par rapport au scénario 1 (15% de chaleur distribuée dans les réseaux en plus à l'horizon 2035 pour un surcoût de 29Md€ cumulés actualisés). Cela montre que relever davantage l'ambition sur les réseaux de chaleur occasionnerait un surcoût important qui dépasseraient vraisemblablement les bénéfices collatéraux qu'on pourrait en attendre (décarbonation des bâtiments en zone urbaine, efficacité énergétique, indépendance énergétique, sécurité d'approvisionnement, etc.).

04 NOUVELLES STRATÉGIES ET MESURES POLITIQUES POTENTIELLES

Cette partie décrit les principales politiques et mesures prévues en matière de chaleur et de froid issues du PNIEC transmis en 2024.

I. Les objectifs 2030 de chaleur et de froid

La chaleur renouvelable

La chaleur représente aujourd’hui un peu moins de la moitié (43%) de la consommation d’énergie finale³⁴ en France dont seulement environ un quart est actuellement d’origine renouvelable. La France mise sur une forte augmentation de la production de chaleur d’origine renouvelable et le développement accéléré des réseaux urbains de distribution de chaleur et de froid pour sortir rapidement des énergies fossiles.

Ainsi, les objectifs de la PPE 3 devront permettre de porter la consommation de chaleur renouvelable et de récupération de 183 TWh en 2021 à 419 TWh pour la cible haute en 2035. Les objectifs fixés pour la PPE 3 conduisent à une multiplication par plus de deux de la quantité de chaleur renouvelable et de récupération d’ici 2035.

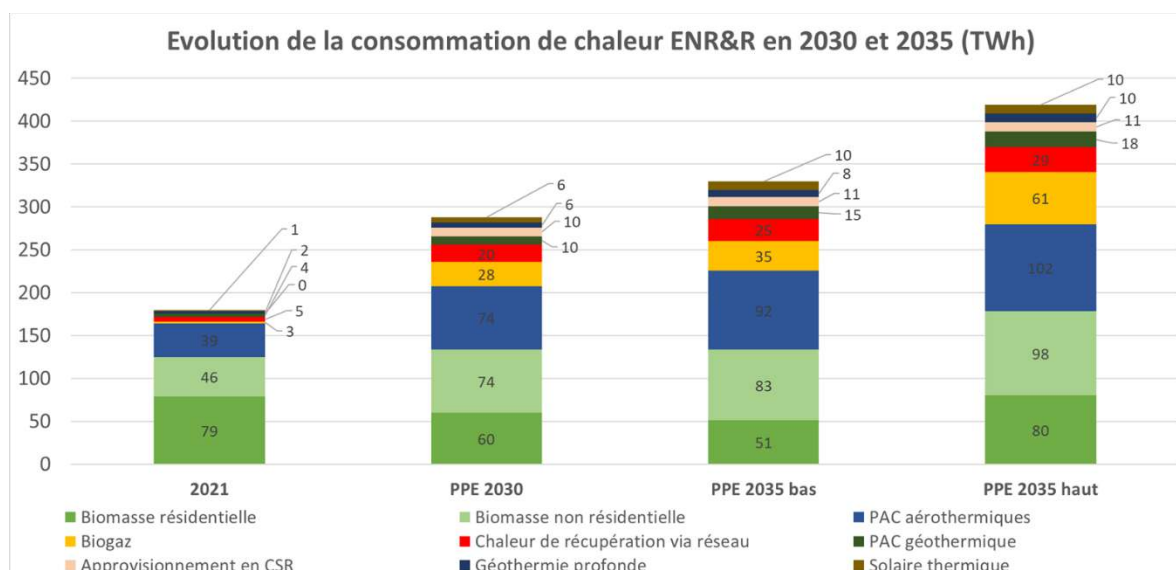


Figure 104 : Evolution de la consommation de chaleur ENR&R en 2030 et 2035

De même, la part de la chaleur renouvelable et de récupération dans la consommation totale de chaleur est appelée à augmenter significativement au cours de cette période.

³⁴ L'énergie finale ou disponible est l'énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (essence à la pompe, électricité au foyer, etc.).

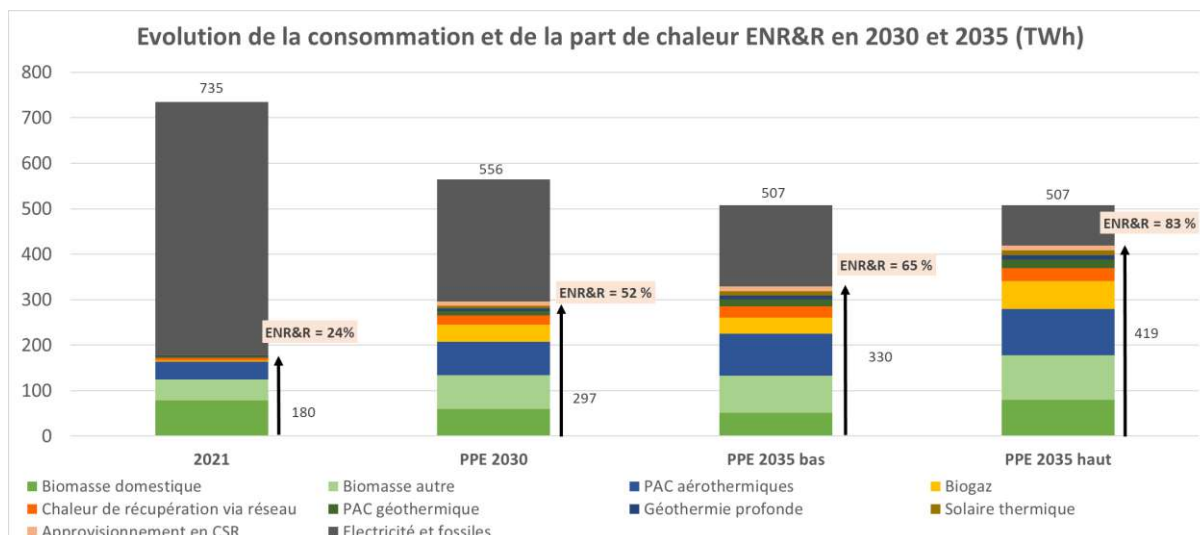


Figure 105 : Evolution de la part de chaleur ENR&R en 2030 et 2035

Pour accompagner cette augmentation de la consommation de chaleur renouvelable, toutes les filières de production de chaleur renouvelable sont sollicitées, de même qu'un recours accru à la récupération de chaleur fatale. La PPE 3 fixe ainsi des objectifs pour chacune des filières de production de chaleur renouvelable ainsi que pour la récupération de chaleur fatale utilisées dans les réseaux de chaleur. La hausse la plus importante est due au déploiement des pompes à chaleur. Toutefois, proportionnellement, le développement du solaire thermique, du biogaz et de la géothermie représentent les défis les plus importants.

Le tableau suivant récapitule les objectifs par filière.

Chaleur ENR par secteur en TWh	2021	2030	2035 seuil bas	2035 Seuil haut
Biomasse (conso nette)	123	134	134	178
Géothermie de surface	3,9	10	15	18
Géothermie profonde	2,3	6	8	10
PAC (hors PAC géothermiques)	39,1	74	92	102
Solaire thermique	1,3	6	10	10
Récupération de chaleur fatale livrée dans les RCU	5,4	20	25	29
Biogaz injecté + cogé biogaz	7,5	37	35	61
CSR*	0,2	10	11	
Total	182,7	297	330	419

Tableau 35 - Objectifs de production de chaleur par filière

Afin de développer la chaleur renouvelable, le gouvernement dispose de quatre dispositifs principaux largement éprouvés :

- Le dispositif des aides MaPrimeRénov' à destination des particuliers ;
- Le dispositif des Certificats d'Economies d'Energie ;
- Le dispositif du Fonds chaleur pour soutenir le développement de la chaleur renouvelable et de récupération dans tous les secteurs d'activités ;

- Les aides France 2030 à la décarbonation de l'industrie pour le développement de la chaleur bas carbone.

Créé en 2009, le Fonds chaleur, géré par l'ADEME, a permis le déploiement massif des installations de production de chaleur renouvelable sur le territoire français. Au cours de cette période, cette aide à l'investissement a soutenu plus de 8500 projets pour un montant de 3,88 Mds € d'aides sur 14 Mds € d'investissement et une production annuelle de 45,3 TWh d'ENR&R de chaleur. Augmenté de 40% en mars 2022, pour atteindre 520 millions d'euros sur l'ensemble de l'année 2022, il a été de nouveau augmenté en 2023 à 601 M€ et en 2024 pour atteindre 820 M€.

Les réseaux urbains de chaleur

Le développement concomitant des réseaux de chaleur est par ailleurs indispensable pour développer l'utilisation de cette chaleur renouvelable. En effet, les réseaux de chaleur représentent une solution économique sur le long terme pour les consommateurs grâce à la stabilité des prix de la chaleur livrée sur le long terme, tout en facilitant la transition des énergies fossiles vers les énergies renouvelables pour les besoins domestiques.

Le Gouvernement a donc décidé de fixer également des objectifs pour les quantités de chaleur livrées par les réseaux. Celles-ci devront croître de 30 TWh dont 60% de chaleur ENR&R en 2021 à 68 TWh dont 75% de chaleur ENR&R en 2030 puis jusqu'à 90 TWh dont 80% de chaleur ENR&R en 2035 (Figure 29).

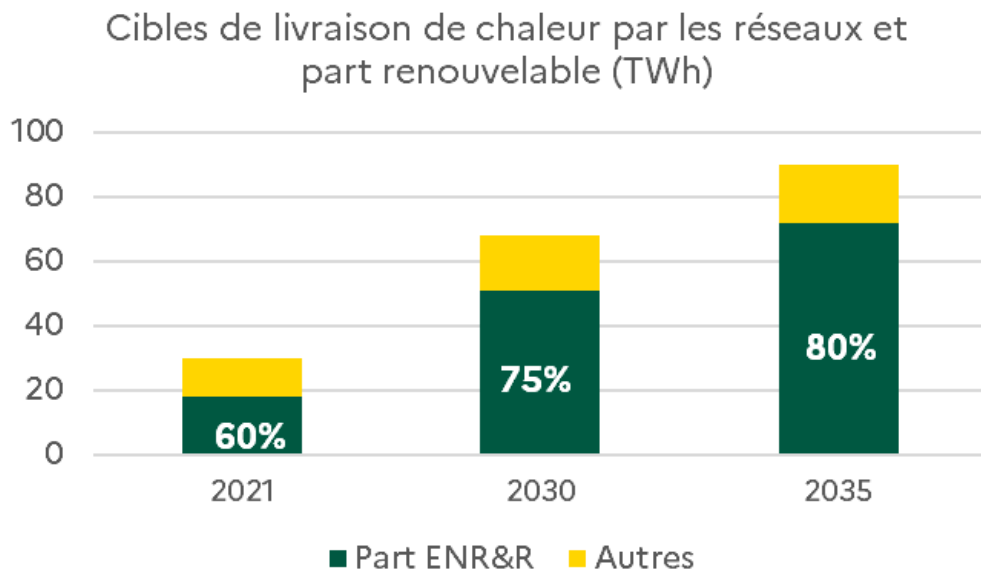


Figure 106 : Livraison dans les réseaux de chaleur ENR&R en 2030 et 2035

Ce niveau de livraison requiert de raccorder entre 300 000 et 360 000 logements en moyenne par an jusqu'en 2035. Cela représente entre 5,8 et 6,7 millions de logements raccordés en 2035, contre moins de 1,3 millions en 2020. Dans l'immense majorité des cas, ces raccordements concerneront le résidentiel collectif avec chauffage collectif mais, dans une proportion notable, il pourra s'agir d'une substitution au chauffage individuel fossile grâce à la création d'une boucle d'eau secondaire dans la résidence.

Le biogaz

Au 23 octobre 2023, 617 installations ont injecté du biométhane dans les réseaux de gaz naturel. Leur capacité s'élève à 11,1 TWh/an, en progression de 22 % par rapport à fin 2022.

En 2030, il est proposé de fixer un objectif de 50 TWh de production annuelle de biogaz, dont 44 TWh dans le réseau de gaz distribué en France (qui conduirait à une fraction au moins égale à 15% de biogaz injecté dans les réseaux de gaz) et une hausse modérée de la quantité de biogaz utilisé pour la production d'électricité en cogénération et de chaleur. Le développement du biométhane serait principalement porté par le développement des cultures intermédiaires à vocation énergétique (CIVE) et la mobilisation des effluents d'élevage. Il convient de souligner l'intérêt du développement des cultures intermédiaires entre des cultures principales dans un objectif agroécologique, ainsi que d'une meilleure valorisation des effluents d'élevage existants, permettant une diminution de l'émission de GES (méthane), une meilleure gestion de l'azote en agriculture et une réduction du recours aux engrais minéraux de synthèse.

En 2035, la production de biogaz par méthanisation pourrait être comprise entre 50 et 85 TWh. En fonction de leur maturité, d'autres technologies pourraient permettre d'accroître cette production comme la pyrogazéification, la gazéification hydrothermale ou la méthanation, technologies qui font actuellement l'objet de démonstrateurs.

Le soutien à la méthanisation est aujourd'hui largement porté par un financement budgétaire et a vocation à évoluer, à la suite de la Loi Climat Résilience, vers un développement porté par un régime d'obligation d'incorporation reposant sur les metteurs en marché. Le prix du biogaz reste plus élevé que le coût du gaz naturel, mais il bénéficie directement à l'agriculture (achat de biomasse) ainsi qu'aux entreprises françaises et européennes, bien positionnées sur le secteur, alors que le gaz fossile est importé et dégrade donc la balance commerciale française et européenne, en présentant par ailleurs des enjeux climatiques et de souveraineté énergétique.

05 Annexes spécifiques à la partie 03

Tableau 36 - CAPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (k€)

Réseau de distribution	Durée de vie (Années)	Unité	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - MI	25	Nombre de raccordements	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - HC	25	Nombre de raccordements	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - HLM	25	Nombre de raccordements	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000	10,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone périurbaine - MI	25	Nombre de raccordements	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000	15,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone périurbaine - HC	25	Nombre de raccordements	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone périurbaine - HLM	25	Nombre de raccordements	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000	75,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone périurbaine - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone rurale - MI	25	Nombre de raccordements	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000	500,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone rurale - HC	25	Nombre de raccordements	1 000,000	1 000,000	1 000,000	1 000,000	1 000,000	1 000,000	1 000,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone rurale - HLM	25	Nombre de raccordements	2 500,000	2 500,000	2 500,000	2 500,000	2 500,000	2 500,000	2 500,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone rurale - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	1 000,000	1 000,000	1 000,000	1 000,000	1 000,000	1 000,000	1 000,000
Réseau de distribution de chaleur BT - zone urbaine - MI	25	Nombre de raccordements	15,014	15,014	15,014	15,014	15,014	15,014	15,014
Réseau de distribution de chaleur BT - zone urbaine - HC	25	Nombre de raccordements	26,103	26,103	26,103	26,103	26,103	26,103	26,103
Réseau de distribution de chaleur BT - zone urbaine - HLM	25	Nombre de raccordements	49,169	49,169	49,169	49,169	49,169	49,169	49,169
Réseau de distribution de chaleur BT - zone urbaine - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	27,286	27,286	27,286	27,286	27,286	27,286	27,286
Réseau de distribution de chaleur BT - zone périurbaine - MI	25	Nombre de raccordements	36,033	36,033	36,033	36,033	36,033	36,033	36,033
Réseau de distribution de chaleur BT - zone périurbaine - HC	25	Nombre de raccordements	62,647	62,647	62,647	62,647	62,647	62,647	62,647

Réseau de distribution de chaleur BT - zone périurbaine - HLM	25	Nombre de raccordements	118,006	118,006	118,006	118,006	118,006	118,006	118,006
Réseau de distribution de chaleur BT - zone périurbaine - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	65,486	65,486	65,486	65,486	65,486	65,486	65,486
Réseau de distribution de chaleur BT - zone rurale - MI	25	Nombre de raccordements	360,327	360,327	360,327	360,327	360,327	360,327	360,327
Réseau de distribution de chaleur BT - zone rurale - HC	25	Nombre de raccordements	626,473	626,473	626,473	626,473	626,473	626,473	626,473
Réseau de distribution de chaleur BT - zone rurale - HLM	25	Nombre de raccordements	1 180,059	1 180,059	1 180,059	1 180,059	1 180,059	1 180,059	1 180,059
Réseau de distribution de chaleur BT - zone rurale - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	654,862	654,862	654,862	654,862	654,862	654,862	654,862
Réseau de distribution de chaleur MT - zone urbaine - MI	25	Nombre de raccordements	14,176	14,176	14,176	14,176	14,176	14,176	14,176
Réseau de distribution de chaleur MT - zone urbaine - HC	25	Nombre de raccordements	21,569	21,569	21,569	21,569	21,569	21,569	21,569
Réseau de distribution de chaleur MT - zone urbaine - HLM	25	Nombre de raccordements	36,946	36,946	36,946	36,946	36,946	36,946	36,946
Réseau de distribution de chaleur MT - zone urbaine - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	22,357	22,357	22,357	22,357	22,357	22,357	22,357
Réseau de distribution de chaleur MT - zone périurbaine - MI	25	Nombre de raccordements	34,022	34,022	34,022	34,022	34,022	34,022	34,022
Réseau de distribution de chaleur MT - zone périurbaine - HC	25	Nombre de raccordements	51,765	51,765	51,765	51,765	51,765	51,765	51,765
Réseau de distribution de chaleur MT - zone périurbaine - HLM	25	Nombre de raccordements	88,671	88,671	88,671	88,671	88,671	88,671	88,671
Réseau de distribution de chaleur MT - zone périurbaine - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	53,657	53,657	53,657	53,657	53,657	53,657	53,657
Réseau de distribution de chaleur MT - zone rurale - MI	25	Nombre de raccordements	340,218	340,218	340,218	340,218	340,218	340,218	340,218
Réseau de distribution de chaleur MT - zone rurale - HC	25	Nombre de raccordements	517,649	517,649	517,649	517,649	517,649	517,649	517,649
Réseau de distribution de chaleur MT - zone rurale - HLM	25	Nombre de raccordements	886,706	886,706	886,706	886,706	886,706	886,706	886,706
Réseau de distribution de chaleur MT - zone rurale - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	536,575	536,575	536,575	536,575	536,575	536,575	536,575
Réseau de distribution d'électricité	60	GW	1 010 546,437	1 010 546,437	1 010 546,437	1 010 546,437	1 010 546,437	1 010 546,437	1 010 546,437
Réseau de distribution de froid - zone périurbaine - HLM	25	Nombre de raccordements	118,006	118,006	118,006	118,006	118,006	118,006	118,006
Réseau de distribution de froid - zone périurbaine - HC	25	Nombre de raccordements	62,647	62,647	62,647	62,647	62,647	62,647	62,647

Réseau de distribution de froid - zone périurbaine - MI	25	Nombre de raccordements	36,033	36,033	36,033	36,033	36,033	36,033	36,033
Réseau de distribution de froid - zone périurbaine - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	65,486	65,486	65,486	65,486	65,486	65,486	65,486
Réseau de distribution de froid - zone rurale - HLM	25	Nombre de raccordements	1 180,059	1 180,059	1 180,059	1 180,059	1 180,059	1 180,059	1 180,059
Réseau de distribution de froid - zone rurale - HC	25	Nombre de raccordements	626,473	626,473	626,473	626,473	626,473	626,473	626,473
Réseau de distribution de froid - zone rurale - MI	25	Nombre de raccordements	360,327	360,327	360,327	360,327	360,327	360,327	360,327
Réseau de distribution de froid - zone rurale - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	654,862	654,862	654,862	654,862	654,862	654,862	654,862
Réseau de distribution de froid - zone urbaine - HLM	25	Nombre de raccordements	49,169	49,169	49,169	49,169	49,169	49,169	49,169
Réseau de distribution de froid - zone urbaine - HC	25	Nombre de raccordements	26,103	26,103	26,103	26,103	26,103	26,103	26,103
Réseau de distribution de froid - zone urbaine - MI	25	Nombre de raccordements	15,014	15,014	15,014	15,014	15,014	15,014	15,014
Réseau de distribution de froid - zone urbaine - Tertiaire	25	Nombre de raccordements	27,286	27,286	27,286	27,286	27,286	27,286	27,286

Tableau 37 - OPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (k€/an/raccordement)

Réseau de distribution	Unité	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - MI	Nombre de raccordements	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200	0,200
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - HC	Nombre de raccordements	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - HLM	Nombre de raccordements	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone urbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400	0,400
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone périurbaine - MI	Nombre de raccordements	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600	0,600
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone périurbaine - HC	Nombre de raccordements	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone périurbaine - HLM	Nombre de raccordements	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000	3,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone périurbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200	1,200
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone rurale - MI	Nombre de raccordements	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000	20,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone rurale - HC	Nombre de raccordements	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone rurale - HLM	Nombre de raccordements	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000	100,000
Réseau de distribution de gaz de réseau - zone rurale - Tertiaire	Nombre de raccordements	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000	40,000
Réseau de distribution de chaleur BT - zone urbaine - MI	Nombre de raccordements	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
Réseau de distribution de chaleur BT - zone urbaine - HC	Nombre de raccordements	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322
Réseau de distribution de chaleur BT - zone urbaine - HLM	Nombre de raccordements	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868
Réseau de distribution de chaleur BT - zone urbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350
Réseau de distribution de chaleur BT - zone périurbaine - MI	Nombre de raccordements	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Réseau de distribution de chaleur BT - zone périurbaine - HC	Nombre de raccordements	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506
Réseau de distribution de chaleur BT - zone périurbaine - HLM	Nombre de raccordements	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Réseau de distribution de chaleur BT - zone périurbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Réseau de distribution de chaleur BT - zone rurale - MI	Nombre de raccordements	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850
Réseau de distribution de chaleur BT - zone rurale - HC	Nombre de raccordements	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600
Réseau de distribution de chaleur BT - zone rurale - HLM	Nombre de raccordements	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400
Réseau de distribution de chaleur BT - zone rurale - Tertiaire	Nombre de raccordements	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Réseau de distribution de chaleur MT - zone urbaine - MI	Nombre de raccordements	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
Réseau de distribution de chaleur MT - zone urbaine - HC	Nombre de raccordements	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322

Réseau de distribution de chaleur MT - zone urbaine - HLM	Nombre de raccordements	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868
Réseau de distribution de chaleur MT - zone urbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350
Réseau de distribution de chaleur MT - zone périurbaine - MI	Nombre de raccordements	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Réseau de distribution de chaleur MT - zone périurbaine - HC	Nombre de raccordements	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506
Réseau de distribution de chaleur MT - zone périurbaine - HLM	Nombre de raccordements	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Réseau de distribution de chaleur MT - zone périurbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Réseau de distribution de chaleur MT - zone rurale - MI	Nombre de raccordements	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850
Réseau de distribution de chaleur MT - zone rurale - HC	Nombre de raccordements	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600
Réseau de distribution de chaleur MT - zone rurale - HLM	Nombre de raccordements	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400
Réseau de distribution de chaleur MT - zone rurale - Tertiaire	Nombre de raccordements	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Réseau de distribution d'électricité	GW	46856,723	46856,723	46856,723	46856,723	46856,723	46856,723	46856,723
Réseau de distribution de froid - zone périurbaine - HLM	Nombre de raccordements	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364	1,364
Réseau de distribution de froid - zone périurbaine - HC	Nombre de raccordements	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506	0,506
Réseau de distribution de froid - zone périurbaine - MI	Nombre de raccordements	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094	0,094
Réseau de distribution de froid - zone périurbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550	0,550
Réseau de distribution de froid - zone rurale - HLM	Nombre de raccordements	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400	12,400
Réseau de distribution de froid - zone rurale - HC	Nombre de raccordements	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600	4,600
Réseau de distribution de froid - zone rurale - MI	Nombre de raccordements	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850	0,850
Réseau de distribution de froid - zone rurale - Tertiaire	Nombre de raccordements	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000	5,000
Réseau de distribution de froid - zone urbaine - HLM	Nombre de raccordements	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868	0,868
Réseau de distribution de froid - zone urbaine - HC	Nombre de raccordements	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322	0,322
Réseau de distribution de froid - zone urbaine - MI	Nombre de raccordements	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060	0,060
Réseau de distribution de froid - zone urbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350	0,350
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone périurbaine - HLM	Nombre de raccordements	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone périurbaine - HC	Nombre de raccordements	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone périurbaine - MI	Nombre de raccordements	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone périurbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone rurale - HLM	Nombre de raccordements	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600

Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone rurale - HC	Nombre de raccordements	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone rurale - MI	Nombre de raccordements	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone rurale - Tertiaire	Nombre de raccordements	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone urbaine - HLM	Nombre de raccordements	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone urbaine - HC	Nombre de raccordements	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone urbaine - MI	Nombre de raccordements	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560	1,560
Réseau virtuel de distribution de gaz en vrac - zone urbaine - Tertiaire	Nombre de raccordements	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120	3,120

Tableau 38 - TECHNOLOGIES DE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE CAPEX

Technologie	Unité	Durée de vie (Année)	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Barrages hydroélectriques à grand réservoir	€/kW	100	1 032	1 032	1 032	1 032	1 032	1 032	1 032	1 032
Barrages hydroélectriques à petit réservoir	€/kW	100	1 032	1 032	1 032	1 032	1 032	1 032	1 032	1 032
Barrages hydroélectriques fluviaux	€/kW	100	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Bio raffinage aérien	€/kW	20	287	251	216	216	216	216	216	216
Bio raffinage terrestre	€/kW	20	133	123	112	112	112	112	112	112
Captage direct CO2	€/kW	15	2 252	2 252	2 252	2 252	2 252	2 252	2 252	2 252
CCGT H2	€/kW	40	627	627	627	627	627	627	627	627
Centrale chaleur MT biosourcée	€/kW	25	427	415	404	404	404	404	404	404
Centrale chaleur MT biosourcée CCS	€/kW	25	1 094	1 085	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075
Centrale chaleur MT charbon	€/kW	25	189	189	189	189	189	189	189	189
Centrale chaleur MT charbon CCS	€/kW	25	896	896	896	896	896	896	896	896
Centrale chaleur MT fuel	€/kW	25	116	116	116	116	116	116	116	116
Centrale chaleur MT fuel CCS	€/kW	25	466	466	466	466	466	466	466	466
Centrale chaleur MT gaz mélangé	€/kW	25	126	126	126	126	126	126	126	126
Centrale chaleur MT gaz mélangé CCS	€/kW	25	844	844	844	844	844	844	844	844
Centrale chaleur MT géothermique	€/kW	25	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350
Centrale chaleur HT biosourcée	€/kW	25	427	415	404	404	404	404	404	404

Centrale chaleur HT biosourcée CCS	€/kW	25	1 094	1 085	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075	1 075
Centrale chaleur HT charbon	€/kW	25	189	189	189	189	189	189	189	189
Centrale chaleur HT charbon CCS	€/kW	25	896	896	896	896	896	896	896	896
Centrale chaleur HT fuel	€/kW	25	116	116	116	116	116	116	116	116
Centrale chaleur HT fuel CCS	€/kW	25	466	466	466	466	466	466	466	466
Centrale chaleur HT gaz mélangé	€/kW	25	126	126	126	126	126	126	126	126
Centrale chaleur HT gaz mélangé CCS	€/kW	25	844	844	844	844	844	844	844	844
Centrale chaleur BT géothermique	€/kW	25	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350	1 350
Centrale cogénération MT biosourcée	€/kW	30	2 044	1 847	1 650	1 662	1 674	1 687	1 699	1 699
Centrale cogénération MT biosourcée CCS	€/kW	30	2 442	2 283	2 125	2 141	2 156	2 172	2 187	2 187
Centrale cogénération MT charbon	€/kW	30	1 481	1 491	1 502	1 515	1 529	1 542	1 556	1 556
Centrale cogénération MT charbon CCS	€/kW	30	1 972	1 988	2 004	2 022	2 040	2 058	2 077	2 077
Centrale cogénération MT fuel	€/kW	30	1 481	1 491	1 502	1 515	1 529	1 542	1 556	1 556
Centrale cogénération MT fuel CCS	€/kW	30	1 603	1 615	1 627	1 642	1 657	1 672	1 687	1 687
Centrale cogénération MT gaz mélangé	€/kW	30	882	857	831	839	847	854	862	862
Centrale cogénération MT gaz mélangé CCS	€/kW	30	1 474	1 460	1 445	1 458	1 472	1 485	1 498	1 498
Centrale thermique charbon	€/kW	30	859	888	916	916	916	916	916	916
Centrale thermique charbon CCS	€/kW	30	944	1 003	1 062	1 085	1 107	1 129	1 151	1 151
Centrale thermique fuel	€/kW	30	859	888	916	916	916	916	916	916
Centrale thermique fuel CCS	€/kW	30	771	819	868	886	904	922	940	940
Centrale thermique gaz mélangé	€/kW	30	540	549	558	563	567	572	576	576
Centrale thermique gaz mélangé CCS	€/kW	30	890	940	991	1 011	1 031	1 052	1 072	1 072
Centrale thermique nucléaire ancien	€/kW	60	2 329	2 329	2 329	2 329	2 329	2 329	2 329	2 329
Centrale thermique nucléaire nouveau	€/kW	60	5 044	3 652	2 260	2 260	2 260	2 141	2 022	2 022
Centrale thermique biosourcée	€/kW	30	1 312	1 252	1 191	1 165	1 139	1 113	1 087	1 087
Centrale thermique biosourcée CCS	€/kW	30	1 259	1 251	1 242	1 253	1 265	1 276	1 287	1 287

Centrales thermiques géothermiques	€/kW	30	1 451	1 400	1 348	1 363	1 378	1 392	1 407	1 407
Chargement batteries	Virtuelle	-	1 331	1 161	990	879	769	717	665	665
Compresseur	€/kW	25	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Électrolyse	€/kW	25	1 000	917	833	750	750	750	750	750
Éolien maritime flottant - 1	€/kW	40	5 434	5 022	4 610	4 404	4 198	3 991	3 785	3 785
Éolien maritime flottant - 2	€/kW	40	4 582	4 252	3 923	3 758	3 593	3 428	3 263	3 263
Éolien maritime flottant - 3	€/kW	40	3 730	3 483	3 236	3 112	2 989	2 865	2 741	2 741
Éolien posé en mer - 1	€/kW	40	4 747	4 129	3 511	3 373	3 236	3 098	2 961	2 961
Éolien posé en mer - 2	€/kW	40	4 033	3 538	3 043	2 934	2 824	2 714	2 604	2 604
Éolien posé en mer - 3	€/kW	40	3 318	2 947	2 576	2 494	2 411	2 329	2 247	2 247
Éolien terrestre - 1	€/kW	30	1 625	1 563	1 500	1 406	1 313	1 219	1 125	1 125
Éolien terrestre - 2	€/kW	30	1 300	1 250	1 200	1 125	1 050	975	900	900
Éolien terrestre - 3	€/kW	30	975	938	900	844	788	731	675	675
Centrale cogénération MT déchets	€/kW	20	2 135	1 917	1 699	1 699	1 699	1 699	1 699	1 699
Méthanation	€/kW	30	469	411	352	313	274	235	196	196
Méthanisation	€/kW	30	780	765	750	720	690	660	630	630
Méthanisation CCS	€/kW	30	1 136	1 121	1 106	1 076	1 046	1 016	986	986
Méthanisation-déchets	€/kW	20	780	765	750	720	690	660	630	630
Méthanisation-déchets CCS	€/kW	20	1 136	1 121	1 106	1 076	1 046	1 016	986	986
Photovoltaïque au sol Centre	€/kW	30	747	672	597	557	517	497	477	477
Photovoltaïque au sol Nord	€/kW	30	1 121	1 008	896	836	776	746	716	716
Photovoltaïque au sol Sud	€/kW	30	374	336	299	279	259	249	239	239
Photovoltaïque sur grande toiture	€/kW	30	1 067	967	867	812	757	717	677	677
Photovoltaïque sur moyenne toiture	€/kW	30	1 717	1 555	1 392	1 302	1 212	1 147	1 082	1 082
Photovoltaïque sur petite toiture	€/kW	30	2 367	2 142	1 917	1 792	1 667	1 577	1 487	1 487
Pompage	€/kW	50	810	810	810	810	810	810	810	810
Récupération thermique	€/kW	25	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135	1 135
Stockage H2	€/kW	40	13 750	9 150	7 980	6 250	4 530	4 060	4 060	4 060
Production e-fuel aérien	€/kW	20	392	392	392	392	392	392	392	392
Production e-fuel terrestre	€/kW	20	850	850	850	850	850	850	850	850

Tableau 39 - TECHNOLOGIES PRODUCTIONS ÉNERGÉTIQUES OPEX

Technologie	Unité	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Barrages hydroélectriques à grand réservoir	GW	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Barrages hydroélectriques à petit réservoir	GW	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Barrages hydroélectriques fluviaux	GW	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Bio raffinage aérien	GW	14 369	14 369	14 369	14 369	14 369	14 369	14 369	14 369
Bio raffinage terrestre	GW	6 674	6 674	6 674	6 674	6 674	6 674	6 674	6 674
Broyage-séchage	Virtuelle	40	40	40	40	40	40	40	40
Captage direct CO2	GW	112 600	112 600	112 600	112 600	112 600	112 600	112 600	112 600
CCGT H2	GW	22 800	22 800	22 800	22 800	22 800	22 800	22 800	22 800
Centrale chaleur MT biosourcée	GW	18 000	17 400	16 800	16 200	16 200	16 200	16 200	16 200
Centrale chaleur MT biosourcée CCS	GW	278 610	274 944	271 278	267 612	264 546	261 480	258 414	258 414
Centrale chaleur MT charbon	GW	5 265	5 265	5 265	5 265	5 265	5 265	5 265	5 265
Centrale chaleur MT charbon CCS	GW	263 403	260 366	257 329	254 292	251 255	248 218	245 181	245 181
Centrale chaleur MT fuel	GW	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Centrale chaleur MT fuel CCS	GW	198 917	196 608	194 300	191 992	189 683	187 375	185 066	185 066
Centrale chaleur MT gaz mélangé	GW	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Centrale chaleur MT gaz mélangé CCS	GW	141 940	140 302	138 664	137 026	135 388	133 750	132 111	132 111
Centrale chaleur MT géothermique	GW	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000
Centrale chaleur HT biosourcée	GW	18 000	17 400	16 800	16 200	16 200	16 200	16 200	16 200
Centrale chaleur HT biosourcée CCS	GW	278 610	274 944	271 278	267 612	264 546	261 480	258 414	258 414
Centrale chaleur HT charbon	GW	5 265	5 265	5 265	5 265	5 265	5 265	5 265	5 265
Centrale chaleur HT charbon CCS	GW	263 403	260 366	257 329	254 292	251 255	248 218	245 181	245 181
Centrale chaleur HT fuel	GW	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Centrale chaleur HT fuel CCS	GW	198 917	196 608	194 300	191 992	189 683	187 375	185 066	185 066
Centrale chaleur HT gaz mélangé	GW	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700	2 700
Centrale chaleur HT gaz mélangé CCS	GW	141 940	140 302	138 664	137 026	135 388	133 750	132 111	132 111
Centrale chaleur BT géothermique	GW	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000	90 000
Centrale cogénération MT biosourcée	GW	40 500	38 040	35 580	33 120	33 360	33 600	33 840	33 840
Centrale cogénération MT biosourcée CCS	GW	301 110	295 584	290 058	284 532	281 706	278 880	276 054	276 054
Centrale cogénération MT charbon	GW	29 700	29 975	30 250	30 525	30 800	31 075	31 350	31 350
Centrale cogénération MT charbon CCS	GW	287 838	285 076	282 314	279 552	276 790	274 028	271 266	271 266
Centrale cogénération MT fuel	GW	29 700	29 975	30 250	30 525	30 800	31 075	31 350	31 350
Centrale cogénération MT fuel CCS	GW	225 917	223 883	221 850	219 817	217 783	215 750	213 716	213 716
Centrale cogénération MT gaz mélangé	GW	22 500	22 400	22 300	22 200	22 400	22 600	22 800	22 800
Centrale cogénération MT gaz mélangé CCS	GW	161 740	160 002	158 264	156 526	155 088	153 650	152 211	152 211
Centrale thermique charbon	GW	15 640	15 980	16 320	16 660	16 497	16 333	16 170	16 170
Centrale thermique charbon CCS	GW	273 778	271 081	268 384	265 687	262 487	259 286	256 086	256 086
Centrale thermique fuel	GW	15 640	15 980	16 320	16 660	16 497	16 333	16 170	16 170
Centrale thermique fuel CCS	GW	211 857	209 888	207 920	205 952	203 480	201 008	198 536	198 536

Centrale thermique gaz mélangé	GW	24 000	24 400	24 800	25 000	25 200	25 400	25 600	25 600
Centrale thermique gaz mélangé CCS	GW	163 240	162 002	160 764	159 326	157 888	156 450	155 011	155 011
Centrale thermique nucléaire ancien	GW	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000	34 000
Centrale thermique nucléaire nouveau	GW	34 000	35 000	36 000	36 000	36 000	36 000	36 000	36 000
Centrale thermique biosourcée	GW	41 860	40 732	39 603	38 475	37 247	36 018	34 790	34 790
Centrale thermique biosourcée CCS	GW	302 470	298 276	294 081	289 887	285 593	281 298	277 004	277 004
Centrales thermiques géothermiques	GW	46 200	45 267	44 333	43 400	43 867	44 333	44 800	44 800
Chargement batteries	Virtuelle	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000	27 000
Électrolyse	GW	30 000	27 150	24 990	22 500	22 500	22 500	22 500	22 500
Éolien maritime flottant - 1	GW	110 000	95 000	80 000	70 000	60 000	55 000	50 000	50 000
Éolien maritime flottant - 2	GW	110 000	95 000	80 000	70 000	60 000	55 000	50 000	50 000
Éolien maritime flottant - 3	GW	110 000	95 000	80 000	70 000	60 000	55 000	50 000	50 000
Éolien posé en mer - 1	GW	80 000	69 000	58 000	52 500	47 000	41 500	36 000	36 000
Éolien posé en mer - 2	GW	80 000	69 000	58 000	52 500	47 000	41 500	36 000	36 000
Éolien posé en mer - 3	GW	80 000	69 000	58 000	52 500	47 000	41 500	36 000	36 000
Éolien terrestre - 1	GW	40 000	37 500	35 000	32 500	30 000	27 500	25 000	25 000
Éolien terrestre - 2	GW	40 000	37 500	35 000	32 500	30 000	27 500	25 000	25 000
Éolien terrestre - 3	GW	40 000	37 500	35 000	32 500	30 000	27 500	25 000	25 000
Import brut	Virtuelle	17	17	17	17	17	17	17	17
Import charbon	Virtuelle	20	20	20	20	20	20	20	20
Import gaz naturel	Virtuelle	0	0	0	0	0	0	0	0
Centrale cogénération MT déchets	GW	42 300	39 480	36 660	33 840	33 840	33 840	33 840	33 840
Méthanation	GW	23 474	21 518	19 562	17 606	14 997	12 389	9 781	9 781
Méthanisation	GW	17 298	16 400	15 502	14 604	14 398	14 191	13 985	13 985
Méthanisation CCS	GW	72 298	71 400	70 502	69 604	69 398	69 191	68 985	68 985
Méthanisation-déchets	GW	17 298	16 400	15 502	14 604	14 398	14 191	13 985	13 985
Méthanisation-déchets CCS	GW	72 298	71 400	70 502	69 604	69 398	69 191	68 985	68 985
Photovoltaïque au sol Centre	GW	11 000	10 500	10 000	9 500	9 000	8 500	8 000	8 000
Photovoltaïque au sol Nord	GW	11 000	10 500	10 000	9 500	9 000	8 500	8 000	8 000
Photovoltaïque au sol Sud	GW	11 000	10 500	10 000	9 500	9 000	8 500	8 000	8 000
Photovoltaïque sur grande toiture	GW	20 000	20 000	20 000	18 500	17 000	16 000	15 000	15 000
Photovoltaïque sur moyenne toiture	GW	45 000	42 500	40 000	38 000	36 000	34 250	32 500	32 500
Photovoltaïque sur petite toiture	GW	70 000	65 000	60 000	57 500	55 000	52 500	50 000	50 000
Pompage	GW	12 150	12 150	12 150	12 150	12 150	12 150	12 150	12 150
Production e-fuel aérien	GW	19 605	19 605	19 605	19 605	19 605	19 605	19 605	19 605
Production e-fuel terrestre	GW	42 480	42 480	42 480	42 480	42 480	42 480	42 480	42 480
Raffinage-Transport-Distribution-aérien	MWh	29	29	29	29	29	29	29	29
Raffinage-Transport-Distribution-terrestre	MWh	26	26	26	26	26	26	26	26
Récupération thermique	GW	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000	40 000
Stockage H2	GW	3 679	3 679	3 679	3 679	3 679	3 679	3 679	3 679

Capex des équipements (k€/équipements) indicatifs pour un mode et une isolation thermique. Ceux-ci sont ensuite modulés en fonction de l'isolation thermique pour satisfaire la demande et du type de logement.

Tableau 40 - CAPEX DES ÉQUIPEMENTS (k€/équipements), MAISONS INDIVISUELLES, ISOLATIONS THERMIQUE CATÉGORIE B

Technologie	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Chauffage Bûches	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Chauffage Charbon	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Chauffage Electricité-Joule	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4	2,4
Chauffage Fuel	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
Chauffage Gaz-Réseau	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Chauffage Gaz-Vrac	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2	2,2
Chauffage Granulé	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
Chauffage mixte Bûches et Electricité-Joule	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Chauffage mixte Bûches et PAC-air-air	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Chauffage mixte Fuel et PAC-air-air	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Chauffage mixte Granulé et Electricité-Joule	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
Chauffage mixte Granulé et PAC-air-air	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2	10,2
Chauffage Réseau-Chaleur MT	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
Clim-Électrique	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Chauffage mixte Electricité-Joule et PAC-air-air	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3
PAC-air-air	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Réseau-Froid-Urbain	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Chauffage mixte Bûches et PAC-air-eau	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
Chauffage mixte Fuel et PAC-air-eau	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
Chauffage mixte Granulé et PAC-air-eau	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4	16,4
PAC-air-eau	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7	17,7
PAC-géothermique	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
Chauffage mixte Electricité-Joule et PAC-air-eau	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3	14,3
Chauffage mixte Gaz-Réseau et PAC-air-air	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2	8,2
Chauffage mixte Gaz-Réseau et PAC-air-eau	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2	14,2
Chauffage Réseau-Chaleur BT	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8

Tableau 41 - COUTS DES ÉNERGIES PRIMAIRES

Ressource primaire	Unité énergétique	2019	2024	2029	2034	2039	2044	2049	2054
Charbon	MWh	7,5	10,4	11,1	11,1	11,7	12,4	13,1	13,8
Fuel	MWh	36,5	51,4	55,2	55,2	57,8	62,1	69,1	76,0
Gaz naturel	MWh	16,1	41,1	41,8	40,5	40,5	40,5	41,9	43,4

Liste des figures :

Figure 1 - Répartition de la consommation finale de chaleur par secteur (France, 2017)	5
Figure 2 - Répartition de la consommation finale d'énergie par secteur (France, 2022)	6
Figure 3 - Répartition de la consommation finale de chaleur par secteur (France, 2017)	6
Figure 4 - Évolution de la part des énergies renouvelables dans la consommation finale de chaleur en France métropolitaine.....	7
Figure 5 - Répartition par usage des consommations des résidences principales, en 2022 en France métropolitaine.....	9
Figure 6 – Répartition par usage des consommations du secteur tertiaire en France métropolitaine en 2015.....	9
Figure 7 - Bilan énergétique de la France en 2022.....	11
Figure 8 - Répartition de la production de chaleur par type d'énergie en 2017.....	12
Figure 9 - Répartition des différentes filières dans l'approvisionnement en chaleur renouvelable et de récupération en 2022	12
Figure 10 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur résidentiel, par source d'énergie en 2022.....	14
Figure 11 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur tertiaire, par source d'énergie en 2022.....	15
Figure 12 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur industriel par source d'énergie en 2022.....	17
Figure 13 - Carte des centrales au gaz naturel, situation au 31 décembre 2022.....	18
Figure 14 - Carte des centrales à charbon et au fioul, situation au 31 décembre 2022	19
Figure 15 - Carte des centrales nucléaires en France.....	20
Figure 16 - Cartographie des puissances des chaufferies bois	22
Figure 17 - Répartition en puissance thermique cumulée des chaufferies bois	22
Figure 18 - Répartition du parc par typologie d'appareils au bois domestique fin 2022.....	23
Figure 19 - Répartition des ventes d'appareils de chauffage au bois domestique en 2022 par types d'appareils	23
Figure 20 - Production de chaleur renouvelable issue des appareils de chauffage au bois domestique en 2022.....	24
Figure 21 - Nombre d'équipements aérothermiques installés fin 2022, par secteurs et par types de technologies	24
Figure 22 - Production de chaleur renouvelable via les équipements aérothermiques, par secteurs et par type de technologies, fin 2022.....	25
Figure 23 - Répartition des ventes d'équipements aérothermiques, par secteurs et par type de technologies, en 2022.	25
Figure 24 - Nombre et répartition des puissances installées des PAC géothermiques, par secteurs, au 31 décembre 2022.....	26
Figure 25 - Production de chaleur renouvelable des PAC géothermiques par secteur en 2022	26
Figure 26 - Répartition des nouvelles PAC géothermiques installées par secteur en 2022.....	26
Figure 27 - Production de chaleur renouvelable de la géothermie profonde, par bassin géologique et par usage, au 31 décembre 2022	27
Figure 28 - Surface solaire thermique installée, en millions de m ² , fin 2022	28
Figure 29 - Production de chaleur renouvelable du parc en 2022 (en TWh)	28
Figure 30 - Répartition des nouvelles installations de solaire thermique en 2022, en métropole et outremer	29
Figure 31 - Cartographie du gaz renouvelable en France métropolitaine ay 31 décembre 2022	30

Figure 32 - Gisement estimé de la chaleur fatale en France.....	30
Figure 33 - Consommation des différents secteurs étudiés par l'étude ADEME sur la chaleur fatale (2017)	31
Figure 34 - Répartition du gisement de chaleur fatale industrielle par secteurs.....	31
Figure 35 - Répartition du gisement de chaleur fatale industrielle par type de fonctionnement des sites de production.....	32
Figure 36- Répartition de la chaleur fatale industrielle par types de rejets	32
Figure 37 - Répartition de la chaleur fatale industrielle par niveaux de températures.....	33
Figure 38 - Origine du gisement et répartition de la température, pour les UIOM, STEP et centres de données.....	33
Figure 39 - Répartition de la chaleur fatale issue des UIOM, STEP et centre de données, par niveaux de températures.....	34
Figure 41 - Chiffres clés sur les réseaux de chaleur (EARCF 2023).....	36
Figure 41 - Évolution de la part de chaleur renouvelable dans les réseaux de chaleur.....	36
Figure 42 - Bouquet énergétique des réseaux de chaleur en 2022 (en énergie de production)	37
Figure 43 - Évolution des productions vertes de réseaux de chaleur entre 2012 et 2022 (en énergie de production).....	37
Figure 44 - Sources d'énergies utilisées par les réseaux en 2022 (en % du nombre de réseaux et en énergie)	39
Figure 45 - Énergies utilisées en nombre de réseaux en 2022.....	39
Figure 46 - Réseaux utilisant des énergies renouvelables et de récupération entre 2012 et 2022.....	40
Figure 47 - Évolution du nombre de bâtiments raccordés (sous-stations) aux réseaux entre 2012 et 2022.....	40
Figure 48 - Évolution du contenu en CO2 direct et en ACV des réseaux de chaleur entre 2012 et 2022 (gCO2/kWh).....	41
Figure 49 - Évolution du nombre de bâtiments raccordés en fonction des longueurs desservies entre 2012 en 2022	43
Figure 50 - Densité énergétique corrigée de la rigueur climatique entre 2012 et 2022 (en MWh/bâtiment)	43
Figure 51 - Évolution des pertes de distribution entre 2012 et 2022	44
Figure 52 - Type de fluide caloporteur utilisé en nombre de réseaux et en livraisons de chaleur en 2022.....	45
Figure 53 - Chiffres clés sur les réseaux de froid	46
Figure 54 - Répartition des sources d'énergies utilisées dans les réseaux de froid en 2022	46
Figure 55 - Ventilation des livraisons de chaleur des boucles d'eau tempérée en 2022	47
Figure 56 - Bouquet énergétique des boucles d'eau tempérées en 2022 en énergie entrante	48
Figure 57 - Réseaux équipés de cogénération interne ou externe en 2022 (en nombre de réseaux et livraisons de chaleur).....	49
Figure 58 - Bouquet énergétique des équipements de cogénération interne et externe dans les réseaux de chaleur en 2022 (en énergie entrante, en chaleur produite et en électricité produite)....	50
Figure 59 - Comparaison de la cogénération aux outils de productions séparées d'électricité et de chaleur (unité en MWh)	53
Figure 60 - Plateforme EnRezo - Visualisation des besoins en chaleur des bâtiments de la ville de Nantes	55
Figure 61 - Plateforme EnRezo - Visualisation des besoins en froid des bâtiments et des zones d'opportunités froid de Fort-de-France	56
Figure 62 - Plateforme EnRezo – Visualisation des besoins industriels à l'échelle communale – Loire-Atlantique.....	56

Figure 63 - Plateforme EnRezo – Visualisation des zones d'opportunités chaleur de la ville de Vichy	57
Figure 64 - Plateforme EnRezo – Visualisation des installations produisant ou pouvant produire de la chaleur ou du froid	57
Figure 65 - Plateforme EnRezo – Visualisation des zones d'opportunités, des réseaux de chaleur existants et des zones de développement prioritaires - ville de Nantes	58
Figure 66 - PLATEFORME ENREZO 2050 – ZONES D’OPPORTUNITES DE DEVELOPPEMENT DE RESEAUX DE CHALEUR « A FORT POTENTIEL » - SUPERPOSITION DES ZONES POUR LES SCENARIOS S1 A S4 – VILLE DE NANTES	59
Figure 67 - PLATEFORME ENREZO 2050 – ZONES D’OPPORTUNITES DE DEVELOPPEMENT DE RESEAUX DE FROID « A FORT POTENTIEL » - SUPERPOSITION DES ZONES 2023, ET 2050 AVEC LE SCENARIO S4 – VILLE DE MARSEILLE	59
Figure 68 - Les 4 scénarios étudiés dans l'étude ADEME "Transition(s) 2050"	60
Figure 69 - Évolution des consommations énergétiques par usage dans le secteur résidentiel dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)	61
Figure 70 - Évolution des consommations énergétiques par vecteur dans le secteur résidentiel dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)	62
Figure 71 - Évolution des consommations énergétiques par usage dans le secteur tertiaire dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)	63
Figure 72 - Évolution des consommations énergétiques par vecteur dans le secteur tertiaire dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)	64
Figure 73 - Évolution de la consommation énergétique pour la climatisation à horizon 2050 dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)	65
Figure 74 - Évolution de la consommation énergétique des usages spécifiques (électricité et gaz) en 2050 par grandes catégories d'équipements dans tous les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)	67
Figure 75 - Scénario tendanciel - industrie	68
Figure 76 - Scénario 1 - industrie	68
Figure 77 - Scénario 2 - industrie	69
Figure 78 - Scénario 3 - industrie	69
Figure 79 - Scénario 4 - industrie	70
Figure 80 - Consommation d'énergie totale en 2050 par énergie et par scénario de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME pour l'industrie	71
Figure 81 - Consommation d'énergie totale en 2050 par secteur industriels et par scénario de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME	71
Figure 82 - Consommation des centres de données par scénario de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME	72
Figure 83 : Evolution de la consommation de chaleur ENR&R en 2030 et 2035	75
Figure 84 : Evolution de la part de chaleur ENR&R en 2030 et 2035	75
Figure 85 : Livraison dans les réseaux de chaleur ENR&R en 2030 et 2035	77
Figure 86 - Potentiel maximum en 2034 des systèmes efficaces considérées	81
Figure 87 - Schéma de la structure simplifiée du modèle TiTAN	83
Figure 88 - Évolution du nombre de raccordement aux réseaux de chaleur – scénario libre	85
Figure 89 - Consommation en énergie primaire des réseaux de chaleur - scénario libre	85
Figure 90 - Demande énergétique pour l'usage de chauffage - scénario libre	86
Figure 91 - Demande énergétique pour l'usage de l'ECS - scénario libre	87
Figure 92 - Demande énergétique de l'industrie - scénario libre	87
Figure 93 - Évolution du nombre de raccordement aux réseaux de chaleur – scénario PNIEC	88
Figure 94 - Consommation en énergie primaire des réseaux de chaleur - scénario PNIEC	89

Figure 95 - Demande énergétique pour l'usage de chauffage scénario PNIEC.....	89
Figure 96 - Demande énergétique pour l'usage de l'ECS scénario PNIEC	90
Figure 97 - Demande énergétique de l'industrie - scénario PNIEC	90
Figure 98 - Évolution du nombre de raccordements aux réseaux de chaleur – scénario accélération RCU	91
Figure 99 - Consommation en énergie primaire des réseaux de chaleur - scénario accélération RCU	91
Figure 100 - Demande énergétique pour l'usage de chauffage - scénario accélération RCU.....	92
Figure 101 - Demande énergétique pour l'usage de l'ECS - scénario accélération RCU.....	92
Figure 102 - Demande énergétique de l'industrie scénario accélération forte - scénario accélération RCU	93
Figure 103 - Différences de coûts entre les scénarios.....	94
Figure 104 : Evolution de la consommation de chaleur ENR&R en 2030 et 2035	103
Figure 105 : Evolution de la part de chaleur ENR&R en 2030 et 2035.....	104
Figure 106 : Livraison dans les réseaux de chaleur ENR&R en 2030 et 2035.....	105

Liste des tableaux :

Tableau 1 - Besoin en chaleur et en froid pour le résidentiel et le tertiaire en 2023 (France, hors DOM)	8
Tableau 2 - Besoin en froid pour le résidentiel et le tertiaire, en 2023 (DOM, hors Mayotte).....	8
Tableau 3 - Besoins en chaleur et en froid pour l'industrie (hors DOM) en 2023	10
Tableau 4 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur résidentiel par source d'énergie en 2022.....	13
Tableau 5 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur tertiaire par source d'énergie	15
Tableau 6 - Répartition de la consommation finale d'énergie du secteur industriel par source d'énergie en 2022.....	16
Tableau 7 - Production de chaleur par cogénération en 2022 (hors réseaux de chaleur).....	21
Tableau 8 - Parc des installations de géothermie profonde par bassin géologique en France métropolitaine au 31 décembre 2022	27
Tableau 9 - Émissions de CO2 des réseaux de chaleur en 2021 et 2022	41
Tableau 10 - Répartition des contenu CO2 (ACV) en nombre de réseaux et en livraison de chaleur en 2022.....	42
Tableau 11 - Émissions de CO2 des BET en 2022	48
Tableau 12 - Caractéristiques des équipements de cogénération dans les réseaux de chaleur en 2022	51
Tableau 13 - Caractéristiques des équipements de cogénération interne en 2022	51
Tableau 14 - Bouquet énergétique des réseaux (en énergie entrante et en énergie produite).....	52
Tableau 15 - Caractéristiques des équipements de cogénération dans les réseaux de chaleur en 2022	52
Tableau 16 - Évolution des consommations énergétiques par usage dans le secteur résidentiel dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF).....	61
Tableau 17 - Évolution des consommations énergétiques par vecteur dans le secteur résidentiel dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF).....	62
Tableau 18 - Évolution des consommations énergétiques par usage dans le secteur tertiaire dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF).....	63
Tableau 19 - Évolution des consommations énergétiques par vecteur dans le secteur tertiaire dans les scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF).....	64

Tableau 20 - Consommation d'énergie en 2050 par scénarios de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)	66
Tableau 21 - Consommation du secteur bâtiment par vecteur énergétique en 2050 par scénario de l'étude « Transition(s) 2050 » de l'ADEME (en TWh EF)	66
Tableau 22 - Objectifs de production de chaleur par filière	76
Tableau 23 - Demande d'énergie finale en 2019 des usages de chauffage et ECS dans le secteur résidentiel-tertiaire, et de chaleur de réseau dans le secteur industrie.....	79
Tableau 24 - Inventaire des solutions efficaces considérées	80
Tableau 25 - CAPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE	95
Tableau 26 - OPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE	96
Tableau 27 - CAPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATIONS RCE ET LIBRE	96
Tableau 28 - OPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATIONS RCE ET LIBRE	97
Tableau 29 - CAPEX DES ÉQUIPEMENTS INTERNES AUX LOGEMENTS - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE	97
Tableau 30 - CAPEX DES ÉQUIPEMENTS INTERNES AUX LOGEMENTS - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATION ET LIBRE	98
Tableau 31 - CAPEX PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE	99
Tableau 32 - OPEX PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS PNIEC ET LIBRE	99
Tableau 33 - CAPEX PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATION RCU ET LIBRE	100
Tableau 34 - OPEX PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE - DIFFÉRENCE ENTRE LES SCÉNARIOS ACCÉLÉRATION RCU ET LIBRE	101
Tableau 35 - Objectifs de production de chaleur par filière	104
Tableau 36 - CAPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (k€)	107
Tableau 37 - OPEX DES RÉSEAUX DE DISTRIBUTION (k€/an/raccordement)	110
Tableau 38 - TECHNOLOGIES DE PRODUCTION ÉNERGÉTIQUE CAPEX	112
Tableau 39 - TECHNOLOGIES PRODUCTIONS ÉNERGÉTIQUES OPEX	115
Tableau 40 - CAPEX DES ÉQUIPEMENTS (k€/équipements), MAISONS INDIVISUELLES, ISOLATIONS THERMIQUE CATÉGORIE B	117
Tableau 41 - COUTS DES ÉNERGIES PRIMAIRES	117