



# LE MIX ENERGETIQUE FRANÇAIS EN 2050

**GARANTIR L'EFFICACITE ET LA SOBRIETE ENERGETIQUES  
POUR LES CONSOMMATEURS**

Administrateur référent :

Michel Debiais

[mdebiais@federation.ufcquechoisir.fr](mailto:mdebiais@federation.ufcquechoisir.fr)

Conseil d'administration du 17 février 2024



février 2024

UFC-QUE CHOISIR • Service des études • <http://www.quechoisir.org>

## TABLE DES MATIERES

Table des matières .....	2
Résumé.....	4
<b>I. Enjeux des différentes sources d'énergies en France .....</b>	<b>5</b>
1. Les différentes sources d'énergie utilisées en France .....	5
2. Panorama des enjeux des différentes sources d'énergie en France.....	6
a. Charbon .....	6
b. Produits pétroliers raffinés .....	7
c. Gaz naturel .....	7
d. Électricité .....	8
e. Chaleur renouvelable .....	14
<b>II. Le mix énergétique aujourd'hui et l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050... 24</b>	<b>24</b>
1. Le système énergétique français .....	24
a. Production d'énergie primaire .....	24
b. Consommation d'énergie finale .....	27
c. Dépenses énergétiques des ménages .....	30
d. Guerre en Ukraine et indisponibilité du parc nucléaire : l'indépendance énergétique en question .....	31
2. Un cadre légal qui fixe le cap.....	33
a. L'objectif de neutralité carbone de la France à l'horizon 2050 .....	33
b. 2024 : mise à jour de la stratégie énergétique et climatique de la France .....	34
c. Une stratégie qui s'inscrit dans le programme européenne énergie-climat .....	35
3. Les émissions de CO <sub>2</sub> e du secteur de l'énergie.....	35
<b>III. Décrypter les scénarios de mix énergétiques à 2050 .....</b>	<b>37</b>
1. Scénariser pour éclairer la décision publique : des travaux prospectifs d'ampleur ..	37
2. Logiques prospectives, méthodologies et hypothèses directrices.....	39
a. Scénario de référence de la seconde Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC 2), dit scénario avec mesures supplémentaires (AMS).....	39
b. Scénarios RTE.....	40
c. Scénarios ADEME.....	41
d. Scénario négaWatt.....	42
e. Scénario du <i>Shift Project</i> .....	42
3. Des démarches prospectives différenciées .....	43
<b>IV. Les consommateurs dans les scénarios envisagés.....</b>	<b>45</b>
1. Bilan énergétique des différents scénarios.....	45
2. Baisser la consommation énergétique : efficacité et sobriété.....	48
a. L'efficacité énergétique.....	48



b. La sobriété énergétique .....	49
3. Bâti résidentiel et transports, des secteurs au cœur des choix des consommateurs 51	
a. Transports de voyageurs, réductions substantielles dans toutes les dimensions.	51
b. Bâtiments résidentiels, une baisse de la consommation énergétique portée par le chauffage.....	55
4. Coûts du mix électrique en 2050-2060, des scénarios qui ne permettent pas de trancher .....	59
<b>Bilan du dossier .....</b>	<b>63</b>
<b>Positions de l'UFC-Que Choisir.....</b>	<b>64</b>

## RESUME

La France s'est engagée à atteindre la neutralité carbone<sup>1</sup> en 2050. A cette fin, la planification énergétique est nécessaire. Ainsi, une loi censée répondre aux objectifs de programmation énergétique et climatique sera prochainement débattue au Parlement. Elle devrait notamment définir des objectifs en matière de réduction de consommation énergétique finale et fossile, de développement des énergies renouvelables et de diversification du mix électrique pour deux périodes consécutives de 5 ans. Dans l'attente de ces débats, les travaux prospectifs se sont multipliés : Réseau de Transport d'Electricité (RTE)<sup>2</sup>, l'Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie (ADEME), ou encore les associations négaWatt<sup>3</sup> ou *The Shift Project*<sup>4</sup> ont proposé leur vision du mix électrique, voire énergétique, à l'horizon 2050.

Ce contexte, ainsi qu'une année 2022 marquée par les limitations d'importation de gaz naturel russe du fait de la guerre en Ukraine et par l'indisponibilité historique du parc nucléaire français, ont amené l'UFC-Que Choisir à s'intéresser au mix énergétique.

Cette étude comprend tout d'abord un panorama des sources d'énergie utilisées en France, en précisant pour chacune : son principe de fonctionnement, ses coûts de production, les émissions de gaz à effet de serre associées et les principaux enjeux, notamment environnementaux. Ensuite, un panorama du mix énergétique actuel est dressé. Il s'intéresse à la structure de la production et de la consommation énergétique et aux dépenses énergétiques des ménages.

Après cela, les principaux travaux prospectifs sur le mix énergétique à l'horizon 2050 sont décrits, dont les méthodologies de construction des scénarios et les principaux résultats. Les scénarios se montrent contrastés. Les trajectoires de consommation d'énergie diffèrent grandement (de - 50 % [négaWatt] à + 15 % [ADEME] par rapport à 2019), comme celles de la consommation d'électricité (entre - 25 % [négaWatt] et + 77 % [ADEME]). Toutefois, la quasi-entière des scénarios prescrit une diminution de la consommation d'énergie et la plupart, sauf négaWatt, une électrification des usages. Les solutions d'efficacité énergétique et de sobriété se montrent donc incontournables pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Par ailleurs, l'ensemble des scénarios suppose un développement soutenu des énergies renouvelables, qui représentent entre 30 % (Shift Project) et 100 % (RTE) de la production d'électricité en 2050. L'évolution du nucléaire est bien plus contrastée, oscillant entre sa disparition totale et une part de 59% de l'électricité produite en 2050 (RTE).

Dans une dernière partie, les enjeux consommateurs sont approfondis. Les concepts d'efficacité et de sobriété énergétique sont explorés et les potentielles évolutions des secteurs du bâtiment résidentiel et du transport de voyageurs sont décrites afin de donner corps aux changements de mode de vie des consommateurs. Enfin, les coûts du mix électrique à 2050 estimés par RTE et l'ADEME sont exposés. Ces modélisations ne permettent pas de définir un scénario préférable sur le plan financier et rappellent que les incertitudes technologiques sont grandes, que l'on s'oriente vers un mix reposant exclusivement sur les énergies renouvelables ou intégrant une relance du nucléaire. Toutefois, il est constaté que le coût global du système est proportionnel à la quantité d'énergie consommée. En cela, la diminution de la consommation énergétique, favorisée par la sobriété et l'efficacité énergétique, parallèlement à sa décarbonation, est un impératif pour les consommateurs.

<sup>1</sup> Les émissions de gaz à effet de serre d'origine humaine devront être intégralement compensées par des puits de carbone.

<sup>2</sup> Gestionnaire du réseau de transport d'électricité

<sup>3</sup> Association notamment financée par des professionnels du secteur des énergies renouvelables.

<sup>4</sup> Association notamment financée par des grandes entreprises, telle que EDF.

# I. ENJEUX DES DIFFERENTES SOURCES D'ENERGIES EN FRANCE

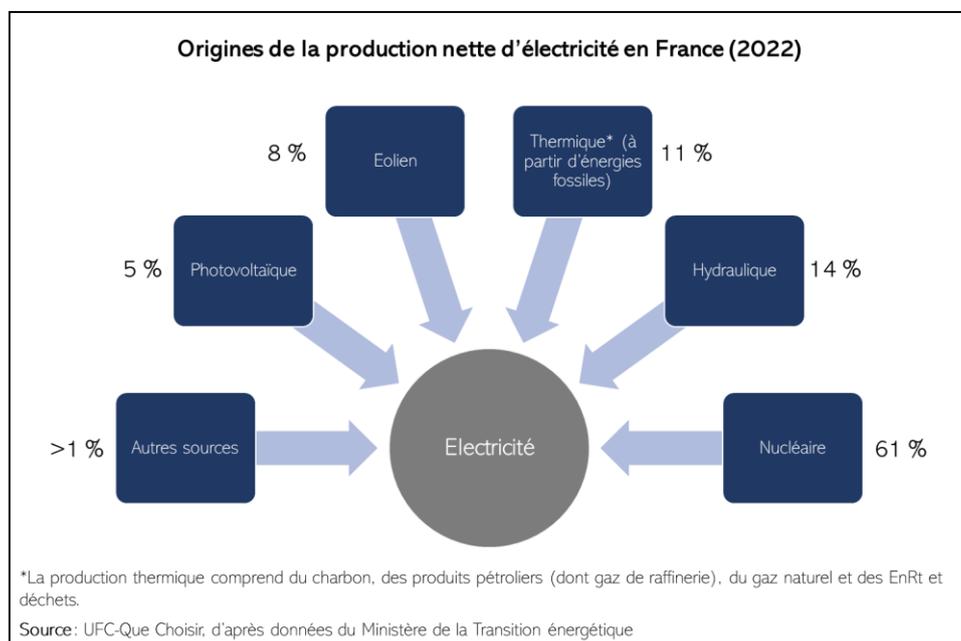
## 1. Les différentes sources d'énergie utilisées en France

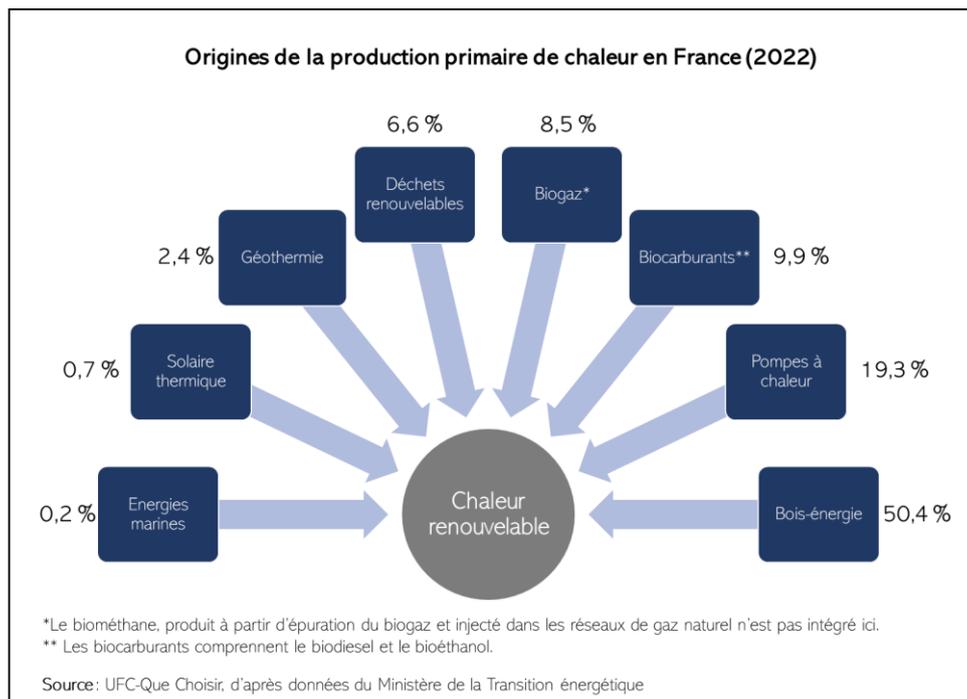
La France utilise diverse source pour produire l'énergie qu'elle consomme. La proportion de ces différentes sources est appelée mix énergétique ou bouquet énergétique. Le mix électrique correspond quant à lui aux sources d'énergies utilisées pour la production française d'électricité.

La consommation finale d'énergie en France en 2022 est ainsi répartie :

- Charbon (1 %)
- Produits pétroliers raffinés (43 %)
- Gaz naturel (17 %)
- Chaleur commercialisée (3 %)
- Électricité (25 %)
- Énergies renouvelables thermiques et déchets (11 %)

L'électricité et la chaleur renouvelable sont issues de différentes ressources, les schémas ci-dessous les représentent en précisant leur part dans la production en France en 2022 :





Nous reviendrons dans la partie suivante sur les caractéristiques et spécificités du mix énergétique français, mais revenons d'abord sur ces différentes énergies.

## 2. Panorama des enjeux des différentes sources d'énergie en France

### a. Charbon

Le charbon est une roche sédimentaire d'origine organique contenant au moins 50 % de carbone, dont la teneur varie en fonction du type de sol dont il est issu (tourbes, houilles, lignites...). Il émet du dioxyde de carbone lors de sa combustion et est principalement utilisé dans la sidérurgie et dans les centrales thermiques pour produire de l'électricité. L'extraction du charbon libère du méthane dans l'air, provenant des veines de charbon. D'après le ministère de la transition écologique, l'intensité carbone de la production d'électricité à partir de charbon est de 1058 gCO<sub>2</sub>e/kWh<sup>5</sup>.

Selon l'Institut Français du Pétrole Énergies Nouvelles (IFPEN) les réserves prouvées<sup>6</sup> de charbon correspondent à 131 années de production du rythme de 2021<sup>7</sup>. Le charbon est la deuxième énergie la plus consommée dans le monde. En 2022, la consommation mondiale de charbon s'est ainsi élevée à 8,3 milliards de tonnes, en augmentation de 3,3 % par rapport à l'année précédente, selon les données de l'Agence Internationale de l'Énergie. La

<sup>5</sup> MTE, Chiffres clés du climat, édition 2023

<sup>6</sup> Les réserves prouvées sont les quantités d'hydrocarbures, de charbon qui, selon les informations géologiques et techniques disponibles, ont une forte probabilité (>90%) d'être récupérées dans le futur, à partir des gisements connus et dans les conditions technico-économiques existantes. Cette estimation est donc continuellement réévaluée en fonction des nouvelles découvertes de l'évolution des cours et de l'amélioration de la récupération sur les champs existants. (Source : Définition INSEE)

<sup>7</sup> Assemblée Nationale, Rapport fait au nom de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France, mars 2023

consommation de charbon en France correspond à 75 TWh en 2022, représentant 2,9 % de la consommation d'énergie primaire, un niveau tendanciellement à la baisse depuis plusieurs décennies.

Les coûts sont difficiles d'accès pour la France, comme le note la Cour des Comptes en 2021. D'après l'Agence Internationale de l'Energie, le coût médian en Europe serait de 71 \$/MWh, soit 65 €/MWh<sup>8</sup> en 2020 pour la production d'électricité.

#### b. Produits pétroliers raffinés

Le pétrole est un mélange d'hydrocarbures gazeux, liquides et solides. Le pétrole brut est transformé en différents produits finis, notamment carburants et combustibles, par distillation, craquage puis mélange<sup>9</sup>.

Selon l'Institut Français du Pétrole Énergies Nouvelles (IFPEN) les réserves prouvées de pétrole, qui permettent la production de produits pétroliers raffinés sont de 53 ans au rythme de production de 2021 et de 189 ans en intégrant les ressources pétrolières hors huiles extra lourdes et schistes bitumineux<sup>7</sup>. En 2019, il s'agissait de l'énergie la plus consommée au niveau mondial.

L'approvisionnement français en pétrole montre une forte diversification, avec une récente montée en puissance des Etats-Unis, premier fournisseur en 2022<sup>10</sup>. L'importation de produits pétroliers raffinés est plus vulnérable, notamment caractérisée par une dépendance au gazole russe<sup>7</sup>. La consommation de produits pétroliers diminue depuis les années 2000, passant de 930 TWh à 733 TWh en 2022. Cette baisse est due à une diminution de la consommation dans les secteurs résidentiel, industriel et tertiaire. Le secteur des transports, à l'origine de deux tiers de cette consommation montre une consommation stable et une dépendance à cette source d'énergie de 91 % en 2022<sup>510</sup>.

En 2022, les prix de produits pétroliers sont de : 185 €/MWh pour le gazole, 192 €/MWh pour l'essence, 148 €/MWh pour le fioul domestique, 125 €/MWh pour le propane et 190 €/MWh pour le butane<sup>11</sup>. Le gazole émet environ 267gCO<sub>2eq</sub>/kWh, l'essence 200gCO<sub>2eq</sub>/kWh et le fiou domestique 269 gCO<sub>2eq</sub>/kWh.

#### c. Gaz naturel

Le gaz naturel est un combustible fossile, provenant de la sédimentation de matières organiques, présent naturellement sous forme gazeuse dans les roches poreuses du sous-sol, principalement composé de méthane. La production électrique à partir de gaz naturel émet 443gCO<sub>2e</sub>/kWh.

Selon l'Institut Français du Pétrole Énergies Nouvelles (IFPEN) les réserves prouvées de gaz en 2020 sont de 47 ans de production au rythme de 2021 et de 200 ans en y intégrant l'ensemble des ressources gazières. En 2019, il s'agit de la troisième énergie la plus consommée<sup>7</sup>.

<sup>8</sup> International Energy Agency, Projected Costs of Generating Electricity, 2020

<sup>9</sup> Source : [IFPEN](https://www.ifpen.fr/)

<sup>10</sup> Ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés de l'énergie, Edition 2023

<sup>11</sup> Ministère de la Transition énergétique, Les prix des produits pétroliers en 2022 : des niveaux inédits liées à la crise géopolitique, mai 2023

En France, l'utilisation du gaz naturel s'est développée à partir des années 1970, notamment à travers des accords d'approvisionnement avec l'Algérie puis plus tard avec l'Union soviétique. Elle croît jusque dans les années 1990 pour se stabiliser autour de 500 TWh. Elle est de 463 TWh en 2022. Sur cette période (1990-2022), la part du gaz dédié au résidentiel et à l'industrie diminue alors que celle destinée à la production d'électricité et de chaleur est en forte progression (2 à 24 %) <sup>10</sup>. Les coûts complets de la production électrique à partir de gaz naturel – incluant l'ensemble des coûts de production – des centrales à cycle combiné au gaz sont estimés entre 45 et 60 €/MWh pour l'année 2020 par l'ADEME. <sup>12</sup> Cet ordre de grandeur n'inclut pas les évolutions récentes du prix du gaz, impacté par la guerre en Ukraine depuis 2022.

#### d. Électricité

**Tableau 1 :** Coût et émissions de CO<sub>2</sub> de la production thermique d'électricité en France

Moyen de production	Coût complet de production (€/MWh, min-max)	Emissions de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> /kWh)
Charbon	~65	1058
Gaz naturel	45-60	443

L'électricité prend la forme d'un flux d'électrons en déplacement continu ou alternatif dans un circuit, depuis les installations de production jusqu'au site de consommation. La consommation finale <sup>13</sup> d'énergie électrique s'est élevée à 424,4 TWh en 2022, soit 32 % de sa consommation finale d'énergie. Comme présenté précédemment, l'électricité produite en France, au-delà des sources thermiques susmentionnées, provient de sources nucléaire, hydraulique, éolienne, photovoltaïque et dans une moindre mesure grâce aux énergies marines.

- Nucléaire

La production nucléaire comprend six principales étapes <sup>7</sup> :

- L'extraction du minerai d'uranium dans les mines

En France, l'uranium naturel est importé en totalité. Les principaux producteurs mondiaux sont le Kazakhstan, la Namibie et le Canada. Le parc nucléaire français consomme environ 7 000 à 8 000 tonnes d'uranium naturel par an, soit 13 % de la consommation mondiale. D'après l'Agence internationale de l'énergie atomique, les réserves d'uranium naturel sont de 120 à 135 ans en considérant les réserves et mines actuelles <sup>7</sup>.

- L'enrichissement de l'uranium

L'enrichissement de l'uranium peut être réalisé grâce à deux procédés : la diffusion gazeuse ou l'ultracentrifugation. La fabrication d'une tonne d'uranium enrichi génère environ 8 tonnes d'uranium appauvri qui n'a pas d'usage propre.

- La fabrication du combustible

<sup>12</sup> Ademe, Coût des énergies renouvelables et de récupération, 2022

<sup>13</sup> L'énergie finale ou disponible est l'énergie livrée au consommateur pour sa consommation finale (Source : INSEE).

A partir de l'uranium enrichi une poudre d'oxyde d'uranium est produite, stockée sous la forme de pastille puis de crayons de combustible. 11 millions de pastilles sont nécessaires pour alimenter un réacteur de 900 MW.

- L'utilisation du combustible dans le réacteur

900 tonnes de combustibles sont introduites chaque année dans le parc de centrales nucléaires français, où il reste 3 à 4 ans en réacteur. La réaction nucléaire dégrade progressivement le combustible. Le combustible usé et fortement radioactif est ensuite retiré et stocké pendant trois ans en piscine avant d'être transporté en usine de retraitement.

Sur les 56 réacteurs à eau pressurisée, il existe deux technologies d'utilisation de l'eau de refroidissement. 26 réacteurs sont en circuit ouvert et 30 en circuit fermé. Dans le premier cas, l'eau est prélevée dans un fleuve ou dans la mer, après avoir desservi le circuit secondaire, elle est rejetée intégralement plus chaude dans la source d'eau. Dans le second cas, l'eau est prélevée en quantité moins importante, 40 % du prélèvement est évaporé après son passage dans le circuit secondaire et le reste est restitué au fleuve. Entre 2010 et 2019, les prélèvements d'eau des centrales électriques se sont élevés en moyenne à 16,78 milliards de m<sup>3</sup>, soit 61 % des prélèvements totaux et la consommation d'eau à 489 millions de m<sup>3</sup>, soit 12 % de la consommation totale<sup>14</sup>. Des systèmes de refroidissement semblables existent pour les centrales électriques à source thermique (charbon, gaz, pétrole, etc.).

Lors de l'été 2022, plusieurs dérogations temporaires ont été accordées, autorisant un rejet des eaux à une température supérieure à la valeur normalement autorisée. Le déficit de puissance nucléaire pour cause de contraintes environnementales a ainsi atteint ponctuellement près de 2 GW au cours de l'été 2022<sup>15</sup>.

A l'horizon 2050, ce risque se renforcerait, avec une perte moyenne annuelle de 1 à 2 TWh et jusqu'à 10 TWh lors des années les plus sèches<sup>16</sup>. La baisse de puissance globale dans le cadre d'une situation combinant canicule et sécheresse pourrait réduire la puissance disponible (thermique, hydraulique et nucléaire) de l'ordre de 8 GW à 15 GW d'électricité. L'adaptation des installations nucléaires au changement climatique s'élèverait à 600 millions d'euros dans les quinze prochaines années et aurait coûté d'ores et déjà 1 milliard d'euros d'après un rapport de la Cour des Comptes<sup>17</sup>. EDF n'a jusqu'alors pas réalisé d'évaluation complète et précise en la matière<sup>17</sup>.

- Le retraitement du combustible

Le combustible usé est ensuite retraité, une partie est recyclée (plutonium et uranium) (96 %) et l'autre partie constitue un déchet radioactif irrécupérable dit ultime (5 %). L'usine de retraitement de La Hague a pris en charge 38 000 tonnes de déchets depuis 1976, dont 900 tonnes en 2022<sup>17</sup>. L'uranium issu du retraitement peut être utilisé comme combustible dans les centrales après avoir été enrichi.

<sup>14</sup> Ministère de la transition écologique et de la cohésion des territoires, L'eau en France : ressources et utilisation – Synthèse des connaissances en 2022, mars 2023

<sup>15</sup> RTE, Perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023, 2022

<sup>16</sup> RTE, Futurs énergétiques 2050, Rapport complet, février 2022

<sup>17</sup> Cour des comptes, L'adaptation au changement climatique du parc de réacteurs nucléaires, mars 2023

L'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a souligné en 2021<sup>18</sup> des points de fragilité en matière de stockage et d'entreposage des combustibles nucléaires usés, en particulier du fait du lancement tardif d'une piscine centralisée d'entreposage et de difficultés de l'usine Mélox d'Orano qui amèneraient à une saturation plus rapide que prévue (2028-2029) des piscines d'entreposage de la Hague, alors même qu'un projet de densification sur ce site est en cours pour pallier les besoins de court terme.

- Le traitement et le stockage des déchets (partie résiduelle du combustible)

Sur les 900 tonnes de combustibles introduites chaque année dans les centrales nucléaires française, 36 tonnes ne sont pas retraitables. Il s'agit de déchets ultimes. Ces derniers sont vitrifiés et coulés dans des conteneurs en inox en attendant d'être stockés. Les possibilités et conditions de stockage varient selon le type de déchets<sup>7</sup>. Les solutions de stockage n'existent actuellement pas pour l'ensemble des déchets, comme pour les déchets de faible activité à vie longue (FA-VL), dont les solutions de stockage sont à l'étude, ou les déchets de moyenne activité à vie longue (MA-VL), le projet Cigéo, dont la mise en service industrielle est estimée à 2040, étant largement controversé. Quant aux capacités de stockage des déchets de très faible activité (TFA), elles devront être amplifiées pour faire face au démantèlement à venir ces prochaines années.

Fin 2020, la totalité des volumes de déchets stockés en France s'élevait à 1,7 million de m<sup>3</sup> selon l'Agence Nationale pour la gestion des déchets radioactifs (ANDRA).

En 2019, la Cour des Comptes<sup>19</sup> estimait à 137,7 millions d'euros par an les coûts moyens d'exploitation des installations de stockage et d'entreposage et 255 millions d'euros les dépenses d'investissement relatives à ces exploitations entre 2014 et 2017. Les coûts de gestion des déchets nucléaires représentent 1 à 2 % du coût de production du kWh.

D'après un rapport de la Cour des Comptes de 2012, le coût du nucléaire (hors acheminement) s'élèverait à 50 €/MWh pour les centrales existantes, en considérant les frais de prolongation<sup>20</sup>. Le coût de production du nouveau nucléaire a quant à lui été estimé entre 70 et 90 €/MWh par le Sénat en 2012<sup>21</sup>. A l'horizon 2050, RTE estime 30 à 40 €/MWh pour le nucléaire historique et entre 60 et 85 €/MWh pour le nouveau nucléaire<sup>16</sup>.

Ces estimations sont notamment critiquées par négaWatt. D'après l'association, les déboires rencontrés sur les projets de réacteurs européens à eau pressurisée précédents (EPR), ont été rencontrés pour les EPR-2. Celui de Flamanville, qui n'est toujours pas opérationnel, aura 17 ans de retard sur la date initiale d'entrée en exploitation. Étant donné l'accumulation des retards, le montant total de la construction devrait s'élever à près de 19,1 milliards d'euros, ce qui approcherait le coût du MWh produit à 110 €.

Les émissions de CO<sub>2</sub> du nucléaire sont estimées par EDF entre 2,9 gCO<sub>2</sub> et 4,6 gCO<sub>2</sub>eg/kWh et de 4 gCO<sub>2</sub>eq/kWh en moyenne selon une analyse en cycle de vie rendue publique en

<sup>18</sup> ASN, Rapport de l'ASN sur l'état de la sûreté nucléaire et de la radioprotection en France en 2021, 2022

<sup>19</sup> Cour des comptes, L'aval du cycle combustible nucléaire, 2019

<sup>20</sup> Cour des Comptes, « les coûts de la filière électronucléaire », Rapport Thématique, janvier 2012

<sup>21</sup> Sénat, Le coût réel de l'électricité afin d'en déterminer l'imputation aux différents agents économiques », juillet 2012

2022<sup>22</sup>. Le facteur d'émission historiquement utilisé par l'ADEME est de 6 gCO<sub>2eq</sub>/kWh et celui utilisé par les experts du GIEC au niveau mondial est de 12 gCO<sub>2eq</sub>/kWh.

- Énergies renouvelables électriques

Les énergies renouvelables (EnR) sont des énergies dérivées de processus naturel en perpétuel renouvellement. Les énergies renouvelables électriques comprennent l'hydraulique, l'éolien, l'énergie marémotrice et le solaire photovoltaïque.

Historiquement en majorité d'origine hydraulique, la production d'électricité à partir de sources renouvelables s'est développée en France à partir de 2005. Les coûts de production des énergies renouvelables ont largement chuté ces dernières années, même si leurs coûts complets sont supérieurs du fait des flexibilités et capacités de stockage nécessaires. Nous reviendrons sur ce point à la fin de cette sous-partie.

- Hydraulique

Les barrages hydrauliques produisent de l'électricité en convertissant l'énergie potentielle de pesanteur de l'eau lors de sa chute en énergie cinétique qui actionne des turbines raccordées à un alternateur générateur d'électricité.

La production nette moyenne d'électricité hydraulique entre 2000 et 2022 est de 64,1 TWh<sup>23</sup>. La baisse de production intervenue entre 2021 et 2022 est due à un assèchement des ressources hydriques, en particulier dans le bassin méditerranéen et dans les Alpes, dont l'aggravation est prévue dans les prochaines années. L'hydroélectricité assure 50 % de l'ajustement électrique grâce aux stations de transfert d'énergie par pompage (STEP)<sup>7</sup>.

La filière de production d'électricité hydraulique est également concernée par un renouvellement des concessions hydroélectriques qui s'étale entre 2003 et 2080. Toutefois, les incertitudes sur leur renouvellement fragilisent les concessions, 38 d'entre elles sont à ce jour échues et n'ont pas été renouvelées, se trouvant sous le régime des « délais glissants », peu propice aux investissements nécessaires à leur entretien et à leur amélioration. Les possibilités de développement des capacités sont estimées par RTE à 5 GW supplémentaires dont 3 GW provenant des STEP grâce à de nouveaux aménagements et au développement des installations existantes. Par ailleurs le potentiel de la petite hydroélectricité est estimé à 6,8 TWh mais supposerait la rénovation de milliers d'ouvrages ainsi que leur raccordement, à des coûts non négligeables<sup>7</sup>.

Les émissions de CO<sub>2</sub> de la production d'électricité à partir de l'énergie hydraulique s'élèvent à 6 gCO<sub>2</sub>/kWh.

- Éolien terrestre et en mer

L'éolien permet de convertir l'énergie générée par le vent en électricité. L'énergie mécanique des pâles en rotation, attachées au moyeu d'un mât, est convertie en électricité grâce à un

<sup>22</sup> EDF, [Analyse Cycle de Vie du kWh nucléaire d'EDF](#)

<sup>23</sup> Calculs de l'UFC-Que Choisir, d'après Ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés de l'énergie, 2023



alternateur. Une éolienne terrestre génère une puissance de 2 à 3 MW d'électricité contre 6 MW pour une éolienne offshore.

La production éolienne française est estimée à 38,1 TWh en 2022. La production nette moyenne d'électricité éolienne entre 2005, date d'installation des premières éoliennes, et 2022 est de 18,7 TWh<sup>24</sup>, en augmentation de 38,5 % sur la période<sup>24</sup>.

L'éolien marin, notamment l'éolien marin flottant, a été reconnu comme une filière au potentiel important et dont les coûts apparaissent davantage maîtrisés que l'hydrolien offshore. La construction de 50 parcs éoliens à horizon 2050 a été annoncée par le Gouvernement en 2023<sup>25</sup>.

Les émissions de CO<sub>2</sub> de la production d'électricité à partir d'éolien terrestre s'élèvent à 14,1 gCO<sub>2</sub>/kWh et à partir d'éolien en mer à 15,6 gCO<sub>2</sub>/kWh.

- Solaire photovoltaïque

Les panneaux photovoltaïques permettent de produire de l'électricité grâce au transfert de l'énergie lumineuse aux électrons d'un matériau semi-conducteur. Ces électrons créent alors un courant électrique collecté grâce à une grille métallique.

Sur les 600 000 installations photovoltaïques recensées en 2022, 208 000 sont dédiées à l'autoconsommation individuelle.

La production d'électricité photovoltaïque est de 20,6 TWh en 2022. La production nette moyenne d'électricité photovoltaïque entre 2010, avec l'installation des premiers panneaux, et 2022 est de 9,1 TWh<sup>26</sup>, en augmentation de 32,2 % sur la période<sup>24</sup>.

Les émissions de CO<sub>2</sub> de la production d'électricité à partir de panneaux photovoltaïques dépendent de leur lieu de fabrication : 25,2 gCO<sub>2</sub>/kWh en France, 32,3 gCO<sub>2</sub>/kWh en Europe et 49,9 gCO<sub>2</sub>/kWh en Chine.

*A noter, une récente note de Greenpeace France souligne la faiblesse des ambitions françaises de développement de l'éolien terrestre et du solaire photovoltaïque par rapport aux autres pays européens. Une élévation des objectifs de puissance installée est préconisée : entre 100 et 120 GW pour le solaire photovoltaïque, contre 60 visés, et entre 50 et 55 GW pour l'éolien terrestre contre 35 visés (Source : Greenpeace France, Énergies renouvelables : le manque d'ambition criant de la France, décembre 2023).*

<sup>24</sup> Calculs de l'UFC-Que Choisir, d'après Ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés de l'énergie, 2023

<sup>25</sup> Gouvernement français, accélérer le développement des énergies renouvelables, 2023

<sup>26</sup> Calculs de l'UFC-Que Choisir, d'après Ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés de l'énergie, 2023

- Hydrolien

L'énergie marémotrice et des courants peut également être captée pour générer de l'énergie mécanique ou de l'électricité à partir de turbines et d'alternateurs. L'énergie marémotrice est transformée grâce aux échanges entre un bassin de stockage et la partie maritime, alternativement selon les marées. Pour les courants marins, l'énergie cinétique des flux est captée grâce à des hydroliennes. Cette dernière technique est en cours de développement.

Il existe actuellement une ferme pilotable fluviale sur le Rhône et trois démonstrateurs d'hydrolienne marine en Bretagne, dont un à Paimpol-Bréhat et l'autre au large de l'île d'Ouessant. Selon une étude de 2018 réalisée pour le compte de l'ADEME, les coûts complets moyens de cette l'hydrolien marin en 2021 se situaient entre 216 et 365 €/MWh pour une ferme de 210 MW et entre 231 et 386 €/MWh pour une ferme de 14 MW<sup>27</sup>.

Les besoins de flexibilités et capacités de stockage nécessaires aux énergies renouvelables sont liées à leur caractère intermittent, soit une production d'énergie irrégulière et indépendante des besoins. Alors que pour assurer l'approvisionnement, le système électrique doit être équilibré à chaque instant, cette intermittence exerce donc une contrainte lorsque les EnR représentent une part importante de la production électrique. Le système d'équilibrage doit donc être capable de compenser la puissance demandée ou de récupérer le surplus produit par les EnR.

Pour compenser la puissance demandée à des échelles de temps plus longues, il est possible d'importer de l'électricité dans la limite des capacités d'interconnexions et des disponibilités, d'avoir recours à d'autres sources de production d'électricité, comme les turbines à gaz, les plus réactives, ou bien de solliciter l'énergie hydraulique ou nucléaire sous réserve de leur flexibilité, ou enfin de moduler la demande à travers un effacement ou un report de la consommation. Pour le stockage du surplus d'énergie, il est possible de faire appel à court terme aux stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), en alimentant la remontée d'eau dans le réservoir amont d'un barrage ou essentiellement à des batteries. A ce dernier titre, les batteries des voitures électriques sont vues comme la solution de stockage à court terme la plus intéressante mais des limites techniques existent, notamment de faisabilité pour le stockage en grande quantité et le vieillissement des batteries.

Un stockage à plus long terme peut également être organisé à travers le « *power to gas* ». Cette technique consiste à produire de l'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau, procédé énergivore qui peut être assuré par l'électricité momentanément en surplus. L'hydrogène produit peut-être directement utilisé ou bien de l'électricité peut être de nouveau produite à partir d'une pile à combustible. L'hydrogène ne pouvant pas être stockée à long terme, la production de méthane est également possible<sup>28</sup>.

**Tableau 2 : Coûts complets et émissions de la production d'électricité renouvelable**

Moyen de production	Coût complet de production (€/MWh, min-max)	Émissions de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> /kWh)
---------------------	---	--

<sup>27</sup> ADEME (Coporate Value Associates), Synthèse de l'étude stratégique de la filière hydrolien marin, juin 2018

<sup>28</sup> La Revue de l'énergie, D. Grand, A. Latrobe, C. Le Brun et R. Vidil, La transition énergétique sous contrainte de gestion de l'intermittence des énergies renouvelables, n° 636, janvier-février 2018

Éolien terrestre	46-62	14,1
Éolien en mer	98-117	15,6
Photovoltaïque résidentiel	131-192 <sup>29</sup>	25,2-49,9
Photovoltaïque sur moyennes et grandes toitures	90-95	
Photovoltaïque au sol	60-75	
Hydraulique : grandes installations au fil de l'eau	30-50	6
Hydraulique : installations de forte puissance et exploitant de hautes chutes	70-90	6
Hydraulique : installations de faible puissance	70-160	6
Hydrolien marin	216-386	NA

Source : UFC-Que Choisir, d'après Assemblée Nationale<sup>7</sup>, Cour des comptes et ADEME<sup>27,30,31</sup>

Les chiffres de l'ADEME (éolien terrestre, photovoltaïque et hydrolien marin) sont exprimés en coûts complets moyens de production. Ils comprennent les coûts d'investissement en excluant les coûts de réseau mais en incluant les coûts de raccordement ; les dépenses d'exploitation ; le facteur de charge (temps annuel pendant lequel l'installation produit à sa puissance nominale, en pourcentage) ; la durée de vie et un taux d'actualisation (taux de rémunération attendu du capital engagé dans la production). Les chiffres de la Cour des Comptes sont également basés sur la méthode de calcul en coûts complets moyens de production (éolien en mer et hydraulique).

Les énergies renouvelables électriques, tout comme les énergies renouvelables thermiques, ont l'avantage d'une durée de construction, de mise en service et d'amortissement courtes. Par exemple, la durée de construction d'un parc éolien est de 6 à 9 mois, d'un parc photovoltaïque de 8 à 10 mois alors qu'elle est au minimum de 5 ans pour une centrale nucléaire<sup>77</sup>.

Par ailleurs, un des risques majeurs dans le développement des énergies renouvelables électriques (solaire photovoltaïque et éolien) tient aux nécessités d'approvisionnement en ressources minérales. Le lithium, le cobalt et les terres rares sont intégralement importés et par ailleurs extraits et raffinés dans des conditions environnementales et sociales déplorable. La sécurisation d'approvisionnement de ces matières premières a fait l'objet du Rapport Varin en 2022<sup>32</sup> et d'une étude de la Commission européenne en 2020<sup>33</sup>.

#### e. Chaleur renouvelable

La chaleur est le premier usage énergétique en France (45 % de la consommation d'énergie finale produite à 60 % par des énergies fossiles). Les énergies renouvelables thermiques (EnRt) comprennent la biomasse (bois de chauffage, résidus de bois et de récoltes incinérés),

<sup>29</sup> Considérant des panneaux photovoltaïques surimposés de 3 kWc et 9 kWc en région Centre et Sud-Ouest, sur le pourtour méditerranéen les prix équivalents estimés sont respectivement de 155 et 106 €/MWh en 2020.

<sup>30</sup> Cour des Comptes, L'analyse des coûts du système de production électrique en France, 2021

<sup>31</sup> ADEME, Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, 2022

<sup>32</sup> Gouvernement français, Investir dans la France de 2030 : Sécurisation de l'approvisionnement en matières premières minérales, 2022

<sup>33</sup> Commission européenne, Résilience des matières premières critiques : la voie à suivre pour un renforcement de la sécurité et de la durabilité, 2020

les déchets urbains et industriels d'origine biologique incinérés, le biogaz, les biocarburants, le solaire thermique, la géothermie et les pompes à chaleur<sup>7</sup>.

En 2022, 242 TWh d'énergie thermique renouvelable ont été produits en France et 184 TWh consommés. Entre 2005 et 2022, la consommation brute d'énergies renouvelables thermiques s'est accrue de 104 TWh, principalement du fait du développement des pompes à chaleur (+ 45 TWh) et des biocarburants (+ 32 TWh).

Le « Fonds chaleur », mis en place dans le cadre du Grenelle de l'environnement en 2009, est un programme de soutien financier public dédié au développement de la production renouvelable de chaleur ou de froid. Entre 2009 et 2021, le soutien financier lié à ce fonds s'est élevé à 3,3 milliards d'euros répartis pour environ 7 000 opérations (géothermie, pompes à chaleur, biomasse, gaz renouvelables). Un retard de développement par rapport aux objectifs de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie est toutefois à noter pour le solaire thermique et la géothermie, contrairement aux pompes à chaleur, biocarburants et biogaz<sup>34</sup>. Pourtant, ces deux premières filières ont l'avantage de ne pas reposer sur l'exploitation de la biomasse, qui devra faire l'objet d'arbitrages stricts considérant l'objectif de développer les puits de carbone que constituent les forêts<sup>35</sup>. Les acteurs de la filière dénoncent un soutien insuffisant du secteur et réclament le doublement du Fonds Chaleur<sup>36</sup>. En effet, ce dernier a disposé de 477 millions d'euros en 2021, à comparer avec les 4,2 milliards reçus par la filière des EnR électriques en 2021. A noter, les systèmes de production de chaleur renouvelable individuels ou collectifs peuvent bénéficier du dispositif MaPrimeRénov' ainsi que du coup de pouce économies d'énergie.

- Solaire thermique

Les panneaux solaires thermiques permettent de capter la chaleur grâce à des absorbeurs métalliques qui la transmettent à un fluide caloporteur qui circule dans un réseau de tuyaux et permettent de produire de l'eau chaude, destinée à un chauffage central ou à l'eau chaude sanitaire.

3 632 m<sup>2</sup> de panneaux solaires thermiques sont installés en France en 2022. La production d'énergie solaire thermique s'élève à 2,4 TWh en France en 2022, dont 47 % dans les DOM. Elle a augmenté de 4% entre 2021 et 2022 et de 56% entre 2012 et 2022. Les régions les plus équipées en France sont Auvergne-Rhône-Alpes (451 m<sup>2</sup>) et l'Occitanie (394 m<sup>2</sup>) à la fin de l'année 2021<sup>49</sup>. L'ensemble du territoire français peut accueillir des installations solaires thermiques avec un niveau de productivité suffisant. Malgré son potentiel et un soutien public à son développement, le solaire thermique a connu une décennie de décroissance entre 2008 et 2017<sup>37</sup>.

Le coût total de la production (LCOE) de la filière solaire thermique est estimé en 2020 à 207€/MWh pour les chauffe-eaux solaires individuels et à 150 €/MWh pour les systèmes solaires combinés individuels. Quant au solaire thermique sur grandes toitures, son coût complet est estimé à 183€/MWh pour moins de 50m<sup>2</sup> et à 154 €/MWh pour 50 m<sup>2</sup> et plus.

<sup>34</sup> Gouvernement, Mise à jour des indicateurs de suivi de la PPE (indicateurs 2022), Octobre 2023

<sup>35</sup> Carbone4, Chaleur renouvelable : la grande oubliée de la stratégie énergétique française ?, novembre 2022

<sup>36</sup> AFGP, CIBE, FEDENE, SER, Uniclimate, Panorama de la Chaleur renouvelable et de récupération, édition 2022

<sup>37</sup> ADEME, Energies renouvelables : le solaire thermique, Réussir la transition énergétique de mon territoire, 2021

Enfin, le coût du solaire thermique au sol s'élève à 97 €/MWh pour les installations entre 1 000 et 5 000 m<sup>2</sup> et à 65 €/MWh pour les installations de plus de 5 000m<sup>2</sup> <sup>38</sup>. Le temps de développement d'un projet est d'un à deux ans pour une petite installation et de trois à cinq ans pour une grande installation. En autoconsommation, il permet de réduire sa facture énergétique<sup>37</sup>.

Selon l'ADEME, les émissions de la production d'énergie à partir de panneaux solaires thermiques s'élèvent à 8gCO<sub>2</sub>/kWh (capteur seul) et à 60gCO<sub>2</sub>/kWh (capteur et stockage). Cette dernière valeur décroît avec la taille de l'installation. La plupart des capteurs installés en France sont fabriqués en Europe<sup>37</sup>.

- Géothermies

La géothermie consiste à exploiter à travers un réseau d'eau chaude ou de vapeur la chaleur naturellement présente en sous-sol. La chaleur générée peut être utilisée telle quelle ou convertie en électricité. On distingue la géothermie de surface et profonde. La première technique repose sur un forage de quelques centaines de mètres et une pompe à chaleur. La seconde technique repose sur un forage entre 1 000 et 5 000 mètres de profondeur. La première est dédiée à un usage individuel ou à l'échelle d'un bâtiment, quand l'autre permet d'alimenter des réseaux de chaleur urbain. Cette seconde solution est notamment déployée en Ile-de-France, qui concentre 58 des 78 installations de ce type en France.

La géothermie produit 7,2 TWh d'énergie en 2021, dont 4,8 TWh issus de pompes à chaleur et 2,2 TWh issus de la géothermie profonde, majoritairement installées dans le Bassin parisien. La France compte un peu plus de 207 000 pompes à chaleur géothermique installées, de 20 000 pompes installées par an entre 2006-2008, le rythme d'installation s'est stabilisé autour de 3000 par an depuis.

Un plan d'action publique a été lancé en février 2023, visant une augmentation des projets de géothermie profonde de 40 % d'ici à 2030 et le doublement du nombre d'installations de pompes à chaleur géothermique chez les particuliers d'ici à 2025, se substituant à terme à 100 TWh de gaz par an<sup>39</sup>.

Les pompes à chaleur géothermiques individuelles permettent une production de chaleur pour un coût total de 127 €/MWh. Pour les pompes à chaleur géothermique collectives, les coûts s'élèvent entre 85 €/MWh et 104 €/MWh pour la géothermie sur aquifère superficiel et entre 77 €/MWh et 139 €/MWh pour la géothermie superficielle sur champs de sondes <sup>40</sup>.

En 2016, les coûts de production d'électricité géothermique s'élèvent entre 38 €/MWh et 62 €/MWh à l'international. Ils sont de 100 €/MWh pour le principal site de production à Bouillante en Guadeloupe<sup>41</sup>.

Les installations de géothermie de surface émettent en moyenne 45gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>36</sup>.

<sup>38</sup> ADEME, Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, 2022

<sup>39</sup> Ministère de la transition énergétique, Géothermie : un plan d'action pour accélérer, février 2023

<sup>40</sup> ADEME, Coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, 2022

<sup>41</sup> ADEME, Coûts des énergies renouvelables en France, 2016

- Pompes à chaleur

Les pompes à chaleur (PAC) sont des systèmes exploitant le transfert d'énergie entre l'extérieur et l'intérieur. Elles montrent un rendement thermodynamique intéressant puisque pour un kilowattheure d'électricité utilisé plusieurs kilowattheures de chaleur sont générés. En dehors de la pompe à chaleur géothermique décrite ci-dessus, il existe principalement deux types de pompes à chaleur destinées au chauffage : la pompe à chaleur air/air et la pompe à chaleur air/eau.

En 2022, 772 000 PAC air/air ont été installées ainsi que 346 000 PAC air/eau. A la fin 2021, le parc installé de pompes à chaleur comptabilisé environ 4,5 millions d'équipements, donc 38 % de PAC air/eau et 62 % de PAC air/air<sup>36</sup>. La production totale de chaleur issue de ces pompes s'élève 36 TWh en 2022.

Les coûts de production d'une PAC air/eau (10-12 kWh) s'élèvent à 117 €/MWh et ceux d'une PAC air/air (5 kW, 1000 h) à 187 €/MWh<sup>40</sup>.

Considérant un facteur d'émission pour le chauffage entre 65gCO<sub>2</sub>/kWh et 121 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2021 et qu'une pompe à chaleur produit entre 3 et 4 kWh de chaleur pour 1 kWh d'électricité consommée. Les émissions se trouveraient entre 16gCO<sub>2</sub>/kWh et 40gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>42</sup>.

- Biomasse solide

La biomasse désigne l'ensemble des matières qui peuvent se transformer en énergie potentielle chimique. Trois méthodes sont couramment convoquées pour produire de l'énergie : combustion (chaleur, transformable en électricité), gazéification (chaleur, transformable en électricité et hydrogène) et méthanisation (biogaz, transformable en électricité et digestat).

La production primaire à partir de biomasse solide est de 116 TWh en 2022 et relativement stable depuis les années 1990, en faisant la première production primaire renouvelable. Elle est issue à plus de 80 % de bois-énergie, lui-même majoritairement utilisé dans le secteur résidentiel (66%) et dans l'industrie de l'énergie pour la production d'électricité et de chaleur (20%)<sup>49</sup>. En 2020, 7 millions de logements sont équipés d'un chauffage au bois, dont 1,2 millions dont c'est le seul mode de chauffage. Les ventes annuelles d'appareils de chauffage au bois s'élèvent à près de 500 000. La France montre un déficit commercial (physiques et monétaire) en matière de bois énergie depuis plusieurs années, expliqué notamment par l'importation de granulés de bois passé de 0,4 TWh en 2013 à 3,5 TWh en 2022 (3% de la demande totale)<sup>49</sup>.

Les coûts du chauffage au bois sont de 110 €/MWh pour le poêle à bois, de 144 €/MWh pour le poêle à granulés, de 89 €/MWh pour la chaudière de 125 €/MWh pour la chaudière à granulés en 2020<sup>40</sup>. Le prix du chauffage au bois dépend de 50 à 60 % du prix du combustible.

Pour un poêle à bois alimenté par des bûches, les émissions s'élèvent à 46 gCO<sub>2</sub>/kWh, s'il est alimenté par des plaquettes de bois à 23 gCO<sub>2</sub>/kWh et s'il est alimenté par des granulés à 32 gCO<sub>2</sub>/kWh. Pour une chaudière alimentée par des bûches, les émissions s'élèvent à 32

<sup>42</sup> ADEME, Base empreinte

gCO<sub>2</sub>/kWh et alimentée par des plaquettes à 13 gCO<sub>2</sub>/kWh. Une chaudière à granulés émet quant à elle 27 gCO<sub>2</sub>/kWh.

Outre un faible impact en matière de gaz effet de serre, la combustion du bois génère divers polluants atmosphériques : monoxyde de carbone, oxydes d'azote et composés organiques volatiles (COV). Il s'agit de la principale source de rejet de particules fines en France : 27,5% des émissions nationales de PM10 (particules dont le diamètre est compris entre 10 et 2,5 micromètres), 43,3% des émissions de PM2,5 (moins de 2,5 micromètres) en 2018<sup>43</sup>. Les appareils anciens et peu performants sont à ce titre problématiques. Les granulés émettent moins de particules que les buches du fait d'un taux d'humidité moindre.

Par ailleurs, le bois-énergie est considéré comme « neutre en carbone » en dehors de sa combustion dans la mesure où CO<sub>2</sub> émis y étant contenu a été absorbé par l'arbre lors de sa croissance. Si les prélèvements en forêt représentent environ la moitié de sa croissance naturelle globale entre 2009 et 2017 et que les stocks sur pied sont en croissance (2,8 milliards de m<sup>3</sup> en 2017 contre 1,8 milliards en 1985). Les prélèvements futurs sont à surveiller. En effet, le bois-énergie est globalement un sous-produit du bois d'œuvre mais la récolte directe du bois énergie a triplé entre 2000 et 2017. De plus, les impacts du changement climatique sur l'accroissement biologique des arbres pourraient être importants, du fait de la surmortalité due à la sécheresse notamment<sup>44</sup>.

- « Déchets renouvelables »

Les « déchets renouvelables » aussi appelés combustibles solides de récupération désignent la production de chaleur et d'électricité par la réutilisation des déchets non recyclables provenant des particuliers ou de l'industrie. La méthode la plus couramment utilisée est l'incinération. La chaleur produite, lorsqu'elle n'est pas directement utilisée au niveau de l'installation est majoritairement injectée dans des réseaux de chaleur.

En 2021, la production d'énergie à partir de déchets urbains s'élève à 8 TWh. Elle se répartit en 2,2 TWh d'électricité, 4,5 TWh de chaleur vendue et 1,1 TWh de chaleur non commercialisée consommée dans les secteurs de l'industrie et des services. Le secteur du traitement centralisé des déchets avec valorisation énergétique a émis 16,1 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> en 2020. Considérant la part de l'énergie thermique dans ces émissions, le taux d'émissions de la production de chaleur à partir de déchets s'élève à 714,5 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>45</sup>.

Le coût total de cette énergie dépend de la puissance des unités. Il est en moyenne de 55 € HT/MWh pour les unités de moins de 20 MW et de 47 € HT/MWh pour les unités de plus de 20 MW. Il est important de noter que les installations peuvent bénéficier de recettes liées au traitement des déchets, qui peut diminuer le coût total jusqu'à 25 %.

A noter, le recyclage reste préférable à la valorisation énergétique, mais cette dernière peut éviter la mise en décharge. La part de plastiques au sein des CSR pouvant être importante, des polluants peuvent se retrouver dans l'atmosphère. La filière est notamment

<sup>43</sup> Ministère de la Transition écologique, Réduction des émissions issues du chauffage au bois en France, Chauffage domestique au bois performant : Etat des lieux, 2021

<sup>44</sup> Solagro, Le bois énergie, Etats des lieux, lieux de controverse, janvier 2021

<sup>45</sup> Calculs de l'UFC-Que Choisir, considérant ADEME, Déchets chiffres-clés, juin 2023

responsable de 9 % des émissions de mercure, de 4 % de plomb et de 14 % de l'hexachlorobenzène. Les émissions de dioxines, historiquement élevées, sont en très nette baisse dans le secteur depuis les années 1990<sup>46</sup>. Toutefois, des problèmes de contrôles et de mesures ont pu être constatés à l'incinérateur d'Ivry-Paris<sup>47</sup>.

Néanmoins, selon la loi de transition énergétique, la priorité est au recyclage avant la valorisation énergétique. Or, le CSR issu des refus de tri de la collecte sélective est essentiellement composé de plastique. Il permettrait d'éviter la mise en décharge de certains déchets dont la qualité repose sur les déchets d'origine. Il n'est donc pas à exclure que certains polluants puissent se retrouver dans ce combustible qui, en outre, reste un élément incinéré qui pollue donc l'atmosphère<sup>48</sup>.

- Biogaz

Le biogaz est produit à partir de la méthanisation, qui est un processus biologique de dégradation de matière fermentescible d'origine animale ou végétale par des micro-organismes en l'absence d'oxygène. La France compte 1300 unités de méthanisation en 2021. Elles sont de différents types : agricole individuelle ou collective, territoriale agricole ou non agricole, stations de traitement des eaux usées urbaines et industrielles.

Actuellement, la filière biogaz en France comprend trois sous-filières : la méthanisation de déchets non dangereux ou de matières végétales brutes ; la méthanisation de boues des eaux usées et le stockage de déchets non dangereux. La production de biogaz s'élève à 14 TWh en 2022, en augmentation de 23 % par rapport à 2021 et de 55 % par rapport à 2020. Il est depuis peu majoritairement destiné à l'injection dans les réseaux de gaz (46%) après épuration, alors qu'il servait à 60 % à la production électrique en 2012<sup>49</sup>.

Le gisement mobilisable pour la méthanisation à 2030 s'élèverait entre 45 et 56 TWh de biogaz<sup>50</sup>. En comparaison, la consommation de gaz naturel en France est de l'ordre de 463 TWh en 2022. A consommation constante, le biogaz permettrait de couvrir entre 4 et 6 % de la consommation, entre 10 et 12 % si l'ensemble du biogaz était destiné à l'injection dans le réseau de gaz naturel.

Les émissions du biométhane s'élèvent à 44,5 gCO<sub>2</sub>eq/kWh PCI<sup>42</sup>, soit cinq à dix fois moins que le gaz naturel. Considérant les dernières évolutions, le prix d'achat du biométhane se trouve entre 90 et 100 €, un prix largement supérieur au prix de marché du gaz naturel, en dehors des périodes de crise.

Le biogaz n'est donc pas apte à se substituer au gaz naturel sur le plan quantitatif ou économique. Toutefois, il montre des potentialités de décarbonation. Il est nécessaire de l'orienter vers les secteurs les plus critiques selon des objectifs clairs et sous réserve de

<sup>46</sup> CITEPA, Gaz à effet de serre & polluants atmosphériques, Bilan des émissions en France de 1990 à 2022, 2023

<sup>47</sup> Reporterre, Des polluants toxiques mal contrôlés à l'incinérateur d'Ivry-Paris, novembre 2023

<sup>48</sup> Actu-environnement, CSR, comment transformer nos déchets en combustible, mars 2017

<sup>49</sup> Ministère de la Transition Énergétique, Chiffres clés des énergies renouvelables, Edition 2023

<sup>50</sup> Solagro et Indiggo, 2013, Estimation des gisements potentiels de substrats utilisables en méthanisation en France

règles de production strictes en matière de distance des installations aux tiers, d'utilisation des cultures principales et de stockage et d'épandage du digestat.

- Biocarburants

Les biocarburants correspondent à l'ensemble des carburants liquides, solides ou gazeux produits à partir de la biomasse. Ils sont actuellement majoritairement utilisés comme additifs ou complément aux carburants fossiles. Les biocarburants sont actuellement produits à partir de ressources agricoles et alimentaires. Une deuxième génération de biocarburants, générés à partir de déchets forestiers et agricoles est en cours de développement<sup>7</sup>.

Les biocarburants représentent 11 % de la consommation primaire d'énergies renouvelables en France (39 TWh), essentiellement du fait de leur incorporation aux carburants pétroliers. Ces derniers représentent ainsi 3% de l'ensemble des carburants consommés<sup>51</sup> et 7% de la consommation énergétique des transports en 2022.

En 2022, le biodiesel représente 74 % de la consommation de biocarburants et est composé en majorité d'esters méthyliques d'huiles végétales. Les bioessences représentent un quart de la consommation de biocarburants, principalement sous forme de bioéthanol.

Les émissions liées au biodiesel dépendent des intrants utilisés : colza : 134 gCO<sub>2</sub>/kWh ; tournesol : 90,4 gCO<sub>2</sub>/kWh ; soja : 79,6 gCO<sub>2</sub>/kWh ; palme : 78,5 gCO<sub>2</sub>/kWh ; esters produits à partir d'huiles usagées : 31,3 gCO<sub>2</sub>/kWh ou encore esters végétaux : 30,2 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>52</sup>. Ces estimations ne prennent toutefois pas en compte les effets du changement d'affectation des sols.

Cet effet est direct lorsque des terres à usage non agricole sont utilisées pour produire des biocarburants. Il est indirect quand la production de biocarburants se fait sur des terres agricoles, ce qui oblige à transférer les productions agricoles sur de nouvelles terres. La conversion de terres à usage non agricoles en terres à usage agricole diminue le stockage de carbone, les forêts et prairies stockant davantage que les terres agricoles. Cela réduit donc la performance environnementale des biocarburants. Ainsi, le bilan d'émissions de gaz à effet de serre des biocarburants est incertain et « peut s'alourdir jusqu'à devenir négatif par rapport aux carburants fossiles » selon l'ADEME<sup>53</sup>.

La Cour des Comptes relève deux études récentes concernant la consommation de terres agricoles par les biocarburants<sup>54</sup>. En 2015, une étude de la Commission européenne conclut à des émissions dues au changement d'affectation des sols susceptibles d'être substantielles, mais incertaines dans leur estimation. Les effets sont différents selon les matières premières. Par exemple, l'huile de palme et l'huile de soja engendrent clairement des émissions de changement d'affectation des sols substantielles<sup>55</sup>. En 2018, la revue Nature publie une méta-analyse au niveau mondial qui confirme les mauvaises

<sup>51</sup> IFPEN, Tableau de bord biocarburants 2022, janvier 2023

<sup>52</sup> ADEME, Base empreinte, sans changement d'occupation des sols

<sup>53</sup> ADEME, [Produire des biocarburants de première génération](#)

<sup>54</sup> Cour des Comptes, La politique de développement des biocarburants, décembre 2021

<sup>55</sup> Valin, H. et al. The land use change impact of biofuels consumed in the EU: Quantification of area and greenhouse gas impacts. Ecofys, IIASA, E4tech, EcoFys, 2015

performances des biocarburants de première génération : ils ont en moyenne 50 % de chances de ne pas permettre de réduire de 50 % les émissions de GES par rapport aux énergies fossiles<sup>56</sup>.

Les coûts de production du biodiesel sont de l'ordre de 95 à 120 €/MWh et ceux de l'éthanol (principal substitut de l'essence) sont de 130 à 160 €/MWh<sup>54</sup>.

**Tableau 3 : Coûts complets et émissions de la production de chaleur renouvelable**

Moyen de production	Coût complet de production (€/MWh, min-max)	Emissions de CO <sub>2</sub> (gCO <sub>2</sub> /e/kWh)
Solaire thermique- chauffe-eau individuel	207	8 (capteur seul) ; 60 (capteur et stockage)
Solaire thermique- système solaire combiné individuel	150	
Solaire thermique- grandes toitures	154- 183	
Solaire thermique- au sol	65-97	
Géothermique de surface - PAC individuelle	127	45
Géothermique de surface - PAC collective	77-139	
PAC - air/eau	117	16-40
PAC - air/air	187	
Bois énergie- Poêle à bois	110	23-46
Bois énergie - Poêle à granulés	144	32
Bois énergie- Chaudière	89	13-32
Bois énergie- Chaudière à granulés	125	27
Déchets renouvelables	47-55	417
Biogaz-biométhane	90-100	44,5
Biocarburants	95-160	30,2-134 (hors changement d'affectation des sols)

<sup>56</sup> El Akkari, M., Réchauchère, O., Bispo, A. et al. « A meta-analysis of the greenhouse gas abatement of bioenergy factoring in land use changes ». Nature Scientific Reports 8, 8563, 2018

---

## Les réseaux de chaleur

Les réseaux de chaleur sont un moyen d'alimenter plusieurs bâtiments, voire un quartier, en chaleur. Selon la dernière enquête annuelle sur les réseaux de chaleur et de froid (novembre 2022), la France compte 898 réseaux de chaleur en 2021.

La chaleur livrée représente 29,8 TWh et le contenu carbone moyen à 125gCO<sub>2e</sub>/kWh.

34,5 % de ces réseaux sont alimentés grâce au gaz naturel, 26,9 % à partir de l'incinération de déchets, 23,9 % à partir de biomasse (essentiellement du bois), 5,5 % grâce à la géothermie et 2,1 % au charbon.

Ainsi, si le raccordement à un réseau de chaleur est une des solutions les plus avantageuse économiquement d'après une étude d'AMORCE, son intérêt environnemental dépend de l'origine de la chaleur injectée (AMORCE, Comparaison économique des modes de chauffage en 2018, mars 2020).

---



---

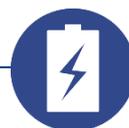
## L'hydrogène

L'hydrogène est une molécule très abondante, présente notamment dans l'eau et les hydrocarbures, dont il peut être extrait. Sa combustion libère environ quatre fois plus d'énergie que l'essence. Il peut également être utilisé dans une pile à combustible pour produire de l'électricité. Considérant la production française en 2022, l'hydrogène est produit à 40 % à partir de gaz naturel, à 40 % de pétrole, à 15 % de charbon et à 5 % d'électrolyse de l'eau<sup>7</sup>.

La production d'hydrogène est ainsi fortement dépendante des énergies fossiles et donc fortement carbonée. La moyenne mondiale en 2022 est de 15 kgCO<sub>2</sub>/kg H<sub>2</sub>, soit quasiment autant que le fioul domestique et le gazole et plus que l'essence. Son empreinte carbone est donc l'une des plus élevée des vecteurs énergétiques. La production par électrolyse permet toutefois de diminuer les émissions à 60 gCO<sub>2e</sub>/KWh (Source : Carbone 4, Hydrogène bas-carbone : quels usages pertinents à moyen terme dans un monde décarboné, octobre 2022). Ce dernier procédé est toutefois particulièrement énergivore. Ainsi, il pourrait être réalisé à partir de l'électricité excédentaire produite par les énergies renouvelables.

Un plan de soutien de la filière, doté de 7 milliards d'euros à l'horizon 2030, a été lancé en 2020. Il a notamment pour objectif de développer la production d'hydrogène à partir de l'électrolyse de l'eau et l'infrastructure de recharge pour les véhicules lourds. A noter, depuis novembre 2023, la recherche d'hydrogène blanc, ou natif, est autorisée en France. Celui-ci ne nécessite pas de technique de transformation car il est naturellement présent dans le sol et n'émet pas de CO<sub>2</sub> lors de sa combustion. Si la possibilité d'exploitation se confirme, il serait prioritairement au transport aérien et maritime et à l'industrie.

---



## II. LE MIX ENERGETIQUE AUJOURD'HUI ET L'OBJECTIF DE NEUTRALITE CARBONE A L'HORIZON 2050

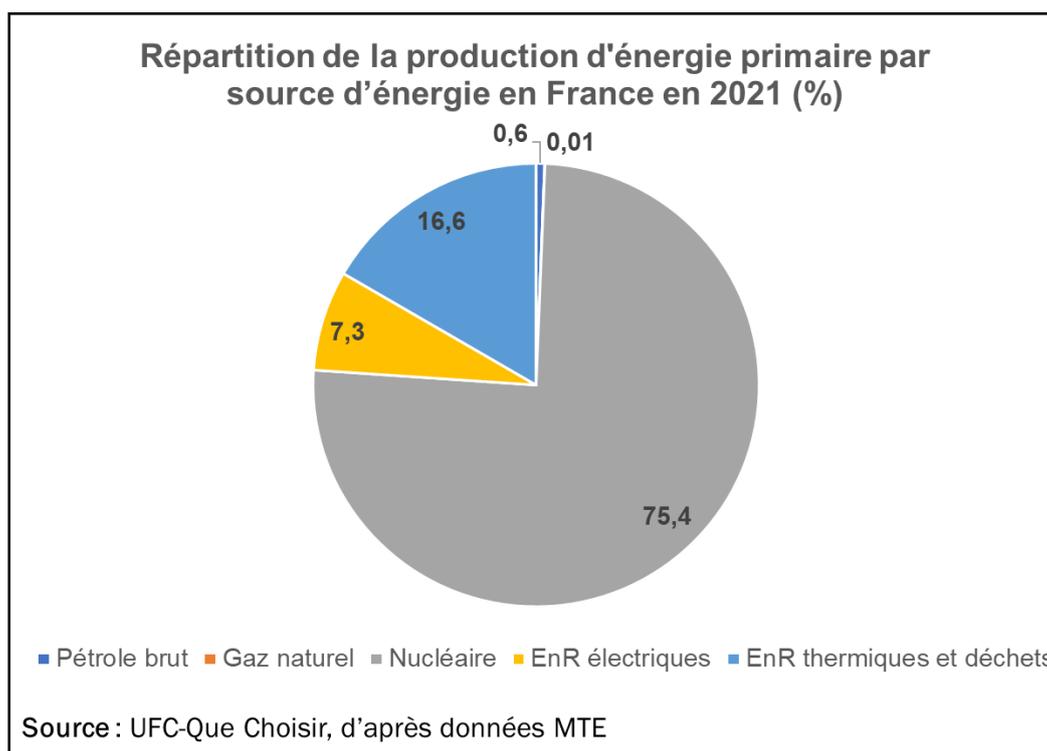
### 1. Le système énergétique français

Le système énergétique désigne l'ensemble des flux (carburants, électricité, etc.) reliant les stocks de produits énergétiques (charbon, pétrole, etc.) à des consommations finales (mobilité, chaleur, éclairage, etc.)<sup>57</sup>.

#### a. Production d'énergie primaire

La consommation d'énergie primaire<sup>58</sup> en France en 2021 s'élève à 2 759 TWh. La répartition de la consommation par source d'énergie primaire s'établit ainsi : 40 % de nucléaire, 27,7 % de pétrole, 15,5 % de gaz naturel et 13 % d'énergies renouvelables<sup>59</sup>. La France produit 1 524 TWh, soit 55 % de cette énergie. Le graphique ci-dessous présente la production d'énergie primaire en France par énergie en 2021.

Figure 1 : Répartition de la production d'énergie primaire par source d'énergie en France en 2021 (%)



<sup>57</sup> Les transitions énergétiques à l'Horizon 2030 et 2050, le retour en grâce des scénarios et de la prospective. Revue Francophone du Développement Durable, n° 19, Bessalem C., Diemer A., Batisse C., Benamara M., 2021

<sup>58</sup> La consommation d'énergie primaire correspond à l'ensemble des produits énergétiques non transformés, exploités directement ou importés. (Source : INSEE)

<sup>59</sup> Chiffres clés de l'énergie, Ministère de la Transition écologique, 2022

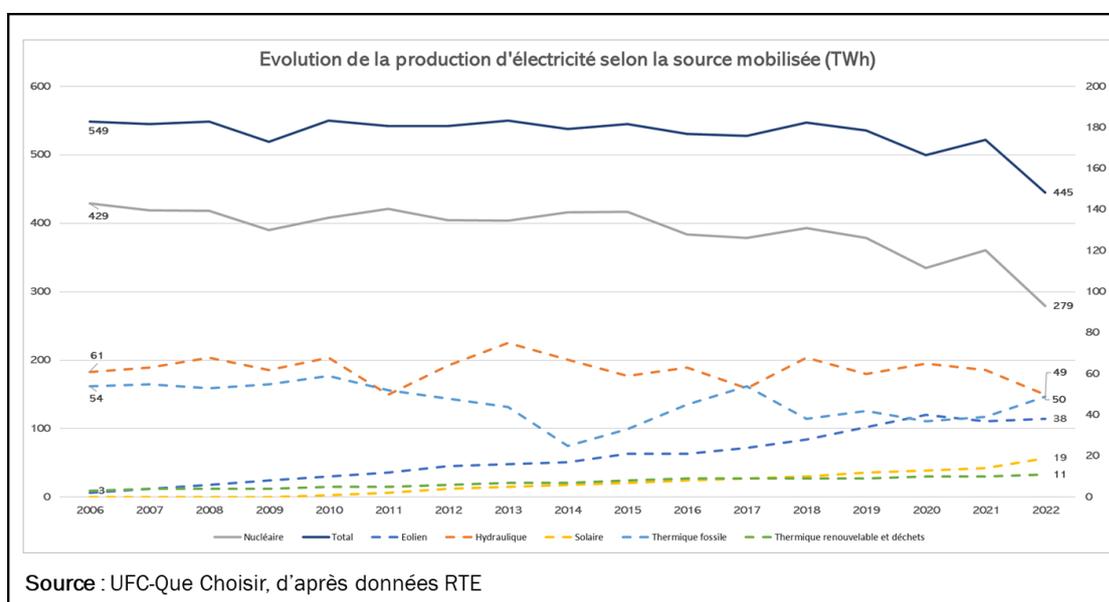
Les principales sources d'énergies produites en France sont le nucléaire (75,4 %), les énergies renouvelables thermiques (16,6 %) et les énergies renouvelables électriques (7,3 %).

La production d'énergie primaire a fortement crû depuis les années 1970, en particulier d'électricité du fait du développement des énergies nucléaires puis des énergies renouvelables à partir de 2005 (512 TWh en 1973 contre 1 524 TWh en 2021).

Cela n'a pour autant jamais suffi à couvrir les besoins du pays. En 2021, la France a importé 1 247 TWh d'énergie primaire, soit 45 % de sa consommation et 71 % de sa consommation d'énergie finale<sup>7</sup>. Ce phénomène est appelé fracture énergétique et résulte de la dépendance de notre industrie et de nos activités quotidiennes aux énergies fossiles.

La production nette d'électricité en France en 2022 s'élève à 455 TWh, en baisse de 14,6 % par rapport à l'année 2021. Cette baisse s'explique essentiellement par la diminution de la production nucléaire (-22,7% à 279 TWh) et la diminution de la production hydraulique (-20 % à 50,9 TWh). L'année 2022 est ainsi marquée par une augmentation de la production d'électricité à partir d'énergie fossile à 66 TWh, soit une hausse de 19,4 %.

Par ailleurs, la production d'électricité française a tendanciellement diminué depuis 2006. Cela est dû à un recul de la production nucléaire, non compensé par le développement des énergies renouvelables. La production d'électricité éolienne a ainsi été multipliée par 38 entre 2005, date des premières installations, et 2022, et celle d'électricité photovoltaïque par 103 entre 2009 et 2022.



La France a toutefois couvert sa consommation d'électricité et était même exportatrice nette entre 1980 et 2021. Cette autonomie en matière électrique résulte de la production nucléaire et renouvelable. L'électricité produite est en grande majorité dite décarbonée, c'est-à-dire produite à partir d'énergie nucléaire ou renouvelable, à environ 90 % ces dernières années, même si ce taux est en recul en 2022 à 87,3 % du fait de la baisse de la production

nucléaire et hydraulique et de l'augmentation de la production à partir de gaz<sup>60</sup>. Ainsi, les émissions de la production électriques en France s'élèvent à 56 gCO<sub>2</sub>/kWh en 2022, en nette augmentation par rapport à 2021 où il s'élevait à 41 gCO<sub>2</sub>/kWh<sup>61</sup>.

La production nette d'électricité d'origine renouvelable (hydraulique, éolien, photovoltaïque et énergie marémotrice) s'élève à 111 TWh en 2022, soit 20 % de l'électricité produite. Elle est en baisse de 5,6 % par rapport en 2021 du fait d'une baisse de la production hydraulique (- 12,7 TWh), malgré une augmentation de la production éolienne (+1,2 TWh) et de la production photovoltaïque (+4,9 TWh).

À la fin 2022, les capacités installées représenteraient 140,2 GW : 61,4 GW d'installations nucléaires<sup>62</sup>, 17,7 GW d'unités thermiques (12,8 GW pour le gaz, 3,1 GW pour le fioul, 1,8 GW pour le charbon) et 64,7 GW de production renouvelable (25,7 GW pour l'hydraulique, 21,1 GW pour l'éolien, 15,7 GW pour le solaire et 2,2 GW de centrales thermiques renouvelables et de déchets)<sup>63</sup>. Les capacités à installer prévues par la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie ne seront vraisemblablement pas atteintes en matière d'éolien terrestre (21,1 GW fin 2021 contre 24,1 GW prévus pour 2023) et de photovoltaïque (15,7 GW fin 2021 contre 20,6 GW prévus pour 2023).

Les énergies renouvelables électriques bénéficient d'un soutien public dans le domaine de la recherche et développement puis à l'exploitation à travers des obligations d'achat<sup>64</sup> et des compléments de rémunération<sup>65</sup>. En 2021, les subventions aux énergies renouvelables s'élèvent à 4,3 milliards d'euros. Elles sont en très nette baisse dans les filières éolienne et hydraulique, -89 % et -99 % respectivement, du fait de l'augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros. Le solaire photovoltaïque représente ainsi environ 74 % des subventions publiques accordées en 2021 avec 3,2 milliards d'euros. Malgré un soutien public significatif de la filière des énergies renouvelables depuis une dizaine d'années (89,5 milliards de dépenses d'investissement (2011-2020), 2,3 milliards de dépenses de R&D (2011-2021) et 48,7 milliards de subventions (2011-2021)<sup>66</sup>), les objectifs de développement des EnR peinent à être atteints, et, d'après un rapport de la Cour des Comptes de 2018, une filière industrielle peine à émerger notamment du fait du manque de clarté des ambitions en la matière<sup>67</sup>.

Les dépenses publiques globales destinées aux autres sources d'énergie ne sont pas directement accessibles. Il peut toutefois être noté que sur la même période, 2011-2021, les

<sup>60</sup> Source : [RTE](#)

<sup>61</sup> Source : [RTE](#), d'après calculs de l'UFC-Que Choisir

<sup>62</sup> 56 réacteurs à eau pressurisée sont en exploitation (32 de 900 MW, 20 de 1300 MW, 4 de 1450 MW), organisés au sein de 18 centrales

<sup>63</sup> Commission Européenne, Plan national intégré énergie-climat de la France, projet de mise à jour, octobre 2023

<sup>64</sup> L'énergie produite par une installation est achetée par un acheteur obligé ou un organisme agréé à un tarif défini à l'avance.

<sup>65</sup> L'énergie produite est vendue sur le marché. L'acheteur obligé compense financièrement le producteur si le prix du marché de référence est inférieur au prix fixé dans le contrat de complément de rémunération.

<sup>66</sup> Calculs de l'UFC-Que Choisir, à partir de Ministère de la transition énergétique, Chiffres clés des énergies renouvelables, édition 2023

<sup>67</sup> Cour des comptes, Le soutien aux énergies renouvelables, mars 2018

dépenses R&D en matière d'énergie nucléaire s'élèvent à 8,3 milliards et celles dédiées aux énergies fossiles à 638 millions d'euros<sup>68</sup>.

Enfin, un plan de relance du nucléaire se dessine, il comprendrait l'étude de la possibilité de la prolongation de la durée de vie des centrales à 50 ans, le lancement de la construction de 6 EPR2 et l'étude de la construction de 8 EPR2 additionnels ainsi que l'étude de la possibilité de petits réacteurs modulaires. Ce plan n'a pas encore de réalité législative mais une loi « relative à l'accélération des procédures liées à la construction de nouvelles centrales nucléaires » a été adoptée en juin 2023. Cette dernière supprime notamment l'objectif de réduire la part du nucléaire à 50 % d'ici 2035 et le plafond de puissance d'électricité d'origine nucléaire installée auparavant fixé à 63,2 GW. Parallèlement, une loi « relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables » a été promulguée en mars 2023 comprenant notamment la mise en place de procédures administratives plus rapides, la définition de zones d'implantation terrestres et maritimes prioritaires et la facilitation de l'implantation de panneaux photovoltaïque dans des zones déjà artificialisées.

#### b. Consommation d'énergie finale

La différence entre la consommation d'énergie primaire et la consommation finale correspond aux pertes de transformation, de transport et de distribution (1035 TWh) et à la consommation finale non énergétique (43 TWh). En effet, la production électrique thermique, principalement nucléaire, est d'abord comptabilisée en chaleur produite par la réaction. Or, les deux tiers de cette chaleur sont perdus lors de la conversion en énergie mécanique<sup>69</sup>.

La consommation d'énergie finale<sup>70</sup> de la France en 2021 est de 1 778 TWh. Le graphique ci-dessous représente la part des différentes énergies dans la consommation d'énergie finale en France en 2021.

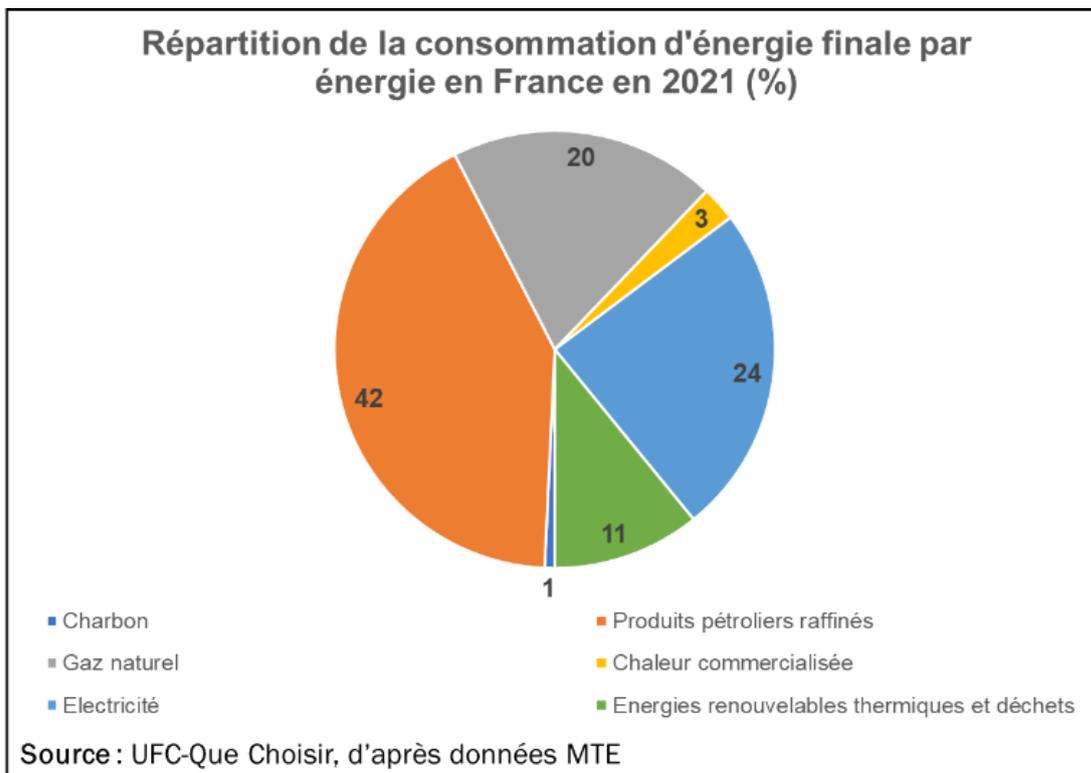
<sup>68</sup> Calculs de l'UFC-Que Choisir, d'après Ministère de la Transition énergétique, Chiffres clés de l'énergie, édition 2023

<sup>69</sup> Chiffres clés de l'énergie, Ministère de la transition écologique, 2022

<sup>70</sup> La consommation d'énergie finale correspond à l'énergie livrée aux consommateurs. (Source : [INSEE](https://www.insee.fr))



Figure 2 : Répartition de la consommation d'énergie finale par énergie en France en 2021 (%)

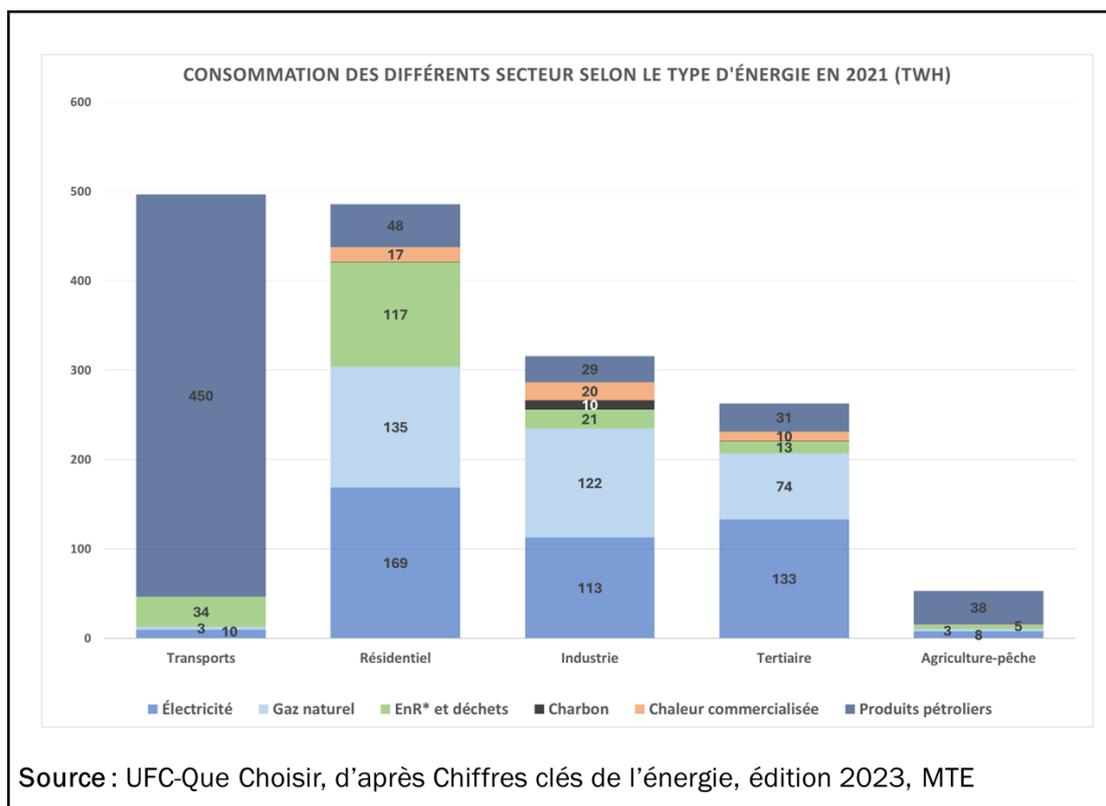


En 2021, les trois principales sources dans la consommation d'énergie finale en France sont les produits pétroliers raffinés (42 %), l'électricité (24 %) et le gaz naturel (20 %). La quasi-totalité des produits pétroliers ainsi que du gaz naturel sont importés, alors que la quasi-totalité de l'électricité est produite nationalement, à partir de minerai importé. S'agissant des EnR, elles représentent 17,7 % de la consommation finale nette d'énergie, dont 49,5 % d'EnR thermiques, 35,7 % d'électricité, 10,5 % de biocarburants et 6,7 % de chaleur renouvelable.

La France est donc largement dépendante des énergies fossiles, qu'elle importe à près de 99 %<sup>7</sup>. Les trois secteurs particulièrement concernés par cette dépendance sont les transports, le résidentiel et l'industrie. En 2021, 91 % de l'énergie consommée par le secteur des transports provenaient des produits pétroliers ; dans le résidentiel 28 % de gaz naturel et 10 % de produits pétroliers et dans l'industrie 37 % de gaz naturel et 10 % de produits pétroliers.

L'électricité est consommée majoritairement par le secteur résidentiel (38 %), par le secteur tertiaire (31,8%) et le secteur industriel (25,9 %)<sup>10</sup>. L'utilisation de l'électricité est en hausse dans le secteur résidentiel entre 2010 et 2021 (+3,2 %), elle a baissé pour le chauffage (-14,2 %) mais augmenté pour la cuisson (+12,9%), l'eau chaude sanitaire (+23,5%), mais surtout pour les autres usages [électroménagers, électroniques, etc.] (+10%) et la climatisation (+400 %), où la hausse est respectivement de +6,8 et +1,6 TWh.

Par ailleurs, le système électrique français est caractérisé par une grande thermosensibilité dû au déploiement massif du chauffage électrique. Un degré de moins en période hivernale amène ainsi à une demande supplémentaire de 2 400 MW.



La répartition de la consommation par secteur en 2021 est la suivante : 17,5 % pour l'industrie, 28,2 % pour les transports, 27,1 % pour le résidentiel, 14,7 % pour le tertiaire et 2,9 % pour l'agriculture-pêche<sup>69</sup>. Depuis le début des années 2000, la France est marquée par une baisse de sa consommation énergétique et un mix à la composition stable. Cette baisse est essentiellement liée au secteur industriel, du fait de la désindustrialisation. Les autres secteurs montrent une consommation stable depuis le milieu des années 2000. La consommation du secteur des transports et du résidentiel ont progressé dans les années 1990 avant de se stabiliser à partir du milieu des années 2000.

Seule une partie de cette consommation d'énergie peut être directement attribuée aux ménages. Celle du secteur résidentiel : 492 TWh et une partie de celle des transports : 501 TWh. En effet, au sein des transports, il est nécessaire de distinguer les déplacements des marchandises de ceux des voyageurs, seuls ces derniers tenant de la décision des consommateurs. Sur le territoire métropolitain, le transport routier de marchandises représente une consommation énergétique de 175,6 TWh, et la navigation intérieure, le transport maritime et le transport par oléoducs cumulés de 14 TWh. Les transports individuels routiers correspondent à 253,7 TWh consommés. Le transport aérien (5 TWh), ferroviaire (9,2 TWh), le transport routier de voyageurs (4,5 TWh) et le transport urbain de voyageurs (4 TWh), 22,7 TWh cumulés, tiennent également de déplacements individuels, même si une partie renvoie à des déplacements professionnels<sup>71</sup>. Les déplacements personnels des consommateurs, sur lesquels ils peuvent exercer un choix représentent en

<sup>71</sup> Bilan annuel des transports 2021, Ministère de la Transition écologique, 2022

2021 une consommation énergétique de 276,4 TWh, soit seulement 55 % de la consommation énergétique du secteur des transports.

Additionné au secteur résidentiel, la consommation énergétique finale attribuable directement aux consommateurs est ainsi de l'ordre de 768 TWh, soit 43,2 % de la consommation énergétique finale totale.

### c. Dépenses énergétiques des ménages

En 2021, les ménages français ont dépensé 43,5 milliards d'euros afin de se déplacer (dépenses de carburant). Ce chiffre reste à nuancer car les restrictions sanitaires liées à la pandémie de Covid-19 ont perduré au cours de l'année 2021. Cela représente cependant une dépense moyenne de 1 420 € par ménage par an<sup>72</sup>.

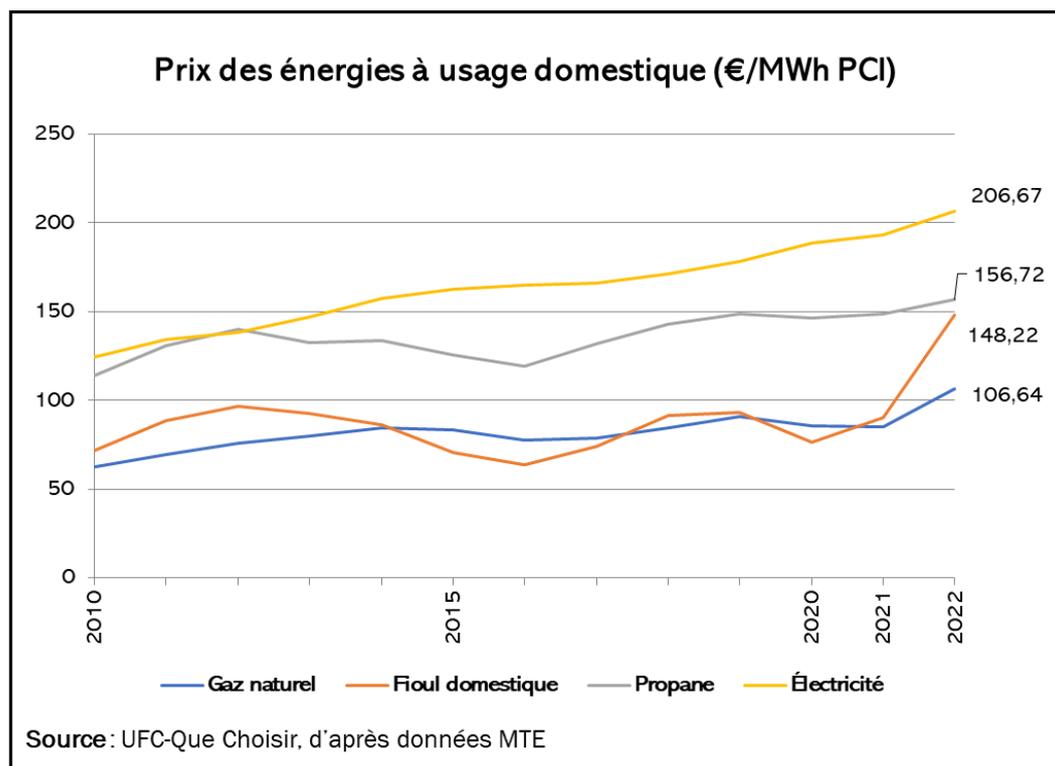
Concernant les dépenses de chauffage, les dépenses se sont élevées en 2021 à 52,7 milliards d'euros pour le logement (électricité, chaleur distribuée par réseau, gaz et autres combustibles) soit 9% du budget des ménages. Cela représente une dépense moyenne par ménage de 1 720 € en énergie pour leur logement, dont 1 070 € en électricité, 364 € en gaz naturel, 172 € en produits pétroliers, 64 € en bois et 50 € en chaleur distribuée par réseau<sup>73</sup>

En 2022, le prix TTC de l'électricité à usage domestique était de 206,7 €/MWh, 27 % inférieurs à la moyenne de prix dans l'Union Européenne<sup>74</sup> et celui du gaz de 106,6 €/MWh PCS, 2 % inférieur à la moyenne des prix dans l'UE. Le prix de l'électricité a augmenté de 7 % entre 2021 et 2022 et le prix du gaz de 25 % entre 2021 et 2022. L'électricité est ainsi l'énergie la plus chère en 2022, comme depuis plus d'une dizaine d'années, devant le propane, le fioul et le gaz naturel, comme le montre le graphique ci-dessous.

<sup>72</sup> Ministère de la transition écologique, chiffres clés de l'énergie 2023

<sup>73</sup> Ministère de la transition écologique, chiffres clés de l'énergie 2023

<sup>74</sup> 27 Etats hors Royaume-Uni



#### d. Guerre en Ukraine et indisponibilité du parc nucléaire : l'indépendance énergétique en question

D'après les experts, l'indépendance énergétique au sens d'autonomie de production de la France est un objectif illusoire, impossible à atteindre. Cela impliquerait en effet de disposer de l'ensemble des matières premières et composants nécessaires à la construction des installations de production, de maîtriser l'ensemble des technologies et de la chaîne industrielle et enfin de disposer des carburants nécessaires<sup>75</sup>. L'INSEE dispose d'un indicateur dit de « taux d'indépendance énergétique »<sup>75</sup> qui correspond au rapport entre la production nationale d'énergie primaire et la consommation d'énergie primaire. Il est de 50,3% en 2022, contre 23,9% en 1973<sup>76</sup>, en progression constante depuis cette période. A noter, cet indicateur est largement critiqué car il intègre dans la production primaire la vapeur issue des combustibles nucléaires qui est d'une part plus importante que la quantité d'électricité produite et d'autre part issue de combustibles importés<sup>77</sup>. Ainsi, les pays montrant les meilleurs taux d'indépendance énergétique au sens de cet indicateur sont également les principaux producteurs de pétrole et de gaz.

Le principe d'indépendance énergétique considérant la géographie, la géologie ainsi que les normes environnementales et climatiques françaises<sup>77</sup> consiste donc davantage à une

<sup>75</sup> Le taux d'indépendance énergétique est le rapport entre la production nationale d'énergies primaires (charbon, pétrole, gaz naturel, nucléaire, hydraulique, énergies renouvelables) et la consommation en énergie primaire, une année donnée. Ce taux peut se calculer pour chacun des grands types d'énergies ou globalement toutes énergies confondues. Un taux supérieur à 100% (cas de l'électricité) traduit un excédent de la production nationale par rapport à la demande intérieure et donc un solde exportateur.

<sup>76</sup> Ministère de la transition écologique, Bilan énergétique de la France pour 2015, novembre 2016

<sup>77</sup> A noter, la France a renoncé à l'exploration de potentiels gisements de pétrole ou de gaz de schiste depuis la loi n° 2017-1839.

maximisation de la production domestique considérant ses besoins et une capacité d'adaptation aux lacunes et vulnérabilité de cette production et donc de la structure de dépendance énergétique. Considérant cela, parallèlement à la notion de souveraineté ou d'indépendance énergétique a émergé celle de vulnérabilité, soit l'analyse des incertitudes et la réduction des risques relatifs aux autres systèmes, par exemple économique ou climatique, qui affectent le système énergétique.

L'année 2022 a mis en évidence ces vulnérabilités.

La réduction des livraisons de gaz russe au cours des dix derniers mois de l'année 2022 a mis en exergue la dépendance énergétique de l'UE. En effet, 24 % de l'énergie primaire consommée provient de Russie, en particulier 41 % du gaz naturel consommé. La France, dans une situation plus favorable, importe tout de même 8 % de son énergie primaire de Russie, dont 58 % de son charbon, 22 % de son gaz naturel et 9 % de son pétrole en 2021<sup>78</sup>.

D'autre part, plus de la moitié des centrales nucléaires ont été mises à l'arrêt en 2022, alors que 40 % de la consommation primaire française provient du nucléaire. Cela s'explique par le retard pris dans la maintenance décennale des centrales, causé par le Covid-19, et par la découverte d'un problème de corrosion sous contrainte sur une quinzaine de réacteurs. L'Autorité de Sûreté Nucléaire décrit le phénomène de corrosion sous contrainte comme un événement sérieux et inédit dont la résolution prendra plusieurs années. Cette avarie interroge également la capacité des installations nucléaires à fonctionner durablement et les coûts de leur remise à niveau et plus généralement l'intérêt de développer une seule technologie nucléaire dont les vulnérabilités, cumulées sur l'ensemble des réacteurs, peuvent constituer un risque<sup>7</sup>.

Historiquement exportatrice d'électricité, la France a dû importer 16,5 TWh d'électricité en 2022<sup>79</sup>. La production électrique nucléaire s'est élevée à 279 TWh en 2022, à 361 TWh en 2021, 335 TWh en 2020, alors qu'elle était de 452 TWh en 2005. La production électrique hydraulique a également diminué depuis 2021. Cette érosion de la production hydroélectrique s'est même aggravée en 2022 perdant jusqu'à 22 % de production pour atteindre seulement 32 TWh<sup>7</sup>. La production restera historiquement basse en 2023, de 300 à 330 TWh du fait de visites décennales et d'arrêts programmés<sup>7</sup>. A noter, le parc nucléaire français a la caractéristique de fonctionner en régime flexible, la puissance délivrée varie ainsi dans le temps. Cela entraîne une usure prématurée des installations du fait des fortes variations de températures dans certaines parties du circuit primaire<sup>7</sup>.

De plus, sur les 56 réacteurs en service, 32 ont été ouverts entre 1978 et 1988 et sont donc susceptibles d'être fermés d'ici à 2030. Un effet « falaise », correspondant à la diminution très rapide de nos capacités de production en cas de mise à l'arrêt à un âge identique, du fait de la rapidité de la constitution du parc nucléaire français dans les années 1980<sup>80</sup>.

<sup>78</sup> Chiffres clés de l'énergie, Ministère de la Transition écologique, 2022

<sup>79</sup> Euractiv, « En 2022, la France est importatrice nette d'électricité pour la première fois en 42 ans.

<sup>80</sup> Futurs énergétiques 2050, Principaux résultats, RTE, octobre 2021

## 2. Un cadre légal qui fixe le cap

### a. L'objectif de neutralité carbone de la France à l'horizon 2050

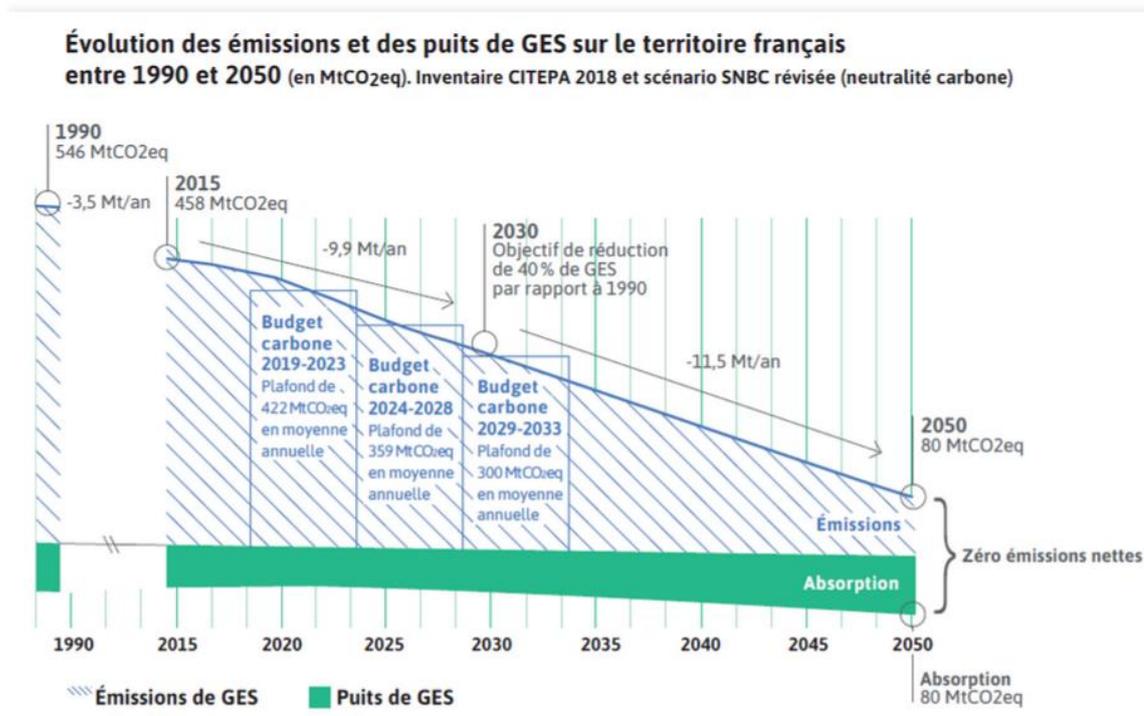
En 2019, la loi énergie-climat inscrit l'objectif de neutralité carbone<sup>81</sup> de la France à l'horizon 2050. Cela implique une division par six des émissions de gaz à effet de serre sur le territoire par rapport à 1990. Elle crée également la loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC). Cette dernière fixe les objectifs de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)<sup>82</sup> et de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC)<sup>83</sup>. Ces deux documents programmatiques prennent comme référence l'exercice prospectif « Scénario énergie-climat-air 2018-2019 » dans sa version dite « avec mesures supplémentaires », dit scénario de référence. Ce scénario assure la neutralité carbone à l'horizon 2050 et détermine les budgets carbone par secteur d'activité et par gaz à effet de serre. A noter, les scénarios prospectifs énergie-climat-air simulent également des scénarios avec mesures existantes qui modélisent l'impact des mesures d'ores-et-déjà prises. Par exemple, le scénario « avec mesures existantes » 2021 considère toutes les mesures prises jusqu'à fin 2019. Le graphique ci-dessous représente la trajectoire de baisse des émissions de gaz à effet de serre selon la SNBC actuelle.

<sup>81</sup> La neutralité carbone est ainsi définie par la loi énergie-climat : « un équilibre, sur le territoire national, entre les émissions anthropiques par les sources et les absorptions anthropiques par les puits de gaz à effet de serre ». Il s'agit d'une approche territoriale, qui porte sur les gaz à effet de serre émis et absorbés sur le territoire français. Elle ne comprend ainsi pas les émissions liées aux transport internationaux et aux importations de biens et services.

<sup>82</sup> Créée par la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte (TEPCV) (2015), la PPE définit les orientations et priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain : sécurité d'approvisionnement, efficacité énergétique, développement des énergies renouvelables, développement des réseaux, prix de l'énergie ou encore mobilité propre. Elle couvre deux périodes successives de cinq ans. La PPE actuellement en vigueur porte sur la période 2019-2028. La PPE doit être compatible avec la SNBC, mais également avec la stratégie pour le développement de la mobilité propre, la stratégie nationale de mobilisation de la biomasse et le plan national de réduction des émissions de polluants atmosphériques. (Source : [Programmations pluriannuelles de l'énergie](#))

<sup>83</sup> Également créé par la TEPCV, la SNBC est la feuille de route pour conduire la politique d'atténuation du changement climatique appliquée à tous les secteurs d'activités, elle s'appuie sur un exercice de modélisation : « scénarios prospectifs énergie-climat-air » définissant des plafonds d'émissions par secteur d'activité et par gaz à effet de serre, dit budgets carbone (Source : [Scénarios prospectifs énergie-climat-air](#))

Figure 3 : Évolution des émissions et des capacités d'absorption de GES sur le territoire français selon le scénario de référence de la SNBC actuelle (en MtCO<sub>2e</sub>)



Source : Ministère de la Transition écologique et de la cohésion des territoires, Stratégie Nationale Bas-Carbone, juillet 2022

#### b. 2024 : mise à jour de la stratégie énergétique et climatique de la France

A ce titre, l'année 2024 constitue une année charnière puisqu'une nouvelle LPEC, initialement prévue pour 2023, sera discutée. Cette dernière encadrera le renouvellement de la PPE (2019-2028) et de la SNBC (2019-2033) pour leur troisième édition. Ces trois documents fixent les objectifs de réduction de gaz à effet de serre pour trois périodes successives de cinq ans, et sur le plan énergétique pour deux périodes successives de cinq ans : les réductions de la consommation énergétique finale et fossile, le développement des énergies renouvelables, notamment pour l'électricité et la rénovation énergétique dans le secteur du bâtiment. C'est dans ce cadre qu'ont été produites différentes études sur l'avenir du système énergétique français à l'horizon 2050.

Par ailleurs, la fin de l'année 2022 a été marquée par le lancement d'un plan de sobriété énergétique face aux menaces de coupures. Les bâtiments publics ont ainsi été concernés par une baisse de la température de chauffage, une restriction de la période de chauffe et l'extinction des éclairages décoratifs entre 22 heures et 6 heures du matin. Un second plan pour 2023-2024 a été dévoilé en 2023. Les principales mesures du plan sont la limitation de l'usage de la climatisation dans les bâtiments publics et une incitation à la limitation à 26 °C dans les bâtiments privés, le renforcement du malus CO<sub>2</sub> sur les véhicules les plus émetteurs ou encore la bonne application du décret interdisant le maintien ouvert des portes dans les commerces utilisant un climatiseur. Plusieurs campagnes de communication ont été lancées pour inciter les usagers à réduire leur consommation électrique.

### c. Une stratégie qui s'inscrit dans le programme européenne énergie-climat

Ces plans et objectifs correspondent à des obligations européennes et s'inscrivent dans le cadre européen énergie-climat. Il s'agit d'un ensemble de directives, règlements et décisions qui fixent des objectifs aux horizons 2020 et 2030 à l'échelle de l'Union européenne. Ils font l'objet d'engagement par les différents États membres. Pour 2020, les trois principaux objectifs du paquet climat étaient : la réduction de 20 % des émissions de GES par rapport à 1990 ; la réduction de 20 % de la consommation énergétique européenne et une part de 20 % d'énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie<sup>84</sup>. La France n'a d'ailleurs pas atteint ses objectifs sur ce dernier point. En effet, alors que les énergies renouvelables devaient atteindre 23 % dans sa consommation finale brute d'énergie en 2020, cette part ne s'élève qu'à 20,7 % en 2022<sup>85</sup>. Ce retard a donné lieu à une amende de 500 millions d'euros payée à l'Union européenne, versée au titre de la non atteinte des objectifs en matière de développement des énergies renouvelables.

Ces objectifs ont été révisés à l'aune des décisions prises à l'échelle européenne dans le cadre du paquet « Fit for 55 ». De manière générale, l'objectif de baisse de 40 % des émissions par rapport à leur niveau de 1990 en 2030 est relevé à 55 %, la part des énergies renouvelables dans la consommation finale brute d'énergie de 32 à 40 % à l'horizon 2030<sup>86</sup> et la baisse de la consommation d'énergie finale réhaussée à 40 % contre 32,5 % précédemment. Il s'agit d'une mise à jour du paquet énergie-climat européen 2030 négocié en 2016.

### 3. Les émissions de CO<sub>2e</sub> du secteur de l'énergie

Dans le secteur énergétique, l'objectif de neutralité carbone de la France à l'horizon 2050 suppose une baisse drastique des émissions aux étapes de production et de combustion de l'énergie. Il s'agit donc de décarboner à la fois les vecteurs énergétiques et les usages énergétiques. En effet, à l'horizon 2050, les puits de carbone disponibles ne pourront compenser que les émissions liées aux usages non énergétiques (principalement agricoles) et certains inévitables (transport aérien, fuites de gaz, procédés de méthanisation ou de raffinage)<sup>87</sup>.

En 2021, selon la méthodologie SECTEN<sup>88</sup>, l'industrie de l'énergie française a émis 43,8 MtCO<sub>2e</sub>, soit 10 % des émissions de CO<sub>2e</sub> nationales. La production d'électricité est responsable de 45 % de ces émissions, devant le raffinage du pétrole (15 %) et le chauffage urbain (14 %). Ces émissions sont en baisse de 48 % entre 1990 et 2020 du fait de la substitution de l'électricité produite grâce au charbon par les énergies renouvelables, du développement des centrales thermiques au gaz et de la fermeture de sites de raffinage. En

<sup>84</sup> [Cadre européen énergie-climat](#)

<sup>85</sup> Chiffres clés des énergies renouvelables, Ministère de la transition énergétique, 2022

<sup>86</sup> [Énergies renouvelables](#), Fiches thématiques sur l'Union européenne, Parlement européen

<sup>87</sup> Application à 2050 de la transition énergétique et de la neutralité carbone à la demande d'énergie, en France, Michel L. et Deslot Q., Annales des Mines- Responsabilité et environnement, 2019

<sup>88</sup> La méthode d'inventaire des émissions de gaz à effet de serre SECTEN porte sur le territoire national et prend en compte les émissions liées à l'extraction, la transformation, la production et la distribution d'énergie sur le territoire national. A noter, les émissions de l'énergie produite à l'étranger ne sont pas comptabilisées. Au contraire, les émissions liées aux activités de raffinage de produits raffinés en France mais exportés sont comptabilisées.

cela, le secteur est en ligne avec les objectifs de réduction d'émissions, exprimées par les budgets carbone alloués des première et seconde stratégies nationales bas carbone<sup>89</sup>.

---

<sup>89</sup> CITEPA, Industrie de l'énergie, Rapport SECTEN sur les émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphérique en France, 2022



### III. DECRYPTER LES SCENARIOS DE MIX ENERGETIQUES A 2050

#### 1. Scénariser pour éclairer la décision publique : des travaux prospectifs d'ampleur

La Stratégie Nationale Bas Carbone actuelle (SNBC 2), révisée en 2019, affirme donc l'objectif de neutralité carbone de la France<sup>90</sup> à l'horizon 2050. À partir de celle-ci, dans une optique d'enrichissement et de renouvellement de cette stratégie, les travaux prospectifs sur ce thème se sont multipliés : à la demande des pouvoirs publics<sup>91</sup>, comme dans le cas de l'étude de RTE : « Transition énergétiques 2050 », mais aussi à l'initiative d'organismes publics ou d'associations : l'ADEME, négaWatt ou encore le Shift Project. Le rapport issu de la commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France rendu en mars 2023 note l'enrichissement que constitue cette approche prospective pour la définition de la future PPE. En effet, avant 2021, RTE reconnaît un travail moins prospectif et moins complet amenant à l'absence de prévisions précises de la consommation d'électricité à terme, donnée fondamentale à l'établissement d'une planification<sup>7</sup>.

Le travail de prospective réalisé par RTE, publié en octobre 2021, consiste en l'analyse de 18 scénarios de mix électriques assurant la neutralité carbone de la France à l'horizon 2050. Ces scénarios sont en réalité la combinaison de trois scénarios de niveau de consommation finale d'électricité comme donné d'entrée, construites à partir des hypothèses de la SNBC 2 :

- Référence (645 TWh), qui correspond au scénario actuel SNBC 2 ;
- Sobriété (555 TWh) et
- Réindustrialisation profonde (755 TWh)

et de cinq scénarios de production :

- M0 : « 100 % EnR » ;
- M1 : « Répartition diffuse » (conservation du nucléaire historique et développement des EnR à implantation diffuse) ;
- M2 : « EnR grands parcs » (conservation du nucléaire historique et développement de grands parcs EnR) et
- N1, N2 et N3, qui comprennent le développement des EnR et la construction de nouvelles capacités nucléaires,
  - 8 EPR<sup>92</sup> pour le premier,

<sup>90</sup> Selon la définition du Parlement Européen, la neutralité carbone est « l'équilibre entre les émissions de carbone et l'absorption du carbone de l'atmosphère par les puits de carbone », à ne pas confondre avec l'empreinte carbone qui correspond à la quantité de gaz à effet de serre (GES) induite par la demande finale intérieure d'un pays, que les biens ou services consommés soient produits sur le territoire national ou importés.

<sup>91</sup> [RTE et l'AIE publient leur étude sur les conditions d'un système électrique à forte part d'énergies renouvelables en France à l'horizon 2050](#), janvier 2021

<sup>92</sup> European Pressurized Reactor

- 14 pour le second et le troisième, associés dans le dernier cas à la construction de SMR<sup>93</sup> et à une exploitation du parc historique plus longue : au-delà de 60 ans.

Dans l'analyse des scénarios, conformément aux attributions de RTE, un soin particulier est porté aux implications pour le réseau électrique, en matière de dimensionnement et de moyens de pilotage particulièrement. Les questions des paris technologiques sous-jacents et de l'adaptation au changement climatique sont également traitées.

Ainsi, dans son scénario de référence, RTE estime une consommation énergétique de l'ordre de 645 TWh, soit une augmentation de près de 150 TWh par rapport à la consommation actuelle. Toutefois, une réindustrialisation et/ou une électrification plus massive des usages amènerait à des besoins bien supérieurs, de l'ordre de 750 TWh. Les hypothèses économiques et démographiques utilisées sont également celles de la SNBC. La trajectoire centrale estimée par l'Insee (une population totale en France métropolitaine continentale de 71 millions d'habitants contre environ 65 millions aujourd'hui) est notamment mobilisée.

Notons que les hypothèses de consommation retenues par RTE, entre 645 et 755 TWh ont été remises en cause par l'Académie des sciences en juillet 2021 et par l'Académie des technologies en mars 2021. Ces dernières estimaient respectivement un niveau de consommation entre 700 et 900 TWh et entre 730 et 840 TWh considérant les hypothèses utilisées par RTE<sup>99</sup>. RTE est également revenu sur ces estimations dans un rapport publié en juin 2023, où les besoins en électricité sont estimés entre 580 et 640 TWh à l'horizon 2035. Cette réévaluation est expliquée par le rehaussement des objectifs climatiques européens et un plan de réindustrialisation renforcé<sup>94</sup>. De même, les responsables de RTE ont reconnu, dans le cadre du rapport parlementaire portant sur les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France les possibles sous-estimations que pouvaient comporter le scénario de référence considérant la démographie, l'évolution du nombre de logements, la réindustrialisation, le recul des voitures particulières thermiques, les nouvelles réglementations de sortie des énergies fossiles dans le logement neuf et l'électrification de certains procédés industriels, qui engendreraient une demande plus proche du scénario de réindustrialisation, soit 750 TWh<sup>7</sup>. Un constat important considérant que les scénarios en question supposent des efforts en matière d'efficacité et de sobriété non atteints par le passé.

Si le travail prospectif de RTE émane d'une demande officielle, d'autres organismes ont souhaité prendre part au débat en proposant leur propre modélisation du système énergétique français à l'horizon 2050.

De son côté, l'ADEME a rendu public son exercice de prospective à 2050 en novembre 2021 : « Transition(s) 2050 ». Quatre scénarios globaux, ne se limitant pas au système électrique, permettant d'atteindre la neutralité carbone à l'échelle du pays en 2050 y sont étudiés. Ils correspondent à différents niveaux de demande énergétique :

- Génération frugale (790 TWh) ;
- Coopérations territoriales (833 TWh) ;

<sup>93</sup> Small Modular Reactors

<sup>94</sup> RTE, Comprendre et piloter l'électrification d'ici 2035, juin 2023

- Technologies vertes (1074 TWh), qui présente une option centrée sur les énergies renouvelables et une autre centrée sur le nucléaire, et
- Pari réparateur (1360 TWh).

Ces scénarios comprennent une dimension sociétale importante puisqu'ils portent sur la neutralité carbone globale, et prennent comme point de départ les comportements plutôt que la demande d'électricité ou d'énergie. Ainsi, l'analyse est élargie et comprend des projections concernant le logement, les pratiques de mobilité ou encore l'alimentation. Le potentiel de différentes technologies compensatrices, comme les puits technologiques de séquestration du carbone est également abordé.

L'association négaWatt, dans un travail rendu public en 2021 : « La transition énergétique au cœur d'une transition sociétale » propose quant à elle un seul scénario de neutralité carbone en empreinte<sup>9590</sup> à l'horizon 2050. Ce scénario se base sur trois principes portés par l'association : sobriété, efficacité et recours à des énergies renouvelables uniquement. La consommation en énergie finale estimée est de 806 TWh. Les EnR couvrent 96 % des besoins grâce à une production multipliée par trois. Le parc nucléaire est mis à l'arrêt progressivement, le dernier réacteur arrêté en 2045.

Quant à l'association *Shift Project*, elle a entamé un travail prospectif en 2020, ayant donné lieu à la publication d'un livre en 2022 : « Le plan de transformation de l'économie française », projet qui s'est poursuivi avec la publication de différents rapports, dans une quinzaine de secteurs : logement, mobilité, énergie, industrie, culture, santé, numérique ou encore alimentation. Le travail du *Shift Project* adopte donc une approche sectorielle pour l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050, soit un scénario multifacette. Le rapport « Énergie », recensant notamment les besoins de production d'énergie finale par secteur et par vecteur est celui adressant le plus directement notre problématique. Les besoins énergétiques estimés à 2050 sont de 1051 TWh.

## 2. Logiques prospectives, méthodologies et hypothèses directrices

Même si ces scénarios s'inscrivent dans une perspective de baisse drastique des émissions de GES à l'horizon 2050 et s'intéressent à cet objectif sous l'angle du système énergétique nécessaire, le cadre de prospective adopté est variable.

### a. Scénario de référence de la seconde Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC 2), dit scénario avec mesures supplémentaires (AMS)

La stratégie nationale bas carbone présente deux scénarios à l'horizon 2050 : avec mesures existantes et avec mesures supplémentaires. Ce second scénario prend en compte des mesures de politiques publiques permettant à la France de respecter son objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050. Le développement de ce scénario a suivi une méthodologie en trois étapes, complétée d'une quatrième phase d'évaluation des scénarios sur le plan économique.

Tout d'abord, des hypothèses ont été définies de manière à atteindre la neutralité carbone, dans un processus itératif avec la définition de la PPE. Puis, considérant ces hypothèses en

<sup>95</sup> L'empreinte carbone est la quantité de gaz à effet de serre (GES) induite par la demande finale intérieure d'un pays, que les biens ou services consommés soient produits sur le territoire national ou importés.

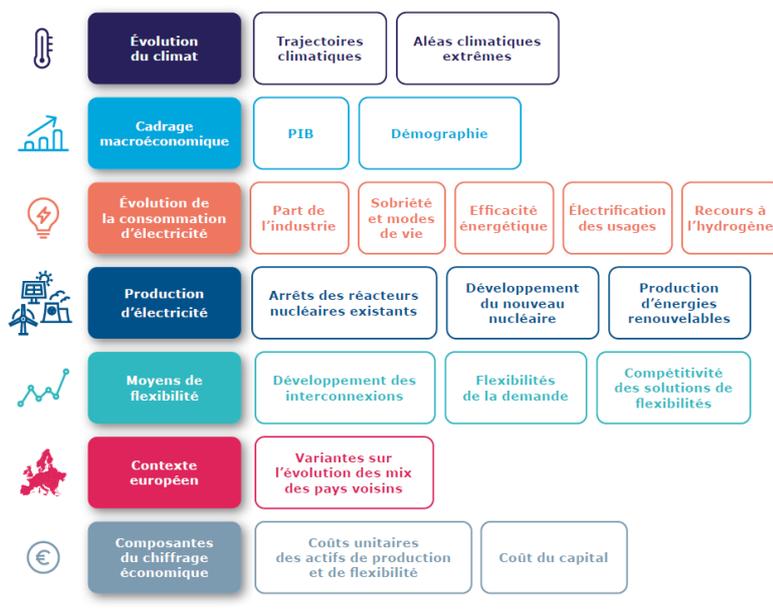
matière de leviers de décarbonation possibles, des modélisations sectorielles technico-économiques ont été réalisées. Troisièmement, les modélisations sectorielles sont agrégées pour permettre le calcul de la demande d'énergie et des émissions de GES.

Par ailleurs, le cadrage des scénarios considère en particulier : l'atteinte des objectifs de réchauffement climatique limités à 2°C, une croissance économique qui se poursuit sur son rythme actuel, une augmentation du prix des énergies fossiles et, en matière démographique, le scénario central de l'INSEE est adopté (71 millions d'habitants contre environ 65 millions aujourd'hui).

### b. Scénarios RTE

La dernière stratégie nationale bas carbone publiée en 2020, évoquée précédemment, détermine le cadre de référence de l'exercice prospectif de RTE. Le principe de l'étude produite est ainsi décrit : « effort de simulation et de calcul pour caractériser de manière rigoureuse une grande variété de systèmes électriques permettant d'atteindre la neutralité carbone [à l'horizon 2050] ». Les scénarios de RTE supposent toutefois une consommation finale d'énergie inférieure à celle de la SNBC, mais d'électricité supérieure : 645 contre 511 TWh. Le cadrage de l'exercice, la définition des hypothèses, a largement reposé sur la consultation de diverses parties prenantes à travers neuf groupes de travail dédiés. De cet exercice ont été dégagés de grands principes méthodologiques guidant le travail de simulation, la distinction de deux grandes familles de scénarios : reposant quasi-exclusivement sur des énergies renouvelables pour les uns et sur un mix entre EnR et nucléaire pour les autres, respectivement nommés M et N. Puis, le paramétrage pour l'atteinte de la neutralité carbone a reposé sur une analyse systématique de sept grandes catégories de paramètres :

Figure 2.4 Synthèse des principaux paramètres étudiés dans le cadre de l'étude



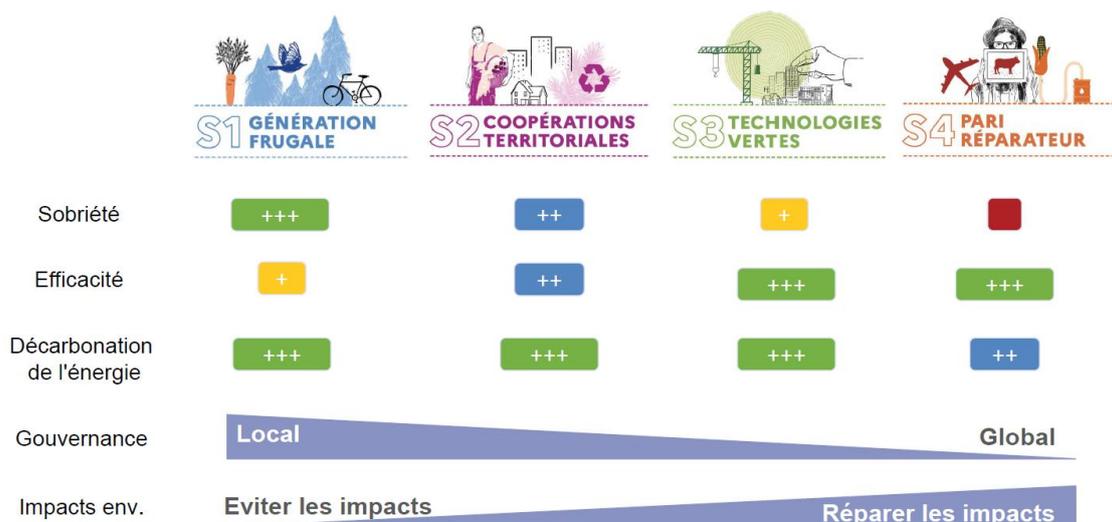
Les résultats des scénarios sont ensuite décrits sous quatre angles : technique (fonctionnement du système électrique), économique (estimation des coûts complets des scénarios), environnemental (inventaire national et empreinte carbone, bilan matières, occupation des sols, etc.) et sociétal (modes de vie, en particulier acceptabilité des infrastructures et degré de diffusion des moyens de flexibilité de la consommation).

### c. Scénarios ADEME

L'ADEME propose quatre scénarios de neutralité carbone à l'horizon 2050, ainsi qu'un scénario tendanciel, qui prolonge les tendances actuelles sans prendre en compte les mesures décidées mais pas mises en œuvre. Le développement des scénarios de l'ADEME s'est inspiré des quatre archétypes de scénarios du rapport spécial 1,5°C du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC). Quatre grandes étapes constituent la méthodologie mise en œuvre : explicitation des axes structurants, exploration des dimensions symboliques des récits, quantification et consultation publique.

La première étape s'est en particulier appuyée sur une revue de la littérature des exercices de prospective environnementaux afin de dégager les dimensions fondamentales à renseigner : démographie, environnement, gouvernance, économie, société et technologies. Des hypothèses de cadrage sont utilisées pour l'ensemble des scénarios sur la démographie, l'évolution du climat, le prix de l'énergie importée et le potentiel de croissance économique. Le scénario INSEE utilisé est, comme pour négaWatt, le scénario : « Fécondité basse, espérance de vie centrale et migration centrale ». A noter, cinq grands leviers servent à la structuration des scénarios : la sobriété (de moins en moins importante de S1 à S4), l'efficacité énergétique (centrale dans S3 et S4), la décarbonation (fondamentale dans tous les scénarios mais dans une moindre mesure dans S4), la gouvernance (de plus en plus centralisée de S1 à S4) et la limitation des impacts environnementaux (de moins en moins importante de S1 à S4).

Figure 4 : Principaux leviers de transition dans les scénarios de l'ADEME



Source : ADEME, Transitions 2050, présentation à la Commission Logement et énergie de l'UFC-Que Choisir, septembre 2022

La troisième étape s'est appuyée sur des modélisations sectorielles et une agrégation *a posteriori* des résultats dans les différents secteurs. Plusieurs itérations sont réalisées pour cette agrégation, afin d'atteindre cohérence et conformité avec l'objectif de neutralité carbone en 2050.

#### d. Scénario négaWatt

Le scénario négaWatt 2022-2050, mise à jour d'un précédent scénario datant de 2017, comprend trois principales étapes : estimation de la demande d'énergie finale, identification et quantification des ressources mobilisables pour assurer cette demande, évaluation pour chaque usage du vecteur et du pilotage les plus appropriés. A chaque étape président des concepts directeurs. Pour la première, la priorité est donnée à la sobriété (d'usage, dimensionnelle et organisationnelle) et en second lieu à l'efficacité. La demande pour les différents usages a été établie sur dire d'experts. Pour la seconde, le recours quasi exclusif aux énergies renouvelables, et l'arrêt progressif du recours aux produits pétroliers, au charbon et à l'uranium. Pour la troisième, les vecteurs les plus appropriés sont choisis en fonction de leur efficacité, la pollution qu'ils engendrent, leur disponibilité et leur résilience à l'échelle du territoire.

S'agissant des technologies intégrées aux scénarios, négaWatt recourt à une analyse de maturité, notamment grâce aux indices *Technology Readiness Level* et *Manufacturing Readiness Level*, et ne sélectionne que les technologies qui ont déjà fait l'objet d'une démonstration, d'un prototype en environnement opérationnel et dont les impacts génériques sont estimés par des modèles. En matière de scénario démographique, le scénario : « Fécondité basse, espérance de vie centrale, flux migratoire central » de l'INSEE est utilisé. Un scénario dit « négaMat » traitant du flux de matières, et qui porte notamment sur les biens d'équipement et de consommation est défini parallèlement à celui portant directement sur le système énergétique. Ce dernier sert également de base d'analyse pour déterminer les possibilités de relocalisation de chaînes de production.

Le scénario négaWatt a la spécificité d'être évalué au sens de la neutralité carbone (inventaire national) et au sens de l'empreinte carbone, à partir d'une méthodologie intégrant différents scénarios d'évolution du reste du monde.

#### e. Scénario du *Shift Project*

Pour le Shift Project, dans son « Plan de transformation de l'économie française » (PTEF) l'objectif affiché en matière de baisse des émissions de CO<sub>2e</sub> à 2050 est de - 80 % par rapport à 2020, il diverge en cela des scénarios de référence français proposés dans le cadre de la SNBC. Ce positionnement est justifié par une remise en cause de la capacité des puits de carbone, corolairement à une volonté de relocalisation de certaines activités émettrices comme la production d'engrais et de batteries sur le sol français, affectant négativement l'inventaire national mais améliore l'empreinte carbone de la France. Le scénario du Shift Project a été établi à partir d'une analyse des flux physiques de quinze secteurs<sup>96</sup>, d'abord indépendamment, grâce à des experts et professionnels du secteur. Considérant les besoins

<sup>96</sup> Energie, Emploi, Industrie lourde, Industrie automobile, Logement, Agriculture, Mobilité quotidienne, Mobilité longue distance, Fret, Santé, Culture, Administrations publiques, Usages numériques, Villes et territoire, Finance

de ces secteurs, la réponse énergétique la moins carbonée possible a été définie, opération nommée « bouclage ». Ensuite, un « rebouclage » général a été réalisé pour assembler tous les secteurs ensemble, afin de s'assurer que les besoins définis sont compatibles avec les ressources disponibles.

Cet objectif est accompagné de trois « principes » qui influencent le cadre de prospective : une réduction drastique de la consommation d'énergie fossile, avec une baisse de la dépendance aux énergies fossiles de 90 % ; une limitation de la consommation de matériaux et une exploitation limitée de la consommation de biomasse.

De plus, le *Shift Project* promeut une stratégie de planification économique et industrielle, et s'intéresse ainsi dans chacun des domaines étudiés aux volumes d'emplois, aux compétences et aux connaissances requises. Ainsi, des changements industriels et agricoles notables sont supposés. Côté industrie, au-delà des relocalisations évoquées, il est supposé la constitution d'une filière industrielle de réemploi et de recyclage ou encore une baisse de 20 % du volume de production du fait de la baisse des constructions neuves, de la réduction du parc automobile et de la production d'emballages plastiques à usage unique. Côté agriculture, les productions animales sont largement réorientées : diminution d'un tiers de la production de lait et d'œufs, par deux des produits de la pêche et par trois de la production de viande.

### 3. Des démarches prospectives différenciées

Sur le plan méthodologique, l'ensemble des travaux prospectifs considérés procède de la même manière, en résumé : une estimation de la demande sectorielle considérant les leviers de décarbonation possibles, en dehors de RTE qui reprend les hypothèses de la SNBC 2, puis une modélisation sectorielle, associée aux ressources énergétiques mobilisables. Ces dernières modélisations sont agrégées a posteriori, et réajustées afin que le système « boucle ». L'ADEME se distingue toutefois dans sa démarche par son attachement à produire quatre scénarios montrant des philosophies d'ensemble cohérentes, reliant organisation sociétale et un couple production/trajectoire de consommation en accord avec le récit que véhicule chaque scénario.

Si cette trame méthodologique peut être reconnue dans tous les exercices prospectifs, le cadrage amont peut varier au niveau des hypothèses directrices lorsqu'un seul scénario est produit ou au niveau des axes de structuration de l'exercice lorsque plusieurs scénarios sont produits. Ainsi, le scénario du *Shift Project* est guidé par les principes suivants : indépendance aux énergies fossiles, limitation de la consommation et recours à la biomasse limité, quand le scénario de négaWatt prévoit sobriété, efficacité et seul recours aux énergies renouvelables. Quant aux travaux multi-scénarios, l'ADEME retient comme structure l'archétype du GIEC, quand RTE propose d'abord une discrimination selon les sources d'énergie primaires : 100 % EnR ou recours au nucléaire, à partir d'une demande donnée.

Les cadrages démographiques reprennent des scénarios centraux et bas, ces derniers ne font toutefois pas référence aux dernières projections de l'INSEE de 2021, mais à celles de 2013.

Les scénarios se distinguent également par les indicateurs estimés, certains proposent des estimations en matière de flux de matériaux ou d'empreinte carbone.

Si l'objectif est le même, les démarches de prospective ne sont donc pas identiques, particulièrement les objectifs et valeurs qui lui sont assignés. Cela peut en partie expliquer des divergences de résultats quantitatifs, que nous aborderons dans la partie suivante.



## IV. LES CONSOMMATEURS DANS LES SCENARIOS ENVISAGES

### 1. Bilan énergétique des différents scénarios



	2019	Shift Project	négaWatt	RTE (uniquement électricité)				ADEME				
				M0	M23	N1	N03	Génération frugale (S1)	Coopérations territoriales (S2)	Technologies vertes_nucléaire (S3)	Technologies vertes_EnR (S3bis)	Pari réparateur (S4)
<b>Consommation</b>												
Consommation d'énergie finale (TWh)	1600	1051	806	645 (Trajectoire de référence)				790	833	1074	1074	1360
Consommation d'électricité finale (TWh)	475	605	354					400	540	650	650	840
Evolution de la demande d'énergie (%)		-35	-50					-50	-48	-33	-33	+15
Evolution de la demande d'électricité (%)		+27	-25	+35,8				-16	+14	+37	+37	+77
Part de l'électricité dans la consommation finale (%)	30	56	44	55				52	64	61	61	62
<b>Production</b>												
<b>Parc installé (GW)</b>												
Photovoltaïque	10	~70	143	208	125	118	70	92	92	142	141	144
Eolien terrestre	17	~43	61	74	72	58	43	58	63	58	58	63
Eolien en mer	0	~22	41	62	60	45	22	14	24	24	48	48
Nucléaire	61	50	0	0	16	29	52	2	12	22	12	32
Part des EnR dans la production (électrique) (%)	22 (2020)	30	96	100	88	73	50	97	86	87	77	72
Coûts complets en 2060 (Md€/an)	86 (2020)			119	110	102	91	77	70	83	81	90

**Tableau 4 : Bilan énergétique - Principaux indicateurs quantitatifs des scénarios en 2050**

A noter, les périmètres des quatre études sont différents. En effet, RTE se limite à la composante électricité du système énergétique alors que les autres scénarios l'abordent dans son intégralité.

février 2024

Les scénarios produits par ces différents organismes montrent des trajectoires contrastées pour l'atteinte d'un mix énergétique zéro émission. Les trajectoires de consommation diffèrent de - 50 % (négaWatt) à -15 % (ADEME, S4) par rapport à 2019, comme le sont celles de la consommation d'électricité -25 % (négaWatt) et + 77 % (ADEME, S4). Toutefois, la quasi-entière des scénarios prescrivent une diminution de la consommation d'énergie et la plupart une électrification des usages, sauf négaWatt sur ce dernier point. Les solutions d'efficacité énergétique et de sobriété s'avèrent également incontournables pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050.

Par ailleurs, l'ensemble des scénarios suppose un développement soutenu des énergies renouvelables, qui représentent entre 30 % (Shift Project) et 100 % (RTE, M0) de la production d'électricité en 2050. Ainsi, le développement de la puissance des installations photovoltaïque se trouve entre 70 GW (RTE, N03 ; Shift Project) et 208 GW (RTE, M0), contre 10 GW en 2019. L'éolien terrestre et maritime est également largement déployé, entre 43 GW (RTE, N03 ; Shift Project) et 74 GW (RTE, M0) pour le premier, contre 17 GW en 2019, et entre 22 GW (RTE, N03 ; Shift Project) et 62 GW (RTE, M0) pour le second, inexistant en 2019.

L'évolution du nucléaire est bien plus contrastée, oscillant entre sa disparition totale (négaWatt ; RTE, N03) et jusqu'à une relance de l'installation de 27 GW, soit 14 nouveaux réacteurs EPR2 et quelques SMR dans le scénario N03 de RTE et celui du Shift Project, adoptant les hypothèses de RTE.

L'ADEME propose quatre scénarios. Les deux premiers comprennent une baisse importante de la consommation d'énergie, assurée par des politiques de sobriété ambitieuse et incidemment des changements de modes de vie importants. Le premier scénario montre 97 % d'EnR, essentiellement des installations photovoltaïques et éoliennes, réparties de manière homogène sur le territoire. Ce scénario est assez proche de celui de négaWatt en matière de niveau de consommation énergétique, et est comparable, à travers une autre démarche, aux grands axes de définition du mix énergétique selon négaWatt, c'est-à-dire : sobriété, efficacité et énergies renouvelables.

Le scénario « Coopération territoriales » est assez similaire au scénario « Sobriété » de RTE en termes de consommation électrique. Il repose sur de grands parcs solaires et éoliens et une pilotabilité assurée par le stockage dans des batteries de voitures électriques et le recours à des électrolyseurs à hydrogène<sup>97</sup>.

Le scénario 3 de l'ADEME est moins dépendant de la sobriété et fait davantage appel aux potentialités de l'électrification des usages et de l'efficacité énergétique. Il comprend deux options en matière de production, l'une reposant sur le nucléaire avec 6 nouveaux réacteurs EPR2, le rapprochant du scénario N1 de RTE, et l'autre reposant sur le développement de 48 GW d'éolien flottant, proche du scénario M23 de RTE. Le niveau de consommation dans

---

<sup>97</sup> Un électrolyseur à hydrogène permet de réaliser l'électrolyse de l'eau, c'est-à-dire de récupérer de l'hydrogène et de l'oxygène à partir de l'eau. L'eau est alors décomposée sous l'effet d'un courant électrique qui permet de réaliser des oxydations et des réductions (Source : D'après [actu-environnement.com](http://actu-environnement.com)).

ce scénario est en effet proche de la trajectoire de consommation de référence dans les « Futurs énergétiques 2050 » de RTE.

Dans le scénario « Pari réparateur », la consommation énergétique n'est pas freinée, l'ADEME parle de « modes de vie sans frein ou sans limites sur leur consommation ». Cette augmentation de la consommation énergétique est portée pour moitié par le secteur des transports. Le développement du nucléaire est important avec 10 nouveaux réacteurs EPR2, tout en développant massivement les énergies renouvelables avec 144 GW de solaire photovoltaïque et 63 GW d'éolien terrestre. La flexibilité du réseau est assurée par des centrales à gaz, approvisionnées à hauteur de 50 % par du biogaz.

Les scénarios de RTE comprennent 6 options s'agissant du mix énergétique, 3 options en matière de consommation, exposées précédemment. Les mix décrits se distinguent selon la stratégie nucléaire adoptée. Les scénarios « M » ne comprennent pas de relance du nucléaire, le scénario M0 suppose un arrêt de certains réacteurs avant leur fin de vie et les scénarios M1, M23 envisagent une sortie progressive. Quant aux scénarios comprenant du nouveau nucléaire, ils se distinguent par l'ampleur de la relance : + 13 GW dans N1, + 23 GW dans N2 et +27 GW dans N03. Cette dernière option comprend une prolongation de la durée des centrales actuelles à 60 ans et le développement de petits réacteurs nucléaires. Le Shift Project reprend la majorité des hypothèses du scénario N03, le plus fortement nucléarisé, avec toutefois un niveau de consommation électrique inférieure à la trajectoire de référence de RTE, mettant ainsi davantage l'accent sur les nécessités de sobriété.

Les scénarios de forte consommation « Réindustrialisation forte » (RTE) et « Pari réparateur » (ADEME) ne tiennent toutefois pas de la même logique. Ainsi, si la variante de forte consommation correspond pour RTE à une relocalisation de l'industrie sur le territoire national, pour l'ADEME cette forte consommation électrique relève d'une consommation de masse et mondialisée. La relance du nucléaire est ainsi moins marquée dans le scénario de l'ADEME que dans les N02 et N03 de RTE.

## 2. Baisser la consommation énergétique : efficacité et sobriété

Efficacité et sobriété énergétique visent à diminuer la consommation énergétique, mais elles n'impliquent pas des changements de même ampleur.

### a. L'efficacité énergétique

L'efficacité énergétique est le ratio entre le service énergétique produit et la quantité d'énergie utilisée pour le produire, elle est parfois appelée efficience. L'efficacité énergétique n'intègre pas de modification des habitudes de consommation tout en conduisant à une réduction de la dépense énergétique. Le remplacement des lampes à incandescence par des LED, à éclairage constant, est un exemple d'amélioration de l'efficacité énergétique.

L'efficacité énergétique nécessite le recours à la technique voire à l'innovation technologique. Elle requiert donc des investissements importants et est déployée progressivement du fait du délai de la mise en œuvre des procédés de réduction de la consommation énergétique<sup>99</sup>.

Dans les scénarios étudiés, les mesures d'efficacité énergétiques les plus citées concernent, en dehors de l'optimisation des processus industriels, les secteurs du bâtiment et des

transports. Nous y reviendrons plus en détails sur ces dispositifs dans les parties suivantes, s'agissant des secteurs affectant en premier lieu les consommateurs. Toutefois, on peut déjà noter la centralité de la question de l'isolation des bâtiments, et l'importance de la nouvelle norme RE2020 et de l'amélioration de la performance des appareils (électroménagers, éclairage, informatique). L'utilisation des pompes à chaleur est également mentionnée comme un axe d'amélioration utile à l'échelle du bâtiment. A l'échelle globale, l'optimisation de l'usage du parc, avec la limitation des logements vacants par exemple, est également citée. Côté transports, ce sont essentiellement les véhicules routiers qui montrent une potentialité d'optimisation énergétique, à travers un meilleur aérodynamisme, et grâce à l'amélioration de leur motorisation ou leur électrification, les véhicules électriques montrant intrinsèquement une meilleure performance énergétique par rapport à leurs équivalents thermiques. Les gains globaux potentiels de l'efficacité énergétique sont estimés à 200 TWh/an par RTE et à 426 TWh/an par négaWatt.

A noter, une meilleure efficacité énergétique peut amener à un phénomène appelé « effet rebond ». Ce dernier se produit lorsque les gains permis par une amélioration technologique entraînent un accroissement de la consommation plutôt qu'une diminution. Les effets rebonds peuvent être directs, c'est-à-dire que la consommation de la même ressource est augmentée, ou indirects c'est-à-dire que les économies financières réalisées par une baisse de la consommation énergétique entraînent l'augmentation de la consommation d'autres biens et services. Ces effets peuvent être limités grâce à une meilleure information du consommateur, notamment grâce à des outils de maîtrise de la consommation d'électricité ou de gaz, permettant par exemple de repérer la surconsommation liée aux appareils en veille ou encore une température de chauffage trop élevée<sup>99</sup>.

## b. La sobriété énergétique

Les institutions à l'origine des travaux de prospective proposent une définition de la sobriété énergétique. RTE la définit comme « une modération organisée et volontaire des recours aux ressources énergétiques et matérielles ». L'ADEME propose comme définition « une recherche de « moins », de modération des biens et des services produits et consommés, tout en recherchant un « mieux », notamment une augmentation de la qualité de vie et du bien-être ». négaWatt, qui a contribué à populariser le concept, la définit comme « prioriser les besoins et les services énergétiques essentiels dans les usages individuels et collectifs de l'énergie ». Au-delà du principe de modération de la consommation énergétique, celle-ci peut s'étendre aux biens et services et impliquer la notion de qualité ou de priorisation des besoins essentiels. La sobriété constitue donc une inflexion structurelle des modes de vie et de l'organisation de la société.

Plus généralement, la définition la plus couramment usitée et acceptée de la sobriété est celle du GIEC<sup>98</sup> : « Un ensemble de mesures et de pratiques du quotidien qui évitent la demande en énergie, matière et eau, tout en garantissant le bien-être de tous dans le respect des limites planétaires ».

A noter, s'il est fait référence aux « pratiques quotidiennes », les travaux du GIEC mettent bien évidemment en avant le rôle fondamental des politiques publiques dans ce cadre. Par exemple, le développement du vélo, mode de déplacement sobre, ne peut exister qu'en cas

<sup>98</sup> GIEC, Rapport de synthèse afférent au sixième Rapport d'évaluation, mars 2023

de conditions favorables, notamment grâce aux pistes cyclables. Les nouvelles pratiques ne se résument donc pas à des changements de comportement individuels mais s'inscrivent dans les structures en place. Le cadre collectif doit ainsi favoriser l'émergence de nouveaux comportements, à travers des infrastructures, systèmes d'approvisionnement, régulations et allocations d'usage adaptés. Les technologies à mobiliser doivent également devenir moins complexes, moins dépendantes de matériaux rares et plus accessibles, selon une approche dite « low tech »<sup>99</sup>. Certaines nouvelles technologies peuvent en effet poser des difficultés en matière d'exploitation de ressources non renouvelables et de recyclage, du fait de la miniaturisation des composants ou du recours à une grande variété de matériaux dans un même appareil. Les low-techs se caractérisent par une adéquation aux besoins, considérant notamment le principe de discernement technologique qui invite à utiliser une technologie lorsque son utilité est avérée et pas selon un effet d'imitation ou de mode et le recours à des objets plus durables et plus réparables, mettant à l'avant-scène l'entretien et la maintenance plutôt que le remplacement. Le principe de favorisation des interactions et de la collaboration humaine est également une notion importante des low-techs<sup>99</sup>.

La plupart des solutions de sobriété énergétique peuvent être mises en place dans des délais courts, à coût nul ou très faible. Ces pratiques permettent également de réduire la dépendance au développement incertain de certaines technologies comme le captage et stockage de carbone par exemple<sup>99</sup>. La sobriété peut également permettre de limiter les effets rebond puisqu'elle est liée à un changement de pratique. Enfin, elle présente également des co-bénéfices, notamment en matière de santé et de bien-être. Ainsi, dans le cas des transports, on peut considérer que la diminution de l'utilisation des véhicules individuels permet également une réduction de la pollution atmosphérique, du bruit et une amélioration de la santé et du bien-être à travers l'activité physique et la réduction de la sédentarité<sup>99</sup>. Toutefois, ceux-ci sont mal connus et estimés, et leur exploration constitue donc un axe de recherche majeur.

D'après une étude de 2021, les principales mesures de sobriété prises dans des plans nationaux au niveau européen concernent le secteur des transports et consistent à l'amélioration des infrastructures ferroviaires et cyclables.

Les scénarios du mix énergétique à 2050 présentés proposent des réflexions et des estimations en matière de sobriété. Dans « Futurs énergétique 2050 », RTE, propose un scénario de sobriété qui permet de diminuer la consommation annuelle d'électricité de 90 TWh, soit une diminution de 15 % par rapport au scénario de référence. Ces 90 TWh correspondent à 23 TWh dans le secteur résidentiel, 18 TWh dans le secteur tertiaire, 22 TWh dans les transports, 20 TWh dans l'industrie et 5 TWh en perte évitées. Cela permettrait de modérer les moyens en besoins de production (-73 GW de solaire, - 45 GW d'éolien terrestre, - 25 GW d'éolien en mer et - 13 GW de nouveau nucléaire). RTE constate également que ces efforts de sobriété énergétique permettraient une baisse de la demande de matériaux de l'ordre de 15 à 30 % par rapport au scénario de référence. Le scénario négaWatt envisage quant à lui une réduction de la demande énergétique de 49 % entre 2022 et 2050, la sobriété énergétique permet de diminuer la consommation de 305 TWh.

<sup>99</sup> OPECST, Les implications en matière de recherche et d'innovation technologique de l'objectif de sobriété énergétique, juillet 2023

Toutefois, des freins à la sobriété existent, essentiellement : l'information insuffisante des consommateurs, en particulier sur l'impact énergétique et environnemental des produits lors de leur fabrication, la pression publicitaire, les normes sociales ou la réalité physique de l'environnement<sup>99</sup>. En effet, la publicité joue un rôle dans l'augmentation de la demande agrégée des produits ainsi que sur leur obsolescence culturelle qui entraîne le remplacement de produits encore fonctionnels<sup>99</sup>. Il peut également exister un tropisme dans les produits promus, le WWF a ainsi mis en avant en 2021 que 42 % des dépenses de publicité de la filière automobile s'orientaient vers la promotion des SUV contre 30 % vers les voitures citadines<sup>100</sup>. Par ailleurs, les normes sociales peuvent entraîner la consommation, sous forme de consommations ostentatoires ou du fait de normes d'acceptabilité sociales, auxquelles la non-conformation peut amener l'exclusion sociale ou la stigmatisation. Enfin, l'environnement physique peut également être une barrière à la sobriété, l'aménagement du territoire peut par exemple rendre difficile l'utilisation d'un autre mode de transport que la voiture.

### 3. Bâti résidentiel et transports, des secteurs au cœur des choix des consommateurs

Pour rendre ces objectifs plus concrets, voyons comment ils se déclinent dans les deux secteurs qui concernent directement les consommateurs : les transports de voyageurs et le bâtiment résidentiel.

#### a. Transports de voyageurs, réductions substantielles dans toutes les dimensions

Le secteur des transports de voyageurs est responsable de la consommation de 280,7 TWh, soit 17 % de consommation d'énergie finale, dont 257,9 TWh pour le transport individuel et 22,8 TWh pour le transport collectif en 2022. Le transport intérieur de voyageurs représente ainsi 866,1 milliards de voyageurs-kilomètres, dont 84 % réalisés grâce à des véhicules particuliers. Les produits pétroliers représentent 91 % du bouquet énergétiques des transports dans leur ensemble<sup>101</sup>.

<sup>100</sup> WWF France, Le trop plein de SUV dans la publicité, mars 2021

<sup>101</sup> Ministère de la transition énergétique, Chiffres clés de l'énergie, édition 2023



Tableau 5 : Principaux indicateurs quantitatifs du secteur de transports de voyageurs des scénarios en 2050

	2019	Shift Project	négaWatt	RTE (uniquement électricité)			ADEME			
				Référence	Sobriété	Réindustrialisation	Génération frugale (S1)	Coopérations territoriales (S2)	Technologies vertes (S3)	Pari réparateur (S4)
Consommation du secteur (TWh)	319	88	89,7	80,5	60,7	80,5	68,1	77,5	110,4	135,8
Part de véhicules électriques (% du parc)	0,3	70	67	93,4	91,6	93,4	90	90	88	91
Nombre total de véhicules (en milliers)	38900			38400	26400	38400	~22000	~33000	~25000	~37000
Distance parcourue totale (km/an/pers.)	17 147	15428	14500	15 100	13 550	15 100	12082	14673	20039	22594
Dont voiture (%)	78,7	(voy.km) 70,5	(voy.km) 49	70,2	52,7	70,2	61 (avion compris)	62 (avion compris)	78 (avion compris)	82 (avion compris)
Dont transports en commun (%)	17,6	25,9	35	24,2	40,5	24,2	37 (vélo et marche à pied compris)	37 (vélo et marche à pied compris)	21 (vélo et marche à pied compris)	16 (vélo et marche à pied compris)
Dont vélo (%)	0,6	12,4	3	3	3,9	3				
Dont marche à pied (%)		1,9	NA	NA	NA	NA				
Dont avion (%)	1,7	3,5	9	1,4	0,5	1,4				
Taux de remplissage moyen des véhicules (personne/véhicule)	1,62		2	1,7	2,2	1,7	1,58 à 2	1,58 à 1,9	1,58 à 1,8	1,58 à 1,62
Poids moyen des véhicules neufs (kg)	1240						905	1079	1376	1550

février 2024

L'évolution de la consommation énergétique du secteur de transport de voyageurs est projetée, à périmètre constant entre -135 % (ADEME, S4) et -368 % (ADEME, S1) entre 2050 et 2019.

Chaque scénario suppose des évolutions plus ou moins importantes sur les cinq leviers d'économie d'énergie ou de baisse des émissions du secteur des transports. Ces leviers sont la demande de transport, le report modal, le taux de remplissage des véhicules, l'efficacité énergétique des véhicules ou encore l'intensité carbone de l'énergie.

Tous les scénarios proposés à l'horizon 2050 mettent en avant les leviers suivants dans le domaine des transports :

- **L'électrification des voitures particulières** (voitures électriques à batterie) : entre 67 (négaWatt) et 94 % (RTE, Référence) du parc en 2050. D'après RTE, il s'agit du levier principal et du plus facile à activer pour la décarbonation du secteur, le taux de renouvellement du parc étant élevé et les voitures électriques montrant une bonne performance financière pour les consommateurs. Le Shift Projet le classe également parmi les leviers les plus importants pour la baisse de consommation dans le secteur au côté des mesures de sobriété (allègement des véhicules et baisse de la vitesse de circulation en particulier).
- **L'amélioration de l'efficacité des voitures particulières thermiques et électriques.** Des objectifs de consommation électrique des voitures neuves à l'horizon 2050 sont formulés, comme dans le cas du *Shift Project*, avançant 11 kWh/100 km, ou de RTE proposant entre 13 et 14 kWh/100 km selon les scénarios.
- **L'allègement des véhicules.** Face à une masse moyenne des véhicules neufs vendus en France passée de 953 kg en 1990 à 1233 kg en 2022, l'ensemble des scénarios préconise une baisse de la masse des véhicules. Dans son scénario le plus ambitieux, l'ADEME propose une baisse moyenne de 27 % de la masse des véhicules à l'horizon 2050 par rapport à 2019. négaWatt envisage de son côté une baisse de 57 % de la masse des véhicules en 2050 par rapport au niveau de 2019. Ces chiffres sont notamment atteints grâce au développement des microvoitures. L'ADEME note notamment dans son scénario « Génération frugale » que les voiturettes électriques de moins de 500 kg représentent 40 % des ventes en 2035.

D'après RTE, ces deux dernières mesures, plus développées dans le scénario de sobriété, permettraient de réduire de 30 % les besoins de matériaux (cuivre, aluminium, cobalt, nickel, manganèse, lithium, graphite et argent) par rapport au scénario de référence.

- **La baisse de la taille du parc de véhicules individuels.** Par exemple, dans son scénario de sobriété RTE prévoit une baisse du nombre total de véhicules légers de 32 %. Il est considéré une quasi-stabilité par rapport à 2019 dans le scénario de référence.
- **La réduction des vitesses de circulation et l'écoconduite.** La plupart des scénarios envisage une baisse de la vitesse de circulation. Le passage à 110 km/h sur autoroute et à 80 km/h sur route nationale est l'option la plus couramment citée.
- **L'augmentation du nombre de passagers par véhicule.** Dans le scénario de sobriété de RTE, le taux de remplissage est de 2,2. Selon RTE, le report des déplacements individuels



en voiture vers le covoiturage pourrait éviter la consommation de 9,8 TWh. Le *Shift Project* préconise également de développement du covoiturage, notamment longue distance.

- **Le report modal vers des modes de transport moins carbonés.** Si cet objectif est partagé par quasiment tous les scénarios s'agissant de la mobilité locale, les pronostics sont différents, selon deux principales modalités : une hausse de la part des transports en commun : +23 % selon RTE ou une hausse du vélo et des deux roues électriques légers, de respectivement + 7 et + 17 % selon le *Shift Project*.

Certains scénarios complètent ces évolutions des suivantes :

- **La diminution globale des distances parcourues.** Les baisses les plus importantes supposées figurent dans le scénario Génération Frugale de l'ADEME : -32 % et dans le scénario de NégaWatt : - 23 % entre 2019 et 2050.
- **La réduction des déplacements longue distance et de l'utilisation de la voiture et de l'avion pour ceux-ci.** Le *Shift Project* estime le besoin de la réduction de l'utilisation de l'avion à 35 % et de la voiture à 20 % pour la mobilité longue distance. Par ailleurs, 30 % des voyages long-courriers pour motif de loisirs doivent être réalisés deux fois moins souvent et 30 % doivent être relocalisés en Europe. Le *Shift Project* désigne ce levier comme un des plus importants pour la baisse de consommation d'énergie du secteur.
- **La densification.** D'après RTE, la densification des villes, à travers la proximité des différentes « fonctions de vie » permet de réduire les distances parcourues et montre un potentiel de réduction de la consommation énergétique de 2,7 TWh/an. D'après le *Shift Project*, un « urbanisme des courtes distances » permet de réduire de 5 % les distances parcourues.
- **La généralisation du télétravail.** NégaWatt et le *Shift Project* considèrent que 40 % des emplois seront télétravaillables à l'horizon 2050, au moins la moitié de la semaine. Le *Shift Project* estime la diminution des kilomètres parcourus grâce à cette mesure à 5 %. Par ailleurs, RTE estime les gains du recours au télétravail à 2,8 TWh/an.
- **L'amélioration de la performance énergétique des avions** Le *Shift Project* suppose une baisse de 38 % de la consommation des avions à l'horizon 2050 et l'utilisation d'avions à hydrogène pour les courts et moyens courriers.

Ces évolutions vont naturellement de pair avec des politiques publiques adéquates, on notera en particulier : l'investissement massif dans les transports en commun et les infrastructures cyclables ; l'augmentation des prix dans le secteur aérien (éco-contribution sur les billets d'avions, fiscalité du kérosène) ou encore l'interdiction progressive de tous les vols intérieurs lorsqu'une alternative ferroviaire existe.

**Tableau 6** : Mesures d'efficacité et de sobriété énergétique décrites par les scénarios dans le secteur du transport de voyageurs

Mesures d'efficacité énergétique	Mesure de sobriété énergétique
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Electrification des voitures particulières</li> <li>○ Amélioration de la performance des voitures électriques</li> <li>○ Amélioration de la performance des avions</li> <li>○ Ecoconduite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Augmentation du taux de remplissage des véhicules</li> <li>○ Allègement des véhicules</li> <li>○ Baisse du nombre de véhicules</li> <li>○ Diminution des distances parcourues à courte et longue distance</li> <li>○ Report modal vers des modes de transports alternatifs à la voiture particulière</li> <li>○ Densification des « fonctions de vie »</li> <li>○ Généralisation du télétravail</li> <li>○ Diminution de la vitesse de circulation</li> </ul>

D'après le *Shift Project*, si seules les mesures d'efficacité énergétique, reposant sur de nouvelles technologies, sont convoquées, le double d'énergie doit être produit pour le secteur en comparaison de l'association de ces mesures à celles de sobriété énergétique.

b. Bâtiments résidentiels, une baisse de la consommation énergétique portée par le chauffage

Le secteur résidentiel est responsable de la consommation de 473 TWh, soit 29,8 % de consommation d'énergie finale en 2022. L'électricité est l'énergie la plus consommée, avec 34 % du total, devant le gaz (27 %), les énergies renouvelables thermiques (26 %) et les produits pétroliers (9 %). Depuis 2011, les parts du gaz et du pétrole diminuent au profit du bois principalement et de l'électricité<sup>102</sup>.

<sup>102</sup> Ministère de la transition énergétique, Chiffres clés de l'énergie, édition 2023

Tableau 7 : Principaux indicateurs quantitatifs du secteur du bâtiment résidentiel des scénarios en 2050

	2019	Shift Project	négaWatt	RTE (uniquement électricité)			ADEME			
				Référence	Sobriété	Réindustrialisation	Génération frugale (S1)	Coopérations territoriales (S2)	Technologies vertes (S3)	Pari réparateur (S4)
Consommation du secteur (TWh)	471	251	213,6	134,3	111,3	134,3	225	243	303	347
Dont chauffage	310,9	50		33,7*	29,3*	33,7*	110	114	121	113
Dont eau chaude sanitaire	47,1			17,7*	12,5*	17,7*	27	28	29	21
Part chauffage électrique (%)	40			70	70	70	42	40	33	56
Dont PAC	11			40	50	40	39	33	27	52
Part des logements BBC ou supérieur (%)	5		90	~90	~90	~90	79	81	20	40
Nombre moyen de personne par logement (hab/logement)	2		2,2				2,12	2,12	2,02	2,02
Part des maisons individuelles dans la construction neuve (%)	40	~15	20				15	15	25	45
Part des résidences secondaires dans le parc immobilier (%)	10	5	8				2,5	5	9,1	9,1

\*Ces valeurs ne comprennent que le chauffage électrique et l'eau chaude sanitaire issue d'un système électrique.

février 2024

Dans le secteur du bâtiment résidentiel, la baisse de consommation d'énergie finale est estimée entre 26 à 71 % selon les scénarios. Les évolutions suivantes sont répertoriées :

- **L'isolation des bâtiments.** L'ensemble des scénarios disponibles supposent à la fois une rénovation performante de la quasi-totalité des logements. Ainsi, la consommation énergétique de chauffage baisse au minimum de 56 % et jusqu'à 89 % dans certains scénarios. Considérant que 5 à 10 % du parc ne pourra pas atteindre un haut niveau de performance pour des raisons architecturales et que l'ensemble du parc devra atteindre un niveau moyen BBC, certains logements devront avoir une performance supérieure au niveau BBC. Les logements neufs pourront répondre en partie à cette nécessité en dépassant les exigences de la RE2020. Toutefois, le vecteur de la construction neuve est limité. En effet, la consommation d'énergie à l'étape de construction est importante. En matière de stratégie de rénovation, quasiment tous les scénarios incluent une priorisation des logements les plus consommateurs et les plus émissifs.
- **L'amélioration de la performance des systèmes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire.** La consommation d'énergie destinée au chauffage diminue entre 84 % (Shift Projet) et 62 % (ADEME S2) et à l'eau chaude sanitaire baisse entre de 38 % (ADEME S3) et jusqu'à 55 % (ADEME S4). Le développement du chauffage électrique par pompes à chaleur, le recours au solaire thermique et le raccordement à des réseaux de chaleur sont également couramment évoqués comme des solutions centrales.
- **La baisse du chauffage et de la consommation d'eau.** RTE estime les gains propres à la limitation du chauffage résidentiel à 4 TWh et à la consommation d'eau chaude résidentielle à 4,7 TWh.
- **La baisse du taux d'équipement en climatisation résidentielle.** RTE estime les gains de cette limitation à 1,1 TWh. Dans les scénarios de l'ADEME, la consommation de la climatisation varie grandement d'un scénario à l'autre. Dans S1 et S2, la rénovation du bâti, une température de consigne haute (26 °C dans les logements) et le recours à des équipements efficaces permettent de diminuer la consommation de 70 % par rapport à celle de 2020. Dans S3 et S4, les gains en efficacité des équipements permettent de compenser la hausse du recours à la climatisation et la moindre rénovation du bâti. Ils aboutissent à une diminution de la consommation par rapport au scénario tendanciel.
- **La sortie des vecteurs carbonés pour le chauffage.** Dans la plupart des scénarios, la rénovation massive et générale des bâtiments s'accompagne de la sortie des vecteurs carbonés pour le chauffage et d'une forte électrification, avec un recours massif aux pompes à chaleur. Dans certains scénarios, le chauffage gaz individuel en habitat collectif d'ores et déjà installé est considéré comme un usage difficilement substituable. Plus précisément, dans le résidentiel, RTE retient une trajectoire de référence supposant un accroissement constant du flux annuel de logements convertis à l'électricité (250 000/an à l'horizon 2050 contre 65 000 en 2020), accompagné de l'installation de procédés thermodynamiques de production d'eau chaude (2/3 en 2050, entraînant une diminution de 20 % de la consommation énergétique liée à cet usage). Un rapport spécifique RTE-ADEME sur la décarbonation du chauffage affirme également la nécessité de combiner électrification et efficacité énergétique pour atteindre les objectifs de décarbonation. Il précise ainsi qu'en matière de remplacement des vecteurs de chauffage, les mesures les plus favorables à la réduction des émissions sont : le



remplacement des chaudières au fioul par des pompes à chaleur et la substitution des chaudières au gaz par des pompes à chaleur. L'association négaWatt considère quant à elle que les pompes à chaleur doivent être préconisées à condition que les logements fassent l'objet d'une rénovation performante. Le *Shift Project* prescrit également un remplacement de tous les chauffages fossiles, en dehors de certains logements collectifs au gaz. Ainsi, le soutien financier public aux énergies fossiles est proscrit. Pour le logement individuel, la pompe à chaleur est privilégiée, alors que pour le collectif, le raccordement à un réseau de chaleur est présenté comme la solution principale. Dans ce scénario, en 2050, plus aucune maison individuelle n'est alimentée au gaz ou au fioul. Pour des raisons de difficultés d'approvisionnement, 35 % des chaudières collectives gaz sont conservées ainsi que 75 % des chaudières individuelles gaz en habitat collectif.

- **La baisse de la consommation des autres usages résidentiels.** RTE estime les gains à 0,7 TWh. NégaWatt préconise également un dimensionnement raisonnable des équipements dans l'habitat et l'élimination des gaspillage (éclairage, climatisation)
- **La stabilisation voire l'augmentation du nombre de personne par logement.** NégaWatt considère que le taux d'occupation des logements doit se stabiliser à 2,2 personnes par logement, grâce notamment à de nouvelles manières d'habiter comme la colocation ou la cohabitation intergénérationnelle. RTE préconise également une lutte contre la tendance actuelle à la décohabitation (potentiel de 11,9 TWh/an d'électricité consommée évitée).
- **La limitation de la construction neuve.** L'ADEME note que les consommations d'énergies associées à la fabrication des matériaux et des équipements représentent une part significative des émissions d'un bâtiment, entre 55 et 80 %. Par ailleurs, la limitation de la construction neuve permet de lutter contre l'artificialisation des sols. La baisse du volume de construction neuve se retrouve ainsi dans l'ensemble des scénarios ADEME. Le *Shift Project* projette une diminution de la construction neuve de maisons individuelles de l'ordre de 30 % et une stabilisation dans l'habitat collectif neuf.
- **La stabilisation de la surface par habitant.** A ce titre, la part des maisons individuelles dans la construction neuve devra largement baisser selon certains scénarios. NégaWatt considère nécessaire une baisse de la part des maisons individuelles dans la construction neuve à 20 %, au profit du petit habitat collectif. NégaWatt recommande une stabilisation de la surface des logements neufs à 138 m<sup>2</sup> en maison individuelle et à 49 m<sup>2</sup> en logement collectif ou encore la mutualisation de certains espaces dans l'habitat collectif (chambres d'amis, buanderie). Ce dernier point est également mis en avant par RTE.
- **La diminution de la part de résidences secondaires dans le parc immobilier.** NégaWatt propose la diminution de la part des résidences secondaires dans le parc à 8 % contre 10 % actuellement. L'ADEME projette également une baisse de la part des résidences secondaires à 2,5 % dans S1 et à 5 % dans S2.
-

**Tableau 6 : Mesures d'efficacité et de sobriété énergétiques décrites par les scénarios dans le secteur du bâtiment résidentiel**

Mesures d'efficacité énergétique	Mesure de sobriété énergétique
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Isolation des bâtiments</li> <li>○ Installation de modes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire plus performants</li> <li>○ Baisse du taux d'équipement en climatisation résidentielle</li> <li>○ Elimination des gaspillages des équipements de l'habitat</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Diminution de la surface des logements neufs</li> <li>○ Stabilisation, voire augmentation du nombre d'habitants par logement</li> <li>○ Diminution de la part des résidences secondaires dans le parc immobilier</li> <li>○ Dimensionnement raisonnable des équipements dans l'habitat</li> <li>○ Diminution du chauffage et de la consommation d'eau chaude sanitaire</li> </ul>

#### 4. Coûts du mix électrique en 2050-2060, des scénarios qui ne permettent pas de trancher

RTE et l'ADEME proposent un chiffrage des coûts complets (production, réseau et flexibilités) des différents scénarios de production d'énergie électrique. A consommation équivalente, le scénario N03 de RTE est le moins coûteux au sein des scénarios « Futurs énergétiques ». Dans le cas de l'ADEME, le scénario le plus avantageux financièrement est celui de « Coopérations territoriales » (S2).

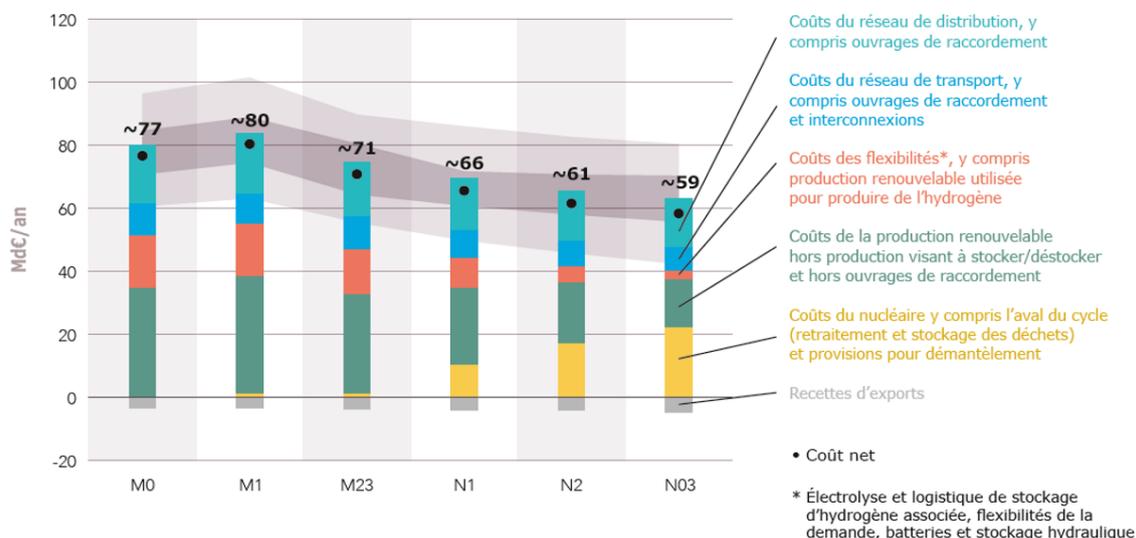
Globalement, RTE conclut à un moindre coût des scénarios intégrant le développement de nouvelles capacités nucléaires, en particulier le N03, où celles-ci sont le plus élevées. Cela s'explique par les besoins de flexibilité supérieurs (stockage, pilotage de la demande et nouvelles centrales d'appoint) et de renforcement des réseaux (raccordement, transport et distribution) des scénarios intégrant une forte proportion d'EnR électriques. Comparativement, les coûts de ces derniers scénarios (100% d'EnR dans le scénario M0 et 87 % dans les scénarios M1 et M23) sont dépendants de la vitesse de mise en oeuvre du nucléaire (inversement proportionnel), de la concentration de la production (proportionnel) et de la performance économique de l'éolien flottant (proportionnel).

Le coût du capital est toutefois très influent<sup>103</sup> : avec une différence de 3 %, le coût d'un scénario comprenant de nouveaux réacteurs nucléaires serait équivalent à un scénario 100 % EnR. RTE note par ailleurs que les incertitudes sur les coûts à cette échéance sont majeures, pour les énergies renouvelables comme pour le nucléaire ou les moyens de stockage. Des besoins d'investissement importants sur le réseau électrique sont également décrits. Ils s'élèvent entre 20 et 25 milliards d'euros annuellement contre 13 milliards aujourd'hui. Les coûts complets selon le type d'énergie sont également estimés : de 30 à 40 €/MWh pour le nucléaire historique, entre 60 et 85 €/MWh pour le nouveau nucléaire, entre 30 et 110 €/MWh pour le solaire photovoltaïque (le photovoltaïque au sol étant le moins onéreux), 40 €/MWh pour l'éolien terrestre, 40 €/MWh pour l'éolien en mer posé et 60 €/MWh pour l'éolien en mer flottant. Le coût de l'utilisation des centrales thermiques est

<sup>103</sup> RTE utilise un taux de 4 % pour toutes les installations de production énergétique.

estimé entre 240 et 350 €/MWh pour l'hydrogène et entre 130 et 200 €/MWh pour le biométhane.

**Figure 5** : Coûts complets annualisés des scénarios « Futurs énergétiques » de RTE à l'horizon 2060



Source : RTE, Futurs énergétiques 2050, Principaux résultats, octobre 2021

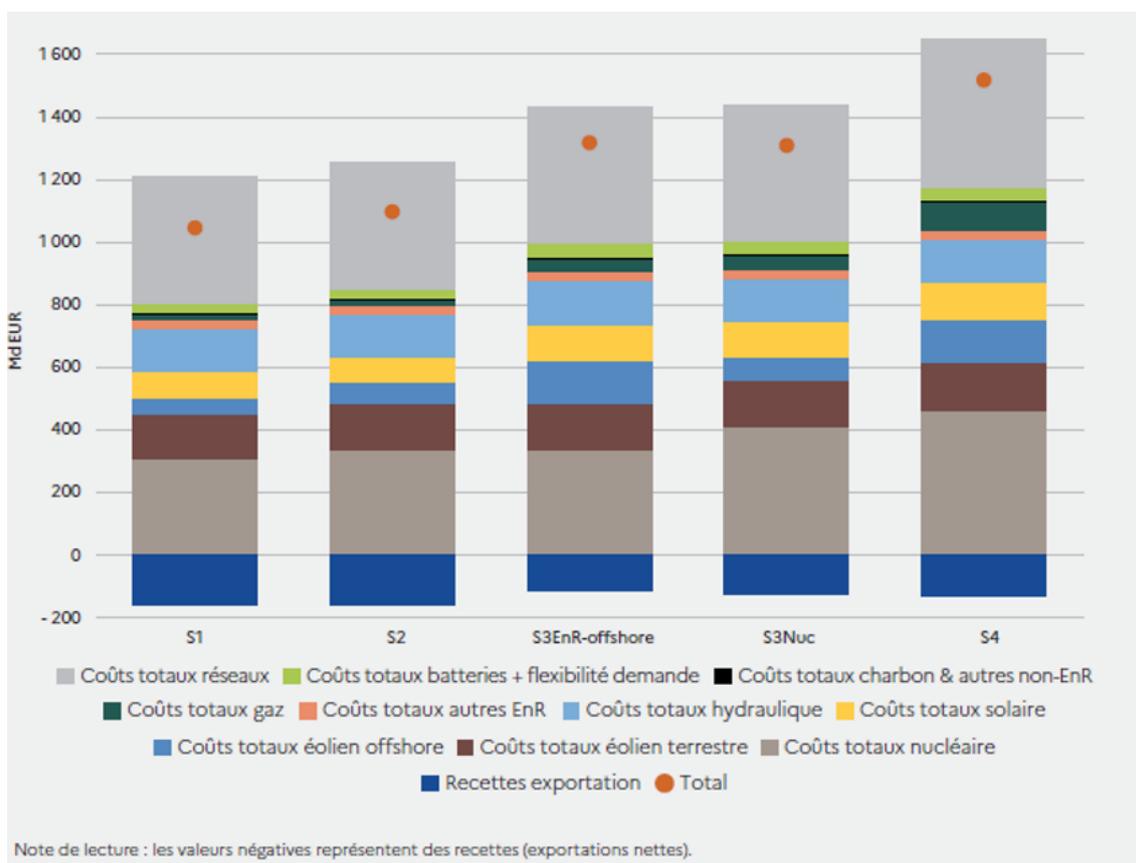
Au global, RTE estime les coûts complets du réseau électrique entre 60 et 80 milliards d'euros par an en 2050 contre 45 milliards actuellement. Les facteurs les plus influents sur l'écart de coûts complets annualisés entre les scénarios M (sans nouveau nucléaire et avec une très forte proportion d'EnR) et N (comprenant une relance du nucléaire) sont : les coûts du nouveau nucléaire ; les coûts des technologies renouvelables (en particulier de l'éolien flottant) ; le coût du capital, en particulier celui du nouveau nucléaire ; le coût des gaz verts et le coût de l'entreposage des déchets nucléaires.

L'ADEME s'intéresse également aux coûts complets du système électrique entre 2020 et 2060 dans ses différents scénarios. Ces coûts sont proportionnels à la demande, ils sont donc les plus faibles : 1045 milliards d'euros dans le scénario « Génération frugale » (408 TWh) et les plus élevés dans le scénario « Pari réparateur » : 1518 milliards d'euros (839 TWh). Ce constat de proportionnalité est également fait par RTE. Si l'on considère le prix au MWh, il est équivalent à 2020 dans S1 et S3 (86 €/MWh), inférieur de 12 % dans S2 (74 €/MWh) et supérieur de 4% (87€/MWh) dans S4. Les meilleures performances du S2 s'expliquent par une demande d'électricité modérée (535 TWh) et un taux d'énergie renouvelables de 85 %. Les gisements d'énergies renouvelables les plus compétitifs peuvent donc être mobilisés. Le coût du MWh est supérieur dans S1 car les coûts des besoins de flexibilité sont répartis sur un niveau de demande plus faible. Quant au S4, et dans une moindre mesure S3, ils doivent faire appel à des gisements plus onéreux comme l'éolien flottant ou de nouveaux réacteurs nucléaires. Le S4 comprend de nouvelles centrales gaz, pour une puissance de 6 GW au vu d'un niveau de demande très élevée et peu pilotable.

L'ADEME compare également le S3 selon deux options, l'une avec du nouveau nucléaire et l'autre de développement de l'éolien flottant. Les coûts complets se révèlent être similaires. Si la production est plus coûteuse pour le nucléaire, les adaptations du réseau et la flexibilité

sont en défaveur de l'éolien marin. Dans l'ensemble des scénarios, l'équilibre du réseau est assuré par des interconnexions (environ 50 GW), des capacités d'effacement de la demande entre 12 et 25 GW et un stockage en batterie pour environ 30 GW. Les capacités STEP sont semblables à celles de 2020 ou en légère augmentation.

**Figure 6** : Coûts complets actualisés sur la trajectoire 2020-2060 du système électrique dans les scénarios de l'ADEME



Source : ADEME, Transitions 2050, Feuilleton Mix électrique, février 2022

A noter, l'analyse économique menée par RTE prend comme hypothèse un coût du capital identique pour toutes les technologies, fixé à 4 %. Cela est justifié par l'impossibilité d'utiliser des coûts d'accès au capital différents entre technologies sans implicitement faire des hypothèses sur les politiques de soutien qui leur seront associées. L'ADEME prend un coût du capital de 5,25 % pour les investissements considérés comme faiblement risqués (EnR, interconnexions et réseau de transport) et de 7,5 % pour les autres investissements, dont le nucléaire

Si l'estimation des coûts montre des ordres de grandeur semblables entre recours massif au EnR ou au nucléaire considérant les incertitudes et les hypothèses de coûts du capital, les défis technologiques sont prégnants dans les deux cas. En effet, l'intégration d'une proportion très élevée d'énergies renouvelables dans un système électrique de grande échelle comme celui de la France nécessite le développement important de sources de flexibilité, notamment le pilotage de la consommation ; le stockage à grande échelle ; les centrales de pointe, souvent des centrales à gaz sollicitées aux heures où la consommation

est la plus élevée, et des réseaux d'interconnexion transfrontalière bien développés. La maturité, la disponibilité et le coût de ces flexibilités sont à prendre en compte dans les choix publics. Parallèlement, les méthodes de prévision de la production d'énergie renouvelable doivent être sans cesse améliorées. Enfin, des efforts substantiels de développement des réseaux d'électricité sont à prévoir, tant au niveau du transport que de la distribution. Ces efforts peuvent néanmoins être partiellement intégrés au renouvellement des actifs de réseau vieillissants<sup>104</sup>. De même, le rapport « Futurs énergétiques » de RTE souligne que le scénario N03, tablant sur 50 % d'électricité nucléaire, constitue également un pari technologique puisqu'il suppose de développer des « petits réacteurs » dont la France ne maîtrise encore pas la technologie ainsi que de prolonger la durée de vie des centrales nucléaires d'ancienne génération au-delà de 60 ans, véritable « contrainte industrielle » à l'heure actuelle.

Le Shift Project et négaWatt ne proposent pas d'analyse financière de leur scénario.

---

<sup>104</sup> International Energy Agency, Réseau de transport d'électricité, « Conditions et prérequis en matière de faisabilité technique pour un système électrique avec une forte proportion d'énergies renouvelables à l'horizon 2050 », Synthèse, 2021.

## BILAN DU DOSSIER

Considérant les données existantes, il n'est actuellement pas possible d'établir le meilleur scénario en matière de coûts du mix et du système électrique à l'horizon 2050. La visibilité est aujourd'hui meilleure sur les impacts en matière de dérèglement climatique. Si aucune source d'énergie n'est neutre sur le plan environnemental, les énergies fossiles se montrent les plus émettrices de gaz à effet de serre. La dépendance du mix énergétique français à ces dernières doit donc être rapidement et largement réduite. Des enjeux environnementaux globaux et locaux ont pu également être mis en exergue pour la plupart des sources d'énergie, au cas par cas.

D'un point de vue consommériste, les enjeux se concentrent surtout sur la diminution des impacts environnementaux liés à la consommation d'énergie. Concrètement, cela passe par des mesures de sobriété et d'efficacité dans tous les secteurs. Naturellement, ceux du bâtiment résidentiel et du transport de voyageurs sont au cœur de ces transformations pour les consommateurs. A ce titre, l'ensemble des scénarios affichent des résultats très ambitieux en matière de rénovation énergétique des bâtiments. Sujet historique pour l'UFC-Que Choisir, il s'agit d'un thème clé dans la poursuite de notre travail sur les questions énergétiques.

Mesures d'efficacité énergétique	Mesure de sobriété énergétique
<b>Bâtiment résidentiel</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Isolation des bâtiments</li> <li>○ Installation de modes de chauffage et de production d'eau chaude sanitaire plus performants</li> <li>○ Baisse du taux d'équipement en climatisation résidentielle</li> <li>○ Elimination des gaspillages des équipements de l'habitat</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Diminution de la surface des logements neufs</li> <li>○ Stabilisation, voire augmentation du nombre d'habitants par logement</li> <li>○ Diminution de la part des résidences secondaires dans le parc immobilier</li> <li>○ Dimensionnement raisonnable des équipements dans l'habitat</li> <li>○ Diminution du chauffage et de la consommation d'eau chaude sanitaire</li> </ul>
<b>Transport de voyageurs</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Electrification des voitures particulières</li> <li>○ Amélioration de la performance des voitures électriques</li> <li>○ Amélioration de la performance des avions</li> <li>○ Ecoconduite</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>○ Augmentation du taux de remplissage des véhicules</li> <li>○ Allègement des véhicules</li> <li>○ Baisse du nombre de véhicules</li> <li>○ Diminution des distances parcourues à courte et longue distance</li> <li>○ Report modal vers des modes de transports alternatifs à la voiture particulière</li> <li>○ Densification des « fonctions de vie »</li> <li>○ Généralisation du télétravail</li> <li>○ Diminution de la vitesse de circulation</li> </ul>

## POSITIONS DE L'UFC-QUE CHOISIR

**Position 1** : L'UFC-Que Choisir demande le développement d'un mix énergétique réduisant la dépendance de la France aux énergies fossiles.

**Position 2** : L'UFC-Que Choisir demande la mise en place de mesures fortes favorisant la sobriété énergétique, tout en permettant de garantir à tous la satisfaction de ses besoins vitaux et de confort minimal.

**Position 3** : L'UFC-Que Choisir considère que l'efficacité énergétique est un levier majeur pour diminuer la consommation globale d'énergie et pour permettre une sortie des énergies fossiles. En conséquence, l'UFC-Que Choisir demande la mise en place de mesures permettant l'efficacité énergétique, en particulier la rénovation énergétique globale et efficace des logements individuels et collectifs à travers un soutien public massif et un accompagnement par un service public de qualité.

**Position 4** : L'UFC-Que Choisir demande aux pouvoirs publics d'assurer la transparence des analyses et décisions en lien avec le mix énergétique, dans le cadre d'une gouvernance et d'une planification stables, incluant nécessairement les associations de consommateurs, et plus largement les citoyens.

