



THE CARBON
TRANSITION
THINK TANK

L'ÉVALUATION ÉNERGIE-CLIMAT DU PTEF

NOTE DE TRANSPARENCE DANS LE
CADRE DU **PLAN DE TRANSFORMATION
DE L'ÉCONOMIE FRANÇAISE**

EN RELECTURE — FÉVRIER 2022



L'évaluation énergie-climat du PTEF

Quelles conséquences énergie-climat à la fin du prochain quinquennat, et en 2050, si le PTEF était mis en place ?

Cette note vise à rendre transparents et compréhensibles notre démarche d'évaluation énergie-climat des effets de la mise en place (hypothétique) du PTEF, ses résultats, et les grands enseignements que nous en tirons.

Elle se compose d'une partie méthodologique détaillant notre démarche, nos hypothèses structurantes et nos choix de paramètres dans cette évaluation ; de trois parties exposant les hypothèses dédiées et les résultats, chacune relative à nos dates d'évaluation : 2020, 2027 et 2050 ; une partie qui tire les « grands enseignements » de nos travaux d'évaluation énergie-climat.

Table des matières

Table des matières	1
I. Approche de l'évaluation énergie-climat du PTEF	3
A. Objectifs du travail	3
B. Périmètre de l'évaluation énergie-climat du PTEF.....	5
C. Principe général de l'évaluation énergie-climat	10
D. L'impact des contraintes physiques sur le travail des secteurs	14
II. Notre point de départ : ~ 2020	20
A. Nos données d'entrée	20
B. Paramétrage et validation de notre calculatrice carbone	22
III. Notre point de passage : l'année 2027	25
A. Les demandes des secteurs	25
B. Le mix énergétique en 2027 et les FE	27
C. Le bilan carbone en 2027	27
IV. Notre échéance finale : l'année 2050	28
A. Les demandes des secteurs	28
B. Le mix énergétique en 2050.....	30
C. Le bilan carbone	36
V. Evolutions énergie-climat par la mise en place du PTEF entre 2022 et 2050 ...	39
A. Evolution de la demande en énergie finale.....	39

B. Evolution du bilan carbone	40
VI. Grands enseignements de l'évaluation énergie-climat du PTEF	41
A. La disponibilité en carburants liquides et gazeux non fossiles sera vraisemblablement très limitée	41
B. Plus on tarde à lancer les grands travaux d'infrastructures électriques, plus la sobriété sera forte en 2050.....	42
C. Les filières énergétiques secondaires basées sur la biomasse ou l'électricité doivent être développées de manière ambitieuse mais contrôlée.....	43
D. Un retard dans la transformation du reste de l'économie vers la sobriété systémique et l'efficacité induira des arbitrages énergétiques difficiles.....	44
VII. Bibliographie	46
À PROPOS DU SHIFT PROJECT.....	48

I. Approche de l'évaluation énergie-climat du PTEF

Le Plan de transformation de l'économie française est un recueil de propositions sectorielles touchant à l'ensemble de l'économie. Ces propositions, si tant est qu'elles sont mises en place lors du prochain quinquennat, auront des répercussions sur l'économie physique dès les années à venir, et jusqu'à 2050 dans l'hypothèse de la continuation de leur application lors des quinquennats suivants.

Le travail d'évaluation énergie-climat du PTEF consiste à **évaluer l'effet de nos propositions sectorielles sur les flux d'énergie et de carbone / autres gaz à effet de serre (GES) dans la société française**. Un tel travail pourrait en théorie être effectué pour toutes les années à partir de 2022, jusqu'à un horizon de temps où nos propositions auraient atteint leurs pleins effets. Au-delà de cet horizon de temps, il ne servirait à rien de documenter les années suivantes. Etant donné nos moyens limités, nous avons sélectionné **deux dates qu'il nous paraît indispensable de documenter, et qui nous permettent déjà de tirer un ensemble de conclusions sur les effets du PTEF à différents horizons de temps** : l'année **2027**, qui permet d'estimer la vitesse à laquelle la décarbonation débute sur le prochain quinquennat ; et l'année **2050**, qui permet de s'assurer que les propositions aux effets rapides sont bien compatibles avec une décarbonation plus poussée sur le moyen/ long-terme, et qui permet de comparer les effets long-terme du PTEF avec le fameux objectif de « neutralité carbone » que s'est fixé la France pour 2050.

Ce travail pourrait ressembler à une évaluation de type « exploratoire » dans le sens où on propose un ensemble de mesures dont on évalue ensuite les effets, sans chercher coûte que coûte à atteindre un objectif final. Cependant, chacun des secteurs du PTEF a travaillé dans une optique de réduction maximale et rapide de ses consommations fossiles et de ses émissions de GES. Ainsi, les mesures proposées par les secteurs sont dirigées par ces objectifs. Le travail d'évaluation permet simplement de mesurer l'écart aux objectifs fixés, ou leur bonne atteinte.

A. Objectifs du travail

1. Le dimensionnement de l'industrie énergétique

La Figure 1 ci-dessous décrit de manière très macroscopique ce qu'est le système énergétique dans son ensemble, et place l'industrie de l'énergie dans ce système.

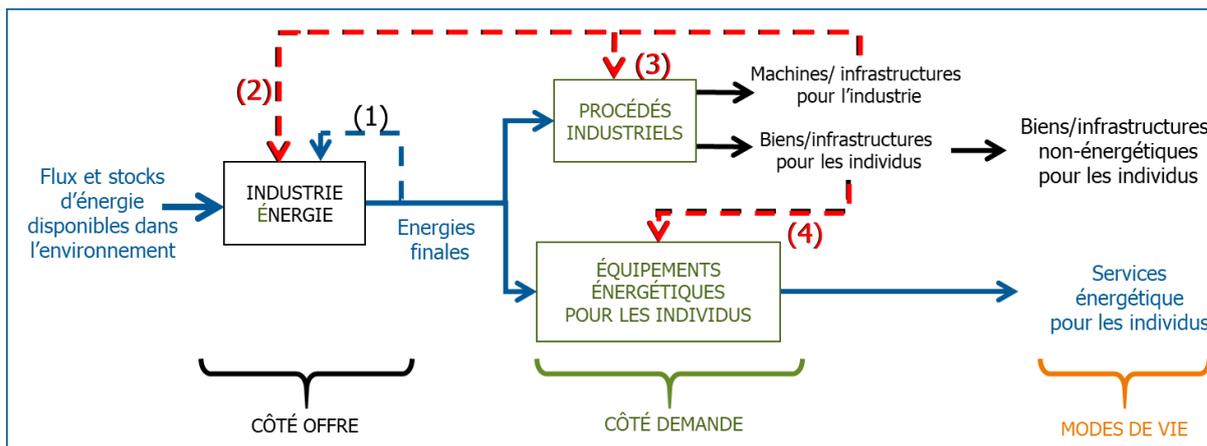


Figure 1 : Chaîne énergétique de l'extraction d'énergie primaire à l'obtention de biens, et de services énergétiques. L'énergie primaire, sous forme de stock (pétrole brut, gaz, charbon, minerais d'uranium, biomasse, eau stockée dans un barrage...) ou de flux (vent, rayonnement solaire...) est extraite de l'environnement puis transformée en énergies sous forme finale, par l'industrie de l'énergie. Ces énergies finales sont consommables par les procédés industriels et de la construction/génie civil, qui vont produire des biens, des équipements, et des infrastructures. Ces objets peuvent alors eux-mêmes servir dans l'industrie de l'énergie ou l'industrie des biens ; alternativement, ils peuvent servir aux individus, en tant qu'objets qui ne consomment pas d'énergie (stylos, tables, portes, vêtements...), ou en tant qu'équipements individuels consommateurs d'énergie (équipements numériques, voitures, éclairage...), qui fournissent des services énergétiques.

Les liens numérotés en rouge dans cette figure n'étaient pas du tout, ou mal représentés dans les études prospectives classiques il y a quelques années. Les prospectivistes français se sont récemment saisis de ce sujet et améliorent leurs pratiques. Le secteur de l'industrie du PTEF a également fait l'effort de quantifier ces liens et d'en tenir compte dans la quantité d'énergie qu'il consomme. **Le lien (2), la consommation d'énergie pour construire l'industrie énergétique, n'a cependant pas pu être quantifié et est donc supposé constant, dans le PTEF, par rapport à aujourd'hui.** Autrement dit, l'effort de génie civil pour établir la transition du mix énergétique, n'est pas pris en compte dans nos bilans. Les quantités de matériaux consommées comparées entre la construction et le génie civil pour les transitions étudiées par RTE dans ses Futurs énergétiques 2050 (RTE, 2021), suggèrent cependant que l'énergie consommée pour transformer le système électrique est d'un ordre de grandeur inférieur à celui de la construction de logements neufs actuelle.

Le premier objectif de notre travail d'évaluation énergie-climat est de **s'assurer que l'industrie de l'énergie (côté offre) est bien dimensionnée pour alimenter le côté demande**, à la fois l'industrie lourde, manufacturière et de l'après première vie, et les équipements énergétiques pour les individus, en tenant compte de sa propre consommation (et des pertes de transport et distribution, non représentées sur le schéma). Dit autrement, il s'agit de définir le contenu du bloc « Industrie énergie » dans le schéma, en fonction des transformations proposées par les différents secteurs du PTEF, qui aboutissent à un niveau de demande en « énergies finales » (la flèche sortant du bloc « Industrie énergie »).

Répondre à cet objectif passe donc par une étape préalable : **recenser les besoins en énergie des différents secteurs du PTEF.** C'est ce que nous appelons par la suite **l'évaluation énergie.**

La seconde étape est cruciale, et touche à un pan entier de l'industrie : **définir le mix énergétique qui permettra de répondre à cette demande en énergie finale**. Ce mix est en fait un ensemble d'infrastructures énergétiques qui transforment l'énergie primaire, sous différentes formes, en énergie finale, sous différentes formes également. Définir un mix n'est donc pas qu'un exercice théorique : il faut tenir compte de l'industrie de l'énergie existante et des différentes contraintes physiques qui pourraient s'appliquer à elle au cours des prochaines décennies. Cette étape permet **d'ébaucher les grandes transformations qu'il faudra effectuer dans l'industrie de l'énergie** : le type d'énergie à produire, les quantités, les procédés, les réseaux de transport et de distribution de ces énergies.

Cette étape permettra également d'estimer à quel point la dépendance de la France aux énergies fossiles se réduit par l'application du PTEF. Ce point est d'importance, car une sortie rapide de cette dépendance nous rendrait plus résilient aux possibles chocs d'approvisionnement, notamment sur le pétrole, dans les décennies à venir.

2. L'évaluation carbone

Après avoir défini un mix énergétique qui permette de répondre à la demande en énergie finale des secteurs, nous établiront un bilan carbone de l'ensemble du territoire français. Ce bilan permettra d'estimer l'écart aux objectifs que nous nous sommes fixés en termes de réduction de nos émissions de GES : - 5 %/an dès les 5 prochaines années, et une décarbonation « poussée » d'ici 2050.

B. Périmètre de l'évaluation énergie-climat du PTEF

1. Les activités concernées

Dans le PTEF, et sauf mention contraire, nous évaluons la **consommation d'énergie et les émissions de GES induites par les procédés ou les activités qui se tiennent sur le sol français**.

2. Les secteurs inclus dans l'évaluation énergie-climat

Pour éviter les doubles comptes, seuls certains secteurs du PTEF ont été mobilisés pour l'évaluation énergie-climat. Le PTEF explore et propose des transformations pour une quinzaine de secteurs de l'économie et d'activités humaines. Cependant, les activités comptabilisées dans certains secteurs sont également comptabilisées dans d'autres secteurs. Par exemple, le secteur de la culture englobe des activités :

- de déplacements de personnes qui se rendent à un festival de musique dans une autre région ; ces déplacements sont déjà comptés dans le secteur de la mobilité à longue distance pour ceux qui sont supérieurs à 80 km
- de déplacements d'employés d'un musée ou d'un cinéma pour se rendre à leur travail ; ces déplacements sont comptabilisés en tant que déplacements domicile-travail dans le secteur de la mobilité quotidienne

- de chauffage et d'éclairage d'un théâtre ou d'un atelier de création artistique ; ces activités sont comptabilisés dans les secteurs du tertiaire et du logement ;
- de transport d'œuvres ou de livres ; ces activités sont comptabilisés dans le secteur du fret.



Pour éviter de compter deux fois la consommation d'énergie et les émissions de GES correspondantes, nous avons donc conservé un **découpage « classique » des activités humaines pour notre comptabilité** :

- L'industrie (lourde, manufacturière, de l'après première vie)
- Le résidentiel
- Le tertiaire
- Les transports (sous-découpés en mobilité quotidienne, mobilité à longue distance et fret)
- L'agriculture et l'exploitation de la forêt
- L'industrie énergétique

Voici un descriptif synthétique des **activités incluses dans la comptabilité énergie-climat du PTEF** :

Secteurs du bouclage	Périmètre de comptabilité énergie-climat
Industrie	Procédés de production industriels, de la construction et du génie civil, que les produits soient destinés à la consommation intérieure ou non
Résidentiel	Activités consommatrices d'énergie prenant place dans le parc résidentiel sur le sol français
Tertiaire	Activités consommatrices d'énergie prenant place dans le parc de bâtiments tertiaires et relatives à des infrastructures (services, commerces, enseignement, santé, data centers, éclairage public, assainissement de l'eau...)
Mobilité quotidienne	Déplacements des résidents français sur le sol français à moins de 80 km de leur domicile

Mobilité à longue distance	Déplacements des résidents français à plus de 80 km de leur domicile, en France ou à l'étranger
Fret	Transport intérieur (sur le sol français) de marchandises, que ces marchandises soient destinées à la consommation intérieure ou non, hors aérien
Agriculture et forêt	Activités agricoles ou d'exploitation/ entretien de la forêt sur le sol français
Industrie énergétique	Activités de raffinage, production, transport et distribution d'énergie finale prenant place sur le sol français

3. La comptabilité des vecteurs énergétiques

La comptabilité de l'énergie pose des questions de périmètre et d'unité. Une valeur représentant une quantité d'énergie ne peut être interprétée sans avoir au préalable précisé :

- le périmètre des procédés/activités inclus dans le comptage (quels procédés/activités, et sur quel périmètre géographique)
- le type de vecteur énergétique : est-ce de l'énergie sous forme de diesel, d'électricité, de kérosène, de bois, de chaleur, etc. ? Par convention, l'énergie contenue dans un combustible ou dans un matériau fissile correspond en fait à la chaleur dégagée lors de sa combustion.
- si le vecteur est un combustible, on peut exprimer son contenu énergétique par une valeur de pouvoir calorifique supérieur (PCS) ou inférieur (PCI). La valeur PCS représente la chaleur de combustion + la chaleur contenue dans l'évaporation de l'eau du combustible lors de la combustion, alors que la PCI représente la chaleur de combustion uniquement. La PCS est donc supérieure à la PCI.
- l'unité utilisée ; celle-ci peut-être une unité d'énergie directement, ou une unité quantifiant le vecteur considéré par un autre moyen : sa masse, son volume...

Dans cette note, nous précisons les types de vecteurs et passerons autant que possible par des unités d'énergie directement. Par défaut, et sauf mention du contraire, nous exprimerons les valeurs en PCI.

Les **vecteurs énergétiques finaux** sont découpés dans le PTEF selon les types suivants (et sans préjuger de la manière dont ils sont produits, par exemple le bioéthanol pourrait être compté dans la catégorie « essence ») :

Type	Sous-type	Description
Carburants solides	Bois-énergie et assimilés	Bois bûche, connexes de scierie, déchets de bois, déchets solides renouvelables...
	Charbon	

	Déchets non renouvelables	Déchets municipaux ou industriels non renouvelables (dérivés du pétrole)
Carburants liquides	Fioul	
	Essence	
	Diesel	
	Kérosène	
	Gaz de pétrole liquéfié	
	Autres produits pétroliers	Naphta, bitume, lubrifiant,...
Carburants gazeux	Méthane	
	Gaz de haut fourneau	
Hydrogène	N/A	
Electricité de réseau	N/A	
Chaleur	Solaire thermique	Solaire thermique sur toiture
	Chaleur environnement	Chaleur extraite de l'environnement par les pompes à chaleur
	Chaleur de réseau	

4. La comptabilité des carburants utilisés comme matière première

Afin de dimensionner correctement l'industrie énergétique en charge de produire les énergies finales, nous **incluons dans notre comptabilité les besoins des industries de la pétrochimie en matières premières énergétiques**. L'industrie consomme du naphta, du diesel, des bitumes, ou d'autres produits pétroliers pour produire des plastiques, des routes, des fibres textiles etc. Ces dérivés du pétrole doivent être produits si on veut en consommer, et c'est l'industrie énergétique qui se charge de les produire.

5. La comptabilité des GES

Le PTEF comptabilise les émissions de GES dues aux activités que nous avons listées plus haut. Ces émissions peuvent **provenir de différents types de processus physiques, biologiques ou procédés industriels** : la combustion, la production de ciment, la production de verre, la production d'acier, les fuites et émanations de gaz à effet de serre (gaz utilisés dans la réfrigération et la climatisation, usage de lubrifiants, épandage d'engrais...), la fermentation entérique (digestion des ruminants). Elles peuvent également provenir de **l'utilisation des terres et du changement d'affectation des terres, et de la foresterie (UTCATF)**, et relâchant du carbone qui était stocké dans les sols ou dans la biomasse présente sur ces terres.

Nous **comptabilisons l'ensemble de ces émissions selon le périmètre CITEPA** (CITEPA, 2020)

Nous comptabilisons également le **stockage de carbone dans les sols et dans la biomasse par changement d'utilisation des terres et de leur affectation, ou par procédés industriels** (capture et séquestration du carbone).

Enfin, selon la méthodologie CITEPA, nous considérons par convention de comptabilité que toute biomasse ligneuse extraite de l'environnement, qu'elle provienne de bois de forêt ou hors forêt (vigne, vergers, haies...) est brûlée au cours de l'année et comptabilisée comme émission dans le secteur UTCATF. Ainsi, du point de vue comptable,

- Si cette biomasse ligneuse est effectivement brûlée, sous forme brute ou transformée (biocarburants ou biogaz de deuxième génération, 2G), alors les émissions correspondantes sont bien comptées dans le secteur UTCATF qui a vu son bois prélevé, mais ne sont pas comptées (émissions nulles) dans le secteur qui a utilisé cette biomasse. Ces pourquoi les facteurs d'émissions de ces carburants seront considérés comme nuls.
- Si ce n'est pas le cas (fabrication de meuble, construction, enfouissement...), elle sera considérée comme stockée et les émissions correspondantes seront retranchées, dans le sous-secteur « produits bois » du secteur UTCATF.

La biomasse non ligneuse prélevée et brûlée sous forme brute ou transformée (biocarburants de première génération, biogaz) n'est pas comptabilisée dans les émissions de GES car elle participe d'un cycle court du carbone.

6. Nos trois dates d'évaluation : 2022, 2027, 2050

Les évaluations énergie-climat du PTEF seront effectuées à trois dates, en ligne avec l'approche générale du PTEF :

- Notre **point de départ se situe formellement en 2022**, même si les données utilisées pour caractériser ce point de départ ont été collectées en 2018 ou 2019¹.
- Nous proposons un **point de passage en 2027**, afin de donner une estimation des effets du PTEF à court-terme, à l'issue du quinquennat 2022-2027, en imaginant l'élection d'un gouvernement qui mette en place le PTEF dès 2022.
- Enfin, le PTEF se donne une **échéance à 2050**. Il ne s'agit pas d'une échéance marquant la fin d'une transformation, mais plutôt d'un point de passage à plus long terme qui permet :
 - De s'assurer que les efforts de transformation effectués par les différents secteurs du PTEF dès le prochain quinquennat sont bien **compatibles avec une**

¹ Nous considérons, au vu de notre horizon temporel et du sujet traité, que cet écart de quelques années sur le point de départ ne joue qu'au second ordre. Notre horizon temporel est de 28 ans (2022-2050), et nous considérons la consommation macroscopique¹ d'énergie d'un pays qui n'a pas engagé de rupture énergétique entre 2018 et 2022. Cette valeur macroscopique a donc toutes les chances d'être stable sur quelques années. La crise COVID a significativement affecté la consommation d'énergie de l'année 2020, et elle devrait affecter dans une moindre mesure celle de l'année 2021. Pour la suite de notre exercice d'évaluation, nous supposons que la consommation de 2022 sera sensiblement égale à celle des années pré-COVID, par rapport aux fortes évolutions que propose le PTEF dès les années suivantes. Autrement dit, nous considérons que la calibration de notre point de départ avec des données qui ne sont pas tout à fait à jour induit une erreur de second ordre devant les variations de premier ordre qu'induit la mise en place du PTEF dans les années suivantes.

décarbonation qui continue sur le temps plus long. Cela permet d'éviter d'éventuelles impasses court-termistes.

- De **comparer les émissions du pays en 2050, si le PTEF est suivi, à l'objectif de plus en plus consensuel de neutralité carbone** : les transformations proposées sont-elles à la hauteur ? Les efforts suggérés sont-ils du bon ordre de grandeur ?

C. Principe général de l'évaluation énergie-climat

1. Processus de travail

Afin d'établir le bilan carbone du pays à une date donnée, 2050 par exemple, nous sommes partis des **demandes en énergie exprimées par les différents secteurs** du PTEF en 2050.

Par exemple, suite aux transformations du PTEF en 2050, le secteur Tertiaire requiert 0,1 Mtep de bois-énergie, 0,3 Mtep de fioul, 0,1 Mtep de GPL, etc., en 2050.

Nous avons ensuite **agrégé les demandes des différents secteurs** pour obtenir une demande globale en énergie finale par type de vecteur énergétique.

Par exemple, suite aux transformations du PTEF en 2050, la France requiert 5,36 Mtep de bois-énergie et assimilé (essentiellement pour la production d'électricité, pour le chauffage résidentiel et pour les chaudières industrielles), 0,18 Mtep de déchets non renouvelables pour les chaudières industrielles, 0,62 Mtep de fioul (essentiellement pour du chauffage résiduel et pour l'industrie énergétique), etc.

En parallèle, nous avons **défini un ensemble de contraintes structurantes sur le mix énergétique** que nous pouvions proposer pour 2050, notamment sur certains gisements de ressources, ou sur l'inertie de transformation de l'industrie énergétique à partir de l'existant.

Nous avons ensuite **sélectionné un mix énergétique** permettant de répondre à la demande en énergie finale pour chaque type de vecteur tout en respectant les contraintes structurantes, et de manière la plus décarbonée possible.

Par exemple, on répond aux besoins en gaz dans la France transformée par le PTEF, qui sont bien moindres qu'aujourd'hui, grâce à la méthanisation à partir biomasse méthanisable issue exclusivement de résidus de l'agriculture, et grâce à la pyrogazéification de bois (biomasse lignocellulosique) grâce aux procédés 2G. On s'assure que les prélèvements de biomasse concernée respectent les contraintes de gisement identifiées au préalable.

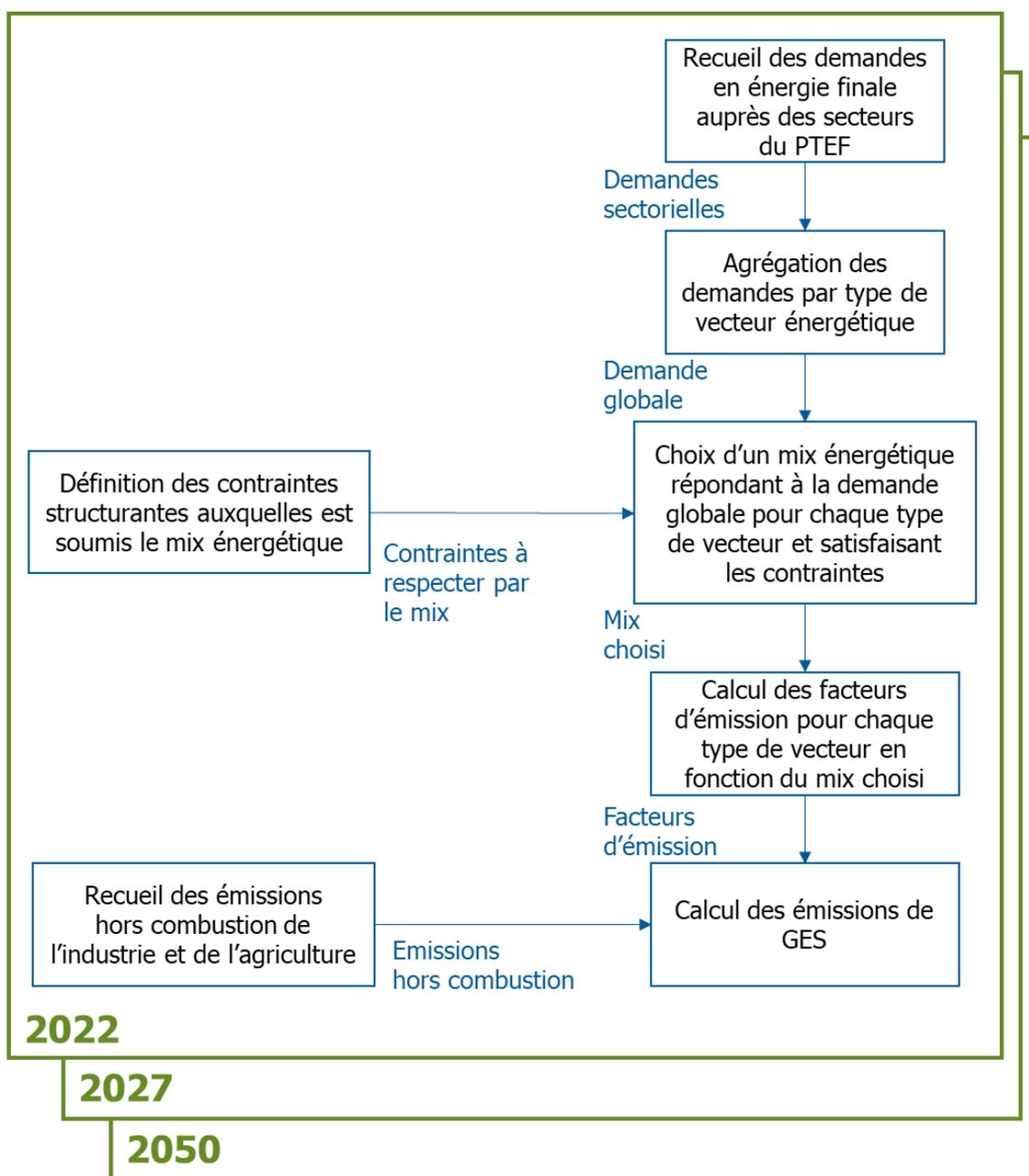
A partir de ce choix de mix, qui définit la manière dont on produit en 2050 les différents vecteurs énergétiques finaux, nous avons calculé les facteurs d'émission (FE) desdits vecteurs.

Par exemple, le facteur d'émission du gaz après transformation proposée par le PTEF est de 260 kgCO₂e/tep (PCI) (à comparer au FE du gaz fossile, qui est de 2180 kgCO₂e/tep). Le facteur d'émission de la pyrogazéification a été considéré nul, quand celui de la méthanisation a été fixé à 280 kgCO₂e/tep pour tenir compte des fuites de méthane.

La demande en chaque type de vecteur pour combustion et le FE associé nous ont permis de calculer les émissions de GES dues à la combustion en France.

Par exemple, la demande globale en gaz pour combustion suite à la transformation de l'économie est de 7,4 Mtep, pour un FE de 260 kgCO₂e/tep, soit des émissions dues à la combustion du gaz de 1,9 MtCO₂e.

Grâce au recueil des estimations par l'industrie et l'agriculture de leurs émissions hors combustion suite à leur transformation, nous avons calculé les émissions totales du pays en 2050, si le PTEF était mis en place.



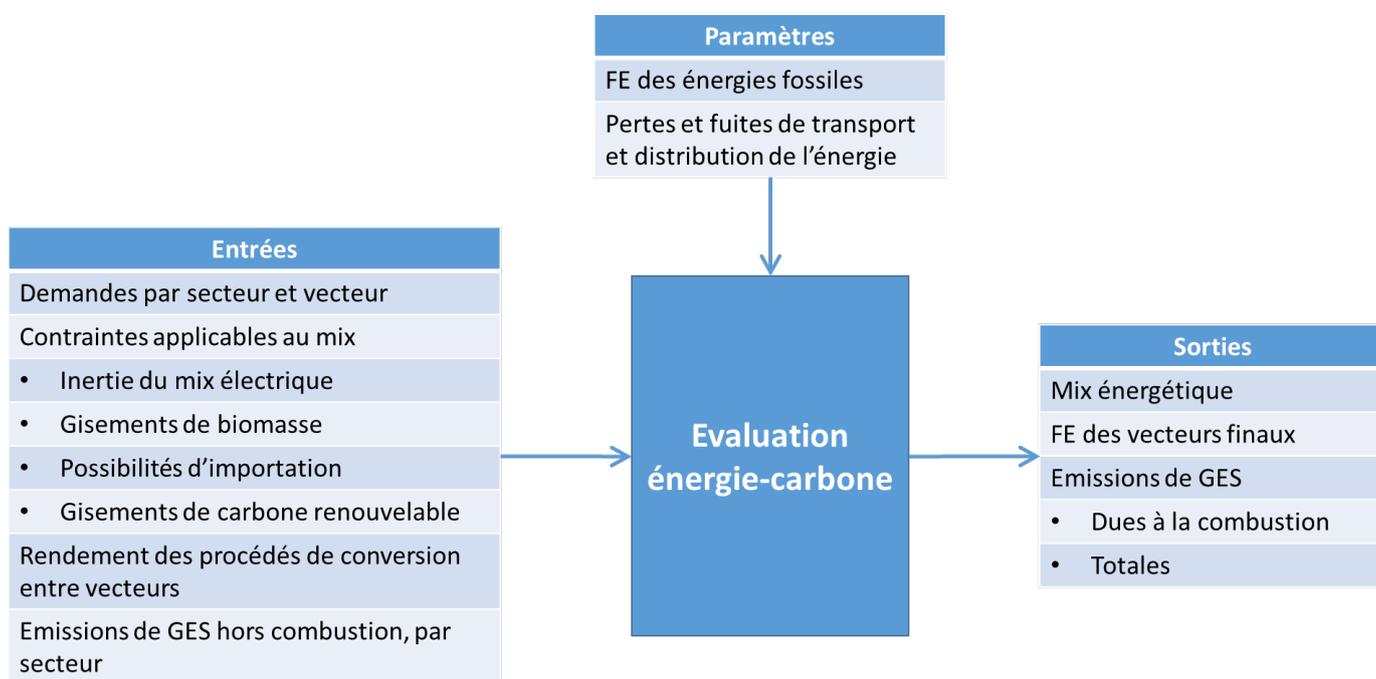
Ce processus a été complètement effectué pour 2050.

Pour l'année de départ, 2022, le mix énergétique n'a pas été à proprement parler choisi puisqu'il s'agit du mix actuel. Il a plutôt été observé donc.

Pour le point de passage 2027, le mix a été considéré comme statique par rapport à aujourd'hui, si ce n'est pour la fermeture des dernières centrales à charbon dans le mix électrique, qu'on considère comme acquise pour 2027. Ainsi, pour 2027, les évolutions des émissions qu'on observera suite à la transformation pendant le quinquennat à venir sont essentiellement dues aux transformations prévues par les autres secteurs du PTEF, et très marginalement à la transformation de l'industrie énergétique.

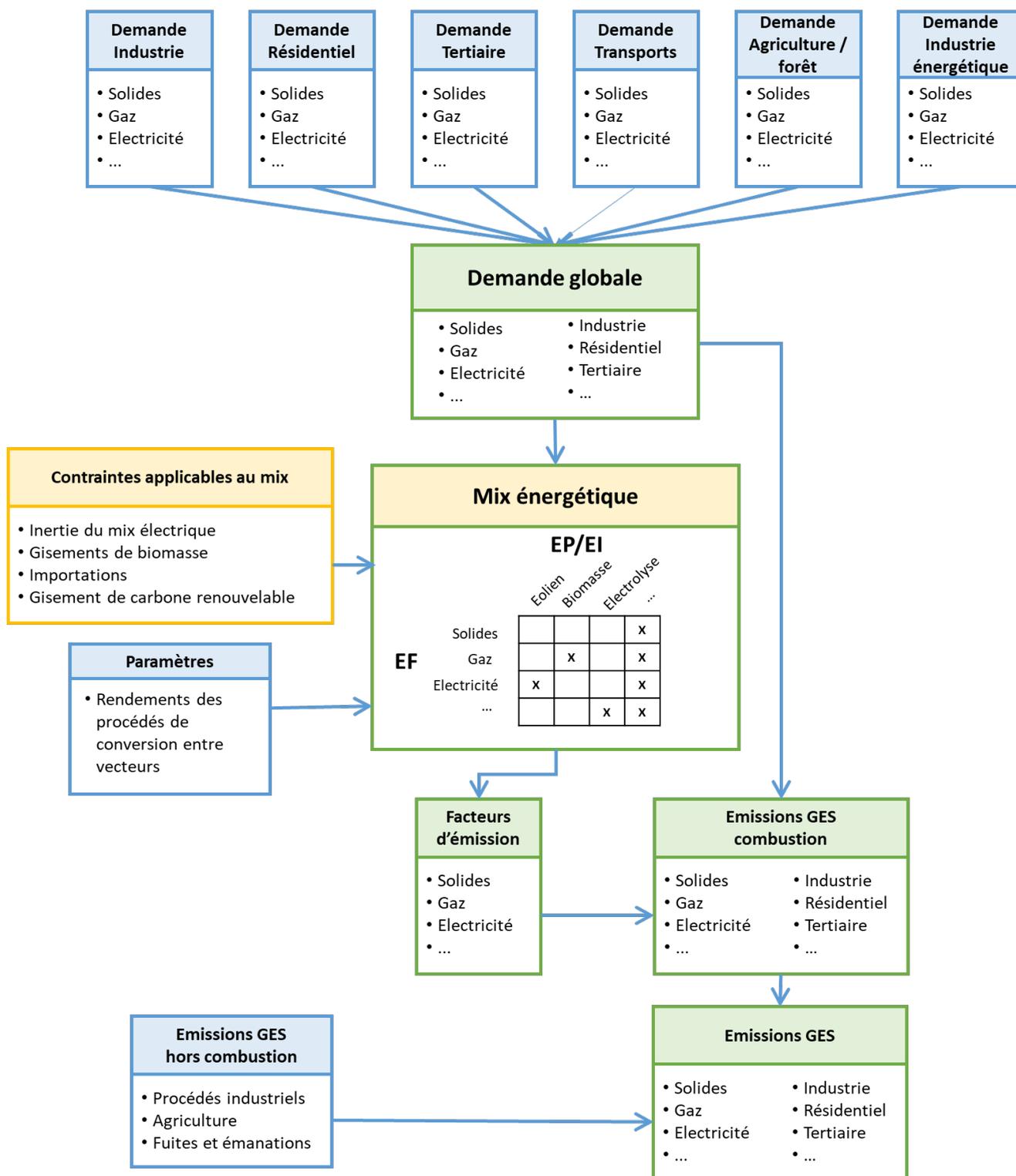
2. Les données d'entrée et de sortie

Le schéma ci-dessous synthétise les données d'entrée et de sortie, ainsi que les paramètres, de notre évaluation énergie-climat.



3. Flux de données

Le schéma suivant décrit les flux de données qui sous-tendent l'évaluation énergie-climat du PTEF. Ces flux sont établis lors des étapes de travail décrites précédemment.



La demande globale représente tout ce que l'industrie énergétique doit produire pour que la société dans son ensemble fonctionne. Pour établir cette demande globale en énergie finale, nous tenons compte de la demande de l'industrie énergétique elle-même et nous y incluons les pertes (de transport, distribution, stockage). Afin d'éviter des double-comptes, nous excluons l'énergie « intermédiaire » utilisée pour une conversion de vecteur énergétique final. Par exemple

l'électricité pour produire de l'hydrogène, ou le gaz utilisé pour produire de la chaleur de réseau, sont exclus.

Notre **proposition de mix énergétique** peut mettre en jeu des conversions entre vecteurs finaux (voir l'exemple concret de l'année 2050, en section IV.B.1). Par exemple on pourra proposer de produire l'hydrogène dont certains secteurs pourraient avoir besoin via l'électrolyse plutôt que par le vaporéformage du méthane. Ainsi, la production de l'H2 final requerra la production d'un surplus d'électricité dédié. Ce surplus sera inclus dans les calculs qui permettront d'aboutir à un mix énergétique cohérent, c'est-à-dire à la définition des vecteurs énergétiques primaires (ou intermédiaires) qui alimentent les procédés de l'industrie énergétique pour produire les vecteurs finaux.

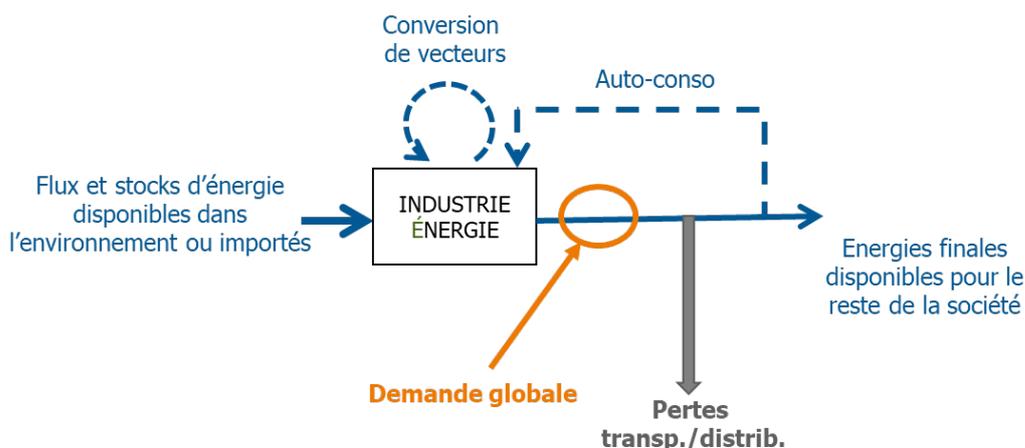


Figure 2 : La demande globale dans le PTEF représente les vecteurs énergétiques finaux que l'industrie de l'énergie doit produire, incluant les pertes de transport, distribution et stockage éventuelles, et les propres besoins de fonctionnement de l'industrie de l'énergie elle-même. Elle n'inclut pas la production de vecteurs « intermédiaires » qui seront transformés en d'autres vecteurs finaux.

D. L'impact des contraintes physiques sur le travail des secteurs

Les secteurs avaient bien sûr pour objectif de départ de **réduire leurs consommations d'énergie fossile et leurs émissions de GES au maximum d'ici 2050**. Si chaque secteur aurait pu être tenté de remplacer ces carburants fossiles par de l'électricité, par des carburants issus de la biomasse ou par des carburants de synthèse², **une rapide analyse des gisements d'énergie décarbonée qui seront disponibles avec un niveau de probabilité raisonnable en 2050 fait apparaître des contraintes supplémentaires auxquelles les secteurs doivent se plier.**

² issus d'électricité et de carbone capturé

1. Remplacer les énergies fossiles par de la biomasse : pas le bon ordre de grandeur

Dans le PTEF, la biomasse est l'ensemble des ressources végétales³ ou issues d'animaux d'élevage⁴ utilisables pour produire de l'énergie, que ça soit par combustion directe ou après transformation sous forme solide, liquide ou gazeuse.

Quelques ordres de grandeur suggèrent que la quantité de biomasse disponible en France et en Europe ne suffira pas à remplacer les énergies fossiles.

Diverses estimations de la disponibilité en biomasse en 2050 ont été effectuées pour la France (ADEME, 2018, 2021; France Stratégie, 2021; MTES, 2020; Roux & Dhôte, 2017; Solagro, 2016). Un consensus se dégage progressivement sur l'ordre de grandeur de disponibilité parmi les acteurs de la prospective (WWF France / Solagro, 2022).

Nous conservons des estimations qui nous semblent prudentes, c'est-à-dire dont on peut raisonnablement espérer qu'elles se réalisent étant donné les transformations proposées par le PTEF, notre objectif de prioriser la production alimentaire, la protection des habitats naturels, et les produits bois avant la production d'énergie, et malgré les risques que fait peser le changement climatique sur les rendements forestiers et agricoles.

- Des résidus agricoles récoltés à des fins énergétiques seront disponibles en plus grande quantité qu'aujourd'hui via une augmentation des pratiques agroécologiques. Nous gardons l'estimation de France stratégie : 6,9 Mtep de biogaz, 1,8 Mtep de bois issu des haies et des pratiques d'agroforesterie et 0,8 Mtep de combustible biomasse.
- L'exploitation forestière n'augmente pas, mais le bois reste plus en France qu'aujourd'hui pour alimenter directement la fabrication de produits bois, générant plus de déchets et connexes pour la production d'énergie. Nous nous basons sur l'estimation de l'IGN et sur le scénario le plus prudent des Transition(s) 2050⁵ : 10,1 Mtep de bois.

Ainsi, en ordre de grandeur prudent, **nous disposerons de ~20 Mtep de biomasse pour l'énergie en 2050**, soit environ le double de la consommation de biomasse énergie actuelle. Il faut comparer cet ordre de grandeur aux consommations actuelles d'énergie fossile que la biomasse pourrait remplacer :

- ~70 Mtep de liquides fossiles, soit la quasi-totalité de nos consommations liquides
- ~40 Mtep de gaz fossile, soit la quasi-totalité de nos consommations gazeuses
- ~8 Mtep de charbon, soit environ la moitié de nos consommations solides

On voit que **la biomasse française ne pourra pas répondre à plus de 15 % de nos consommations agrégées de gaz et de liquides**.

Une option serait alors d'affecter des surfaces ayant actuellement un usage non énergétique (notre alimentation, la production de produits bois, la sauvegarde de la biodiversité) à la production d'énergie. Même en étant relativement optimiste sur le rendement à l'hectare des

³ Par exemple le bois de forêt, le bois issu des haies ou de l'agroforesterie, les résidus de cultures annuelles, l'herbe fauchée, les déchets de bois ou agricoles...

⁴ Les effluents d'élevage

⁵ Dont nous excluons les cultures lignocellulosiques dédiées à la production d'énergie.

procédés de deuxième génération⁶ (qui est environ deux fois plus grand que celui des procédés de première génération), il faudrait dédier environ 10% de nos surfaces arables et forestières pour espérer produire ~9-14 Mtep de gaz ou liquide. Ainsi, **il faudrait dédier plus de l'ensemble de nos surfaces arables et forestières pour répondre à notre demande actuelle en gaz et liquide.**

On retrouve au niveau européen une forte limitation de la biomasse pour répondre à la demande en gaz et liquides⁷, ce qui empêche structurellement de miser significativement sur les importations de biomasse depuis les pays européens. Cela soulève également la possibilité pour les décennies à venir d'une augmentation simultanée de la demande en biomasse de l'ensemble des pays européens, ce qui créerait des goulets d'étranglement et des contraintes d'approvisionnement sur cette ressource.

Ainsi, sans solution alternative à la biomasse, **notre consommation d'énergie sous forme liquide ou gazeuse devrait être divisée par 6**, en ordre de grandeur, par rapport à aujourd'hui.

2. Les carburants de synthèse : une chaîne énergétique trop peu efficace pour remplacer les fossiles

L'unique solution alternative proposée pour produire du méthane et des liquides décarbonés est leur synthèse à partir d'hydrogène (décarboné) et de carbone capturé au préalable. Le premier doit être produit à partir d'électricité décarbonée par électrolyse, et le second doit provenir d'une source non fossile, sans quoi le fait de brûler le carburant de synthèse en reviendrait à émettre autant que du carburant fossile.

Cela fait deux intrants desquels il faut estimer le besoin et le comparer aux gisements possibles.

Quelques ordres de grandeur sur les besoins en électricité pour produire suffisamment de gaz et de liquides de synthèse fixent les idées sur le **caractère marginal que pourront jouer les carburants de synthèse, étant donné leur faible rendement et la limitation de productible électrique en 2050.** Le rendement raisonnablement optimiste de la synthèse de gaz à partir d'électricité est de 60 % (PCI), quand celui pour synthétiser les liquides est plutôt de 50%. Ainsi, il faudrait ~70 Mtep et ~140 Mtep d'électricité pour répondre à la consommation en gaz et liquides fossiles, à comparer à la production actuelle de ~50 Mtep. **Soit une multiplication par 5 de la production électrique pour répondre à la demande actuelle.**

Il apparaît que **les gisements limités de carbone « biogénique »⁸ pourraient constituer une contrainte aussi forte que la disponibilité en électricité, au niveau européen.** Il est estimé qu'on pourrait produire, étant donné les sources de carbone en Europe projetées d'ici 2040, en supposant que ces sources ne soient plus fossiles et qu'on y installe des dispositifs de captation du carbone, 150 Mds de L de diesel (Christensen & Petrenko, 2017), soit environ 135 Mtep, toujours à comparer à la consommation actuelle de l'UE de ~450 Mtep de liquide et 250 Mtep de gaz.

Ces ordres de grandeur suggèrent que la situation demeurera la même pour l'ensemble du globe. Il faudrait tripler la production d'électricité mondiale d'ici 2050 pour remplacer la consommation

⁶ Entre 2 et 3 tep PCI par hectare et par an pourraient être obtenus en 2050, de manière optimiste.

⁷ Avec des ordres de grandeur relativement optimistes de rendement énergétique à l'hectare par des cultures de biomasse dédiée (2,5 tep PCI gaz/ha et 2 tep PCI liquide/ha), répondre aux 250 Mtep de gaz et 450 Mtep de liquides de consommation de l'UE prendrait respectivement 30% et 70% de la surface de l'ensemble des forêts et des terres agricoles de l'UE !

⁸ C'est-à-dire non directement issu de sources fossiles

mondiale de produits pétroliers par des carburants de synthèse. Et cela supposerait des sources immenses de carbone biogénique.

3. Le productible électrique sera limité en France en 2050 par l'inertie du système électrique et les concurrences de demande avec les autres pays

Les récents travaux d'RTE sont riches d'enseignements sur les évolutions possibles du mix électrique français et sur les contraintes auxquelles il va être soumis (RTE, 2021).

La planification la plus volontariste de déploiement de nouveau nucléaire français aboutit en 2050 à une capacité installée d'environ 50 GW, pour un productible électrique de 325 TWh/an. Nos réacteurs nucléaires ont été mis en service de façon groupée à partir des années 1980, et un grand nombre d'entre eux va devoir s'arrêter sur un laps de temps court. Si l'on veut avoir assez d'électricité lorsque ces réacteurs prendront la retraite, des capacités de remplacement devront à ce moment-là être opérationnelles. Le timing est serré. Lors de la décennie 2040, 80 % des réacteurs atteindraient soixante ans, si jamais ils passaient avec succès leur précédente visite décennale (leur « examen de sûreté »). L'hypothèse de pousser la majorité du parc jusqu'à une durée de fonctionnement moyenne de 60 ans a été retenue dans le scénario le plus ambitieux et optimiste sur le nucléaire d'RTE. Selon RTE, le statut ambitieux de cette hypothèse n'a pas été contesté par les parties prenantes impliquées dans la construction des scénarios.

D'après ses propres estimations, l'industrie électronucléaire française sera au mieux capable de produire une paire de réacteurs de type EPR tous les deux ans à partir de 2035, si leur construction est actée au cours du prochain quinquennat. Cela correspondrait à mettre en service au maximum 14 EPR 2 entre 2035 et 2050, dont la majorité entre 2040 et 2050. Au global, elle estime une capacité installée de nucléaire français maximale de 50 GW en 2050, dont environ la moitié issue de nouveaux réacteurs.

La production et l'installation de capacités de production renouvelables (ENR, essentiellement le photovoltaïque, PV, et l'éolien en mer ou terrestre) sont elles aussi limitées par une inertie industrielle. Ainsi, dans son scénario le plus ambitieux et optimiste sur le déploiement des énergies renouvelables électriques, RTE envisage le déploiement de ~210 GW de PV, ~75 GW d'éolien terrestre et ~60 GW d'éolien en mer, pour produire ~645 TWh/an. Les rythmes de déploiement associés sont très élevés et doivent être maintenus pendant 30 ans sans baisses de régime. Ces rythmes et des points de comparaisons sont fournis par les diagrammes ci-dessous, issus des Futurs énergétiques 2050 d'RTE.

Enseignement n° 5

Rythmes nécessaires de développement des énergies renouvelables selon les scénarios (dans la trajectoire de consommation de référence) comparés à l'historique et aux pays voisins (en GW/an)

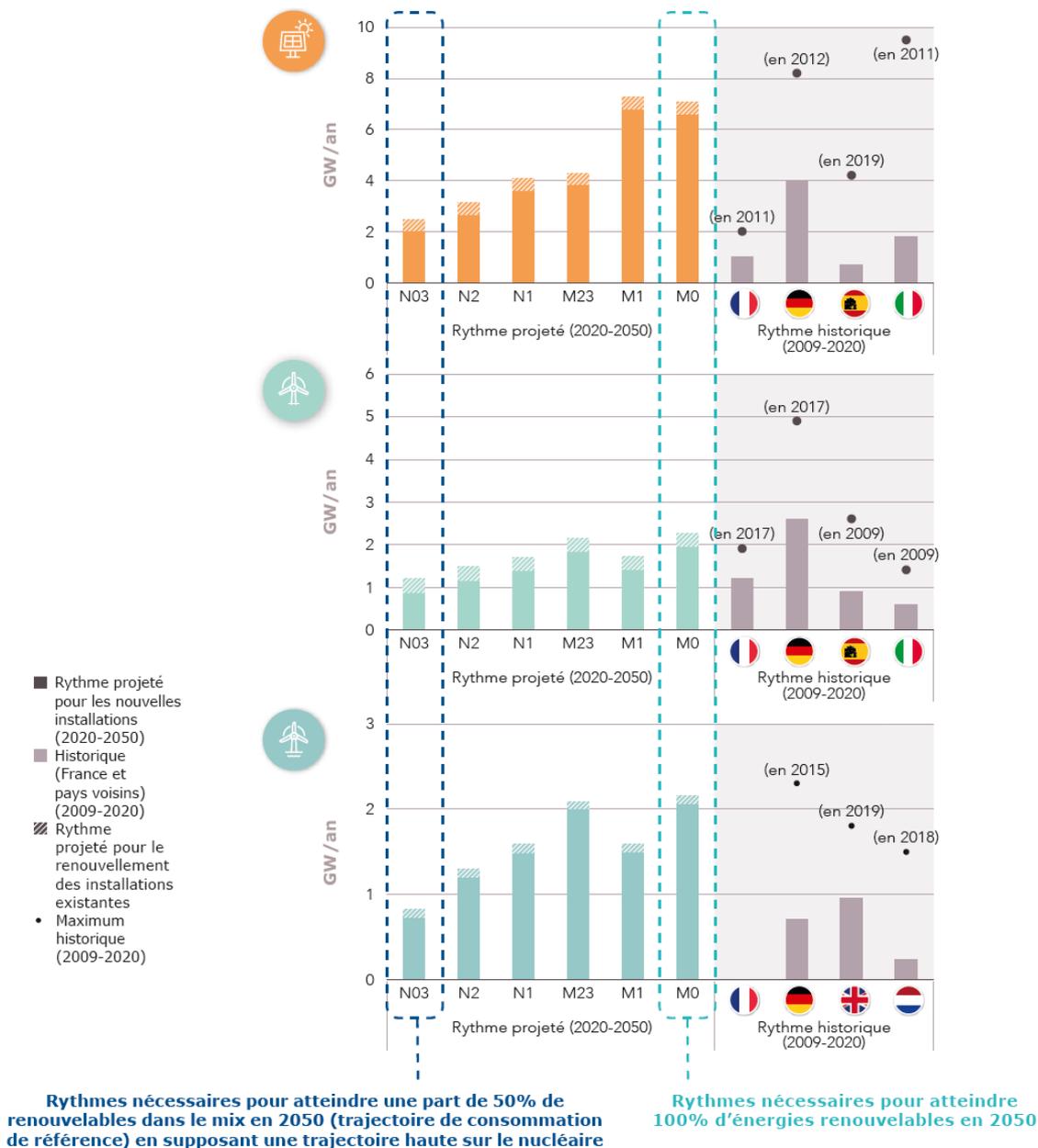


Figure 3 : source RTE (RTE, 2021)

Ces déploiements ont des impacts significatifs sur la consommation de certains matériaux, comme le cuivre ou l'aluminium, avec des consommations deux fois plus importantes pour le mix 100% ENR que pour le mix avec le plus de nucléaire. Les quantités de béton et d'acier sont également importantes, mais restent mesurées devant la consommation actuelle du secteur de la construction.

Figure 12.39 Consommation annuelle moyenne d'aluminium pour le système électrique et pour les batteries de véhicules électriques sur 2020-2050 et comparaison par rapport à la production annuelle d'aluminium (primaire et recyclée, tous secteurs confondus) en 2018

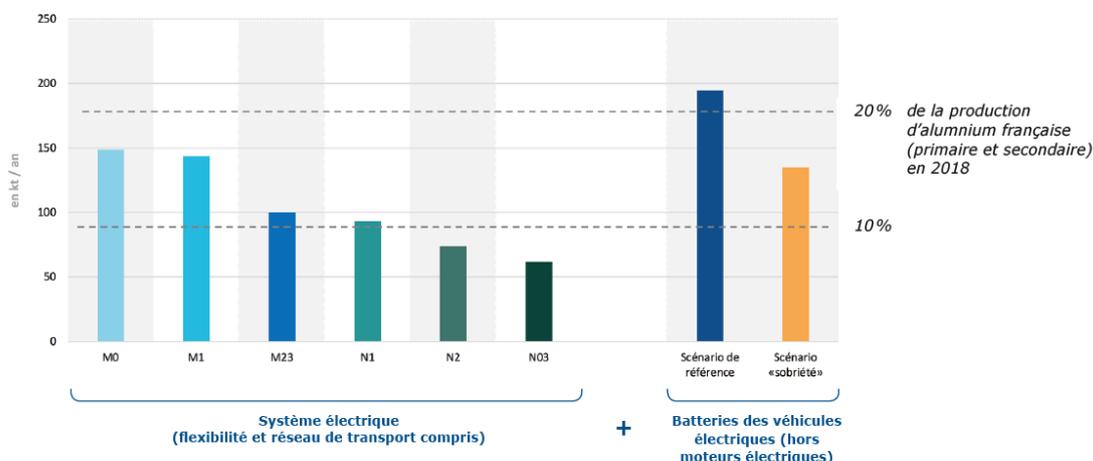


Figure 4 : source RTE (RTE, 2021)

De tels déploiements ont également un impact sur l'espace au sol mobilisé pour installer ces capacités diffuses. Le PV pourrait venir occuper chaque année une surface équivalente à 30 % des surfaces nouvellement artificialisées (construction neuves, commerces, nouvelles routes et autoroutes...), bien qu'il ne soit pas forcément source de nouvelle artificialisation à proprement parler.

Plus les besoins de déploiement ou de renouvellement de capacités de production sont massifs, plus les risques de sous-déploiement à l'échéance 2050 sont grands. En étant extrêmement optimiste, le productible à partir de nucléaire français et d'ENR pourrait être de ~645 TWh issus d'ENR + 325 TWh issus du nucléaire. Cependant, les déploiements associés sont tributaires de la mise en place et du maintien sur plusieurs décennies de chaînes logistiques assurant l'approvisionnement des matériaux nécessaires à la construction.

Or, dans un contexte de transition mondiale, on peut aisément imaginer qu'une part importante des pays du monde va réclamer ces mêmes technologies (qu'elles soient nucléaires ou ENR) sur la même période de temps. De plus, ces transformations devront se faire dans un contexte d'impacts du changement climatique grandissant. **Les risques de ruptures plus ou moins temporaires d'approvisionnement ne sont donc pas négligeables et peuvent être de diverses natures** : incapacité des industries extractives à monter en capacité au bon rythme, instabilité des chaînes logistiques et des prix de la ressource dans un monde où les demandes augmentent partout en même temps, déstabilisation de certains tissus productifs selon les événements climatiques extrêmes, etc.

Dans ce contexte d'incertitude, en poussant tous les curseurs au maximum (déploiement du nucléaire et des ENR), **on peut raisonnablement espérer, et cela sera notre hypothèse, un productible électrique ambitieux de 645 TWh en 2050 (contre environ 570 TWh aujourd'hui).** Les efforts de sobriété/efficacité par les secteurs pour s'éloigner de ce seuil haut seront précieux : **plus la réduction de demande électrique est effective, plus les risques de pénurie d'électricité, dus aux incertitudes sur la transformation du système électrique d'ici 2050, seront faibles.**

4. Implications sur notre approche de bouclage et sur le travail des secteurs

Le PTEF se place dans un cadre « prudentiel » : il suppose une action ambitieuse et organisée, mais tient compte des diverses contraintes physiques et des incertitudes inhérentes aux trente prochaines années. Notamment, les contraintes sur la ressource en biomasse, et les incertitudes sur la ressource électrique sont structurantes pour le dimensionnement d'ensemble du mix énergétique de 2050. Pour rappel :

- Une disponibilité en biomasse de ~20 Mtep
- Une disponibilité en électricité de ~55 Mtep

Cette disponibilité en électricité laisse très peu de place à la synthèse de carburant ou de méthane. Avec un rendement de 50%, on obtiendrait ~25 Mtep de liquides (soit à peine plus d'un tiers de notre consommation actuelle de liquides) si on y dédiait 100 % de notre électricité. Et c'est sans compter les besoins en carbone renouvelable nécessaire à la synthèse de ces carburants si on veut qu'ils soient eux-mêmes renouvelables.

On voit donc que la quantité de liquides et de gaz décarbonés sera très contrainte en 2050. Une disponibilité maximale de l'ordre de 20 Mtep semble crédible et prudente. **Cela signifie une division par plus de 5 d'ici 2050 de l'usage de combustibles liquides ou de méthane, quelle que soit la manière dont on les produit.**

Cet objectif a été le point de départ des différents secteurs du PTEF. Il explique en bonne partie pourquoi les secteurs mettent en place de **grands efforts de sobriété, d'efficacité énergétique par une meilleure organisation de nos usages, d'efficacité énergétique par l'amélioration technologique, et d'électrification des usages**. Ainsi, face à un choix d'organisation ou de technologie, la question du vecteur énergétique à utiliser et de l'efficacité d'ensemble de la chaîne énergétique en jeu a été déterminante. Pour transporter des marchandises, on préférera utiliser le train ou le bateau fluvial plutôt que le routier car ils sont plus efficaces énergétiquement que le camion. Pour les camions restant, on cherchera à les électrifier par batterie et/ou caténaire, la chaîne énergétique étant bien meilleure que de passer par de l'hydrogène (~80% de rendement contre ~35%). Et ainsi de suite.

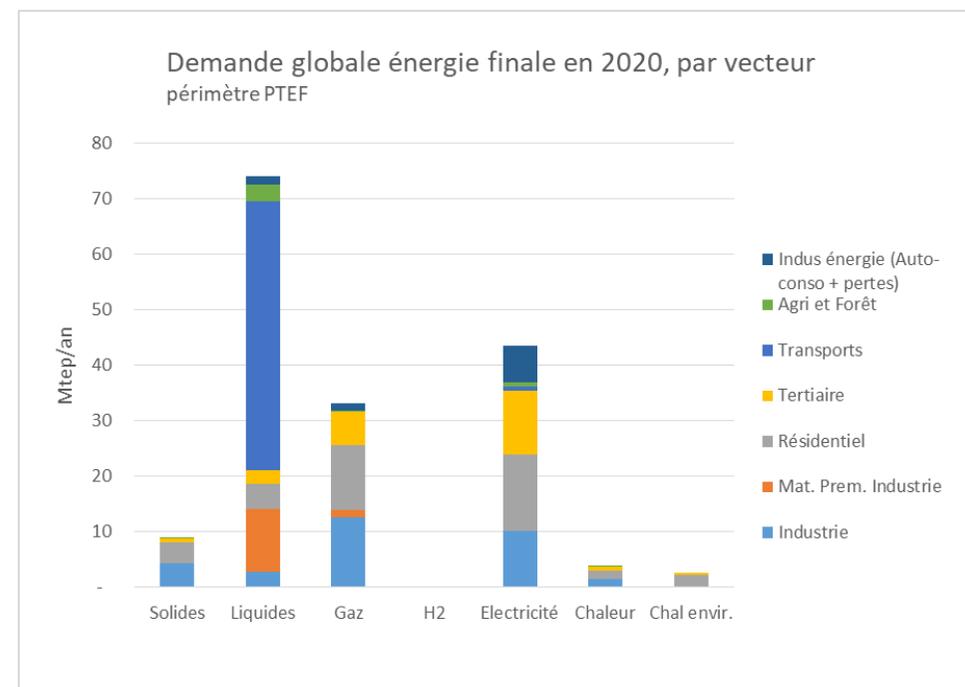
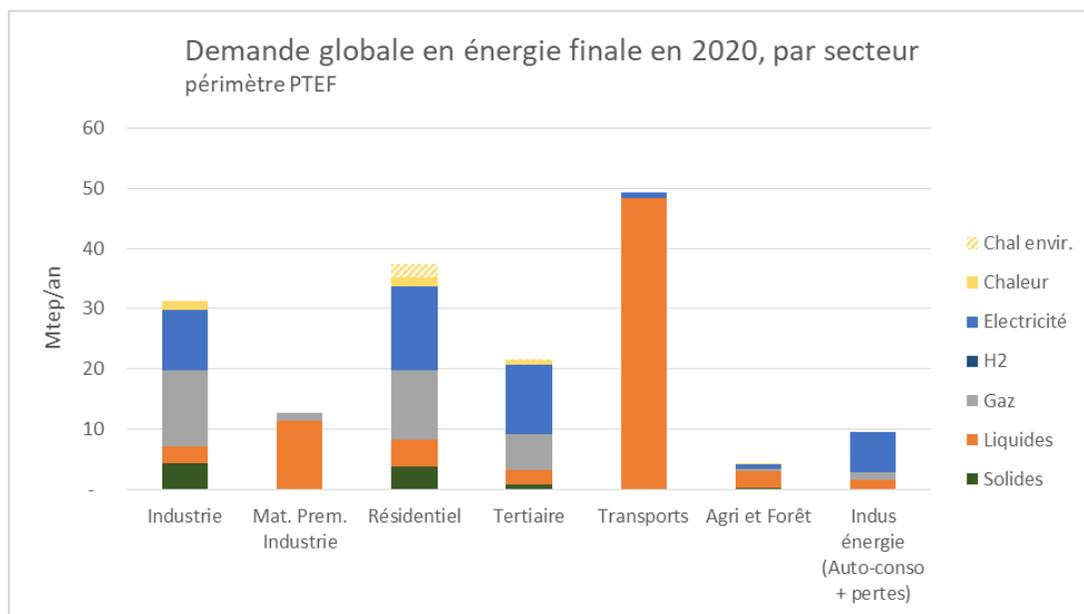
II. Notre point de départ : ~ 2020

A. Nos données d'entrée

Notre point de départ en termes de consommation énergétique se base sur l'année 2018 telle que déclarée par la France à Eurostat pour l'industrie (y compris énergétique), ou sur les analyses sectorielles pour les autres secteurs.

Voici une image de cette demande :

Energie (Mtep)	Biomasse énergie	Charbon	Déchets non renouv.	Fioul	Essence	Diesel	Kérosène	Autres (prod. pétr.)	GPL	H2	Elec.	Gaz hauts fourneaux	Gaz	Chaleur envir.	Solaire thermique	Chaleur de réseau	Total
Demande de l'Industrie	1,5	2,5	0,37	0,21	-	1,4	-	1,1	-	-	10	1,7	11	-	-	1,5	31
Demande du Résidentiel	3,7	-	-	3,4	-	-	-	-	1,1	-	14	-	12	2,3	-	1,4	37
Demande du Tertiaire	0,28	0,36	0,06	2,2	-	-	-	-	0,28	-	11	-	6,1	0,2	-	0,78	22
Demande des Transports	-	-	-	-	8,1	33	7,4	-	-	-	0,8	-	0,01	-	-	-	49
Demande de l'Agri & Forêt	0,14	-	-	-	-	3,0	-	-	-	-	0,73	-	0,2	-	-	0,03	4,1
Demande des secteurs (hors secteur de l'Energie)	5,6	2,9	0,43	5,8	8,1	37	7,4	1,1	1,4	-	37	1,7	29	2,5	-	3,7	144
Demande de l'Energie	2,6	1,5	-	0,47	-	-	-	1,5	-	-	6,7	0,39	8,6	-	-	-	22
<i>dont pour la Production d'électricité</i>	2,6	1,5	-	0,39	-	-	-	-	-	-	-	-	5,7	-	-	-	10
<i>dont pour la Prod d'un autre vecteur</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9	-	-	-	1,9
<i>dont autoconso et pertes</i>	-	-	-	0,08	-	-	-	1,5	-	-	6,7	0,39	0,95	-	-	-	10
Demande non énergétique	-	-	-	-	-	1,0	-	10	-	-	-	-	1,2	-	-	-	13
Total à produire	5,6	2,9	0,43	5,9	8,1	38	7,4	13	1,37	-	44	2,05	31	2,5	-	3,7	166



Notre point de départ se caractérise par une **consommation de liquides et de gaz, aujourd'hui essentiellement fossiles, dans tous les secteurs** : en quasi-totalité pour le secteur des transports, en majorité pour les secteurs de l'industrie, de l'agriculture/forêt et du résidentiel, significative pour les secteurs du tertiaire et de l'industrie énergétique.

Il se caractérise également par un partage des formes finales d'énergie essentiellement entre les liquides (~50%), l'électricité (~1/3) et le gaz (~1/5).

Note : l'hydrogène n'est pas représenté ici comme un vecteur final. Il est pour l'instant utilisé seulement en interne de l'industrie, qui déclare une consommation d'énergie finale directement sous forme de gaz (méthane). Le fait que ce dernier soit en fait converti en H2 est donc transparent selon cette comptabilité énergétique en 2020. Pour l'année 2050, l'H2 apparaîtra en tant que tel car il sera aussi utilisé par le secteur des transports.

B. Paramétrage et validation de notre calculatrice carbone

1. Le mix énergétique et les FE sélectionnés

Venons-en maintenant à l'industrie qui répond à ces demandes.

Les données sur le mix énergétique hors électricité provient d'Eurostat 2018 (EUROSTAT, 2021) ; le mix électrique provient du bilan électrique 2018 d'RTE (RTE, 2018).

Les figures Figure 6 et Figure 7 décrivent ces mix.

C'est à partir de ces données de mix que nous calculons les facteurs d'émission (FE) moyens pour les types agrégés de vecteurs énergétiques, notés « mix » dans le tableau suivant.

FE (kgCO ₂ e/tep PCI)	Valeur
Bois-énergie	-
Charbon	4 025
Déchets non renouvelables	3 768
Fioul	3 170
Essence "mix"	2 694
Essence fossile	2 907
Bioéthanol	-
Bioéthanol 2G	-
Diesel "mix"	2 913
Diesel fossile	3 150
Biodiesel	-
Biodiesel 2G	-
Kérosène "mix"	3 020
Kérosène fossile	3 020
Biokérosène	-
Maritime (prod. pétr.)	3 213
Autres (prod. pétr.)	3 852
GPL	2 700
Electricité	398
Gaz haut four	11 472
Gaz "mix"	2 170
Gaz fossile	2 180
Biogaz	294
Chaleur environnement	-
Chaleur solaire thermique	-
Chaleur de réseau	1 105
Nucléaire	-
PV	-
Eolien	-
Hydraulique (élec)	-

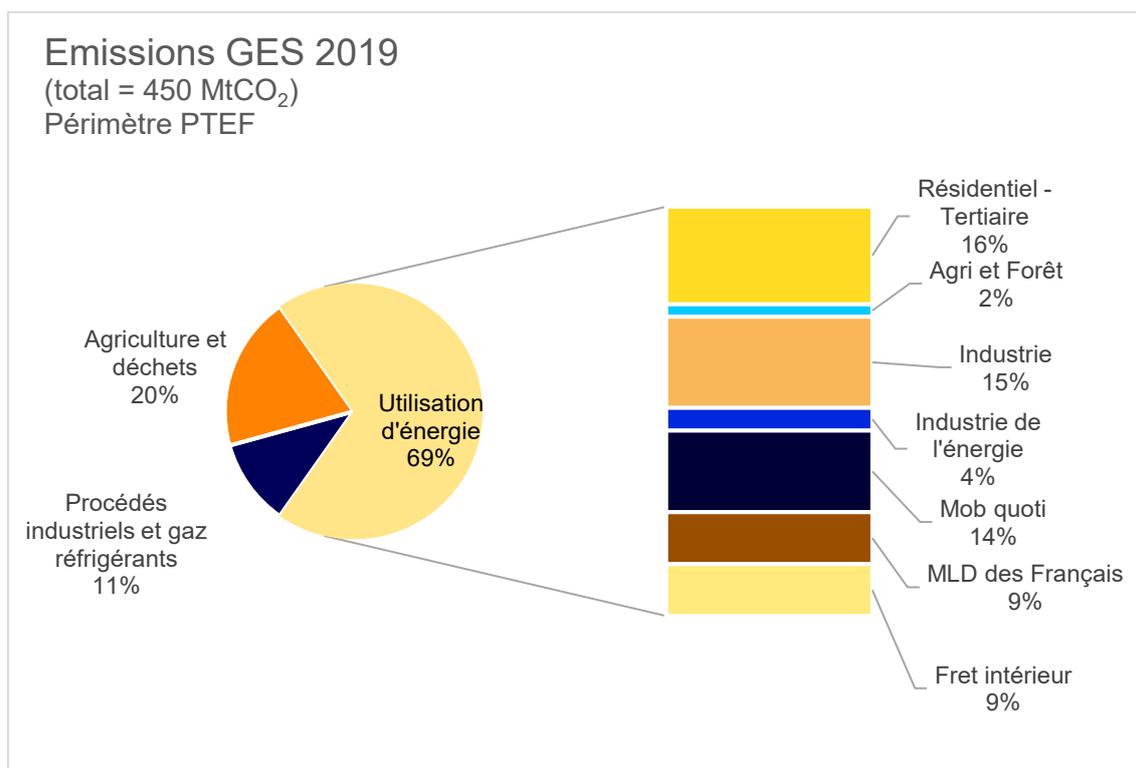
Tableau 1 : facteurs d'émissions utilisés pour l'évaluation carbone du PTEF. Les lignes bleutées correspondent à des valeurs moyennes de « mix », pour l'année 2020. Elles évoluent donc pour les années 2027 et 2050, car les mix évoluent.

Le périmètre de comptage des émissions pour les FE est territorial. D'autre part, il ne tient compte que des émissions dues à la combustion et des fuites gazeuses dans l'atmosphère. Ce choix de périmètre tient essentiellement à une approche d'affectation des émissions entre les secteurs. Les émissions dites « amont » dans la base carbone de l'ADEME, c'est-à-dire qui sont induites par les procédés de fabrication du vecteur énergétique final, sont générées soit en dehors du sol français (par exemple les émissions dues à l'extraction pétrolière), soit dans des secteurs du PTEF qui les prennent déjà en compte (par exemple, les émissions dues à la production agricole destinée à la production de biocarburants sont comptées dans le secteur Agriculture ; celles dues au transport de la biomasse pour produire ce carburants sont comptées dans le secteur Fret). Une exception à cela : la conversion entre vecteurs énergétiques finaux. Par exemple, les émissions de combustion du gaz pour produire de l'électricité ou de la chaleur seront comptées

dans le secteur qui consomme l'électricité ou la chaleur, et pas dans le secteur de l'industrie énergétique.

2. Le bilan carbone

Au global, selon nos calculs à partir des consommations énergétiques et des FE, les émissions de la France au périmètre PTEF sont de 450 MtCO₂e en 2020. Ce périmètre est identique au périmètre CITEPA, sauf pour la mobilité à longue distance (MLD) des Français, qui inclut une part de l'aérien international.



Les émissions non énergétiques proviennent de certains procédés industriels, de l'agriculture, du traitement des déchets et des climatisations/ réfrigérations. Elles représentent environ 140 MtCO₂e/an actuellement. (CITEPA, 2021)

Les puits proviennent de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF). Aujourd'hui, ces puits sont essentiellement constitués de la forêt en croissance et des terres qui sont nouvellement converties en forêt. Ils sont partiellement compensés par les terres qui sont converties en terres agricoles et de celles qui sont artificialisées. Ainsi, ce secteur capte actuellement environ 25-30 MtCO₂e/an. (CITEPA, 2021)

3. Comparatif avec les statistiques nationales (CITEPA)

Notre point de départ correspond globalement bien à l'image fournie par le CITEPA en termes d'émissions de GES. Cela valide notre mode de calcul des émissions de GES à partir des

consommations énergétiques sectorielles et de la définition du mix à partir des énergies primaires.

(MtCO ₂ e)	PTEF 2020	CITEPA 2019
Total net (émissions – puits)	424	411
Total des émissions	449	441
Emissions énergétiques	313	301
Emissions non énergétiques	136	140
Puits	26	30

Le seul écart significatif (~10 MtCO₂e) provient du secteur des transports, et s'explique par des périmètres légèrement différents entre le PTEF et le bilan CITEPA : le PTEF inclut l'aérien international pour les passagers français, mais n'inclut pas le maritime, ni le fluvial de passagers.

III. Notre point de passage : l'année 2027

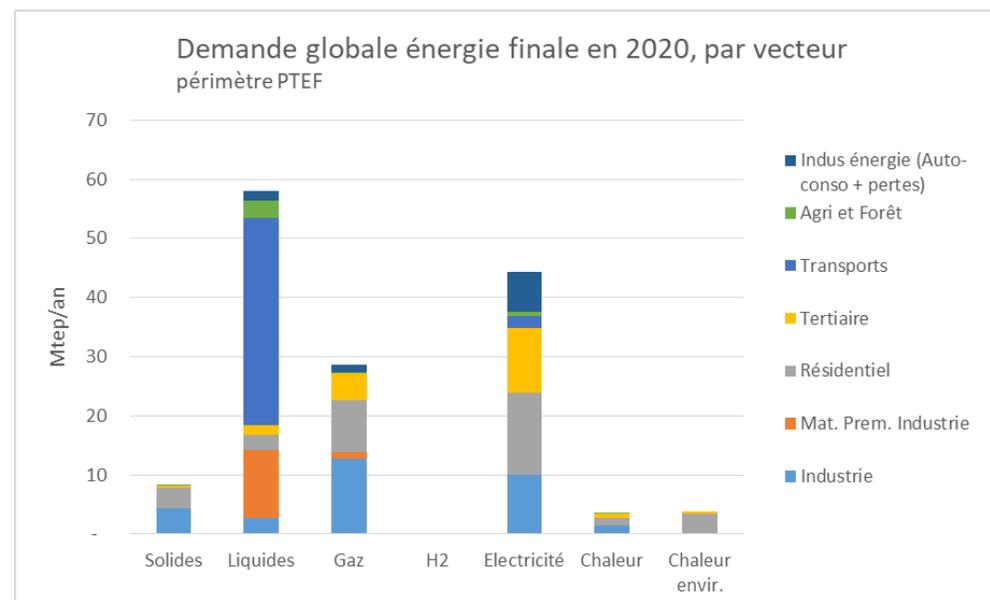
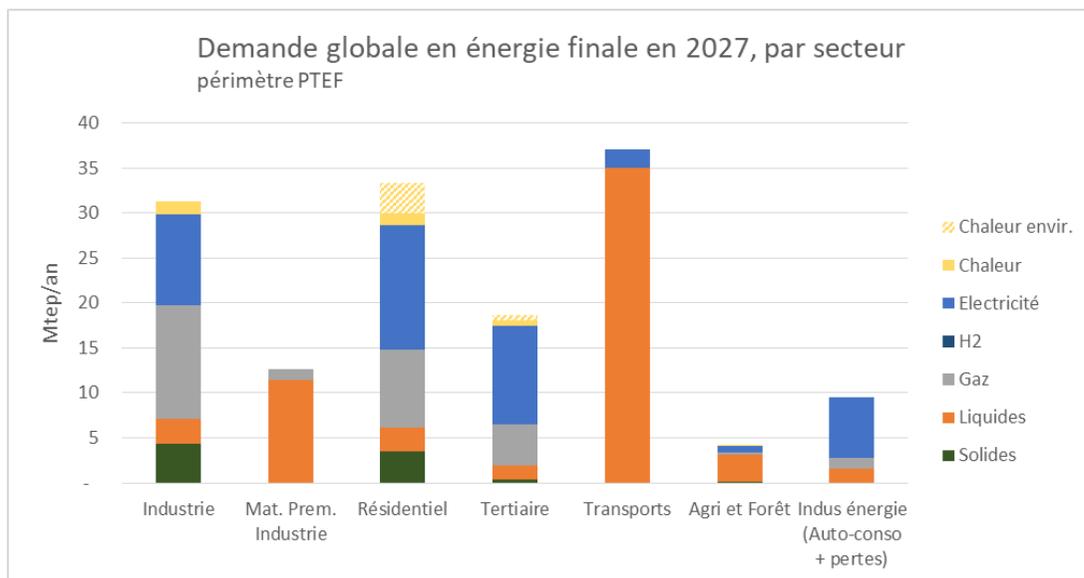
En 2027, les secteurs ont commencé à se transformer, en fonction de leurs inerties respectives et du niveau de volontarisme des propositions formulées.

Ce sont essentiellement les demandes énergétiques des secteurs qui font évoluer le niveau des émissions, en particulier ceux du logement, du tertiaire et des transports. L'industrie et l'agriculture évoluent plus lentement. Quant à l'industrie énergétique, elle n'évolue que par une décarbonation de l'électricité par l'arrêt ou la moindre utilisation de centrales thermiques fossiles dans la production électrique.

A. Les demandes des secteurs

La demande en énergie finale en 2027 est décrite ci-après :

Energie (Mtep)	Biomasse énergie	Charbon	Déchets non renouv.	Fioul	Essence	Diesel	Kérosène	Autres (prod. pétr.)	GPL	H2	Elec.	Gaz hauts fourneaux	Gaz	Chaleur envir.	Solaire thermique	Chaleur de réseau	Total
Demande de l'Industrie	1,5	2,5	0,37	0,21	-	1,4	-	1,1	-	-	10	1,7	11	-	-	1,5	31
Demande du Résidentiel	3,5	-	-	2,1	-	-	-	-	0,6	-	14	-	9	3,4	-	1,2	33
Demande du Tertiaire	0,26	-	0,06	1,5	-	-	-	-	0,17	-	11	-	4,6	0,5	-	0,68	19
Demande des Transports	-	-	-	-	6,2	23	6,1	-	-	-	2,1	0,00	0,00	-	-	-	37
Demande de l'Agri & Forêt	0,14	-	-	-	-	3,0	-	-	-	-	0,73	-	0,2	-	-	0,03	4,1
Demande des secteurs (hors secteur de l'Energie)	5,3	2,5	0,43	3,7	6,2	27	6,1	1,1	0,7	-	38	1,7	24	3,9	-	3,4	124
Demande de l'Energie	2,8	-	-	0,48	-	-	-	1,5	-	-	6,7	0,39	5,9	-	-	-	18
<i>dont pour la Production d'électricité</i>	2,8	-	-	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	3,1	-	-	-	6
<i>dont pour la Prod d'un autre vecteur</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1,9	-	-	-	1,9
<i>dont autoconso et pertes</i>	-	-	-	0,08	-	-	-	1,5	-	-	6,7	0,39	0,87	-	-	-	10
Demande non énergétique	-	-	-	-	-	1,0	-	10	-	-	-	-	1,2	-	-	-	13
Total à produire	5,3	2,5	0,43	3,8	6,2	28	6,1	13	0,74	-	44	2,05	27	3,9	-	3,4	146



B. Le mix énergétique en 2027 et les FE

L'industrie énergétique n'évolue que très peu dans le PTEF entre 2022 et 2027, si ce n'est pour prendre en compte les évolutions prévues dans le mix électrique, telles que suggérées dans la description du scénario N03 en 2030 d'RTE (RTE, 2021), avec une disparition de l'usage du charbon, et une division par 2 environ de l'usage de centrales thermiques à flamme, avec la montée en puissance du PV et de l'éolien (essentiellement terrestre à cet horizon de temps).

Le PTEF n'encourage pas le développement des biocarburants de 1^{ère} génération, dont les cultures se stabilisent (elles disparaissent ensuite entre 2027 et 2050 pour se réorienter vers la culture alimentaire). Comme la demande en liquide se réduit, on assiste à une très légère décarbonation relative de ce vecteur final. On observe un effet inverse sur le gaz : cette catégorie inclut les gaz de haut fourneau, qui ont un FE très supérieur à celui du gaz naturel. Comme la demande en gaz naturel baisse, la part relative des gaz de haut fourneau augmente, ce qui fait augmenter le FE moyen du vecteur gaz.

Les FE évoluent ainsi, entre 2022 et 2027

kgCO ₂ e/tep PCI	Solides	Liquides	Gaz	Electricité	Chaleur
2020	1484	2956	2767	398	657
2027	1415	2907	2866	159	518

C. Le bilan carbone en 2027

Les émissions en 2027 suite aux transformations proposées par le PTEF sont de 370 MtCO₂e. Elles se répartissent comme décrit dans la Figure 3.

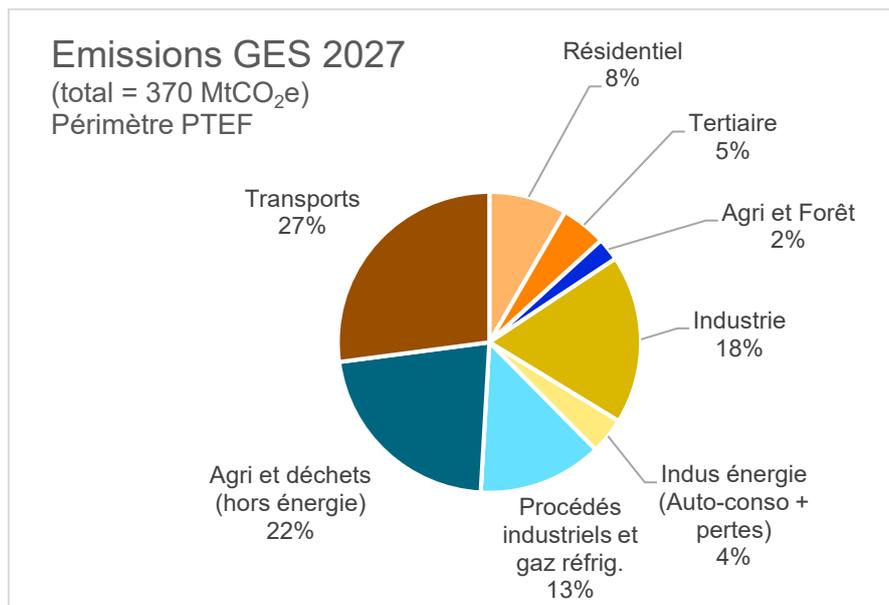


Figure 5 : Répartition des émissions de GES suite aux transformations proposées par le PTEF, en 2027

Entre 2022 et 2027, le PTEF permet donc une réduction des émissions de 450 à 370 MtCO₂e, soit environ 20 % de réduction, ou **4 % de réduction des émissions chaque année sur le quinquennat de mise en place.**

Selon notre comptabilité sectorielle :

- La transformation du résidentiel et du tertiaire permet une baisse de ~25 MtCO₂e
- La transformation des transports permet une baisse de ~40 MtCO₂e
- Le déploiement progressif des nouvelles pratiques dans l'agriculture permet une réduction des émissions hors énergie de ~7MtCO₂e.

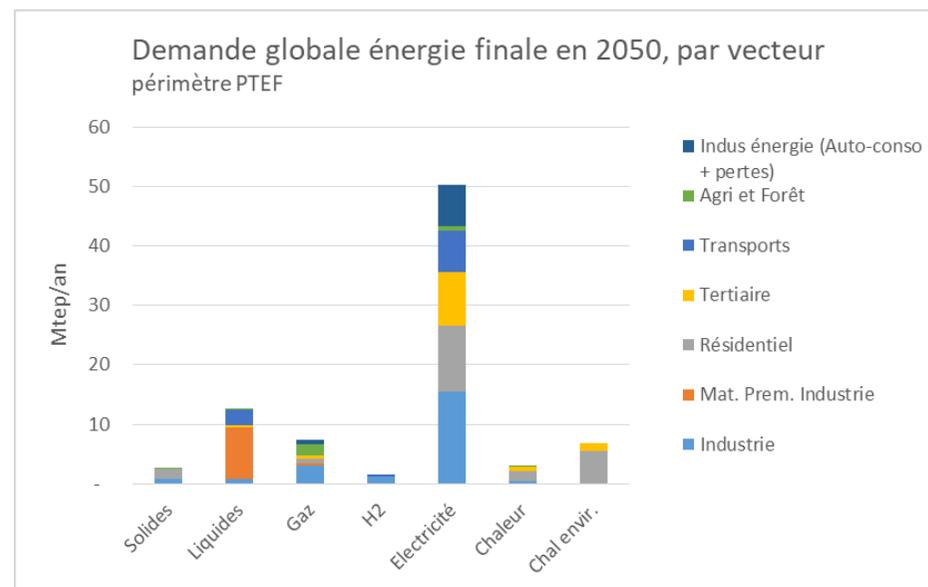
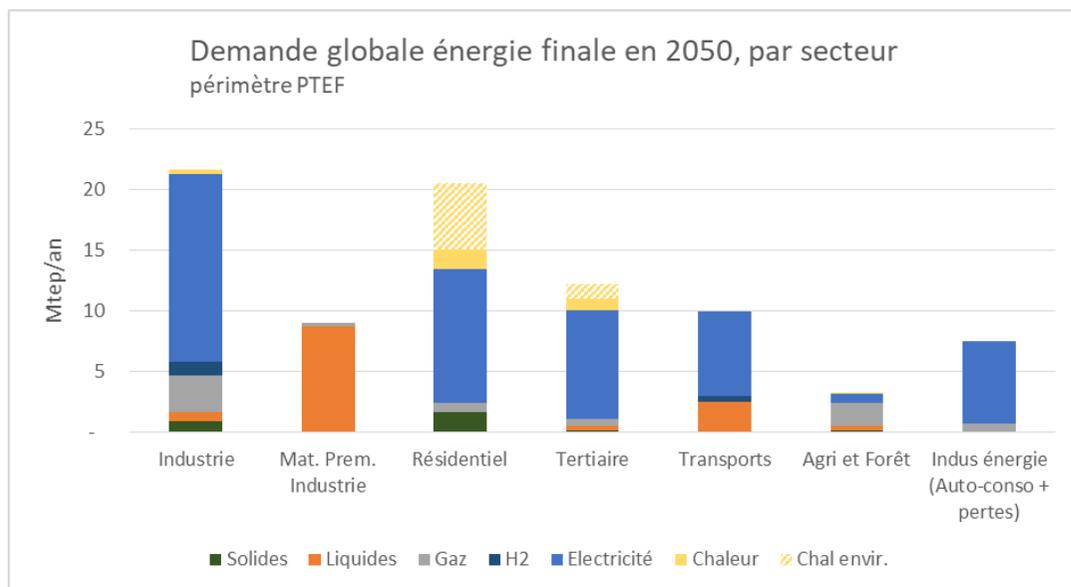
Selon une comptabilité transversale, l'évolution du mix électrique en lui-même permet une baisse de ~10 MtCO₂e.

IV. Notre échéance finale : l'année 2050

A. Les demandes des secteurs

Pour l'année 2050, les demandes par secteur et vecteur sont décrites dans le tableau et les figures suivant :

Energie (Mtep)	Biomasse énergie	Charbon	Déchets non renouv.	Fioul	Essence	Diesel	Kérosène	Autres (prod. pétr.)	GPL	H2	Elec.	Gaz hauts fourneaux	Gaz	Chaleur envir.	Solaire thermique	Chaleur de réseau	Total
Demande de l'Industrie	0,64	-	0,18	0,06	-	0,38	-	0,32	-	1,1	16	-	3,1	-	-	0,41	22
Demande du Résidentiel	1,6	-	-	-	-	-	-	-	0,05	-	11	-	0,76	5,5	-	1,6	21
Demande du Tertiaire	0,12	-	-	0,29	-	-	-	-	0,05	-	9,0	-	0,61	1,2	-	0,89	12
Demande des Transports	-	-	-	-	-	0,03	2,5	-	-	0,43	7,0	-	-	-	-	-	10
Demande de l'Agri & Forêt	0,14	-	-	-	-	0,30	-	-	-	-	0,81	-	1,9	-	-	0,03	3,2
Demande des secteurs (hors secteur de l'Energie)	2,5	-	0,18	0,35	-	0,70	2,5	0,32	0,10	1,5	43	-	6,3	6,8	-	2,9	68
Demande de l'Energie	4,6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9,1	-	1,1	-	-	-	15
<i>dont auto-conso + pertes</i>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6,9	-	0,65	-	-	-	7,5
<i>dont pour la Production d'électricité</i>	3,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	0,09	-	-	-	3,5
<i>dont pour la Production d'autres vecteurs finaux</i>	1,2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2,2	-	0,32	-	-	-	3,7
Demande non énergétique	-	-	-	-	-	0,77	-	7,9	-	-	-	-	0,32	-	-	-	9,0
Total à produire	2,5	-	0,18	0,35	-	1,5	2,5	8,3	0,10	1,5	50	-	7,3	6,8	-	2,9	84



B. Le mix énergétique en 2050

Quel système pourrait répondre à cette demande de manière décarbonée en 2050 ?

Comme expliqué dans la section I.D, **le mix énergétique en 2050 est soumis à diverses contraintes structurantes liées à son inertie, à l'existant en 2022, et aux gisements de ressources disponibles.**

Nous avons retenu les hypothèses suivantes :

- Le mix électrique retenu se base sur le scénario N03 de RTE (RTE, 2021), qui tient effectivement compte des contraintes d'inertie sur la transformation du système électrique. Le scénario N03 est celui qui développe le nucléaire français de manière la plus ambitieuse. On suppose que le niveau visé de capacité nucléaire est atteint⁹.
- Nous gardons l'estimation de France stratégie pour la biomasse hors forêt disponible en 2050 : 6,9 Mtep de biogaz, 1,8 Mtep de bois issu des haies et des pratiques d'agroforesterie et 0,8 Mtep de combustible biomasse.
- Nous nous basons sur l'estimation de l'IGN (Roux & Dhôte, 2017) et sur le scénario le plus prudent des Transition(s) 2050¹⁰ (ADEME, 2021) en ce qui concerne la ressource en bois énergie : 10,1 Mtep de bois.

Nous avons cherché à établir un mix énergétique répondant aux demandes exprimées par les différents secteurs du PTEF, tout en respectant les contraintes.

Pour ce faire, nous avons supposé la **disponibilité en 2050 de technologies de production d'agroc carburants et de biogaz 2G**. Ainsi, les gisements en biomasse ligneuse (bois) peuvent être convertis en formes liquides ou en gaz. Cela suppose la disponibilité

D'autre part, nous avons **priorisé les rendements de production d'énergie finale les plus efficaces à partir de la biomasse**. La biomasse ligneuse est d'abord affectée à la demande de combustibles solides (pas de conversion), puis à celle de combustible gazeux via des procédés 2G (60 % de rendement supposé en 2050), puis à celle de combustibles liquides via des procédés 2G là-aussi (50 % de rendement en 2050).

Pour le mix électrique, nous avons **priorisé une base de nucléaire la plus ambitieuse possible**. Cette technologie est la plus efficace en termes de consommation de matériaux au niveau du système électrique (plus le système électrique en dispose, moins il est consommateur de matériaux pour un niveau de production donné) ; elle permet de réduire les besoins en vecteurs gazeux pour l'équilibrage du réseau¹¹, qui seront en disponibilité limitée ; elle apporte de la stabilité au système électrique, ce qui permet de s'affranchir du risque technologique que pose la faible maturité des technologies permettant le fonctionnement stable d'un système électrique avec 100 % ENR.

⁹ Comme souligné dans la partie I.D.3, l'atteinte de cet objectif n'est pas évidente. Il s'agit donc de planifier et de mettre les moyens en adéquation avec son atteinte, tout en développant de manière ambitieuse les renouvelables pour minimiser les risques de manque d'énergie en 2050.

¹⁰ Dont nous excluons les cultures lignocellulosiques dédiées à la production d'énergie.

¹¹ RTE estime que dans un mix 100 % ENR en 2050, il faudrait produire ~15 TWh d'électricité par des moyens très flexibles (gaz ou hydrogène). Si l'on passe par le gaz, cela requiert ~3 Mtep de gaz, ce qui est significatif devant les ~20 Mtep de biomasse dont on disposera en 2050.

1. Les conversions entre vecteurs finaux

Notre mix énergétique met en jeu des conversions entre vecteurs finaux :

- Pour l'équilibrage du système électrique, en suivant le scénario N03 d'RTE, la combustion de solides et de gaz est requise dans des centrales thermiques à flamme
- Pour produire de l'hydrogène, nous passons par l'électrolyse de l'eau à partir d'électricité
- Pour produire de la chaleur de réseau, en plus de passer par l'usage de vecteurs primaires, nous passons par la combustion de solides et de gaz

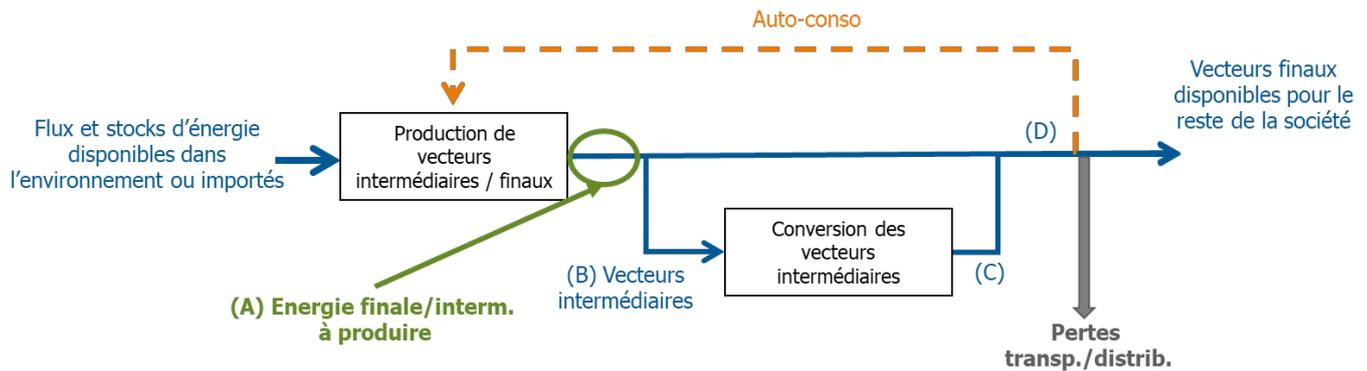


Figure 6 : Schéma descriptif de la chaîne énergétique pour passer de l'énergie primaire à l'énergie finale. A partir de l'énergie primaire, l'industrie énergétique produit un ensemble de vecteurs sous forme finale (A), dont une partie (B, les vecteurs intermédiaires) est en fait destinée à être convertie en d'autres formes de vecteurs finaux (C). Par exemple, la biomasse solide peut servir à produire de la chaleur, ou de l'électricité. La biomasse gaz peut servir à produire de l'électricité. L'électricité sert à produire de l'hydrogène. La demande globale (voir Figure 2) est alors (D).

Ces jeux de conversion entre vecteurs aboutissent à l'expression d'un besoin d'énergie finale ou intermédiaire à produire directement à partir de vecteurs primaires.

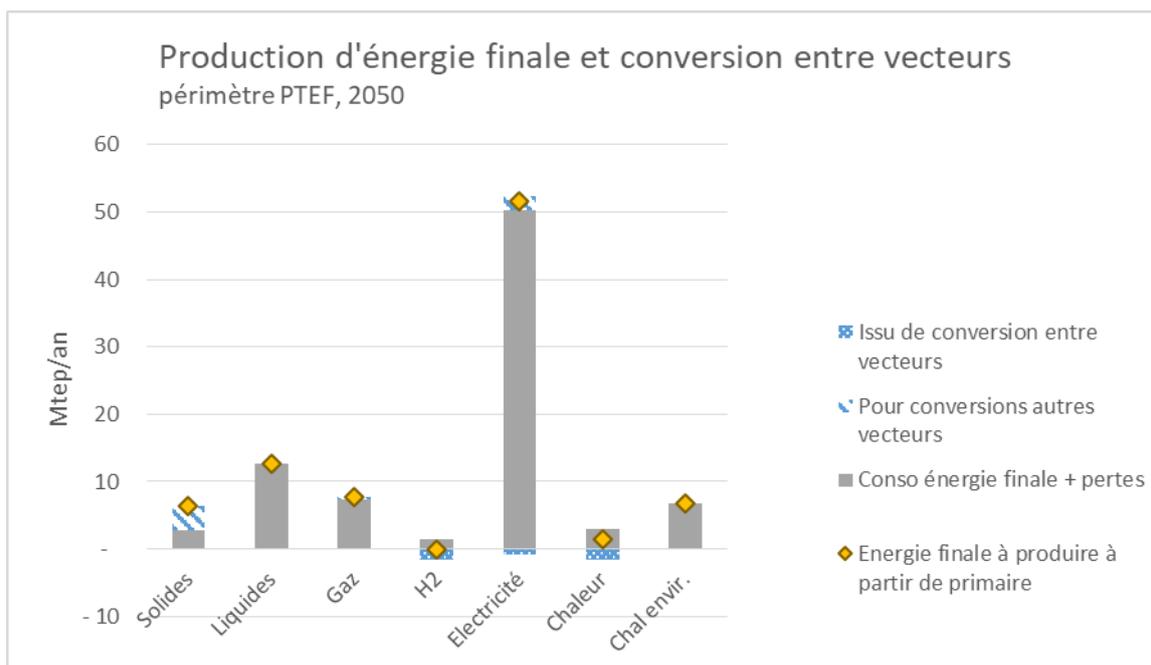


Figure 7 : Energie finale à produire et conversions entre vecteurs.

L'énergie finale « à produire à partir de primaire » correspond à (A) dans la Figure 3. « Pour conversions autres vecteurs » correspond à (B). « Issu de conversion entre vecteurs » correspond à (C). La consommation d'énergie finale + pertes correspond à (D).

2. Les solides et la chaleur

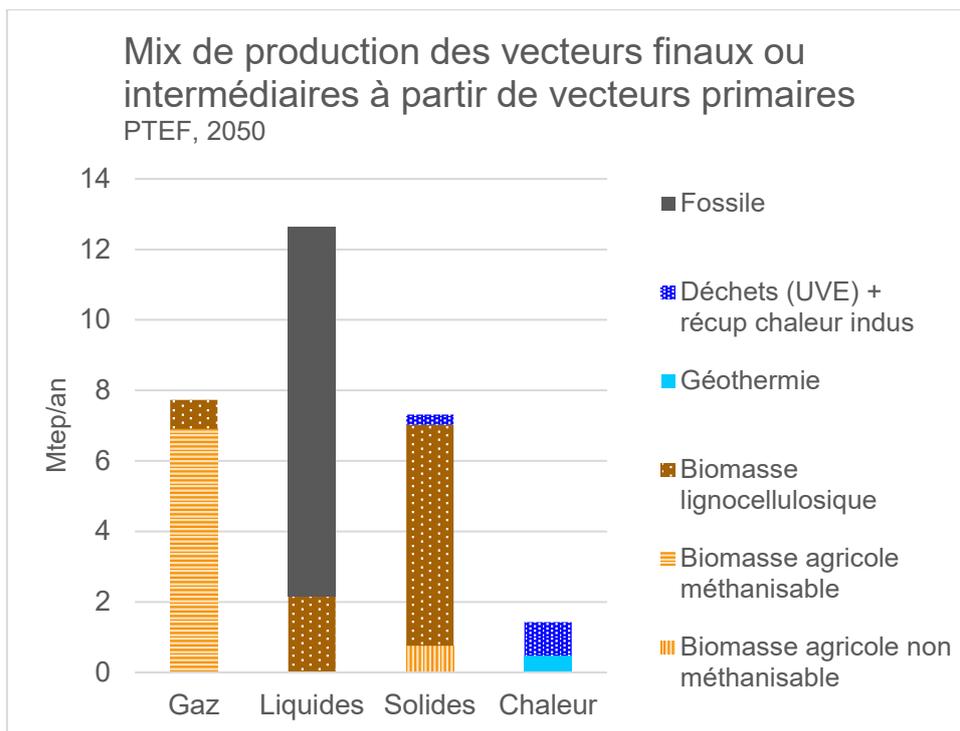
Pour produire la chaleur de réseau qui doit l'être à partir de vecteurs primaires, nous mobilisons les gisements proposés par le secteur logement : la géothermie, les déchets et la chaleur fatale industrielle.

Pour produire les combustibles solides, nous exploitons la ressource en bois de forêt et en biomasse agricole essentiellement.

3. Les gaz et liquides

La production de gaz est satisfaite par le gisement en biogaz issu de la méthanisation et de gaz issu du bois de forêt ou hors forêt par les procédés 2G. La quantité de biométhane produite par méthanisation serait de 7 Mtep environ, soit un peu plus d'1/6 de la quantité de gaz consommée actuellement en France. Cela représente une montée de l'industrie de la méthanisation très conséquente, avec plusieurs milliers d'installations sur le territoire.

La production de liquides ne peut être satisfaite qu'à 17 % à partir de biomasse (via les procédés 2G à partir de bois de forêt ou hors forêt). Le reste est satisfait par des importations de liquides fossiles. La biomasse assure ainsi un peu plus de 2 Mtep de production de liquides, par des procédés 2G. Cette quantité, faible devant nos consommations actuelles, prend une autre dimension à partir de biomasse : il faudrait une vingtaine de bioraffineries produisant un peu plus de 100 000 t de carburant/an (IFPEN, 2015), et drainant chacune 560 000 t de biomasse (du bois), soit un peu plus de 50 poids-lourds chaque jour de l'année.



Cette exploitation de la biomasse permet d'éviter un peu plus de 25 MtCO₂e/an d'émissions par rapport à un usage de fossiles.

Notons que sans cette exploitation de la biomasse à une échelle industrielle (mais très limitée par rapport à nos consommations actuelles), une sobriété plus forte dans l'aérien et des pratiques agricoles et forestières qui se passent d'engins mobiles thermiques seraient requises.

4. L'électricité

Le mix électrique a été construit en se basant sur le scénario N03 d'RTE, celui qui développe de manière la plus ambitieuse les capacités nucléaires de filière française. Une différence notable sépare le scénario N03 en 2050 du point d'arrivée du PTEF : le niveau de demande en électricité.

La production d'électricité requise pour alimenter la société suite aux transformations proposées par le PTEF (production d'hydrogène comprise) est de 610 TWh, quand celle retenue par RTE dans son scénario central est de 650 TWh.

Comme mentionné dans la partie I.D.3, nous considérons qu'un mix est d'autant plus efficace en termes de consommation de matériaux et de consommation d'énergies liquides ou gazeuses qu'il contient de nucléaire¹². Nous conservons de ce fait la capacité et le productible nucléaire maximaux envisagés par RTE : 50 GW installés pour 330 TWh produits.

¹² En tous cas aux alentours de la part de nucléaire où nous nous situons (<70 %). Le raisonnement ne vaudrait plus au-delà d'une certaine part, le nucléaire devenant alors moins efficace en suivi de la demande que les technologies thermiques.

Nous conservons également les capacités hydrauliques envisagées par RTE : 22 GW pour 63 TWh produits.

Par un raisonnement conservatif, nous conservons les capacités et le productible du thermique à flamme du scénario d’RTE, même si la part relative d’ENR variables dans notre mix est moindre. Ainsi, nous nous assurons d’un niveau de sécurité d’approvisionnement au moins aussi bon que celui prévu par RTE (qui est d’un même niveau que celui que nous connaissons aujourd’hui).

Enfin, nous complétons le mix (soit un complément de 180 TWh) par les énergies renouvelables variables, au prorata de ce qui est envisagé par RTE (soit environ 1/3 d’éolien en mer, 1/3 d’éolien terrestre et 1/3 de PV).

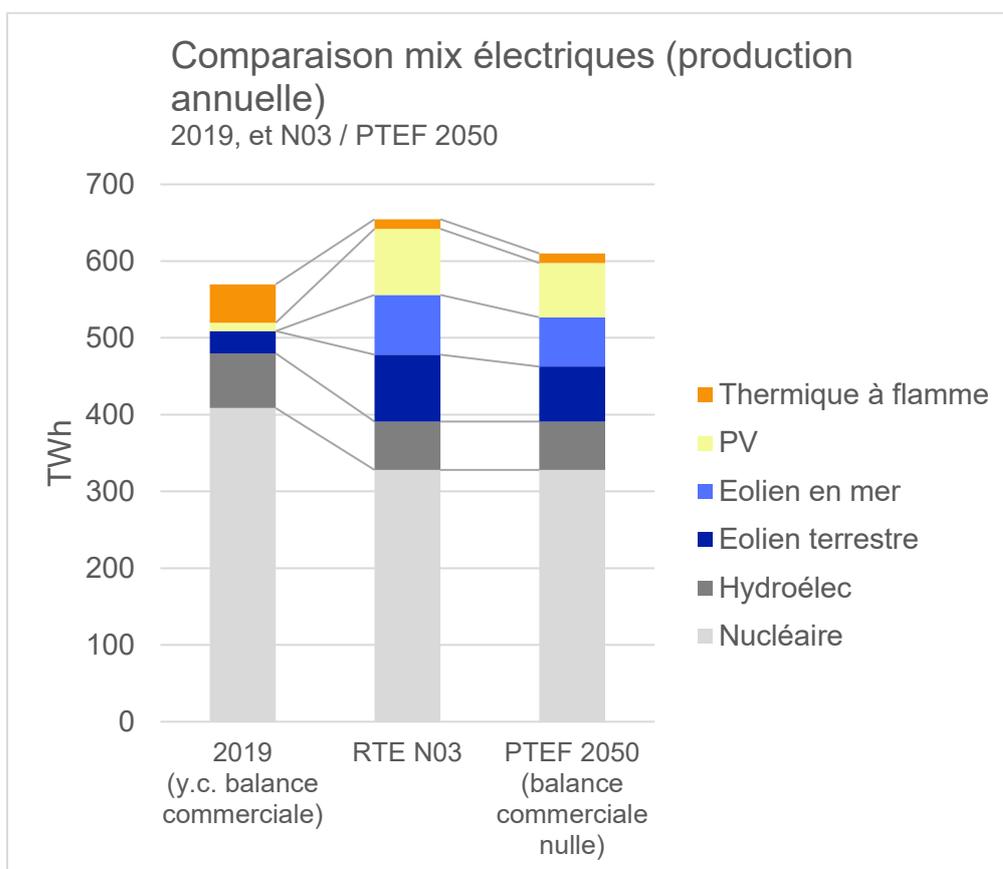


Figure 8 : Comparaison des mix électriques actuel, en 2050 pour le scénario N03 d’RTE et en 2050 pour le PTEF.

Le choix de ce mix sous-entend un **fort développement de renouvelables variables**. En moyenne sur les 28 années à venir, il faut développer en moyenne 0,7 GW d’éolien terrestre, 0,65 GW d’éolien en mer, et 1,75 GW de PV. Il sous-entend un **déploiement maximal de ce que peut fournir la filière nucléaire française**, selon ses propres estimations.

5. Ensemble du mix

Le mix obtenu en suivant les logiques du PTEF est décrit sur le diagramme suivant.

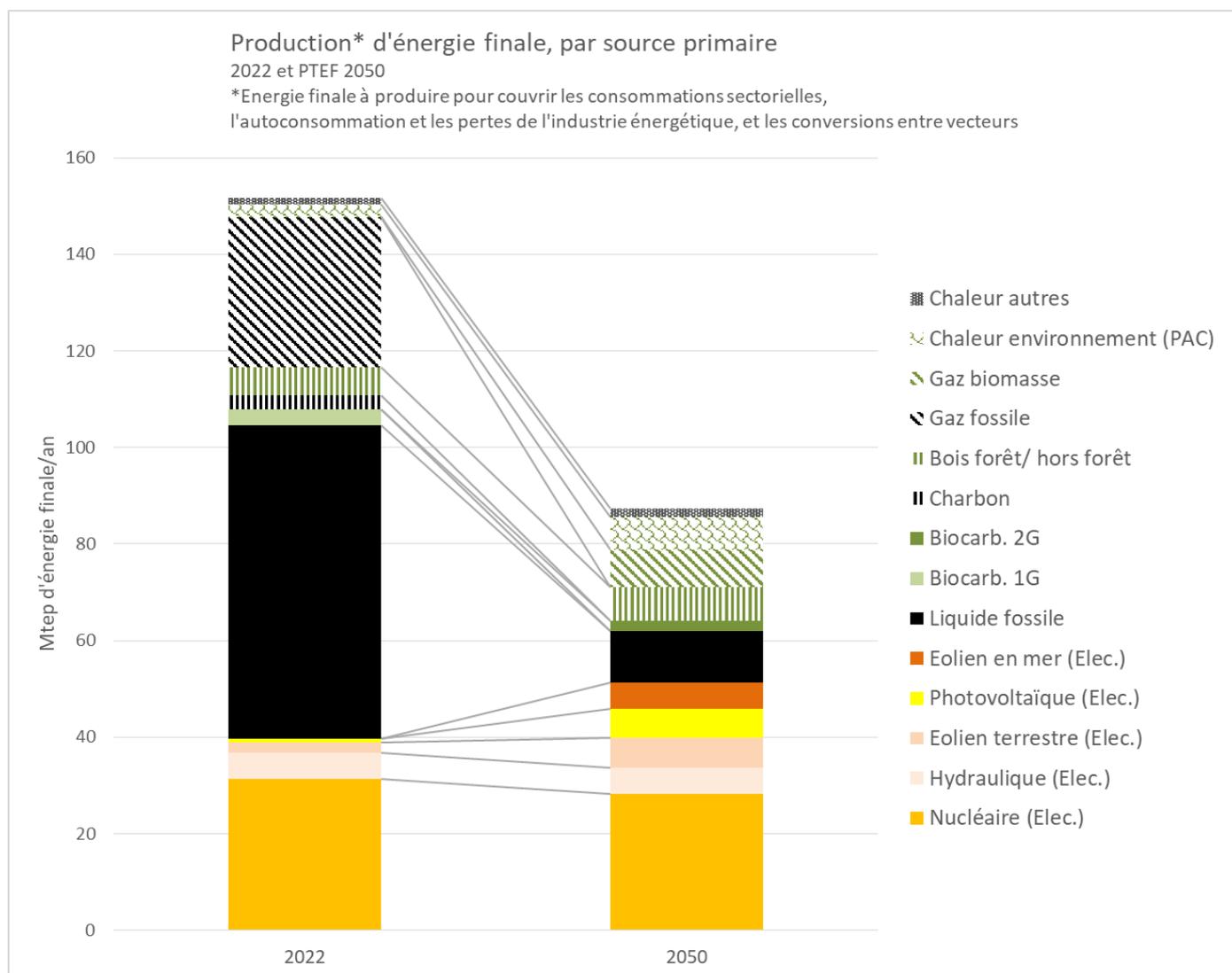


Figure 9 : Production d'énergie finale, par source primaire, en 2019 et en 2050 suite à application du PTEF.

On constate la forte contraction de la consommation d'énergie finale par notre société. Cette forte contraction est essentiellement due :

- Aux efforts de sobriété et d'efficacité organisationnelle dans les différents secteurs du PTEF
- Aux efforts d'amélioration technologique visant la baisse de la consommation unitaire, des équipements des ménages et des procédés industriels
- A un recours accru à l'électricité, qui est une énergie finale plus « efficace » que les vecteurs thermiques.

On constate ici visuellement l'écart d'ordre de grandeur entre la biomasse disponible de manière raisonnable et avec une bonne probabilité en 2050 et la consommation actuelle

d'énergie fossile. La consommation de ce type de vecteur est drastiquement réduite, et consomme pourtant l'ensemble du gisement « raisonnable et certain » de biomasse (17 Mtep).

On constate également la **place centrale que prend le vecteur électricité** dans la société telle qu'elle adviendrait suite à la mise en place du PTEF.

On constate enfin **que l'objectif de se passer complètement d'énergie fossile n'est pas atteint, malgré les efforts très conséquents de sobriété, d'efficacité organisationnelle, d'amélioration technologique et d'électrification qu'embarquent les propositions du PTEF.** Etant donné la certaine « fluidité » de la biomasse pour répondre aux besoins en gaz et en liquides, il ne faut pas faire porter la responsabilité de ce besoin résiduel par les uniques secteurs demandeurs d'énergie liquide, mais par ceux qui demandent du gaz OU des liquides.

- La fabrication de matières à partir de pétrole est la première consommatrice de ces formes d'énergie
- C'est ensuite l'industrie via sa demande résiduelle en gaz et en liquides
- Puis les secteurs de l'aviation et de l'agriculture

C. Le bilan carbone

1. Les émissions énergétiques

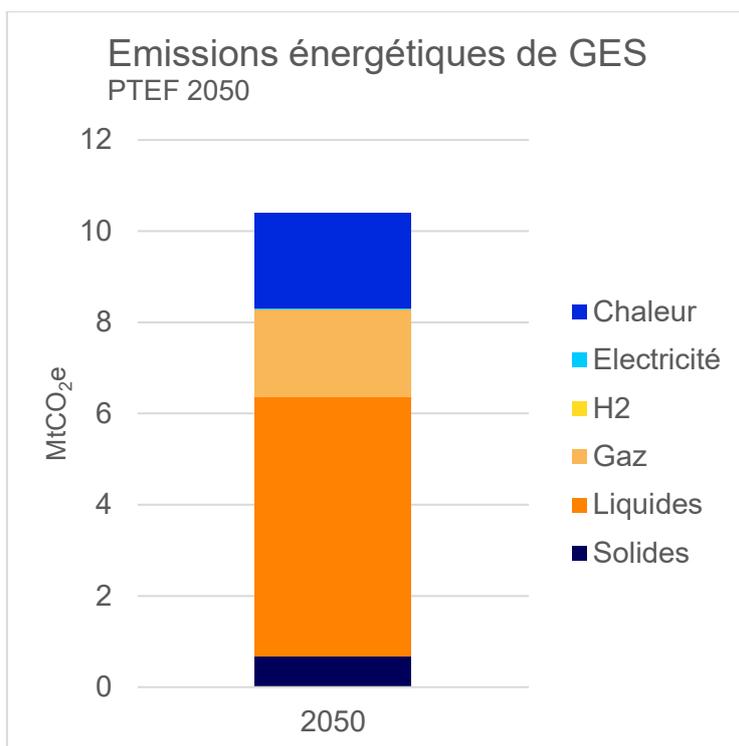
Etant donné le mix sélectionné, les différents vecteurs voient leur facteur d'émission fortement évoluer par rapport à 2020. Voici une synthèse de cette évolution pour nos types de vecteurs.

kgCO ₂ e/tep PCI	Solides	Liquides	Gaz	Electricité	Chaleur
2020	1484	2956	2767	398	657
2027	1415	2907	2866	159	518
2050	257	448	262	0	215

Ces évolutions s'expliquent par les effets suivants :

- Pour les solides, le charbon n'est plus présent dans le mix. Il y subsiste des déchets non renouvelables qui sont valorisés énergétiquement par l'industrie.
- Pour les liquides (utilisés comme combustibles), la part des fossiles passe de 95 % à 45 %, ce qui explique la division par 2 du FE moyen.
- Le gaz est produit à partir de méthanisation essentiellement, si bien qu'on retrouve le FE de ce procédé (essentiellement dû aux fuites de méthane).
- Dans l'électricité, les rares centrales thermiques à flamme sont alimentées par des combustibles issus de la biomasse uniquement, amenant le FE de l'électricité proche de zéro.
- La production de chaleur passe plus fortement par la chaleur environnement (captée par les pompes à chaleur), qui est décarbonée : de 40 % en 2020 à 70 % en 2050. Le reste de la chaleur continue entre autre à valoriser les déchets y compris non renouvelables (comme les plastiques, qui sont toujours produits à partir de pétrole fossile), si bien que son FE ne tombe pas à zéro.

Les émissions énergétiques sont réduites à 10 MtCO₂e en 2050, contre environ 300 aujourd'hui.



2. Les émissions non énergétiques et les puits

Les émissions non énergétiques proviennent de certains procédés industriels, de l'agriculture, du traitement des déchets et des climatisations/ réfrigérations. Elles représentent environ 140 MtCO₂e/an actuellement.

Les émissions non énergétiques de l'industrie seront divisées par un facteur 3 par la mise en place du PTEF. Celles de l'agriculture, par 2.

A défaut de proposition sur la conception et l'usage des équipements de réfrigération et de climatisation, ou sur le traitement des déchets, dans le PTEF, nous supposons une stabilité des émissions entre 2020 et 2050.

Les puits proviennent de l'utilisation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (UTCATF). Aujourd'hui, ces puits sont essentiellement constitués de la forêt en croissance et des terres qui sont nouvellement converties en forêt. Ils sont partiellement compensés par les terres qui sont converties en terres agricoles et de celles qui sont artificialisées. Ainsi, ce secteur capte actuellement environ 25-30 MtCO₂e/an.

En l'état de nos recherches et de nos propositions, nous estimons prudent de ne pas parier sur un accroissement durable des puits :

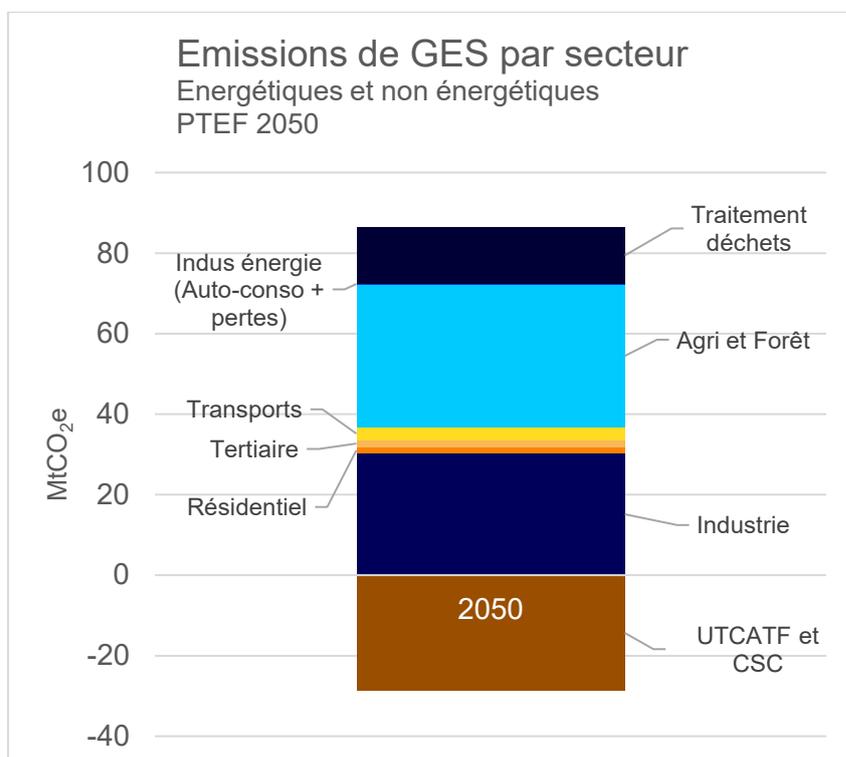
- Le stockage de carbone par les prairies et les champs via des pratiques agricoles/d'élevage ne pourrait être que temporaire (ce puits serait plein en une trentaine d'années), et incertain (les conditions climatiques pourraient le faire déborder).

- Le changement d'affectation des champs en forêt, ou l'arrêt des pourrait constituer un puits pendant quelques décennies. Mais tout comme le stockage dans les prairies et les champs, cela ne serait que temporaire et incertain. D'autre part, nous n'avons pas exploré ce type de proposition.
- A l'heure actuelle, l'artificialisation des terres (essentiellement sur des champs, des prairies et de la forêt) émet 10 MtCO₂/an. Réduire cette artificialisation permettrait donc un gain de 10 MtCO₂ dans le secteur UTCATF. Le secteur logement n'ayant pas encore tranché sur sa trajectoire de construction neuve¹³, nous considérons, pour être conservatifs dans notre estimation carbone, une stabilité de l'artificialisation.

La **capture et séquestration de carbone (CSC)** se développe dans l'industrie, à hauteur de 3 MtCO₂e/an en 2050.

3. Bilan carbone global

Ainsi, au global, le bilan carbone long-terme du PTEF est le suivant :



On voit que les émissions non énergétiques dominent largement.

On constate également que **le PTEF n'atteint pas la neutralité carbone**. Cela est dû à plusieurs de nos choix structurants :

¹³ Si la trajectoire se rapproche du scénario « Bas » du secteur logement alors l'artificialisation nette pourrait s'annuler d'ici 2050 ; si elle se rapproche plutôt du scénario « Médian », alors l'artificialisation ne ferait que se stabiliser par rapport à aujourd'hui.

- **Des propositions manquantes** : comme mentionné, nous n'avons pas fait de propositions sur les **gaz réfrigérants** ou sur le **traitement des déchets**, alors qu'ils comptent pour 30 MtCO_{2e} en 2020, soit environ 1/3 de nos émissions en 2050 dans le cadre du PTEF.
- **Aller plus loin requerrait assez directement des efforts de sobriété**, étant donné que les secteurs ont déjà poussé les améliorations technologiques et l'efficacité organisationnelle :
 - dans le logement, nous aurions pu opter pour le scénario de réduction forte de la construction neuve, qui pourrait jouer sur 10 MtCO_{2e} supplémentaires de par l'arrêt de l'artificialisation nette des sols, et sur 2 Mt dus à la production de ciment. Ce choix nous a semblé mériter particulièrement une discussion démocratique avant d'être tranché. (The Shift Project, 2021)
 - Les transformations envisagées dans le secteur de l'agriculture nous paraissent d'ores et déjà très volontaristes. Les émissions restantes (environ 35 MtCO_{2e}) proviennent pour moitié du cheptel bovin restant (qui est déjà divisé par 2 suite aux propositions du PTEF de réduire leur consommation), et de l'épandage d'engrais azotés (décarbonés) déjà fortement réduit par un déploiement des pratiques agroécologiques (Lallemand, 2020). Aller plus loin dans la décarbonation de ce secteur passerait prioritairement par une réduction encore plus forte de la consommation de bovins.
 - Réduire notre consommation de biomasse énergétique pourrait permettre d'en libérer pour décarboner nos plastiques, ce qui réduirait l'impact du secteur de la chimie et éviterait les émissions dus à l'incinération des déchets en plastique. Cela signifierait essentiellement une réduction de l'usage de l'avion, et une mécanisation encore plus réduite des pratiques agricoles et forestières.
- **Une estimation prudentielle des puits durables disponibles en 2050**, comme cela a été évoqué.

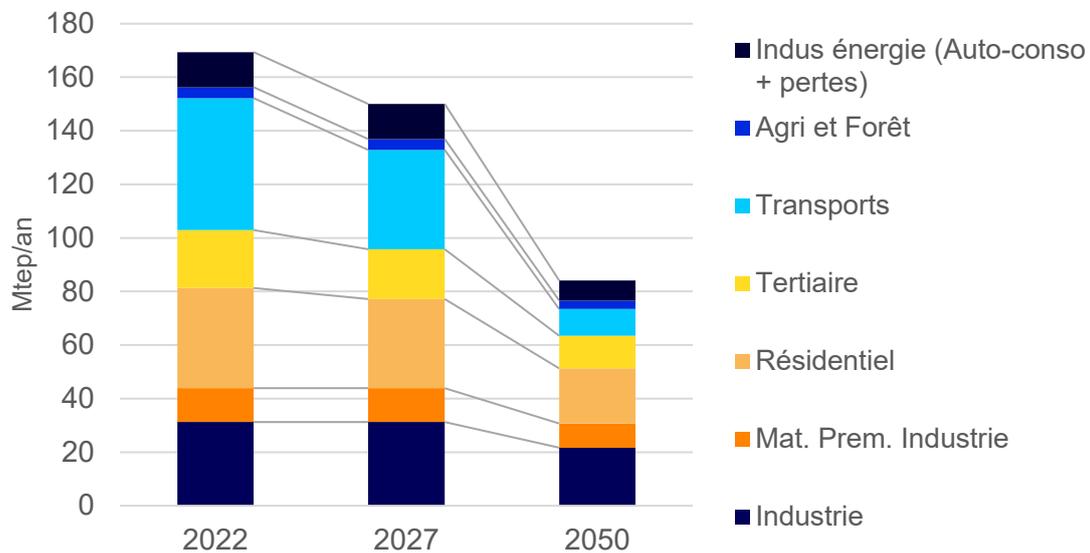
V. Evolutions énergie-climat par la mise en place du PTEF entre 2022 et 2050

A. Evolution de la demande en énergie finale

La mise en application du PTEF permet une réduction forte de la consommation d'énergie finale. Celle-ci passe de 170 Mtep à environ 85 Mtep, soit une division par 2.

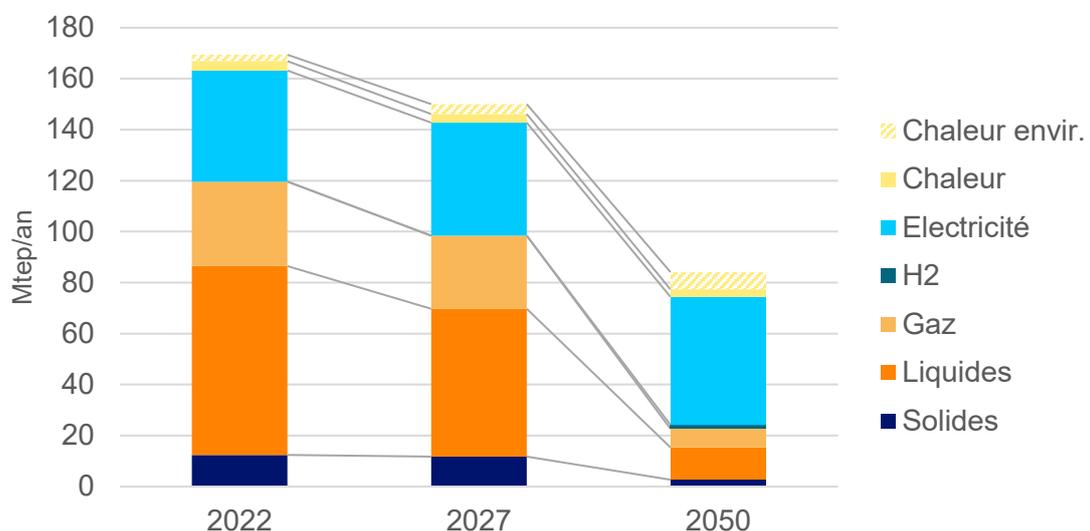
Evolution de la consommation d'énergie finale, par secteur

par la mise en place du PTEF entre 2022 et 2050

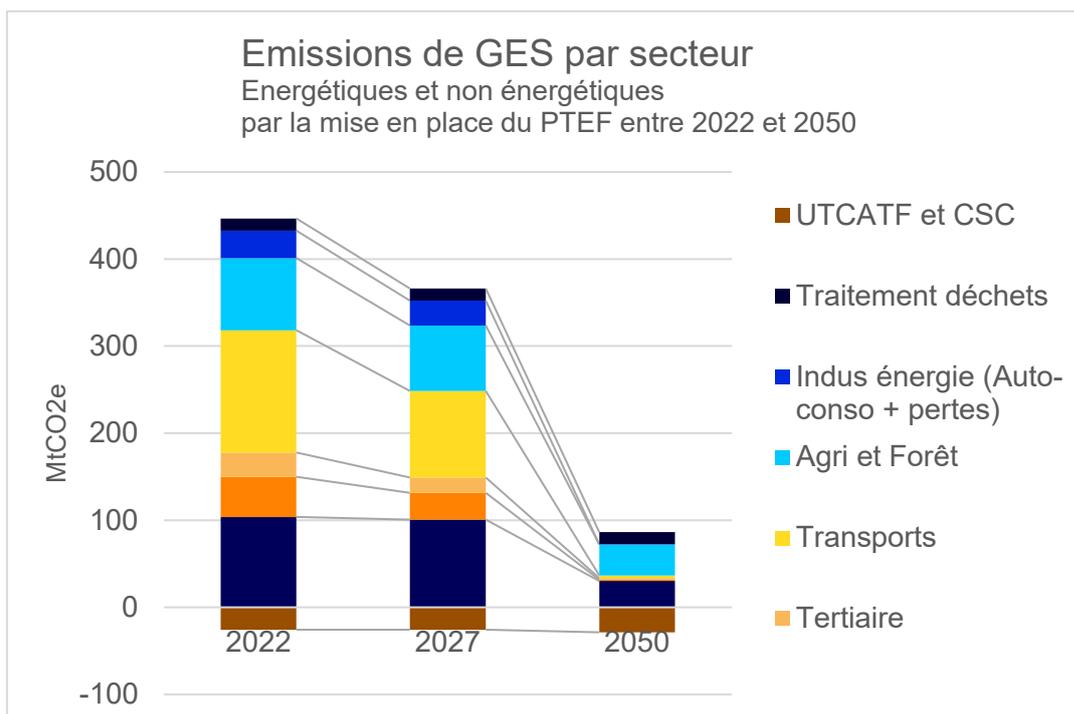


Evolution de la consommation d'énergie finale, par vecteur

par la mise en place du PTEF entre 2022 et 2050



B. Evolution du bilan carbone



VI. Grands enseignements de l'évaluation énergie-climat du PTEF

A. La disponibilité en carburants liquides et gazeux non fossiles sera vraisemblablement très limitée

Comme nous l'avons décrit dans la partie **Erreur ! Source du renvoi introuvable.**, il faudra se passer au maximum de ces formes d'énergie, sans quoi nous devrions leur dédier un espace de culture qui représenterait une part majeure de notre pays pour les produire à partir de biomasse, ou alors multiplier notre production électrique par 5 pour réussir à les synthétiser. Ainsi, de manière raisonnable, on peut estimer que **nos consommations d'énergie liquide et gazeuse doivent être divisées par plus de 6.**

Sans parler de ces limitations, programmer de remplacer le pétrole et le gaz par leurs avatars « bio » ou « de synthèse » ne ferait que retarder les transformations nécessaires, en ne changeant ni les infrastructures industrielles concernées, ni les équipements de consommation (voitures, chaudières...) qui seront alors prêts à accueillir les fossiles lorsqu'on se rendra compte, par exemple, que les « bio » ne suffisent pas, ou sont trop chers.

Préparer le déclin des carburants liquides et gazeux. Comme nous l'avons vu, les combustibles liquides et gazeux vont en grande partie sortir de nos vies et de notre économie. Les filières du pétrole et du gaz vont donc voir leurs activités en France diminuer fortement d'ici 2050.

Cela ne peut se faire sans préparation sérieuse et sans coordination avec l'évolution du reste de l'économie. Tout comme la mise en service du réseau gazier s'est faite au fil du temps, en

équipant chaque maison avant d'y injecter le gaz, il faudra réaliser une opération inverse, quartier par quartier, commune par commune : remplacer les équipements au gaz par des équipements électriques dans chaque maison et appartement, puis condamner les portions de réseau devenues inutiles. Certaines portions du réseau pourront rester fonctionnelles selon les besoins résiduels en consommation de gaz et selon les possibilités d'injection de biogaz, moyennant quelques adaptations, par exemple sur la puissance des compresseurs qui permettent au gaz de circuler.

Il faudra faire de même avec le réseau de stations-service : à mesure que les ménages en France s'équipent de voitures électriques et que leurs foyers sont équipés en bornes de recharge, certaines stations-service pourront fermer ; puis des dates de fermeture par localités seront décidées, cinq ans à l'avance, pour laisser le temps aux derniers ménages de changer de voiture. Évidemment, une politique d'aide à ceux qui n'ont pas les moyens de changer de voiture devra être mise en place pour que personne ne se retrouve sans moyen de se déplacer.

Dans le même temps, l'emploi dans les secteurs gaziers et pétroliers en France va chuter, ce qui doit être anticipé.

B. Plus on tarde à lancer les grands travaux d'infrastructures électriques, plus la sobriété sera forte en 2050

Le système électrique va devenir l'infrastructure énergétique majeure de demain. Prises ensemble, les transformations du PTEF induisent d'ici 2050 **une hausse de la consommation d'électricité de 20 % environ**, et une **très forte dépendance de l'économie et de nos modes de vie au bon fonctionnement du système électrique**. Si chacun de nos chauffages, cuisinières, voitures, écrans et une large partie des machines de nos usines fonctionnent à l'électricité, mieux vaut que celle-ci soit toujours disponible à la prise !

Ce système électrique va devoir muter fortement et rapidement. Nos réacteurs nucléaires ont en effet été mis en service de façon groupée à partir des années 1980, et un grand nombre d'entre eux va devoir s'arrêter sur un laps de temps court. Si l'on veut avoir assez d'électricité lorsque ces réacteurs prendront la retraite, des capacités de remplacement devront à ce moment-là être opérationnelles. Le timing est serré (voir I.D.3). Lors de la décennie 2040, 80 % des réacteurs atteindraient soixante ans, si jamais ils passaient avec succès leur précédente visite décennale (leur « examen de sûreté »). D'après ses propres estimations, l'industrie électronucléaire française sera au mieux capable de produire une paire de réacteurs de type EPR tous les deux ans à partir de 2035, si leur construction est actée au cours du prochain quinquennat.

Mais ces mutations seront loin de suffire : **le nucléaire et les barrages hydroélectriques ne répondraient alors qu'à environ 65 % de la consommation des secteurs du PTEF en 2050**. Il est en outre nécessaire d'accélérer l'installation d'énergies renouvelables électriques (les « EnR », éolien et photovoltaïque essentiellement) sans tomber dans la surconsommation de matériaux et d'espace foncier, et/ou de faire appel à une filière électronucléaire étrangère (ou privée ?).

Selon les estimations les plus récentes d'RTE, avec la base de nucléaire que nous avons retenue, un complément par les ENR signifierait environ 10 000 mats d'éoliennes terrestres en plus qu'aujourd'hui, soit 14 000 mats. Si on imagine que les éoliennes se répartissent en parc de 10 éoliennes en moyenne, soit 1400 parcs au total, ce serait environ 2 % des communes françaises

qui verraient un nouveau parc s'installer chez elles¹⁴. Un complément par les ENR signifierait également environ 60 000 ha utilisés pour la production de photovoltaïque au sol, soit 0,1% de la surface du pays. En termes d'affectation annuelle de cet espace, il faudrait affecter 2100 ha chaque année au PV, à comparer à l'artificialisation totale actuelle qui est d'un ordre de grandeur supérieur (environ 25 000 ha/an, dont les deux tiers pour la construction de logements)¹⁵.

Puisque la ligne de crête est étroite, il faut mettre toutes les chances de notre côté en menant les efforts de front : sobriété, efficacité, nucléaire et renouvelables. Si nous ne parvenons à suivre cette crête, des politiques de sobriété bien plus strictes devront être préparées et acceptées démocratiquement. Pour éviter un tel débat, le risque sera alors grand que l'objectif de décarbonation soit remis à plus tard...

Si le choix d'un déploiement accéléré des EnR est fait en complément du nucléaire français, il faudra y adapter notre réseau électrique en développant les interconnexions avec nos voisins européens¹⁶, et en permettant un certain pilotage de machines et équipements connectés au réseau¹⁷. Ces leviers, avec une base de production nucléaire, devraient suffire à assurer la fiabilité du réseau sans recours à du stockage massif par batterie. Dans ce cas de figure, un complément faible de centrales électriques thermique à flamme (par exemple alimenté au biogaz ou à la biomasse) suffira, selon le rapport *Futurs énergétiques 2050* publié en 2021 par Réseau transport d'électricité.

Enfin, il faudra déployer deux grands réseaux de bornes de recharge pour les voitures et utilitaires légers électriques : un réseau « lent », chez les particuliers et sur les lieux de travail, pour assurer les recharges « quotidiennes », et un réseau « rapide », le long des autoroutes ou des nationales, qui permettra une recharge complète en trente minutes.

C. Les filières énergétiques secondaires basées sur la biomasse ou l'électricité doivent être développées de manière ambitieuse mais contrôlée

L'électricité sera l'énergie majoritaire. Mais d'autres formes d'énergie seront consommées, en quantités relativement plus petites.

Le bois ou la biomasse agricole, ainsi que la chaleur distribuée par réseau seront consommés essentiellement dans le résidentiel et le tertiaire pour se chauffer. Du bois sera également utilisé pour produire de l'électricité.

Le gaz issu de l'agriculture continuera d'être consommé dans les différents secteurs de l'économie, mais en des quantités cinq fois moindres que le gaz naturel actuellement. Ces quantités sont néanmoins très élevées quand il s'agit de les produire par méthanisation : plusieurs milliers d'installations de méthanisation seront nécessaires sur le territoire, chacune pour drainer

¹⁴ Ce serait environ le double si on se passait de nucléaire.

¹⁵ Cela serait 3 fois plus si on se passait de nucléaire.

¹⁶ Cela permet de bénéficier d'effets de « foisonnement », notamment pour l'éolien, car plusieurs régimes de vent circulent en Europe, si bien qu'il peut être plus avantageux de mettre en commun la production grâce aux interconnexions que d'installer des moyens de production supplémentaires dans tous les pays.

¹⁷ Par exemple, les voitures électriques peuvent se recharger préférentiellement en pleine nuit lorsque la demande en électricité est faible, ou en milieu de journée lorsqu'il y a du soleil, plutôt que le soir vers 19 heures au moment où le plus de gens les branchent ; les chauffe-eau peuvent partiellement être pilotés, en décalant par exemple d'une demi-heure le réchauffage de l'eau.

les résidus agricoles de plusieurs communes. Le gaz obtenu devra alors être injecté sur le réseau ou consommé localement par les machines agricoles.

Les agrocarburants et l'hydrogène que nous parviendrions à produire en 2050 seront essentiellement utilisés dans l'aviation et l'industrie.

Par exemple pour que l'aérien puisse effectivement passer à l'hydrogène, les aéroports encore ouverts d'ici 2040 devraient s'équiper d'usines d'électrolyse de quelques hectares, dont les électrolyseurs seraient mis en service au fur et à mesure du déploiement de la flotte d'avions hydrogène. Ce mouvement devrait se faire simultanément dans différents aéroports européens, pour ouvrir progressivement des lignes adaptées aux vols à hydrogène.

Les industries consommatrices d'hydrogène (les sites restants de production d'ammoniac et de raffinage) devront aussi investir dans leurs installations d'électrolyse.

Des carburants liquides seront produits pour alimenter en priorité les stocks stratégiques de la nation, les groupes électrogènes de secours (hôpitaux, centrales électriques...), et les armées. Dans un monde en transition, il s'agira d'une ressource rare et chère issue de la transformation de résidus agricoles et de bois, disponible en quantités très limitées face à la demande, au niveau européen. Les quelques grands aéroports français qui assureront les lignes long-courrier encore en vigueur seront partiellement approvisionnés par ces carburants, en des volumes qui dépendront des rendements agricoles et forestiers chaque année. Des zones agricoles et forestières de l'échelle de quelques départements se structureront autour d'agroraffineries de deuxième génération, afin de produire quelques millions de tonnes de carburant qui seront transportées vers les points stratégiques et les aéroports.

Il faudra **se fixer une limite collective claire à l'exploitation de la biomasse à des fins énergétiques**, comme par un exemple un taux maximal d'espace dédié à cette production énergétique : par exemple, ne pas dédier, dans chaque région, plus de 5% de la surface arable et forestière à la production énergétique. Dans le PTEF, **nous proposons même par prudence de ne dédier aucune surface agricole, et aucune nouvelle surface forestière, à cette production.**

D. Un retard dans la transformation du reste de l'économie vers la sobriété systémique et l'efficacité induira des arbitrages énergétiques difficiles

Le déploiement accéléré mais résolument orienté vers la décarbonation et la résilience de ces infrastructures énergétiques doit être décidé et déclenché dès le prochain quinquennat. Il est une condition clé de réduction des risques énergétiques et matériels auxquels nous ferons face au cours du XXI^{ème} siècle.

Une **sobriété systémique doit être organisée collectivement**. Une telle sobriété requiert le **déploiement d'infrastructures, d'équipements et de services**, qui fera à nouveau appel au tissu économique : réseau cyclable, vélos à assistance électriques et services associés ; infrastructures ferroviaires, haut niveau de service du train à l'échelle française et européenne et offre touristique locale attractive ; autoroutes électriques pour les camions et les autocars ; voitures moins puissantes et aérodynamiques ; consignes de réutilisation des emballages et filières de recyclage ; réduction du cheptel bovin au profit des petites productions de qualité...

Elle permet une réduction d'ensemble de la demande énergétique et matérielle, tout en conservant nos usages et nos libertés essentielles. Elle est indispensable pour **assurer que chacun puisse encore jouir de ces usages et libertés essentielles dans le contexte à venir de diminution de la disponibilité en énergie** : toute sobriété non organisée serait alors subie de plein fouet par une réduction pure et simple de nos usages.

Ces déploiements d'infrastructures et services doivent s'effectuer en parallèle de **la mise à jour massive des parcs d'équipements** ménagers (gazinières, chauffages, éclairages, terminaux numériques, petites automobiles...) ou publics/industriels (bus, camions, trains, véhicules utilitaires, procédés industriels...) : ils doivent être **électrifiés au maximum** et gagner **en efficacité énergétique** sans quoi les usages correspondant ne sauraient être ni décarbonés ni assurés. Il doit s'accompagner d'une **rénovation thermique des bâtiments** publics, individuels ou privés très large afin de réduire le risque de manquer d'électricité et donc d'arbitrer sur les usages qui y auront droit.

C'est la conjonction coordonnée de ces deux mouvements : déploiement planifié d'infrastructures énergétiques, et déploiement lui aussi planifié d'infrastructures et d'équipements permettant la massification de la sobriété et de l'efficacité énergétique, qui permettra de naviguer avec sérénité dans ce XXI^{ème} siècle soumis aux limites d'un monde fini.

VII. Bibliographie

- ADEME. (2018). *Un mix de gaz 100% renouvelable en France ? Etude de faisabilité technico-économique* (p. 283). ADEME.
- ADEME. (2021). *Transition(s) 2050—Choisir maintenant, agir pour le climat* (p. 687). ADEME.
- Christensen, A., & Petrenko, C. (2017). *CO2-Based Synthetic Fuel: Assessment of Potential European Capacity and Environmental Performance* (p. 67). ECF / ICCT.
- CITEPA. (2020). *Organisation et méthodes des inventaires nationaux des émissions atmosphériques en France* (p. 981).
- CITEPA. (2021). *Inventaire national d'émissions de gaz à effet de serre et de polluants atmosphériques—Format CNUCC*. Consulté à l'adresse citepa.org
- EUROSTAT. (2021, avril 14). Bilans énergétiques—France. Consulté 9 septembre 2020, à l'adresse <https://ec.europa.eu/eurostat/fr/web/energy/data/energy-balances>
- France Stratégie. (2021). *La biomasse agricole : Quelles ressources pour quel potentiel énergétique ?* (p. 136). France Stratégie.
- IFPEN. (2015). *Biocarburants de deuxième génération : Une nouvelle étape est franchie* (p. 6). IFPEN. Consulté à l'adresse IFPEN website: https://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-pt-vue/ifpen_biocarburant2emegeneration.pdf
- Lallemand, F. (2020). *Vers un plan de transformation de l'économie française en faveur du climat et de la résilience—Agriculture et alimentation* (p. 35). The Shift Project. Consulté à l'adresse The Shift Project website: <https://theshiftproject.org/wp-content/uploads/2021/04/TSP-PTEF-V1-FL-Agriculture.pdf>
- MTES. (2020). *Stratégie nationale bas-carbone—La transition écologique et solidaire vers la neutralité carbone* (p. 192). Consulté à l'adresse https://www.ecologie.gouv.fr/sites/default/files/2020-03-25_MTES_SNBC2.pdf
- Roux, A., & Dhôte, J.-F. (2017). *Quel rôle pour les forêts et la filière forêt-bois françaises dans l'atténuation du changement climatique ? Une étude des freins et des leviers forestiers à l'horizon 2050*. INRA et IGN. Consulté à l'adresse INRA et IGN website: [L'évaluation énergie-climat du PTEF \(relecture\) – The Shift Project – février 2022](https://inventaire-</p></div><div data-bbox=)

forestier.ign.fr/IMG/pdf/419207-b987f-resource-etude-forets-bois-et-changement-climatique-rapport.pdf

RTE. (2018). *Bilan électrique 2018* (p. 175). RTE.

RTE. (2021). *Futurs énergétiques 2050*. RTE. Consulté à l'adresse RTE website: <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques#Lesdocuments>

Solagro. (2016). *Le scénario Afterre 2050* (p. 96). Solagro.

The Shift Project. (2021). *Habiter dans une société bas carbone—Dans le cadre du Plan de transformation de l'économie française*. Consulté à l'adresse <https://theshiftproject.org/article/rapport-final-habiter-dans-une-societe-bas-carbone-7-octobre-2021/>

WWF France / Solagro. (2022). *Biomasse : Un réel potentiel pour la transition énergétique ?* (p. 43). WWF France / Solagro.

The Shift Project est un think tank qui œuvre en faveur d'une économie libérée de la contrainte carbone. Association loi 1901 reconnue d'intérêt général et guidée par l'exigence de la rigueur scientifique, notre mission est d'éclairer et influencer le débat sur la transition énergétique en Europe. Nos membres sont de grandes entreprises qui veulent faire de la transition énergétique leur priorité.

www.theshiftproject.org
ilnousfautunplan.fr

Contacts :

Nicolas Raillard

Chef de projets

nicolas.raillard@theshiftproject.org

Ilana Toledano

Responsable presse et communication

ilana.toledano@theshiftproject.org

