

Etude des bénéfices liés au développement des énergies renouvelables et de récupération en France

Impacts économiques et sur les émissions de
gaz à effet de serre liés à la diminution des
importations de combustibles entre 2000 et 2028



EXPERTISES

Janvier
2022

REMERCIEMENTS

Les auteurs de ce rapport souhaitent remercier les membres du comité de pilotage de l'étude pour leur participation et pour les éclairages apportés sur les analyses effectuées, les principales hypothèses et résultats. En particulier, nous souhaitons remercier Albuquerque Maria (Veolia), Arnaud Brice (ADEME), Parrouffe Jean-Michel (ADEME), Cousin Stéphane (Comité Interprofessionnel du Bois Energie), Descat Marie (Fédération des services énergie et environnement), Demoures Sylvain (Syndicat National des Producteurs d'Alcool Agricole.), Diallo Mamadou Mouctar (Groupe Avril), Eglin Thomas (ADEME), Forcet Bérengère (Fédération des services énergie et environnement), Genthon Bénédicte (ADEME), Godin Olivier (SolisArt), Goudal Etienne (GRdF), Guichaoua Even (Veolia), Iazard Joséphine (Direction Générale de l'Énergie et du Climat), Khebchache Bouzid (ADEME), Lallemand-Kirche Louis (Direction Générale de l'Énergie et du Climat), Laplagne Valérie (Uniclimate), Langlois Pierre-Albert (France Energie Eolienne), Laugier Patrick (ENGIE, Fédération des services énergie et environnement), Louillat Stefan (ADEME), Marchal David (ADEME), Morville Jérôme (Syndicat des énergies renouvelables), Mouret Louna (Direction Générale de l'Énergie et du Climat), Peraudeau Nicolas (ADEME), Petit Jean-Pierre (Ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation), De Roeck Yann-Hervé (France Energies Marines), Ruamps Rachel (France Energie Eolienne), Simon Jérémy (Syndicat des énergies renouvelables).

CITATION DE CE RAPPORT

ADEME, Artelys, Carpenè L., Peraudeau N., Eglin T., Chammas M., Humberst L., Michelet A., 2022.

Etude des bénéfices liés au développement des énergies renouvelables et de récupération en France entre 2000 et 2028. 72 pages.

Cet ouvrage est disponible en ligne www.ademe.fr/mediatheque

Toute représentation ou reproduction intégrale ou partielle faite sans le consentement de l'auteur ou de ses ayants droit ou ayants cause est illicite selon le Code de la propriété intellectuelle (art. L 122-4) et constitue une contrefaçon réprimée par le Code pénal. Seules sont autorisées (art. 122-5) les copies ou reproductions strictement réservées à l'usage privé de copiste et non destinées à une utilisation collective, ainsi que les analyses et courtes citations justifiées par le caractère critique, pédagogique ou d'information de l'oeuvre à laquelle elles sont incorporées, sous réserve, toutefois, du respect des dispositions des articles L 122-10 à L 122-12 du même Code, relatives à la reproduction par reprographie.

Ce document est diffusé par l'ADEME

ADEME

20, avenue du Grésillé
BP 90 406 | 49004 Angers Cedex 01

Numéro de contrat : 2020MA000133

Étude réalisée pour le compte de l'ADEME par ARTELYS : Maxime CHAMMAS (directeur de projet), Luc HUMBERSET (chef de projet), Agnès MICHELET (modélisations et analyses).

Coordination technique - ADEME : Brice ARNAUD, Lilian CARPENE et Nicolas PERAUDEAU.

Direction/Service : Direction Exécutive de l'Expertise et des Programmes, Service Réseaux et Énergies Renouvelables.

SOMMAIRE

RÉSUMÉ.....	6
ABSTRACT	7
1. CONTEXTE ET OBJECTIFS DE L'ETUDE	8
2. METHODOLOGIE	9
2.1. Approche générale	9
2.1.1. Calcul des substitutions énergétiques et construction du scénario « sans nouvelles EnR&R »	9
2.1.2. Calcul des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES).....	10
2.1.3. Calcul des bénéfices économiques.....	12
2.2. Orientations spécifiques par secteur	12
2.2.1. Chaleur.....	12
2.2.2. Electricité	13
2.2.3. Biogaz et biocarburants.....	14
3. IMPACTS DU DEVELOPPEMENT DES ENR&R SUR LA PERIODE 2000 - 2019	15
3.1. Développement des énergies renouvelables en France entre 2000 et 2019.....	15
3.1.1. Chaleur.....	15
3.1.2. Electricité	16
3.1.3. Biogaz.....	17
3.1.4. Biocarburants.....	18
3.2. Hypothèses de modélisation et construction des scénarios	18
3.2.1. Chaleur.....	18
3.2.1.1. Secteur résidentiel.....	19
3.2.1.2. Secteur tertiaire	20
3.2.1.3. Réseaux de chaleur.....	21
3.2.1.4. Chaleur industrielle	22
3.2.1.5. Solaire thermique	23
3.2.2. Electricité	23
3.2.2.1. Production	23
3.2.2.2. Demande.....	25
3.2.2.3. Echanges avec les pays voisins.....	25
3.2.3. Biogaz.....	26
3.2.4. Biocarburants.....	26
3.2.5. Prix des combustibles	26
3.3. Substitutions énergétiques observées	26
3.3.1. Chaleur.....	26
3.3.1.1. Focus sur le secteur résidentiel.....	26
3.3.1.2. Substitutions énergétiques du volet chaleur	27
3.3.1.3. Impact sur la demande d'électricité.....	30
3.3.2. Electricité	30
3.3.2.1. Résultat des substitutions sur le mix français à partir des simulations horaires des années 2015 à 2019.....	30

3.3.2.2.	Résultats des substitutions sur le mix européen	31
3.3.2.3.	Projection des résultats sur les années antérieures (2000-2014).....	32
3.3.2.4.	Bilan en termes de consommation d'énergie fossile.....	33
3.3.3.	Biogaz.....	33
3.3.4.	Biocarburants.....	34
3.4.	Réduction des émissions de GES et bénéfices économiques	34
3.4.1.	Consommation supplémentaire de combustibles fossiles.....	34
3.4.2.	Réduction des émissions de gaz à effet de serre	35
3.4.3.	Bénéfices économiques	37
4.	IMPACT DU DEVELOPPEMENT DES ENR&R SUR LA PERIODE 2020 -	
	2028.....	39
4.1.	Evolution des énergies renouvelables prévue par la PPE.....	39
4.1.1.	Chaleur.....	39
4.1.2.	Electricité	40
4.1.3.	Biogaz.....	41
4.1.4.	Biocarburants.....	41
4.2.	Hypothèses de modélisation et construction des scénarios	42
4.2.1.	Chaleur.....	42
4.2.1.1.	Secteurs résidentiel et tertiaire	42
4.2.1.2.	Réseaux de chaleur.....	42
4.2.1.3.	Chaleur industrielle	43
4.2.2.	Electricité	44
4.2.2.1.	Production	44
4.2.2.2.	Demande.....	45
4.2.2.3.	Echanges avec les pays voisins.....	45
4.2.3.	Biogaz.....	45
4.2.4.	Biocarburants.....	46
4.2.5.	Prix des combustibles	46
4.3.	Substitutions énergétiques.....	46
4.3.1.	Chaleur.....	47
4.3.1.1.	Substitutions énergétiques du volet chaleur	47
4.3.1.2.	Focus sur les substitutions liées au développement des réseaux de chaleur	49
4.3.1.3.	Impact sur la demande d'électricité.....	49
4.3.2.	Electricité	49
4.3.2.1.	Impact des objectifs renouvelables sur le mix français d'électricité	50
4.3.2.2.	Impact des objectifs renouvelables sur le mix européen d'électricité.....	51
4.3.2.3.	Bilan en termes de consommation d'énergie fossile.....	52
4.3.3.	Biogaz.....	53
4.3.4.	Biocarburants.....	53
4.4.	Bénéfices environnementaux et bénéfices économiques	54
4.4.1.	Consommation supplémentaire de combustibles fossiles.....	54
4.4.2.	Réduction des émissions de gaz à effet de serre	55
4.4.3.	Réduction de la production de déchets radioactifs nucléaires	57
4.4.4.	Indicateurs économiques	57
5.	ANNEXES	59
5.1.	Annexe A – Rendements.....	59

5.1.1.	Rendements du volet chaleur	59
5.1.2.	Rendements utilisés dans le système électrique.....	59
5.1.3.	Rendements pour les injections de biométhane dans le réseau de gaz.....	60
5.1.4.	Rendements des biocarburants.....	60
5.2.	Annexe B – Détermination de la technologie marginale de production à partir du prix de l'électricité pour le calcul des substitutions du système électrique sur la période 2000-2020.....	61
5.3.	Annexe C – Analyse de sensibilité sur les prix des combustibles fossiles et du CO ₂ de la période 2020-2028.....	62
	INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES.....	68
	SIGLES ET ACRONYMES	70

RÉSUMÉ

En 2019, le coût des importations annuelles de combustibles et les émissions de gaz à effet de serre (GES) en France se sont élevés à près de 45 milliards d'euros et 440 millions de tCO₂-eq, respectivement. Face aux défis de réduire ce coût et les émissions de GES, les pouvoirs publics ont depuis plus de deux décennies soutenu l'émergence des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R). En 2020, des objectifs d'accélération du développement des EnR&R ont été fixés dans la programmation pluriannuelle de l'énergie 2019-2028 (PPE).

Cette étude propose d'estimer les effets du développement des EnR&R et en particulier les bénéfices économiques liés à la diminution des importations de combustibles fossiles et fissiles, et les bénéfices climatiques liés aux diminutions des émissions de gaz à effet de serre.

Les bénéfices sont calculés en comparant deux scénarios dans lesquels le développement de la production d'EnR&R française diffèrent. Les comparaisons s'effectuent à isopérimètre concernant les consommations d'énergie dans l'objectif d'isoler et d'évaluer l'effet de la variation des mix énergétiques. Les estimations sont réalisées sur une période historique (2000-2019) et sur une période future (2021-2028).

La construction des scénarios intègre les spécificités du panorama énergétique français en décomposant celui-ci selon les technologies de production et les systèmes énergétiques (électricité, chaleur, biogaz, biocarburants).

Nous estimons ainsi que le développement des EnR&R entre 2000 et 2019 a permis de réduire la consommation de combustibles fossiles de 722 TWh_{ep} en France, soit l'équivalent de 206 millions de tCO₂-eq et de 22 milliards d'EUR₂₀₁₉ d'achat de combustibles sur la période. De plus, 746 TWh_{ep} de combustibles fossiles supplémentaires ont été économisés ailleurs en Europe du fait des exportations d'électricité et de biocarburants, soit l'équivalent de 220 millions de tCO₂-eq et d'un gain de 16 milliards d'EUR₂₀₁₉ sur la facture énergétique.

Sur la période 2021-2028, l'atteinte des objectifs de la PPE permettrait d'éviter la consommation de 330 TWh_{ep} de combustibles fossiles, soit l'équivalent 82 Mt de CO₂-eq et d'un gain de 6,4 milliards d'EUR₂₀₁₉ sur la facture énergétique française. De plus, la consommation de 355 TWh_{ep} de combustible fossile pourrait être évitée dans les pays voisins, soit l'équivalent de 87 Mt de CO₂-eq et un gain sur la facture énergétique de 6,6 milliards d'EUR₂₀₁₉.

Les émissions de gaz à effet de serre liées au développement des énergies renouvelables en France restent largement inférieures aux émissions évitées, étant estimées à 55 millions de tCO₂-eq sur la période 2000-2019 et 19 millions de tCO₂-eq sur la période 2021-2028. Néanmoins, ce calcul n'intègre pas les effets du développement de certaines énergies renouvelables sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes. Une analyse de sensibilité a été réalisée pour les changements d'affectation des terres liés aux biocarburants conventionnels, pour lesquels des références sont disponibles. Elle confirme que ces émissions peuvent significativement réduire les bénéfices climatiques des biocarburants conventionnels et qu'il est indispensable de mieux prendre en compte cet enjeu dans les bilans environnementaux.

Cette étude a été menée dans le cadre d'une concertation élargie rassemblant les acteurs du secteur énergétique français.

ABSTRACT

In 2019, the cost of annual fuel imports and greenhouse gas (GhG) emissions in France amounted to nearly 45 billion euros and 440 million tCO₂-eq, respectively. Faced with the challenges of reducing this cost and GHG emissions, public authorities have, for more than two decades, supported the emergence of renewable and recovery energies (R&RE). In 2020, objectives for accelerating the development of R&RE have been set in the 2019-2028 multiannual energy program (PPE in French).

This study proposes to estimate the effects of the development of R&RE, meaning the economic benefits related to the reduction of fossil fuel imports and the climate benefits related to the reduction of greenhouse gas emissions.

The benefits are calculated by comparing two scenarios in which the development of French RE&R production differs. The comparisons are at isoperimeter for energy consumption in order to isolate and evaluate the effect of the variation of energy mixes. Estimates are designed for a historical period (2000-2019) and for a future period (2021-2028).

The construction of the scenarios integrates the specificities of the French energy panorama by breaking it down according to production technologies and energy systems (electricity, heat, biogas, biofuels).

We estimate that the development of R&RE between 2000 and 2019 has reduced fossil fuel consumption by 722 TWh_{ep} in France, equivalent to 206 million tCO₂-eq and 22 billion EUR₂₀₁₉ of fuel purchases over the period. In addition, 746 TWh_{ep} of additional fossil fuels were saved elsewhere in Europe due to electricity and biofuel exports, equivalent to 220 million tCO₂-eq and a gain of 16 billion EUR₂₀₁₉ on the energy bill.

Over the period 2021-2028, achieving the objectives of the PPE would make it possible to avoid the consumption of 330 TWh_{ep} of fossil fuels, i.e. the equivalent of 82 Mt of CO₂-eq and a gain of 6.4 billion EUR₂₀₁₉ on the French energy bill. In addition, the consumption of 355 TWh_{ep} of fossil fuel could be avoided in neighboring countries, which is the equivalent of 87 Mt of CO₂-eq and a gain on the energy bill of 6.6 billion EUR₂₀₁₉.

Greenhouse gas emissions related to the development of renewable energies in France remain much lower than the avoided emissions, being estimated at 55 million tCO₂-eq over the period 2000-2019 and 19 million tCO₂-eq over the period 2021-2028. However, this calculation does not include the effects of the development of certain renewable energies on carbon sequestration in ecosystems. A sensitivity analysis has been carried out for land use changes related to conventional biofuels, for which references are available. It confirms that these emissions can significantly reduce the climate benefits of conventional biofuels and that it is essential to better take this issue into account in environmental assessments.

This study was conducted within the framework of an extensive consultation process involving stakeholders in the French energy sector.

1. Contexte et objectifs de l'étude

Avec une production primaire d'énergies renouvelables et déchets évoluant de 15,7 Mtep en 2000 à 28,8 Mtep en 2020¹, le développement historique des énergies renouvelables et de récupération (EnR&R) en France résulte des différentes politiques publiques énergétiques visant à décarboner le système énergétique français et à réduire sa dépendance énergétique en énergies fossiles.

La nouvelle version de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) à horizon 2028, soumise à consultation en janvier 2020, a confirmé les objectifs d'accélération, sur la décennie à venir, du développement déjà engagé des énergies renouvelables et de récupération en France. Toutefois, l'impact réel du développement de ces énergies sur le système énergétique et sur l'économie française, par la réduction des consommations et imports de combustibles fossiles est relativement peu documenté.

Afin d'avoir une vision plus exhaustive des retombées socioéconomiques liées au développement des EnR&R, la présente étude vise à quantifier les bénéfices économiques provenant des importations d'énergies évitées et/ou des exportations d'énergies générées par le développement des EnR&R sur la période 2000-2028. L'étude vise aussi à estimer les émissions de Gaz à Effet de Serre (GES) évitées par le développement des EnR&R sur la période 2000-2028.

Cette étude s'inscrit dans des premières réflexions internes à l'ADEME qui avaient été reprises par la Cour des Comptes dans son rapport « Le soutien aux énergies renouvelables » (p.35). Dans ce rapport, la Cour des Comptes soulignait le besoin d'affiner ce travail pour mieux mesurer l'impact du développement des énergies renouvelables sur la balance commerciale française.

L'étude est découpée en deux parties.

- **Dans la première partie**, les bénéfices économiques et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre provenant des importations d'énergies évitées et/ou des exportations d'énergies générées par le développement des EnR&R en France **entre 2000 et 2019** ont été quantifiés. Les bénéfices sur l'année 2020 n'ont pas été calculés à cause du manque de données disponibles lors de la réalisation de cette étude, et de la non-représentativité de cette année particulière (crise sanitaire de la COVID).
- **Dans la deuxième partie**, les bénéfices économiques et les réductions d'émissions de gaz à effet de serre provenant des importations d'énergies évitées et/ou des exportations d'énergies générées par le développement des EnR&R en France **entre 2021 et 2028** (en supposant un développement futur des énergies renouvelables tel que décrit par dans la programmation pluriannuelle de l'énergie) ont été quantifiés.

L'étude s'intéresse uniquement aux impacts en France et dans le reste de l'Europe des EnR&R produites sur le territoire français pendant la période 2000-2028.

L'étude propose une estimation des effets de la diminution des imports de combustibles sur la facture énergétique française et sur les émissions de gaz à effet de serre selon une approche cycle de vie.

L'étude n'évalue pas les coûts de construction des EnR&R sur la période 2000-2028.

Les EnR&R couvertes dans le périmètre de l'étude sont les suivantes :

- **Electricité** : Hydroélectricité, Eoliennes terrestres et marines, Solaire photovoltaïque, Géothermie profonde, Centrales biomasse, Centrales biogaz, Incinération des déchets (UIOM), Energies marines (EMR)
- **Chaleur** : Bois énergie, Pompes à chaleur, Géothermie, Solaire thermique, Chaudière biogaz, UIOM et Chaleur de récupération, Réseaux de chaleur
- **Biodiesel et Bioessence**
- **Biogaz** (production de chaleur et d'électricité et injection dans le réseau gaz)

¹ Production primaire toutes EnR&R confondues au périmètre France métropoles issue des séries longues du bilan énergétique de la France pour 2020 [16].

2. Méthodologie

2.1. Approche générale

Pour évaluer les bénéfices économiques et les réductions d'émission de gaz à effet serre (GES) liés au développement des EnR&R en France entre 2000 et 2019 puis entre 2021 et 2028, l'étude compare **un scénario dit « de référence »** du système énergétique français incluant le développement réalisé ou prévu des EnR&R à un scénario théorique dit « sans nouvelles EnR&R » dans lequel les énergies renouvelables et de récupération sont moins développées. L'objectif de cette approche est de réaliser une comparaison de deux systèmes qui diffèrent uniquement par leur quantité d'énergies renouvelables ou de récupération, toutes choses étant égales par ailleurs, de manière à isoler l'effet des EnR&R.

Pour chacune des périodes d'études, la méthodologie suit trois étapes :

- **Calcul des substitutions énergétiques** : il s'agit dans cette étape de préciser quelles technologies ou énergies non-EnR&R se seraient développées ou maintenues si les énergies renouvelables ne s'étaient pas développées autant, de manière à construire le scénario « sans nouvelles EnR&R ». Les substitutions peuvent faire intervenir d'autres moyens de production non-EnR&R en France, des imports ou exports d'énergie avec les pays voisins, ou d'autres vecteurs énergétiques (p.ex. réseau de chaleur). Cette étape, réalisée séparément pour l'électricité, la chaleur, le biogaz et les biocarburants, permet d'obtenir une comparaison des scénarios en termes de consommation d'énergie primaire et finale et les quantités d'imports et exports de combustibles évités par le développement des EnR&R.
- **Calcul des réductions des émissions de GES** : dans cette deuxième étape, à partir des quantités d'énergies substituées et volumes d'imports et exports de combustibles, on quantifie les émissions de GES évitées par le développement des EnR&R selon une logique cycle de vie, intégrant les émissions directes (combustion des combustibles) et indirectes liées à l'amont (extraction, raffinage, transport, distribution, installation et maintenance des infrastructures de production d'EnR&R).
- **Calcul des bénéfices économiques** : dans cette dernière étape, à partir des quantités d'énergies substituées et volumes d'imports et exports de combustibles, on quantifie l'effet du développement des EnR&R sur la facture énergétique française.

2.1.1. Calcul des substitutions énergétiques et construction du scénario « sans nouvelles EnR&R »

Pour la période historique 2000-2020, le scénario de référence est élaboré en se basant sur le réalisé historique du système énergétique français, et le scénario « sans nouvelles EnR&R » correspond à un scénario dans lequel la France a répondu à ses besoins énergétiques sans développement d'énergies renouvelables supplémentaires par rapport à 2000.

Pour la période 2020-2028, le scénario de référence correspond à un scénario où la France atteint les objectifs de la PPE. Ce scénario est comparé à un scénario « sans nouvelles EnR&R » où les énergies renouvelables ne se développent pas après 2020.

La description des deux scénarios ainsi que le détail de leurs hypothèses sont présentés dans la section 3 pour la période 2000-2020 et dans la section 4 pour la période 2020-2028.

Afin de remplacer l'utilisation d'énergies renouvelables qui ne se sont pas développés dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », des substitutions d'énergies sont déterminées à partir des moyens de compensation suivants : autres moyens de production non-EnR&R en France, exports et imports d'énergie avec les pays voisins, autres vecteurs énergétiques.

Pour les deux périodes, excepté en ce qui concerne la quantité d'EnR&R, les deux scénarios partagent les mêmes hypothèses pour le système énergétique. En particulier, **le niveau de rénovation énergétique dans le bâtiment, la consommation unitaire des équipements, l'évolution des systèmes énergétiques des pays voisins, sont supposés identiques dans les deux scénarios.**

Les systèmes électriques, chaleur, biogaz et biocarburants ayant des dynamiques et des fonctionnements différents, le calcul des substitutions énergétiques emploie des méthodologies différentes pour chacun de ces quatre volets. Ces démarches sont détaillées dans la suite de la section 2 pour chacun des volets de l'étude.

A partir des substitutions énergétiques de l'ensemble du paysage énergétique français, et potentiellement ceux des pays voisins, les consommations de combustibles évitées par le développement des énergies renouvelables françaises sont déterminées, puis les bénéfices environnementaux et économiques sont évalués. Les méthodes du calcul de ces bénéfices sont présentées ci-dessous.

2.1.2. Calcul des réductions d'émissions de gaz à effet de serre (GES)

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) évitées par la réduction de la consommation de combustibles fossiles liée au développement des énergies renouvelables sont calculés selon une logique ACV2 sur la base des références disponibles dans la base carbone ADEME (version 20.2). Leur calcul s'appuie sur les consommations de combustibles fossiles supplémentaires dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » par rapport au scénario « de référence ».

Les consommations supplémentaires de combustibles fossiles sont directement déterminées à partir des substitutions énergétiques du scénario « sans nouvelles EnR&R » pour les quatre volets de l'étude, et sont regroupées selon des catégories permettant d'exploiter au mieux les données des émissions de la base carbone ADEME. Les facteurs d'émissions extraits de la base de données, et utilisés dans le calcul de l'indicateur des bénéfices environnementaux sont présentés dans le Tableau 1.

Tableau 1 – Facteur d'émissions de GES considérés dans l'étude

Combustibles	Facteur d'émission en phase amont (en tonne équivalent CO ₂ /MWhPCI)	Facteur d'émission en phase combustion (en tonne équivalent CO ₂ /MWhPCI)	Catégorie correspondante de la base carbone ADEME / Autre source
Charbon	0,0319	0,345	Charbon à vapeur - PCS supérieur à 23865 kJ/kg
Fioul lourd	0,0413	0,283	Fioul lourd – commercial
Lignite	0,0319	0,364	Lignite
Bois (WP) ³	0,0164	0,014	Granulés bois – 8 % d'humidité
Autres produits pétroliers	0,026	0,266	Autres produits pétroliers
Fioul domestique	0,0527	0,272	Fioul domestique
Gaz naturel	0,0397	0,187	Gaz naturel - mix moyen
Biogaz	0,0603	0	Biopropane
Biométhane	0,0428	1,56E-03	Biométhane - injecté dans les réseaux - mix moyen
Biodiésel	0,134	0	Biodiesel - Filière colza - sans changement d'affectation des sols
Bioessence	0,144	0	Bioéthanol - sans changement d'affectation des sols
Diesel (gazole)	0,0677	0,254	Gazole routier - B7
Essence (SP95-98)	0,0591	0,253	Supercarburant sans plomb (95, 95-E10, 98)
Eolien terrestre	0,0141	0	Eolien terrestre
Eolien en mer	0,0156	0	Eolien en mer
Solaire PV	0,0252	0	Photovoltaïque
Nucléaire ⁴	0,006	0	Centrale nucléaire
Géothermie	0,01	0	Enquête annuelle FEDENE/SNCU, édition 2020
Déchets / UIOM	0	0	Enquête annuelle FEDENE/SNCU, édition 2020

² Analyse Cycle de Vie : cette méthodologie inclut les émissions GES des phases amont et combustion.

³ Deux catégories du bois-énergie sont disponibles dans la base carbone ADEME selon l'usage : « Granulés bois – 8 % d'humidité » avec un facteur d'émission de 0,012 tCO₂/MWh pour un usage individuel et « Plaquettes forestières » avec un facteur de 0,014 tCO₂/MWh pour le collectif. Seule la première catégorie est utilisée dans l'étude.

⁴ Cette valeur ne provient pas d'une analyse du cycle de vie complet du parc nucléaire français réalisée selon la norme ISO 14040 qui seule permet d'assurer que l'ensemble du cycle de vie est bien pris en compte. A l'échelle mondiale, le groupe de travail 3 du GIEC recense dans la littérature une gamme de valeur allant de 4 à 110 gCO_{2-eq}/kWh [21].

Pompes à chaleur	0	0⁵	-
Solaire thermique	0	0	-

Il conviendra de noter que les périmètres des facteurs d'émission diffèrent entre les technologies fossiles, biocarburants, bois et les technologies EnR&R. En effet, une limite du modèle est que les émissions liées à la construction des infrastructures utilisant les énergies fossiles, biocarburants et bois ne sont pas inclus dans les facteurs d'émission utilisés pour l'étude, faute de référence générique, tandis que les facteurs d'émission utilisés pour les EnR&R tiennent compte des émissions liées à la construction et à la maintenance de l'infrastructure, à l'exception des pompes à chaleur et du solaire thermique, faute de méthodologie commune sur l'évaluation de leurs facteurs d'émission en ACV. Ainsi, les émissions liées à la construction des équipements de chauffage (technologies EnR et non-EnR) et à la construction de réseaux de chaleur ne sont pas pris en compte⁶.

Sensibilité des résultats à la prise en compte des incidences sur la sa séquestration de carbone dans les écosystèmes : le cas des changements d'affectation des sols liés aux biocarburants conventionnels

Le développement de certaines énergies renouvelables peut affecter la séquestration de carbone dans les écosystèmes et être ainsi à l'origine d'émissions de gaz à effet de serre et/ou à la réduction de puits de carbone. Ainsi, il est maintenant reconnu que le développement des biocarburants conventionnels (dits de première génération) est générateur de changements d'affectation des sols et est associé dans un certain nombre de cas à des émissions de gaz à effet de serre importantes par déstockage du carbone contenu dans les écosystèmes affectés [1]. Une méta-analyse de 2018 de la littérature internationale, soutenue par l'ADEME, a ainsi permis d'estimer que les biocarburants de 1^{ère} génération ont en moyenne 50 % de chances de ne pas permettre de réduire de 50 % les émissions de GES par rapport aux carburants fossiles qu'ils substituent, si on tient compte du changement d'affectation des sols [2]. L'évaluation de ces émissions reste néanmoins complexe et repose sur l'utilisation de modèles ; car les émissions liées à des changements indirects d'affectation des sols ne peuvent pas être mesurées directement et elles dépendent des sources de biomasse.

Afin d'évaluer la sensibilité de nos résultats à la prise en compte de l'impact des changements d'affectation des sols liés au développement des biocarburants de 1^{ère} génération, nous avons utilisé les références de la base carbone issus de l'étude « Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France » réalisée en 2010 par BIO Intelligence Service pour le compte de l'ADEME [3]. Celle-ci propose des facteurs d'émissions de GES incluant le changement d'affectation des sols en distinguant plusieurs scénarios optimiste et pessimistes pour le biodiesel et le bioéthanol conventionnels. Afin d'explorer la gamme des possibles, nous avons retenu un scénario optimiste minimisant les impacts négatifs des changements d'affectation des sols et un scénario les maximisant. Nous n'avons pas appliqué ces facteurs d'émissions pour les biocarburants avancés, en considérant que leur impact sur les changements d'affectation des sols étaient négligeables.

Tableau 2 – Facteurs d'émission de GES amont pour les biocarburants intégrant un scénario de changement d'affectation des sols (CAS) et utilisés pour l'analyse de sensibilité.

Combustibles	Facteur d'émission en phase amont (en tonne équivalent CO ₂ /MWhPCI)		Catégories correspondantes de la base carbone ADEME
	CAS optimiste	CAS maximum	
Biodiésel	0,0471	0,78	Biodiésel - changement d'affectation des sols scénaris optimiste Biodiésel - changement d'affectation des sols scénario maximum
Bioéthanol	0,121	0,816	Bioéthanol - changement d'affectation des sols scénario optimiste Bioéthanol - changement d'affectation des sols scénario maximum

⁵ Les émissions GES des PAC durant la phase de combustion ont été pris en compte dans la simulation du système électrique.

⁶ Néanmoins, ces différences de périmètre auront un impact quantitatif a priori faible sur les résultats.

Comme le souligne la cour des comptes [1], une synthèse de référence paraît nécessaire pour préciser les facteurs d'émissions au niveau français. Il est à noter que cette problématique doit être considérée et quantifiée pour d'autres sources d'énergie pouvant générer une réduction des stocks et/ou puits de carbone dans les écosystèmes soit via un changement d'usage des terres (direct ou indirect), soit par une modification de leur gestion.

2.1.3. Calcul des bénéfices économiques

La baisse de la consommation de combustibles induit une diminution de la facture énergétique liée aux coûts d'importations des combustibles fossiles. Les bénéfices économiques considérés dans l'étude se limitent donc aux économies effectuées sur l'achat de combustibles par la France, et par les pays voisins.

De même que pour les réductions d'émissions de gaz à effet de serre, les consommations supplémentaires de combustibles fossiles sont agrégées pour l'ensemble du périmètre de l'étude, et par type de combustibles. Puis, les coûts unitaires d'import d'énergies fossile sont appliqués afin de calculer l'économie sur la facture énergétique de la France.

Il est de plus supposé que le développement des énergies renouvelables en France n'a pas affecté, et n'affecte pas, les évolutions des prix d'importation des combustibles (historique comme future). Ainsi, les hypothèses de coût des combustibles ne varient pas entre le scénario de référence et le scénario « sans nouvelles EnR&R ».

Les coûts d'importation des combustibles utilisés pour le calcul de l'indicateur des bénéfices économiques dépendent de la construction des scénarios de l'étude, et sont donc détaillés dans les sections présentant la construction des scénarios (cf. section 3.2 pour la période historique, et section 4.2 pour la période prospective).

2.2. Orientations spécifiques par secteur

2.2.1. Chaleur

Les substitutions énergétiques liées au développement de la chaleur renouvelable sont déterminées en décomposant le secteur de la chaleur en plusieurs sous-parties de manière à prendre en compte les spécificités et dynamiques propres à chacune de ces sous-parties, notamment en ce qui concerne la quantité des différents équipements de production de chaleur, renouvelables ou non.

Les sous-parties considérées sont les suivantes :

- Chauffage décentralisé dans le résidentiel (avec distinction maison individuelle et logement collectif)
- Chauffage décentralisé dans le tertiaire
- Chaleur industrielle
- Réseaux de chaleur

Pour chacune de ces catégories, les substitutions énergétiques sont calculées **au niveau annuel**, pour toutes les années de la période d'étude.

Les substitutions énergétiques pour les secteurs **tertiaires, industriels et réseaux de chaleur** sont calculées directement à partir de leurs mix annuels de production de chaleur.

Pour le secteur **résidentiel**, l'approche s'appuie sur une reconstitution du parc historique d'équipements de production de chaleur. Le parc d'équipement prend en compte une distinction entre maison individuelle et logements collectifs, et entre équipement (de chauffe) principal, associé ou d'appoints. Pour chacune des sous-catégories, les équipements renouvelables développés dans le scénario de référence sont associés à des équipements non-EnR&R développés (ou maintenus) dans le scénario « sans nouvelles EnR&R ». Ces substitutions technologiques sont ensuite traduites en substitutions énergétiques en prenant en compte les consommations unitaires historiques des équipements. Par souci de simplicité, l'étude considère que le développement des équipements renouvelables d'appoints (poêle à bois, cheminée, etc.) a remplacé de la production de chaleur par les équipements principaux dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », à production de chaleur constante. Lorsque nécessaire, les substitutions d'équipements et d'énergies intègrent des rendements d'équipement, détaillées en Annexe A – Rendements .

Enfin, le développement du solaire thermique pour l'ECS est aussi pris en compte, en supposant que le développement de cette filière a remplacé et remplace d'autres technologies de production d'eau chaude sanitaire. La production thermique du solaire est substitué par d'autres technologies de production d'eau chaude, et intègre des rendements spécifiques au secteur détaillé en Annexe A – Rendements.

Les systèmes électriques et chaleur ne sont pas indépendants l'un de l'autre, et sont couplés à la fois sur la consommation et sur la production. La méthodologie de calcul des substitutions de ces deux secteurs prend ce couplage en compte via les approches suivantes :

- **Côté production**, les hypothèses impactant le développement des centrales de cogénérations renouvelables (biomasse, biogaz et déchets urbains) sont identiques entre le volet Chalet et le volet Electricité de l'étude.
- **Côté consommation**, les besoins de chauffage français ont un fort impact sur la demande d'électricité et sur l'équilibre du système électrique. Ainsi les substitutions énergétiques du volet Chaleur ont potentiellement un impact sur la consommation d'électricité dans le scénario « sans nouvelles EnR&R ». Ces effets sont donc analysés et pris en compte dans les résultats de l'étude.

2.2.2. Electricité

Afin de déterminer les substitutions énergétiques liées au développement des EnR&R électriques, il est important de prendre en considération les dynamiques du système électrique. Etant donné le fonctionnement du système, la production renouvelable supplémentaire ne remplace pas le mix moyen de production d'électricité, et il est donc nécessaire de modéliser les équilibres à une **échelle horaire**, des calculs à partir d'équilibres annuels ne suffisant plus. De plus, les échanges d'électricité représentant un volume important de l'électricité transitant dans les réseaux français, à l'export comme à l'import, il est nécessaire de représenter finement ces échanges afin de déterminer l'impact du développement des renouvelables en France sur le système électrique européen dans son ensemble. Pour donner un ordre de grandeur, en 2019, respectivement 84 TWh et 28,3 TWh d'électricité ont été exportés et importés vers les pays voisins, sur une production totale française de 537,7 TWh [3]).

Pour prendre en compte ces spécificités propres au système électrique, l'analyse des substitutions électriques s'appuie sur l'outil de modélisation Artelys Crystal Super Grid permettant de simuler le système avec une résolution horaire et d'intégrer les spécificités des différentes productions, consommations et flexibilités (cf. description détaillée ci-dessous). Pour chacune des phases de l'étude, les mix électriques correspondant aux scénarios « avec EnR&R » et « sans nouvelles EnR&R » sont simulés à l'aide de cet outil de modélisation. Les deux scénarios diffèrent notamment par les hypothèses de capacité de production électrique, le scénario de référence étant représentatif de l'état historique du système pour la phase rétrospective et d'un scénario correspondant à l'atteinte des objectifs de la PPE pour la phase prospective ; et les scénarios « sans nouvelles EnR&R » étant construits comme un scénario avec une moindre pénétration des capacités de production électrique renouvelable. La comparaison des plans de production horaire et des échanges d'électricité avec les pays voisins entre les deux scénarios considérés permet d'évaluer les substitutions énergétiques liées au développement des renouvelables électriques françaises sur la production française et européenne.

Artelys Crystal Super Grid⁷ est un outil de modélisation et de simulation des équilibres offre-demande des systèmes électriques, gaz, et couplés. Il permet de mener des analyses technico-économiques relatives à de nombreuses problématiques telles que la sécurité d'approvisionnement, l'architecture des marchés et la coopération régionale ou encore des analyses coûts-bénéfices d'infrastructures de production, transport ou stockage d'énergie (en particulier électricité, gaz et chaleur). Dans cette étude, l'outil permet de simuler l'équilibre offre-demande du système électrique au pas de temps horaire en déterminant le plan de production qui permet de minimiser les coûts d'opération du système électrique pour chaque année modélisée. Les coûts d'opération incluent les coûts des combustibles, les coûts du CO₂, les coûts fixes d'opération des différentes filières et les coûts de défaillance (s'il y en a), tout en respectant l'approvisionnement électrique à chaque instant.

⁷ <https://www.artelys.com/fr/crystal/super-grid/>

Dans le modèle considéré, la production électrique française est modélisée filière par filière à partir de capacités installées, de profils et de coûts de production, en distinguant deux catégories principalement : les filières renouvelables (hors hydraulique avec stockage) ont un profil de production imposé et les filières thermiques fossiles et nucléaire sont pilotées par le modèle. Les contraintes spécifiques à chaque type de production sont prises en compte (p.ex. gradients sur la production thermique, disponibilité du productible éolien, contraintes de gestion des stocks hydrauliques, apports hydro des centrales hydro fil de l'eau).

La demande d'électricité française est aussi modélisée au pas de temps horaire en prenant en compte les historiques de demande pour la période rétrospective et des projections pour la phase prospective. Comme indiqué dans l'approche pour le système chaleur, les demandes d'électricité dans les scénarios « sans nouvelles EnR&R » sont amendées pour prendre en compte les substitutions énergétiques de la chaleur renouvelable liées au couplage des systèmes électricité et chaleur.

Les échanges avec les pays voisins sont simulés avec une capacité d'échange et une modélisation des pays voisins qui diffèrent selon la phase rétrospective ou prospective de l'étude. Pour la période 2000-2020, un modèle simplifié des voisins européens est construit à partir des prix de l'électricité, et un modèle explicite (représentation des filières de production, de la demande horaire d'électricité, etc.) est utilisé pour la phase 2020-2028 (cf. Sections 3.2.2.3 et 4.2.2.3 pour les spécificités des échanges d'électricité propre à chaque période de l'étude).

Enfin, l'outil **Artelys Crystal Super Grid** permet de modéliser plusieurs « années climatiques », afin d'assurer une certaine robustesse des résultats qui prennent en compte la variabilité des EnR&R ainsi que de la demande. Pour la période 2000-2020, les analyses reposent sur des simulations reprenant le climat réel constaté, tandis que les simulations du système pour la période 2020-2028 intègrent 10 représentations des aléas climatiques et météorologiques afin de capter au mieux l'impact des énergies renouvelables.

2.2.3. Biogaz et biocarburants

En ce qui concerne les énergies biogaz et biocarburants, les substitutions sont aussi déterminées à partir de bilans annuels sur la production et la consommation, et les transferts d'énergies dépendent des usages du biogaz ou des biocarburants.

En France, le biogaz est utilisé pour la production de chaleur, la production d'électricité et l'injection dans le réseau de gaz, après épuration en biométhane. Les volumes de biogaz destinés à la production de chaleur et d'électricité sont directement traités dans les volets Electricité et Chaleur de l'étude, et les substitutions associés dépendent donc des substitutions calculées pour les systèmes électricité et chaleur. Le biogaz injecté dans le réseau est traité séparément, en supposant qu'il remplace du gaz naturel, que ce soit dans la période rétrospective ou la période prospective (cf. section 3.2.3 et 4.2.3 pour plus de détails sur les hypothèses des scénarios « sans nouvelles EnR&R » des périodes 2000 - 2020 et 2020 - 2028 respectivement).

Les biocarburants sont distingués selon les deux catégories d'utilisation bioessence et biodiesel, et les échanges avec les pays voisins sont pris en compte pour calculer les substitutions d'énergies fossiles liés au développement de la production française de biocarburants, une partie des biocarburants produits en France étant exportée. Pour les deux périodes étudiées, l'objectif est de déterminer si le développement des biocarburants français a remplacé des carburants fossiles en France ou dans le reste de l'Europe (cf. section 3.2.4 et 4.2.4 pour plus de détails sur les hypothèses des scénarios « sans nouvelles EnR&R » des périodes 2000 - 2020 et 2020 - 2028 respectivement).

3. Impacts du développement des EnR&R sur la période 2000 - 2019

Cette section correspond à la phase rétrospective de l'étude. Elle contient un état des lieux de l'évolution des filières d'énergie renouvelable en France entre 2000 et 2019, définissant le scénario « de référence », puis détaille la construction du scénario « sans nouvelles EnR&R », les différences observées entre les deux scénarios, et les substitutions énergétiques réalisées. Enfin, les différents indicateurs environnementaux et économiques permettant d'aborder les bénéfices du développement des énergies renouvelables en France lors de cette période sont présentés.

3.1. Développement des énergies renouvelables en France entre 2000 et 2019

Les énergies renouvelables, relativement peu développées jusqu'alors, ont connu une forte progression entre 2000 et 2019. Le périmètre technologique de l'étude a été défini pour chacun des secteurs en fonction de l'évolution de chacune des technologies existantes. Nous parcourons ici, énergie par énergie, les évolutions que chacune des technologies a connu lors de ces deux dernières décennies.

3.1.1. Chaleur

Les technologies renouvelables de production de chaleur approfondies lors de cette étude sont les suivantes :

- La filière **bois énergie**
 - Pour le chauffage domestique,
 - Pour les secteurs collectif, industriel et tertiaire,
- Les **pompes à chaleur (PAC)** : aérothermiques, géothermiques de surface, CET,
- La **géothermie profonde**,
- Le **solaire thermique**,
- Les **chaudières à biogaz**,
- Les **centres de valorisation énergétique (CVE)**,
- La **chaleur de récupération**.

Les équipements et la production de chaleur renouvelable a considérablement augmenté pendant ces vingt dernières années. Le niveau et la vitesse de développement a été toutefois très variable en fonction des technologies.

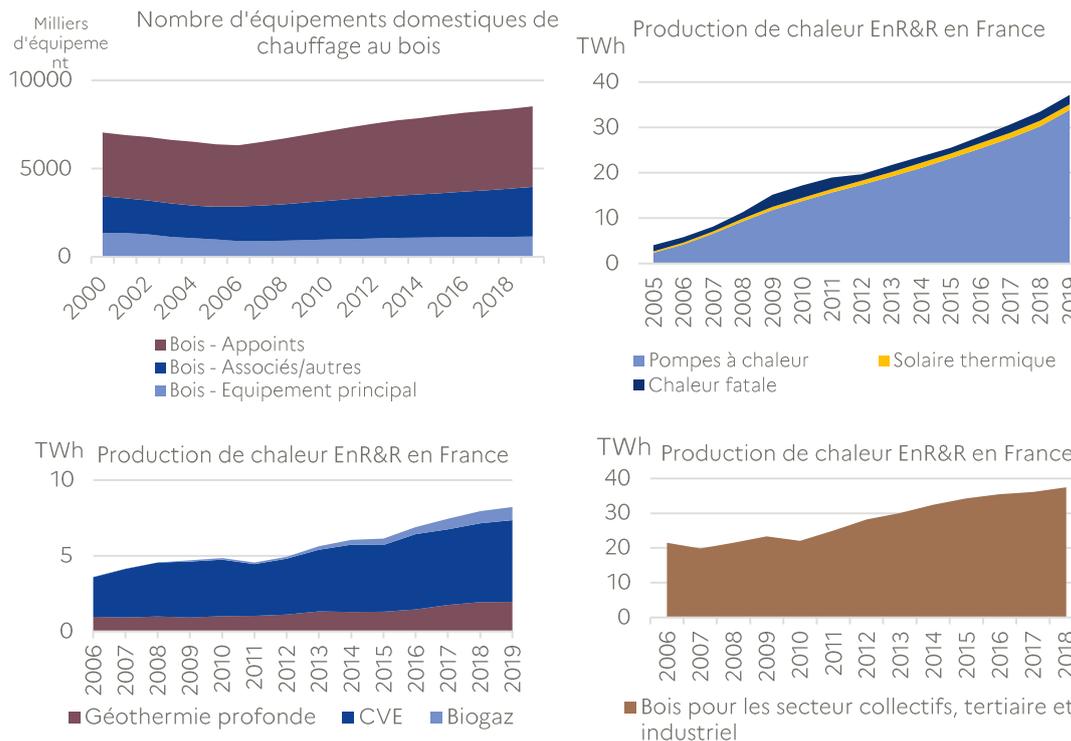


Figure 1 - Evolution de la production de chaleur EnR&R en France, par filière (CVE : Centre de valorisation énergétique)

Après avoir connu une baisse jusqu'en 2007, le nombre d'équipements domestiques de **chauffage au bois** a à nouveau augmenté ces dernières années. Néanmoins, la production de chaleur résidentielle issue de bois-énergie est stable, ce qui traduit une augmentation de l'efficacité des équipements.

Le nombre de **pompes à chaleur** a fortement augmenté ces quinze dernières années, passant de 280 000 unités en 2006 à 2,7 millions en 2018, ce qui a permis à la production de chaleur à partir de PAC de passer de 2 TWh en 2005 à 34 TWh en 2019.

La production de chaleur à base de **solaire thermique** a été multipliée par 6 entre 2000 et 2019 (passant de 0,2 à 1,2 TWh produits).

La **chaleur fatale**, quant à elle, a permis de récupérer de 1,4 TWh de chaleur en 2005 à 2,1 en 2019.

La **géothermie profonde** a doublé sa production de chaleur entre 2006 et 2018, passant de près de 1 TWh de chaleur produit à près de 2.

La production de chaleur à partir de déchets au sein des **CVE** a également doublé, notamment via des centrales de cogénération. Ainsi, la filière est passée de 2,6 à 5,2 TWh de chaleur produite entre 2006 et 2018 (dont 3,3 TWh issus de cogénération en 2018).

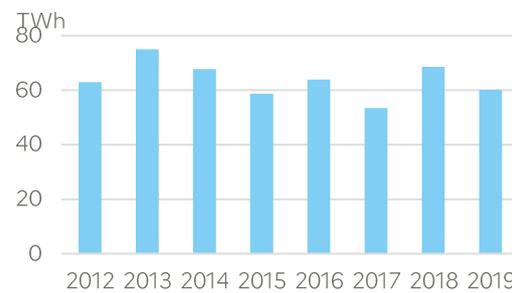
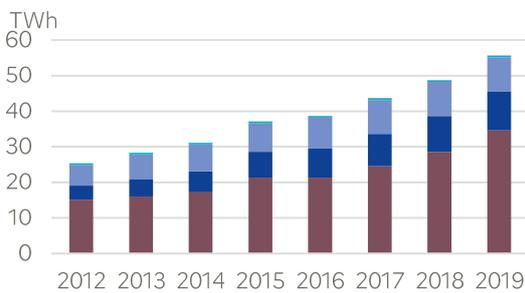
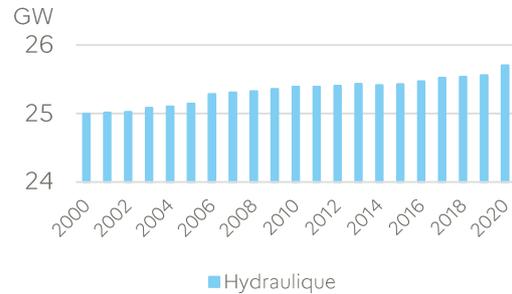
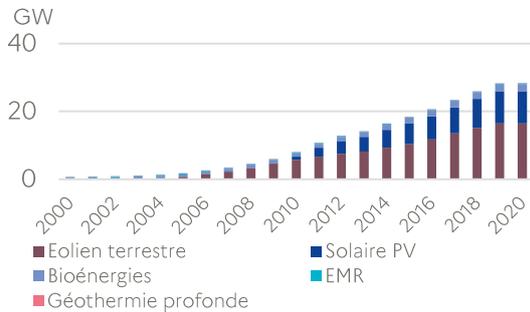
Le **biogaz** a aussi connu un important développement au travers de **cogénérations**. La production de chaleur à partir de biogaz est ainsi passée de 25 MWh en 2006 à plus de 800 MWh en 2018.

3.1.2. Electricité

Les technologies de production d'électricité renouvelable en France sont :

- L'**hydroélectricité**, dont :
 - Les centrales au fil de l'eau,
 - Les centrales de réservoir,
 - Les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP),
- L'**éolien terrestre**,
- L'**éolien marin**,
- Le **solaire photovoltaïque**,
- La **géothermie profonde**,

- Les **bioénergies** :
 - Centrales à biomasse,
 - Centrales à biogaz,
 - CVE (Centre de Valorisation Energétique),
- Les **énergies marines renouvelables**.



*Figure 2 - Evolution de l'électricité renouvelable en France :
 (Haut) Capacités installées en production électrique renouvelable en France entre 2000 et 2020, en GW
 (Bas) Production d'électricité renouvelable en France de 2012 à 2019, en TWh
 (EMR : Energies Marines Renouvelables)*

Les capacités éoliennes et photovoltaïques se sont considérablement développées ces vingt dernières années : les capacités installées en éoliennes terrestres sont passées de 34 MW en 2000 à plus de 16 GW en 2019, elles ont donc été multipliées par près de 500 en l'espace de vingt ans. Les capacités solaires, elles, sont passées de 0 en 2005 à plus de 9 GW en 2019.

Au cours des vingt dernières années, la capacité hydroélectrique de la France est passée de 25 à 25,7 GW. L'évolution est faible compte tenu du fait que la France plafonne déjà près de son optimum en matière de capacités hydrauliques, les sites les plus propices à l'installation de capacités hydroélectriques ayant déjà été équipés. La croissance de cette capacité sur la période 2000 – 2020 est portée par le développement de la petite hydroélectricité (centrales dites « au fil de l'eau », fonctionnant en must-run).

La production d'électricité à partir d'énergies marines renouvelables (EMR) n'a pas évolué au cours des vingt dernières années et est exclusivement issue de l'usine marémotrice de la Rance, construite antérieurement à l'année 2000. Concernant la géothermie profonde, la production d'électricité n'a que peu évolué et reste marginale.

3.1.3. Biogaz

Au cours des vingt dernières années, la production du biogaz en France a augmenté de plus de 500 %. En plus de la production de chaleur et d'électricité à partir de biogaz que nous avons déjà abordée, une partie de ce biogaz est épurée et injectée dans les réseaux de gaz naturel français depuis 2012 :

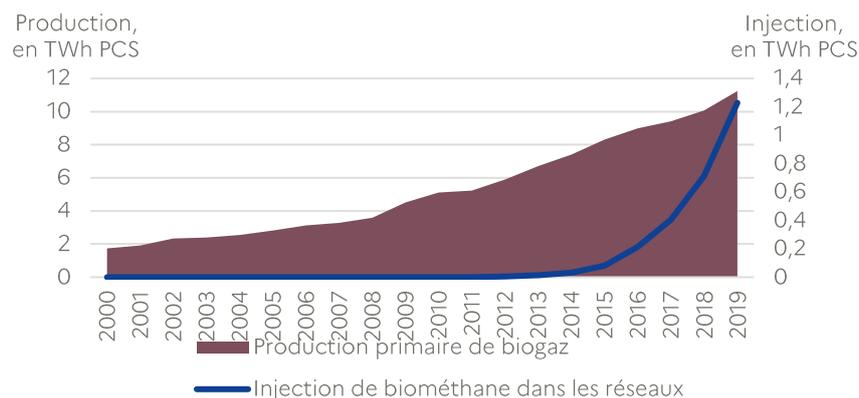


Figure 3 - Evolution de la filière biogaz en France

3.1.4. Biocarburants

Le domaine des biocarburants a lui aussi connu un développement important lors de ces dernières années. La production primaire de bioessence en France a été multipliée par 10 entre 2000 et 2019, et celle de biodiésel par 7. Cela a permis aux biocarburants conventionnels (dits de première génération) d'atteindre aujourd'hui 7 % de l'énergie présente dans les carburants en France, à savoir le taux maximal autorisé par la réglementation européenne (dû à la concurrence potentielle des biocarburants conventionnels avec le secteur agroalimentaire).

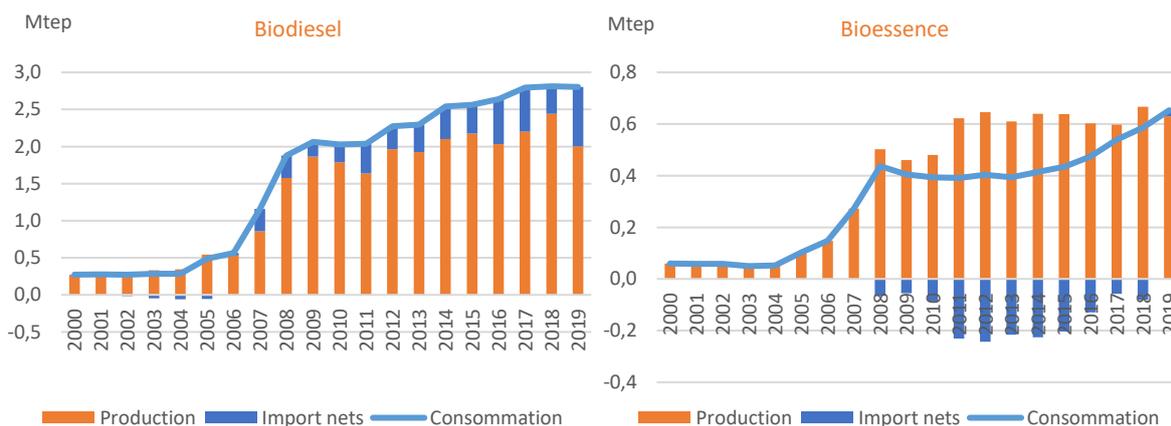


Figure 4 - Evolution des biocarburants de première génération en France

3.2. Hypothèses de modélisation et construction des scénarios

Le développement historique des énergies renouvelables entre 2000 et 2020 définissant le scénario de référence, l'objectif de cette section est de présenter les hypothèses de construction du scénario « sans nouvelles EnR&R ».

3.2.1. Chaleur

Comme décrit en section 2.2.1, le système chaleur est découpé en quatre catégories (résidentiel, tertiaire, industrie et réseaux de chaleur) de manière à prendre en compte leurs mix énergétiques et leurs dynamiques spécifiques dans la construction du scénario « sans nouvelles EnR&R ».

Pour chacune des catégories, le mix de chauffage historique est reconstruit à partir des données disponibles sur le périmètre 2000-2020, de manière à pouvoir recréer un scénario « sans nouvelles EnR&R » cohérent pour chaque catégorie. Pour le chauffage décentralisé du résidentiel, le mix de chauffage est construit en se basant sur le mix d'équipement de chauffage des logements. Pour le chauffage décentralisé du tertiaire, la chaleur industrielle et les réseaux de chaleur, le mix de chauffage est construit en se basant sur les volumes de consommation énergétique et de production thermique. Cette approche

est synthétisée sur la Figure 5, et les hypothèses de modélisation des scénarios pour les quatre catégories sont détaillées ci-dessous.

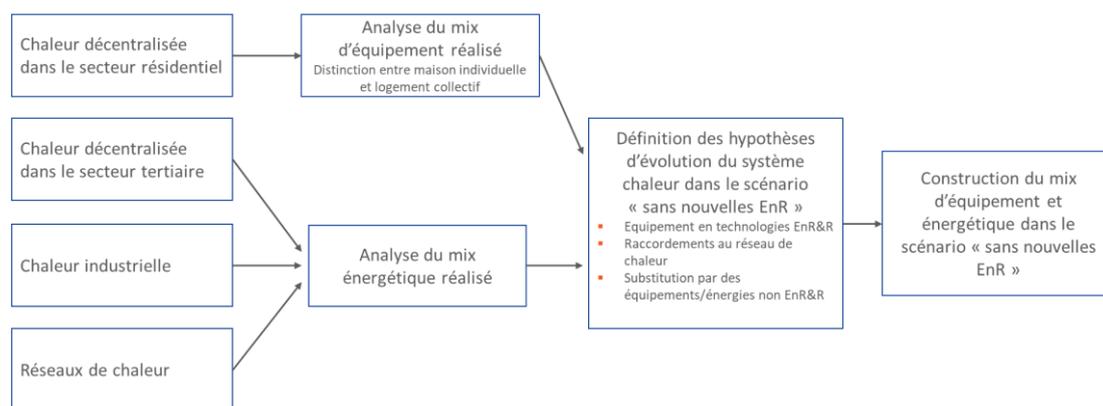


Figure 5 - Approche générale de la construction du scénario « sans nouvelles EnR&R » pour le volet Chaleur

3.2.1.1. Secteur résidentiel

Evolution historique du mix d'équipement

Le parc résidentiel, ainsi que les consommations unitaires annuelles des équipements sont construits à partir des données CEREN pour l'ensemble du périmètre temporel avec les spécificités suivantes :

- Les équipements sont distingués entre les logements collectifs (LC) et les maisons individuelles (MI)
- Les équipements sont regroupés selon trois catégories : chauffage principal, chauffage associé, et chauffage d'appoint
- Le mix d'équipement, et donc de chauffage, est différent entre les MI et les LC.
- Le chauffage au bois ainsi que les pompes à chaleur sont installés principalement dans les maisons individuelles, alors que les logements connectés aux réseaux de chaleur sont très majoritairement des appartements.

L'évolution du mode de chauffage du parc résidentiel est présentée sur la Figure 6, et on observe notamment une différence des technologies de chauffage entre les MI et LC. Concernant les équipements renouvelables (pompes à chaleur et équipements bois), ils se sont principalement développés dans les maisons individuelles, alors que le développement des réseaux de chaleur urbain a majoritairement impacté les logements collectifs.

Hypothèses du scénario « sans nouvelles EnR&R »

Pour le scénario « sans nouvelles EnR&R », il est supposé que le développement des équipements PACs et bois sur la période 2000-2020 n'a pas eu lieu :

- Le nombre de pompes à chaleur dans le secteur résidentiel est figé à leur niveau de 2000.
- Afin de prendre en compte la baisse observée entre 2000 et 2005 du nombre d'équipements bois (cf. Figure 1), il est supposé que les équipements bois sont figés au niveau de 2005.

Ces équipements renouvelables enlevés dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » sont remplacés par le **mix moyen d'équipement de l'année considérée** (avec différenciation MI et LC), puis un nouveau mix de production de chaleur est calculé en se basant sur les consommations unitaires par équipement.

Le nombre de logements raccordés au réseau de chaleur est figé au niveau de l'année 2009, tout comme le niveau de développement des réseaux de chaleur (cf. les hypothèses sur la modélisation des réseaux de chaleur sur la période 2000-2020). Les logements chauffés au réseau de chaleur étant principalement situés en zone urbaine dense, on considère que les logements qui devaient se connecter au réseau de chaleur entre 2009 et 2020 ne s'y connectent pas et sont, à la place, connectés au réseau de gaz et chauffés avec des chaudières au gaz.

Les résultats sur les substitutions d'équipements dans le résidentiel sont présentés sur la Figure 6, où on observe principalement les transferts suivants dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » :

- Dans les maisons individuelles, les logements ayant des équipements bois et PAC ont été transférés vers des équipements électriques, fioul, gaz, GPL et charbon.
- Dans les logements collectifs, on observe une augmentation des logements chauffés au gaz au détriment du raccordement au réseau de chaleur.

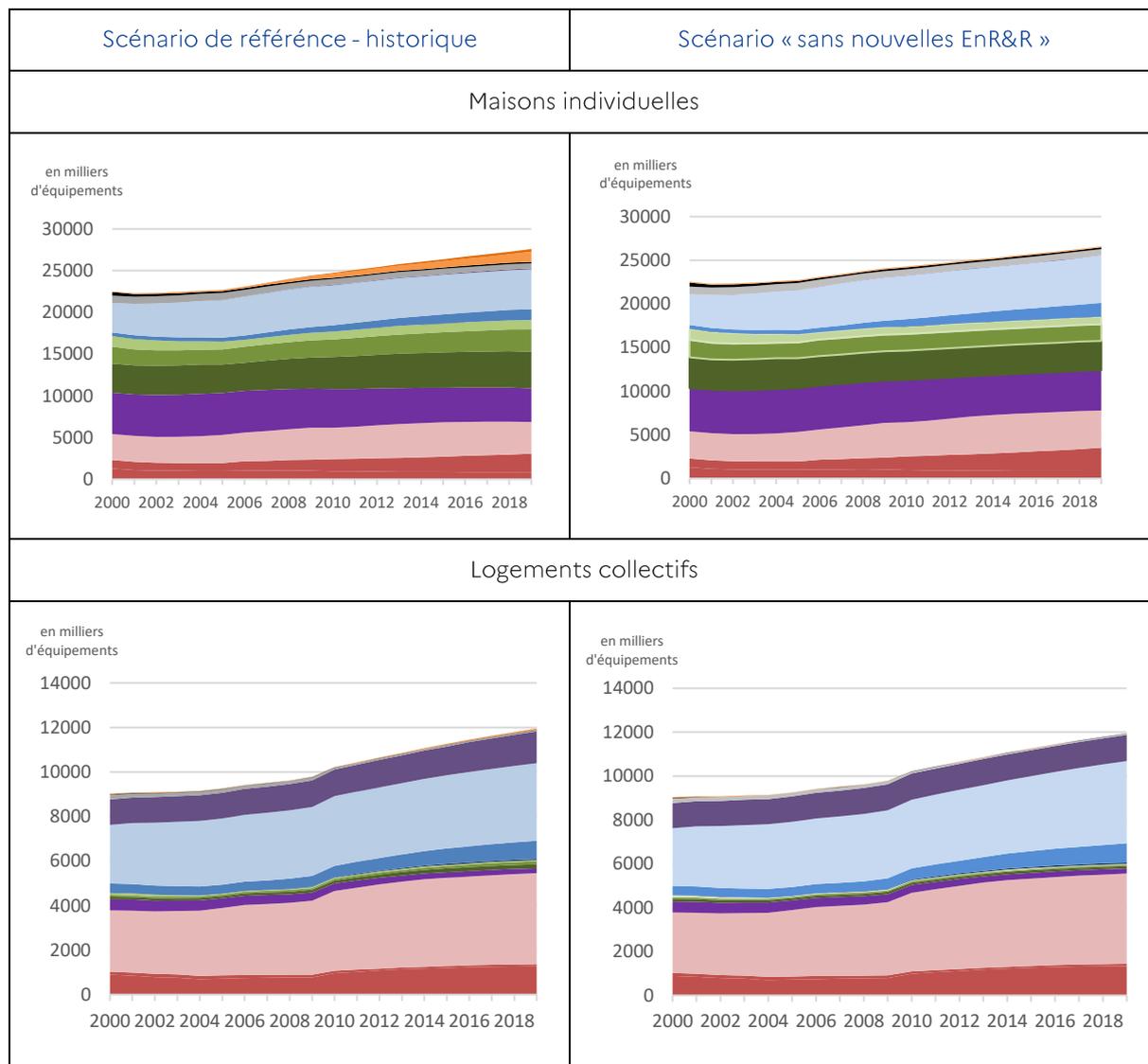


Figure 6 - Nombre d'équipements de chauffage dans le résidentiel, par technologie, en millier d'équipements (PAC : Pompe à Chaleur; RC : Réseau de Chaleur; Eq. : Equipement; GPL : Gaz de pétrole liquéfié)

- Electriques - Appoints ■ Electriques - Associés/autres ■ Electriques - Eq. Principal ■ Fioul
- Bois - Appoints ■ Bois - Associés/autres ■ Bois - Eq. Principal ■ Gaz - Appoints
- Gaz - Associés/autres ■ Gaz - Eq. Principal ■ RC ■ GPL
- Charbon ■ PAC - seul ■ PAC - Associé

3.2.1.2. Secteur tertiaire

Evolution historique du mix de chauffage

Les données détaillées de mix de production pour l'ensemble de la période historique étant limitées, celui-ci est reconstitué à partir de deux sources de données :

- Les données CEREN fournissent la consommation d'énergie pour le chauffage sur l'ensemble de la période 2000-2020 pour seulement 4 catégories d'énergie : électricité, fioul, gaz naturel et autre combustibles (comprenant le GPL, le chauffage urbain et les énergies renouvelables).
- Les données SDES fournissent la consommation d'énergie détaillée par type de chauffage (PAC, gaz, électricité, etc.) pour les années 2013 -> 2018.

La reconstitution du mix de chauffage dans le tertiaire est présentée sur la Figure 7. En énergie, la part des EnR&R n'évolue pas significativement, hormis pour les réseaux de chaleur.

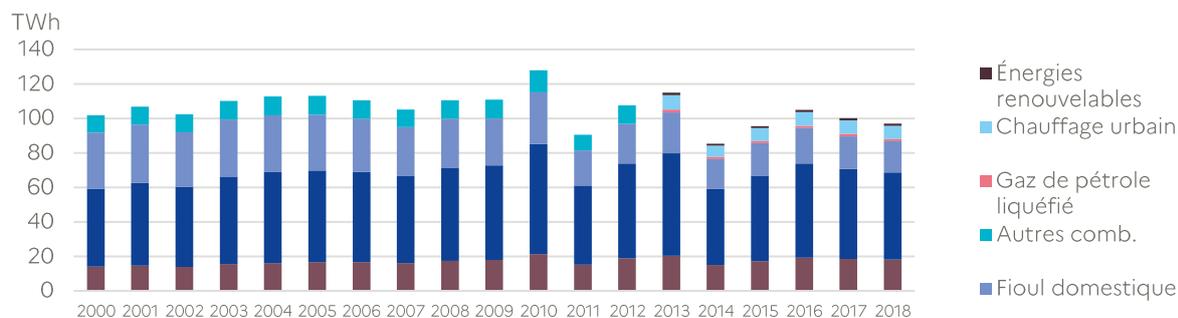


Figure 7 - Consommation historique d'énergie finale pour le chauffage dans le secteur tertiaire

Hypothèses du scénario « sans nouvelles EnR&R »

La consommation d'énergie renouvelable (hors réseau de chaleur) n'évoluant pas significativement sur la période, le scénario « sans nouvelles EnR&R » est considéré identique au scénario « de référence » pour le tertiaire, hormis pour le nombre de sites tertiaires raccordés au réseau de chaleur et pour le contenu de la chaleur sur les réseaux de chaleur (cf. partie spécifique).

Comme pour le secteur résidentiel, le nombre de sites tertiaires raccordés au réseau de chaleur est figé au niveau de l'année 2009 pour le scénario « sans nouvelles EnR&R ». Les sites qui se sont raccordés au réseau de chaleur pendant la période 2009-2020 sont transférés vers le réseau de gaz, comme pour les logements du résidentiel.

3.2.1.3. Réseaux de chaleur

Evolution historique du mix de chaleur

Pour reconstituer l'évolution historique du mix de consommation et de production de chaleur sur les réseaux de chaleur, deux sources de données sont confrontées :

- Les volumes de chaleur livrés par les réseaux sont fournis par les enquêtes nationales annuelles des réseaux de chaleur et de froid (MTES - SNCU). Les données sont disponibles à partir de 2005.
- La production thermique par filière est déterminée à partir des données fournies par le SDES (données locales relatives à la chaleur) et comparées avec les enquêtes nationales des réseaux de chaleur. Les données sont aussi disponibles à partir de 2005.

Le mix énergétique des réseaux de chaleur est présenté sur la Figure 8, et on peut observer que le volume de chaleur livré par les réseaux est équivalent entre les années, tandis que le nombre de bâtiments raccordés aux réseaux de chaleur augmente significativement⁸. Cet effet traduit une baisse de la consommation unitaire des logements ainsi qu'une meilleure efficacité des réseaux, comme indiqué dans les enquêtes nationales sur les réseaux de chaleur et de froid [4].

Le mix de production historique montre un développement de la biomasse et de la géothermie notamment, ainsi qu'une réduction de la part du fioul, du charbon et dans une moindre mesure du gaz.

⁸ L'évolution du nombre de points de livraison du réseau de chaleur est déterminée à partir des enquêtes nationales sur les réseaux de chaleur et de froid [4].

La production de chaleur à partir de CVE augmente aussi, passant de 5,5 TWh en 2000 à environ 6,5 TWh en 2019.

Hypothèses du scénario « sans nouvelles EnR&R »

Comme précisé plus haut, le scénario « sans nouvelle EnR&R » considère que les réseaux de chaleur ne se développent plus à partir de 2009. Dans ce scénario, le développement de la production de chaleur des CVE et de la récupération de chaleur, très liées à la mise en place du Fonds Chaleur en 2009, s'arrête également en 2009. Ainsi dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » :

- Le nombre de logements et de sites tertiaires raccordés au réseau de chaleur est figé au niveau de 2009
- La production thermique des filières CVE et la récupération de chaleur industrielle sont aussi figées à 2009

Le développement des autres filières renouvelables (biomasse, biogaz, PAC, etc.) est figé au niveau de 2000, à l'exception de la filière géothermique figée à 2015 (année où l'évolution notable de la filière apparaît).

Le défaut de production thermique dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » est remplacé par de la production fossile (gaz, fioul et charbon) au prorata de l'année considérée.

Comme on peut l'observer sur la Figure 8, le mix énergétique des réseaux de chaleur dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » comporte une nette diminution de la livraison de chaleur total par rapport au réalisé historique, ainsi qu'une augmentation de la production thermique fossile. La part renouvelable des réseaux diminue ainsi de 61 % en 2019 dans l'historique à 45 % dans le scénario « sans nouvelles EnR&R ».

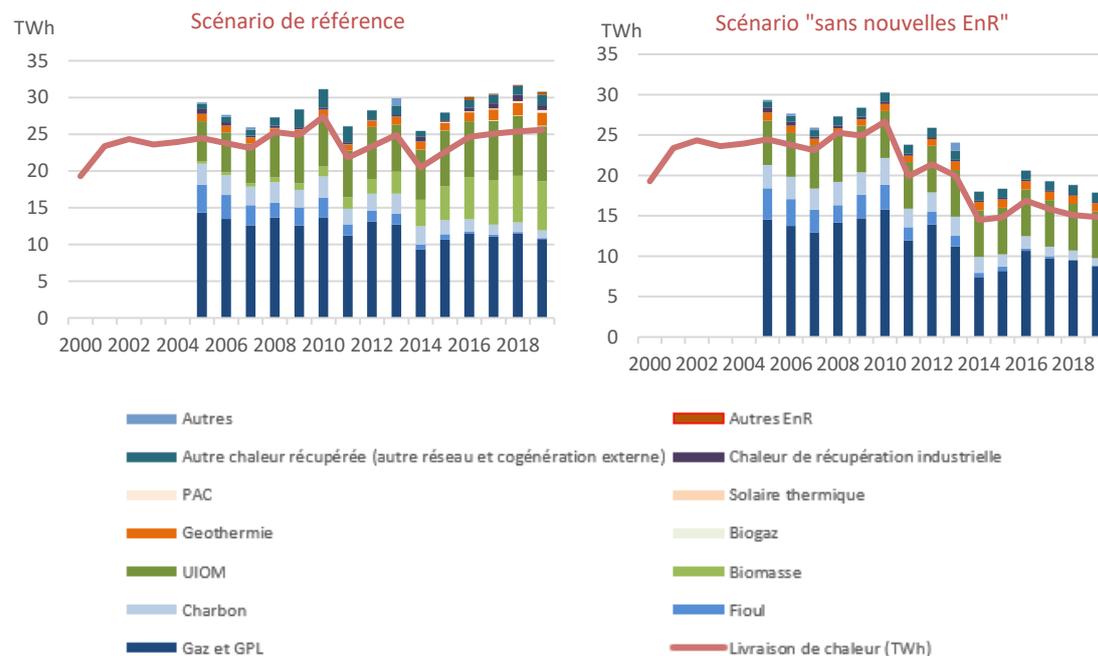


Figure 8 - Mix énergétique des réseaux de chaleur dans le cas de référence et dans le cas « sans nouvelles EnR&R » (PAC : Pompes à chaleur; UIOM : Unités d'incinération des ordures ménagères; GPL : Gaz de pétrole liquéfié)

3.2.1.4. Chaleur industrielle

Evolution historique du mix énergétique

Comme pour le secteur tertiaire, deux sources de données limitées sont confrontées pour modéliser le secteur industrie :

- La consommation finale d'énergie par combustibles tous usages confondus, et pour quelques années seulement, est disponible au travers des données CEREN.

- La consommation finale énergétique pour l'ensemble des années (avec un niveau de détail limité sur les catégories énergétiques⁹) est disponible dans les données de l'Insee.

Les consommations historiques de l'industrie sont présentées sur la Figure 9.

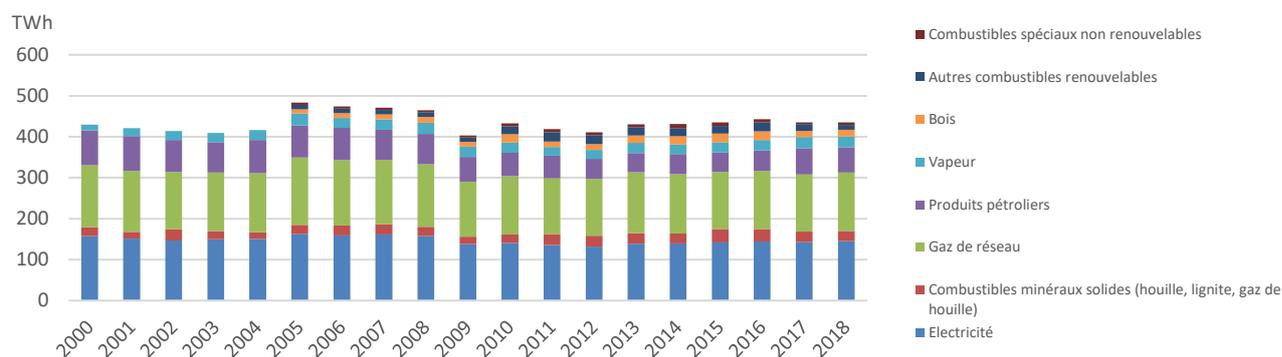


Figure 9 - Consommation finale énergétique dans l'industrie, en TWh

Hypothèses du scénario « sans nouvelles EnR&R »

Les substitutions énergétiques de la chaleur industrielle reposent sur les hypothèses suivantes :

- L'utilisation d'énergie renouvelable (hors réseaux de chaleur) pour la production de chaleur est figée au niveau de 2005. En effet, le bois consommé dans l'industrie avant 2005 correspond aux déchets liés à l'activité industrielle (industrie du bois, papier, scieries) alors que le développement ultérieur a été tiré par les politiques publiques. On considère que cette hypothèse impacte l'ensemble des énergies renouvelables utilisées dans l'industrie (bois-énergie et catégorie « autres combustibles renouvelables » de la Figure 9, incluant la liqueur noire et les combustibles spéciaux renouvelables).
- Le bois et les « autres combustibles renouvelables » sont remplacés par du gaz et du charbon au prorata de leur part dans le mix.

3.2.1.5. Solaire thermique

Pour le solaire thermique (pour l'eau chaude sanitaire), l'évolution historique de la filière est construite à partir des chiffres clés des énergies renouvelables du SDES [5].

Pour le scénario « sans nouvelles EnR&R », le niveau de production du solaire thermique est figé à son niveau de 2000. Le défaut de production thermique est assuré par le **mix moyen d'équipement ECS** des secteurs résidentiels et tertiaires. Le mix d'équipement historique est reconstruit à partir des données CEREN.

3.2.2. Electricité

Pour la période rétrospective comme pour la période prospective, l'approche pour le secteur électrique repose sur la simulation horaire du système pour le scénario de référence et pour le scénario « sans nouvelles EnR&R », puis sur la comparaison de ces simulations pour en déduire les substitutions d'énergie liées au développement des capacités EnR&R. Les données nécessaires pour simuler de manière robuste le système électrique n'étant pas nécessairement disponibles pour toutes les années du périmètre 2000-2020, l'étude s'est concentrée sur quelques années spécifiques pour lequel le mix est simulé de manière détaillée puis les substitutions obtenues sur ces années ont été étendues à la période d'analyse. En particulier, le système électrique est simulé pour les années de 2015 à 2019 en s'appuyant principalement sur les données eco2mix de RTE pour la production et la consommation française et sur les données de l'ENTSO-E pour les échanges d'électricité.

Les données de production, consommation et d'échanges d'électricité, ainsi que les hypothèses du scénario « sans nouvelles EnR&R » sont détaillées ci-dessous.

3.2.2.1. Production

⁹ Les données sont issues des enquêtes annuelles des consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI) de l'Insee [17].

La modélisation du système électrique s'appuie sur l'évolution historique des capacités et profils de production de chacune des filières, données fournies par l'ODRE, éco2mix et le registre des capacités pour certaines dates de construction [6, 7].

Evolution historique de la production en France

Le parc renouvelable français s'est considérablement développé ces vingt dernières années, comme exposé en section 3.1.2. Le scénario « avec EnR&R » intègre ainsi l'historique des capacités renouvelables installées.

Concernant le parc nucléaire, les capacités utilisées se basent sur les dates de mise en service et de fermeture des centrales. Entre 2000 et 2020, seule la centrale de Civaux a été mise en service (3 GW mis en service en 2002), et quant aux fermetures, une baisse de 130 MW est observée en 2009 selon les données RTE, et la centrale de Fessenheim a été mise à l'arrêt en 2020 (1,76 GW). La disponibilité du parc nucléaire est déterminée à partir des niveaux historiques de disponibilité.

Le parc de production d'électricité issue de charbon connaît une importante décroissance tout au long de la période. Alors que plus de 8 GW étaient encore installés en l'an 2000, le parc a progressivement diminué jusqu'à atteindre un peu moins 3 GW en 2016, valeur à laquelle il s'est ensuite stabilisé.

La filière gaz s'est fortement développée à partir de la fin des années 2000 à travers les centrales à cycle combiné (CCG) mais également avec la mise en place de centrales à cogénération. Le parc atteint 12,6 GW installés en 2020.

A l'instar du charbon, le fioul connaît également une baisse considérable de ses capacités installées en France entre 2000 et 2020. Malgré une stabilisation à environ 10 GW installés en France lors de la première décennie, les centrales ont graduellement fermé, jusqu'à ce que le parc n'atteigne plus que 3,4 GW en 2020.

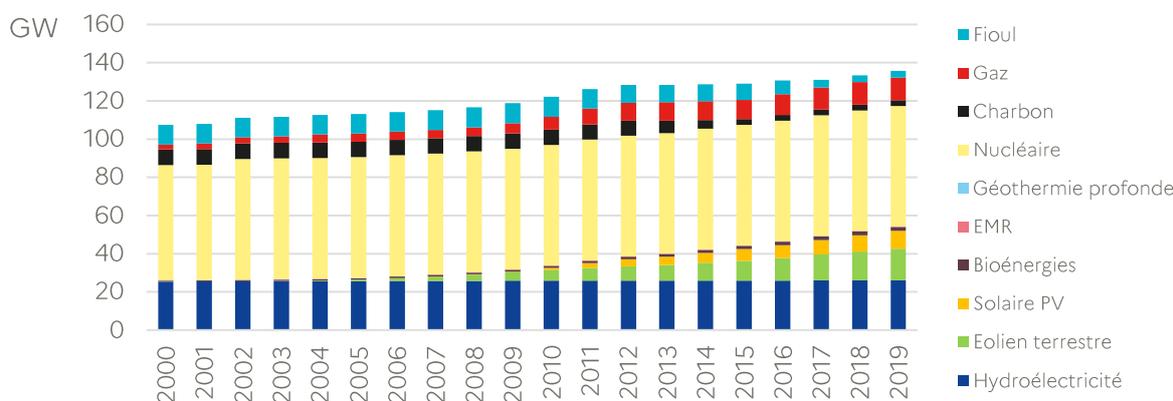


Figure 10 - Evolution des capacités de production d'électricité en France sur la période historique (PV : photovoltaïque)

Hypothèses du scénario « sans nouvelles EnR&R »

Dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », les capacités EnR&R ne se développent pas autant que dans le scénario de référence. En particulier, la capacité installée en centre de valorisation énergétique (CVE) est figée à leur niveau de 2009 (soit 487 MW) afin d'être cohérent avec les hypothèses sur les réseaux de chaleur (cf. Section 3.2.1.3). Les capacités de production des filières renouvelables suivantes sont figées à leur niveau de l'année 2000 :

- 0 MW pour le solaire,
- 34 MW pour l'éolien,
- 54 MW pour la biomasse,
- 0 MW pour le biogaz.

Les capacités hydrauliques sont aussi figées à leur niveau de 2000 (25000 MW). Le développement de la filière hydroélectricité sur les 20 dernières années est considéré comme étant de la petite hydraulique (fil de l'eau).

Les capacités de production d'électricité par énergies marines renouvelables et géothermie profonde sont inchangées entre les deux scénarios, ces deux filières ne s'étant pas ou peu développées pendant cette période.

En ce qui concerne le reste du mix, l'hypothèse est faite que les capacités restent inchangées dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », les productions étant quant-à-elles réoptimisées (en particulier pour gaz, nucléaire, charbon et STEPs). L'hypothèse sur le niveau de capacité revient à considérer que le développement des EnR&R ne s'est pas fait au détriment du déploiement de capacités thermiques en France. Notons par ailleurs que cette hypothèse présuppose que le parc installé et les interconnexions suffisent à couvrir la demande d'électricité. Ce sujet a peu d'influence sur les résultats, l'enjeu de l'étude reposant sur les grands volumes d'énergie et peu sur les événements de pointe qui, bien qu'ils soient critiques pour le système, n'affectent que faiblement les imports d'énergie au niveau annuel.

3.2.2.2. Demande

Evolution historique de la demande d'électricité

Les profils horaires de demande d'électricité utilisés dans l'analyse sont issus des données historiques de RTE, disponibles pour les vingt années de la phase historique. Les volumes annuels de demande d'électricité correspondants sont représentés sur la Figure 11, et montrent une tendance à la hausse entre 2000 et 2010 puis une stagnation à un niveau moyen, avec une variabilité importante d'une année sur l'autre liée aux aléas climatiques.

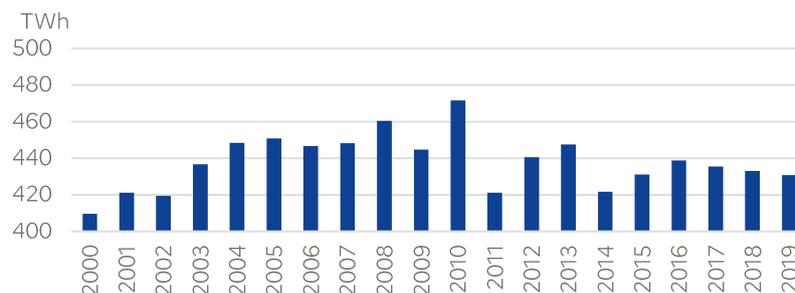


Figure 11 - Consommation nette d'électricité (hors pertes et pompages), en TWh

Hypothèses du scénario « sans nouvelles EnR&R »

Dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », la demande horaire d'électricité est modifiée à la hausse ou à la baisse selon les substitutions énergétiques du volet chaleur, afin de prendre en considération le couplage entre les systèmes chaleur et électricité :

- Le volume d'électricité ajouté/substitué est déterminé par les résultats de substitution de la chaleur (évolution de la part des PAC, des chauffages à effet Joule et des ballons d'eau chaude électriques dans le mix de production de chaleur)
- Un profil horaire spécifique à chaque est utilisé (un profil représentant le chauffage effet Joule, un profil pour les PAC, etc.) et déduit ou ajouté à la courbe de demande du scénario de référence.

3.2.2.3. Echanges avec les pays voisins

De manière à bien mesurer les substitutions d'énergies engendrées par l'augmentation de la production EnR&R en France, les imports et exports avec les pays voisins de la France sont resimulés pour le scénario « sans nouvelles EnR&R ». Pour cela, plutôt que de simuler un équilibre offre-demande Européen conjoint pour la période 2000-2020, ce qui est rendu difficile par un manque de données historiques publiques et de qualité, l'étude a fait le choix (pour les travaux sur la période 2000-2020) de modéliser les imports et exports par un modèle simplifié avec une capacité d'échange et un prix de l'électricité pour les pays voisins. Les capacités de transmission sont déterminées à partir des différents Bilans Prévisionnels de RTE, et les prix des pays voisins sont intégrés à partir des données ENTSO-e (prix day-ahead). Une approche basée sur les prix de l'électricité de la détermination de la technologie marginale de production d'électricité permettra d'identifier les substitutions dans le reste de l'Europe qui découleront du

développement des EnR&R en France (voir l'Annexe B – Détermination de la technologie marginale de production à partir du prix de l'électricité pour le calcul des substitutions du système électrique sur la période 2000-2020 pour plus de détails sur cette méthode).

3.2.3. Biogaz

Le vecteur énergétique biogaz est distingué en trois catégories selon l'usage (production d'électricité, production de chaleur et injection dans le réseau de gaz). Dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », la production de biogaz est figée à l'historique de 2000 (environ 180 ktep), et il n'y a donc pas d'injection de biométhane dans le réseau dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (contrairement à ce qu'on observe dans le scénario historique, cf. Figure 3).

La réduction du volume de biogaz utilisé pour la production de chaleur et d'électricité dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » est directement traitée dans les volets Electricité et Chaleur. Concernant le biogaz injecté dans le réseau (après épuration en biométhane), on suppose que les volumes injectés dans le scénario « avec EnR&R » ont remplacé du gaz naturel sans changement de la demande finale de gaz.

3.2.4. Biocarburants

Les substitutions énergétiques liées au développement des biocarburants sont modélisées en distinguant les catégories biodiesel et bioessence. L'évolution historique de ces deux catégories est présentée en Figure 4.

Dans le cadre du scénario « sans nouvelles EnR&R », les niveaux de production des biocarburants sont figés à leur historique de 2000 (0,3 Mtep pour le biodiesel et 0,1 Mtep pour le bioessence), et on suppose que ce niveau n'a pas d'incidence sur les choix de mobilité des consommateurs. Afin de maintenir l'équilibre offre-demande, cette quantité de biocarburants est compensée par un import de carburants fossiles supplémentaire.

Concernant les échanges avec nos pays voisins, les imports de biocarburants en France restent identiques à l'historique, afin d'analyser l'impact des biocarburants produits en France uniquement. Les exports de biocarburants disparaissent et sont remplacés par une utilisation supplémentaire de carburants fossiles dans les pays européens voisins.

3.2.5. Prix des combustibles

Les hypothèses de prix des combustibles sont utilisées dans le calcul des bénéfices économiques liés aux réductions de consommation de combustible fossile.

Pour la période 2000-2019, les prix historiques d'importation des combustibles fossiles sont extraits des séries longues des bilans énergétiques du SDES [9]

3.3. Substitutions énergétiques observées

3.3.1. Chaleur

A partir des hypothèses de modélisation des scénarios précisées dans la section précédente, les effets du développement des technologies renouvelables sur la production de chaleur sont observés pour l'ensemble des catégories du système chaleur (consommation de combustibles fossiles supplémentaires, impact sur la demande d'électricité, substitutions dans les réseaux de chaleur). Le secteur résidentiel étant modélisé de manière plus fine, les substitutions d'équipements dans ce secteur sont particulièrement détaillées.

3.3.1.1. Focus sur le secteur résidentiel

Comme cela a été expliqué dans la construction du scénario « sans nouvelles EnR&R », les équipements bois, pompes à chaleur sont transférés vers des équipements non-renouvelables, et les logements raccordés au réseau de chaleur passent au chauffage au gaz. Cette substitution d'équipement impacte la consommation d'énergie du secteur, ce qui est présentée sur la Figure 12. Sur les graphiques, les différences de consommation d'énergie par type d'équipement entre le scénario « sans nouvelles EnR&R » et le scénario historique sont présentées, en énergie finale pour les années 2010 et 2015.

On observe notamment que la réduction de production de chaleur par les pompes à chaleur et par les technologies au bois est compensée par une augmentation de la production de chaleur par des technologies fossiles conventionnelles et convecteurs électriques. Cet effet s'intensifie avec les années, en corrélation avec le développement des équipements renouvelables dans le parc résidentiel, et principalement dans les maisons individuelles.

On observe aussi que la baisse de consommation de chaleur dans les réseaux est compensée par l'augmentation de la consommation de gaz, notamment dans les logements collectifs. L'effet est marginal jusqu'aux années 2010, et s'intensifie sur la période 2010-2019.

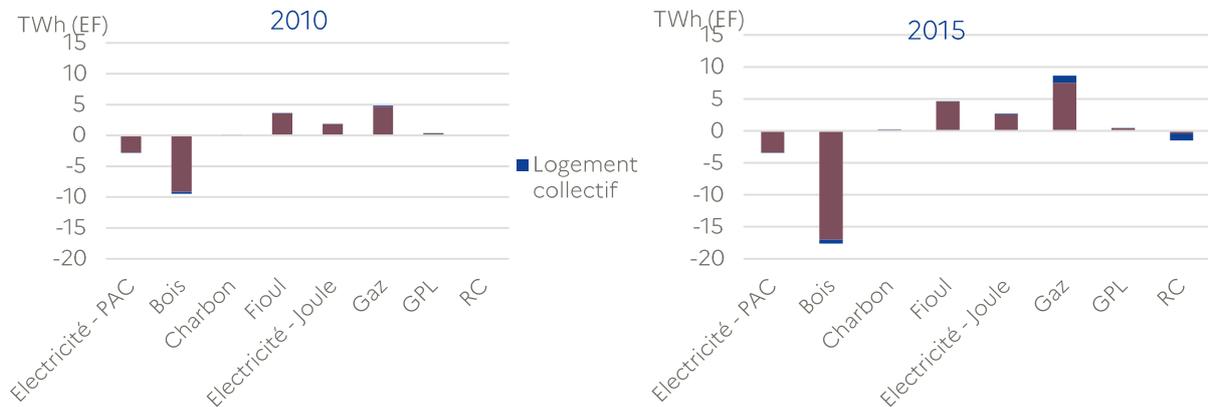


Figure 12 - Substitutions énergétiques dans le secteur résidentiel entre le scénario « sans nouvelles EnR&R » et de « référence » (PAC : Pompe à chaleur ; GPL : Gaz de pétrole liquéfié ; RC : Réseau de chaleur)

3.3.1.2. Substitutions énergétiques du volet chaleur

Les substitutions d'énergies liées au chauffage du secteur résidentiel sont récapitulées sur la Figure 13 où la consommation supplémentaire de combustibles fossiles sur l'ensemble de la période 2000-2020 est représentée. On observe notamment une forte consommation supplémentaire de gaz que ce soit dans les logements individuels et collectifs, ainsi que du fioul dans l'individuel. Le charbon et le GPL complètent les substitutions marginalement étant donné leur faible pénétration dans le mix d'équipement de chauffage sur la période étudiée. Au total, près de 81 TWh de gaz et 53 TWh de fioul sont économisées sur l'ensemble de la période dans les maisons individuelles et 11,3 TWh de gaz dans le collectif.

Pour le tertiaire, les substitutions se faisant uniquement sur les nouveaux sites raccordés au réseau de chaleur vers des équipements gaz, on observe une augmentation de la consommation de gaz dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (cf. Figure 13). Cette consommation de gaz augmente sur la période 2000-2020, en corrélation avec le développement des réseaux de chaleur dans le tertiaire, et atteint environ 2,5 TWh en 2020. Sur l'ensemble de la période, 16 TWh de gaz provenant du réseau sont économisées dans le tertiaire grâce au développement des réseaux de chaleur.

Le mix fossile du secteur industriel étant majoritairement composé de gaz, les substitutions de ce secteur sont aussi très portées par ce vecteur énergétique. Dans une moindre mesure, du charbon et du fioul sont aussi substitués dans l'industrie. Les volumes de combustibles renouvelables (bois, sous-produit du bois, liqueur noire et combustibles spéciaux renouvelables) développées sur la période 2000-2020 atteignant plusieurs dizaines de TWh (cf. Figure 13), les économies en combustibles fossiles atteignent les mêmes ordres de grandeur. Jusqu'à 13,1 TWh de gaz, 4,8 TWh de produits pétroliers et 3,1 TWh de charbon sont économisés sur une année (2016).

Concernant le solaire thermique, le transfert d'équipement vers les équipements de production d'eau chaude impacte peu la consommation directe de combustibles fossiles, étant donné que les ballons d'eau chaude électrique sont majoritaires dans le résidentiel et le tertiaire, et étant donnée les faibles volumes en jeu. Sur l'année 2019, le 1,1 TWh de production thermique de la filière a remplacé l'utilisation de 1 TWh d'électricité et 0,2 TWh de gaz notamment.

Pour les réseaux de chaleur, la consommation d'énergie (y compris la consommation d'énergie fossile) diminue dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » par rapport à la consommation historique étant donné que le développement des réseaux est figé à l'état de 2009 (cf. Figure 8 ou le mix de production des réseaux est fourni pour les deux scénarios étudiés). Sur le périmètre strict des réseaux de chaleur, le scénario « sans nouvelles EnR&R » a donc une consommation moindre d'énergies fossiles. Les logements

initialement raccordés au réseau de chaleur dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » passent toutefois d'un mix de chaleur composé en partie de chaleur renouvelable (38 % de la chaleur livrée par les réseaux est renouvelable en 2010, et 59 % en 2018), vers une production de chaudière au gaz donc un mix de chaleur uniquement au gaz. Le développement des réseaux de chaleur vient donc substituer de la consommation de gaz par un mix énergétique composé de productions renouvelables. Les augmentations de consommation de gaz correspondantes dans le tertiaire et le résidentiel sont reportées ci-dessous dans les secteurs correspondants.

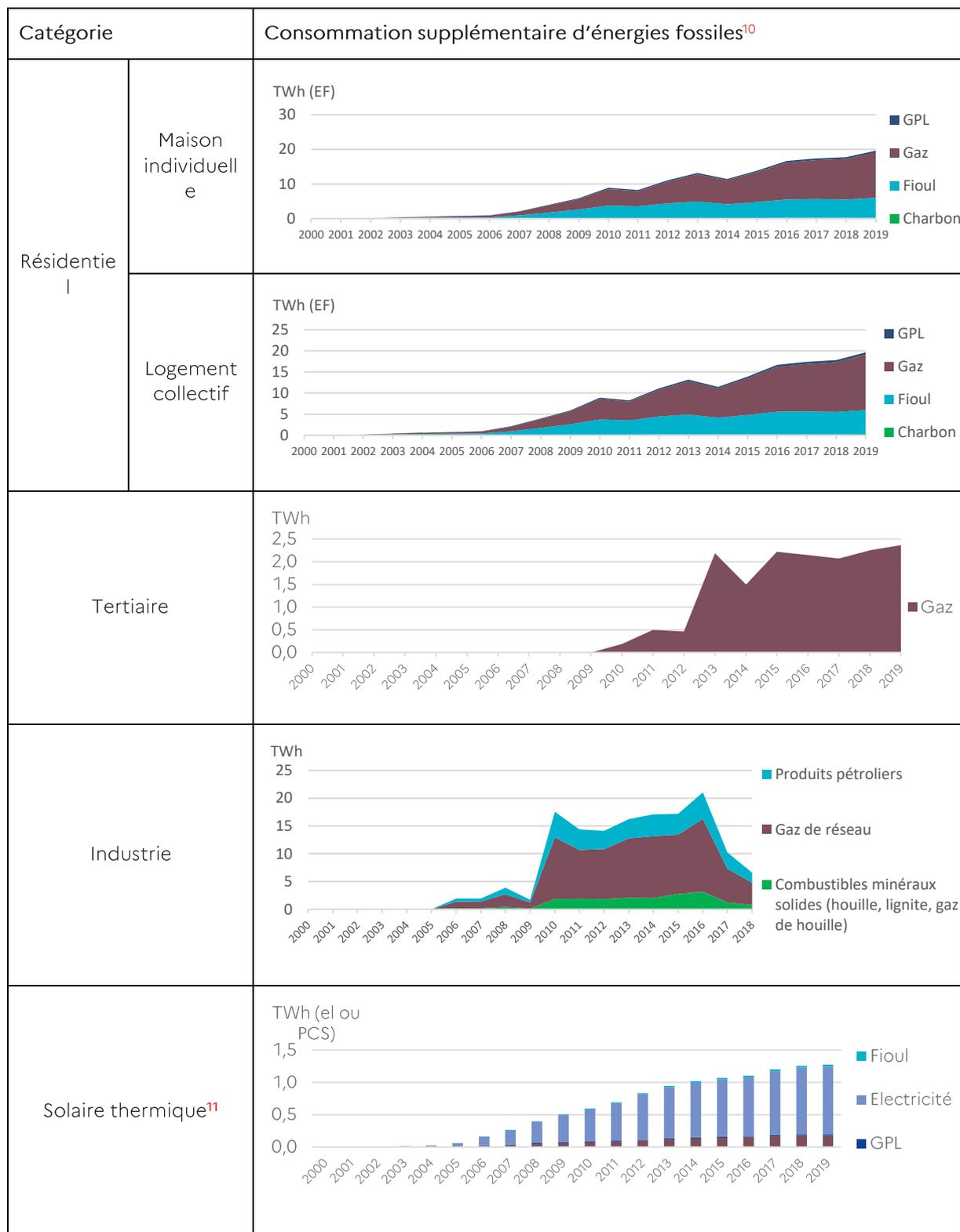


Figure 13 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (EF : Energie finale; el : électricité; PCS : pouvoir calorifique supérieur)

¹⁰ Les consommations supplémentaires d'énergies affichées n'intègrent pas les substitutions par de l'énergie électrique, afin d'éviter un double comptage lors de la lecture des graphiques de substitutions des volets Chaleur et Electricité (excepté pour le solaire thermique où la substitution par l'électricité est majoritaire).

¹¹ Les volumes sont exprimés en PCS ainsi qu'en électricité car le solaire thermique a remplacé en partie de la production ECS par ballon d'eau chaude électrique.

3.3.1.3. Impact sur la demande d'électricité

Les substitutions d'équipements de chauffage ont un impact sur la demande d'électricité du scénario « sans nouvelles EnR&R », avec deux effets opposés. D'une part, le transfert d'équipements renouvelables pour la production de chaleur et d'eau chaude sanitaire vers des équipements électriques tend à augmenter la demande d'électricité, et d'autre part, le non-développement des pompes à chaleur dans le scénario diminue la consommation d'électricité.

Au total, la consommation d'électricité est stable, voire diminue légèrement selon les années (cf. Figure 14). Pour l'année où l'effet est le plus accentué (2019), 3,7 TWh de chauffage électrique supplémentaire et 1 TWh de production d'eau chaude ne compensent pas les 5,7 TWh d'électricité consommés par les pompes à chaleur dans le scénario de référence.

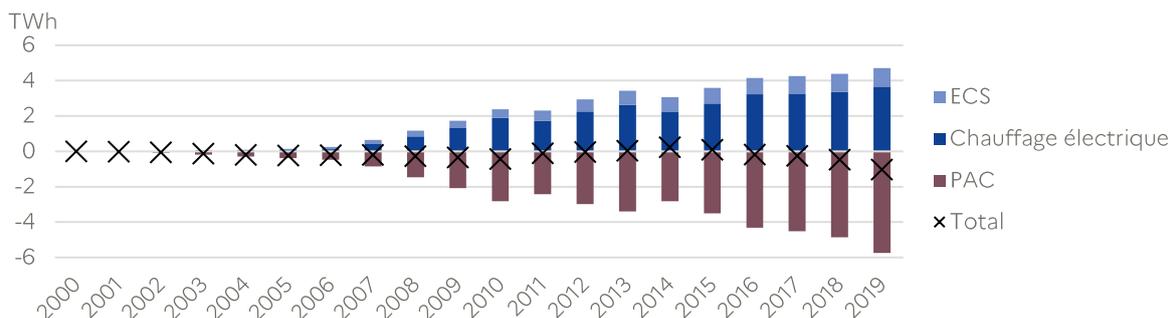


Figure 14 - Consommation supplémentaire d'électricité dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », en TWh (ECS : Eau chaude sanitaire ; PAC : Pompes à chaleur)

3.3.2. Electricité

Les effets du développement des énergies renouvelables électriques françaises sur la production française (thermique fossile, nucléaire, etc.) sont directement observés pour les années 2015 à 2019, ainsi que les impacts sur les niveaux d'import et d'export d'électricité. Les impacts sur les mix de production européens hors France sont ensuite déterminés à partir de l'identification de la technologie substituée, en se basant sur les prix de l'électricité et la technologie marginale. Enfin les tendances de substitutions observées sont projetées pour les années dont le fonctionnement horaire du système électrique n'a pas été modélisé, afin d'observer les substitutions du volet Electricité sur l'ensemble du périmètre.

3.3.2.1. Résultat des substitutions sur le mix français à partir des simulations horaires des années 2015 à 2019

Les effets du développement des énergies renouvelables sur le mix français sont présentés sur la Figure 15 pour les années 2015 et 2019. Pour ces deux années, le graphique représente la différence de production entre le scénario historique et le scénario « sans nouvelles EnR&R » par filière, et on observe donc la diminution de la production renouvelable notamment la production éolienne et solaire, et le remplacement par de la production non-renouvelable (nucléaire, gaz, charbon et imports/exports).

Ainsi, en 2019, la production d'électricité issue de solaire photovoltaïque est de 12 TWh moins importante dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » en 2019, ce qui constitue en réalité la totalité de la production photovoltaïque réalisée historiquement. La production éolienne quant à elle baisse de 33,7 TWh sur les 33,8 TWh de production totale de l'année 2019, et les autres filières renouvelables viennent compléter la baisse de production dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (biogaz, biomasse, CVE et hydraulique). Pour rappel, cette baisse de la production renouvelable est due au non-développement des capacités renouvelables à partir de 2000 dans le scénario (2009 pour les CVE).

Le manque de production renouvelable est substitué principalement par une hausse des imports nets (hausse des imports et baisse des exports) ainsi que par un surplus de production thermique, notamment gaz. La substitution par de la production nucléaire est nulle et celle par de la production charbon est très faibles. En 2019, les 53,7 TWh manquants de production renouvelable dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » sont remplacés par 44,1 TWh d'imports nets en plus et 8,5 TWh de production gaz. Ces imports nets supplémentaires provoqués par le non-développement des EnR&R représentent près de 80 % des exports nets française de 2019 [3].

Le lecteur attentif remarquera que production supplémentaire d'électricité n'atteint pas exactement le manque de production renouvelable, car la demande d'électricité est très légèrement inférieure dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », suite aux substitutions liées à la production de chaleur.

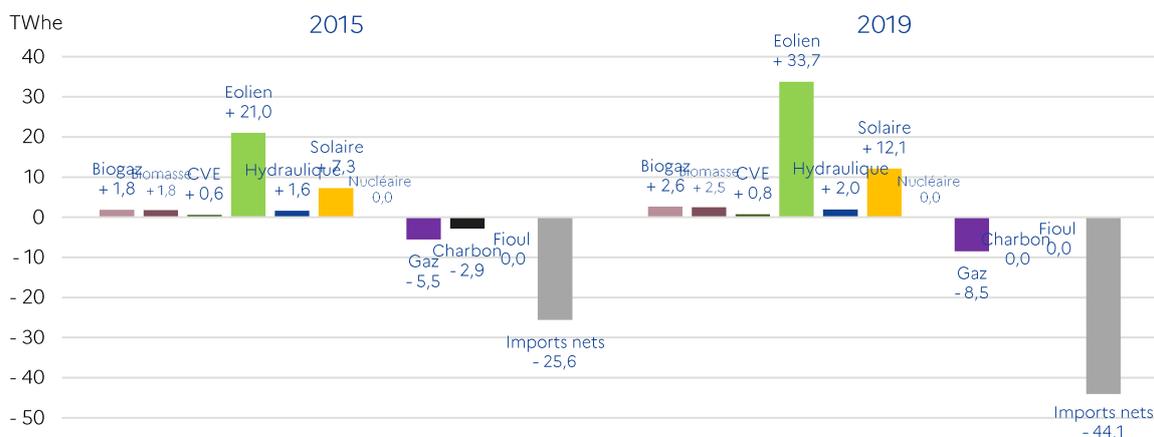


Figure 15 - Différentiel du mix de production d'électricité en France entre le scénario de référence et le scénario « sans nouvelles EnR »

3.3.2.2. Résultats des substitutions sur le mix européen

Les résultats des substitutions indiquent que le développement des énergies renouvelables en France induit une variation importante des échanges d'électricité avec les pays voisins, ce qui induit une des variations non-négligeable sur les productions chez les voisins européens.

Afin de déterminer quelle filière de production de nos pays voisins (filières bas-carbone, charbon, gaz à cycle combiné, turbine à combustion gaz et fioul) est impactée par le développement des énergies renouvelables en France, il est supposé que la technologie marginale de production est inchangée entre les scénarios étudiés. Pour cela, les prix de l'électricité des pays voisins sont utilisés (cf. Annexe B – Détermination de la technologie marginale de production à partir du prix de l'électricité pour le calcul des substitutions du système électrique sur la période 2000-2020 pour le détail des hypothèses), et l'historique des prix indiquent que la marginalité dans les pays voisins est essentiellement portée par les filières charbon/lignite ou gaz. Cette identification du producteur marginal se fait au pas de temps horaire pour chaque année simulée et se met en face des résultats horaires sur les exports et imports d'électricité dans les scénarios. Ainsi, on estime pour chaque MW importé supplémentaire et chaque MW exporté en moins par quelle technologie il aurait été remplacé.

Les effets du développement des énergies renouvelables sur le mix électrique européen (hors France) sont présentés sur la Figure 16 pour l'année 2019. Le graphique représente la différence d'exports nets entre la France et les pays voisins entre le scénario historique et le scénario « sans nouvelles EnR&R » ainsi que la baisse de production des filières européennes. Les filières gaz et charbon sont principalement impactées, puisque ces deux moyens de production sont historiquement les technologies marginales du système électrique européen la majeure partie du temps.

Ainsi le développement des énergies renouvelables en France a permis l'export de 44,1 TWh d'électricité décarbonée supplémentaire en France, ce qui a permis d'éviter la production de 24,8 TWh par les centrales gaz européennes et 19 TWh par les centrales charbon et lignite.

En résumé, la production renouvelable développée en France entre 2000 et 2019 a remplacé exclusivement de la production thermique, en France ou à chez nos voisins européens, ce qui rejoint les résultats des bilans « carbone » du mix électrique réalisés par RTE [8] : l'augmentation de la production éolienne et solaire en France se traduit par une réduction de l'utilisation des moyens de production thermique en France et dans le reste de l'Europe.



Figure 16 - Substitutions dans le mix des systèmes électriques européens en 2019

3.3.2.3. Projection des résultats sur les années antérieures (2000-2014)

A partir des substitutions observées sur le système électrique entre 2015 et 2019, les tendances de remplacement de la production renouvelable sont extrapolées pour les autres années de la période étudiée, c'est-à-dire 2000-2014. Les substitutions moyennes sur la période 2015-2019 sont présentées dans le Tableau 3.

Tableau 3 - Substitutions moyennes dans le système électrique entre 2015 et 2019

	Nucléaire en France	Charbon en France	Gaz en France	Fioul en France	Imports nets	dont EnR&R/ nucléaire	dont charbon	dont gaz naturel	dont fioul
Quantité d'électricité évitée par l'ajout d'un MWh d'électricité renouvelable (MWh)	-	0,04	0,14	-	0,82	-	0,34	0,48	-

La réutilisation de ces facteurs de substitutions pour la période 2000-2014 se justifie notamment par le fait que les technologies thermiques sont restées marginales la plupart du temps sur la période (ce que l'on peut constater en regardant par exemple des données de prix de l'électricité), et par le fait que les volumes d'EnR&R concernés sont plus faibles que sur 2015-2019, réduisant par la même le risque de surplus d'énergie décarbonée (EnR&R ou nucléaire) à une heure donnée.

Ainsi les substitutions sont déterminées selon la méthode suivante pour les années 2000-2014 :

- Le facteur de substitution par des imports est fixé pour chaque année à 0,87 MWh fossile /MWh d'électricité renouvelable (dont 0,39 MWh de charbon / MWh d'électricité renouvelable et 0,48 MWh de gaz naturel / MWh d'électricité renouvelable).
- Le facteur de substitution par le nucléaire français est fixé à 0 et ceux du charbon et du gaz français sont fixés respectivement à 0,04 et 0,14 MWh d'électricité fossile /MWh d'électricité renouvelable.

Les substitutions liées au développement des énergies renouvelables électriques sont représentées sur la Figure 17 pour l'ensemble du périmètre de l'étude. On observe notamment le développement de la production renouvelable française, ainsi que les substitutions principalement portées par une réduction des exports d'électricité et une diminution de la production thermique fossile en France.

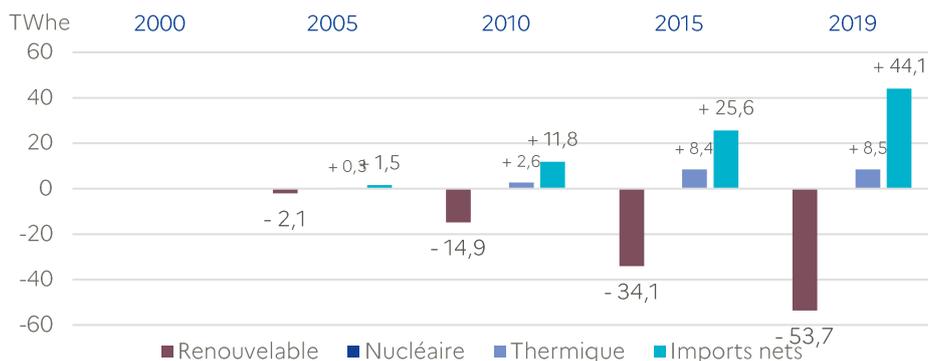


Figure 17 - Evolution des substitutions du système électrique français

3.3.2.4. Bilan en termes de consommation d'énergie fossile

A partir des substitutions sur la production d'électricité, des consommations évitées de combustibles fossiles sont déterminées en utilisant des rendements liés à la production d'électricité (Cf. Annexe A – Rendements pour plus de détails sur les rendements utilisés dans l'étude). L'évolution des consommations évitées sur la période historique est présentée en Figure 18, et on retrouve notamment que le développement des énergies renouvelables électriques a permis d'économiser majoritairement des combustibles fossiles pour nos pays voisins européens.

En effet, les technologies renouvelables de production d'électricité ont permis de diminuer l'utilisation de combustibles fossiles en France de 15 TWh de gaz et 0,1 TWh de charbon en 2019, et ont permis l'économie dans le reste de l'Europe de 58 TWh de gaz et 50 TWh de charbon la même année.

En cumulé sur l'ensemble de la période 2000-2019, l'utilisation de plus de 84 TWh de gaz et 36 TWh de charbon a été évitée en France suite grâce au développement des renouvelables françaises, ainsi que respectivement 383 TWh et 304 TWh de gaz et de charbon dans les pays voisins.

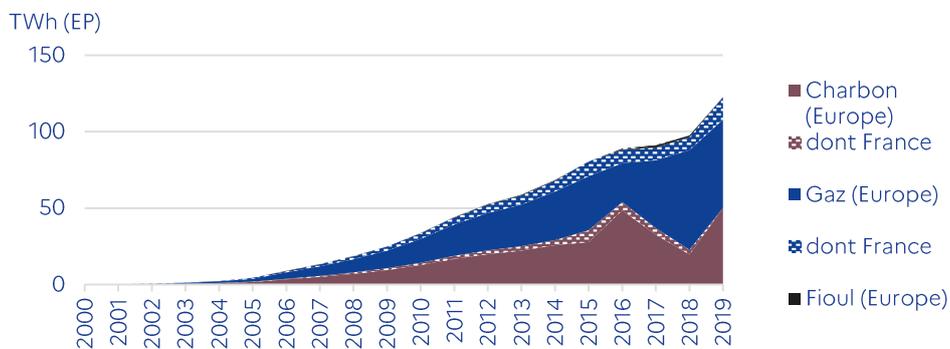


Figure 18 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R »

3.3.3. Biogaz

En ce qui concerne les substitutions énergétiques liées au développement du biogaz français, le biogaz utilisé pour la production directe d'énergie a été traité dans les sections correspondant aux volets Electricité et Chaleur. Pour le biogaz injecté dans les réseaux (après épuration en biométhane), il est supposé substitué par du gaz naturel dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », dont les volumes de consommation supplémentaire sont présentés sur la Figure 19.

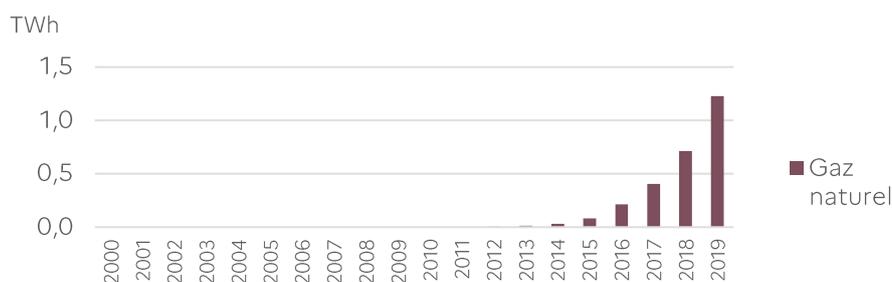


Figure 19 - Consommation supplémentaire de gaz naturel dans les réseaux de gaz dans le scénario « sans nouvelles EnR&R »

3.3.4. Biocarburants

Le développement des biocarburants français a impacté principalement la consommation de carburants fossiles en France, et notamment celle du gazole comme le montre la Figure 20 (à gauche). Sur les graphiques, les consommations supplémentaires de carburants fossiles entre le scénario « sans nouvelles EnR&R » et le scénario historique sont présentées pour la France. Au total, près de 228 TWh de gazole et 51 TWh d'essence ont été économisés sur la période 2000-2020 en France.

Puisque la France est aussi un pays exportateur de biocarburants, le développement des biocarburants a eu un effet sur l'utilisation de carburants fossiles dans les autres pays d'Europe, comme on peut le voir aussi sur la Figure 20 (à droite). Les volumes de carburants évités sont plus faibles que sur le périmètre France, mais représentent jusqu'à 29,6 TWh d'essence et 25,9 TWh de gazole sur l'ensemble de la période.

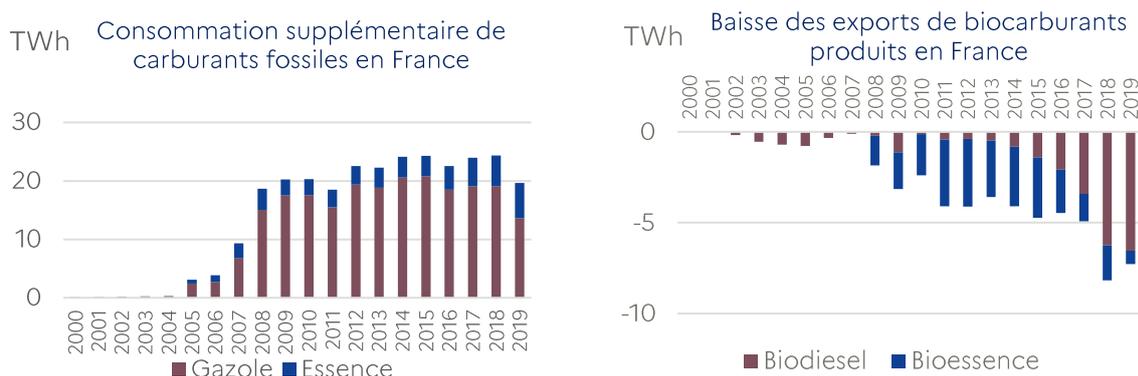


Figure 20 - Impact du développement des EnR&R en France sur la filière carburants :
 (Gauche) Consommation supplémentaire de carburants fossiles dans le scénario « sans nouvelles EnR&R »
 (Droite) Baisse des exports de biocarburants produits en France dans le scénario « sans nouvelles EnR&R »

3.4. Réduction des émissions de GES et bénéfices économiques

3.4.1. Consommation supplémentaire de combustibles fossiles

Les substitutions énergétiques sur l'ensemble du périmètre étudiée (2000-2019) sont présentées sur la Figure 21, en distinguant les consommations évitées par combustible en France et dans le reste de l'Europe. Ces consommations intègrent toutes les substitutions déterminées par secteur (électricité, chaleur, biocarburants et injection de biogaz dans le réseau).

En cumulé sur la période 2000-2019, le développement des EnR&R en France a permis d'éviter l'utilisation de 722 TWh de combustibles fossiles en France (dont 51 % de pétrole et produits pétroliers, 40 % de gaz et 9 % de charbon) **et de 746 TWh dans le reste de l'Europe** (dont 8 % de pétrole et produits pétroliers, 51 % de gaz et 41 % de charbon).

En 2019, le développement des EnR&R en France a permis l'économie de 63 TWh de combustibles fossiles en France, ce qui représente 5 % de la quantité d'énergie fossile consommée cette même année¹². De plus, l'utilisation de 115 TWh de combustibles fossiles a été évitée dans les pays voisins.

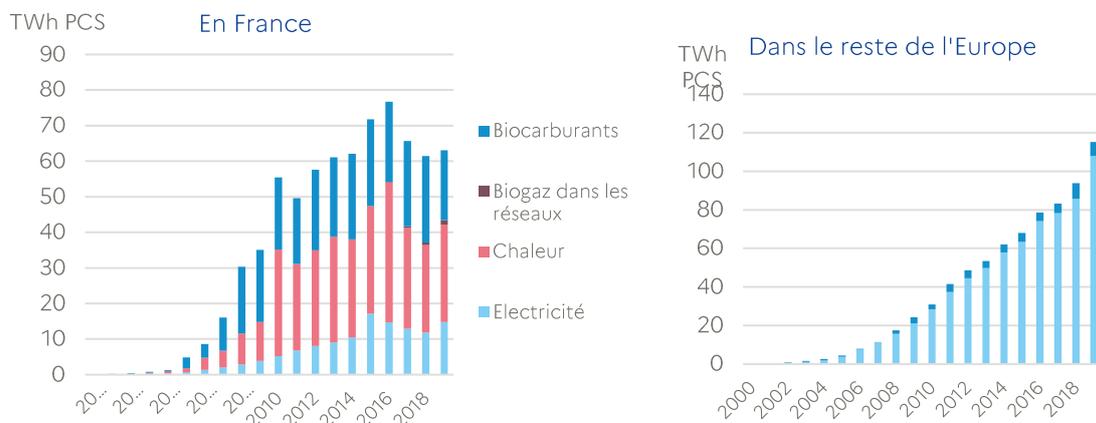


Figure 21 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en France et dans le reste de l'Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », distinguée par volet énergétique

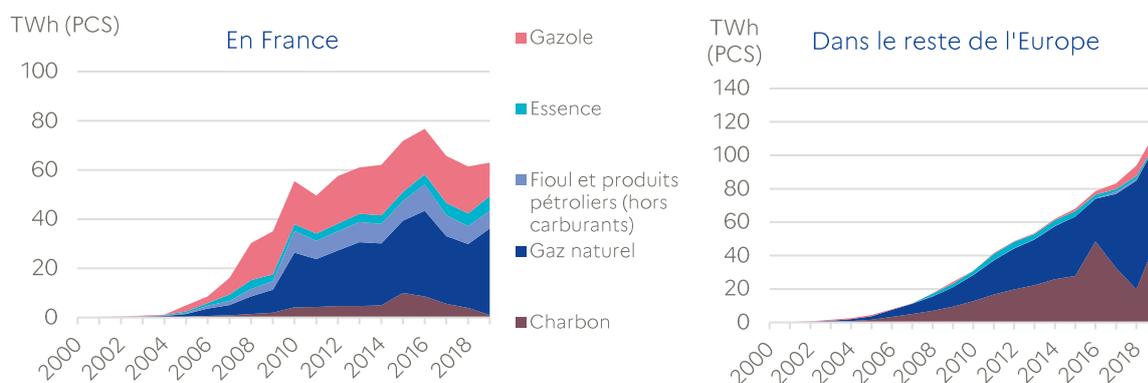


Figure 22 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en France et dans le reste de l'Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », distinguée par combustible

3.4.2. Réduction des émissions de gaz à effet de serre

A partir de l'ensemble des substitutions énergétiques liées au développement des énergies renouvelables en France sur la période 2000-2019, les émissions de GES sur l'ensemble du cycle de vie (émissions liées à la combustion et émissions amont) sont déterminées à partir des facteurs d'émissions présentés Tableau 1. Le bilan est présenté sur la Figure 23 où on peut observer les émissions évitées par la substitution des énergies fossiles, et les émissions induites par le développement des énergies renouvelables.

En cumulé sur la période 2000-2019, nous estimons que le développement des EnR&R en France a permis d'éviter 371 millions de tCO_{2eq} :

- **206 millions de tCO_{2eq}** liées aux combustibles fossiles ont été évitées sur les territoires français.
- **220 millions de tCO_{2eq}** liées aux combustibles fossiles ont été évitées dans le reste de l'Europe grâce aux exports d'électricité renouvelable et de biocarburants.
- **55 millions de tCO_{2eq}** ont été émis par le développement des EnR&R (dont respectivement 71%, 16% et 4% liés aux biocarburants, à la biomasse solide et au biogaz, et 9% liés aux EnRs).

¹² Environ 1320 TWh de combustibles fossiles (pétrole, gaz et charbon) sont estimés consommés dans les séries longues des bilans énergétiques du SDES [16].

électriques (hors bioénergies), hors prise en compte des incidences sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes en particulier via des changements d'affectation des sols.

Pour l'année 2019, nous estimons que le développement des EnR&R en France a permis d'éviter 46 millions de tCO_{2eq} :

- **16,9 millions de tCO_{2eq} liées aux combustibles fossiles ont été évitées sur le territoire français, pays** ce qui représente l'équivalent de **4,2%** des émissions totales de gaz à effet de serre en France en 2019, que le SDES estime à 405 millions de tCO_{2eq}.
- **34,3 millions de tCO_{2eq} liées aux combustibles fossiles ont été évitées dans le reste de l'Europe** grâce aux exports d'électricité renouvelable et de biocarburants .
- **5,3 millions de tCO_{2eq} ont été émises par le développement des EnR&R, hors prise en compte des incidences sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes en particulier via des changements d'affectation des sols.**

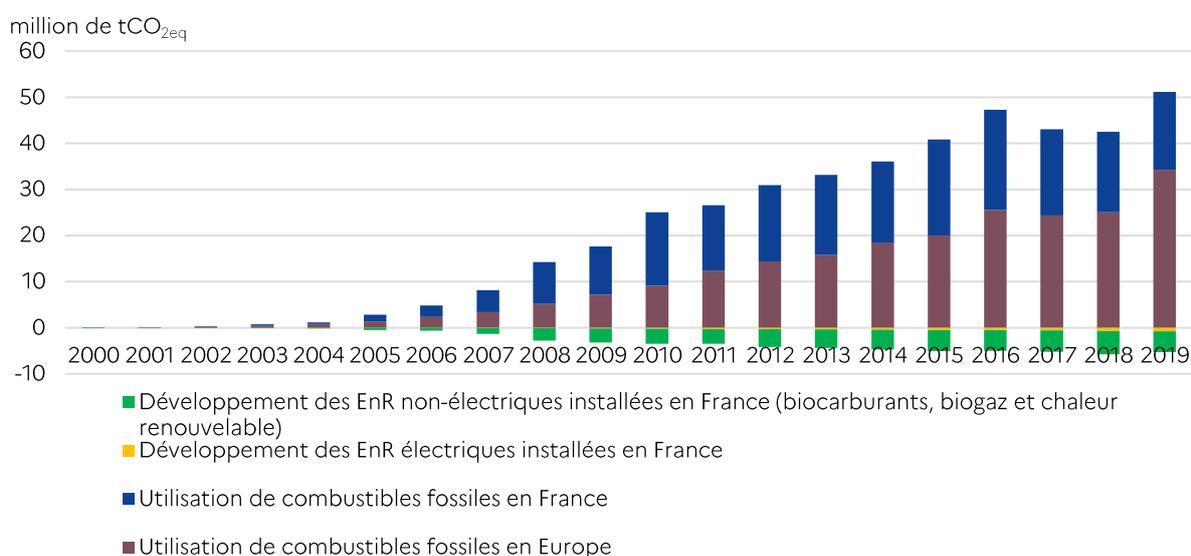


Figure 23 - Emissions de GES évitées par la substitution de combustibles fossiles et émissions de GES générées par le développement des énergies renouvelables en France entre 2000 et 2019. Les valeurs positives correspondent aux émissions évitées et les valeurs négatives aux émissions générées. Les incidences sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes, notamment via des changements d'affectation des sols, ne sont pas pris en compte dans le calcul.

Sensibilité des résultats à la prise en compte des incidences sur la sa séquestration de carbone dans les écosystèmes : le cas des changements d'affectation des sols liés aux biocarburants conventionnels

Le bilan environnemental des biocarburants sur la période 2000-2019 est présenté sur la Figure 24 où les émissions évitées par la substitution de carburants fossiles sont présentées, ainsi que les émissions générées par la production de biocarburants en France dans le cadre de 3 scénarios sur leurs facteurs d'émissions liés au changement d'affectation des sols: « sans CAS », « optimiste », « maximal ».

Sans prise en compte du changement d'affectation des sols (scénario sans CAS), les émissions liées à la production des biocarburants représentent l'équivalent de 37% des émissions liées aux combustibles qu'ils ont permis d'éviter sur la période 2000-2019, soit 39,5 millions de de tCO_{2eq} émises contre 105,9 millions de tCO_{2eq} évitées en France et en Europe. Le bilan est donc positif. Ce résultat se retrouve logiquement amélioré dans pour le scénario « CAS optimiste », avec soit 21,7 millions de de tCO_{2eq} émises contre 105,9 millions de tCO_{2eq} évitées en France et en Europe. Ce scénario fait en effet l'hypothèse qu'une valorisation optimale des co-produits des filières de biocarburants (ex : tourteau de colza, drèches) permet de substituer du soja importé utilisé en alimentation animale, et *in fine* d'afforester des parcelles initialement cultivées en soja.

Néanmoins, avec un facteur d'émission considérant un déplacement systématique des cultures alimentaires affectées par le développement des biocarburants sur des écosystèmes riches en carbone (CAS maximal), les émissions liées au développement des biocarburants sont estimées à 263,6 millions de

tCO_{2eq}. Le bilan GES sur la période 2000-2019 des biocarburants devient largement négatif avec des émissions nettes à hauteur de 157,7 millions de tCO_{2eq}.

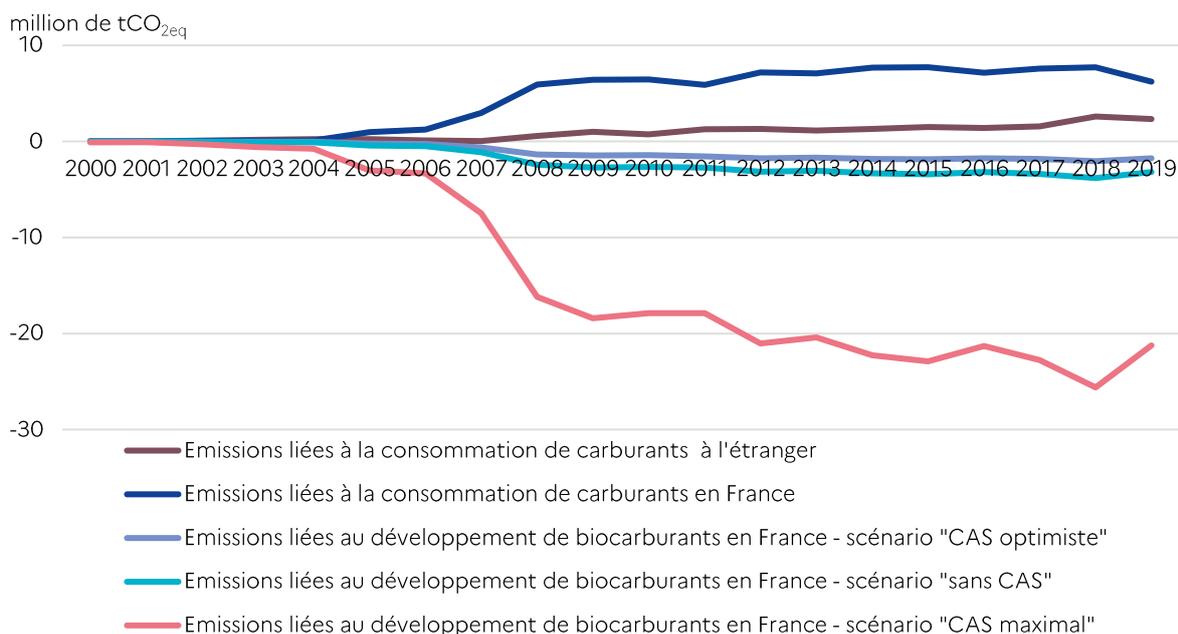


Figure 24 - Émissions de GES évitées par la substitution de carburants fossiles via des biocarburants français et émissions de GES générées par le développement des biocarburants en France entre 2000 et 2019. Les valeurs positives correspondent aux émissions évitées et les valeurs négatives aux émissions générées. Les changements d'affectation des sols sont pris en compte selon 3 scénarios permettant d'explorer la gamme des possibles : « optimiste », « sans CAS » et « CAS maximal » sur la base de valeurs disponible dans la base carbone de l'ADEME (version 20.2).

Cette analyse de sensibilité met en avant l'enjeu de préciser les facteurs d'émissions dans le cas des biocarburants produits en France et de donner un cadre réglementaire robuste limitant les risques de changements d'affectation des sols. Ainsi, la directive 2018/2001/UE du 11 décembre 2018 et le règlement délégué du 19 mars 2019 prévoient que la part de biocarburants conventionnels ne peut dépasser 7 % de la consommation finale d'énergie dans le secteur des transports et que cette limite sera abaissée de 7 à 0 % entre le 31 décembre 2023 et le 31 décembre 2030 pour ceux dont il n'est pas démontré qu'ils présentent un faible risque de changement d'affectation des sols indirects.

3.4.3. Bénéfices économiques

Les bénéfices économiques liés au développement des énergies renouvelables sur la période historique sont affichés sur les Figure 25 et Figure 26, où les coûts évités en combustible en France et à ailleurs en Europe sont développés. Ces coûts sont déterminés en appliquant un coût unitaire des combustibles aux consommations supplémentaires d'énergies fossiles dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (cf. Section 2.1.3 pour la méthodologie du calcul des bénéfices économiques). De plus, les effets du développement des renouvelables sur la balance commerciale française sont proposés, en détaillant le gain économique liés aux exports d'électricité d'origine renouvelable et de biocarburants français.

En cumulé sur la période 2000-2019 :

- **En France, près de 22 milliards d'EUR₂₀₁₉ ont été économisés par la diminution des imports de combustibles fossiles.** Le développement des biocarburants est responsable de 49 % de cette économie, suivie par la chaleur renouvelable (39 %) et l'électricité (11 %), le reliquat étant porté par l'injection de biogaz dans le réseau.
- De plus, **nos voisins européens ont vu leur facture d'énergie fossile se réduire de 16 milliards d'EUR₂₀₁₉ sur la période** grâce au développement et à l'exportation des EnR&R françaises. Il s'agit à 87 % de l'export d'électricité et à 13 % de l'export de biocarburants.

Sur l'année 2019 :

- **En France, les importations évitées en combustible fossiles s'élèvent à hauteur de 1,6 milliards d'EUR₂₀₁₉ en France.** A titre de comparaison, le SDES estime à 45 milliards¹³ d'EUR₂₀₁₉ la facture énergétique de la France liée à l'achat de combustible fossiles sur cette année 2019. Ainsi l'économie réalisée par le développement des EnR&R représente environ 3 %.
- **De plus la production d'EnR&R française a permis de réduire la consommation en énergie fossile à hauteur de 2,4 milliards d'EUR₂₀₁₉ pour nos voisins européens.**

Le développement des énergies renouvelables a aussi permis de diminuer la facture énergétique française en permettant **d'exporter de l'électricité vers nos voisins européens** (cf. Annexe B – Détermination de la technologie marginale de production à partir du prix de l'électricité pour le calcul des substitutions du système électrique sur la période 2000-2020), **ainsi que des biocarburants** (voir section 3.3.4).

- **En cumulé entre 2000 et 2019, les exports nets supplémentaires permis par le développement des EnR&R électriques ont rapporté l'équivalent de 13 milliards EUR₂₀₁₉ à la France.** Le développement des biocarburants a quant à lui rapporté 5 milliards EUR₂₀₁₉ suite au développement des biocarburants.
- **En 2019, les exports nets d'électricité supplémentaires rapportent 1,9 milliards d'EUR₂₀₁₉ à la France.** Pour comparaison, selon le SDES, les exports réels en 2019 se chiffraient à 2,7 milliards d'euros alors que les imports réels s'élevaient à 0.7 milliards d'euros soit un gain net sur la balance commerciale française de 2 milliards d'euros.

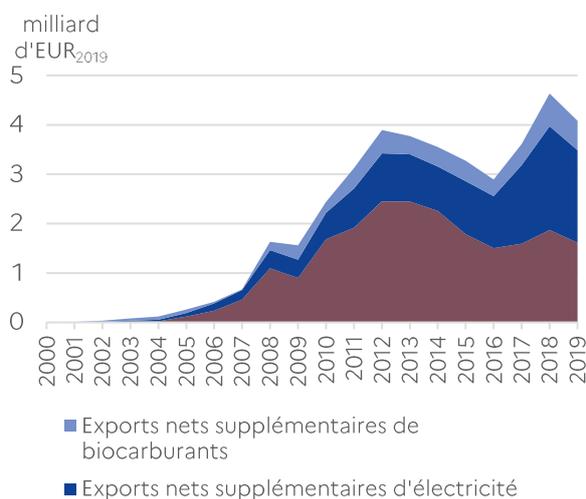


Figure 25 - Bénéfices économiques en France liés au développement des EnR&R sur la période 2000-2019

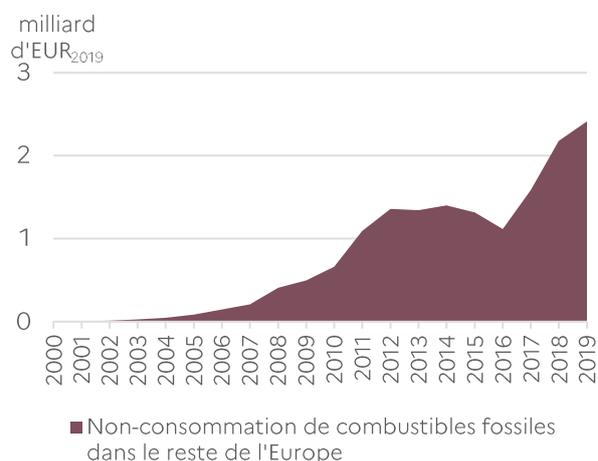


Figure 26 - Economie de combustibles fossiles ailleurs en Europe permise grâce au développement des EnR&R en France entre 2000 et 2019

¹³ Dont 35 milliards pour le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés, 9 milliards pour le gaz naturel, et 1 milliard pour le charbon.

4. Impact du développement des EnR&R sur la période 2020 - 2028

La deuxième étape de cette étude est de déterminer l'impact de la réalisation des trajectoires prévues par la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) sur la période 2020 – 2028. Pour cela, comme pour la phase rétrospective, deux scénarios sont comparés :

- « Scénario PPE », ou scénario « avec EnR&R ». Ce scénario reposera sur des hypothèses directement fournies par la PPE, ou permettant d'atteindre les objectifs qui y sont inscrits.
- Scénario « sans nouvelles EnR&R ». Ce scénario est caractérisé par l'absence de développement des énergies renouvelables après l'année 2020.

Dans cette partie sont détaillés les objectifs donnés par la PPE, la construction des deux scénarios considérés ainsi que les hypothèses de modélisation utilisées. Les différences observées entre les deux scénarios sont analysées afin de déterminer les substitutions énergétiques obtenues. Des indicateurs économiques et environnementaux sont aussi calculés de manière à quantifier les bénéfices du développement des énergies renouvelables lors de cette période. Enfin, une variante considérant des coûts des combustibles fossiles et du CO₂ différents est aussi réalisée pour analyser la sensibilité des indicateurs.

Attention, dans cette partie, tous les résultats et notamment les incidences sur les émissions de gaz à effet de serre et les indicateurs économiques sont donnés en différentiel par rapport au scénario de référence où on considère que les EnR&R ne se sont plus développés après 2020. Les estimations ne mettent donc pas en avant la totalité des bénéfices liés au développement des EnR&R depuis que les premières unités ont été installées.

4.1. Evolution des énergies renouvelables prévue par la PPE

La PPE prévoit d'importantes évolutions dans le secteur des énergies renouvelables d'ici 2028, qui sont détaillées énergie par énergies dans cette section. L'absence d'objectif précis pour certaines filières a donné lieu à des hypothèses spécifiques détaillées ci-dessous.

Pour la plupart des filières considérées, la PPE fournit un objectif pour l'année 2023 et une fourchette pour l'année 2028 : la moyenne entre les objectifs haut et bas de la PPE est alors retenue.

4.1.1. Chaleur

Les technologies de production renouvelable de chaleur considérées ici sont la filière bois énergie, les pompes à chaleur, la géothermie profonde, le solaire thermique, les chaudières à biogaz, les centres de valorisation énergétique et la chaleur de récupération. Les objectifs PPE de ces filières sont récapitulés dans le Tableau 4.

Concernant la filière **bois énergie**, la PPE fait la distinction entre la chaleur domestique et la chaleur produite hors ménages. La PPE estime que le nombre d'équipements bois installés dans les ménages continuera d'augmenter et atteindra 10,75 millions en 2028 (contre 7,5 millions en 2017 et 9,5 millions en 2023), malgré une stabilisation de la production de chaleur, qui traduit une amélioration de l'efficacité énergétique des bâtiments. La chaleur produite hors ménages sera, elle, multipliée par plus de deux.

Selon la prévision moyenne de la PPE pour 2028, la production de chaleur via des **pompes à chaleur** atteindra 1,4 fois la quantité produite en 2019.

Concernant la production de chaleur issue de **géothermie profonde**, la PPE estime qu'elle sera multipliée par plus de deux d'ici la fin de la période, en passant de 1,9 TWh produits en 2019 à l'objectif (moyen) de 4,5 TWh pour 2028.

La production de chaleur par **solaire thermique** augmentera plus doucement, atteignant 2,2 TWh produits en 2028.

La PPE anticipe une importante évolution de la production de chaleur par **biogaz**, hors injection de biométhane dans les réseaux. Elle sera multipliée par près de 6,5 entre 2019 et 2028, soit 4 TWh de chaleur produite supplémentaires.

Concernant les **Centres de Valorisation Énergétique (CVE)**, il n'existe pas d'objectif quantitatif de production d'énergie dans la PPE, mais des ordres de grandeur sont tout de même évoqués concernant la valorisation énergétique des déchets (en 2028 : 15 à 18 TWh de production de chaleur et 2,3 TWh de production d'électricité à partir des CVE). De plus, des objectifs sur l'amélioration de la récupération de chaleur dans les CVE existants sont toutefois indiqués dans la PPE.

En effet, la PPE fournit également des objectifs concernant la **chaleur de récupération** dans les réseaux, constituée d'une part de chaleur fatale industrielle, et de l'autre de l'amélioration des CVE et du développement de la chaleur issue des combustibles solides de récupération. Selon la PPE, la première composante représentera 0,84 TWh en 2023, soit un doublement par rapport à 2016, et 2,7 TWh en 2028. L'amélioration des CVE constituera une augmentation de la chaleur produite par la filière de 3,6 TWh en 2023 et 6,1 en 2028. Au total, la chaleur de récupération passera de 3 TWh de chaleur produite en 2016 à 4,5 en 2023 et 8,8 en 2028.

Tableau 4 - Production de chaleur renouvelable : historique et objectifs PPE (en TWh)

Production de chaleur en TWh	Historique [5]		Objectifs PPE	
	2018	2019	2023	2028 (moyenne)
Biomasse solide (hors ménages)	37,5	-	65	83
Pompes à chaleur	30,2	33,9	39,6	48
Géothermie profonde	1,9	1,9	2,9	4,5
Solaire thermique	1,2	1,2	1,8	2,2
Biogaz	0,76	0,9	3,4	4,9

4.1.2. Electricité

Les technologies de production renouvelable d'électricité étudiées sont l'hydraulique, le solaire photovoltaïque, l'éolien (terrestre et marin), les bioénergies (biogaz, biomasse et CVE), les énergies marines renouvelables et la géothermie profonde très haute énergie. Les objectifs de capacités installées pour ces filières sont récapitulés dans le Tableau 5.

Le **solaire photovoltaïque** et l'**éolien terrestre** continueront leur importante évolution observée lors des vingt dernières années. On verra aussi l'apparition des premiers parcs d'**éoliennes marines** en France.

La capacité **hydraulique** augmente légèrement par rapport à l'historique, principalement portée par une augmentation de la petite hydro.

Concernant les **bioénergies**, les objectifs de la PPE concernent uniquement les centrales à cogénération, et prévoient une augmentation par rapport à l'historique. Ainsi, la PPE espère voir tripler la capacité de production d'électricité des centrales à cogénération biogaz d'ici 2028, par rapport à 2016.

La PPE ne prévoit pas d'évolution particulière concernant le reste des filières renouvelables de production d'électricité, à savoir la **géothermie profonde** et les **EMR**.

Tableau 5 - Objectifs PPE concernant les capacités installées de production renouvelable d'électricité en France

Capacités installées en GW	2016	Objectif PPE	
		2023	2028
Solaire PV	7	20,1	39,6
Eolien terrestre	11,7	24,1	33,5
Eolien en mer	0	2,4	5,7

Hydraulique	25,3	25,7	26,6
Bois & CVE (cogénération)	0,59	0,8	0,8
Biogaz (cogénération)	0,11	0,27	0,37

4.1.3. Biogaz

La PPE anticipe une importante augmentation de la consommation de biogaz en France dans la période prospective. Ainsi, la consommation de biogaz en France sera multipliée par 5 en 12 ans, en passant de 5,4 TWh en 2016 à 14 en 2023, et 28 TWh en 2028.

L'augmentation est principalement portée par le développement de l'injection dans le réseau, après épuration en biométhane, qui devrait représenter jusqu'à 64 % du volume total de biogaz en France en 2028, pour 7 % en 2019.

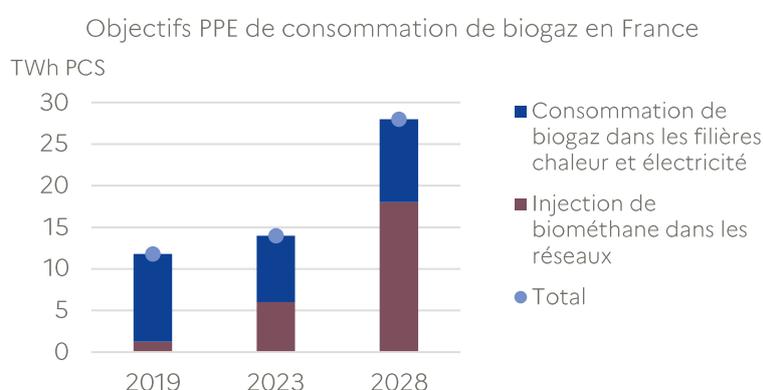


Figure 27 - Objectifs PPE de consommation de biogaz en France, en TWh PCS

4.1.4. Biocarburants

Les biocarburants de première génération ayant déjà atteint le taux maximal autorisé par la réglementation européenne, la PPE ne prévoit pas d'augmentation de cette filière, mais une stabilisation à 7 % du mix carburant liquide consommé en France.

La PPE prévoit par contre un développement des biocarburants avancés, qui n'entrent pas en concurrence avec la production alimentaire, et ne sont pas plafonnés. Ces biocarburants avancés devraient atteindre 3,5 % du mix carburant liquide consommé en France en 2028.

Tableau 6 – Objectifs PPE pour le mix de consommation de carburant liquide

PPE - Mix de carburants liquides (TWh)		2023	2028
Essence	Fossile	84	79
	Renouvelable 1G	6	6
	Renouvelable (avancés)	2	3
Diesel	Fossile	294	233
	Renouvelable 1G	22	18
	Renouvelable (avancés)	3	8

Concernant les biocarburants ne faisant pas partie des catégories 1^{ère} génération ou avancé, par exemple l'éthanol de résidus sucriers et amidonniers, la PPE ne propose pas d'objectif spécifique, ou de trajectoire de développement. Ces biocarburants représentent moins de 1 % du mix de carburant liquide consommé en France en 2019 [10]. On considère dans l'étude que leur volume ne croît pas.

4.2. Hypothèses de modélisation et construction des scénarios

Sur l'ensemble du périmètre étudié, le scénario PPE est construit en se basant sur l'objectif 2023 et la moyenne des objectifs 2028, qui sont ensuite linéarisés entre les années 2020 et 2023 puis 2023 et 2028.

4.2.1. Chaleur

De manière analogue à la phase prospective, les quatre secteurs du système de chaleur (résidentiel, tertiaire, industrie et réseaux de chaleur) sont étudiés un par un afin de prendre en compte les variations de leur mix énergétique. De façon plus générale, les principes méthodologiques de la phase 2000 – 2020 sont conservés et appliqués sur la période 2020 – 2028, sauf mention spécifique.

4.2.1.1. Secteurs résidentiel et tertiaire

Modélisation de la chaleur résidentielle et tertiaire dans le scénario de référence

Le scénario PPE prend en compte l'augmentation du nombre d'équipements PAC et solaire thermique, ainsi que l'augmentation du chauffage au bois dans le résidentiel, comme illustrée en Tableau 4. La PPE projette également la croissance du nombre de logements et sites tertiaires raccordés au réseau de chaleur.

Le scénario de référence assimile les rénovations énergétiques prévues par la PPE, qui affectent les consommations unitaires des équipements résidentiels. Cette rénovation est intégrée au travers d'un coefficient d'efficacité énergétique basé sur les valeurs de la PPE, à savoir une réduction de consommation unitaire des équipements de 0,7 %/an entre 2020 et 2023 et de 2,2 %/an entre 2023 et 2028.

Concernant le résidentiel, la distinction entre maison individuelle (MI) et logements collectifs (LC), ainsi que la distinction entre équipement principal et équipement d'appoint, sont conservées, de manière similaire à la phase rétrospective, afin de prendre en compte les spécificités des mix d'équipement. La PPE ne fournissant pas d'hypothèse sur les clés de répartition entre MI et LC, les proportions historiques sont conservées.

Pour les équipements bois d'appoint, on suppose que le non-développement de ces équipements entraîne une production de chaleur supplémentaire par les équipements principaux plutôt que le remplacement par un autre équipement d'appoint, hypothèse similaire aux substitutions de la phase rétrospective.

Hypothèses du scénario « sans nouvelles EnR&R »

Dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », le nombre d'équipements PAC, solaire thermique et bois dans le résidentiel est fixé à 2020. Afin de pallier au manque de production et de maintenir l'équilibre offre-demande, ces équipements sont remplacés par le mix d'équipement hors EnR&R de 2020. Les taux de pénétration des EnR&R dans le tertiaire sont également figés à leurs niveaux de 2020 mais sont cette fois-ci remplacées par le mix moyen hors EnR&R de production de chaleur de 2020.

Comme pour la phase prospective, l'efficacité énergétique (efficacité des équipements, rénovations, etc.) reste la même dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » afin que la comparaison des deux scénarios porte seulement sur les mix technologiques de production de chaleur.

La livraison de chaleur dans les réseaux est fixée à 2020, et les logements et sites tertiaires non-raccordés sont transférés en chauffage « décentralisé » au gaz (zone urbaine dense).

4.2.1.2. Réseaux de chaleur

Modélisation des réseaux de chaleur dans le scénario PPE

La PPE prévoit une augmentation de la livraison de chaleur dans les réseaux de chaleur, avec une part plus importante de chaleur renouvelable et de récupération (24,4 TWh en 2023, et 33,5 TWh dans le scénario médian en 2028). Les données de production d'EnR&R thermiques utilisées sur la période 2020-

2028 sont présentées dans la Figure 28, et se basent sur les tendances à suivre pour atteindre les objectifs de la PPE. On constate entre autres une stagnation des livraisons à partir d'Unités de Valorisation Énergétique (UVE) et une croissance nette de la livraison à partir de biomasse.

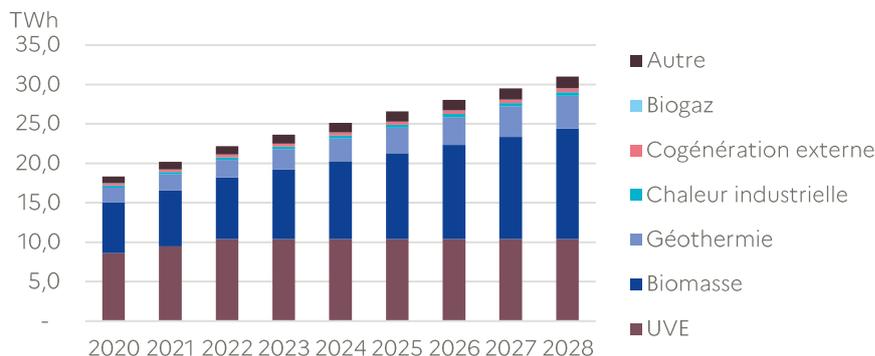


Figure 28 - Evolution des livraisons de chaleur à partir d'EnR&R dans les réseaux de chaleur selon les objectifs PPE

L'augmentation de la livraison de chaleur dans les réseaux implique également une augmentation en volume de la production de chaleur non-renouvelable (voir Figure 29), et la PPE ne fournit pas d'hypothèse particulière quant au mix constituant cette part non EnR&R. On suppose que le surplus de la part fossile dans le scénario PPE est porté uniquement par le gaz, et que les parts charbon et fioul ne varient donc pas.

Hypothèses du scénario « sans nouvelles EnR&R »

Comme évoqué dans la section sur la chaleur résidentielle et tertiaire, la livraison de chaleur dans les réseaux est figée à 2020, et les bâtiments non-raccordés entre 2020 et 2028 passent au gaz. En plus de cela, la part de renouvelable est figée à 2020.

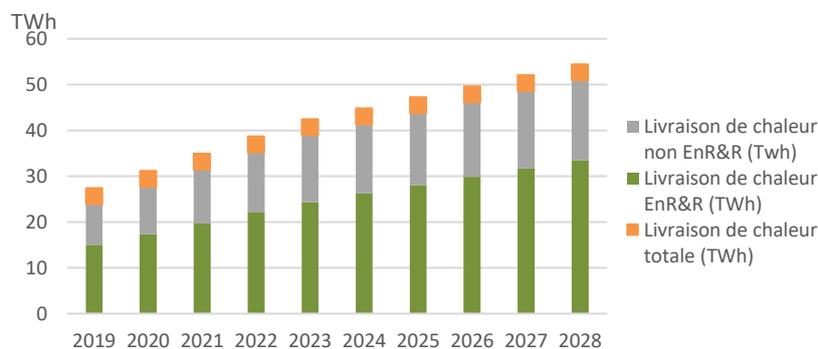


Figure 29 - Mix de consommation dans les réseaux de chaleur selon les objectifs PPE

4.2.1.3. Chaleur industrielle

La chaleur industrielle dans la PPE

La PPE détaille le mix énergétique du secteur industriel, et anticipe notamment une augmentation de la pénétration des énergies renouvelables, une diminution de la part des énergies fossiles et une baisse de la consommation dans la prochaine décennie (cf. Figure 30).

L'équilibre énergétique annuel du secteur industriel est modélisé en intégrant directement la trajectoire du mix énergétique du secteur.

Hypothèse du scénario « sans nouvelles EnR&R »

Dans le scénario contrefactuel, la baisse de la consommation dans l'industrie est aussi prise en compte, afin de ne comparer que la différence directement induite par les EnR&R.

De plus, entre 2021 et 2028, la consommation d'EnR&R thermique et déchets pour la production de chaleur dans l'industrie est figée au niveau de 2020. Le manque de chaleur produite est comblé par des équipements à combustibles fossiles (hors électricité) au prorata de leur part dans le mix de l'année

considérée. Cette substitution des énergies renouvelables par du fossile intègre un rendement moyen du combustible dans la filière industrielle.

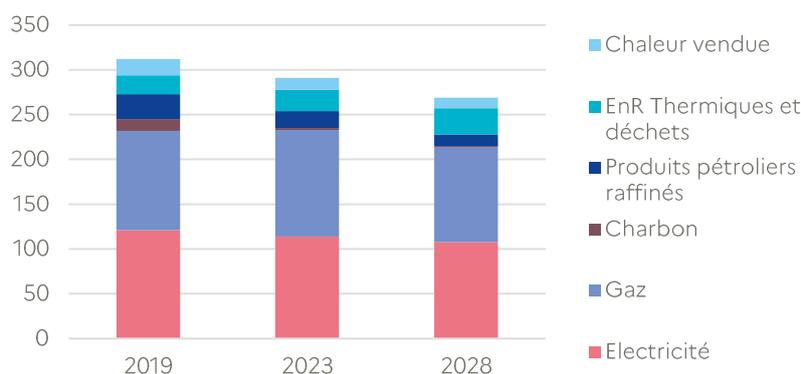


Figure 30 - Mix de consommation dans l'industrie selon les objectifs PPE

4.2.2. Electricité

Comme pour la phase rétrospective, l'équilibre du système électrique pour la phase future est modélisé à la maille horaire, afin de prendre en compte sa dynamique et ses contraintes spécifiques. En plus de cela, le système est simulé sur dix années climatiques différentes, ce qui permet de prendre en compte les aléas de température et de production renouvelable.

Les détails de cette modélisation sont présentés ci-dessous, et concernent les hypothèses retenues pour la production, la demande, et enfin les échanges avec les pays voisins.

4.2.2.1. Production

Modélisation du système électrique français dans le scénario PPE

Les capacités françaises de production dans le scénario « avec EnR&R » sont déterminées à partir de la linéarisation des objectifs PPE.

Les capacités **renouvelables** sont basées sur les objectifs exposés en Tableau 5.

Les capacités thermiques non-renouvelables suivent l'évolution prévue par la PPE. Ainsi, la **filière nucléaire** prend en compte la mise en service de Flamanville en 2023, représentant un ajout de 1 650 MW de capacités installées, et la fermeture de deux réacteurs nucléaires de 900 MW chacun, un en 2027 et un en 2028. L'arrêt total des centrales charbon est prévu d'ici 2022. Concernant les **turbines à combustion fioul et gaz**, ainsi que les **centrales gaz à cycle combiné**, la PPE prévoit le maintien des capacités au niveau actuel (hormis la mise en service de Landivisiau). Les capacités de **cogénération gaz et fioul** n'ont pas d'objectif précis dans la PPE, hormis la fin du dispositif de soutien. Le Bilan Prévisionnel 2021 de RTE [11] suppose un déclassement des cogénérations fioul avant 2025, et de 0,75 GW de cogénération gaz entre 2025 et 2028 : ces hypothèses sont reprises dans cette étude.

De même que pour la phase rétrospective, les productions horaires des filières renouvelables se basent sur les profils historiques de production, et les centrales thermiques sont pilotées par le modèle. La disponibilité du parc nucléaire est aussi déterminée à partir des historiques de production.

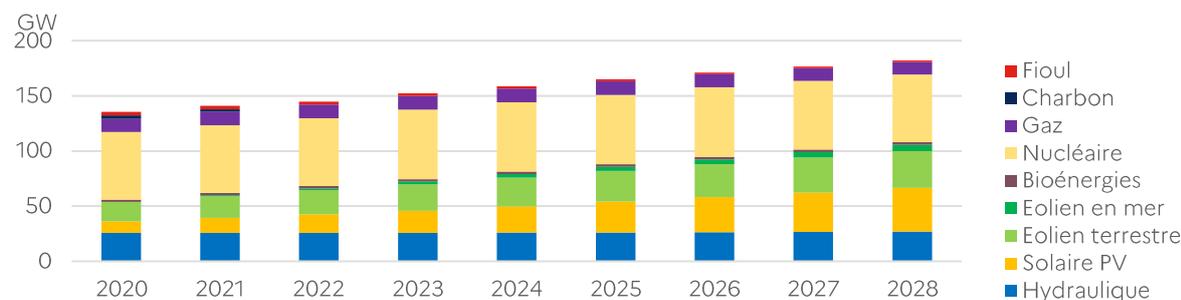


Figure 31 - Evolution du parc de production électrique en France selon les objectifs PPE

Hypothèses supplémentaires pour le scénario « sans nouvelles EnR&R »

Les capacités françaises de production d'électricité sont fixées à leur niveau de 2020 pour l'ensemble des filières renouvelables incluses dans le paramètre de l'étude.

Les filières nucléaire et thermiques fossiles suivent la même évolution que dans le scénario PPE : on suppose que le développement des énergies renouvelables n'affecte pas la diminution des capacités thermiques installées en France, dont l'objectif principal est de réduire les émissions de CO₂ en France. Cette méthode permet de plus, par différence entre les 2 scénarios, d'isoler l'effet de l'augmentation de capacités renouvelables sur les différents indicateurs.

Les disponibilités du parc nucléaire et renouvelable sont inchangées dans le scénario « sans nouvelles EnR&R ».

4.2.2.2. Demande

Modélisation de la demande électrique dans le scénario PPE

Malgré une électrification croissante de la consommation, la PPE suppose que la consommation d'électricité reste stable sur l'ensemble de la période 2020 – 2028, l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements contrebalançant l'augmentation de consommation électrique.

Hypothèses pour le scénario « sans nouvelles EnR&R »

L'hypothèse de stabilité de la demande électrique est également prise en compte dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », de manière à isoler les changements dus au développement des énergies renouvelables seulement, et pas à l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements.

Toutefois, comme dans la phase 1, la demande d'électricité est ajustée par rapport à celle du scénario « avec EnR&R » en prenant en compte les résultats des substitutions du système chaleur : le volume et le profil horaire de demande ajoutée/substituée sont déterminés par les substitutions de la chaleur, suite à l'évolution de la part PAC et de la part effet Joule dans le mix. Un profil horaire correspondant à l'usage est utilisé (un profil représentant le chauffage effet Joule, un profil pour les PAC) et déduit ou ajouté à la courbe.

4.2.2.3. Echanges avec les pays voisins

Modélisation des échanges avec les pays voisins dans le scénario PPE

Les systèmes électriques des pays européens sont modélisés explicitement de la même manière que celui de la France, filière par filière et à la granularité horaire, en se basant sur le scénario « National Trends » de l'édition 2020 du TYNDP de l'ENSTO-e¹⁴. Le périmètre géographique de la modélisation inclut l'ensemble des pays de l'Union Européenne, le Royaume-Uni, la Norvège, la Suisse et les pays des Balkans, de manière à capturer finement les dynamiques et les enjeux liés à l'interconnexion de la France au système électrique européen.

Le scénario National Trends repose sur des hypothèses de demande et de production intégrant les engagements des pays jusqu'en 2030, et prennent donc en compte un verdissement global du parc électrique européen. De même, les capacités d'interconnexion entre pays incluent les projets en cours de réalisation. Les imports et exports entre chaque pays sont quant à eux optimisés.

Hypothèses pour le scénario « sans nouvelles EnR&R »

Afin de prendre en compte uniquement le développement des EnR&R en France, les capacités installées du parc de production européen et les niveaux de demande sont inchangés dans le scénario « sans nouvelles EnR&R ». Les capacités d'échanges entre les pays sont identiques entre les deux scénarios étudiés, mais les imports et exports sont réoptimisés avec le reste du système.

4.2.3. Biogaz

Modélisation dans le scénario PPE

¹⁴ Pour des informations complémentaires sur les scénarios utilisés par l'association européenne des gestionnaires des réseaux de transport (ENTSO-e) dans le cadre du TYNDP (Ten_Year Network Development Plan), le lecteur est invité à parcourir le rapport détaillé se trouvant sur leur site internet : <https://2020.entsos-tyndp-scenarios.eu/>.

Le scénario PPE prend en compte l'augmentation des volumes de biogaz injectés dans les réseaux de gaz naturel. Le reste de la consommation de biogaz est traité dans les Volets « Chaleur » et « Electricité ».

Hypothèses pour le scénario « sans nouvelles EnR&R »

Les injections de biométhane dans le réseau sont fixées au niveau de 2020. Afin de garder l'équilibre offre demande, ce biogaz non injecté est remplacé par du gaz naturel.

4.2.4. Biocarburants

Modélisation dans le scénario PPE

En plus de l'augmentation de la part de biocarburants avancés dans le mix des carburants liquides en France (cf. Tableau 6), la PPE prévoit une diminution progressive de la consommation de carburant fossile sur 2023 et 2028. Le scénario PPE prend donc en compte ces deux effets et se base sur un mix de consommation linéarisé de 2020 à 2023 puis de 2023 à 2028.

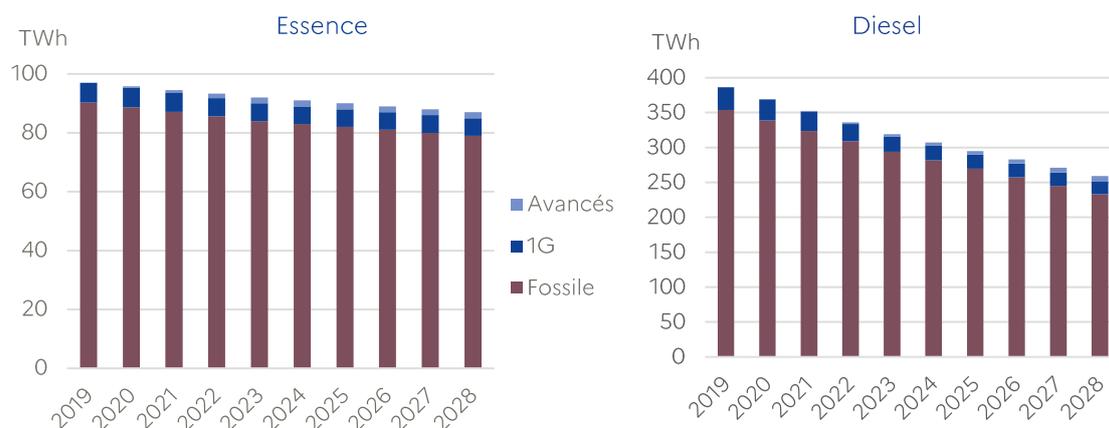


Figure 32 - Projection du mix de consommation de carburants liquides en France après linéarisation des objectifs PPE

Hypothèses pour le scénario « sans nouvelles EnR&R »

La consommation de biocarburants de première génération n'est pas modifiée dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », étant donné qu'elle atteint déjà les 7 % autorisés en 2020.

La consommation de biocarburants avancés est fixée au niveau de 2020, et est remplacée par une consommation supplémentaire de carburants fossiles.

4.2.5. Prix des combustibles

Les hypothèses des prix des combustibles et du CO₂ impactent l'ordre de préséance économique des filières de production d'électricité, ainsi que le calcul des bénéfices économiques liés aux réductions de consommation de combustible fossile. Sur la période 2020-2028 de l'étude, les prix du CO₂, du charbon, du gaz naturel et du fioul utilisés dans les deux scénarios sont repris du scénario **Sustainable Development Scenario (SDS)** du World Energy Outlook de l'IEA. Dans ce scénario, le prix du CO₂ augmente linéairement entre 2020 et 2028, pour s'établir autour de 70 EUR₂₀₁₉/tonne à la fin de la période. Le détail des hypothèses de prix carbone et des combustibles utilisées sur la période 2020-2028 est donné en Annexe C.

Les prévisions de prix des combustibles étant relativement incertaines (d'autant plus dans la période actuelle), une analyse de sensibilité est effectuée en dupliquant les analyses avec des hypothèses différentes de prix. Dans cette analyse de sensibilité, le scénario **Stated Policy Scenario (STEPS)** de l'IEA est utilisé.

L'analyse de sensibilité affecte uniquement la simulation du mix électrique dans les scénarios « référence » et « sans nouvelles EnR&R » et le calcul des indicateurs, les substitutions des volets Chaleur, Gaz et Carburant n'étant pas calculées en s'appuyant sur des données de prix des combustibles et du CO₂.

4.3. Substitutions énergétiques

4.3.1. Chaleur

A partir des hypothèses des scénarios, les effets de l'atteinte des objectifs PPE concernant le système chaleur sont étudiés pour les quatre catégories du système (résidentiel, tertiaire, industriel et réseaux de chaleur). Pour chacune d'entre elles, la consommation supplémentaire de combustibles fossiles et l'impact sur la demande d'électricité sont présentés ci-dessous. Un focus est effectué sur les substitutions liées au développement des réseaux de chaleur dans la PPE.

4.3.1.1. Substitutions énergétiques du volet chaleur

Les substitutions d'énergies dans le secteur résidentiel sont présentées sur la Figure 33, en détaillant les substitutions dans les maisons individuelles et dans les logements collectifs. Dans les maisons individuelles, les nouveaux équipements renouvelables remplacent un mix d'équipements fossiles et électriques, ce qui impacte de manière équilibrée l'utilisation d'énergie finale entre gaz, électricité et fioul. Pour les logements collectifs, le raccordement au réseau urbain remplace principalement des équipements gaz.

Le secteur tertiaire voit une croissance des pompes à chaleur et une augmentation du nombre de connexion au réseau de chaleur. Le mix de chauffage du tertiaire étant équilibré entre les chauffages gaz, fioul et convecteurs électriques, les substitutions sont partagées entre les trois vecteurs énergétiques correspondants (cf. Figure 33). Sur la période 2020-2028, 57,9 TWh de gaz et 7,6 TWh de fioul sont ainsi économisés.

Dans le secteur industriel, les équipements au bois énergie et les autres renouvelables remplacent majoritairement du gaz, comme on peut le voir sur la Figure 33, puisque le gaz naturel est la principale source d'énergie du secteur pour le chauffage. 24,5 TWh de gaz sont économisées sur la période grâce au développement des EnR&R.

Le solaire thermique sur les prochaines années se substitue principalement aux ballons d'eau chaude électrique, ce qui impacte peu la consommation directe de combustibles fossiles (cf. Figure 33). Sur l'année 2028, les 0,8 TWh supplémentaire de production thermique de la filière dans le scénario PPE ont remplacé l'utilisation de 0,6 TWh d'électricité et 0,3 TWh de gaz.

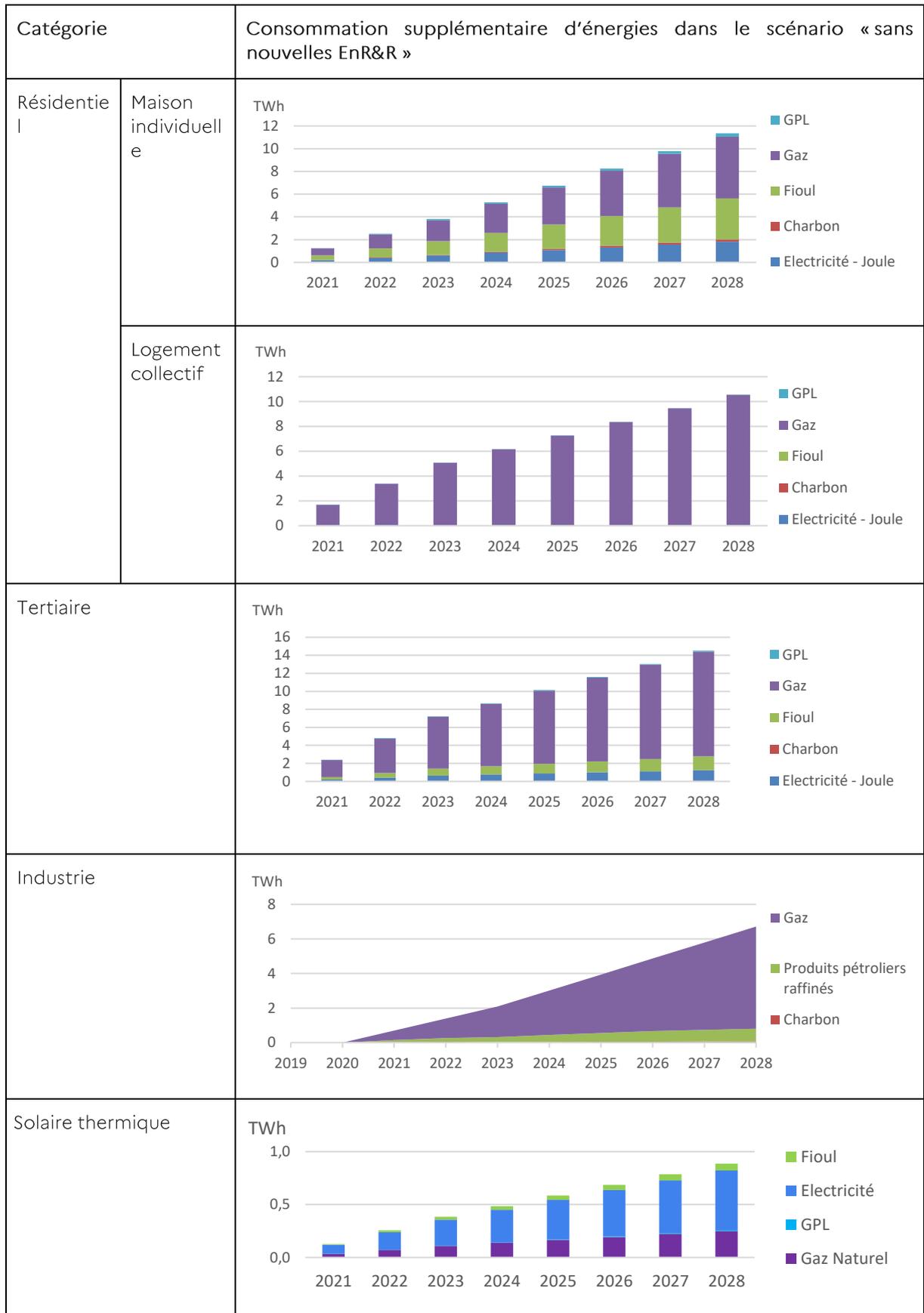


Figure 33 - Consommations supplémentaires d'énergies dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », en TWh

4.3.1.2. Focus sur les substitutions liées au développement des réseaux de chaleur

Le développement des réseaux de chaleur après 2020 dans le scénario « PPE » entraînera une augmentation de la consommation de gaz pour la livraison de chaleur dans les réseaux par rapport au scénario « sans nouvelles EnR&R ». Cette augmentation permet toutefois une baisse de la consommation de gaz tout compris, les foyers et sites tertiaires ainsi connectés aux réseaux de chaleur évitant de consommer du gaz pour un chauffage direct par chaudière au gaz.

Ainsi le bénéfice en consommation de gaz lié au développement de réseaux de chaleur est positif pour chaque année modélisée comme on peut le voir sur la Figure 34. Sur le graphique, la consommation de gaz évitée par le développement des réseaux de chaleur est contrebalancée par la consommation supplémentaire de gaz dans le résidentiel et le tertiaire.

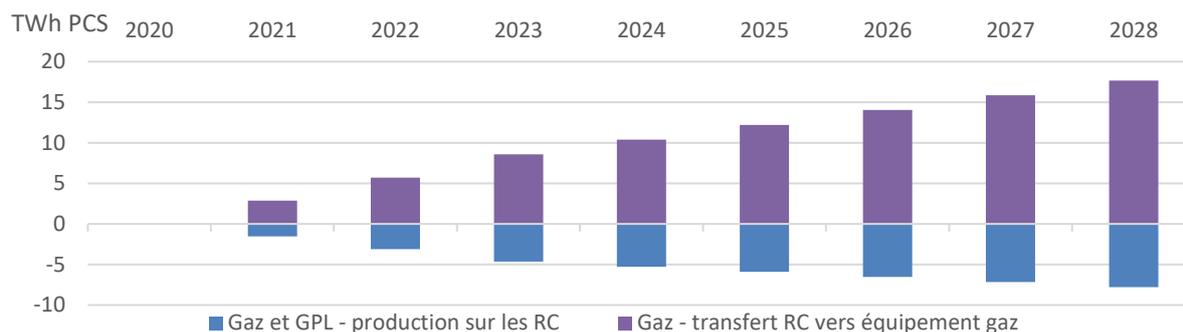


Figure 34 - Substitutions énergétiques liées au développement des réseaux de chaleur dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (RC : Réseaux de chaleur)

4.3.1.3. Impact sur la demande d'électricité

Les substitutions d'équipements de chauffage ont un impact sur la demande d'électricité du scénario « sans nouvelles EnR&R », avec deux effets contraires. Le développement de la production renouvelable permet d'éviter de l'utilisation de chauffage électrique joule, donc réduire la consommation d'électricité, et le développement des pompes à chaleur vient augmenter la consommation d'électricité, les deux phénomènes se compensant.

Au total la consommation d'électricité est presque stable entre les deux scénarios (cf. Figure 35). En 2028, le développement des PACs correspond à une augmentation de 4,6TWh, compensée partiellement par la réduction de 3,7 TWh de la consommation du chauffage électrique à effet joule et de 0,6 TWh de production d'eau chaude sanitaire (grâce au développement du solaire thermique).

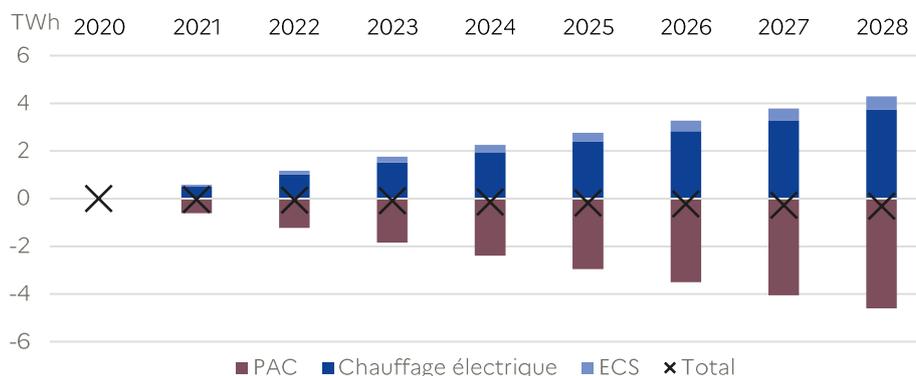


Figure 35 - Impact du volet chaleur sur la demande d'électricité : consommation électrique supplémentaire dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (PAC : Pompes à chaleur ; ECS : Eau Chaude Sanitaire)

4.3.2. Electricité

La simulation du système électrique européen pour les huit années de la période 2021-2028 pour les deux scénarios permet de mesurer directement l'effet du développement des EnR&R sur la production d'électricité française et sur les niveaux d'exports. La simulation explicite et simultanée des systèmes

électriques des pays voisins permet aussi de mesurer directement les changements de production d'électricité dans les pays voisins, de manière à déterminer précisément les consommations de combustibles fossiles évitées dans le scénario « PPE ».

4.3.2.1. Impact des objectifs renouvelables sur le mix français d'électricité

Les résultats des substitutions sur la production d'électricité française liés au développement des EnR&R sont présentés sur la Figure 36, avec le détail des différences de production entre les deux scénarios pour l'année 2028 et l'évolution des substitutions sur l'ensemble de la période. Une diminution de la production renouvelable (notamment solaire et éolien terrestre et en mer) entraîne un remplacement par de la production non renouvelable (nucléaire, gaz, charbon), des imports supplémentaires et une réduction des exports.

En 2028, 34 TWh de production solaire et 48,5 TWh d'éolien sont remplacés par des imports nets principalement (43 TWh), suivi par de la production nucléaire (29 TWh) et gaz (12 TWh).

La comparaison des substitutions dans la durée montre que plus la part de renouvelables dans le mix est importante, plus la part de production nucléaire substitué augmente, au détriment des imports et de la production gaz (cf. Figure 36). Ce phénomène s'explique très bien car plus la capacité est élevée plus la production est susceptible de dépasser la production thermique à une heure donnée, empiétant par la même sur la part du nucléaire. Cette réduction de la production nucléaire reste toutefois modérée par rapport au volume total de production nucléaire, de l'ordre de 400TWh en 2028 dans le scénario « sans nouvelles EnR&R ».

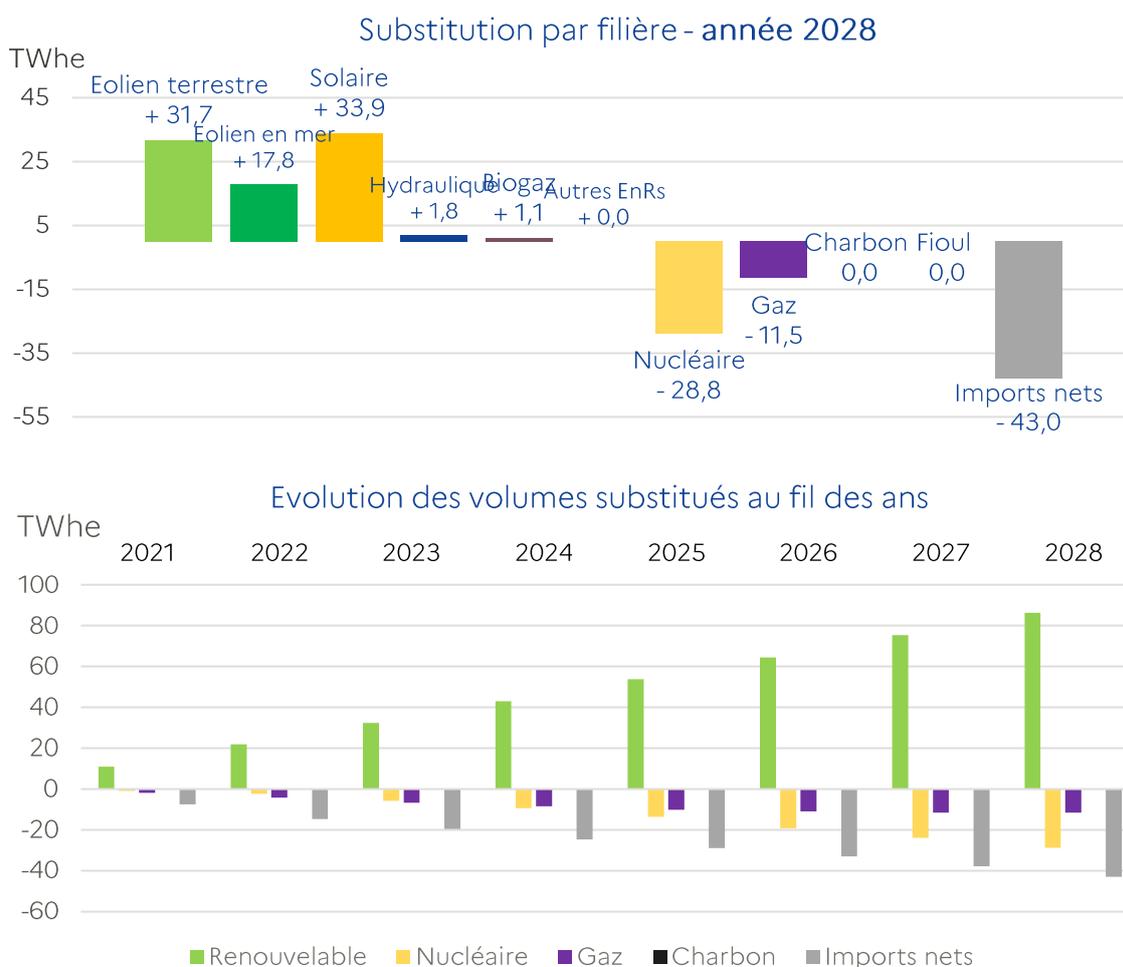


Figure 36 - Substitutions sur le mix électrique français :
a) Détail des substitutions par filière de production pour l'année 2028
b) Evolution des volumes substitués au cours de la période 2020-2028

Ces résultats sont en cohérence avec l'analyse réalisée par Artelys et I-Care & Consult pour France Territoire Solaire (FTS) en 2020 [12], dans lesquelles l'effet de capacités solaires supplémentaires par rapport à la PPE avait été évalué, pour l'année 2030. L'analyse comparait deux scénarios en 2030, l'un basé sur la PPE et un scénario avec 15 GW de plus de solaire. La production solaire supplémentaire entraînait une réduction de la production nucléaire à 48 %, le reste étant principalement une réduction des imports nets d'électricité. Le taux de substitution de nucléaire de 33 % en 2028 dans nos analyses ci-dessus s'explique par le fait qu'on étudie une situation proche, avec moins de capacité renouvelable dans les deux scénarios par rapport à l'étude FTS.

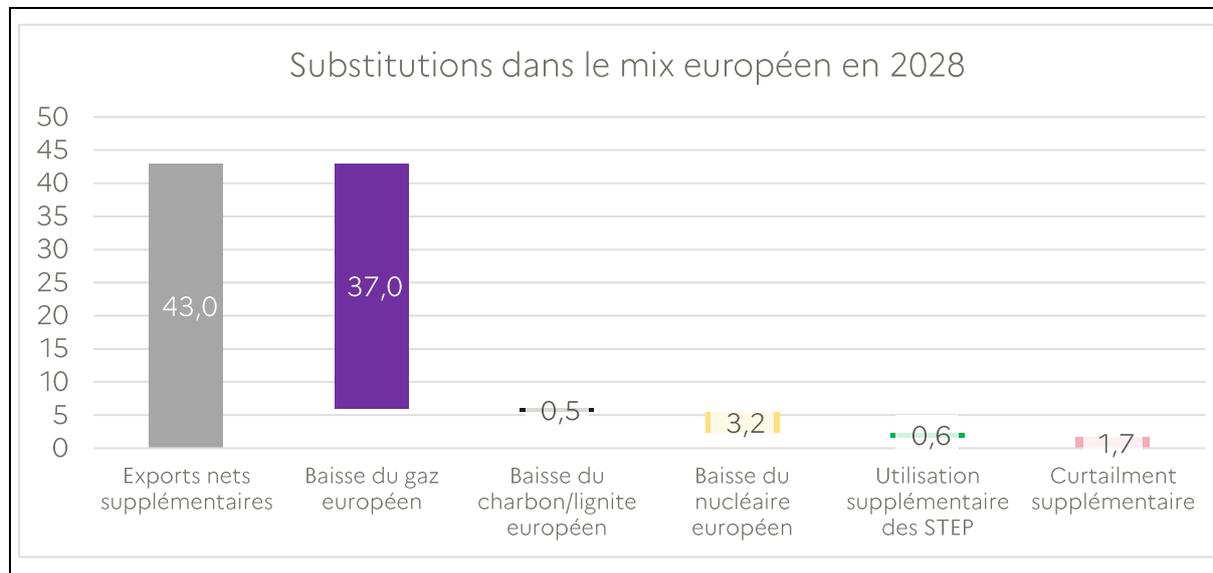
4.3.2.2. Impact des objectifs renouvelables sur le mix européen d'électricité

Le développement des énergies renouvelables permet d'augmenter les exports nets d'électricité vers les pays voisins, et remplacent donc de la production européenne, tel que présenté en Figure 37. Les substitutions précises du mix européen (hors France) entre le scénario « sans nouvelles EnR&R » et le scénario PPE sont présentées sur le graphique de gauche, et l'évolution de ces substitutions peut être observée sur celui de droite.

On retrouve donc que les exports nets de la France (imports nets des pays voisins) augmentent avec la pénétration des renouvelables dans le mix français, et on observe de plus que la production gaz européen est majoritairement impactée, suivi du charbon et du nucléaire en fonction de l'année considérée. En effet, les substitutions se font davantage par le charbon que par le nucléaire au début de la période étant donnée la présence des dernières centrales à charbon dans les pays voisins, et cet effet s'inverse avec la sortie du charbon dans le courant de la décennie en Europe.

Plus marginalement, les renouvelables françaises permettent d'augmenter le stockage d'électricité dans les pays voisins (essentiellement hydraulique), ainsi que le surplus renouvelable (à partir de la fin de la période 2000-2028).

Sur l'ensemble du système européen, en 2028, les énergies renouvelables produites en France se substituent à hauteur de 33 % au nucléaire, les 70 % restants remplaçant des énergies fossiles en France et dans le reste de l'Europe.



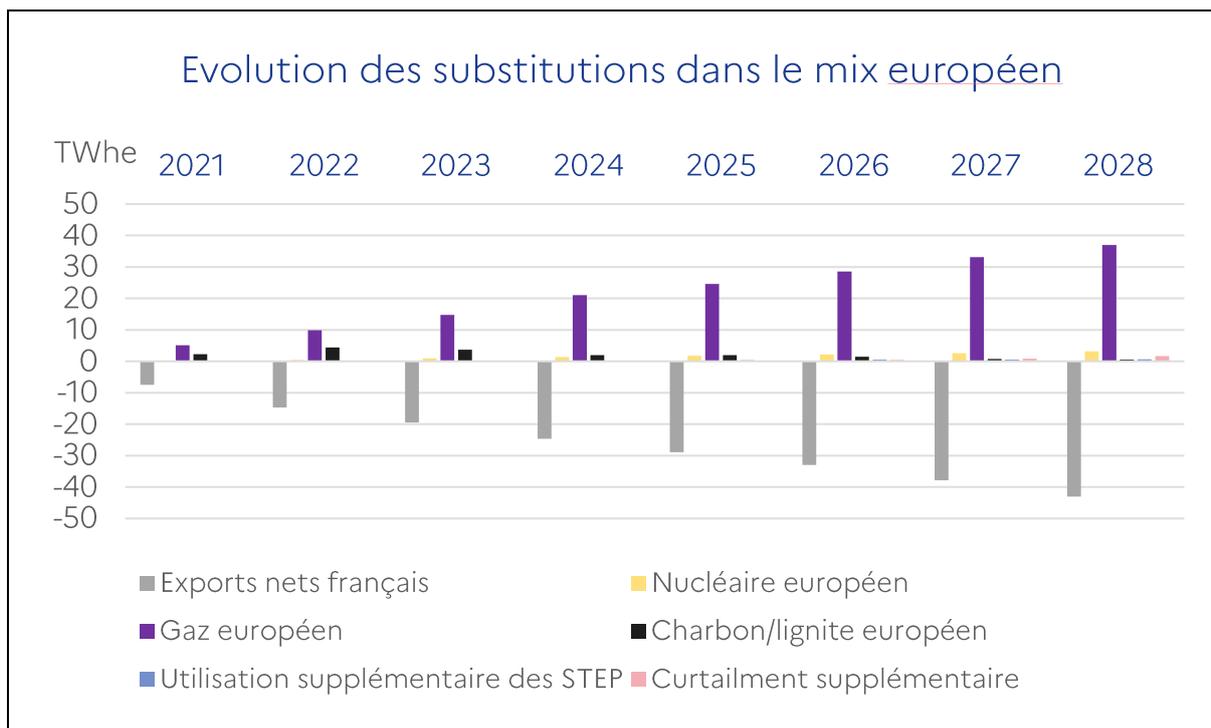


Figure 37 - Substitutions sur le mix électrique des voisins européens
a) Détail des substitutions par filière de production sur l'année 2028
b) Evolution des volumes substitués au cours de la période 2020-2028

Dans les deux scénarios étudiés, les disponibilités nucléaires sont basées sur des données historiques, avec une disponibilité annuelle moyenne de 76,5 %. Afin d'étudier la dépendance des résultats en la disponibilité nucléaire, notamment en vue des quatrièmes visites décennales des centrales, ou de manière équivalente en une réduction de la capacité globale du parc, une sensibilité a été effectuée avec une disponibilité du nucléaire plus basse. Ainsi, avec une disponibilité moyenne de 70 % du parc nucléaire français en 2028, les renouvelables françaises ne se substituent plus qu'à 23 % au nucléaire, et 77 % à de la production carbonée. Les résultats présentés plus haut pourraient donc légèrement sous-estimer l'impact des renouvelables sur la production d'électricité à partir de combustibles fossiles en Europe.

Une sensibilité a également été menée en se basant sur deux trajectoires différentes de prix des combustibles fossiles et du CO₂ (voir Annexe C). Avec un prix du CO₂ plus faible, les substitutions électriques sont davantage portées par le charbon européen plutôt que par le gaz, comme illustré en Figure 47 (voir Annexe C), et induisent des imports nets en France encore plus importants.

4.3.2.3. Bilan en termes de consommation d'énergie fossile

A partir des substitutions sur la production d'électricité, les consommations évitées de combustibles fossiles liés au développement des EnR&R sont déterminées en utilisant les rendements des différentes filières (cf. Annexe A pour plus de détails sur les rendements utilisés dans l'étude). L'évolution des consommations évitées du volet Electricité sont affichées sur la Figure 38, et on retrouve notamment le résultat que les EnR&R électriques ont permis d'économiser majoritairement des combustibles fossiles chez nos voisins européens.

En effet, 113 TWh de gaz sont économisées en France sur l'ensemble de la période ainsi que 0,7 TWh de charbon, alors que l'économie s'élève à 312 TWh de gaz dans les pays voisins et 44 TWh de charbon.

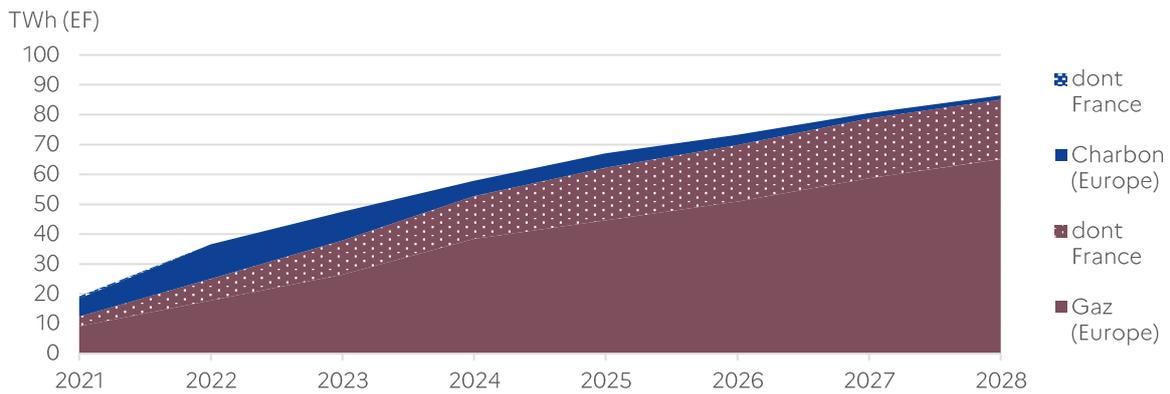


Figure 38 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » du volet Electricité

4.3.3. Biogaz

De même que pour la période rétrospective, les volets Electricité et Chaleur traitent une part importante des objectifs de production biogaz dans la PPE (utilisation du biogaz pour la production de chaleur et d'électricité). Pour le biométhane injecté dans les réseaux (après épuration du biogaz), les objectifs de développement de la PPE se substituent à l'utilisation de gaz naturel, dont les volumes peuvent être retrouvés sur la Figure 39.

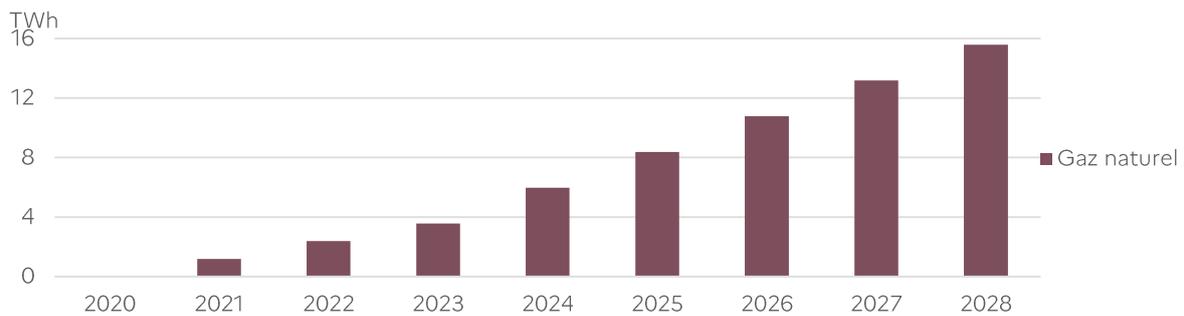


Figure 39 - Consommation supplémentaire de gaz naturel dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » liée à l'injection de biométhane dans le réseau

4.3.4. Biocarburants

Les objectifs de production de biocarburants dans la PPE impactent principalement la consommation de carburants fossiles en France, dont les économies sont affichées sur la Figure 40. Au total sur la période 2020-2028, le développement des biocarburants de 2nde génération permet d'éviter 13,5 TWh d'essence et 25,0 TWh de diesel. En 2028, ce sont respectivement 2,5 TWh d'essence et 5,9 TWh de diesel qui sont évitées.

Le développement des biocarburants avancés a un impact limité sur la consommation totale de carburants fossiles puisqu'ils permettent d'éviter d'environ 3 % l'utilisation de carburant fossile en 2028 (respectivement 79 TWh et 233 TWh d'essence et de diesel sont estimés consommés dans la PPE en 2028).

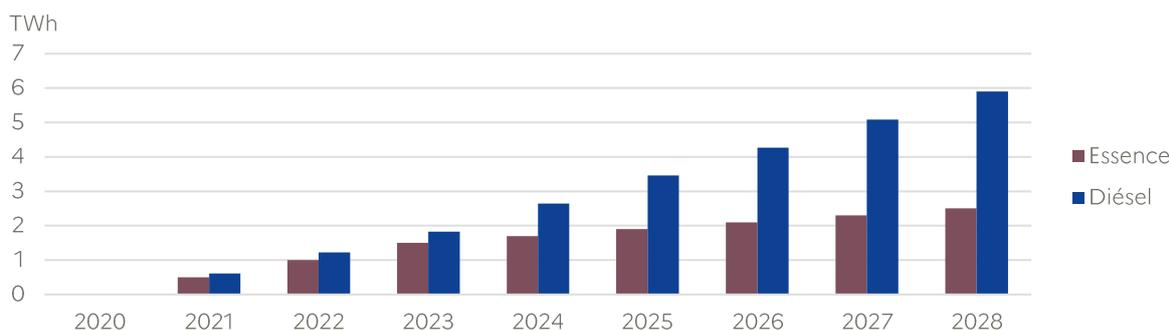


Figure 40 - Consommation supplémentaire de carburants fossiles dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » du volet Biocarburants

4.4. Bénéfices environnementaux et bénéfices économiques

Lecture des chiffres : Lecture des chiffres : dans cette partie, toutes les estimations des réductions d'émissions de gaz à effet de serre et des indicateurs économiques sont données en différentiel par rapport au scénario de référence où on considère que les EnR&R ne sont plus développés après 2020. Il s'agit donc de bénéfices additionnels par rapport à la situation 2020. Ainsi, les estimations présentées n'intègrent pas la totalité des bénéfices liés au développement des EnR&R depuis que les premières unités ont été installées. Autrement dit, les bénéfices de la période 2000-2020 ne sont pas inclus.

4.4.1. Consommation supplémentaire de combustibles fossiles

En 2028, avec l'atteinte des objectifs moyens de la PPE, la France pourrait éviter l'utilisation de 69 TWh de combustibles fossiles sur le territoire national.

39 % de l'économie est due au développement de la chaleur renouvelable, 28 % dus au développement de l'électricité renouvelable (essentiellement éolien et photovoltaïque), 20 % dus au développement du biogaz injecté dans les réseaux, et 12 % dus au développement des biocarburants de 1ère génération et avancés.¹⁵

L'économie générée représente environ 5 % de la consommation d'énergie fossile française en 2020¹⁶ (**En plus de ces 69 TWh, le développement des EnR&R en France permet d'éviter la consommation de combustibles dans le reste de l'Europe à hauteur de 66 TWh en 2028**, principalement grâce à des exports français d'électricité décarbonée.

En cumulé entre 2021 et 2028, le développement des énergies renouvelables en France pourrait permettre d'éviter l'utilisation de 330 TWh de combustibles fossiles en France (dont 81 % de gaz, 18 % de pétrole et produits raffinés et 1 % de charbon) et de 355 TWh dans le reste de l'Europe (dont 88 % de gaz et 12 % de charbon).

¹⁵ La part du volet électrique diminue avec le temps : en 2021, il comptait pour 40 % de la réduction de consommation de combustibles fossiles en 2021.

¹⁶ Environ 1350 TWh de charbon, pétrole et gaz sont consommés en France en 2020, dont 61 % de pétrole, 32 % de gaz naturel et 6 % de charbon, selon les statistiques des séries longues sur le bilan énergétique de la France [9].

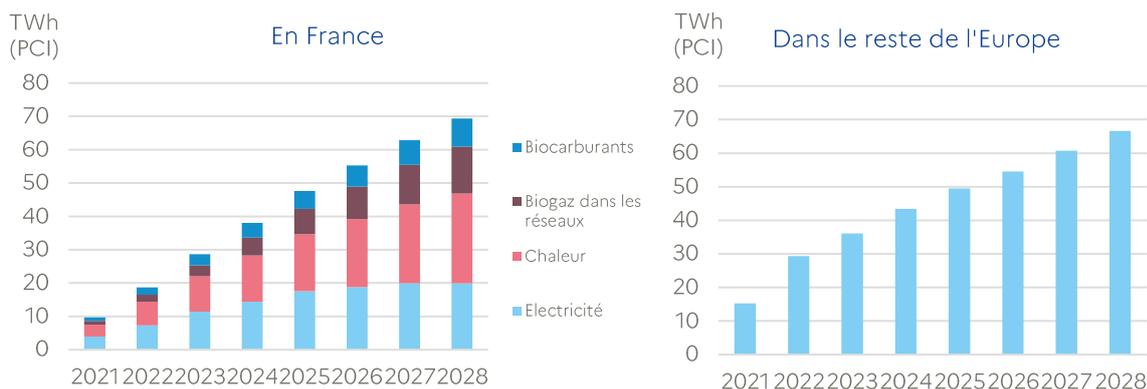


Figure 41 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en France et dans le reste de l'Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », distinguée par volet énergétique

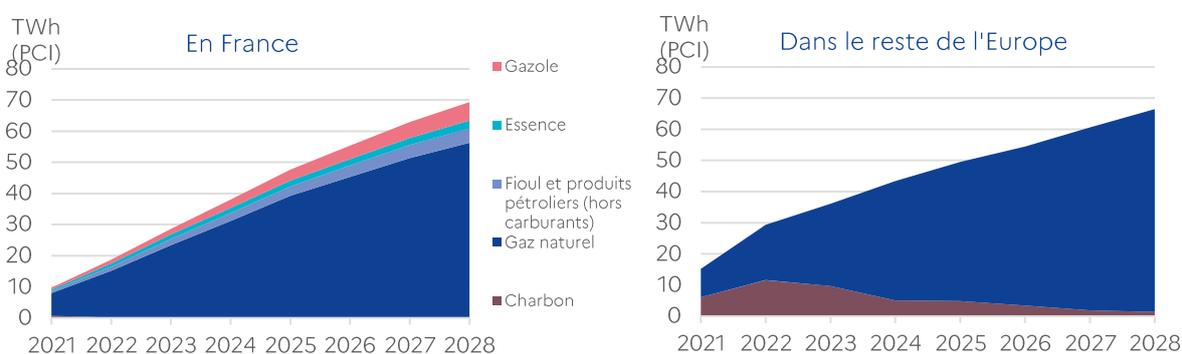


Figure 42 - Consommation supplémentaires de combustibles fossiles en France et dans le reste de l'Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », distinguée par combustible

Le développement des EnR&R électriques permettrait également la réduction de la production nucléaire de 104 TWh sur la période 2021-2028. En prenant en compte un rendement de 38 % pour la production d'électricité des centrales nucléaires¹⁷, cela correspond à une diminution d'import de combustible fissile de 274 TWh.

Dans l'analyse de sensibilité effectuée sur les prix des combustibles et du CO₂ (cf. Annexe C), la consommation de charbon en Europe pour la production d'électricité est plus élevée, ce qui est contrebalancé par une utilisation moindre de gaz naturel. En 2028, dans l'analyse de sensibilité, le développement des EnR&R en France entraîne une consommation supplémentaire de charbon dans les pays voisins de 28 TWh, contre seulement 1 TWh dans la trajectoire de référence. **Au total sur la période, l'économie de combustibles fossiles effectuée dans le scénario PPE varie entre 288 TWh et 330 TWh selon les prix des combustibles choisis en France (et entre 355 et 433 TWh en Europe).**

4.4.2. Réduction des émissions de gaz à effet de serre

A partir de l'ensemble des substitutions énergétiques liées au développement des énergies renouvelables en France sur la période 2020-2028, les émissions de gaz à effet de serre sur l'ensemble du cycle de vie (émissions liées à la combustion et émissions amont) sont déterminées à partir des facteurs d'émissions présentés Tableau 1. Le bilan est présenté sur la Figure 43 où on peut observer les émissions évitées par la substitution des énergies fossiles, et les émissions induites par le développement des énergies renouvelables. Comme pour la période 2000-2019, nous n'avons pas pu tenir compte des incidences sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes. Par ailleurs, nous n'avons pas réalisé d'analyse de sensibilité sur la prise en compte des changements d'affectation des sols. En effet, ce sont des

¹⁷ Ce rendement est issu de la base de données européennes ASSET pour les centrales nucléaires de troisième génération.

biocarburants avancés qui se développent entre 2021 et 2028 et nous faisons l'hypothèse de l'absence de concurrence avec cultures alimentaires au regard de la réglementation européenne¹⁸.

En cumulé sur la période 2021-2028, nous estimons que l'atteinte des objectifs de la PPE sur développement des EnR&R en France permettrait d'éviter 151 millions de tCO_{2eq}:

- **82,4 millions de tCO_{2eq} liées aux combustibles fossiles seraient évitées sur le territoire français.**
- **87,2 millions de tCO_{2eq} liées aux combustibles fossiles seraient évitées dans les autres pays d'Europe grâce aux exports d'électricité renouvelables et de biocarburants.**
- **18,8 millions de tCO_{2eq} seraient émises par le développement des EnR&R (dont respectivement 27%, 18% et 16% liées aux biocarburants, à la biomasse solide et au biogaz, et 38% liées aux EnRs électriques (hors bioénergies), hors incidence sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes. Cela représenterait environ 0,7% des émissions totales annuelles de la France en cumulé sur la période 2021-2028¹⁹.**

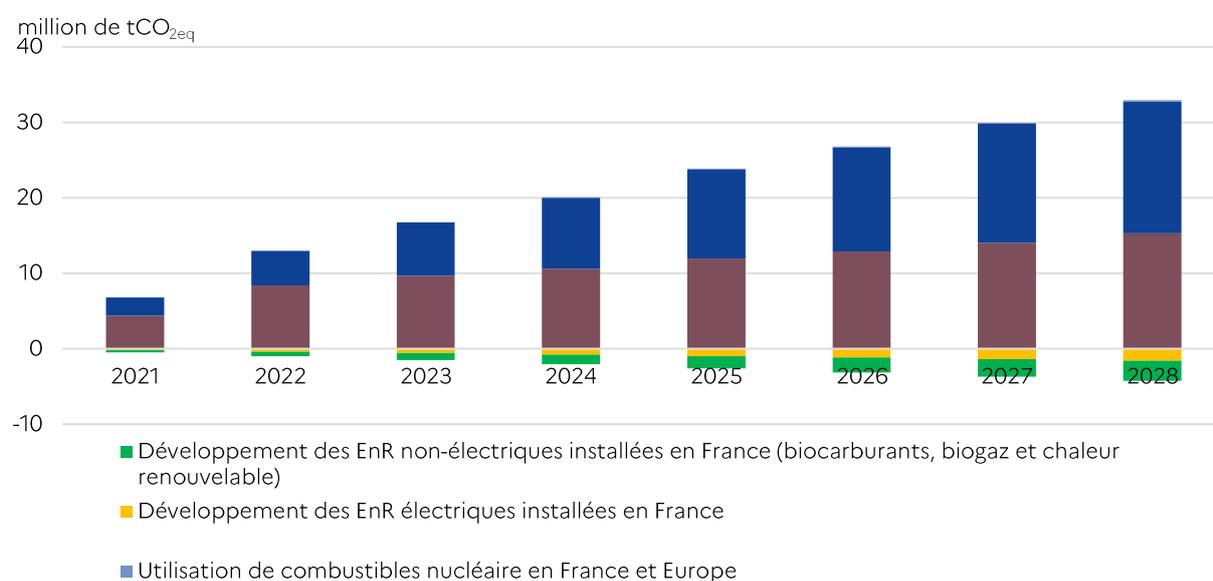


Figure 43 - Emissions de GES évitées par la substitution de combustibles fossiles et émissions de GES générées par le développement des énergies renouvelables en France entre 2021 et 2028. Les valeurs positives correspondent aux émissions évitées et les valeurs négatives aux émissions générées. Les incidences sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes n'ont pas pu être quantifiées.

Pour l'année 2028, le développement des EnR&R en France permettrait d'éviter 29 millions de tCO_{2eq} :

- **17,5 millions de tCO_{2eq} liées aux combustibles fossiles seraient évitées sur le territoire français.** Cela représente l'équivalent de 4,5 % des émissions totales de gaz à effet de serre en France en 2019, que le SDES estime à 405 millions de tCO_{2eq}.
- **15,3 millions de tCO_{2eq} liées aux combustibles fossiles seraient évitées dans les autres pays d'Europe grâce aux exports d'électricité renouvelables et de biocarburants.**
- **4,3 millions de tCO_{2eq} sur le territoire seraient émises par le développement des EnR&R, hors incidences sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes, ce qui représenterait 1,3 % des émissions totales annuelles du pays estimées à 320 Mt dans la SNBC en 2028 [14].**

¹⁸ A noter qu'une partie des émissions de GES liées aux changements d'affectation des sols ayant eu lieu avant 2021 devrait être affecté aux biocarburants conventionnels produits entre 2021 et 2028, étant donné que les facteurs d'émissions font l'hypothèse d'un lissage sur une période de 20 ans des émissions générées.

¹⁹ La SNBC de mars 2020 propose un budget carbone de 320 Mt de CO_{2eq} pour 2028 (avec UTCAF), ainsi que 2749 Mt de CO_{2eq} en cumulé sur la période 2021-2028 [22]

Par ailleurs, l'analyse de sensibilité présentée en Annexe C montre que le charbon peut-être davantage substitué par rapport au gaz en fonction des évolutions des coûts des combustibles et du carbone (cf. Section 4.2.5 pour le détail sur les hypothèses de coûts, et Annexe C pour la comparaison entre le cas de référence et la sensibilité)

Puisque le charbon a un contenu CO₂ plus important que celui du gaz, le développement des renouvelables en France a un impact plus important sur la baisse des émissions lorsque le contexte énergétique est plus favorable au charbon qu'au gaz (la baisse des émissions augmente de 21 % en 2028 dans l'analyse de sensibilité par rapport au scénario de référence).

4.4.3. Réduction de la production de déchets radioactifs nucléaires

La réduction de la production d'électricité d'origine nucléaire s'accompagnerait d'une réduction de la production de déchets radioactifs nucléaires. En cumulé sur la période 2021-2028, l'effacement de la production nucléaire permettrait d'éviter de produire 1144 tonnes de déchets radioactifs. Pour 2028, cela permettrait d'éviter la production de 317 tonnes de déchets radioactifs. Parmi ces déchets, selon EDF, AREVA et le CEA, 90% sont considérés à vie courte et faible activité et 10% sont considérés à vie longue et haute activité²⁰.

4.4.4. Indicateurs économiques

La consommation de combustibles fossiles évitée ailleurs en Europe grâce à la réalisation de la trajectoire prévue par la PPE en France s'accompagne de bénéfices économiques. Ces économies sont déterminées en appliquant un coût unitaire des combustibles aux consommations supplémentaires du scénario « sans nouvelles EnR&R » (pour plus de détails concernant cette méthodologie, se reporter à la section 2.1.3).

Au total, sur l'ensemble de la période 2021-2028 :

- **En France, le développement des EnR&R permettrait une économie de combustibles fossiles de 6,4 milliards d'EUR₂₀₁₉.** Le développement de la chaleur renouvelable est responsable de 37 % de cette économie, suivie par l'électricité (30 %), les biocarburants (19 %) et le biométhane injecté dans le réseau de gaz (14 %).
- **De plus, nos voisins européens verraient leur facture d'énergie fossile se réduire de 5,6 milliards d'EUR₂₀₁₉** sur la période grâce à l'exportation d'électricité française.

En 2028, avec l'atteinte du scénario PPE :

- **En France, 1,3 milliards d'EUR₂₀₁₉ d'importations de combustibles fossiles seraient évités.** Cette économie représente 3 % de la facture énergétique française de 2019 en achat de combustible fossile²¹ (sur les économies liées au gaz naturel seulement, ce sont 13 % sur l'achat de gaz qui pourraient être économisés).
- **De plus, 1,1 milliards d'EUR₂₀₁₉ d'économies en combustibles fossiles seraient réalisées par nos voisins européens.**
- Au total parmi ces 2,4 milliards d'EUR₂₀₁₉, près de 83 % sont liés à de l'importation de gaz naturel.

²⁰ 1 MWh d'électricité d'origine nucléaire génère 11g de déchets. Selon EDF, AREVA, CEA, les déchets radioactifs de la production d'électricité d'origine nucléaire, contribution au débat public, 2019.

²¹ En effet, le SDES estime à 45 milliards d'EUR₂₀₁₉ la facture énergétique de la France en 2019 liée à l'achat de combustible fossiles (dont 35 milliards pour le pétrole brut et les produits pétroliers raffinés, 9 milliards pour le gaz naturel, et 1 milliard pour le charbon).

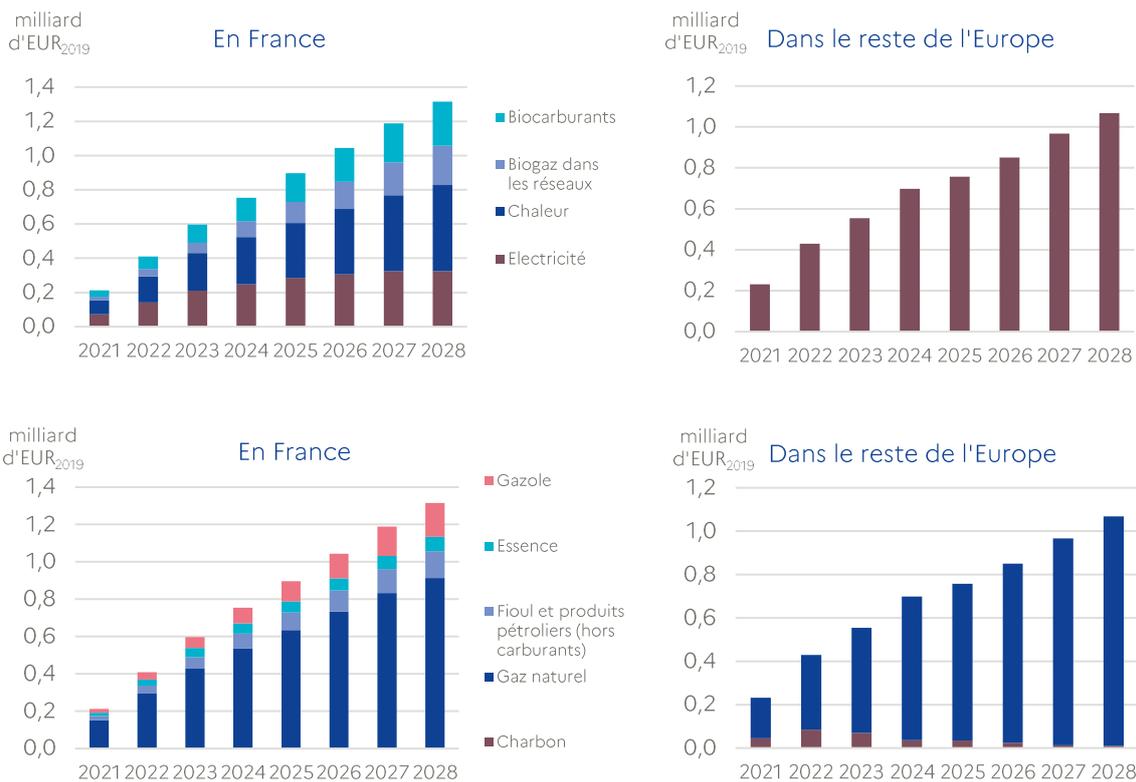


Figure 44 - Economie en combustibles fossiles suite au développement des EnR&R en France

En plus des gains économiques liés à la diminution de l'importation des combustibles fossiles, le développement des EnR&R en France permettrait de réduire la facture en combustible nucléaire²² :

- En cumulé sur la période 2021-2028, **550 millions d'EUR₂₀₁₉** pourraient être économisées en France.
- En 2028, lorsque la substitution du nucléaire par de l'électricité renouvelable est la plus forte, **150 millions d'EUR₂₀₁₉** en combustible nucléaire pourraient être économisées en France.

Dans l'analyse de sensibilité, l'augmentation des coûts des combustibles (cf. Section 4.2.5 pour les hypothèses de coût) est contrebalancée par une substitution davantage portée par le charbon, qui est moins chère que le gaz. Au total, les économies liées à la diminution de l'utilisation de combustible fossiles sont similaires avec le contexte économique de l'énergie de la sensibilité (cf. Annexe C pour la comparaison entre l'analyse de sensibilité et le scénario de référence).

²² Le coût du combustible nucléaire est estimé à 5,3 EUR/MWh selon la SFEN [18], valeur rejoignant les estimations de la Cour des Comptes [19]

5. Annexes

5.1. Annexe A – Rendements

5.1.1. Rendements du volet chaleur

Tableau 7 - Rendements utilisés dans le volet chaleur

Secteur	Equipement	Rendement	Source	
Réseaux de chaleur	Charbon	0,84	Enquête annuelle 2019 [4]	
	Fioul lourd et CHV	0,85	Enquête annuelle 2019	
	Fioul domestique	0,88	Enquête annuelle 2019	
	Gaz naturel & GPL	0,92	Enquête annuelle 2019	
	Biomasse	0,86	Enquête annuelle 2019	
	Biogaz	0,91	Enquête annuelle 2019	
	Chaleur de récupération industrielle et autre chaleur de récupération	1	Enquête annuelle 2019	
	CVE	0,98	Enquête annuelle 2019	
	Géothermie	1	Enquête annuelle 2019	
	Autres énergies vertes	0,92	Enquête annuelle 2019	
	PAC	3,89	Enquête annuelle 2019	
Résidentiel ²³ et tertiaire	Electricité	Equipement de chauffage principal	0,99	ASSET [13]
		ECS	0,90	ASSET
	Fioul	Equipement de chauffage principal	0,77	ASSET
		ECS	0,70	ASSET
	Gaz	Equipement de chauffage principal	0,87	ASSET
		ECS	0,77	ASSET
	GPL	0,79	ASSET	
	Bois (appoint ²⁴)	0,40	OOREKA [14]	
Charbon	0,80	OOREKA		

Secteur	Equipement	Rendement	Source
Industriel	Electricité	1	ASSET
	Combustibles minéraux solides (houille, lignite, gaz de houille)	0,80	ASSET
	Gaz de réseau	0,89	ASSET
	Produits pétroliers	0,86	ASSET
	Bois	0,82	ASSET
	Autres combustibles renouvelables	0,82	ASSET

5.1.2. Rendements utilisés dans le système électrique

Tableau 8 - Rendements utilisés pour la production d'électricité

Technologie	Catégorie	Rendement
Charbon	Haute efficacité	0,44
	Basse efficacité	0,38
Lignite	Haute efficacité	0,41
	Basse efficacité	0,35
Fioul	-	0,35
CCG gaz	Haute efficacité	0,6

²³ Les consommations dans le secteur résidentiel prennent en compte l'évolution des consommations unitaires par logement observées au cours des années (données CEREN pour la phase 2000 – 2020, estimation PPE pour 2020 – 2028)

²⁴ Moyenne des cheminées à foyer fermé ancien

	Efficacité moyenne	0,58
	Basse efficacité	0,44
TAC gaz	Haute efficacité	0,42
	Basse efficacité	0,35

5.1.3. Rendements pour les injections de biométhane dans le réseau de gaz

Un taux de remplacement de 1 TWh PCS de gaz naturel pour 1 TWh PCS de biométhane a été utilisé.

5.1.4. Rendements des biocarburants

Un taux de remplacement de 1 TWh PCS de combustible fossile pour 1 TWh PCS de combustible renouvelable (1G et avancés) a été utilisé.

5.2. Annexe B – Détermination de la technologie marginale de production à partir du prix de l'électricité pour le calcul des substitutions du système électrique sur la période 2000-2020

La modélisation des échanges d'électricité entre la France et ses pays voisins diffère selon la période considérée et la disponibilité des données nécessaires à la simulation complète du système Européen. Ainsi, la simulation du système électrique français dans la période prospective de 2020 à 2028 repose sur une modélisation explicite au pas de temps horaire des capacités de production et de la demande des pays européens, basés sur le scénario National Trends de l'édition 2020 du TYNDP de l'ENSTO-e. A l'inverse, pour les simulations de 2015 à 2019, une approche simplifiée est utilisée et les pays voisins sont représentés via une capacité d'échange avec la France et le prix de leur électricité au pas de temps horaire. Les capacités de transmission sont déterminées à partir des différents Bilans Prévisionnels de RTE, et les prix des pays voisins sont intégrés à partir des données ENTSO-e (prix day-ahead).

Afin de déterminer quelle filière de production européenne est impactée par le développement des énergies renouvelables en France, il est supposé que la technologie marginale de production est inchangée entre les scénarios étudiés. Pour chaque MW importé supplémentaire, la technologie substituée correspond à la technologie marginale du pays, au pas de temps horaire concerné.

Cette technologie marginale est déterminée en fonction du prix de l'électricité, comme illustré dans l'exemple en Figure 45. Les bornes utilisées sont les suivantes :

Tableau 9 - Bornes de prix déterminant la technologie marginale d'un pays en fonction de son prix de l'électricité

Technologie	Renouvelable, nucléaire	Lignite, Charbon	Gaz CCG	Gaz TAC	Fioul
Fourchette de prix	< 10 EUR/MWh	Entre 10 et 40 EUR/MWh	Entre 40 et 70 EUR/MWh	Entre 70 et 100 EUR/MWh	> 100 EUR/MWh

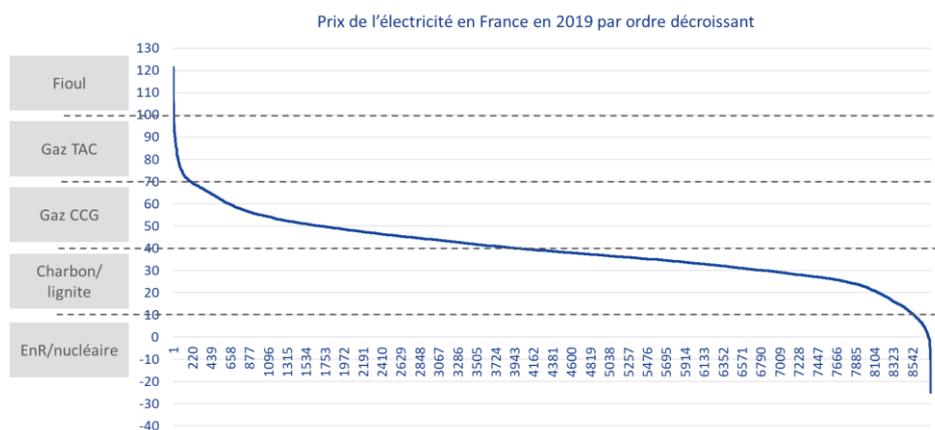


Figure 45 – Détermination de la technologie marginale en France en 2019 à la granularité horaire, via les prix de l'électricité

On peut voir sur cet exemple que la marginalité en France est essentiellement portée par la production gaz et charbon. La production en France étant largement décarbonée, la variable d'ajustement de la France est portée par les imports/exports avec les pays voisins européens.

5.3. Annexe C – Analyse de sensibilité sur les prix des combustibles fossiles et du CO₂ de la période 2020-2028

Deux trajectoires de prix de combustibles fossiles et du carbone sont étudiées, extraites des scénarios **Sustainable Development Scenario** (SDS) et **Stated Policies Scenario** (STEPS) du World Energy Outlook de l'IEA [15]. Les projections des coûts au pas de temps quinquennal de 2020 à 2060 des scénarios sont linéarisées afin d'obtenir des prix utilisables pour les années 2021 à 2024 puis 2026 à 2028.

La trajectoire de référence, qui intègre les prix du SDS, correspond à une trajectoire haute d'évolution du prix du carbone : celui-ci augmente significativement jusqu'à atteindre 70 EUR₂₀₁₉/tCO₂ en 2028. Les prix des combustibles, à l'inverse, sont en baisse : le fioul varie de 35,2 à 30,8 EUR₂₀₁₉/MWh et le gaz de 22,6 à 16,3. Le charbon connaît une diminution plus légère, de 7,6 EUR₂₀₁₉/MWh à 7.

La deuxième trajectoire correspond aux coûts du STEPS, qui présente un prix du carbone plus faible, mais un prix des combustibles plus élevé : le CO₂ varie seulement de 24,5 à 33,5 EUR₂₀₁₉/tonne, mais contrairement au SDS, les combustibles ont un prix à la hausse : le fioul varie ainsi de 35,2 à 40,5 EUR₂₀₁₉/MWh, le gaz de 22,6 à 24,2, et le charbon de 7,6 à 8,5.

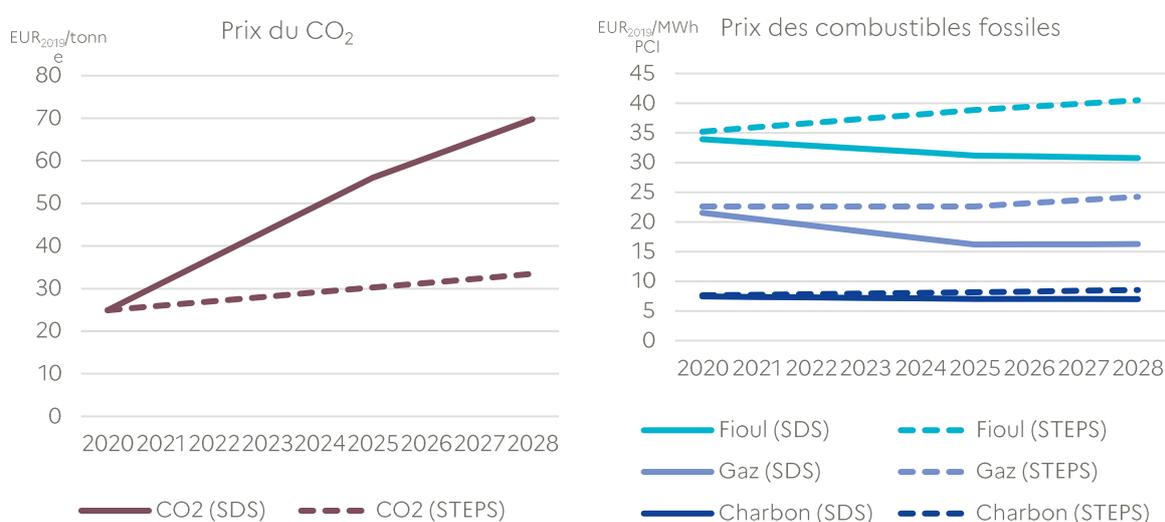


Figure 46 - Prix du carbone et des combustibles fossiles dans les trajectoires SDS et STEPS

Impact sur les substitutions du système électrique

Le prix du CO₂ étant plus faible dans l'analyse de sensibilité, les substitutions électriques y sont davantage portées par le charbon européen plutôt que par le gaz, comme illustré en Figure 47 : en effet, dans le mix français, le volume de substitution des EnR&R par de la production au gaz naturel atteignait 12 TWh en 2028. Dans la trajectoire STEPS, ce volume n'atteint plus que 6 TWh, et la différence est compensée par un surplus d'imports nets (43 TWh dans le cas SDS et 48 TWh dans le cas STEPS).

Au sein du mix européen, la part du charbon est plus importante dans le cas STEPS que dans le cas SDS, ce qui traduit que cette variation des coûts a induit une inversion de l'ordre de préséance économique. Le volume total substitué par le charbon atteint 11 TWh avec la trajectoire STEPS, contre 0,5 dans le cas SDS.

Globalement, pour un prix du CO₂ plus faible et un prix des combustibles plus élevé, on assiste à davantage de substitutions par des énergies fossiles plus émettrices de CO₂.

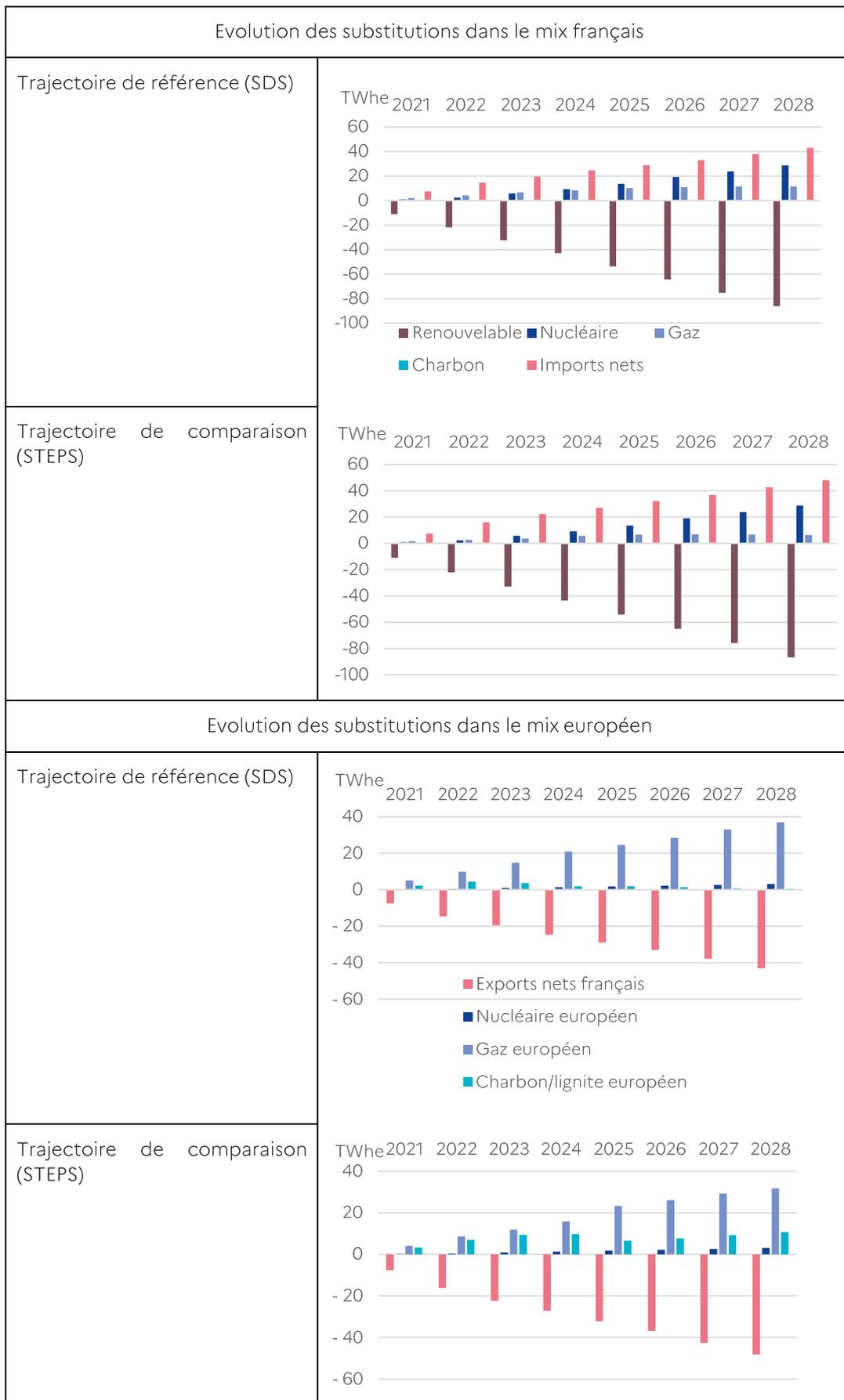


Figure 47 - Impact des variations de prix du carbone et des combustibles fossiles sur les substitutions dans le système électrique
a) dans le mix français b) dans le mix européen

Impact sur les émissions de gaz à effet de serre

Cette sensibilité a également un impact sur les émissions de gaz à effet de serre. Dans le cas de comparaison (STEPS), puisque le charbon est davantage substitué par rapport au gaz, le développement des renouvelables en France a un impact plus important sur la baisse des émissions.

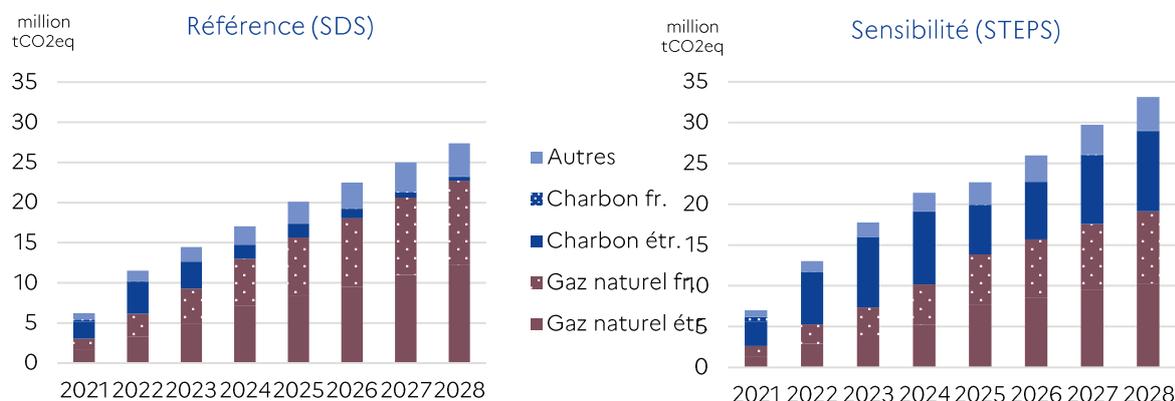
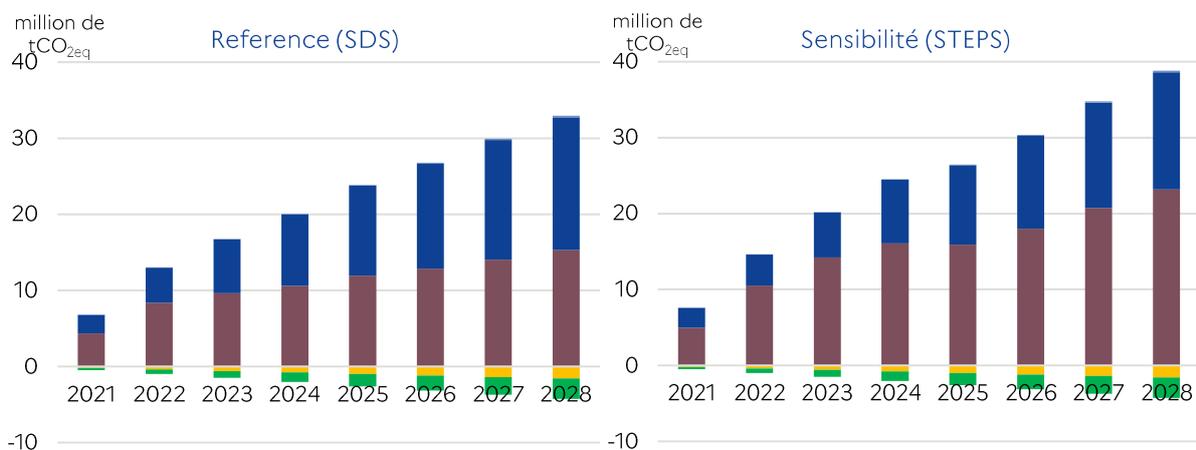


Figure 48 - Effet des développements d'EnR&R sur les émissions de CO₂ directes

La baisse des émissions directes augmente de 21 % en 2028 dans l'analyse de sensibilité par rapport au scénario de référence. Ainsi, en fonction de l'évolution des prix des combustibles et du CO₂ dans les prochaines années, le développement des EnR&R françaises permettra d'éviter entre 27 et 32 millions de tCO₂eq en 2028, et entre 140 et 167 millions de tCO₂eq au total sur la période 2021-2028 (lié à la combustion uniquement d'énergies fossiles)

Cette sensibilité montre aussi que si le prix du CO₂ est bas, alors l'ajout d'1 MWh électrique renouvelable va avoir plus d'impact sur les émissions de GES évitées que si le prix est haut, étant donné la substitution davantage tournée vers le charbon que vers le gaz. Toutefois, si on souhaite atteindre un mix décarboné, c'est la combinaison d'un déploiement EnR&R élevé et d'un prix du carbone élevé qui reste la plus favorable.

En ce qui concerne les émissions sur l'ensemble du cycle de vie, la baisse des émissions augmente de la même manière que les émissions directes dans l'analyse de sensibilité par rapport au scénario de référence (20% d'émissions évitées en plus dans l'analyse de sensibilité en 2028). En effet, le développement des EnR&R françaises est identique dans les deux scénarios. Ainsi, en fonction de l'évolution des prix des combustibles et du CO₂ dans les prochaines années, le développement des EnR&R françaises permettra d'éviter entre 29 et 35 millions de tCO₂eq en 2028, et entre 151 et 179 millions de tCO₂eq au total sur la période 2021-2028.



- Développement des EnR non-électriques installées en France (biocarburants, biogaz et chaleur renouvelable)
- Développement des EnR électriques installées en France
- Utilisation de combustibles nucléaire en France et Europe
- Utilisation de combustibles fossiles en France
- Utilisation de combustibles fossiles en Europe

Figure 49 - Effet des développements d'EnR&R sur les émissions de CO₂ totales (sur l'ensemble du cycle de vie)

Impact sur les économies en coût de combustible

L'augmentation des coûts des combustibles dans l'analyse de sensibilité est contrebalancée par une substitution davantage portée par le charbon (moins chère que le gaz). Au total, l'économie en combustibles fossiles est semblable dans les deux cas.

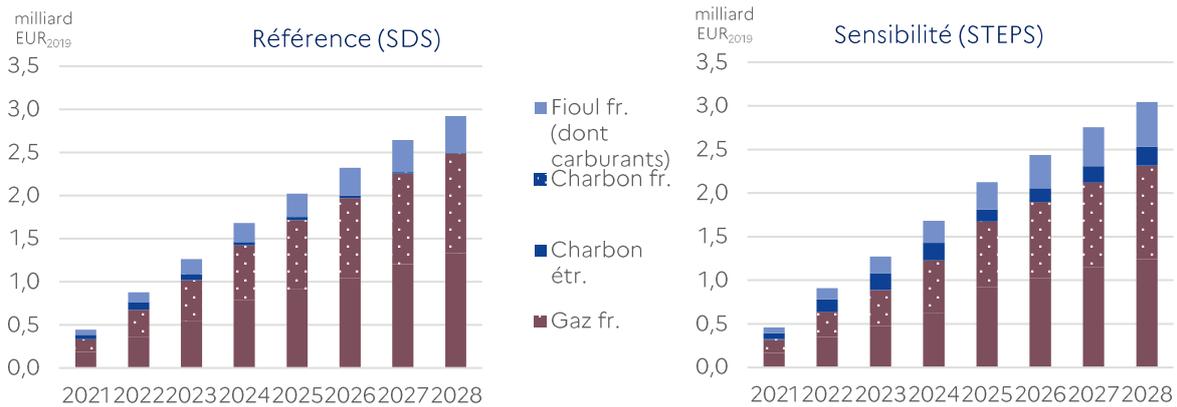


Figure 50 - Impact sur les coûts liés à la consommation de combustibles

Ainsi, en fonction de l'évolution des prix des combustibles et du CO₂ dans les prochaines années, le développement des EnR&R françaises pourra diminuer l'impact des coûts en combustibles en France de 2,9 à 3 milliards d'EUR₂₀₁₉ en 2028 et de 14 à 14,2 milliards d'EUR₂₀₁₉ au total sur la période 2021-2028.

Références bibliographiques

- [1] Cour des comptes, «La politique de développement des biocarburants,» 2021.
- [2] M. El Akkari, O. Réchauchère et A. Bispo, « A meta-analysis of the greenhouse gas abatement of bioenergy factoring in land use changes,» *Nature Scientific Reports* 8, 8563, 2018.
- [3] ADEME, Ministère de l'écologie de l'énergie du développement durable et de la mer, Ministère de l'agriculture de l'agroalimentaire et de la forêt, FRANCE AGRIMER, «Analyses de Cycle de Vie appliquées aux biocarburants de première génération consommés en France,» 2010.
- [4] CRE, «Rapport d'Activité 2019».
- [5] Syndicat National du Chauffage urbain et de la Climatisation Urbaine, «Enquête nationale annuelle des réseaux de chaleur et de froid,» [En ligne]. Available: <http://reseaux-chaleur.cerema.fr/enquete-annuelle-du-chauffage-urbain-et-de-la-climatisation-urbaine>.
- [6] Données et études statistiques du ministère de la transition écologique, «Chiffres clés des énergies renouvelables - Edition 2020,» [En ligne]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-des-energies-renouvelables-edition-2020>.
- [7] Open Data Réseaux Energie, [En ligne]. Available: <https://opendata.reseaux-energies.fr/pages/accueil/>.
- [8] RTE, «éCO2mix,» [En ligne]. Available: <https://www.rte-france.com/en/eco2mix>.
- [9] Données et statistiques du ministère de la transition écologique, « Bilan énergétique de la France en 2020,» [En ligne]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/bilan-energetique-de-la-france-en-2020-donnees-provisoires-0>.
- [10] RTE, «Note : Précisions sur les bilans CO2 établis dans le bilan prévisionnel et les études associées».
- [11] Direction Générale de l'Energie et du Climat, «Panorama 2019 des biocarburants incorporés en France».
- [12] RTE, «Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - Edition 2021».
- [13] F. T. Solaire, I.-c. & consult et Artelys, «Analyse de l'impact climat de capacités additionnelles solaires photovoltaïques en France à horizon 2030,» 2020.
- [14] Advanced System Studies for Energy Transition, «Technology pathways in decarbonisation scenarios,» 2018.
- [15] OOREKA, [En ligne]. Available: <https://chaudiere.ooreka.fr/>.
- [16] Agence Internationale de l'Energie, World Energy Outlook, 2019.
- [17] Institut national de la statistique et des études économiques, «Enquête sur les consommations d'énergie dans l'industrie (EACEI),» [En ligne]. Available: <https://www.insee.fr/fr/metadonnees/source/serie/s1214>.
- [18] Données et études statistiques du ministère de la transition écologique, «Chiffres clés du climat,» [En ligne]. Available: <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/chiffres-cles-du-climat-france-europe-et-monde-edition-2021-0>.
- [19] Société Française d'Electricité Nucléaire, «Les coûts de production du nouveau nucléaire français,» 2018.
- [20] Cour des Comptes, «Les coûts de production de l'électricité nucléaire,» 2014.

- [21] T. Bruckner et al., «Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change,» 2014.
- [22] Ministère de la Transition Ecologique et Solidaire, «Stratégie Nationale Bas-Carbone,» 2020.

INDEX DES TABLEAUX ET FIGURES

TABLEAUX

Tableau 1 – Facteur d'émissions de GES considérés dans l'étude	10
Tableau 2 – Facteurs d'émission de GES amont pour les biocarburants intégrant un scénario de changement d'affectation des sols (CAS) et utilisés pour l'analyse de sensibilité	11
Tableau 3 - Substitutions moyennes dans le système électrique entre 2015 et 2019	32
Tableau 4 - Production de chaleur renouvelable : historique et objectifs PPE (en TWh)	40
Tableau 5 - Objectifs PPE concernant les capacités installées de production renouvelable d'électricité en France	40
Tableau 6 – Objectifs PPE pour le mix de consommation de carburant liquide	41
Tableau 7 - Rendements utilisés dans le volet chaleur	59
Tableau 8 - Rendements utilisés pour la production d'électricité	59
Tableau 9 - Bornes de prix déterminant la technologie marginale d'un pays en fonction de son prix de l'électricité	61

FIGURES

Figure 1 - Evolution de la production de chaleur EnR&R en France, par filière (CVE : Centre de valorisation énergétique)	16
Figure 2 - Evolution de l'électricité renouvelable en France :	17
Figure 3 - Evolution de la filière biogaz en France	18
Figure 4 - Evolution des biocarburants de première génération en France	18
Figure 5 - Approche générale de la construction du scénario « sans nouvelles EnR&R » pour le volet Chaleur	19
Figure 6 - Nombre d'équipements de chauffage dans le résidentiel, par technologie, en millier d'équipements (PAC : Pompe à Chaleur ; RC : Réseau de Chaleur ; Eq. : Equipement ; GPL : Gaz de pétrole liquéfié)	20
Figure 7 - Consommation historique d'énergie finale pour le chauffage dans le secteur tertiaire	21
Figure 8 - Mix énergétique des réseaux de chaleur dans le cas de référence et dans le cas « sans nouvelles EnR&R » (PAC : Pompes à chaleur ; UIOM : Unités d'incinération des ordures ménagères ; GPL : Gaz de pétrole liquéfié)	22
Figure 9 - Consommation finale énergétique dans l'industrie, en TWh	23
Figure 10 - Evolution des capacités de production d'électricité en France sur la période historique (PV : photovoltaïque)	24
Figure 11 - Consommation nette d'électricité (hors pertes et pompages), en TWh	25
Figure 12 - Substitutions énergétiques dans le secteur résidentiel entre le scénario « sans nouvelles EnR&R » et de « référence » (PAC : Pompe à chaleur ; GPL : Gaz de pétrole liquéfié ; RC : Réseau de chaleur)	27
Figure 13 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (EF : Energie finale ; PCS : pouvoir calorifique supérieur)	29
Figure 14 - Consommation supplémentaire d'électricité dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », en TWh (ECS : Eau chaude sanitaire ; PAC : Pompes à chaleur)	30
Figure 15 - Différentiel du mix de production d'électricité en France entre le scénario de référence et le scénario « sans nouvelles EnR »	31
Figure 16 - Substitutions dans le mix des systèmes électriques européens en 2019	32
Figure 17 - Evolution des substitutions du système électrique français	33
Figure 18 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R »	33
Figure 19 - Consommation supplémentaire de gaz naturel dans les réseaux de gaz dans le scénario « sans nouvelles EnR&R »	34
Figure 20 - Impact du développement des EnR&R en France sur la filière carburants :	34
Figure 21 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en France et dans le reste de l'Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », distinguée par volet énergétique	35
Figure 22 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en France et dans le reste de l'Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », distinguée par combustible	35
Figure 23 - Emissions de GES évitées par la substitution de combustibles fossiles et émissions de GES générées par le développement des énergies renouvelables en France entre 2000 et 2019. Les valeurs positives correspondent aux émissions évitées et les valeurs négatives aux émissions	

généérées. Les incidences sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes, notamment via des changements d'affectation des sols, ne sont pas pris en compte dans le calcul.....	36
Figure 24 - Emissions de GES évitées par la substitution de carburants fossiles via des biocarburants français et émissions de GES générées par le développement des biocarburants en France entre 2000 et 2019. Les valeurs positives correspondent aux émissions évitées et les valeurs négatives aux émissions générées. Les changements d'affectation des sols sont pris en compte selon 3 scénarios permettant d'explorer la gamme des possibles : « optimiste », « sans CAS » et « CAS maximal » sur la base de valeurs disponible dans la base carbone de l'ADEME (version 20.2).....	37
Figure 25 - Bénéfices économiques en France liés au développement des EnR&R sur la période 2000-2019	38
Figure 26 - Economie de combustibles fossiles ailleurs en Europe permise grâce au développement des EnR&R en France entre 2000 et 2019	38
Figure 27 - Objectifs PPE de consommation de biogaz en France, en TWh PCS	41
Figure 28 - Evolution des livraisons de chaleur à partir d'EnR&R dans les réseaux de chaleur selon les objectifs PPE	43
Figure 29 - Mix de consommation dans les réseaux de chaleur selon les objectifs PPE	43
Figure 30 - Mix de consommation dans l'industrie selon les objectifs PPE	44
Figure 31 – Evolution du parc de production électrique en France selon les objectifs PPE.....	44
Figure 32 - Projection du mix de consommation de carburants liquides en France après linéarisation des objectifs PPE	46
Figure 33 - Consommations supplémentaires d'énergies dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », en TWh	48
Figure 34 - Substitutions énergétiques liées au développement des réseaux de chaleur dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (RC : Réseaux de chaleur)	49
Figure 35 - Impact du volet chaleur sur la demande d'électricité : consommation électrique supplémentaire dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » (PAC : Pompes à chaleur ; ECS : Eau Chaude Sanitaire).....	49
Figure 36 - Substitutions sur le mix électrique français : a) Détail des substitutions par filière de production pour l'année 2028 b) Evolution des volumes substitués au cours de la période 2020-2028	50
Figure 37 - Substitutions sur le mix électrique des voisins européens a) Détail des substitutions par filière de production sur l'année 2028 b) Evolution des volumes substitués au cours de la période 2020-2028	52
Figure 38 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » du volet Electricité	53
Figure 39 - Consommation supplémentaire de gaz naturel dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » liée à l'injection de biométhane dans le réseau.....	53
Figure 40 - Consommation supplémentaire de carburants fossiles dans le scénario « sans nouvelles EnR&R » du volet Biocarburants.....	54
Figure 41 - Consommation supplémentaire de combustibles fossiles en France et dans le reste de l'Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », distinguée par volet énergétique	55
Figure 42 - Consommation supplémentaires de combustibles fossiles en France et dans le reste de l'Europe dans le scénario « sans nouvelles EnR&R », distinguée par combustible	55
Figure 43 - Emissions de GES évitées par la substitution de combustibles fossiles et émissions de GES générées par le développement des énergies renouvelables en France entre 2021 et 2028. Les valeurs positives correspondent aux émissions évitées et les valeurs négatives aux émissions générées. Les incidences sur la séquestration de carbone dans les écosystèmes n'ont pas pu être quantifiées.	56
Figure 44 - Economie en combustibles fossiles suite au développement des EnR&R en France	58
Figure 45 – Détermination de la technologie marginale en France en 2019 à la granularité horaire, via les prix de l'électricité.....	61
Figure 46 - Prix du carbone et des combustibles fossiles dans les trajectoires SDS et STEPS	62
Figure 47 - Impact des variations de prix du carbone et des combustibles fossiles sur les substitutions dans le système électrique	63
Figure 48 - Effet des développements d'EnR&R sur les émissions de CO ₂ directes	64
Figure 49 - Effet des développements d'EnR&R sur les émissions de CO ₂ totales (sur l'ensemble du cycle de vie).....	65
Figure 50 - Impact sur les coûts liés à la consommation de combustibles	65

SIGLES ET ACRONYMES

ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
CAS	Changement d'affectation des sols
CCG	Cycle Combine Gaz
CEREN	Centre d'étude et de Recherches Economiques Sur l'Energie
CVE	Centre de valorisation Energétique
ECS	Eau Chaude Sanitaire
FTS	France Territoire Solaire
Insee	Institut national de la statistique et des études économiques
MWh (TWh)	Mégawatt heure (Térawatt heure)
MW (GW)	Mégawatt (Gigawatt)
TWhe	Térawatt heure électrique
ODRE	Open Data réseaux Energie
PAC	Pompe à chaleur
PPE	Programmation Pluriannuelle de l'Energie
SDES	Service de la Données et des Etudes Statistiques [16]
SNBC	Stratégie Nationale bas Carbone
tCO _{2eq}	Tonne de dioxyde de carbone équivalent

L'ADEME EN BREF

À l'ADEME - l'Agence de la transition écologique - nous sommes résolument engagés dans la lutte contre le réchauffement climatique et la dégradation des ressources.

Sur tous les fronts, nous mobilisons les citoyens, les acteurs économiques et les territoires, leur donnons les moyens de progresser vers une société économe en ressources, plus sobre en carbone, plus juste et harmonieuse.

Dans tous les domaines - énergie, air, économie circulaire, alimentation, déchets, sols, etc., nous conseillons, facilitons et aidons au financement de nombreux projets, de la recherche jusqu'au partage des solutions.

À tous les niveaux, nous mettons nos capacités d'expertise et de prospective au service des politiques publiques.

L'ADEME est un établissement public sous la tutelle du ministère de la Transition écologique et du ministère de l'Enseignement supérieur, de la Recherche et de l'Innovation.

LES COLLECTIONS DE L'ADEME



FAITS ET CHIFFRES

L'ADEME référent : Elle fournit des analyses objectives à partir d'indicateurs chiffrés régulièrement mis à jour.



CLÉS POUR AGIR

L'ADEME facilitateur : Elle élabore des guides pratiques pour aider les acteurs à mettre en œuvre leurs projets de façon méthodique et/ou en conformité avec la réglementation.



ILS L'ONT FAIT

L'ADEME catalyseur : Les acteurs témoignent de leurs expériences et partagent leur savoir-faire.



EXPERTISES

L'ADEME expert : Elle rend compte des résultats de recherches, études et réalisations collectives menées sous son regard.



HORIZONS

L'ADEME tournée vers l'avenir : Elle propose une vision prospective et réaliste des enjeux de la transition énergétique et écologique, pour un futur désirable à construire ensemble.



ETUDE DES BÉNÉFICES LIÉS AU DÉVELOPPEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ET DE RÉCUPÉRATION EN FRANCE

L'étude vise à estimer les impacts économiques et sur les émissions de gaz à effet de serre liés à la diminution des importations de combustibles fossiles et fissiles entre 2000 et 2028.

Deux périodes sont considérées dans l'étude. Une période historique qui retrace l'évolution des EnR&R dans le mix énergétique français ces vingt dernières années et une période future basée sur l'atteinte des objectifs de développements des EnR&R à l'horizon 2028. Pour chacune de ses deux périodes, un scénario contrefactuel où le développement des EnR&R est figé permet d'estimer les bénéfices.

Le développement des EnR&R en France a permis de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 359 millions t_{eq}CO₂ ces vingt dernières années et cela a permis d'économiser 22 milliards d'euros d'importations évitées pour la France.

L'atteinte des objectifs 2028 de la PPE permettrait d'éviter d'émettre 27 Mt eqCO₂ en cumulé dès 2021 et cela permettrait d'économiser 6,4 milliards d'euros d'importations évitées.

