Bilan prévisionnel
Édition 2023

Futurs énergétiques 2050

2023-2035 : première étape vers la neutralité carbone

PRINCIPAUX RÉSULTATS

Bilan prévisionnel
Édition 2023

Futurs énergétiques 2050

2023-2035 : première étape vers la neutralité carbone

PRINCIPAUX RÉSULTATS

SOMMAIRE

INTRODUCTION

Sortir des fossiles : une nécessité pour le climat, un impératif pour la souveraineté énergétique du pays 8

Une électrification à mener à bien dans un contexte plus difficile 16

Les défis techniques d'un système électrique en croissance 20

Trois scénarios et de nombreuses analyses de sensibilité pour décrire les différentes configurations possibles et les risques et opportunités 29

LES FACTEURS DE RÉUSSITE RELATIFS À L'ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION ET DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ BAS-CARBONE 33

1 Pour atteindre les objectifs de décarbonation accélérée et de souveraineté énergétique, une croissance forte et rapide de la consommation d'électricité est nécessaire 34

2 Les nouvelles perspectives de croissance de la consommation électrique marquent une rupture par rapport à la tendance des années passées mais ne se matérialiseront que progressivement 36

3 La France a les moyens de gérer ces besoins d'électricité en hausse en s'appuyant sur quatre leviers essentiels : sobriété, efficacité énergétique, renouvelables et nucléaire 38

4 La maîtrise de la demande en électricité est indispensable, dans ses deux composantes : efficacité énergétique et sobriété 40

5 L'accélération du développement des renouvelables, un levier essentiel pour accroître rapidement le productible décarboné 42

6 Maximiser la production annuelle du parc nucléaire existant, un élément incontournable pour réussir la décarbonation au cours de la prochaine décennie 44

LES FACTEURS DE RÉUSSITE RELATIFS À LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ET AUX FLEXIBILITÉS 47

7 À court terme, le niveau de sécurité d'approvisionnement va s'améliorer 48

8 À l'horizon 2030, des besoins de capacité additionnels qui peuvent être assurés par différentes combinaisons de pilotage de la consommation et de la production 50

9 Développer la flexibilité de la demande, un axe prioritaire pour optimiser le fonctionnement du système électrique qui doit s'appuyer sur un plan dédié pour ne pas demeurer une déclaration d'intention 54

10 Le devenir du parc thermique : vers un soutien d'extrême pointe qui ne nécessite pas la construction de nouvelles centrales fossiles 58

11 La décarbonation du mix énergétique européen a des conséquences importantes pour le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique français 60

LES FACTEURS DE RÉUSSITE RELATIFS À L'ÉCONOMIE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE 63

12 L'électrification permet une amélioration de la souveraineté énergétique et une forte baisse du déficit commercial de la France 64

13 Des investissements massifs nécessaires, mais une perspective d'augmentation des coûts du système électrique contenue au cours des prochaines années 66

14 Les prix de l'électricité sur les marchés de gros et les marchés à terme ne reflètent pas les caractéristiques économiques et environnementales du mix de production français 68

15 Pour réussir la décarbonation de son économie, la France doit rester intégrée au marché européen, mais l'accompagner d'un cadre permettant aux consommateurs de bénéficier de la compétitivité des coûts de production 70

LES FACTEURS DE RÉUSSITE RELATIFS AUX STRATÉGIES INDUSTRIELLES 73

16 La France a les moyens de nourrir son ambition de réindustrialisation et de décarbonation de l'industrie grâce à une électricité décarbonée et compétitive, à condition que les grandes zones d'implantation bénéficient des infrastructures nécessaires 74

17 Face à un risque de «mondialisation contrariée», la résilience de la stratégie de décarbonation sera favorisée par une relocalisation de la chaîne de valeur et par une diversification des approvisionnements et des choix technologiques 76

ENSEIGNEMENTS TRANSVERSES POUR L'INTÉGRATION DES NOUVEAUX USAGES DE L'ÉLECTRICITÉ DANS LE BÂTIMENT, L'INDUSTRIE ET LES TRANSPORTS 81

18 Accélérer la sortie des énergies fossiles grâce au déploiement des pompes à chaleur réduit significativement les émissions de gaz à effet de serre du chauffage. Cela a un effet sur la pointe, absorbable par le système électrique 82

19 La France a les moyens de développer une production d'hydrogène bas-carbone locale pour décarboner certains secteurs, mais elle sera en concurrence possible des importations, notamment pour les carburants de synthèse 86

20 La perspective de développement du véhicule électrique se confirme pour les véhicules légers et se renforce pour le transport lourd 90

Le nouveau Bilan prévisionnel : portant sur la période 2023-2035 et mené dans le cadre des missions légales de RTE, il vise à éclairer le débat public en cours sur la planification écologique et énergétique

L'élaboration du Bilan prévisionnel est une mission légale de RTE prévue par le code de l'énergie (article L. 141-8).

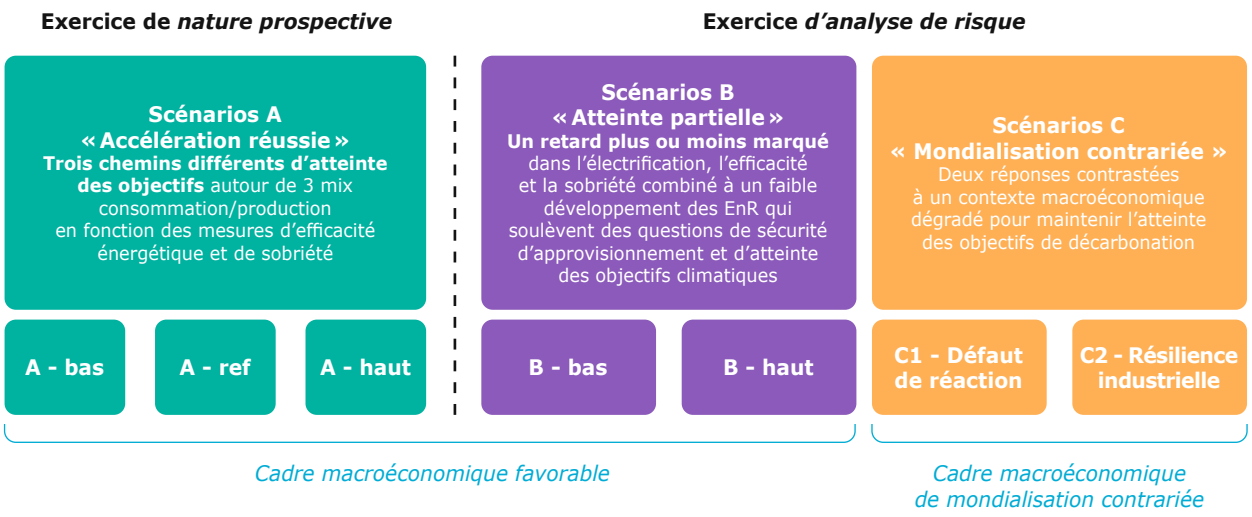
Cette nouvelle édition s'inscrit dans le contexte de la préparation par l'État de la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC). Elle s'articule autour de l'urgence climatique qui ressort des travaux du GIEC, qui a conduit à rehausser l'ambition climatique de l'Union européenne pour 2030 (paquet *Fit for 55),* et de l'urgence énergétique résultant de la guerre menée par la Russie en Ukraine.

Le nouveau Bilan prévisionnel enrichit, complète et réactualise les *Futurs énergétiques 2050* sur la période 2023-2035, c'est-à-dire la première partie de la trajectoire de transformation du système énergétique français jusqu'à la neutralité carbone. Il étudie dans quelle mesure et à quelles conditions ces trajectoires peuvent être accélérées pour atteindre des objectifs désormais plus ambitieux, dans un cadre macroéconomique et stratégique plus difficile que par le passé.

Les scénarios du Bilan prévisionnel ont évolué avec le temps. Il s'agit aujourd'hui de mettre en débat les prérequis et les conséquences de grands scénarios de politique énergétique ou climatique, tels qu'élaborés par les pouvoirs publics. La publication du Bilan prévisionnel n'intervient donc plus *après* les choix publics (comme dans les années 2010) mais *avant,* afin que son contenu puisse contribuer utilement à l'étude d'impact préalable.

Sur une échéance de moyen terme comme celle de 2035 qui suppose une accélération importante, les analyses soulignent nécessairement une tension entre les objectifs et les

Figure 1 Les scénarios du Bilan prévisionnel 2023



dynamiques actuelles de transformation. C'est la raison pour laquelle RTE étudie plusieurs futurs possibles :

- plusieurs scénarios permettant l'atteinte des objectifs publics (« scénario A ») ;
- des scénarios dégradés en retard sur l'atteinte des objectifs, qui constituent autant d'analyses de risque (sur le déploiement de la transition ou l'évolution du contexte international).

De nombreuses variables clés du système ont également été testées une à une, dans l'optique de documenter et d'éclairer les choix publics : elles sont restituées en détail dans le document complet.

Figure 2 Calendrier d'élaboration du Bilan prévisionnel 2023

I

SORTIR DES FOSSILES : UNE NÉCESSITÉ POUR LE CLIMAT, UN IMPÉRATIF POUR LA SOUVERAINETÉ ÉNERGÉTIQUE DU PAYS

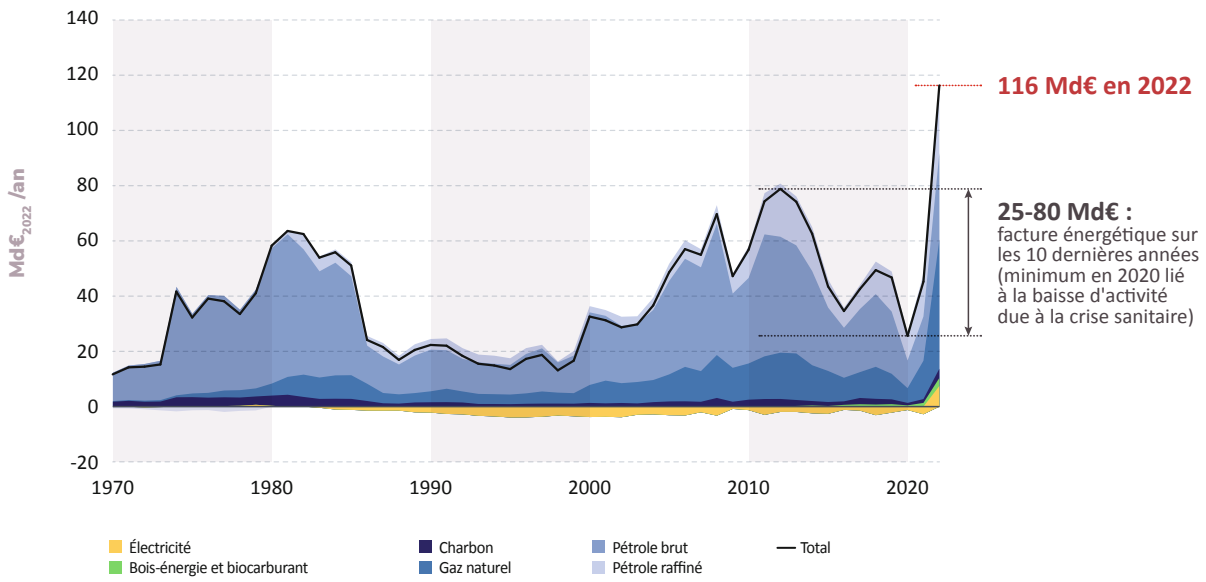
1 L'équation énergétique de la France : sortir des énergies fossiles le plus rapidement possible, pour lutter contre le dérèglement climatique et renforcer la souveraineté énergétique du pays

Aujourd'hui, la France importe environ 60 % de l'énergie qu'elle consomme.

Cette énergie importée est constituée essentiellement de produits pétroliers (de l'ordre de 40 %), de gaz fossile (de l'ordre de 20 %) et, marginalement, de charbon (moins de 1 %) : il s'agit d'énergies fossiles.

Les conséquences qu'entraîne l'utilisation des énergies fossiles à l'échelle mondiale sont connues : elles provoquent un dérèglement climatique qui menace les conditions de vie humaines sur la planète. Les rapports successifs du GIEC, traduisant le consensus scientifique mondial, ne laissent aucunement la place au doute quant à la réalité de la menace et l'urgence à y faire face. Cela impose de réduire fortement les émissions de gaz à effet de serre *(atténuation)* en visant la neutralité carbone d'ici 2050 – y compris en France, où les émissions par habitant se situent au-dessus de la moyenne mondiale (et ceci d'autant plus en intégrant l'empreinte des consommations de biens manufacturés). Cela implique également de préparer notre cadre de vie à l'augmentation déjà acquise de la température du globe *(adaptation).*

Figure 3 Évolution de la facture énergétique de la France (1970-2022)



Source : SDES, Bilan énergétique de la France en 2022

Les imports énergétiques engendrent également des conséquences géopolitiques majeures. S'agissant des produits pétroliers, les cinq principaux fournisseurs de la France (avant la guerre en Ukraine) étaient l'Arabie saoudite, le Kazakhstan, la Russie, le Nigeria, et l'Algérie. Pour le gaz fossile, la Russie faisait figure, jusqu'à l'année dernière, de premier fournisseur en Europe, et de second pour la France. Si la réaction européenne à la guerre menée par la Russie en Ukraine a conduit à se passer de pétrole extrait en Russie et à réduire l'utilisation du gaz en provenant, d'autres dépendances se créent envers les pays producteurs de gaz naturel liquéfié (pays du Golfe, États-Unis, etc.).

Tant que la grande majorité de la consommation énergétique restera fondée sur les combustibles fossiles, la France demeurera en situation de dépendance énergétique.

Il existe donc un double intérêt – climatique et stratégique – à sortir le plus rapidement du pétrole et du gaz fossile.

L'intérêt d'une transition rapide s'évalue également sur le plan économique : au cours de la décennie 2010, la facture énergétique de la France a représenté entre 25 et 80 milliards d'euros, et elle s'est même élevée en 2022 à 116 milliards d'euros, dont plus de 100 milliards pour le gaz et le pétrole, soit le budget combiné des armées et de l'éducation nationale. Les imports d'énergies fossiles constituent le premier facteur du déficit commercial de la France.

La transition vers une société neutre en carbone engendre enfin d'autres bénéfices importants en matière de santé publique, par exemple en réduisant la pollution atmosphérique engendrée notamment par les véhicules thermiques (troisième source de mortalité anticipée en France, derrière le tabac et l'alcool).

2 La place de l'électricité : une reconfiguration des termes du débat, désormais centré autour de la nécessité d'une électrification rapide des usages pour réduire l'utilisation des énergies fossiles

Les pays engagés dans l'atteinte de la neutralité carbone adoptent des stratégies énergétiques qui reposent sur des ingrédients similaires, même si leur dosage et le degré d'ambition diffèrent : réduire la consommation d'énergie, d'une part, remplacer les énergies fossiles par des sources décarbonées ou « bas-carbone », d'autre part.

Dans cette transformation, l'électricité a un rôle essentiel à jouer : partout dans le monde, elle est identifiée comme l'énergie dont le rôle est appelé à croître le plus, en substitution aux énergies fossiles. Même si elle est omniprésente dans la vie quotidienne, l'électricité n'est pas dominante dans le mix énergétique (elle représente 27 % de l'énergie finale consommée en France, 23 % en Europe, 19 % dans le monde). Elle est en revanche appelée à le devenir d'ici 2050 – terme fixé en Europe pour atteindre la neutralité carbone. Ceci n'emporte aucune exclusivité (d'autres énergies décarbonées – biométhane, bois-énergie, agrocarburants pour les dérivés de la biomasse – vont se développer et le recours à des solutions de captation et stockage du CO_2 est envisagé dans plusieurs pays), mais s'impose de manière claire : tant les stratégies nationales de décarbonation que les choix industriels et techniques conduisent à envisager une augmentation importante des besoins en électricité.

Le débat essentiel, pour l'électricité, est donc de savoir comment réussir cette croissance. Cela requiert, d'une part, d'organiser le remplacement des machines utilisant du pétrole et du gaz par des appareils électriques (voitures à batteries, pompes à chaleur, fours électriques pour l'industrie…). Cela implique, d'autre part, de développer les moyens nécessaires de production d'électricité bas-carbone (renouvelables, nucléaire, ou centrales thermiques utilisant des combustibles décarbonés). Enfin, cela nécessite de développer les réseaux et solutions de stockage ou de flexibilité qui permettront d'assurer une alimentation fiable et efficace des consommateurs.

Formulé ainsi, ce débat tranche avec celui de la décennie 2010 en France, dominé par la question des parts relatives du nucléaire

et des renouvelables dans le *mix électrique* d'un pays dont l'électricité est déjà presque entièrement décarbonée. Or, s'il est légitime et important de s'interroger sur leurs mérites et inconvénients respectifs, nucléaire et renouvelables constituent deux sources d'énergies bas-carbone, dont la répartition n'importe pas sur le plan climatique (ou très peu, en intégrant leur cycle de vie) au regard de l'impératif de sortie des énergies fossiles. Ainsi, tandis que le débat demeurait polarisé sur les différentes façons de faire varier le mix électrique, la part de l'électricité dans le mix énergétique est demeurée globalement stable en dix ans, la décarbonation n'a que peu progressé, et le degré de dépendance énergétique du pays n'a pas varié.

La mise à l'agenda national de l'atteinte de la neutralité carbone a permis au débat de se recomposer progressivement au cours des dernières années.

En octobre 2021, après deux ans de travaux techniques et de concertation, RTE a publié les *Futurs énergétiques 2050.* **Cette publication a marqué une étape importante en matière de prospective sur le secteur électrique, en adoptant d'emblée une perspective de long terme (2050 et même 2060) et en décrivant des chemins possibles pour atteindre la neutralité carbone, sans intégrer de cadrage *a priori* sur la part du nucléaire ou des renouvelables.** Dans les *Futurs énergétiques 2050,* c'est donc bien par rapport à l'objectif de sortie des énergies fossiles que sont analysés les grands déterminants du secteur électrique : contributions possibles du nucléaire et des renouvelables, évolution des besoins d'électricité, rôle de la sobriété et de l'efficacité énergétique, évolution des réseaux électriques, place de l'hydrogène, etc. Le grand nombre de scénarios (18) et de variantes étudiées et évaluées selon un même référentiel d'analyse technique, de chiffrage économique et de quantification environnementale, conduisent à identifier la nécessité de choix stratégiques majeurs – comme au moment des chocs pétroliers dans les années 1970 – et à envisager des transformations considérables dans l'appareil productif du pays et les habitudes de vie.

En février 2022, le président de la République a tiré les enseignements de ces travaux en traçant, dans son discours de Belfort, des orientations de politique énergétique érigeant la sortie des énergies fossiles et la réindustrialisation du pays comme principales priorités. La stratégie définie repose à la fois sur la diminution de la consommation d'énergie finale (permettant par ce biais de diminuer également le recours aux énergies fossiles importées) et l'électrification des usages énergétiques, en choisissant un scénario de relance du nucléaire et de développement des renouvelables.

À compter de mi-2022, à l'issue des élections présidentielles et législatives, la déclinaison de ces orientations a débuté. La France a mis en œuvre, sous l'égide de la Première ministre, une démarche intégrée de planification écologique et poursuivi l'élaboration de sa stratégie énergie-climat, qui a fait l'objet d'une vaste concertation. En parallèle, l'État s'est doté de moyens nouveaux pour favoriser la réindustrialisation, et le Parlement a voté deux lois d'accélération, respectivement pour les énergies renouvelables (mars 2023) et pour le nucléaire (juin 2023).

Le contexte a donc largement évolué en quelques années, et a conduit à faire émerger une orientation de politique énergétique nouvelle. **Dans cette vision, renouvelables et nucléaire ne sont pas considérés comme en compétition au sein du mix électrique, mais sont au contraire appelés à s'additionner – dans des proportions qui traduisent les choix publics mais doivent également refléter les réalités industrielles – pour remplacer les énergies fossiles : une centrale nucléaire dont l'activité est prolongée ou des éoliennes installées, ce seront autant d'imports de pétrole et de gaz en moins.**

Ce programme, s'il est mené à bien, constituera une rupture sans équivalent dans l'histoire récente du pays. Au niveau mondial, les énergies nucléaire et renouvelables se sont, au cours du XXe siècle, ajoutées aux énergies fossiles sans faire refluer l'usage de ces dernières, donc sans engager de véritable dynamique de substitution. Réduire réellement l'utilisation des fossiles tout en retrouvant un haut degré de maîtrise industrielle de cette transformation – c'est-à-dire en réduisant nos imports énergétiques – constitue donc un défi considérable à l'échelle de l'histoire des deux derniers siècles.

3 La perspective de long terme : des conclusions confirmées pour l'horizon 2050, en retenant comme référence les trajectoires de réindustrialisation et de développement de l'hydrogène les plus poussées

Les scénarios des *Futurs énergétiques 2050* publiés en 2021 étaient articulés autour d'une double problématique de long terme : l'atteinte de la neutralité carbone en 2050 et la fin d'exploitation du parc nucléaire de seconde génération d'ici 2060.

Les scénarios étudiés avaient décrit un large panel de configurations possibles sur les choix publics et sociétaux en matière de consommation (niveaux différenciés de sobriété, de réindustrialisation, de recours à l'électrification ou à l'hydrogène et à ses dérivés, etc.) et de production d'électricité (part plus ou moins forte du nucléaire et des énergies renouvelables).

L'analyse de l'ensemble de ces configurations a permis d'établir un socle de conclusions quant à la transformation indispensable du secteur énergétique ainsi que de l'ensemble des secteurs de l'économie pour atteindre la neutralité carbone. Ces conclusions sont confirmées, voire amplifiées, par les évolutions récentes du contexte énergétique :

- **il n'existe plus de doute aujourd'hui sur la nécessité d'une augmentation de la consommation d'électricité** par effet de substitution aux énergies fossiles si la France veut tenir ses objectifs de décarbonation : c'est ce qui explique que l'ensemble des trajectoires étudiées est orienté à la hausse, même en intégrant les effets de l'efficacité énergétique ainsi que des mesures de sobriété qui impliquent des changements de modes de vie importants. Cette augmentation de la consommation électrique peut être plus ou moins prononcée selon les scénarios (voir enseignements 1 et 2) ;

- **il est impératif de maximiser la production d'électricité décarbonée :** ceci peut prendre la forme de scénarios très différents en ce qui concerne la part des renouvelables et du nucléaire à long terme, mais nécessite à court terme un développement rapide des renouvelables et la poursuite d'exploitation des réacteurs nucléaires existants (voir enseignements 3 à 6) ;

- **le développement de nouvelles solutions de flexibilité est indispensable pour assurer la sécurité d'approvisionnement :** le dimensionnement de ces nouveaux besoins soulève des questions organisationnelles, économiques et politiques étayées au sein du document complet (voir enseignements 7 à 10) ;

- **tous les scénarios d'évolution du mix électrique reposent sur des investissements initiaux importants mais qui peuvent être maîtrisés :** ils conduisent en retour à créer un

Les conclusions des *Futurs énergétiques 2050* sont confirmées

- Ils ont décrit une **transformation d'ampleur qui touchera l'ensemble des secteurs de l'économie**
- Ils ont chiffré des **perspectives à la hausse de la consommation d'électricité** tout en rappelant l'importance des économies d'énergie
- Ils ont mis en évidence **l'indispensable accélération du déploiement des EnR et la rentabilité de la prolongation des réacteurs existants**
- Ils ont décrit un système électrique qui impliquera des investissements importants mais reposera sur des **coûts de fonctionnement faibles**
- Ils ont rappelé **l'importance du développement des réseaux de distribution et de transport d'électricité**
- Ils ont alerté sur **l'urgence à agir**

système dont le coût de fonctionnement est faible et qui ne dépend plus du prix des énergies fossiles (voir enseignements 12 et 13) ;

- **les réseaux de transport et de distribution d'électricité doivent rapidement être redimensionnés pour rendre possible la transition énergétique :** il s'agit d'une dimension moins médiatique mais tout aussi importante (la moitié des investissements dans le système concerne les réseaux) ;

- **tous les scénarios reposent sur une mobilisation urgente et des actions de transformation immédiates.**

Les enseignements de long terme des *Futurs énergétiques 2050* restent aujourd'hui valables : le dispositif d'étude, articulé autour des 18 configurations complètes « consommation/production » et accompagné de multiples variantes, fournit de nombreuses données qui alimentent les travaux en cours sur la planification écologique. Les premières tendances de ces travaux montrent que la part de l'électricité dans la consommation finale pourrait être rehaussée, ce qui conduirait à viser les trajectoires de consommation les plus hautes des *Futurs énergétiques 2050*, voire à les combiner entre elles (notamment les trajectoires « réindustrialisation profonde » et « hydrogène + »).

4 La perspective de moyen terme : une analyse nouvelle aux échéances 2030 et 2035, jalons essentiels pour le déploiement de la nouvelle stratégie énergétique, avec un impératif d'accélération de la transition

Les *Futurs énergétiques 2050*, centrés sur la vision de long terme, ne se concentraient pas sur la « première marche » de la transition que constitue l'échéance 2030.

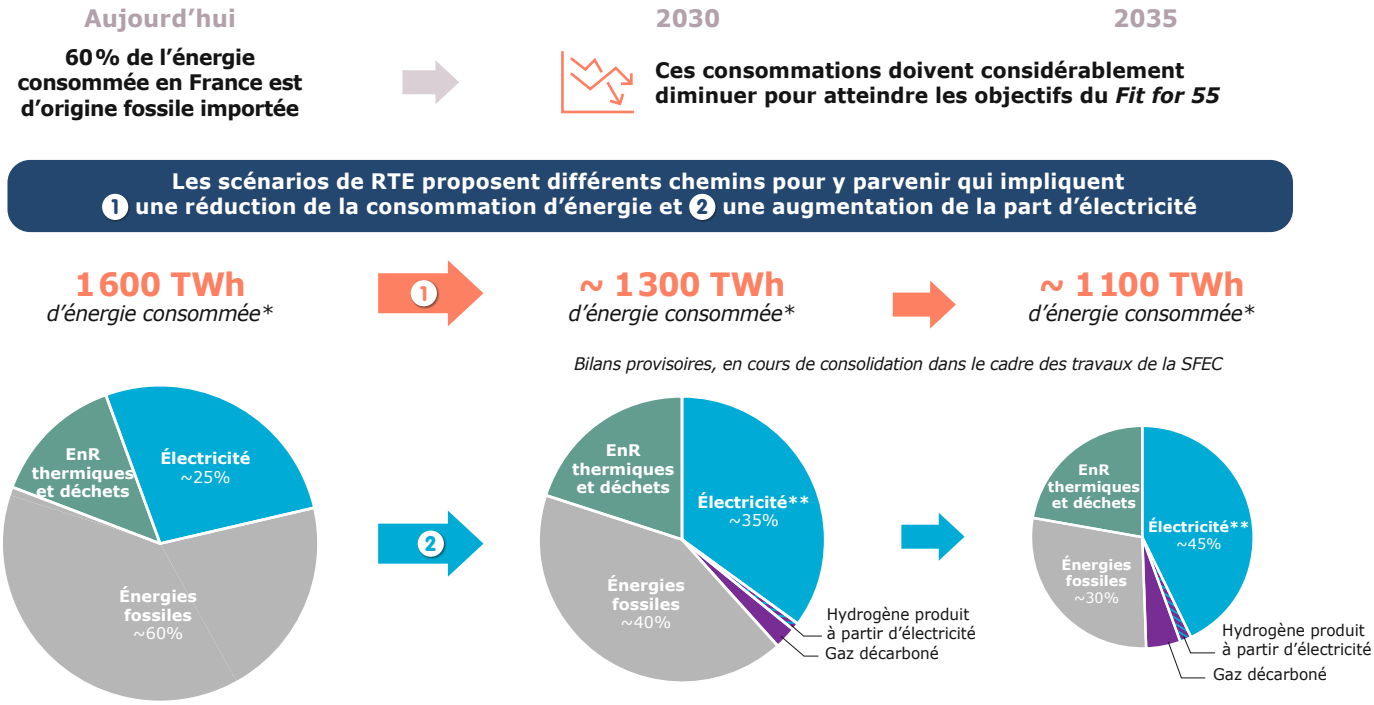
Or, celle-ci prend désormais une importance cruciale au regard de la crise énergétique qui a souligné la dépendance européenne aux énergies fossiles importées, ainsi que du durcissement des objectifs climatiques dans le cadre du *Green Deal* européen *(Fit for 55)*.

Il est donc désormais nécessaire d'actualiser les trajectoires d'évolution du système électrique à l'horizon 2030-2035 dans un contexte qui a profondément changé au cours des deux dernières années : tel est l'objet du présent Bilan prévisionnel 2023.

Sur le plan des ambitions, cette nouvelle analyse intègre deux évolutions majeures du cadre français et européen en matière de politique énergétique et climatique :

1) L'Union européenne a décidé de **rehausser les objectifs climatiques à 2030, pour atteindre une réduction de 55 % des émissions nettes** par rapport à 1990 (contre 40 % pour les émissions brutes auparavant). L'Union adopte en ce moment même un grand nombre de textes sectoriels qui doivent permettre d'accélérer le rythme de décarbonation.

Figure 4 Évolution de la consommation d'énergie finale en France



* Énergie finale consommée (hors usage matière, hors soutes et hors chaleur environnement)
** Consommation finale d'électricité (hors pertes, hors consommation issue du secteur de l'énergie et hors consommation pour la production d'hydrogène)

2) La France a adopté un agenda de **renforcement de sa souveraineté économique, articulé autour du projet de réindustrialiser le pays.** Cela implique explicitement de relocaliser une partie de la production industrielle et de développer de nouveaux pôles de compétences au sein de l'industrie de la transition énergétique.

D'autre part, de nouveaux paramètres sont à prendre en compte :

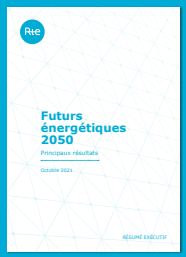
1) **La guerre menée par la Russie en Ukraine modifie durablement la donne énergétique pour l'ensemble du continent européen,** notamment pour ses approvisionnements en gaz. Les flux énergétiques s'en trouvent modifiés, ce dont doit tenir compte le Bilan prévisionnel dans sa modélisation du fonctionnement du système électrique dans toute l'Europe et de ses interactions avec les autres énergies.

2) Les relations internationales se caractérisent par une concurrence croissante pour la maîtrise des technologies et approvisionnements clés pour la transition énergétique, notamment en matériels, minerais et métaux dans un contexte de **montée en puissance du protectionnisme aux États-Unis et en Chine.** Cela conditionne les perspectives et les modalités concrètes de réindustrialisation et renforce l'importance de conserver un mix de production d'électricité français compétitif sur le plan économique et climatique.

3) Des textes nouveaux et décisions concrètes ont déjà été pris pour décliner les orientations du discours de Belfort de février 2022. Deux lois spécifiques ont été adoptées (lois d'accélération des renouvelables et du nucléaire), et une autre est en discussion au Parlement (industrie verte) pour traduire ces nouvelles priorités. Ces lois conduisent à « figer » dès à présent certains paramètres considérés comme ouverts dans l'analyse portant sur 2050.

4) Les travaux sur la planification écologique livrent leurs premiers enseignements, dont la **révision à la baisse des puits de carbone et du volume de biomasse disponible pour décarboner l'économie française,** ce qui renforce mécaniquement le besoin d'électrification et d'économies d'énergie pour respecter les objectifs climatiques.

Publication des *Futurs énergétiques 2050*



Octobre 2021

Actualisation des trajectoires 2030-2035 dans un contexte en forte évolution

1 Sur le plan des ambitions

- **Nouveaux objectifs climatiques européens à l'horizon 2030, plus ambitieux : *Fit for 55***
- **Volonté de renforcer la souveraineté énergétique française par la réindustrialisation et relocalisation** (France 2030, loi industrie verte)

La transformation doit aller plus vite et viser le haut des trajectoires des *Futurs énergétiques 2050*

2 Sur le plan des paramètres

- Crise énergétique et guerre en Ukraine (impacts prix et disponibilité énergétique)
- Protectionnisme aux États-Unis et en Chine
- Orientations de politique énergétique en France (Belfort, planification écologique)
- Révision à la baisse du potentiel de biomasse disponible pour décarboner l'économie

La transformation va s'opérer dans un contexte plus adverse et plus contraint

Ces éléments tendent tous dans le même sens : la nécessité d'une transformation plus rapide du secteur électrique, à la fois au nom d'un impératif climatique de long terme et d'un besoin rapide de faire croître la souveraineté énergétique du pays pour lutter contre une crise énergétique déjà aiguë. C'est à l'analyse des termes de cette transformation qu'est consacré le Bilan prévisionnel 2023, en reprenant les grilles d'analyse déjà éprouvées dans le cadre de l'analyse 2050.

II

UNE ÉLECTRIFICATION À MENER À BIEN DANS UN CONTEXTE PLUS DIFFICILE

1 Un défi massif sur le plan industriel

La transition énergétique implique de modifier en profondeur l'appareil productif du pays de sorte à se passer d'énergies fossiles. Cette transformation doit s'opérer à un rythme très rapide au regard de l'évolution historique et des dynamiques industrielles des producteurs et consommateurs d'énergie. Elle interviendra dans un cadre dirigé par l'intervention publique, les seules dynamiques technologiques et commerciales ne suffisant pas à susciter une telle transformation.

Pour le seul volet du système électrique, des investissements considérables sont nécessaires.

À l'amont, la production d'électricité doit être développée. Les orientations de politique énergétique présentées à Belfort et déclinées depuis par le Gouvernement s'inspirent des scénarios N03 et N2 des *Futurs énergétiques 2050* de RTE dont les trajectoires économiques sont connues. Elles supposent (1) de parvenir à une réelle inflexion à la hausse du rythme de développement des renouvelables, produisant ses effets avant 2030 pour l'éolien terrestre et le solaire et à compter de 2030 pour l'éolien en mer, sans oublier les investissements dans l'hydraulique, (2) de réussir le grand carénage du parc nucléaire de seconde génération pour prolonger la durée d'exploitation des centrales jusqu'à la décennie 2040 au moins, et (3) de relancer la construction en série de réacteurs nucléaires pour qu'ils entrent en service à compter de 2035 à un rythme soutenu, en diversifiant également les choix de réacteurs.

À l'aval, un nouveau cycle d'investissements est nécessaire au niveau de l'équipement des entreprises et des ménages, dans des solutions qui doivent être décarbonées et efficaces sur le plan énergétique. Étant donné la durée de vie des équipements considérés, il existe un enjeu manifeste à ce que tous les nouveaux investissements, notamment dans le secteur du bâtiment et de l'industrie, soient fléchés vers des technologies compatibles avec la neutralité carbone.

- Ce nouveau cycle d'investissements concerne des équipements de la vie quotidienne, dans les transports et les bâtiments : (1) pour la mobilité, il s'agit de passer de 1 à 18 millions de véhicules électriques d'ici 2035 et d'augmenter la part modale du fret ferroviaire de 10 à 20 %, (2) dans le bâtiment, l'électricité est amenée à se substituer de manière croissante au fioul (encore utilisé par 2,5 millions de ménages) et au gaz fossile, ce qui conduirait à équiper (plus progressivement) près de 10 millions de logements en pompes à chaleur d'ici 2035.
- C'est également le cas au sein de l'industrie, où il s'agit d'une part de décarboner l'industrie existante (avec l'objectif de diminuer de moitié les émissions des 50 sites les plus émetteurs de France en dix ans) et d'autre part d'attirer sur le territoire national de nouvelles usines, notamment dans certains secteurs stratégiques. La France peut pour cela tirer parti de la compétitivité et du caractère déjà largement décarboné de l'électricité qui y est produite.
- Il s'agit enfin de créer *ex nihilo,* autour d'électrolyseurs, un système local de production et de distribution d'hydrogène bas-carbone et d'électro-carburants pour décarboner l'industrie lourde ou les transports aériens et maritimes. Ce système étant aujourd'hui inexistant (l'hydrogène utilisé est d'origine fossile), il s'agit de l'une des transformations les plus marquantes de la stratégie française.

Entre les deux, un effort massif d'adaptation des réseaux électriques est nécessaire. S'agissant notamment du réseau national de transport d'électricité, les efforts déjà engagés depuis plusieurs années pour raccorder les énergies renouvelables et renouveler une infrastructure datant pour partie de la reconstruction du pays après la Seconde Guerre mondiale devront être significativement accélérés. Ceci doit permettre, dès la décennie 2020, de rendre possible la réindustrialisation du pays et la décarbonation de l'industrie française en dégageant

notamment de nouvelles capacités d'accueil dans les grandes zones industrialo-portuaires (Dunkerque, Fos, Le Havre, Saint-Nazaire), d'intégrer des parts croissantes de renouvelables terrestres nécessaires à l'atteinte des objectifs du *Fit for 55,* et d'engager l'adaptation du réseau à l'augmentation des températures. Lors de la décennie 2030, la structure du réseau de grand transport, héritée du parc nucléaire, ne sera plus suffisante et devra être progressivement transformée, dans le même temps que se déploiera le cœur de l'effort de raccordement des parcs éoliens en mer et du nouveau nucléaire. Les réseaux de distribution sont également confrontés à des défis considérables, notamment pour ce qui concerne le raccordement des énergies renouvelables diffuses, des bornes de recharge ou des pompes à chaleur.

Dans le Bilan prévisionnel 2023, la famille de scénarios «A» décrit un monde où cette transformation industrielle est menée à bien dans les délais fixés par les nouvelles législations européennes sur le climat, afin d'en identifier les prérequis et les conséquences.

Cette analyse est complétée par la famille de scénarios «B», qui décrit une transition qui s'effectuerait à un rythme moins soutenu, donc insuffisant pour atteindre l'objectif 2030, mais moins en écart avec les tendances actuelles.

Figure 5 Quelques hypothèses du scénario «A-Ref» à l'horizon 2035

		2019	***2035*** ***(dans le scénario «A-ref»)***
Électrification des systèmes de chauffage	**Part des logements chauffés à l'électricité**	*37 %*	**60 %**
	Part des surfaces tertiaires chauffées à l'électricité	*29 %*	**54 %**
	Nombre de pompes à chaleur dans les logements	*1,6 M*	**11,5 M**
Rénovations énergétiques	**Nombre de rénovations du bâti en «équivalent rénovations performantes»** (équivalent à -75 $kWh_{th}/m^2/an$, moy. 2023-2035)	*230 000*	**380 000/an**
	Surfaces tertiaires rénovées en «équivalent rénovations performantes» (équivalent à -75 $kWh_{th}/m^2/an$, moy. 2023-2035)		**8 Mm^2/an**
Électrification des transports	**Part des véhicules légers électrifiés** (dont VHR)	*1 %*	**42 %**
	Part des camions électrifiés	-	**23 %**
Décarbonation de l'industrie	**Production d'hydrogène décarboné**	-	**65 TWh_{elec}**
	Transferts vers l'électricité directe depuis 2019 dans l'industrie	-	**23 TWh**

2 Des conséquences économiques et stratégiques de premier ordre

La dimension macroéconomique de la transition énergétique est aujourd'hui mieux appréhendée, et la conscience qu'elle nécessitera des investissements substantiels avec des conséquences qui se déploient sur le temps long est aujourd'hui largement partagée. Le rapport Pisani-Ferry-Mahfouz publié en mai 2023 établit une estimation de l'effort nécessaire à plus de deux points de PIB d'investissement supplémentaires à l'horizon 2030 par rapport à un scénario sans mesures de transition, ce qui représenterait un surcroît d'investissement de 66 milliards d'euros par an.

- Sur le périmètre spécifique du système électrique, RTE a procédé dans le nouveau Bilan prévisionnel à une actualisation des trajectoires d'investissement et de coût de production, dans les différents scénarios. Des travaux sont également en cours pour actualiser les trajectoires d'investissement dans le réseau de transport d'électricité dans le cadre du prochain Schéma décennal de développement du réseau (SDDR). Les résultats confirment que **des investissements très conséquents sont nécessaires dans le système électrique, dans des proportions plus importantes** (voir enseignement 12)**.**

En second lieu, il semble désormais probable que la transition va se déployer dans un climat macroéconomique et géopolitique plus complexe que celui des années 2000 et 2010 : taux d'intérêt élevés, croissance faible, capacités de financement public sous tension, relations internationales dégradées. Or, plusieurs conclusions des travaux de prospective réalisés en Europe au cours de la dernière décennie reposaient sur la poursuite d'une mondialisation fluide, c'est-à-dire d'une configuration qui facilite les déploiements industriels de nouveaux moyens et limite le coût de la transition.

- RTE a pris le parti d'étudier spécifiquement un scénario de « mondialisation contrariée » pour se confronter à l'hypothèse d'une dégradation durable de la conjoncture, et contribuer ainsi à la réflexion sur les politiques publiques les plus à même d'y faire face. Il s'agit de la famille de scénarios « C » (voir enseignement 17).

Troisièmement, il existe une prise de conscience croissante sur le fait que **la maîtrise industrielle de cette transformation ne doit pas échapper à la France et à l'Europe qui font face à un retard préoccupant dans la production des équipements de la transition énergétique.** (Re)constituer une base industrielle sera une tâche de longue haleine, qui soulève des questions importantes pour la fixation des objectifs : produire en France/Europe est potentiellement plus long et facteur de surcoûts à court terme, même si les effets de long terme peuvent être bénéfiques et s'inscrire dans un mouvement de réindustrialisation plus général. Il existe donc un équilibre à trouver entre la maîtrise des coûts à court terme et les investissements nécessaires pour la reconstitution des compétences, entre la rapidité du déploiement des équipements et le fait qu'ils puissent être produits sur le territoire.

- RTE a tenu compte de cet impératif en prévoyant, dans certains scénarios, des trajectoires de montée en cadence progressive (par exemple pour l'énergie solaire), conditionnée à une relocalisation des industries productrices, et en s'attachant à en évaluer les conséquences (voir enseignement 17).

Enfin, l'envolée des prix de l'électricité sur les marchés a engendré en France un débat vif sur les règles de fonctionnement du marché européen. **Hors aléas, le coût de l'électricité produite en France est relativement stable sur une longue période, et ne dépend que marginalement des prix des énergies fossiles : il apparaît donc légitime que la France puisse mettre en œuvre les dispositifs permettant d'assurer que les prix de l'électricité reflètent les coûts du mix de production,** qui dépendent de la politique énergétique nationale.

- Dans ce Bilan prévisionnel, RTE a analysé les régimes de formation du prix de l'électricité dans différents scénarios et confirmé que les **objectifs publics d'électrification et de réindustrialisation dépendaient de la faculté de maîtriser le prix de l'électricité. Ceci implique un cadre de marché post-ARENH fondé sur des régulations publiques et/ou des contrats de long terme privés à même de refléter les caractéristiques économiques du parc de production français (voir enseignements 13 et 14).**

3 Des changements dans la vie quotidienne qui doivent être appréhendés et discutés

La transition écologique induit également des changements sociétaux, qui demandent pour certains une modification des habitudes ou des modes de vie. Ceux-ci ne pourront pas se déployer sans l'adhésion des Français : c'est pourquoi ils doivent pouvoir être identifiés et débattus.

Pour contribuer à cette analyse, RTE a progressivement adapté son dispositif d'étude en intégrant une dimension sociétale aux exercices de prospective énergétique. Dans le prolongement des *Futurs énergétiques 2050,* un travail spécifique et plus détaillé a été mené et publié en juin 2023 sur la perception et l'adhésion des Français aux paramètres principaux qui sous-tendent les trajectoires de consommation et de production du Bilan prévisionnel. Les hypothèses ont ainsi pu être testées auprès d'un panel très large et représentatif (12 000 personnes) établi par l'institut IPSOS, en deux vagues réalisées avant et après l'hiver dernier.

Ce travail permet de mieux se représenter les conditions de mise en œuvre des trajectoires du Bilan prévisionnel : si la majorité des Français juge nécessaires des transformations des modes de vie, cette disposition se retrouve pour l'essentiel concentrée sur des actions peu contraignantes et modifiant peu les usages. **Les transformations qui touchent aux habitudes, et encore plus au cadre de vie, font quant à elles l'objet de résistances importantes pour une partie de la population.** L'action publique doit dès lors chercher à rendre accessibles et possibles les choix compatibles avec la transition.

- **Différentes variantes traduisant les incertitudes sur le degré d'adhésion et d'appropriation des sous-jacents de la transition par les Français ont été testées dans le Bilan prévisionnel.** C'est notamment le cas du rythme effectif et de la nature des rénovations, de la nature des changements de chauffage dans les bâtiments (en intégrant notamment des trajectoires plus ou moins ambitieuses de réduction du gaz fossile), ou de la sobriété (en intégrant des trajectoires contrastées sur l'utilisation des véhicules particuliers et la surface des logements) (voir enseignements 18 et 20).

Enfin, un volet important des *Futurs énergétiques 2050* était consacré à l'analyse environnementale. Celle-ci portait sur les émissions de gaz à effet de serre, mais établissait également un bilan matière des scénarios (et notamment la consommation induite de métaux rares et stratégiques), évaluait leurs conséquences sur les polluants atmosphériques ou la production de déchets (notamment nucléaires). Elle s'attachait également à évaluer l'empreinte territoriale des nouveaux moyens de production. Cette problématique demeure d'actualité :

- d'une part, si le déploiement des solutions bas-carbone (renouvelables, nucléaire) et du réseau permet à l'échelle globale de préserver la biodiversité en permettant une réduction des émissions de gaz à effet de serre, il entraîne aussi des incidences environnementales à l'échelle locale ;
- d'autre part, il constitue un enjeu sociétal de grande ampleur : **alors que le « système fossile » est aujourd'hui peu visible sur le territoire (les énergies fossiles sont produites hors de France) et que la France importe un grand nombre des biens manufacturés qu'elle consomme, le double défi climatique et de souveraineté implique de doter le pays de nouvelles infrastructures (moyens de production, réseaux électriques, nouvelles usines, voire nouvelles mines), et ceci de manière rapide.** Les prochaines années feront ainsi figure de test grandeur nature sur le rythme effectif de rééquipement industriel de la France.

- Les trajectoires d'émissions de gaz à effet de serre ont été actualisées pour chacun des scénarios testés dans le Bilan prévisionnel, le reste de l'analyse environnementale des *Futurs énergétiques 2050* demeurant valable.

III

LES DÉFIS TECHNIQUES D'UN SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN CROISSANCE

1 Le fonctionnement du système électrique : un socle de résultats désormais solidement établi

Le débat sur l'électricité peut aujourd'hui s'appuyer sur un socle de résultats techniques et économiques partagés par les institutions (Agence internationale de l'énergie, Commission européenne), les principaux opérateurs publics en charge de produire des scénarios (RTE et l'ADEME en France) et les académiques.

D'une part, **le sens de l'évolution de la consommation d'électricité ne semble plus faire doute.** Le débat actuel porte sur *l'ampleur* de l'augmentation de la consommation d'électricité (à l'horizon 2050 pour atteindre la neutralité carbone et sur les cibles intermédiaires pour 2030 et 2035) ou encore sur la crédibilité d'une inflexion à la hausse rapide de la consommation alors que cette dernière n'a fait que stagner ou baisser depuis quinze ans. La quasi-totalité des études s'accorde sur la nécessité d'une augmentation de la consommation à l'horizon 2050, et même dès 2030-2035, dès lors que les ambitions climatiques et industrielles du pays seraient satisfaites, et ce y compris en tenant compte des marges de manœuvre en matière de sobriété énergétique, dont l'année 2022 a démontré qu'elles existaient dans des proportions significatives.

D'autre part, il n'existe pas de doute sur le fait que le mix électrique français sera durablement composé de réacteurs nucléaires et d'installations renouvelables. Les travaux techniques approfondis réalisés par RTE entre 2019 et 2021 conduisent en effet à écarter, dans une perspective de neutralité carbone, l'option d'une fermeture rapide des réacteurs nucléaires actuels tout comme celle d'un arrêt ou même d'un ralentissement du développement des renouvelables :

- **Il est impossible que la France atteigne ses objectifs climatiques sans développer de manière massive les renouvelables.** Même en comptant sur une prolongation systématique de l'exploitation des réacteurs actuels jusqu'à 60 ans voire au-delà pour certains, et sur un rythme de mise en service d'un nouveau réacteur EPR2 tous les ans à compter de 2035 – deux hypothèses qui aujourd'hui ne sont pas acquises –, la sortie des énergies fossiles nécessite de disposer rapidement de quantités d'électricité bas-carbone supplémentaires qu'un nouveau programme nucléaire ne pourra pas fournir en totalité.
- **De la même façon, la fermeture rapide de réacteurs nucléaires n'est pas compatible avec les objectifs climatiques rehaussés de la France,** qui nécessitent de développer rapidement l'usage de l'électricité dans les secteurs dominés par les énergies fossiles. Cette conclusion est cohérente avec celle des *Futurs énergétiques 2050,* y compris avec les scénarios « 100 % renouvelables » étudiés par RTE en 2021 : ceux-ci ne prévoyaient de possibilité de sortie du nucléaire qu'à l'horizon 2050 ou 2060, sous réserve de remplir des conditions strictes et cumulatives (fixées par le rapport publié par RTE et l'Agence internationale de l'énergie en janvier 2021) dont la faisabilité n'est pas aujourd'hui garantie, ainsi qu'une accélération considérable par rapport aux rythmes actuels de déploiement des renouvelables (à défaut d'un recours massif aux imports).

Dès lors, si la France veut tenir ses trajectoires de décarbonation (en volume et en délais), la part nucléaire dans le mix électrique français est appelée mécaniquement à se réduire avec le temps au cours des prochaines années, et ceci même en mettant en construction de nouveaux réacteurs – la production à base d'énergies renouvelables pouvant augmenter plus rapidement que celle du nucléaire. **Ceci implique que la France devra, dans tous les cas, maîtriser les solutions techniques permettant de garantir l'intégration des renouvelables**

variables (éolien et solaire) : adaptation des réseaux, approfondissement de leurs modes de pilotage, pilotage de la consommation pour la part qui peut l'être sans dommage ou perte de confort, développement du stockage.

Cette vision d'un mix électrique alliant nucléaire et renouvelables soulève des enjeux techniques mais peut aujourd'hui s'appuyer sur des études économiques approfondies, dont les résultats sont largement partagés.

- **Les études établissent avec un haut niveau de confiance la compétitivité économique de la prolongation des réacteurs nucléaires de seconde génération,** construits en France entre la fin des années 1970 et les années 1990. Ce parc de réacteurs fait actuellement l'objet d'un programme industriel d'ampleur pour assurer sa poursuite d'exploitation tout en se situant aux meilleurs standards internationaux en matière de sûreté de fonctionnement. Les interrogations actuelles portent sur le niveau de production du parc ou sur l'échéance à laquelle les réacteurs devront être fermés pour des questions de sûreté, mais pas sur la rentabilité de la prolongation de leur exploitation, vu de la collectivité. Même dans les variantes où le coût des travaux de prolongation serait supérieur aux annonces, il n'existe pas de doute sur la valeur économique de cette option.

- **La compétitivité des renouvelables matures (éolien terrestre, grands parcs solaires au sol, éolien en mer posé sans éloignement excessif des côtes et dans des zones peu profondes) est également établie avec un haut niveau de confiance.** Les baisses de coût spectaculaires au cours des vingt dernières années conduisent à considérer ces différentes technologies comme des investissements pertinents sur le plan économique, même en tenant compte de leurs conséquences sur la gestion du système (besoins de stockage et de réseau) qui sont intégrées aux analyses économiques de RTE.

De ce fait, les options consistant à précipiter l'arrêt des réacteurs nucléaires, ou à s'opposer aux renouvelables au nom du soutien au nucléaire, entraîneraient un coût élevé pour la collectivité, des émissions de gaz à effet de serre supplémentaires, et des conséquences négatives sur la sécurité d'approvisionnement du pays.

2 Sur le plan technique, des incertitudes et des défis importants dans les années à venir

Dans le même temps, au-delà des études bien documentées, des incertitudes techniques demeurent, et la liste des défis à surmonter au cours des prochaines années est fournie.

L'augmentation projetée de la consommation d'électricité romprait avec une tendance aujourd'hui bien marquée : depuis quinze ans, la consommation a stagné ou baissé. Même si une augmentation de la consommation qui résulterait de transferts d'usages massifs depuis les énergies fossiles est souhaitable et nécessaire, la possibilité que ce mouvement se matérialise rapidement ne va pas de soi.

Les *prévisions* (par opposition aux travaux de prospective) de consommation de RTE de la période 2010 couvraient un horizon de court/moyen terme (les premiers travaux de RTE sur l'échéance 2050 ont été publiés en 2021, dans les *Futurs énergétiques 2050).* Successivement critiquées comme étant trop élevées puis trop basses, ces prévisions ont en réalité correctement anticipé la situation effectivement rencontrée au cours des dix dernières années : **les politiques publiques et les dynamiques industrielles engagées au cours des années 2010 ont effectivement conduit à une baisse de la consommation d'électricité, déjà bien perceptible avant la crise énergétique de 2022.**

Les politiques publiques sont désormais orientées différemment : elles doivent conduire à un surcroît d'électrification dès les prochaines années. Cependant, les dynamiques industrielles et sociétales sous-jacentes demeurent aujourd'hui en retrait par rapport à ces trajectoires. De plus,

l'incertitude sur la montée en puissance des politiques d'électrification se double d'une interrogation sur la pérennité dans le temps des économies d'énergie réalisées par les particuliers et les entreprises depuis l'automne 2022, qui ont été déclenchées dans une configuration de crise mais pourraient se prolonger dans un contexte d'augmentation des prix de l'énergie, surtout si elles s'avèrent à l'usage peu coûteuses en termes de confort. Dès lors, une inflexion à la hausse de la consommation d'électricité apparaît très probable d'ici 2025, mais dans des proportions qui font débat et demeurent empreintes d'incertitudes.

De même, **si un déploiement rapide des renouvelables électriques est nécessaire, il se heurte en pratique à des résistances plus fortes en France que dans les autres pays européens.**

Ces résistances doivent être intégrées à l'analyse. Ainsi, malgré la volonté publique et les dispositifs de soutien, l'inflexion constatée depuis l'année dernière demeure modérée : le rythme de développement du solaire est modeste (en 2022, les Pays-Bas ou la Pologne ont installé plus de panneaux solaires que la France), et les premiers parcs d'éoliennes en mer ont mis plus de dix ans à être installés. Ce « retard » peut avoir de multiples causes : moindre développement de l'autoconsommation (les tarifs de l'électricité étant plus protecteurs et donc moins élevés), attention plus forte à l'insertion paysagère ou à la biodiversité, lenteur dans l'instruction des procédures et des contentieux, perception d'un moindre besoin de développer les renouvelables du fait de l'importance du parc nucléaire ou du caractère déjà décarboné de l'électricité, croissance de la contestation de l'éolien dans le débat politique, attachement plus marqué au patrimoine, contraintes foncières ou militaires sur les possibilités d'équipement de certaines zones. Il n'est en tout cas pas possible de considérer qu'il va de soi que la France arrivera facilement à augmenter la cadence, ce qui plaide pour évaluer des scénarios contrastés selon les filières renouvelables.

Enfin, la coexistence à long terme des renouvelables et du nucléaire dans le mix électrique soulève encore des questions importantes sur le plan technique, dont la complexité ne doit pas être sous-estimée. Nucléaire, éolien, solaire et hydraulique au fil de l'eau sont en effet des installations « de base », conçues pour produire lorsqu'elles sont disponibles et non pour répondre à des demandes ponctuelles : dans un mix dépourvu de moyens de flexibilité, elles devront adapter leur profil de production.

Ceci entraîne tout d'abord des conséquences sur le développement des renouvelables :

- le développement de nouvelles stations de pompage-turbinage hydraulique (STEP) apparaît être une option sans regret du point de vue du système électrique, et doit donc être encouragé, même si le potentiel additionnel en France est réduit. De manière générale, la construction de nouvelles capacités hydrauliques, là où elles sont encore possibles, constitue une priorité ;
- les renouvelables terrestres, comme l'éolien et le solaire, devront porter une part plus importante de la charge de modulation. C'est déjà le cas sur les installations renouvelables développées sous régime de complément de rémunération depuis 2016, qui s'effacent régulièrement en situation de surproduction lorsque les prix spots deviennent négatifs. Cela devrait progressivement concerner les éoliennes les plus anciennes actuellement sous obligation d'achat. Notamment pour le solaire, combiner le stockage par batteries au développement d'installations de forte puissance fait partie des options à investiguer pour l'avenir ;
- contrairement à une tenace idée reçue, les renouvelables ne disposent pas en France d'une priorité technique d'accès au réseau : il n'y a donc pas lieu de supprimer une disposition qui, en droit ou en fait, n'existe pas. Les mécanismes de soutien doivent en revanche intégrer des incitations pour les nouveaux parcs renouvelables à moduler leur injection lors des périodes de prix négatifs, comme cela est désormais le cas pour les installations sous complément de rémunération.

La faculté du nucléaire à adapter son profil de production à un système électrique constitué de volumes croissants d'éolien et de solaire soulève également des interrogations. En France, le parc de réacteurs est exploité depuis l'origine en intégrant la faculté de modulation des réacteurs : ceci répondait à la nécessité technique de faire fonctionner un système électrique à très forte dominante de production nucléaire, là où les autres pays disposaient

de nombreux moyens thermiques, très flexibles. Aujourd'hui, la modulation du parc est décidée sur critère économique et répond aux signaux de marché ; elle permet aux réacteurs de concentrer leur production lorsque les prix de marché sont les plus élevés, c'est-à-dire lorsque la production des réacteurs est la plus nécessaire. Ceci participe d'une bonne optimisation économique : les réacteurs sont plus disponibles l'hiver que l'été, en semaine par rapport au week-end, etc. Les prix de marché dépendent en premier lieu des variations naturelles de la demande : au cours des dernières années, la production nucléaire n'a été affectée que de manière marginale par la production solaire et éolien. Ils découlent également de manière croissante de la variabilité de la production renouvelable en Europe : à l'avenir, la nature de la modulation du parc nucléaire sera donc amenée à évoluer, dans des proportions que le Bilan prévisionnel permet de chiffrer (voir enseignement 6).

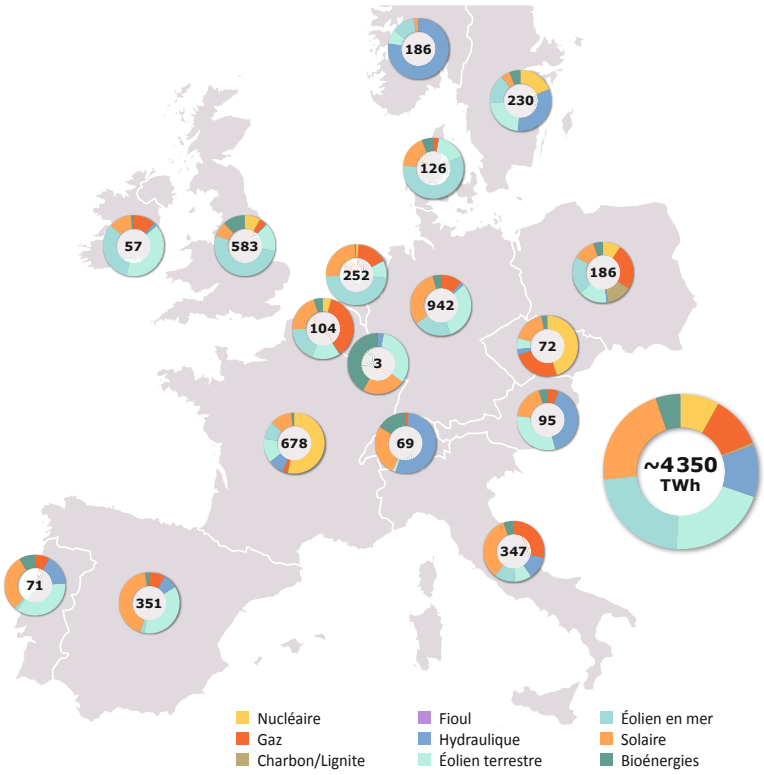
Or, dans le même temps, le souci de prolonger la durée de vie des réacteurs actuels pourrait conduire à rechercher une moindre sollicitation de la flexibilité des réacteurs nucléaires. La gestion d'un système composé de réacteurs nucléaires et d'une part croissante d'éolien et de solaire devra donc reposer sur des moyens de flexibilités supplémentaires dédiés : **le développement des flexibilités ne constitue pas uniquement une question de sécurité d'approvisionnement, mais bien de performance économique et environnementale pour utiliser pleinement les productions décarbonées.**

3 Une dimension européenne qui offre aujourd'hui un haut niveau de protection technique mais soulève pour l'avenir des questions de coordination importantes

Sur le plan technique, le système électrique français fonctionne de manière interconnectée avec l'ensemble de l'Europe. Dans ce système, peu importe la « part » de telle ou telle énergie dans le mix d'un pays donné : c'est la répartition globale entre les différentes technologies de production, les capacités du réseau et des interconnexions et les flexibilités disponibles qui comptent. Aujourd'hui, le système européen comporte encore une part relativement importante de sources pilotables : énergies fossiles (environ 40 % en 2021), hydraulique pilotable (environ 6 %), et nucléaire (environ 25 %).

Jusqu'ici, cette intégration technique a grandement contribué à l'atteinte des objectifs de chaque pays. Ainsi, **l'interconnexion croissante des pays européens, en permettant à chaque pays d'accéder à un parc de flexibilités plus important, a permis de gommer la spécificité de chaque politique nationale et d'accélérer des transformations qui n'auraient pas été possibles autrement.** La France n'aurait pas pu fermer ses centrales au charbon sans développement des interconnexions, de la même façon que l'Allemagne ne pourrait que difficilement se passer de nucléaire dans un système très faiblement interconnecté.

Figure 6 Mix de production électrique en France et dans les pays voisins à l'horizon 2035 (configuration d'atteinte des objectifs)



L'interconnexion a également permis à chaque pays de faire face à des situations qui n'auraient pas pu être gérées, ou l'auraient été de manière beaucoup plus coûteuse, dans des systèmes nationaux. C'est notamment le cas de la crise de l'hiver 2022-2023 : du fait de l'indisponibilité de nombreux réacteurs nucléaires français en raison des inspections et réparations des défauts de corrosion identifiés, les flux d'électricité se sont instantanément adaptés, ce qui a largement contribué à assurer la sécurité d'alimentation. Si les capacités techniques d'échange entre pays avait été maintenues à leur niveau de 2010, la France aurait connu environ 5 situations Ecowatt orange cet hiver et jusqu'à 12 signaux Ecowatt rouge si cela s'était combiné avec une absence de baisse de consommation.

Pour l'avenir, l'interconnexion croissante des systèmes soulève des défis nouveaux (voir enseignement 11).

Actuellement, les États européens déploient tous des stratégies similaires en misant à court terme sur un développement rapide de l'éolien et du solaire. Ces stratégies découlent de choix politiques et des réglementations européennes qui fixent la part minimale à atteindre pour les renouvelables dans la consommation finale ; elles résultent également d'une absence d'alternative à court terme (il s'agit du moyen le plus rapide pour développer le potentiel de production bas-carbone et réduire la dépendance énergétique envers la Russie). **Ces stratégies convergentes renforcent la corrélation entre les profils de production d'électricité sur le continent, et donc l'incidence des modes communs** que constituent les périodes de vent faible ou les journées peu ensoleillées, par opposition aux actuels « évènements dimensionnants » qui sont propres à chaque pays (les problèmes de corrosion sur le nucléaire n'ont par exemple été rencontrés que sur le parc français) même si une partie de ces aléas sont déjà communs aux pays européens (dépendance du parc de production de cycles combinés à la disponibilité du gaz russe et donc aux imports).

Plusieurs signaux attestent que la gestion de ces modes communs deviendra une problématique importante dans la décennie actuelle. L'augmentation de la production solaire conduit dès à présent, à partir de la fin du printemps et jusqu'à l'automne, à une augmentation de la fréquence de prix faibles ou négatifs (« creusement » de la demande résiduelle). Le Bilan prévisionnel contient des analyses de sensibilité spécifiques consacrées à cette question.

Enfin, **la coordination de l'évolution des mix électriques nationaux (qui dépendent des États dans le cadre de la subsidiarité européenne et des compétences qui leurs sont dévolues par les traités) dans un système techniquement interconnecté est un sujet aujourd'hui non résolu.**

La question de la « dépendance » des pays les uns envers les autres a depuis peu fait son apparition dans le débat français, souvent de manière caricaturale en considérant les échanges d'électricité comme le fruit de relations entre États fondées sur les rapports de force, alors qu'ils résultent du fonctionnement des marchés, sur lesquels les États n'ont aujourd'hui plus de droit de regard. Il est ainsi tout aussi faux de dire que « l'Allemagne soutient la France » que de considérer que la France « vend son électricité à l'Allemagne » : de fait, les acteurs de marché proposent des offres d'achat et de vente d'électricité, qui sont optimisées pour desservir la demande européenne au moindre coût dans le respect des contraintes physiques du réseau.

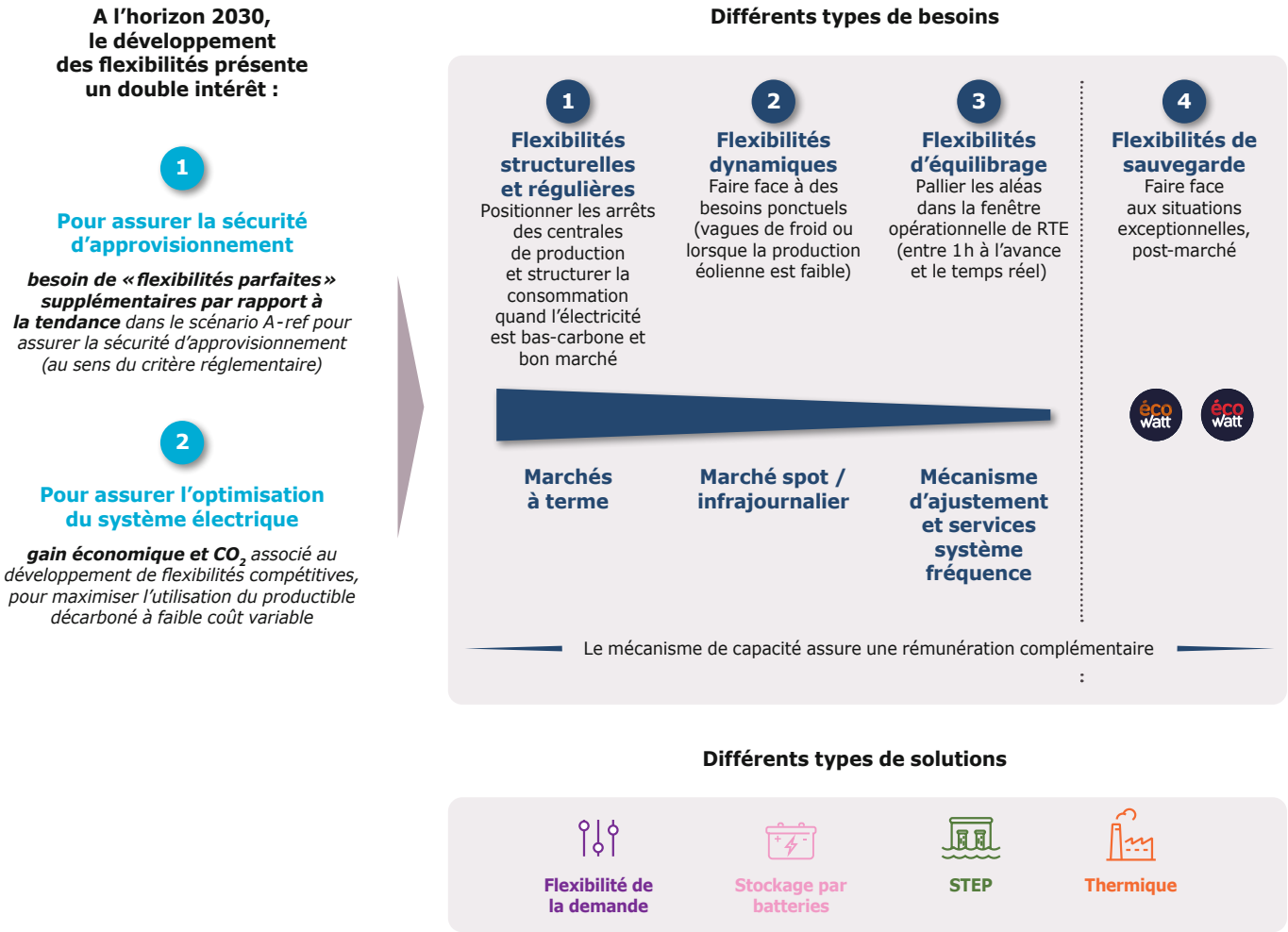
La question de la coordination des choix nationaux est en revanche un véritable point d'attention. Pour ce qui est du cadre français, RTE retient des principes de prudence s'agissant de l'évolution des mix dans les pays voisins, de sorte à garantir que le résultat des analyses de sécurité d'approvisionnement ne dépend pas exagérément de la bonne réalisation des politiques annoncées par les pays voisins. C'est le sens déjà suivi par RTE dans les *Futurs énergétiques 2050*, et poursuivi dans le présent document. Dans les scénarios « A », même avec un développement des interconnexions, la France n'est pas plus « dépendante » des pays voisins en 2035 qu'aujourd'hui pour sa sécurité d'approvisionnement électrique.

4 Le développement des flexibilités, thématique désormais centrale et clé de voûte du nouveau Bilan prévisionnel

Le système actuel de flexibilités, en Europe, est essentiellement constitué des centrales fossiles, des centrales hydrauliques scandinaves, alpines et pyrénéennes, et du nucléaire français. En complément, la flexibilité de la consommation via les effacements industriels ou encore le placement de la recharge des ballons d'eau chaude pendant les heures creuses contribue également à l'équilibre offre-demande, dans des proportions toutefois plus limitées.

Parmi ces différentes flexibilités, les centrales thermiques sont appelées à fermer au nom de la transition écologique, le potentiel de développement de l'hydraulique est limité, et le nucléaire français est soumis à un impératif de redressement de son taux de disponibilité, réduit depuis dix ans par l'importance des travaux de maintenance et de changements de composants nécessaires pour assurer la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs, la crise sanitaire puis celle de la corrosion.

Figure 7 Différents types de flexibilités en fonction du besoin et de la temporalité



D'autres formes de flexibilités vont donc devoir, dans les années qui viennent, se développer en complément des unités de production bas-carbone.

Le Bilan prévisionnel restitue ainsi une analyse détaillée des besoins de flexibilité dans différents scénarios et variantes. Ces besoins de flexibilité ne peuvent toutefois se résumer à une simple valeur en gigawatts et doivent intégrer les différentes caractéristiques à prendre en compte dans la gestion de l'équilibre offre-demande électrique.

L'analyse du Bilan prévisionnel sur les flexibilités distinguent ainsi :

- deux enjeux : d'une part, assurer la sécurité d'approvisionnement par rapport à un critère réglementaire défini par les pouvoirs publics et, d'autre part, optimiser le fonctionnement du système électrique en maximisant l'utilisation du productible bas-carbone (renouvelable et nucléaire) à faible coût variable ;
- quatre types de besoins : des flexibilités structurelles et régulières pour lisser les variations cycliques de la production ou de la consommation (alternance jour-nuit), des flexibilités dynamiques pour s'adapter aux variations d'un jour sur l'autre, des flexibilités d'équilibrage pour assurer l'équilibre production-consommation en temps réel et faire face aux aléas et enfin des flexibilités de sauvegarde ;
- quatre solutions/outils contribuant à couvrir les différents besoins de flexibilité : la flexibilité de la demande (effacement et modulation de la consommation), les batteries stationnaires, le thermique et les stations de pompage-turbinage hydraulique (STEP). Celles-ci ont leur caractéristiques et contraintes propres (énergie stockable ou déplaçable, disponibilité, coûts fixes et variables, etc.) et peuvent être plus ou moins adaptées à certains besoins. Cette liste de solutions n'est pas exhaustive : d'autres solutions pourraient à terme émerger (stockage de chaleur, etc.) mais présentent, vu d'aujourd'hui, un potentiel moindre.

L'évolution du système électrique conduit à mobiliser une combinaison des différentes solutions de flexibilités pour répondre aux différents besoins (voir enseignement 8).

Dans le « bouquet de flexibilités » nécessaire à l'équilibre offre-demande du mix électrique de demain, le positionnement de la consommation constitue la première d'entre elles (voir enseignement 9).

- Il s'agit, d'une part, de positionner au mieux certains usages par rapport aux nouvelles réalités du système électrique. **Cette démarche est en tout point similaire à celle, engagée et réussie, dans les années 1980,** où le développement d'une base de production nucléaire a conduit à disposer d'électricité abondante la nuit, et donc à programmer durant cette période (plutôt que la journée) la recharge des chauffe-eaux. Ceci demeure vrai, mais la transition conduira également à disposer d'électricité abondante et peu chère entre le milieu de la matinée et l'après-midi, ainsi que les week-ends : de nouvelles opportunités existent (recharge des véhicules en milieu de journée au travail, placement de la recharge des ballons d'eau-chaude durant ces périodes).

- Il s'agit, d'autre part, de développer la possibilité de moduler certaines consommations en fonction de l'état du système électrique, mais sans perte de confort pour l'utilisateur. Solution en théorie la plus rapide à mettre en œuvre, avec des coûts d'investissement très faibles et des gains tant économiques qu'environnementaux, elle se heurte à la nécessaire massification des « gestes simples ». Les effacements se sont ainsi développés depuis 2010 mais de manière marginale par rapport aux flexibilités de production. Les nouveaux modèles d'affaires dépendent largement des modèles de marché, qui doivent désormais intégrer une dimension capacitaire. De nombreux acteurs fondent des espoirs sur la numérisation des applications, le développement du pilotage des usages tertiaires et domestiques : ces efforts demeurent à concrétiser. Serpent de mer des années 2010, le thème de *smart grids* a ainsi fait l'objet de nombreux travaux mais sans produire, pour le moment, de changement de paradigme dans le système européen. **RTE propose, dans ce Bilan prévisionnel, un cadre pour renforcer le pilotage des consommations, assorties d'indicateurs de suivi afin d'en vérifier la trajectoire réelle de développement.**

Au-delà de la modulation de consommation, le stockage par batteries constitue la seconde flexibilité amenée à jouer un rôle croissant pour la flexibilité du système électrique. Les analyses de RTE confirment les enseignements des *Futurs énergétiques 2050* et notamment le rôle du stockage dans des scénarios d'accélération de développement du photovoltaïque et de faible développement de la flexibilité de consommation. À l'horizon 2030-2035, le développement du stockage passera aussi par une valorisation accrue sur les marchés de l'énergie, ce qui constitue une évolution du modèle d'affaires, les batteries développées à ce jour étant concentrées sur un gisement de valeur très spécifique que sont les services systèmes pour la régulation de fréquence.

Troisièmement, le devenir du parc thermique fait partie des questions importantes du nouveau Bilan prévisionnel (voir enseignement 10). Les besoins techniques du système comprennent la couverture de périodes rares mais pouvant durer plusieurs jours durant lesquels la demande serait élevée (vague de froid) et la production plus faible (absence de vent). Ce type de besoin ne peut pas être couvert par des flexibilités de la demande ou des batteries, et nécessite des moyens de production pilotables : nucléaire, hydraulique (STEP) ou centrales thermiques.

Les centrales à gaz françaises sont récentes et ne pourraient être fermées dans les prochaines années sans conséquences importantes pour la sécurité d'approvisionnement. Les dernières centrales thermiques au charbon font pour leur part face à la perspective d'une fermeture rapide ou d'une conversion à d'autres combustibles. Tout comme celles fermées dans les années 2010, il s'agit d'installations anciennes, conçues pour fonctionner plusieurs milliers d'heures par an et non pour assurer un secours très ponctuel au système électrique, de manière irrégulière et peu prévisible. **Dans ce contexte, il convient de s'interroger sur le devenir des dernières centrales au charbon, en intégrant la possibilité de remplacer leurs combustibles fossiles par des alternatives décarbonées, ainsi que sur la nécessité de construire de nouvelles centrales thermiques utilisant d'emblée de tels combustibles** (différentes options technologiques sont possibles et ont été étudiées dans le Bilan prévisionnel).

Une incertitude majeure porte enfin sur la flexibilité associée au développement de l'hydrogène. En Europe, un consensus s'est formé ces dernières années sur l'importance de ce vecteur pour décarboner les secteurs « difficiles à électrifier » (mobilité lourde, sidérurgie, production d'ammoniac…). Au-delà de ce socle consensuel, les visions divergent notablement. Concrètement, l'idée de systèmes d'hydrogène locaux (par exemple autour de bassins industriels) associés à une production locale coexistent avec celle d'un grand système mondial d'échanges d'hydrogène et de carburants de synthèse. En Europe, des pays comme l'Allemagne plaident résolument pour cette deuxième option. Ces incertitudes se retrouvent au niveau de la gestion du système électrique : les électrolyseurs sont supposés constituer des flexibilités « par excellence », en pouvant moduler, mais cela ne sera possible que si les technologies d'électrolyseurs mises en conditions opérationnelles sont effectivement flexibles, si les usages qu'ils alimentent le sont eux-mêmes (ce qui n'est pas le cas de l'industrie) ou s'ils sont connectés à des capacités de stockage d'hydrogène (qui, à ce stade, n'existent pas). Or, dans un contexte où la production d'hydrogène est amenée à se développer largement au cours de la prochaine décennie, les possibilités de modulation des électrolyseurs jouent un rôle crucial pour l'équilibre offre-demande électrique. À ce titre, RTE y consacre plusieurs variantes dans le cadre du Bilan prévisionnel (voir enseignement 19).

Les réseaux vont devoir s'adapter de manière considérable pour accompagner les nouveaux usages électriques et la transformation du mix de production. RTE avait considéré dans les *Futurs énergétiques 2050* que la transformation des réseaux déjà engagée constituait une première étape, appelée à s'accélérer dès la décennie 2030. Les nouveaux objectifs conduisent à rendre cette transformation encore plus urgente. Le sujet du réseau sera traité, en 2024, dans le cadre du Schéma décennal de développement du réseau (SDDR), et non dans le présent document qui se consacre exclusivement aux équilibres production et consommation.

Trois scénarios et de nombreuses analyses de sensibilité pour décrire les différentes configurations possibles et les risques et opportunités

De manière classique, le Bilan prévisionnel propose une étude détaillée de plusieurs scénarios décrivant des trajectoires d'évolution possibles pour le système électrique. Ces différents scénarios identifient les trajectoires permettant d'atteindre les objectifs publics mais également d'évaluer les conditions de fonctionnement du système électrique dans des configurations plus dégradées.

Le dispositif d'étude s'articule cette année autour de trois familles de scénarios :

- des trajectoires de référence (« famille de scénarios A »), qui mobilisent de manière conjointe différents leviers essentiels à associer à la politique d'électrification et de réindustrialisation (efficacité énergétique, sobriété, maximisation du productible nucléaire et accélération du développement des énergies renouvelables) permettant d'atteindre les objectifs fixés par les pouvoirs publics. Contrairement aux *Futurs énergétiques 2050*, qui visaient à étudier chacun des grands déterminants de l'avenir énergétique du pays et les distinguaient dans des scénarios dédiés (pour la demande : sobriété et réindustrialisation profonde ; pour l'offre : mix tendant vers le 100 % renouvelables ou comprenant un renouvellement du parc nucléaire), **le scénario de référence du Bilan prévisionnel 2023-2035 combine réindustrialisation et sobriété, accélération des renouvelables et maintien du parc nucléaire actuel ;**

- **une analyse de risque portant sur les conséquences d'une non-atteinte, d'un retard ou d'une moindre ambition sur les différentes composantes du scénario de référence.** Différentes trajectoires (avec moins de nucléaire, de sobriété, de renouvelables ou d'efficacité énergétique) sont analysées dans le cadre d'une famille de scénarios B « atteinte partielle des objectifs » qui vise à quantifier les conséquences (sur le plan des émissions de gaz à effet de serre, de la sécurité d'approvisionnement, et de l'économie française) d'un retard dans l'atteinte des objectifs. La famille de scénarios « B » ne représente pas pour autant des scénarios de *statu quo*, ni même un scénario tendanciel : elle présuppose que des inflexions sont intervenues au niveau des paramètres clés de la situation énergétique du pays, mais que ces inflexions ne suffisent pas à atteindre la totalité des objectifs fixés. Au sein de cette famille, des configurations différentes peuvent être testées : une première concernant un échec à adapter le système électrique suffisamment rapidement par rapport aux nouveaux usages (B - haut), une seconde où l'électrification des usages serait de moindre ampleur, conduisant à renforcer les énergies fossiles (B - bas) ;

- enfin, les crises récentes observées au niveau mondial, aux plans géopolitique, énergétique et économique, ainsi que l'accroissement des tensions sur les relations commerciales et sur les chaînes d'approvisionnement, incitent à s'interroger sur les conditions de réussite d'une politique de transition énergétique qui serait menée dans un contexte global plus adverse. Conformément au programme de travail annoncé en 2021, RTE décrit également dans ce Bilan prévisionnel une famille de scénarios « C » de « mondialisation contrariée ». Ces scénarios étudient les conséquences d'un contexte global plus adverse et visent à identifier les leviers permettant d'éviter les risques de non-atteinte des objectifs climatiques (choix technologiques, relocalisation, sobriété, etc.).

LES TRAJECTOIRES DE CONSOMMATION À L'HORIZON 2035

Exercice de nature prospective : atteinte des objectifs de décarbonation et identifier les conditions de réussite

Exercices d'analyse de risque : différents types de configurations de non-atteinte afin d'en évaluer les conséquences

Leviers

- Électrification
- Efficacité énergétique
- Sobriété

		2019	Scénarios A « Accélération réussie » *Des options différentes d'atteinte des objectifs* autour de 3 mix conso/prod en fonction des mesures d'efficacité énergétique et de sobriété			Scénarios B « Atteinte partielle » *Un retard plus ou moins marqué* dans l'électrification, l'efficacité et la sobriété combiné à un faible développement des EnR qui soulève des questions de sécurité d'approvisionnement et d'atteinte des objectifs climatiques		Scénarios C « Mondialisation contrariée » *Deux réponses contrastées à un contexte macroéco dégradé pour maintenir l'atteinte des objectifs de décarbonation*	
			A - bas	A - ref	A - haut	B - haut	B - bas	C1 – Défaut de réaction	C2 – Résilience industrielle
			++ ++ ++	++ ++ +	++ + +	+ + +	- + +	Spécifique	Spécifique
Cadre macroéconomique		-	Cadre favorable					Cadre dégradé	
Total	Consommation intérieure d'électricité	475 TWh	580 TWh	615 TWh	640 TWh	600 TWh	550 TWh	525 TWh	535 TWh
	Dont sobriété		Sociétale -60 TWh	Gestes simples : -25 TWh				Subie : -50 TWh	
	Dont efficacité énergétique		-100 TWh		-75 TWh			-75 TWh	
Résidentiel	Total	157 TWh	143 TWh	150 TWh	157 TWh	153 TWh	148 TWh	142 TWh	
	% logements chauffés à l'électricité	37 %	60 %			51 %	48 %	49 %	
	Nb de logements chauffés par PAC	1,6 M	11,5 M			7,2 M		6,2 M	
	Rénovations du bâti en « équivalent rénos performantes » (équivalent -75 $kWh_{ep}/m^2/an$ Moy. sur 2023-2035)	230000	380 000/an		280 000/an	280 000/an		310 000/an	
Tertiaire	Total	132 TWh	125 TWh	139 TWh	149 TWh	148 TWh	136 TWh	131 TWh	
	% surfaces tertiaires chauffées à l'électricité	29 %	54 %			46 %	40 %	46 %	
	Rénovations du bâti en « équivalent rénos performantes » (équivalent -75 $kWh_{ep}/m^2/an$ Moy. sur 2023-2035)		8 M m²/an		5,3 M m²/an	5,3 M m²/an		5,3 M m²/an	
Transports	Total	13 TWh	80 TWh	86 TWh	88 TWh	64 TWh	58 TWh	53 TWh	
	Dont H_2 et carburants de synthèse	-	31 TWh			20 TWh	13 TWh	6 TWh	
	% véhicules légers électrifiés (dont VHR)	1 %	38 %	42 %		32 %	24 %	40 %	
	% camions électrifiés	-	23 %			17 %	13 %	22 %	
Industrie	Total	114 TWh	155 TWh	160 TWh	165 TWh	152 TWh	143 TWh	133 TWh	139 TWh
	Dont H_2	-	25 TWh			25 TWh	16 TWh	16 TWh	
	% électrification directe et indirecte	29 %	49 %	48 %		44 %	41 %	43 %	
	Gains efficacité des procédés	-	-13 TWh		-9 TWh	-9 TWh		-10 TWh	

LES SCÉNARIOS DE MIX DE PRODUCTION À L'HORIZON 2035

Exercice de nature prospective : atteinte des objectifs de décarbonation et identifier les conditions de réussite

Exercices d'analyse de risque : différents types de configurations de non-atteinte afin d'en évaluer les conséquences

			Scénarios A « Accélération réussie » *Des options différentes d'atteinte des objectifs autour de 3 mix conso/prod en fonction des mesures d'efficacité énergétique et de sobriété*			Scénarios B « Atteinte partielle » *Un retard plus ou moins marqué dans l'électrification, l'efficacité et la sobriété combiné à un faible développement des EnR qui soulève des questions de sécurité d'approvisionnement et d'atteinte des objectifs climatiques*		Scénarios C Mondialisation contrariée *Deux réponses contrastées à un contexte macroéco dégradé pour maintenir l'atteinte des objectifs de décarbonation*	
		2022 (2019)	A - bas	A - réf	A - haut	B - haut	B - bas	C1 – Défaut de réaction	C2 – Résilience industrielle
Total	Production bas-carbone totale (nucléaire + renouvelables)	395 TWh (495 TWh)	640 TWh	660 TWh	700 TWh	600 TWh	600 TWh	580 TWh	640 TWh
Hydraulique	Capacités installées	~25,8 GW	Gisement de développement limité: 27 à 28 GW = 25,8 GW (capacité existante) + 0,7 GW (nouveau ou suréquipement) + 0,5 à 1,5 GW (nouvelles STEP)						
	Production	~ 50 TWh (60 TWh)	Stabilité du productible (prudences liées aux conflits d'usage et changement climatique) ~60 TWh en moyenne						
Solaire	Production	18,6 TWh	80 TWh		110 TWh	65 TWh		65 TWh	90 TWh
	Capacités installées	15,7 GW	65 GW		90 GW	55 GW		55 GW	75 GW
	Rythme	2,6 GW/an (moyenne 2021-2022)	Rythme minimal 4 GW/an		Rythme souhaitable 7 GW/an (à partir de 2027)	Rythme très bas 3 GW/an		Rythme très bas 3 GW/an	Rythme très bas (3 GW/an d'ici 2027) puis accélération progressive (7 GW/an)
Éolien terrestre	Production	38,1 TWh	85 TWh			65 TWh		65 TWh	75 TWh
	Capacités installées	20,6 GW ~9 500 mâts	39 GW [13 000 – 19 000 mâts]			30 GW [10 000 – 14 000 mâts]		30 GW [10 000 – 14 000 mâts]	35 GW [11 500 – 16 500 mâts]
	Rythme (capacités additionnelles, hors repowering)	1,5 GW/an (moyenne 2021-2022)	Prolongation de la tendance 1,5 GW/an			Rythme bas (division par deux) 0,7 GW/an		Rythme bas 0,7 GW/an	Rythme bas (0,7 GW/an jusqu'à 2027) puis retour à 1,5 GW/an
Éolien en mer	Production	0,7 TWh	50 TWh	65 TWh		35 TWh		25 TWh	45 TWh
	Capacités installées	0,5 GW	Retard pacte éolien en mer 15 GW	Trajectoire haute : atteinte des objectifs pacte éolien en mer 18 GW (8 GW au-delà de AO8, 5 à 7 parcs)		Trajectoire basse : délais importants nouveaux AO 10 GW (parcs jusqu'à AO8)		Traj. très basse : 7 GW (tensions chaînes d'appro)	Traj. résilience 13 GW
Nucléaire	Capacités installées	61 GW	60 à 63 GW Cas de base : pas de fermeture de réacteur et mise en service de l'EPR de Flamanville Variante : jusqu'à trois fermetures de réacteurs pour raisons industrielles de sûreté						
	Production	279 TWh (380 TWh)	360 TWh (hyp. prudente atteignable)		370 TWh	360 TWh (hyp. prudente atteignable)		360 TWh (hyp. prudente atteignable)	
	Variantes		Variante haute : ~400 TWh (pas de fermeture, haut niveau de disponibilité, éventuelles augmentations de puissance/SMR) Variante basse : 330 TWh (0 à 6 fermetures de réacteurs, faible niveau de disponibilité) Stress-tests jusqu'à 280 TWh (productible observé en 2022)						

LES FACTEURS DE RÉUSSITE

relatifs à l’évolution
de la consommation
et de la production
d’électricité bas-carbone

1 Pour atteindre les objectifs de décarbonation accélérée et de souveraineté énergétique, une croissance forte et rapide de la consommation d'électricité est nécessaire

1 L'augmentation de la consommation d'électricité est la contrepartie de la baisse souhaitée de celle des énergies fossiles

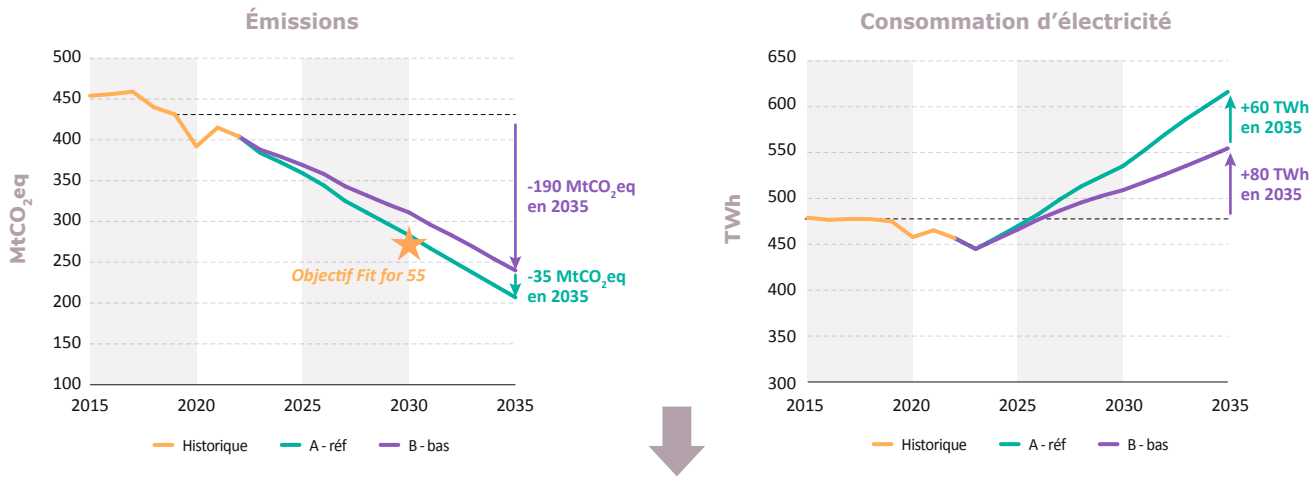
Les nouveaux objectifs européens impliquent de réduire les émissions nettes de gaz à effet de serre de 55 % entre 1990 et 2030. Pour y parvenir, la stratégie française énergie-climat repose sur plusieurs leviers : l'électrification des usages, le renforcement des actions de maîtrise de la consommation et le recours aux bioénergies.

La bascule des énergies fossiles vers l'électricité est un levier clé de cette transition énergétique : sans électrification des usages, le surcroît d'émissions serait d'environ 30 $MtCO_2eq$ en 2030.

Ceci se traduit nécessairement par une augmentation importante de la consommation d'électricité. Une partie de cette hausse sera compensée par des gains dans l'efficacité et la recherche d'économies d'énergie, dont le potentiel est significatif. Néanmoins, ces leviers ne suffisent pas : la consommation d'énergie fossile est aujourd'hui d'environ 1000 TWh en France, et même si les procédés électriques sont plus efficaces (par exemple, rendement d'un moteur électrique trois fois supérieur à celui d'un moteur à essence), une consommation supplémentaire de près de 225 TWh associée aux transferts depuis les fossiles est anticipée d'ici 2035.

Dès 2030, les trajectoires de consommation du Bilan prévisionnel sont ainsi orientées à la hausse dans les tous les scénarios et variantes, y compris celles intégrant les actions de sobriété les plus fortes.

Figure 8 Évolution comparée de la consommation d'électricité et des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2035 en supposant réussies les autres composantes de la stratégie énergétique (maîtrise de la demande et développement des bioénergies)



L'électrification, associée à la maîtrise de la demande et au développement des bioénergies, contribue fortement à la réduction des émissions associées à la consommation d'énergies fossiles

2 La nouvelle trajectoire de référence pour la consommation se situe dans la fourchette haute des *Futurs énergétiques 2050*, soit entre 580 et 640 TWh en 2035

Les nouveaux objectifs de décarbonation et de réindustrialisation conduisent à positionner les trajectoires de consommation d'électricité à l'horizon 2035 parmi les plus hautes des *Futurs énergétiques 2050* (trajectoires «électrification +» et «réindustrialisation profonde»).

La prise en compte des tensions sur le gisement de biomasse dans le cadre de la nouvelle planification écologique et la part croissante de l'électricité dans l'offre technologique de solutions bas-carbone induisent aussi un renforcement des besoins d'électrification (directe ou indirecte via la production d'hydrogène), qui concerne presque tous les secteurs dès la prochaine décennie.

Dans les transports, les nouvelles trajectoires reposent sur une électrification rapide du parc de véhicules légers (42 % en 2035), en cohérence avec l'objectif de fin de vente des voitures émettant des gaz à effet de serre dès 2035. La concertation montre aussi un intérêt plus marqué des constructeurs de poids lourds pour les solutions électriques à batteries, alors que d'autres options semblaient jusqu'alors privilégiées. De même, le secteur aérien a récemment défini une feuille de route pour sa décarbonation qui intègre des besoins importants d'électricité dès 2035, et plus encore en 2050, pour la production de carburants de synthèse (e-SAF).

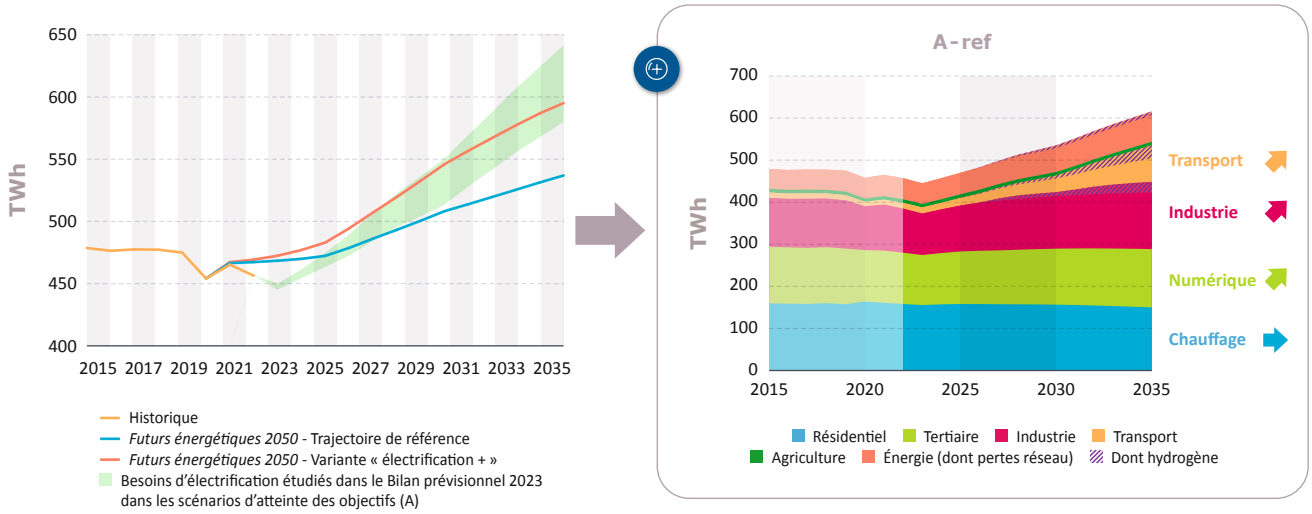
Dans l'industrie, les nouvelles perspectives (~160 TWh en 2035) intègrent les nombreux projets de décarbonation de sites existants qui commencent à se matérialiser dans les bassins industriels ainsi que l'implantation de nouvelles usines (méga-usines de batteries, production d'acier vert ou d'électro-carburants, etc.).

Pour le chauffage, malgré une accélération forte du déploiement des alternatives aux chaudières au fioul et au gaz fossile, le surcroît de consommation serait limité étant donné le rendement élevé des pompes à chaleur électriques et les économies permises dans le même temps par la rénovation.

Dans le secteur tertiaire, les consommations du numérique apparaissent en augmentation avec par exemple, une perspective de développement des *data centers*, dans une optique de souveraineté numérique.

Ces perspectives ne sont pas propres à la France mais se retrouvent dans toutes les stratégies de décarbonation en Europe (voir enseignement n° 11).

Figure 9 Comparaison des trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité dans le Bilan prévisionnel 2023 et les *Futurs énergétiques 2050* et détail de la répartition par secteur dans la trajectoire de référence à l'horizon 2035



2 Les nouvelles perspectives de croissance de la consommation électrique marquent une rupture par rapport à la tendance des années passées mais ne se matérialiseront que progressivement

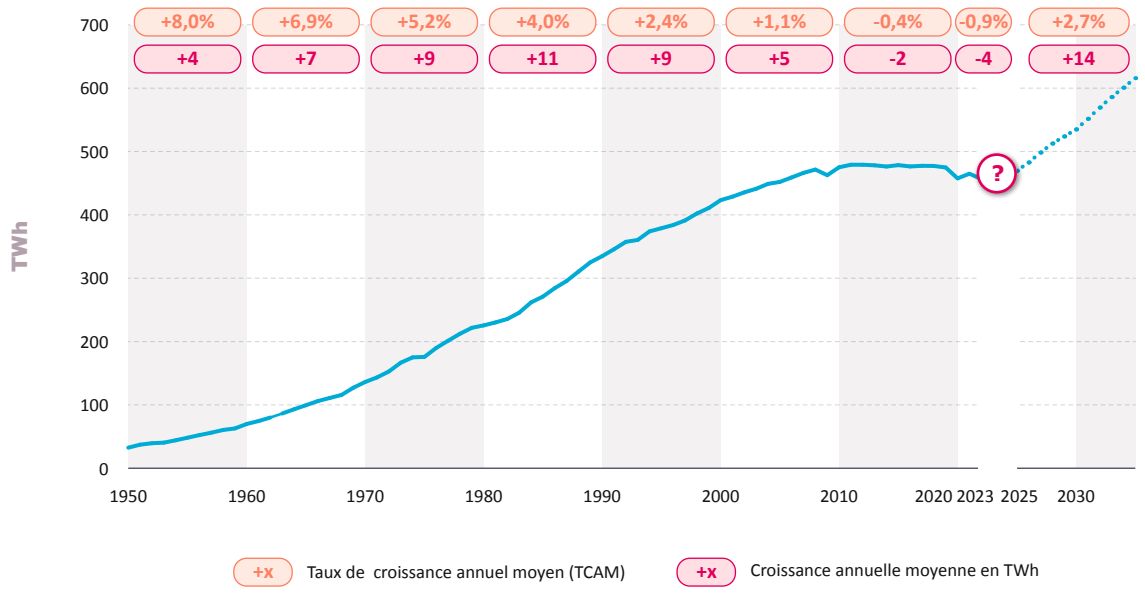
1 La dynamique de baisse de la consommation électrique est bien engagée depuis 15 ans : atteindre dès les prochaines années un rythme élevé de croissance comparable à celui des années 1980 constitue une rupture forte

Depuis quinze ans, la consommation électrique a baissé. À compter de 2010, les prévisionnistes ont correctement anticipé ce mouvement, notamment le renforcement de l'efficacité énergétique des équipements ou la fermeture de sites industriels spécifiquement énergivores. La dynamique baissière, déjà bien ancrée à la fin des années 2010, a ensuite été amplifiée par la crise sanitaire, puis la crise énergétique.

Les exercices réalisés par RTE dans les *Futurs énergétiques 2050,* puis dans la présente actualisation, diffèrent de ceux des années 2010 par leur nature : ils sont de nature prospective et décrivent la façon dont la consommation d'électricité doit évoluer pour atteindre un certain nombre d'objectifs publics. C'est dans ce cadre que la consommation d'électricité est attendue à la hausse.

Atteindre une consommation électrique comprise entre 580 et 640 TWh d'ici 2035 correspond à un accroissement de la consommation électrique entre 10 et 15 TWh par an entre 2025 et 2035. Cette dynamique est, en volume, du même ordre que celle des années 1980. Elle correspond toutefois à un taux de croissance plus faible (2 %/an contre environ 4 à 5 %/an dans les années 1970-1980).

Figure 10 Consommation intérieure d'électricité en France continentale (données corrigées des aléas météorologiques, hors enrichissement d'uranium)



2 Il existe des incertitudes sur l'ampleur et l'horizon de cette inflexion à la hausse : d'autres scénarios sont également étudiés à ce titre dans le Bilan prévisionnel

Étant donné les tendances actuelles, le passage à un régime de forte croissance de la consommation d'électricité mettra probablement plusieurs années avant de se matérialiser. Les dynamiques industrielles et sociétales actuelles demeurent en effet en retrait par rapport à celles qu'il faudrait atteindre pour suivre la trajectoire du scénario A.

Des incertitudes importantes demeurent sur l'ampleur et l'horizon de l'inflexion à la hausse de la consommation. D'autres scénarios de croissance retardée sont également possibles et sont étudiés dans le Bilan prévisionnel.

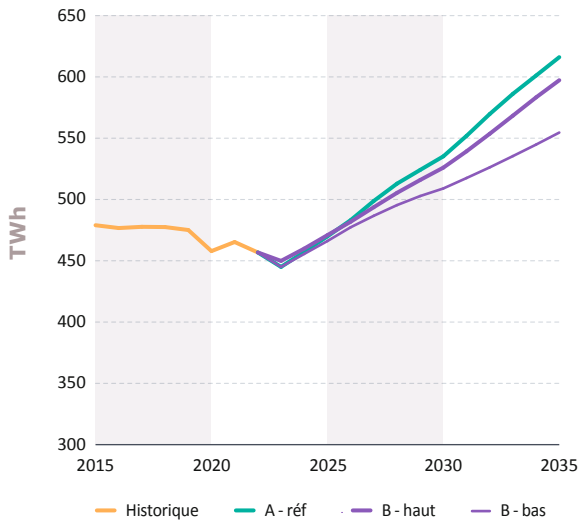
Dans les scénarios d'atteinte partielle des objectifs (B), la consommation atteindrait entre 550 et 600 TWh en 2035 (contre entre 580 et 640 TWh dans A), mais conduirait à un retard par rapport aux objectifs du *Fit for 55* d'environ trois à cinq ans.

Dans les scénarios de mondialisation contrariée (C), sous l'effet du contexte macroéconomique dégradé, la demande d'électricité demeurerait stable plusieurs années puis évoluerait à la hausse sous l'effet de l'électrification mais selon un rythme inférieur au scénario A (taux de croissance annuel moyen de 1,6 % entre 2025 et 2035 contre 2,7 % dans le scénario A). Malgré ces tendances plus lentes, ces objectifs pourraient être atteints (scénario C2) car le niveau de consommation en 2035 serait plus bas (525-535 TWh).

Ces trajectoires (B et C) constituent, vu d'aujourd'hui, des futurs possibles au regard de l'historique et des investissements qui restent à consentir pour se placer sur le rythme des scénarios A.

Figure 11 Comparaison des principales hypothèses d'évolution de la consommation entre les scénarios « B » et le scénario « A - ref » à l'horizon 2035

2035	A - ref (++ ++ +)	Scénarios B « Atteinte partielle » : B - haut (+ + +)	B - bas (- + +)
		Retard de ≈ 3 ans sur A-ref	Retard de ≈ 5 ans sur A-ref
Part des véhicules légers électrifiés	42 %	32 %	24 %
Part des logements chauffés à l'électricité	60 %	51 %	48 %
H_2 (transports et industries)	65 TWh	50 TWh	38 TWh
Nb. de rénovations du bâti en « équivalent rénos performantes » (équivalent à -75 $kWh_{th}/m^2/an$, moyenne 2023-2035)	380 000/ an	280 000/ an	280 000/ an
Sobriété	Évolution des comportements individuels sans transformation marquée des modes de vie	Évolution des comportements individuels sans transformation marquée des modes de vie	



3 La France a les moyens de gérer ces besoins d'électricité en hausse en s'appuyant sur quatre leviers essentiels : sobriété, efficacité énergétique, renouvelables et nucléaire

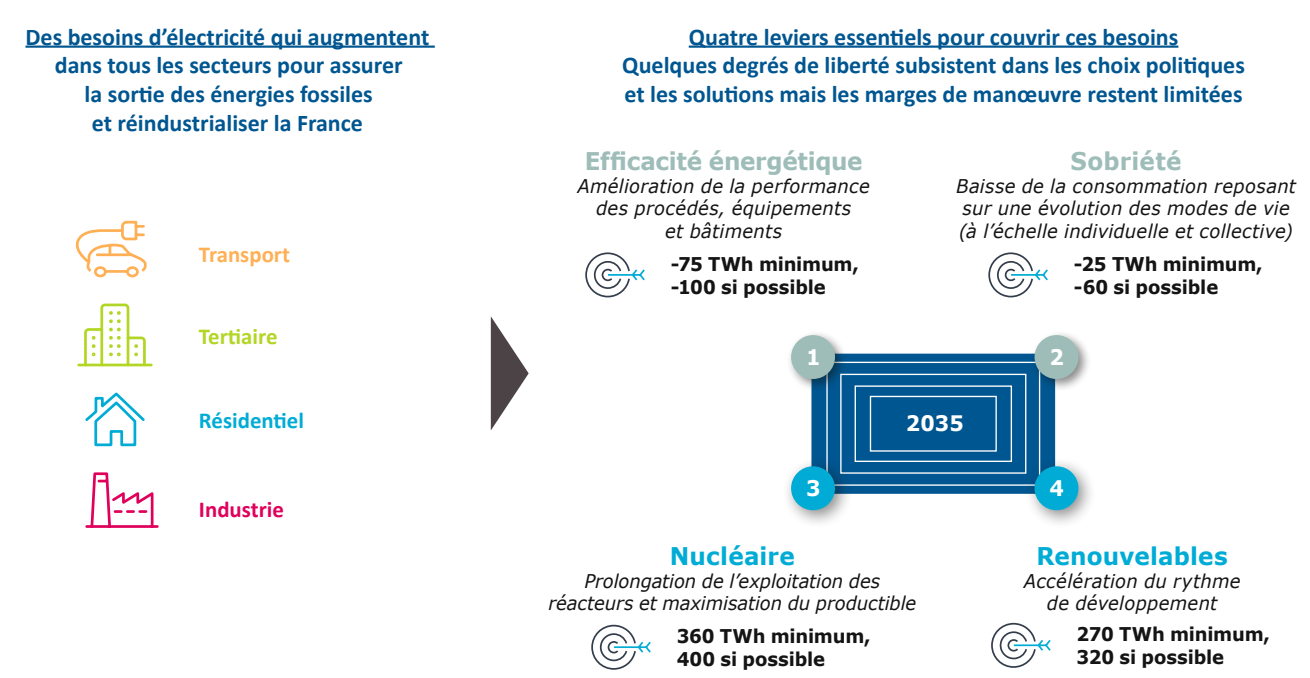
1 Renoncer à l'un de ces leviers rend extrêmement difficile l'atteinte des objectifs climatiques et de sécurité d'approvisionnement : il existe toutefois des marges de manœuvre dans le dosage entre les leviers, ce qui laisse la place à un choix public sur la façon d'atteindre les objectifs

Dans le cadre des scénarios A, RTE a étudié une dizaine de configurations permettant d'atteindre les objectifs publics en matière de souveraineté et de climat, tout en évitant de dimensionner le système « au plus juste » pour ne pas mettre en péril la suite de la trajectoire d'électrification vers la neutralité carbone (période 2035-2050).

Cette analyse croisée montre **qu'il existe des marges de manœuvre pour « doser » les différents curseurs (efficacité, sobriété, nucléaire, renouvelables) en fonction des préférences de la société.**

Par exemple, il serait possible de réduire légèrement le rythme de développement d'une des filières d'électricité renouvelable à condition de mobiliser plus largement le reste des filières renouvelables en complément des trois autres leviers, tout comme il serait envisageable de ne pas compter sur des niveaux hauts de production nucléaire ou de compenser la fermeture de certains réacteurs, de se borner à une sobriété reposant sur des gestes simples ou encore de ne pas parvenir à infléchir réellement le rythme de rénovation si jamais les autres curseurs sont poussés plus loin en contrepartie. Il est donc possible de « boucler » sans positionner tous les curseurs au maximum.

Figure 12 Les leviers identifiés pour atteindre les objectifs climatiques et de souveraineté énergétique à l'horizon 2035



Renoncer à l'un des leviers ou réduire l'ambition sur plusieurs d'entre eux de manière simultanée conduit en revanche à un risque élevé d'échec dans l'atteinte des objectifs climatiques ou dans le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité.

Adopter des objectifs ambitieux sur chacun des quatre curseurs représente la stratégie la plus sûre pour augmenter la résilience face aux imprévus et tenir compte des risques industriels identifiés.

2 Choisir une ambition élevée sur chacun des leviers doit se faire dès maintenant, car ils ne déploient leurs effets que dans le temps

La France s'est engagée à réduire autant ses émissions dans les sept prochaines années qu'au cours des quinze précédentes. Ainsi, les efforts nécessaires doivent produire des effets sur des durées particulièrement courtes au regard des dynamiques industrielles et sociétales sous-jacentes, qui mettent du temps à se déployer. Ceci est d'autant plus vrai dans une société dans laquelle l'association du public aux choix techniques est une valeur essentielle.

Cela conduit à ajouter aux délais de construction des infrastructures un temps important pour la concertation préalable. Une accélération des procédures est indispensable pour atteindre les objectifs, mais des délais minimaux propres aux sociétés démocratiques vont demeurer. Les infrastructures décidées aujourd'hui peuvent se déployer avant 2030 pour l'éolien terrestre et le solaire, mais seulement à partir de 2030 pour les parcs éoliens en mer, puis après 2035 pour les nouveaux réacteurs nucléaires.

Cela implique que les inflexions nécessaires doivent être décidées aujourd'hui. Les effets inertiels associés aux décisions, ou à l'absence de décision, sont donc prépondérants dans l'analyse des choix.

Cette caractéristique vaut également pour les économies d'énergie, que ce soit pour la rénovation des bâtiments ou le déploiement des actions de sobriété reposant, au-delà des gestes simples, sur des changements de modes de vie ou d'organisation de la société.

Figure 13 Différentes temporalités de matérialisation des leviers de la transition énergétique

D'ici 2030

L'accroissement de la production décarbonée reposera essentiellement sur **les renouvelables terrestres**

La **sobriété** des gestes simples et la prolongation de mesures mises en place à l'hiver 2022/2023 produisent un effet rapidement sur la maîtrise de la consommation

Entre 2030 et 2035

Un relais de croissance peut être assuré par **l'éolien en mer** (objectif 18 GW en 2035) si les appels d'offres sont lancés entre aujourd'hui et 2025

Les effets de la montée en cadence du rythme et de l'efficacité des rénovations peuvent se faire sentir à moyen terme, de même que les potentielles inflexions vers des modes de vie plus sobres

Au-delà de 2035

NEW

Les nouveaux EPR2 apporteront leur contribution à la production nationale (en intégrant la perspective de fermetures de réacteurs à 60 ans)

Des gisements supplémentaires sont accessibles en fonction des choix collectifs sur les modes de vie et d'organisation (évolution de l'organisation collective, développement d'offres sobres…)

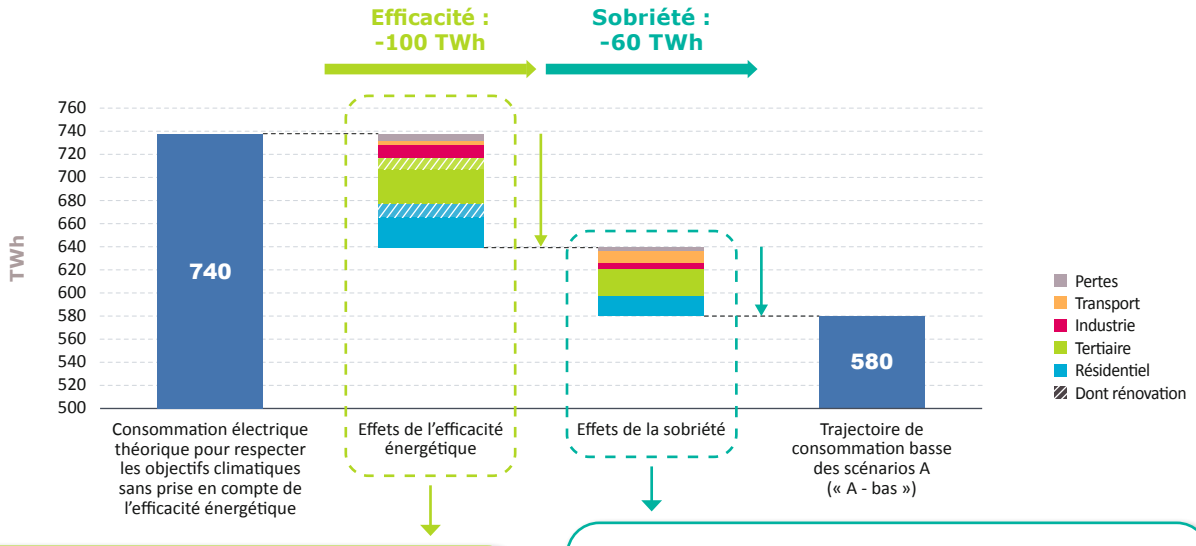
4 La maîtrise de la demande en électricité est indispensable, dans ses deux composantes : efficacité énergétique et sobriété

Les *Futurs énergétiques 2050* avaient mis en évidence la nécessité d'accélérer les économies d'énergie afin d'atteindre la neutralité carbone.

L'analyse actualisée aux horizons 2030 et 2035 montre que ce constat demeure valable et doit même être amplifié : **la maîtrise de la demande en énergie est indispensable pour atteindre les nouvelles ambitions en matière de décarbonation et de souveraineté énergétique et industrielle. Ceci est valable pour les énergies fossiles mais aussi pour l'électricité, même si elle est aujourd'hui déjà largement décarbonée.**

Les économies d'énergie doivent porter sur l'efficacité énergétique des équipements et des bâtiments ainsi que sur la sobriété, qui implique

Figure 14 Effets attendus de l'efficacité énergétique et effets potentiels de la sobriété sur le niveau de consommation à l'horizon 2035 (scénario A-bas)



1 Réduction des consommations unitaires des équipements : directives européennes d'écoconception, renouvellement du parc d'équipements, amélioration des procédés industriels, etc.

2 Mise en œuvre de politiques publiques volontaristes : rénovation thermique des bâtiments (multiplication par trois des efforts moyens), réglementation sur la construction neuve, dispositif « éco-énergie tertiaire », utilisation privilégiée des pompes à chaleur avec une réduction accélérée de l'usage du gaz fossile pour le chauffage

1 Atteindre -25 TWh :
- température de chauffage à 19 °C
- report modal : +30 % des trajets en transport collectif, x5 pour les trajets en vélo
- gestes simples : réduire la consommation d'eau chaude, éteindre les lumières inutiles…

2 Atteindre -60 TWh :
- température de chauffage à 19 °C
- report modal : x2 des trajets en transport collectif, x6 pour les trajets en vélo
- au-delà des gestes simples : des évolutions dans la manière d'habiter, de se déplacer et de consommer

pour sa part des changements d'usages et un développement d'offres adaptées.

Miser uniquement sur le renforcement de l'appareil de production bas-carbone présenterait en effet un risque trop important, dans un contexte où les nouveaux usages de l'électricité doivent se concrétiser mais où le développement de la production d'électricité bas-carbone fait face à des contraintes industrielles et des délais d'implantation longs.

1 Efficacité énergétique : poursuivre l'amélioration de la performance des équipements neufs, massifier la rénovation efficace des logements

Le potentiel de réduction de la consommation électricité est estimé à environ 100 TWh à l'horizon 2035. Ce chiffre recouvre l'amélioration des performances des équipements (électroménager, informatique), des machines (dans le secteur industriel), mais également la rénovation des bâtiments.

Sur le plan des équipements et des machines, l'efficacité énergétique progresse continûment depuis plusieurs décennies, sous l'effet de normes européennes de plus en plus strictes pour les nouveaux appareils. Le cycle naturel de remplacement des équipements et de réinvestissement dans l'appareil industriel conduit ainsi mécaniquement à des économies significatives.

La rénovation thermique des bâtiments pose un défi d'une toute autre nature. Si plusieurs enquêtes montrent que la population française y adhère sur le plan des principes compte tenu des gains attendus sur les besoins de chauffage et le confort d'été, les contraintes de mise en œuvre et les budgets associés freinent souvent le passage à l'action.

La trajectoire haute correspond à un doublement des efforts actuels portés sur les rénovations. Cette trajectoire, très exigeante, n'est pas acquise au vu de l'historique récent. Des variantes intègrent des inflexions moins prononcées dans le rythme ou l'efficacité des rénovations : dans ce cas, le gain sur la consommation d'électricité serait abaissé de 8 TWh.

RTE intègre à sa modélisation les effets « rebond » qui accompagnent la rénovation. Ces derniers réduisent parfois substantiellement les économies d'énergie réalisées au profit d'un accroissement du confort thermique des occupants.

2 Sobriété : un levier désormais essentiel, qui peut s'appuyer sur l'expérience concrète de l'hiver 2022-2023

Le gain pouvant être obtenu à l'échelle du système électrique est estimé entre 25 TWh (sobriété fondée sur des « gestes simples ») et 60 TWh (sobriété structurelle) à l'horizon 2035.

L'hiver 2022-2023 a montré qu'une mobilisation des consommateurs (entreprises, collectivités, particuliers) pouvait produire des résultats spectaculaires : la consommation a diminué de 9 %, une fois les effets météorologiques corrigés. Si cette diminution a été en partie subie du fait de la conjoncture économique et des prix de l'énergie, une partie des économies réalisées apparaissent peu contraignantes aux usagers et peuvent s'ancrer dans la durée.

La seconde vague de l'enquête d'opinion menée par RTE et IPSOS au printemps 2023 montre que les leviers de sobriété les plus accessibles au cours des prochaines années consistent en une pérennisation des gestes déjà mis en œuvre l'hiver dernier. Le levier le plus efficace porte, à ce titre, sur la température de consigne du chauffage : la baisser de 1 °C permet d'économiser près de 15 % sur cet usage. Des gains importants peuvent également concerner l'utilisation des véhicules particuliers (report vers des transports collectifs ou les mobilités douces) ou la réduction de leur taille. Le plan de sobriété mis en place par le Gouvernement vise, au niveau collectif, à pérenniser un effort à hauteur de 10 % de la consommation d'électricité.

Pousser l'effort de sobriété plus loin nécessite des évolutions fortes sur l'offre, l'accompagnement des ménages, et les politiques publiques (services de transports collectifs ou partagés, infrastructures cyclables, organisation de la ville…).

5 L'accélération du développement des renouvelables, un levier essentiel pour accroître rapidement le productible décarboné

1 Un enjeu de massification : d'ici 2035, viser au minimum une production d'électricité renouvelable annuelle de 270 TWh (contre environ 120 TWh aujourd'hui) et si possible de 320 TWh

Tous les scénarios d'électrification nécessitent d'accroître le volume de production renouvelable, car il s'agit du moyen le plus rapidement mobilisable pour produire de l'électricité décarbonée.

Le socle de 270 TWh s'impose comme un minimum pour couvrir les besoins d'électricité bas-carbone identifiés dans les scénarios A : il est suffisant si le nucléaire retrouve un bon niveau de disponibilité et/ou si les économies d'énergie se développent suffisamment.

La cible de 320 TWh offre une sécurité supplémentaire, et donc un haut niveau de résilience : elle permet de couvrir les besoins dans le scénario « A-haut », c'est-à-dire de faire face à la possibilité que la rénovation des bâtiments prenne du retard, ou que certains réacteurs nucléaires soient fermés pour des raisons de sûreté. Viser un tel volume offre donc des marges supplémentaires dans la gestion du système électrique et pour les choix de politique publique.

Même si elles ont pour la plupart un fonctionnement variable, les renouvelables contribuent à la sécurité d'approvisionnement. Pour autant, ces énergies ne peuvent, seules, suffire à assurer l'équilibre permanent entre production et consommation : elles doivent être complétées de flexibilités et moyens pilotables.

2 Différents panachages sont possibles pour atteindre ces volumes, en fonction des dynamiques industrielles et des choix publics

Les orientations fixées par le président de la République à Belfort en février 2022, marquent la volonté de faire porter l'accélération du développement des renouvelables sur le solaire et l'éolien en mer. La loi d'accélération adoptée en mars 2023 précise désormais le cadre de référence pour chaque filière. Sur ces bases, RTE a étudié différents « mix renouvelables » permettant d'atteindre une production de 270 ou 320 TWh d'ici 2035.

Pour l'hydraulique, les analyses convergent sur le grand intérêt d'en développer le potentiel, à tous niveaux (petites installations, incrément de capacité des ouvrages existants, nouvelles STEP). Néanmoins, le gisement étant déjà largement exploité, seules des augmentations réduites sont atteignables à court/moyen terme. Le scénario de référence table en outre sur une stagnation du productible du fait du changement climatique et des conflits d'usage croissants sur l'eau.

Pour le solaire, le potentiel d'accélération de la France semble très élevé. La trajectoire de 4 GW/an apparaît minimale, rapidement atteignable et prudente au regard des autres expériences européennes. Viser un rythme de croisière de 7 GW/an, associé à un scénario de relocalisation de la production de panneaux solaires en France, semble souhaitable au regard de l'intérêt de maximiser rapidement le potentiel de production d'électricité bas-carbone, et davantage en ligne avec les pays voisins. La loi APER définit un nouveau régime de développement du solaire en France conduisant à des gisements accessibles au sol plus restreints par rapport à d'autres pays européens. La compétitivité de la filière repose sur un équilibre entre panneaux au sol (les plus compétitifs) et sur toitures (plus onéreux mais sans potentiel conflit d'usage).

Pour l'éolien en mer, le potentiel en France est très élevé, et les coûts de production des grands parcs en forte baisse ces dernières années. Pour autant, les délais de mise en service sont importants et c'est

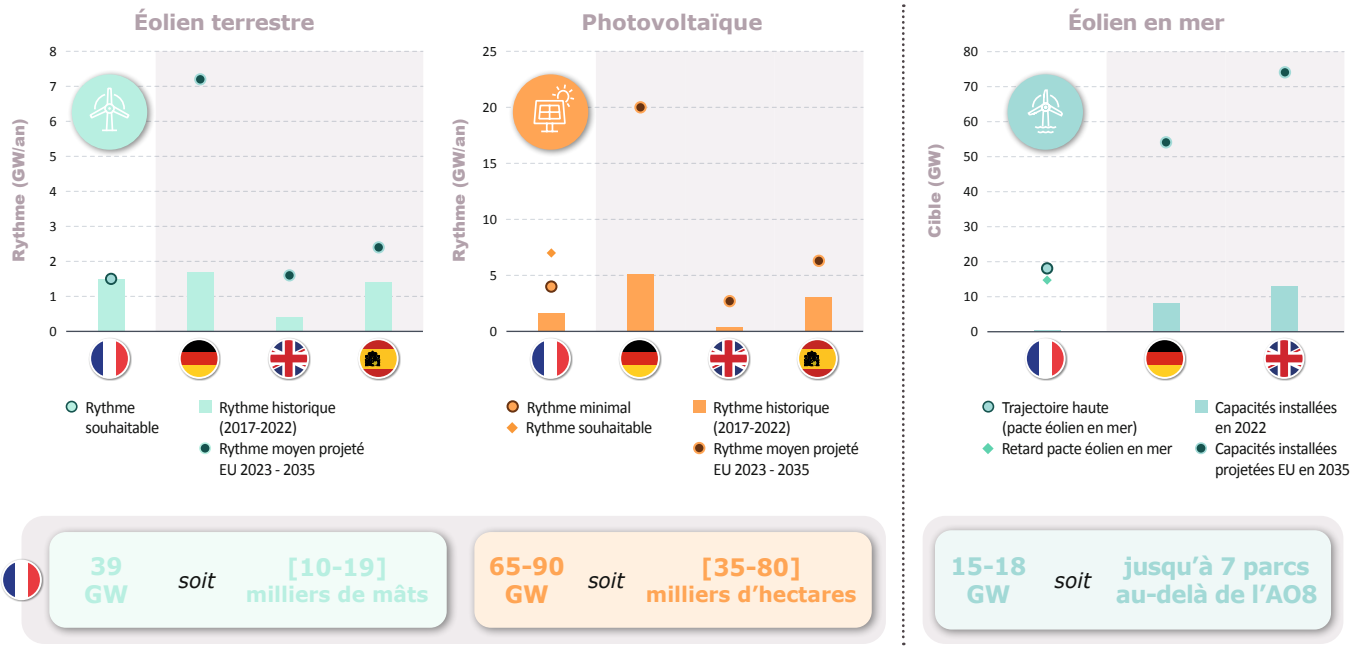
seulement entre 2030 et 2035 que les efforts engagés aujourd'hui se concrétiseront. L'État a formalisé un objectif de 18 GW en service en 2035 dans le «pacte éolien en mer» : atteindre cette cible implique que tous les prochains parcs (y compris ceux de la prochaine PPE) soient décidés au cours des deux prochaines années. Il s'agit d'un défi industriel majeur, qui nécessitera une planification temporelle et spatiale, de sorte à raccorder de manière cohérente et mutualisée l'ensemble des parcs. RTE a également testé des hypothèses plus basses (10 ou 15 GW en service en 2035).

Pour l'éolien terrestre, les controverses ne sont pas de nature technique (la technologie est mature et compétitive, et déjà largement déployée en France où elle devrait devenir d'ici 2030 la première source de production renouvelable, devant l'hydraulique), mais sociétale et politique. RTE a testé trois trajectoires différentes : 0,7 GW/an (division par deux du rythme des dernières années), 1,5 GW/an (prolongation de la tendance) et 2 GW/an (accélération). Maintenir un rythme constant de 1,5 GW/an au cours des prochaines années, sans préjudice des choix pour les périodes postérieures, constitue l'un des moyens les plus sûrs et les moins coûteux d'atteindre l'objectif de production décarbonée aux horizons 2030 et 2035.

Pour toutes ces technologies, les rythmes étudiés dans le Bilan prévisionnel, même les plus ambitieux, ont été confirmés par les filières professionnelles. Ils impliquent, pour l'éolien en mer et le solaire, une inflexion qui doit aller de pair avec une sécurisation des approvisionnements, ce qui constitue une opportunité au regard des enjeux de relocalisation des chaînes de valeur.

La caractérisation de ces rythmes sur le plan de leur réalisme et de leur acceptabilité a fait l'objet de débats soutenus en concertation. Par rapport aux rythmes constatés en France ces dernières années, les trajectoires sont indubitablement ambitieuses (sauf pour l'éolien terrestre). Comparée à celles des pays voisins ou à leurs projections pour atteindre le *Green Deal* européen, cette ambition doit être relativisée : en adoptant une cible de 270 ou 320 TWh de production renouvelable, la France ne se détacherait pas à la hausse par rapport aux autres pays européens.

Figure 15 Rythmes et cibles de développement des renouvelables pour la France et comparaison avec les pays voisins, dans les scénarios «A»



6 Maximiser la production annuelle du parc nucléaire existant, un élément incontournable pour réussir la décarbonation au cours de la prochaine décennie

1 Le parc nucléaire a enregistré une baisse structurelle de sa production annuelle au cours des dernières années

La production du parc nucléaire a continûment diminué au cours des vingt dernières années. La fermeture de Fessenheim n'en explique qu'une faible part : indépendamment de celle-ci, la baisse de la disponibilité du parc entre les années 2000 et la période 2021-2022 représente en effet l'équivalent de la fermeture de 14 réacteurs de 900 MW.

La diminution de la production nucléaire n'est pas due au développement des renouvelables. Moduler la production des réacteurs constitue une faculté technique pour leur exploitant, qui permet d'optimiser la production en fonction des prix de marché. Il n'existe aujourd'hui en réalité que très peu de situations dans lesquelles cette modulation serait « forcée » faute de débouchés (dans de tels cas, le nucléaire n'est d'ailleurs pas seul à moduler, les parcs renouvelables les plus récents s'effaçant aussi).

Cette baisse de la production nucléaire résulte de l'importance du programme industriel nécessaire à la prolongation de la durée d'exploitation des réacteurs et à la prise en compte du retour d'expérience de Fukushima. La crise sanitaire, en bouleversant les plannings de maintenance à un moment critique de la montée en cadence des chantiers les plus lourds, puis l'identification fin 2021 d'un défaut générique de corrosion sous contrainte, ont achevé de contraindre un calendrier déjà très optimisé.

2 Au cours de la prochaine décennie, l'enjeu est de retrouver des niveaux de disponibilité et de production supérieurs à ceux des dernières années : viser un productible de 400 TWh à parc complet, tabler sur 360 TWh

Les orientations du Gouvernement pour la filière nucléaire sont désormais connues : poursuite de l'exploitation des réacteurs existants au-delà de 50 ans (sous réserve de sûreté) et engagement d'études pour une prolongation au-delà de 60 ans, lancement d'un programme de construction de 6 nouveaux réacteurs nucléaires EPR 2 et étude d'opportunité pour 8 réacteurs additionnels, recherche d'une augmentation de la puissance des réacteurs et encouragement au développement de petits réacteurs modulaires.

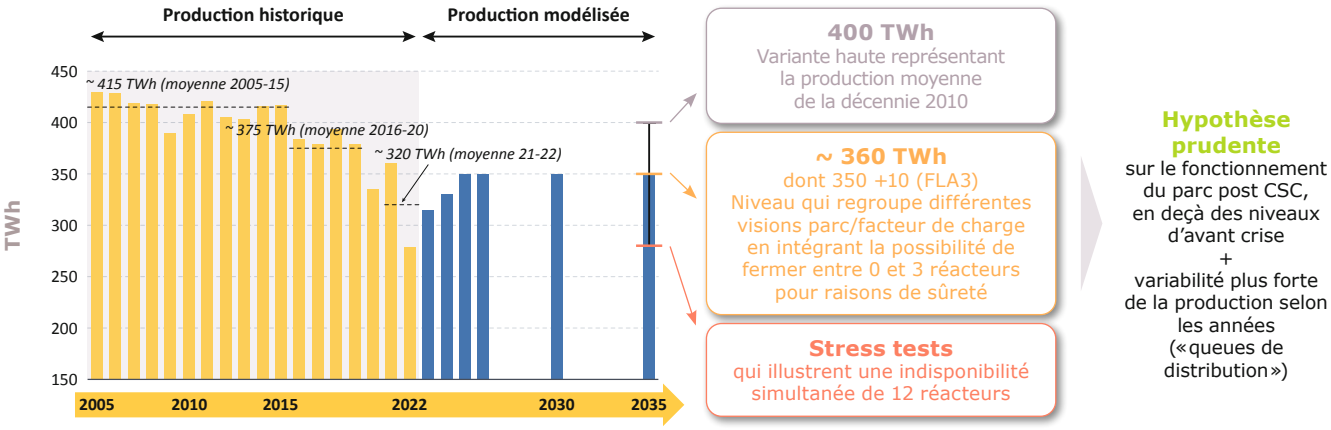
Ce programme modifie de manière structurelle la perspective d'évolution du parc au cours de la décennie 2030. Il conduit à ne plus envisager de fermeture dans le scénario de référence, sans exclure cependant la possibilité que certains réacteurs soient fermés sur décision de l'exploitant (pour raisons économiques) ou de l'ASN (pour raisons de sûreté).

Cette perspective conduit à repousser « l'effet falaise » auquel le système électrique aurait été confronté durant la décennie 2030. Pour autant, la mise en service des premiers EPR 2 n'interviendrait qu'à partir de 2036-2037 au plus tôt et ne permettra pas d'augmenter le volume de production nucléaire sur la prochaine décennie. Seule la mise en service de l'EPR de Flamanville permettra à court terme d'apporter une production supplémentaire d'environ 10 TWh.

Compte tenu des incertitudes, un volume moyen de production de l'ordre de 360 TWh à l'horizon 2030-2035, en intégrant l'EPR de Flamanville, semble prudent et atteignable. Combiné à un développement poussé des renouvelables, il permettrait d'atteindre une production bas-carbone suffisante pour assurer la couverture des besoins du scénario A dans la plupart des configurations.

Retrouver une production du même niveau que durant la décennie 2010 (de l'ordre de 400 TWh) constitue un scénario haut. Ceci aurait plusieurs

Figure 16 Trajectoire d'évolution du productible nucléaire du parc de deuxième génération



avantages : se prémunir des conséquences d'un possible retard dans le déploiement des renouvelables en assurant la couverture des besoins identifiés dans le scénario «A-haut», et réduire les besoins de flexibilités, notamment pour les scénarios susceptibles de nécessiter des moyens d'hyper-pointe comme des centrales thermiques.

3 L'augmentation de la part des renouvelables dans le mix électrique à l'horizon 2030-2035 ne conduira pas nécessairement le parc nucléaire à moduler davantage qu'aujourd'hui, mais la part de modulation liée au manque de débouchés économiques augmentera

Le parc nucléaire français est exploité, depuis les années 1980, de sorte à pouvoir moduler sa production. Cette modulation permet notamment à l'exploitant de fournir des services système pour l'équilibrage en temps réel, de gérer son stock de combustible entre deux arrêts pour rechargement en tenant compte des prix de marché, ou encore de ne pas produire en situation de manque de débouchés économiques, c'est-à-dire lorsque les prix sont faibles ou négatifs.

À l'heure actuelle, cette modulation représente environ 30 TWh chaque année. Les analyses montrent que ce volume pourrait demeurer relativement stable d'ici 2030, et toujours s'effectuer en tenant compte du signal de prix.

À cet horizon, le prix de marché sera cependant davantage formé par la production renouvelable du fait de sa part accrue dans le système électrique français et européen. Alors qu'elles apparaissent extrêmement marginales aujourd'hui, les périodes d'absence de débouchés économiques lors des périodes de faible consommation et de forte production renouvelable représenteront une part beaucoup plus conséquente de la modulation du parc. Ces périodes pourraient représenter de l'ordre de 15 TWh mais se substitueront, pour partie au moins, à d'autres périodes de gestion du stock de combustible. La variabilité des besoins de modulation devrait aussi augmenter selon les années, ainsi que leur profondeur. **Ainsi, la faculté de modulation du parc nucléaire revêtira en 2030 une valeur économique plus élevée, pour le système électrique comme pour l'exploitant.**

Des configurations où certains réacteurs moduleraient moins, du fait du vieillissement des machines, ont également été étudiées : elles nécessitent le déploiement de davantage d'autres outils de flexibilité au sein du système électrique.

LES FACTEURS DE RÉUSSITE
relatifs à la sécurité d'approvisionnement et aux flexibilités

7 À court terme, le niveau de sécurité d'approvisionnement va s'améliorer

1 Le risque sur la sécurité d'approvisionnement a augmenté depuis 15 ans, notamment du fait de la réduction de la disponibilité des centrales nucléaires et de la fermeture des moyens thermiques

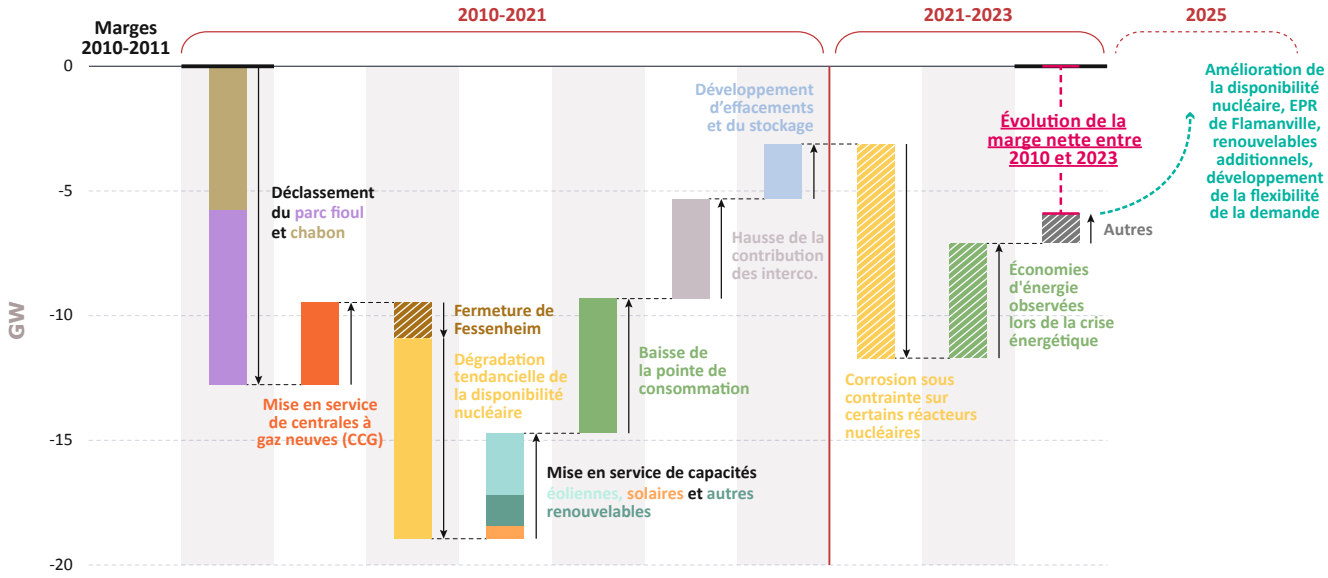
Au cours des 15 dernières années, le niveau de risque sur la sécurité d'approvisionnement en électricité s'est progressivement accru en France, même si l'alimentation a toujours été assurée.

Ceci est notable depuis 2020, avec un niveau de risque, évalué avant chaque hiver, qui a excédé l'objectif fixé par l'État (c'est-à-dire un risque de déséquilibre offre-demande limité à 3 heures par an en moyenne sur toutes les configurations possibles). Cette situation a donné lieu à des communications spécifiques de la part de RTE afin de mobiliser l'ensemble des leviers disponibles pour éviter le délestage. Les conditions observées en pratique (baisse sensible de la consommation à partir de fin 2022, hiver relativement doux, bon fonctionnement des échanges européens) ont finalement permis d'éviter toute coupure pour cause de déséquilibre offre-demande.

Les crises récentes (Covid-19, corrosion sous contrainte) expliquent en partie la forte dégradation constatée au cours de ces trois dernières années, mais l'accroissement du risque a plusieurs causes structurelles :

- La fermeture des centrales thermiques les plus anciennes et les plus polluantes : elle avait été anticipée de longue date dans le Bilan prévisionnel et résultait de logiques techniques (obsolescence de certaines installations, dont la durée d'exploitation n'aurait dans tous les cas pu être étendue), économiques (absence de rentabilité et/ou nécessité d'investissements massifs) et environnementales (réduction des émissions de polluants et de particules).
- La dégradation de la disponibilité du nucléaire : RTE avait correctement identifié la période 2020-2024 comme charnière, avec la réalisation de nombreux

Figure 17 Évolution des marges (par rapport au critère des « 3 h ») entre 2010 et 2023 et perspectives



travaux post-Fukushima et de prolongation des réacteurs au-delà de 40 ans, mais la baisse effective de leur disponibilité a largement dépassé les scénarios les plus pessimistes. Une partie de celle-ci est imputable à des causes spécifiques, comme la corrosion sous contrainte, une autre est structurelle et correspond à la montée en charge des travaux du grand carénage. La fermeture de la centrale de Fessenheim, non encore compensée par la mise en service de l'EPR de Flamanville, a ajouté à ce tableau mais n'en constitue qu'une part minoritaire.

Parmi ces deux facteurs, la dégradation de la disponibilité des réacteurs nucléaires est prépondérante : **si le parc nucléaire avait pu conserver dans la durée le même taux de disponibilité durant l'hiver, le niveau de sécurité d'alimentation serait aujourd'hui meilleur qu'il y a dix ans.**

À l'inverse, plusieurs facteurs ont contribué favorablement à la sécurité d'approvisionnement électrique durant la dernière décennie, notamment le développement des renouvelables (malgré leur caractère variable) ou encore la diminution de la consommation à la pointe. De même, l'interconnexion avec les pays voisins a joué un rôle favorable. L'hiver 2022-2023 a ainsi montré que, malgré une tension généralisée sur l'approvisionnement énergétique du continent européen, les échanges d'électricité entre pays avaient fonctionné de manière très performante, en application des règles européennes.

2 La situation s'est stabilisée : la sécurité d'approvisionnement va se renforcer au cours des prochaines années

Le système électrique français a désormais franchi la période la plus délicate identifiée dans les études passées, qui a été aggravée récemment par la crise sanitaire et les phénomènes de corrosion d'une partie du parc nucléaire.

Pour les prochaines années, les études montrent une réduction du risque de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité, qui devrait se rapprocher du critère réglementaire. Celui-ci correspond à un haut niveau de sécurité d'alimentation, mais pas au « risque zéro » : le système électrique demeurera sensible aux vagues de froid, surtout si elles s'accompagnent de vents faibles en Europe.

Cette amélioration progressive sera permise essentiellement par l'augmentation de la disponibilité du nucléaire, même s'il n'est pas attendu qu'elle retrouve son niveau du début des années 2010 : la maîtrise des durées d'arrêt, notamment à proximité et durant les hivers, constitue un impératif pour la sécurité d'approvisionnement. Elle dépendra dans une moindre mesure du développement des renouvelables, et notamment de la mise en service des premiers parcs éoliens en mer (qui disposent d'un facteur de charge important, notamment l'hiver) : la poursuite de ce développement est indispensable pour la sécurité d'approvisionnement.

Le niveau de risque dépendra enfin de l'évolution à court terme de la consommation d'électricité, qui a diminué ces dernières années et en particulier depuis l'automne 2022. Si la dynamique de long terme de la consommation est clairement attendue à la hausse, il existe une forte incertitude sur la concrétisation de cette trajectoire à court terme, dans un contexte d'incertitudes économiques et d'augmentation du prix de l'électricité.

Dans ce contexte, les dispositifs déployés au cours des dernières années pour sensibiliser habitants et entreprises aux risques et permettre une action collective pour limiter le risque de coupures en cas de situation dégradée (Ecowatt) doivent être maintenus. Il en va de même pour l'adaptation des signaux tarifaires et le développement de la flexibilité de consommation, notamment dans le secteur tertiaire.

Enfin, la mise à l'arrêt définitive des deux dernières centrales à charbon est possible mais à des conditions strictes sur le plan de la sécurité d'approvisionnement : le rétablissement d'une disponibilité élevée du parc nucléaire, et de manière spécifique, le fonctionnement nominal de l'EPR de Flamanville pour la centrale de Cordemais du fait des contraintes spécifiques sur l'alimentation de la Bretagne. Les durées de fonctionnement de ces centrales requises pour la sécurité d'approvisionnement n'excèdent pas les plafonds prévus par la loi et la réglementation.

8 À l'horizon 2030, des besoins de capacité additionnels qui peuvent être assurés par différentes combinaisons de pilotage de la consommation et de la production

1 Un besoin de capacités supplémentaires dès l'horizon 2030 pour accompagner l'accélération de l'électrification et le souhait d'accroître la souveraineté énergétique et industrielle de la France

L'accélération souhaitée de la décarbonation et de la réindustrialisation du pays induit une augmentation rapide de la consommation d'électricité d'ici 2030. **Dans ce contexte, le niveau des pointes de consommation hivernales va augmenter.**

Cette augmentation est inéluctable et constitue une conséquence mécanique de l'électrification. Elle résulte notamment de la croissance attendue de la consommation dans l'industrie et du chauffage des bâtiments. Cependant, une partie des nouveaux usages électriques présente des possibilités importantes de flexibilisation (recharge des véhicules électriques, production d'hydrogène) qui réduisent l'ampleur de l'augmentation prévisionnelle des pointes hivernales.

L'augmentation de la pointe ne pose pas de problème en elle-même si elle est accompagnée des moyens pour y faire face. Les analyses probabilistes de RTE visent précisément à déterminer les combinaisons de moyens nécessaires pour contenir le risque à des standards qui sont définis par la loi ou le règlement.

Pour combler ces besoins liés à l'électrification, le développement prévu des renouvelables d'ici 2030 ne suffit pas, même en combinant toutes les trajectoires les plus hautes pour l'hydraulique, l'éolien et le solaire. D'autres solutions sont donc nécessaires en complément : les différentes variantes testées par RTE font ainsi émerger un besoin de capacités supplémentaires, dès l'horizon 2030, de l'ordre de plusieurs gigawatts par rapport à un scénario sans aucun développement de la flexibilité et intégrant même quelques fermetures de moyens thermiques (dernières centrales au charbon, turbines à combustion construites dans les années 1980, cogénérations en fin de vie ou sortant du régime d'obligation d'achat).

Ce besoin varie fortement selon les scénarios et configurations étudiées : ceci ménage un large espace pour la décision publique et lui donne les moyens, en activant divers leviers, de réduire l'ampleur du besoin et le coût à consentir pour le combler.

2 L'évaluation repose sur deux principes de prudence assumés concernant la disponibilité du nucléaire et le fonctionnement des échanges européens

Pour mener à bien l'analyse de sécurité d'approvisionnement, RTE a retenu deux principes de précaution assumés, et discutés en concertation.

D'une part, **la projection de la disponibilité du nucléaire intègre le retour d'expérience des dernières années.** Cela se traduit, dans les modèles, par une disponibilité moyenne plus faible l'hiver (de l'ordre de 50 GW en moyenne), et par l'intégration de « queues de probabilité » plus basses que par le passé.

D'autre part, **la contribution des pays voisins *via* les interconnexions a été considérée comme stable, même si la capacité technique d'échange a augmenter sur la période.** Ce cadrage permet de reconnaître les bénéfices avérés du système européen interconnecté pour la sécurité d'alimentation française (particulièrement visibles lors de l'hiver 2022-2023) tout en tenant compte des incertitudes sur l'évolution future des systèmes électriques des pays voisins (leurs politiques énergétiques peuvent évoluer, leurs trajectoires de développement de la production ou des flexibilités ne pas se déployer comme annoncé, ou le consensus européen pour le marché unique s'affaiblir). Ainsi, l'approche de RTE en la matière était déjà réaliste dans les précédents Bilans prévisionnels mais ce principe est encore renforcé cette année, afin de répondre à l'attente

exprimée par plusieurs parties prenantes et aux travaux parlementaires rendus au printemps 2023 sur la souveraineté énergétique de la France.

A contrario, des hypothèses plus optimistes sur ces facteurs réduiraient le besoin de nouvelles flexibilités.

3 Différents bouquets de flexibilités sont envisageables pour assurer la sécurité d'approvisionnement : ils reposent d'abord sur la flexibilité de la demande et les batteries, puis, le cas échéant, sur du thermique décarboné en fonction des hypothèses sur le nucléaire, l'hydraulique et la sobriété

Le besoin de capacité identifié à l'horizon 2030 peut être comblé par différentes solutions de flexibilité, déjà décrites en détail dans les *Futurs énergétiques 2050 :* modulation de la demande, nouvelles capacités hydroélectriques, notamment STEP, batteries, centrales thermiques (utilisant à terme des combustibles décarbonés). L'actualisation du diagnostic du Bilan prévisionnel conduit à présenter et à préciser de nouveaux « bouquets de flexibilité » à l'horizon 2030-2035.

Comme dans les *Futurs énergétiques 2050*, l'analyse tient compte de la nature des besoins du système électrique :

- une partie d'entre eux tient à des périodes de tension relativement courtes (quelques heures, par exemple à la pointe du matin ou du soir lors d'un épisode froid) ;
- une autre partie concerne à l'inverse des périodes plus longues, pouvant s'étaler sur plusieurs jours voire plusieurs semaines (par exemple, vague de froid longue combinée à un phénomène anticyclonique conduisant à une faible production éolienne sur l'Europe du Nord).

Le premier moyen d'assurer l'équilibre en puissance aux horizons 2030 et 2035 consiste à développer de manière efficace la flexibilité de la demande : celle-ci apparaît comme un moyen efficace et peu onéreux, puisqu'il ne nécessite pas, dans de nombreux cas, d'investissements importants. En complément, les batteries peuvent apporter le même type de service.

La ligne directrice proposée dans ce Bilan prévisionnel consiste donc à mettre l'accent sur le développement de ce type de flexibilité et à renforcer les moyens d'en piloter le déploiement effectif ainsi que l'efficacité, afin de gagner en confiance sur son efficacité pratique (voir enseignement n° 9).

Le développement de la flexibilité de la demande et des batteries contribue largement à la couverture des besoins ponctuels à la pointe mais il ne suffit pas, dans certaines configurations, à gérer des épisodes de faiblesse de l'offre de production par rapport à la demande s'étalant sur des périodes longues. Dans ces configurations, un besoin additionnel est identifié à environ 2 à 3 GW dès 2030, au-delà des centrales thermiques considérées comme encore en fonctionnement à cette échéance (centrales au gaz, une partie des turbines à combustion actuelles).

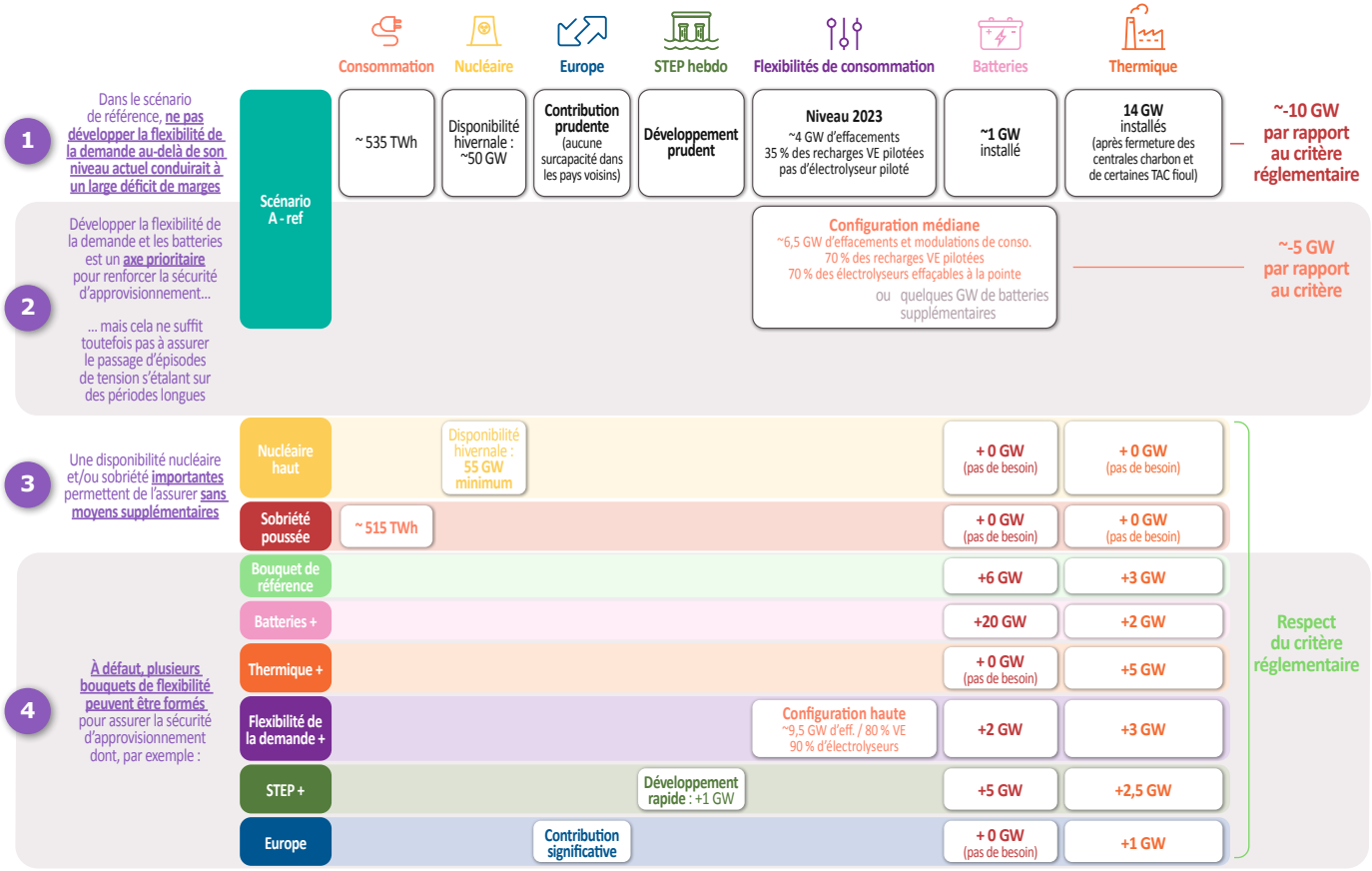
Ce besoin supplémentaire peut être couvert, sur le plan technique, par différents moyens :

- le renforcement de la disponibilité du nucléaire l'hiver : atteindre au moins 55 GW de disponibilité du parc durant tout l'hiver suffit à assurer l'équilibre en puissance dans le scénario « A-ref » ;
- une sobriété poussée et contribuant à limiter la consommation à la pointe, combinée à un fort développement des renouvelables ;
- éventuellement, le développement massif de STEP hydrauliques disposant de grandes capacités (plusieurs jours de stock). Devoir en disposer d'ici 2030 et avec de telles caractéristiques rend néanmoins cette perspective peu crédible : elle permettra *a priori* au mieux de limiter le besoin.

Si aucun de ces moyens ne peut être garanti, ces besoins devront être couverts par des unités thermiques supplémentaires par rapport au scénario de référence, c'est-à-dire soit par le maintien ou la reconversion de certaines unités dont la fermeture est prévue, soit par la construction de nouvelles unités utilisant d'emblée un combustible décarboné (voir enseignement n° 10).

Ces principes généraux s'accompagnent de marges de manœuvre dans la constitution du bouquet de flexibilités, intégrant les différences de

Figure 18 Solutions pour assurer l'équilibrage en puissance au sens du critère réglementaire à l'horizon 2030 : les différents « bouquets de flexibilité » possibles



caractéristiques, de coûts, mais aussi et surtout de service rendu des solutions. Il est par exemple possible de mettre l'accent sur le développement des batteries, mais cela aura principalement pour effet de réduire le besoin de flexibilités de la demande plutôt que celui de capacités thermiques : toutes choses étant égales par ailleurs, réduire le besoin de thermique additionnel de 1 GW nécessite de développer 14 GW de batteries supplémentaires pour assurer le respect du critère public.

La proximité de coûts entre ces bouquets permet d'orienter les choix publics selon d'autres déterminants : acceptabilité sociale, faisabilité technique et vitesse de déploiement.

4 Les démarches qui seront lancées dès maintenant pour développer des capacités à l'horizon 2030 sont sans regret et permettent d'assurer la résilience du système électrique à l'horizon 2035

Dans le scénario de référence, les besoins identifiés de flexibilités « courtes » et « longues » n'augmentent pas entre 2030 en 2035, voire pourraient même transitoirement baisser sur cette période dans certaines configurations très favorables. Dans ce contexte, le niveau de sécurité d'approvisionnement pourrait ainsi s'améliorer sur la période.

Ceci montre que le besoin de capacité additionnel en 2030 consiste bien en une anticipation

de besoins déjà identifiés dans les *Futurs énergétiques 2050* mais dont la nécessité n'était établie qu'à partir du milieu de la décennie 2030. Cette anticipation découle directement de l'objectif *Fit for 55* et des besoins plus marqués de réindustrialisation.

L'absence d'augmentation du besoin capacitaire entre 2030 et 2035 repose sur plusieurs conditions :

1) d'une part, l'absence de dégradation significative de la disponibilité du nucléaire sur cette période, ceci impliquant en particulier de ne pas être confronté à la fermeture de nombreux réacteurs nucléaires à l'échéance de leurs 50 ans de fonctionnement ;
2) d'autre part, la mise en service effective des parcs éoliens en mer telle que prévue par le pacte éolien en mer (18 GW en service en 2035) et la poursuite du développement des renouvelables terrestres : sur la période 2030-2035, le scénario de référence prévoit ainsi que la production bas-carbone, et en particulier renouvelable, augmente plus vite que la consommation, permettant ainsi de regagner des marges ;
3) enfin, la poursuite du développement de la flexibilité de la demande, notamment sur le fonctionnement des électrolyseurs produisant de l'hydrogène, en s'appuyant sur le développement de capacités de stockage massif (cavités salines).

Les analyses de sensibilité réalisées par RTE, via un ensemble de variables dédiées (impossibilité de poursuivre l'exploitation de certains réacteurs au-delà de 50 ans, retard dans le déploiement des parcs éoliens en mer, absence de développement des stockages d'hydrogène) mettent en évidence la possibilité d'un paysage de risque plus dégradé à l'horizon 2035. L'intérêt de développer le potentiel de flexibilité dès l'horizon 2030 pour augmenter la résilience du système sur la période suivante s'en trouve renforcé.

Les mêmes précautions sont valables pour la période postérieure à 2035 : les analyses menées dans les *Futurs énergétiques 2050* ont montré que la décennie 2040 serait marquée par des diminutions de capacité importantes, sous l'hypothèse centrale que les réacteurs nucléaires de seconde génération ne puissent être exploités plus de 60 ans (15 GW atteindront cette échéance d'ici 2042, 30 GW d'ici 2045). Les rythmes prévus de développement de nouvelles capacités nucléaires sont bien inférieurs, même en intégrant une seconde tranche de 8 EPR 2 portant le nombre de nouveaux réacteurs à 14 d'ici 2050 (hypothèse du scénario N2 des *Futurs énergétiques 2050)*. **Cela suggère ainsi que les besoins de nouveaux moyens de flexibilité identifiés à l'horizon 2030 sont sans regret à long terme en vue de garantir la sécurité d'approvisionnement.**

5 Le risque de coupures subies de consommateurs peut être largement réduit en développant des « flexibilités de sauvegarde » qui ne seraient sollicitées qu'en cas de risque avéré

L'expérience de l'hiver 2022-2023 a souligné l'inquiétude créée par l'éventualité de coupures en cas de déséquilibre entre l'offre et la demande, même si elles sont peu probables. Au-delà des coupures proprement dites, c'est le *risque* qu'elles puissent intervenir qui génère de l'appréhension, voire des coûts dans les organisations.

Pour limiter ce risque autant que possible, RTE a développé de longue date des moyens de sauvegarde tels que les contrats d'interruptibilité de consommateurs industriels, la baisse de tension ponctuelle sur les réseaux de distribution (sans effet notable pour les particuliers) ou encore l'appel aux gestes citoyens. Avec la généralisation et l'extension du dispositif Ecowatt engagé en 2022, RTE a contribué à augmenter la portée de ces leviers de sauvegarde, afin de réduire le risque de coupure et de permettre à la population de mieux l'appréhender.

Cet effort peut et doit se poursuivre dans la durée. En s'appuyant sur des technologies numériques adaptées et sur les outils de gestion des bâtiments existants ou sur l'engagement des ménages et entreprises, **le développement de flexibilités de la demande utilisées uniquement en mode « sauvegarde » pourrait permettre de limiter très fortement voire à terme d'éviter tout recours à du délestage « subi », en agissant d'abord sur les usages prioritaires identifiés en amont.** Les évaluations du Bilan prévisionnel montrent que le gisement théorique est important – de l'ordre de 6 GW –, ce qui pourrait très largement modifier la nature du risque en constituant une nouvelle « ceinture de sécurité » du système électrique.

9 Développer la flexibilité de la demande, un axe prioritaire pour optimiser le fonctionnement du système électrique qui doit s'appuyer sur un plan dédié pour ne pas demeurer une déclaration d'intention

Pour assurer la sécurité d'approvisionnement à l'horizon 2030 et optimiser le fonctionnement du système électrique, développer le pilotage de la demande et les batteries constitue un axe prioritaire. Y parvenir nécessite un plan spécifique pour assurer le « passage à l'échelle » et de nouveaux outils de pilotage.

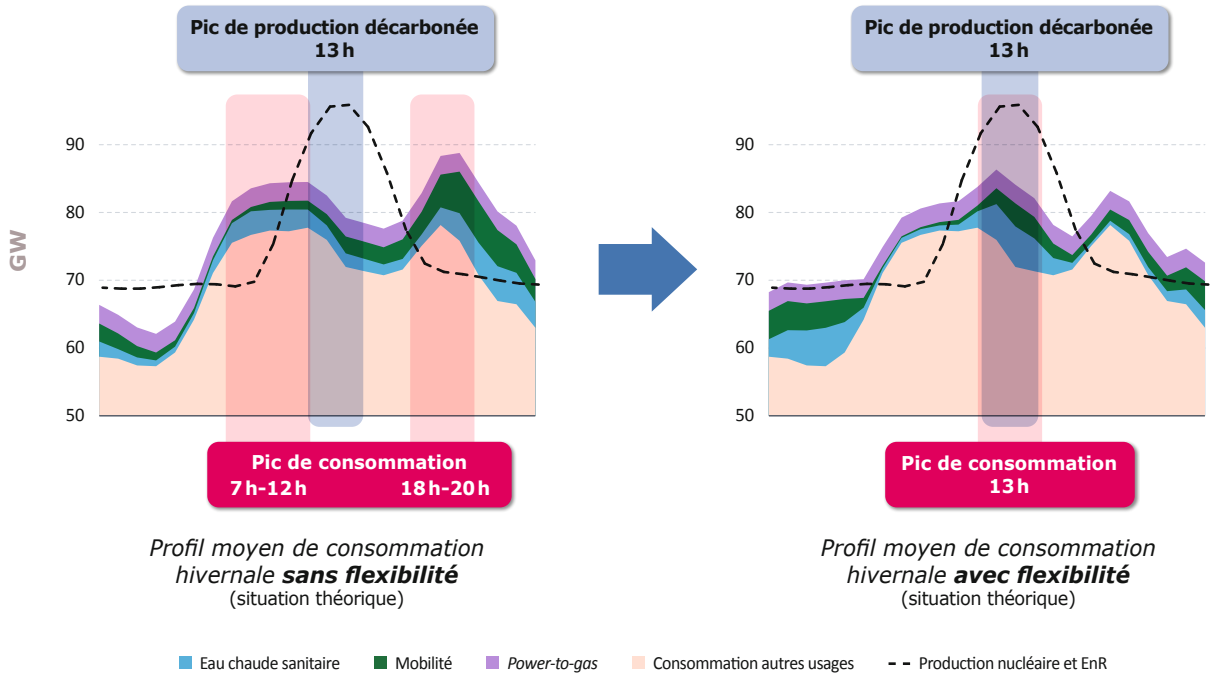
1 Le développement des flexibilités, en faisant correspondre au mieux consommation et production d'électricité décarbonée, dégage des économies et contribue à réduire les émissions

Le développement de la flexibilité de la demande présente un intérêt évident pour la sécurité d'approvisionnement mais aussi pour l'optimisation du fonctionnement du système électrique. Il permet en effet :

1) de positionner la consommation lorsque la production renouvelable et nucléaire est abondante, de façon à la couvrir par une électricité bas-carbone et bon marché ;
2) de limiter, à l'inverse, la consommation lorsqu'il est nécessaire d'utiliser des centrales thermiques fossiles, celles-ci étant plus coûteuses et polluantes.

Il en résulte ainsi une double économie pour le système électrique, à la fois en termes de coûts de production et d'émissions de gaz à effet de serre.

Figure 19 Illustration de l'effet des flexibilités sur le placement de la consommation lors des pics de production décarbonée



Dans ses études thématiques sur la mobilité électrique (2019) et l'hydrogène (2020), RTE avait ainsi déjà mis en évidence ce type de bénéfices liés à la modulation des nouveaux usages électriques. Depuis, l'accélération de l'ambition de décarbonation et du développement des énergies renouvelables variables en France et en Europe conduit à renforcer l'intérêt de ces solutions pour maximiser l'utilisation de la production bas-carbone et limiter les variations de consommation résiduelle.

Du point de vue énergétique, le développement de la flexibilité en France permettra d'éviter des écrêtements de production renouvelable et de réduire le besoin de modulation des centrales nucléaires. **Le gain économique en résultant pour l'optimisation de l'équilibre offre-demande est évalué entre quelques centaines de millions et de l'ordre d'un milliard d'euros par an à l'échelle du système électrique, en fonction du bouquet de flexibilité considéré en France et en Europe.** Dans le même temps, les coûts associés pourraient rester relativement limités.

2 Pour que les flexibilités de la demande deviennent une composante du mix électrique à part entière, leur déploiement doit s'appuyer sur un plan de passage à l'échelle dédié, dont le déploiement et l'effet sur la courbe de charge doivent être pilotés

Les études techniques et économiques menées dans le Bilan prévisionnel établissent aujourd'hui clairement la nécessité d'un « passage à l'échelle » du pilotage de la demande, avec l'exigence de résultats concrets et mesurables dès la décennie actuelle afin de préparer l'échéance 2030.

Si ce résultat fait généralement consensus lors des concertations et si de nombreux organismes appellent un tel développement de leurs vœux, la phase de préparation du Bilan prévisionnel a aussi mis en exergue le manque d'outils de pilotage et de contrôle suffisants pour s'assurer qu'une trajectoire de développement de la flexibilité produira bien les effets escomptés. À l'inverse des moyens de production, dont les indicateurs de développement sont connus (productible nucléaire, rythme d'installation des nouvelles installations renouvelables) et dont la performance peut être mesurée facilement, le développement de la flexibilité de la demande repose sur des gestes diffus, réalisés par une multitude d'acteurs différents, et dont seuls une partie (certains types d'effacements) font l'objet d'un pilotage public.

Pour que la « flexibilité de la demande » ne demeure pas un mot d'ordre général ou une déclaration d'intention mais devienne un outil performant pour le fonctionnement du système électrique, un pilotage renforcé est nécessaire. Il doit porter à la fois sur le rythme de développement des solutions techniques et sur leur effet agrégé sur la courbe de charge nationale.

RTE propose donc un plan portant sur trois aspects :

1) **un programme industriel de déploiement d'équipements** permettant de programmer et de piloter les usages, assorti d'indicateurs précis pouvant être mesurés : multiplication par dix dans le tertiaire du nombre d'installations de gestion technique des bâtiments (GTB – rendues obligatoires par le récent décret BACS) et amélioration de leur programmation, développement des thermostats connectés dans le résidentiel (~200 000 ventes par an aujourd'hui) et exploitation des box domotiques ;

2) **le renforcement des incitations économiques au pilotage,** afin de permettre aux consommateurs de tirer un bénéfice de leur flexibilité au quotidien : avec le temps, la structure des tarifs de fourniture n'a pas évolué et ne semble pas suffisamment adaptée aux besoins futurs du système électrique. Il convient donc de mener une réflexion sur l'évolution des plages d'heures pleines et d'heures creuses pour les adapter aux nouveaux fondamentaux du système électrique ainsi que sur le développement des offres tarifaires valorisant la flexibilité des usages (offres de fourniture à différenciation temporelle fixe, offres d'effacement indissociable de la fourniture…) et sur la rémunération des actions qui concourent à la sécurité d'approvisionnement (prolongation et réforme du mécanisme de capacité, adaptation des mécanismes de soutien sectoriels, par exemple à l'effacement) ;

3) **un pilotage de l'efficacité de la flexibilité déployée,** par la mesure de l'effet agrégé des actions sur l'équilibre national production/consommation. Il s'agit notamment de dépasser le seul suivi de la capacité technique d'effacement sur les marchés et d'évaluer l'impact agrégé des actions de flexibilité sur la courbe de charge nationale, en vérifiant l'atteinte de certains objectifs lors de « journées test ». Un tel pilotage permettra de s'assurer que les flexibilités de la demande peuvent fournir un service équivalent à des moyens de production et ainsi de renforcer la confiance collective dans la faculté du système électrique français garantir l'équilibre entre production et consommation à l'échéance 2030. Il permettra en outre de vérifier que les flexibilités déployées sont bien les plus adaptées aux nouvelles caractéristiques de la gestion du système électrique, qui s'étend désormais, au-delà des vagues de froid, aux enjeux de la variabilité de la consommation et de la production renouvelable.

Le développement de la flexibilité de la demande peut s'appuyer sur des précédents réussis : dès les années 1980, l'asservissement des ballons d'eau chaude au signal « heures creuses » a permis de déplacer une consommation significative vers les périodes les plus favorables pour l'équilibre offre-demande, tandis que le développement des effacements via des offres tarifaires spécifiques (EJP, Tempo…) puis par les marchés ont contribué à limiter la consommation lors des jours de pointe. L'analyse démontre toutefois que la massification attendue requiert, dans tous les cas, des leviers adaptés.

3 Les batteries et les flexibilités de la demande fournissent un service similaire : déplacer de l'énergie à l'échelle de quelques heures

Le placement de la consommation permet pour l'essentiel de déplacer des besoins énergétiques à l'échelle de la journée, par exemple avec la recharge d'un véhicule électrique ou la production d'eau chaude en journée ou au creux de la nuit plutôt qu'à la pointe du soir. Il peut également contribuer à déplacer de l'énergie à l'échelle hebdomadaire, par exemple en positionnant la recharge d'un véhicule électrique le week-end plutôt que la semaine.

Par conséquent, le service offert est proche de celui des batteries, qui contribuent également à lisser les variations sur quelques heures au maximum. **Ce type de service est particulièrement utile dans les scénarios de développement accéléré du photovoltaïque en Europe en vue de stocker l'énergie abondante en milieu de journée et la restituer le soir, voire la nuit.**

L'intérêt du déploiement des batteries est donc largement dépendant du degré de mobilisation de la flexibilité de consommation, et vice-versa. Les analyses des *Futurs énergétiques 2050* avaient mis en évidence la concurrence forte entre ces deux types de solutions, qui est confirmée par les nouvelles études du Bilan prévisionnel. D'un côté, le déploiement de la flexibilité de la demande peut présenter des coûts limités s'il est intégré d'emblée dans la conception des équipements et des bâtiments et des enjeux moindres de consommation de matériaux. De l'autre, il nécessite un engagement de la part des consommateurs qui n'est pas toujours acquis et peut se confronter à diverses difficultés pratiques (capacité à piloter la recharge pour des utilisateurs n'ayant pas de bornes à domicile, etc.). Les analyses du Bilan prévisionnel en tiennent compte, en considérant que le gisement théorique de flexibilité de la demande pourrait ne pas être utilisé à son maximum : dans ce contexte, le déploiement de batteries stationnaires peut apparaître pertinent en complément de la flexibilité de la demande, comme cela est intégré dans le bouquet de référence (environ 6 GW).

Les batteries étant par nature des outils pouvant rendre de multiples services (réglage de fréquence ou de tension, réduction de congestion réseaux, facilitation du raccordement, maximisation de l'autoconsommation), un développement plus important que celui estimé dans le Bilan prévisionnel pour des raisons autres que l'équilibre offre-demande est possible.

LES INDICATEURS DE DÉVELOPPEMENT DES FLEXIBILITÉS DE LA DEMANDE

		2023	2030 – 1 Prolongement de la tendance actuelle	2030 – 2 Trajectoire médiane de référence	2030 – 3 Trajectoire haute	2035 – 2 Trajectoire médiane de référence
Résidentiel	Consommateurs disposant d'offres tarifaires valorisant la flexibilité des usages – Statiques	~10 millions (HP/HC)	13 millions	14 millions	15 millions	15 millions
	Consommateurs disposant d'offres tarifaires valorisant la flexibilité des usages – Dynamiques	~270 000 (offres TEMPO)	400 000	500 000	700 000	600 000
	Consommateurs disposant d'offres d'effacement explicites	~200 000	Entre 200 000 et 600 000	Entre 400 000 et 1,5 million	Entre 900 000 et 3 millions	Entre 600 000 et 2 millions
Tertiaire	Bâtiments de plus de 1000 m² équipés d'installations de gestion technique (GTB)	30 000	40 000	60 000	120 000	300 000
Transports	Véhicules légers pilotés et modes de pilotage (Part naturelle / Part tarifaire / Part dynamique / Part V2G)	~450 000	3,4 millions	6 millions	7 millions	13 millions
	Bornes de recharge pilotables – pour véhicules légers		Entre 3 et 7 millions	Entre 6 et 12 millions	Entre 7 et 15 millions	Entre 12 et 27 millions
	Bornes de recharge pilotables – pour véhicules lourds		~ 25 000	~ 50 000	~ 50 000	~ 130 000
Industrie	Volume d'effacements industriels* (*volume tel que certifié dans l'actuel mécanisme de capacité)	~ 3 GW	3,1 GW	3,5 GW	4 GW	4 GW
Hydrogène	Degré de flexibilité des électrolyseurs (Électrolyseurs en bande non effaçable / Électrolyseurs effaçables ponctuellement / Électrolyseurs flexibles)	-				
	Infrastructures de stockage d'hydrogène	-	~ 0,8 GW_{PCI} de vaporeformage en back-up	~ 0,7 GW_{PCI} de vaporeformage en back-up; 12 000 tonnes de stockage en cavités salines; 30 tonnes de stockage surfacique	~ 0,7 GW_{PCI} de vaporeformage en back-up; 20 000 tonnes de stockage en cavités salines; 30 tonnes de stockage surfacique	~ 0,7 GW_{PCI} de vaporeformage en back-up; 80 000 tonnes de stockage en cavités salines; 80 tonnes de stockage surfacique

10 Le devenir du parc thermique : vers un soutien d'extrême pointe qui ne nécessite pas la construction de nouvelles centrales fossiles

Le Bilan prévisionnel fournit des éléments de réponse aux deux grandes interrogations sur l'avenir du parc thermique utilisant des combustibles fossiles : (1) à quelle vitesse peut-on fermer le parc existant, et (2) faut-il construire de nouvelles unités pour assurer le « back-up » des renouvelables ?

1 Au cours des prochaines années, la fermeture définitive des deux dernières centrales au charbon dépendra de certains objectifs sur la production nucléaire

La production à base de charbon en France est désormais anecdotique. Même au plus fort de la crise de disponibilité du nucléaire et de l'envolée des prix du gaz en 2022, les centrales n'ont pas atteint leurs plafonds de fonctionnement et n'ont assuré que 0,6 % de la production nationale. Ce volume a encore vocation à diminuer au cours des prochaines années. Les émissions associées (2,8 $MtCO_2$ en 2022) restent ainsi très limitées par rapport aux enjeux de décarbonation traités dans ce Bilan prévisionnel (potentiel de décarbonation par l'électrification d'environ 30 $MtCO_2$ en 2030).

La fermeture définitive des deux dernières centrales au charbon, qui contribuent encore à diminuer le risque pour la sécurité d'approvisionnement ainsi que son reflet dans les prix de marché, peut être envisagée dans un cadre strict :

- dans la continuité des précédents diagnostics, la centrale de Cordemais reste nécessaire pour la sécurisation de l'alimentation du Grand Ouest tant que l'EPR de Flamanville n'a pas atteint son fonctionnement nominal ;
- dans un contexte qui reste tendu du point de vue de l'équilibre offre-demande national, la fermeture de Saint-Avold pourrait dépendre du rétablissement d'une forte disponibilité du parc nucléaire l'hiver.

La prolongation de leur exploitation constituerait une assurance supplémentaire durant la période de « sortie de crise ». Elle est compatible avec des durées de fonctionnement réduites, sans excéder le plafond réglementaire pour les prochaines années.

Les centrales à gaz et turbines à combustion actuelles demeurent quant à elles nécessaires pour la sécurité d'approvisionnement.

2 À moyen terme, un besoin de centrales thermiques additionnelles apparaît dans certaines configurations, mais peut être évité ou limité dans d'autres

Dans les *Futurs énergétiques 2050*, les scénarios comprenaient pour la plupart la construction de nouveaux moyens thermiques décarbonés capables de répondre à compter de 2040 de manière fiable à des besoins très ponctuels mais sur des périodes longues. Dans le Bilan prévisionnel 2023, ce besoin est anticipé à l'horizon 2030, du fait de l'accélération des objectifs de décarbonation.

Le volume de capacités thermiques additionnelles nécessaires pour assurer la sécurité d'approvisionnement dépend des configurations. Dans le scénario « A-ref », **il est possible de fermer définitivement les dernières centrales charbon et d'éviter la construction de nouvelles unités en cas de rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire à un niveau élevé** (55 GW au minimum durant l'hiver) **ou de développement poussé de la sobriété** (« A-bas »). Il est également possible de limiter le besoin de capacités additionnelles en cas de développement massif de nouveaux stockages hydrauliques (STEP) disposant de réservoirs importants.

À défaut, un besoin de capacités additionnelles (maintien de capacités actuelles ou construction de nouvelles unités) existe, à hauteur de quelques gigawatts.

3 Ce besoin se limite à quelques gigawatts au maximum, pour des centrales de pointe ou d'extrême-pointe avec de faibles durées de fonctionnement : il peut être couvert sans construire de nouvelles centrales utilisant des combustibles fossiles

À l'horizon 2030, les besoins de capacités thermiques additionnelles identifiées pour la sécurité d'approvisionnement portent sur un nombre d'heures faible en moyenne, mais très variable selon les années (durées faibles voire nulle la plupart des années, mais jusqu'à plusieurs jours consécutifs certaines années en cas d'épisodes extrêmes).

Les caractéristiques des centrales pouvant y répondre diffèrent de celles des anciennes centrales thermiques françaises, construites dans les années 1960-1970 avec la perspective de fonctionner plusieurs milliers d'heures par an, et dès lors peu adaptées à une utilisation en extrême pointe.

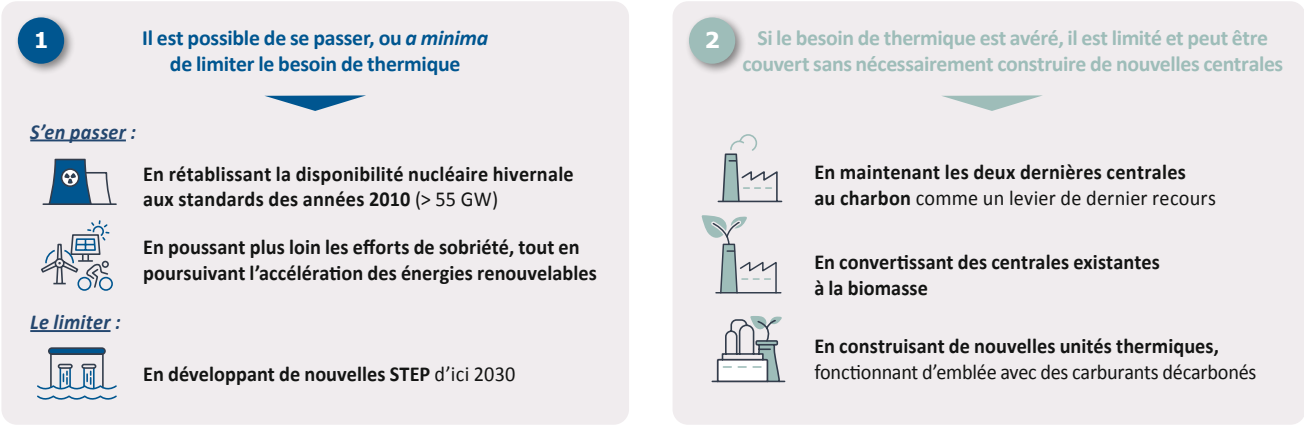
Elles permettent en revanche d'envisager l'utilisation de combustibles décarbonés (biomasse, hydrogène ou dérivés pouvant être stockés) sans que cela ne conduise à capter une part trop importante de la ressource en biomasse (ou de la production d'électricité dans le cas des carburants de synthèse).

D'ici 2030, trois solutions – toutes compatibles avec la loi actuelle – permettraient d'augmenter le potentiel de capacité thermique, sans augmenter les émissions de gaz à effet de serre :

- maintenir les deux dernières centrales au charbon, en les conservant le cas échéant comme un levier de dernier recours ;
- convertir les centrales existantes à des combustibles bas-carbone, comme cela est déjà testé à Cordemais (biomasse) et pourrait l'être à Saint-Avold. Les exploitants disposent de projets de conversion, mais leur réalisation présente encore des incertitudes sur les plans technique (capacité à atteindre des niveaux élevés d'intégration de biomasse), économique (modèle d'affaires reposant sur un faible nombre d'heures de fonctionnement) et environnemental (caractère limité de la ressource en biomasse et nécessité d'en réserver l'usage aux usages pour lesquels il n'existe pas d'alternative bas-carbone) ;
- construire de nouvelles unités thermiques fonctionnant d'emblée l'utilisation de carburants décarbonés. Le défi principal porterait alors sur les échéances (7 ans), ce qui peut être atteint pour de petites unités mais demeure exigeant. La concertation a fait émerger différentes options technologiques possibles pour y parvenir.

Dans tous les cas, **il est possible de maintenir la sécurité d'alimentation sans construire de nouvelles centrales qui fonctionneraient au gaz fossile** (même avec la perspective d'une conversion ultérieure).

Figure 20 Profondeur du besoin de thermique en fonction des actions conduites sur les autres paramètres



11 La décarbonation du mix énergétique européen a des conséquences importantes pour le dimensionnement et le fonctionnement du système électrique français

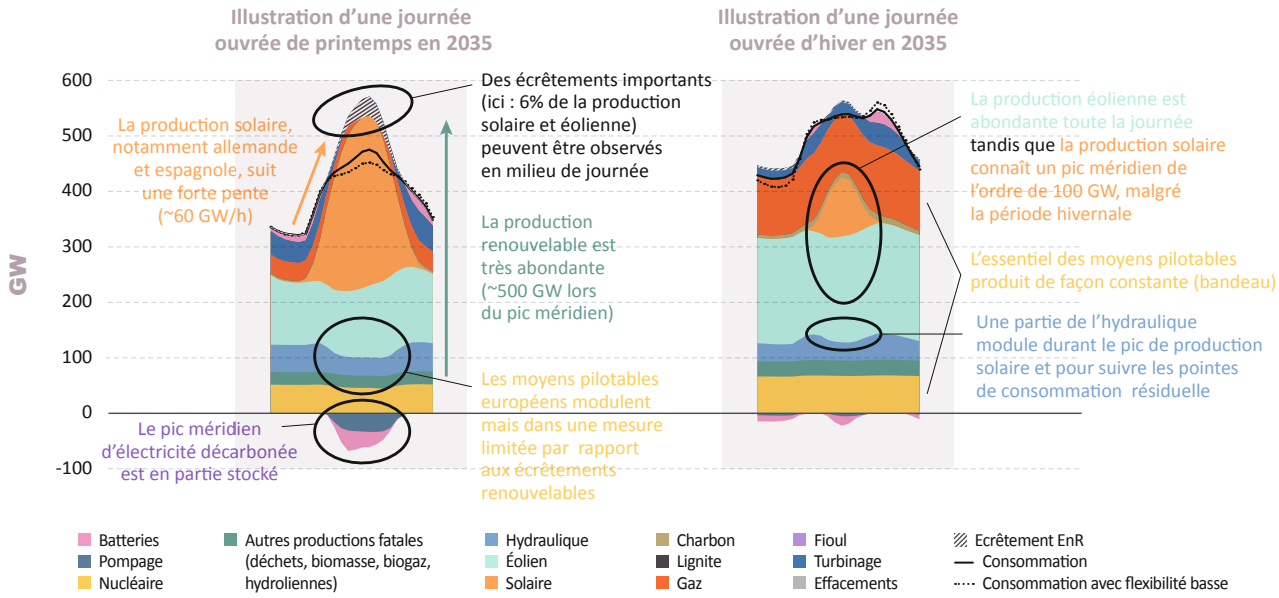
1 Les rythmes de transformation du système électrique envisagés dans les pays voisins sont encore plus rapides qu'en France. Cela a des impacts importants sur la gestion de l'équilibre offre-demande qui doit tenir compte de l'interconnexion du système européen

La sortie des énergies fossiles ne constitue pas une problématique uniquement française : tous les pays européens sont engagés dans des stratégies de décarbonation profonde qui se précisent peu à peu. Celles-ci possèdent de nombreux points communs (efficacité énergétique, électrification rapide des usages, accélération sur les renouvelables) mais aussi quelques différences (mobilisation de la sobriété, hydrogène importé ou produit localement, recours ou non au nucléaire, préférence pour le solaire plutôt que l'éolien, ou l'inverse, etc.).

Les transformations visées par les autres pays sont, sur certains points, encore plus rapides que pour la France :

- les trajectoires de consommation d'électricité (y compris pour l'hydrogène) des pays voisins font apparaître une croissance cible de près de 60 % d'ici 2035 contre environ 35 % pour la France. Ceci s'explique par une part de l'électricité initialement plus faible qu'en France ainsi que par une mobilisation souvent moindre des changements de modes de vie (la notion de sobriété est, par exemple, largement absente des stratégies énergétiques de la plupart des pays européens) ;
- la production renouvelable doit quasiment tripler en Europe d'ici 2035 et certains pays présentent des rythmes de développement plus rapides qu'en France : l'Allemagne parie sur le fait de développer jusqu'à 20 GW/an de photovoltaïque tandis que le Royaume-Uni vise à quadrupler le rythme de développement de l'éolien en mer pour atteindre 50 GW en service en 2030.

Figure 21 Exemples de fonctionnement du système européen en 2035



Ces évolutions, si elles se confirment, auront un impact direct sur la gestion de l'équilibre offre-demande en France, compte tenu du caractère fortement interconnecté du système électrique. La modélisation du Bilan prévisionnel intègre de longue date une description précise de l'évolution du mix dans les pays voisins ainsi que l'étude de différentes configurations, afin d'en anticiper les conséquences sur le fonctionnement du système électrique français.

2 Si l'évolution du mix renforce l'intérêt des interconnexions pour optimiser le fonctionnement du système électrique européen, leur développement peut se faire sans créer de dépendance supplémentaire pour la France

Les interconnexions, en permettant une mutualisation des moyens, font partie des leviers qui contribuent à apporter de la flexibilité et à optimiser le fonctionnement du système électrique européen : à long terme, celui-ci pourra ainsi alterner entre des situations d'export nord-sud (cas de forte production éolienne en mer du Nord) et des situations d'export sud-nord (cas de forte production solaire en Espagne, Portugal et Italie). Le développement des interconnexions constitue donc un levier important pour accompagner l'évolution du mix et devra se poursuivre, en tenant compte des contraintes industrielles, financières, politiques et sociétales.

Ce développement ne se traduit toutefois pas par une plus forte dépendance de la sécurité d'approvisionnement française aux interconnexions. **Dans le Bilan prévisionnel 2023, les prudences retenues sur le niveau de sécurité d'approvisionnement dans les pays voisins conduisent à une stabilité de la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement à long terme : même en développant des capacités d'échange, la France ne sera pas davantage dépendante des politiques énergétiques des pays voisins.** Ces prudences ont un coût car elles conduisent à renforcer la nécessité de moyens thermiques en France mais elles répondent à une volonté exprimée de plus forte de souveraineté du système électrique français.

Dans le débat public, certains acteurs vont jusqu'à proposer de considérer une contribution nulle des interconnexions. Outre qu'elle nierait la réalité du fonctionnement du système électrique, une telle stratégie conduirait à accroître encore (de 10 à 15 GW) le volume de moyens de flexibilités additionnels à construire dès les prochaines années, au prix d'un surcoût majeur.

3 Si elle maximise le développement de la production d'électricité bas-carbone, la France peut conserver une situation de grande exportatrice d'électricité qui contribue à limiter sa facture énergétique

La France est un pays structurellement exportateur d'électricité depuis de nombreuses années. L'année 2022 a été marquée exceptionnellement par des imports nets pour pallier la faible disponibilité du nucléaire, mais la France retrouvera une situation d'exportatrice d'électricité dès 2023.

Les scénarios décrits dans le Bilan prévisionnel tendent à prolonger cette tendance, en prévoyant une croissance de la production d'électricité bas-carbone du même ordre de grandeur que celle de la consommation, ce qui conduit à conserver un solde d'export net dans les scénarios de référence.

Cette stratégie a de nombreuses vertus. En premier lieu, le maintien d'un socle de production d'électricité bas-carbone plus important que la consommation permet de se prémunir contre d'éventuels aléas (retard dans les renouvelables ou l'efficacité, aléas sur des réacteurs nucléaires). Sur le plan climatique, elle permet de valoriser la production d'électricité bas-carbone de la France et d'éviter de la production carbonée ailleurs en Europe. Enfin, sur le plan économique, **la valorisation des exports d'électricité permet de limiter la facture énergétique de la France, en générant plusieurs milliards d'euros de bénéfices chaque année. En ce sens, le maintien d'un système d'échanges d'électricité au travers du marché européen est un élément très favorable pour l'économie du système électrique français** (voir enseignement n° 15).

LES FACTEURS DE RÉUSSITE
relatifs à l’économie
du système électrique

12 L'électrification permet une amélioration de la souveraineté énergétique et une forte baisse du déficit commercial de la France

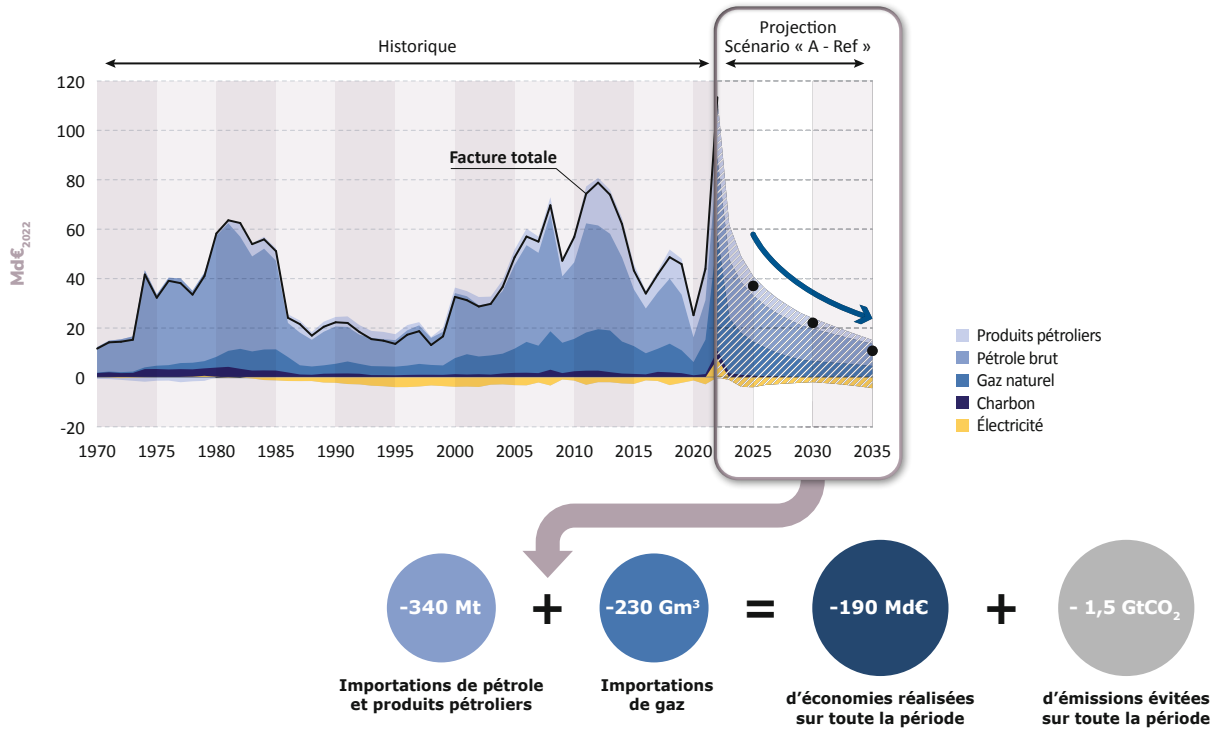
1 La facture des énergies fossiles (pétrole, gaz) constitue aujourd'hui le premier poste du déficit commercial de la France

Entre 2010 et 2019 (avant la crise sanitaire et hors crise énergétique), la facture énergétique de la France a oscillé entre 25 et 80 milliards d'euros par an. En 2022, l'augmentation du prix des énergies fossiles l'a même portée à 116 milliards d'euros. La France consacre ainsi chaque année entre 1 et 5 % de son PIB à l'import de combustibles fossiles.

Depuis les années 1970, cette balance commerciale varie très largement au gré des fluctuations des cours du pétrole : aux prix élevés de la fin des années 1970 et du début des années 1980 (chocs pétroliers) a succédé une détente marquée à compter de 1985, avec des prix bas tout au long des années 1990. Les prix ont augmenté à partir des années 2000, avec des pics en 2008, entre 2010 et 2015, puis une envolée à partir de 2021.

La situation actuelle de la France, avec un mix énergétique composé à 60 % d'énergies fossiles, pose donc un double problème : celui du niveau, fortement déficitaire, de la balance commerciale, et celui de sa très forte volatilité. **La transition énergétique va permettre de sortir de cette situation de dépendance.**

Figure 22 Historique et projections de la facture énergétique (hors bioénergies)



2 L'électrification des usages participera de la forte réduction de la facture énergétique de la France

Le scénario A du Bilan prévisionnel décrit une configuration de réussite de la stratégie énergétique poursuivie par les pouvoirs publics, qui repose notamment sur le renforcement de l'efficacité énergétique, l'électrification des usages et le développement des bioénergies. Cette stratégie peut produire des effets importants, dès lors que de réels transferts d'usage sont engagés, dans le secteur des transports (voitures et camions électriques, premiers électro-carburants à la place du kérosène pour le transport aérien dans le cas où ceux-ci sont produits en France) et celui du bâtiment (remplacement des chaudières au fioul et au gaz par des solutions de chauffage bas-carbone).

Les trajectoires étudiées montrent que la France pourrait économiser jusqu'à 340 millions de tonnes de produits pétroliers, et 230 milliards de m^3 de gaz en cumulé à l'horizon 2035, en menant à bien cette transformation.

Au-delà d'une réduction de la dépendance physique aux pays producteurs d'hydrocarbures, le scénario A conduit à des économies considérables sur la balance commerciale, mais qui ne se dégagent que progressivement.

D'ici 2025, le principal déterminant de la facture énergétique demeure le niveau du prix des énergies fossiles et le niveau de consommation globale de la France. Cette échéance est en effet trop proche pour que la stratégie d'électrification puisse produire des effets importants sur les consommations de produits pétroliers pour les transports ou de gaz pour le chauffage. De même, les réinvestissements dans l'appareil industriel ne produiront des effets concrets qu'à compter de la fin de la décennie 2020. En revanche, la France a retrouvé en 2023 sa position d'exportatrice d'électricité, qui contribue usuellement de manière positive à la balance commerciale, même si ce montant reste faible par rapport au coût des imports d'énergies fossiles.

À moyen terme (2030 et 2035), il apparaît possible de réduire de manière très significative la facture énergétique. La trajectoire de décarbonation considérée dans les scénarios d'atteinte des objectifs permettrait de diviser la facture énergétique par deux par rapport à 2019, et de retrouver durant la décennie 2030 un niveau de la balance commerciale des échanges d'énergie du même niveau que celui des années 1990.

L'électrification des usages participerait donc, sur le plan macroéconomique, à une véritable rupture dans l'évolution de la balance commerciale d'échanges d'énergie de la France. L'électrification permettrait ainsi de réduire la facture de 5 à 10 milliards d'euros à l'horizon 2030-2035.

Dans tous les cas, les dépenses énergétiques complètes des Français dépendront de moins en moins du prix des hydrocarbures et de plus en plus des coûts du système électrique et de la compétitivité des prix qui leur seront effectivement facturés (voir enseignements 14 et 15).

3 Les investissements dans le système électrique doivent être rapportés aux gains très significatifs sur la facture énergétique qu'ils permettent

La forte croissance des investissements dans le secteur électrique ou dans les équipements électriques doit être mise en regard de ces gains très significatifs sur la balance commerciale.

Dans une période de prix du pétrole et du gaz élevés, la bascule vers un système énergétique bas-carbone reposant bien plus qu'aujourd'hui sur l'électricité est en effet susceptible de générer des économies importantes à long terme.

En revanche, **pour que cette transition soit la plus bénéfique possible sur le plan de la balance commerciale, elle doit être couplée à une politique de réindustrialisation et de (re)localisation des chaînes de valeur des équipements de la transition énergétique.**

13 Des investissements massifs nécessaires, mais une perspective d'augmentation des coûts du système électrique contenue au cours des prochaines années

1 Les besoins d'investissements à court-moyen terme dans le système électrique sont massifs

Dans les *Futurs énergétiques 2050,* RTE a montré que la trajectoire d'évolution du coût complet du système électrique en France pouvait être contenue, malgré une forte croissance des d'investissements. Ce résultat repose notamment sur la compétitivité des réacteurs nucléaires existants et de leur prolongation, et sur l'investissement dans les technologies renouvelables les plus matures.

Pour atteindre des objectifs climatiques plus ambitieux en 2030 et diminuer la dépendance énergétique de la France aux énergies fossiles, ces investissements doivent être accélérés, dans la production comme dans les réseaux. Par ailleurs, des dépenses importantes doivent être engagées dès la décennie 2020 pour construire des moyens de production (réacteurs nucléaires, éoliennes en mer) et des réseaux qui n'entreront en service qu'après 2035.

Le système électrique fait donc face à un besoin massif d'investissement dans les prochaines années. Rien que pour la production d'électricité et les flexibilités, hors réseaux, le besoin d'investissement est évalué entre 25 à 35 milliards par an à l'horizon 2030-2035, ce qui représente de l'ordre d'un triplement par rapport aux dix dernières années.

Dans un système à coûts essentiellement fixes, confronté à une forte croissance des investissements dans des équipements très capitalistiques et à un modèle de financement par la dette, la maîtrise des coûts de financement constitue un déterminant essentiel des coûts futurs de l'électricité. RTE confirme sa conclusion de 2021 : **un encadrement public fort apparaît indispensable pour sécuriser les opérateurs face aux risques et réduire leurs coûts de financement, dans les renouvelables comme dans le nucléaire ou les réseaux.**

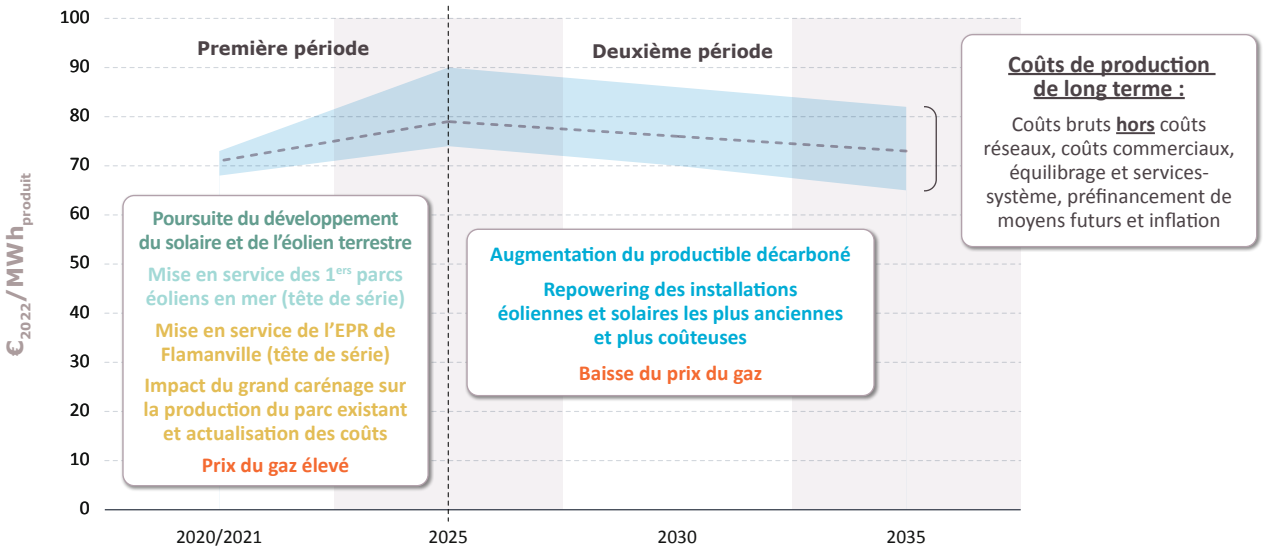
2 Le coût complet de production d'électricité en France est évalué en hausse modérée par rapport aux dernières estimations, mais demeure contenu malgré la croissance des investissements

Ce besoin massif d'investissements s'accentue au moment précis où la crise énergétique perturbe les chaînes d'approvisionnement, et où des goulets d'étranglement apparaissent face aux besoins simultanés des pays engagés dans la transition.

Les trajectoires actualisées sont plus élevées que celles des *Futurs énergétiques 2050,* en raison d'un triple effet :

- une réévaluation à la hausse des coûts unitaires des moyens de production et de flexibilité, du fait de l'inflation générale mais également de l'inflation propre à certaines filières électriques (renouvelables, batteries) ou de l'augmentation du coût du nucléaire existant ;
- l'évolution de la composition du « bouquet renouvelable » français en faveur du photovoltaïque sur toitures (au détriment des parcs au sol, hors agrivoltaïsme), ou de l'éolien en mer loin des côtes (ce qui renchérit le raccordement et les fondations et réduit le potentiel de l'éolien posé au profit du flottant, plus onéreux). La plus forte acceptabilité d'un « mix renouvelable » reposant sur ces principes semble confortée par le cadre défini dans la loi d'accélération des renouvelables, les débats parlementaires qui ont accompagné sa discussion, ou les débats publics locaux ;
- l'accélération de la trajectoire de décarbonation et de la réindustrialisation, qui implique de produire davantage d'électricité décarbonée dès 2030.

Figure 23 Indice de compétitivité de la production d'électricité en France dans le scénario «A-réf»



Toutefois, rapporté à la production d'électricité (coût en €/MWh), la hausse reste limitée. Cette augmentation est concentrée durant la période actuelle, où se cumulent plusieurs facteurs : mise en service des premiers parcs éoliens en mer (nettement plus onéreux que les suivants) et du réacteur EPR de Flamanville (dont les coûts sont très élevés du fait de son statut de tête de série et du retard accumulé dans sa construction), et réévaluation à la hausse des coûts du nucléaire historique, notamment consécutive à la diminution de son productible. Cette évaluation s'entend hors préfinancement des infrastructures futures, qui, dans le modèle actuel, est porté par les opérateurs *via* l'endettement et rémunéré dans un second temps tout au long de la durée de vie de l'actif.

Dans le même temps, les coûts du réseau sont également amenés à évoluer au cours des prochaines années. L'enseignement n°9 des *Futurs énergétiques 2050* avait déjà mis en avant la nécessité de redimensionner rapidement les réseaux électriques pour rendre possible la transition énergétique.

3 La stratégie française sur le mix maintient une forte compétitivité de l'électricité produite en France par rapport aux autres pays européens

En comparaison avec les pays européens voisins, les coûts de production en France demeurent très compétitifs. **À titre d'exemple, le coût complet de la production de l'électricité en Allemagne est de l'ordre de deux fois supérieur à la France** (la différence essentielle tenant au nucléaire historique). Cette différence ne se traduit pas dans les prix de marché, une partie des coûts se retrouvant dans la fiscalité, concentrée sur les ménages.

Ces coûts sont en revanche plus élevés que ceux de pays hors d'Europe ayant accès à des ressources naturelles domestiques abondantes et bon marché. Ceci justifie une approche spécifique pour l'industrie, permettant à l'Europe d'attirer des investissements dans les secteurs stratégiques alors que la Chine et les Etats-Unis subventionnent leur industrie.

14 Les prix de l'électricité sur les marchés de gros et les marchés à terme ne reflètent pas les caractéristiques économiques et environnementales du mix de production français

1 Du fait de son caractère largement décarboné, le système électrique français est exposé à un désalignement important entre les prix de marché et les coûts de production, dès lors que le prix du gaz est élevé

En raison de la crise énergétique, les caractéristiques du fonctionnement du marché européen de l'électricité et des modes de régulation du prix pour le consommateur (ARENH, tarifs réglementés de vente, amortisseurs) ont fait l'objet d'une attention médiatique renforcée.

Notamment, l'idée selon laquelle les prix de l'électricité sur les marchés de gros seraient « indexés sur ceux du gaz » soulève une incompréhension générale au sein du grand public.

En réalité, le prix de l'électricité n'est pas formellement indexé sur celui des énergies fossiles mais dépend de l'équilibre européen entre production et consommation, à chaque instant. Lorsque des centrales à gaz ou charbon sont nécessaires pour assurer cet équilibre, le prix de l'électricité dépend du prix de leurs combustibles fossiles. Le prix de l'électricité ne reflète donc actuellement pas le coût complet moyen de production du mix français mais la moyenne, au cours du temps, des coûts variables de la centrale la plus chère en fonctionnement.

Il s'agit d'une problématique structurelle : les études de RTE montrent que **les prix des marchés de gros devraient demeurer déterminés plus de 75 % du temps par le coût variable des filières thermiques (et, par conséquent, par le prix du gaz, du charbon et du CO_2), alors même que la production d'électricité française serait assurée à plus de 95 % par des filières décarbonées – renouvelables et nucléaire – caractérisées par de faibles coûts variables.**

2 En 2022 et 2023, les craintes sur la sécurité d'approvisionnement ont conduit, en France, à une déconnexion entre les prix sur les marchés à terme et le prix d'équilibre correspondant aux fondamentaux

La variabilité exceptionnelle des prix sur les marchés à terme constatée depuis plusieurs mois ne s'explique pas uniquement par celle du prix du gaz. **En période de crise, la formation du prix sur les marchés à terme peut intégrer une prime de risque qui traduit une aversion au risque et des biais d'anticipation des acteurs de marché.**

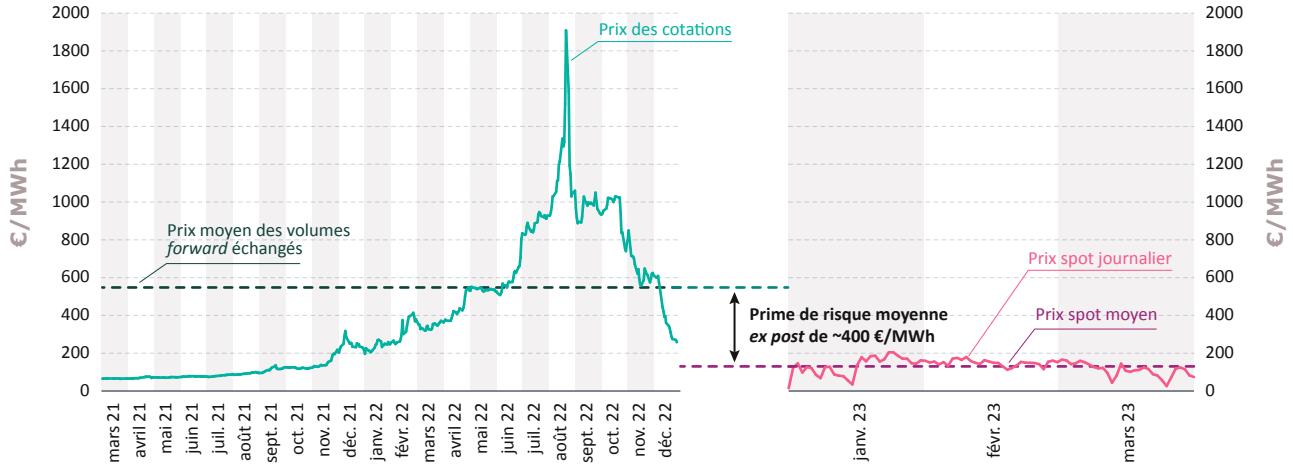
Durant l'hiver 2022-2023, ce premium a reflété le niveau de risque de tension sur la sécurité d'approvisionnement voire de pénurie, tel que l'ont perçu les acteurs. Il a poussé les acheteurs à s'approvisionner à des prix très élevés, même si ces craintes ne se sont pas concrétisées. Cet effet a été particulièrement visible en France, avec un premium compris entre 200 et 400 €/MWh.

Il en résulte un paradoxe : en 2023, la France est l'un des pays où le prix des marchés journaliers de l'électricité est le moins cher, alors que les prix à terme y sont plus élevés que dans les Etats voisins. Or, ce sont ces prix à terme qui déterminent, *in fine,* les factures d'électricité.

Au regard des fondamentaux technico-économiques, les primes de risque observées sur les prix à terme de l'électricité en France en 2022 et 2023 apparaissent **largement surévaluées par rapport aux risques réels sur la sécurité d'approvisionnement.**

Cette prime de risque retrouve des niveaux cohérents avec les fondamentaux mais dépendra des craintes perçues par les acteurs pour les prochains hivers, ou de leur confiance dans les perspectives d'amélioration de la disponibilité du parc nucléaire. Le maintien

Figure 24 Évolution des prix des contrats à terme *(forward)* pour livraison au premier trimestre 2023 et le prix spot, comparaison aux prix spot réalisés au cours du premier trimestre



Source : EEX, calculs : RTE

d'une prime de risque modérée pourrait être favorisé si la France conserve certains moyens de pointe, même s'ils fonctionnent très peu, ou si l'amélioration de la disponibilité du nucléaire se confirme.

3 Les consommateurs français bénéficient de protections par rapport aux prix de marché, auxquels ils ne sont pas intégralement exposés

L'attention médiatique consacrée à l'envolée des prix de marché a conduit à des confusions sur la nature des prix acquittés par les consommateurs. **Depuis une douzaine d'années, le dispositif d'ARENH permet au consommateur français de se désensibiliser en partie des prix de marché de gros.** Il bénéficie à tous les consommateurs, quels que soient leurs fournisseurs, puisqu'une partie de leur approvisionnement est assurée par le parc nucléaire à un prix régulé par la puissance publique.

Le reste de l'approvisionnement des consommateurs est réalisé aux prix de marché. Les consommateurs ayant renégocié leur contrat au cours de l'année dernière ont ainsi été exposés, parfois pour des montants importants, à l'envolée des prix de marché. Celle-ci se diffuse de manière lente dans l'économie, au fur et à mesure que les contrats arrivent à échéance.

Depuis la crise énergétique, les consommateurs résidentiels bénéficient en outre d'un bouclier tarifaire qui modère encore plus la facture. Même si celui-ci a été réévalué plusieurs fois, il demeure très compétitif par rapport aux autres pays européens. Les professionnels éligibles bénéficient également d'un amortisseur.

L'ARENH a été institué en 2010 et expire en 2025. Il pose aujourd'hui plusieurs difficultés : peu modifié depuis sa mise en œuvre malgré l'inflation, la diminution de production nucléaire et le développement de la concurrence, il ne protège qu'insuffisamment les consommateurs lors des envolées des prix et sa part régulée (hors écrêtement) ne couvre pas les coûts de l'opérateur historique.

L'Etat a engagé des travaux pour proposer un nouveau cadre, avec la volonté de faire correspondre les coûts réels de production et les prix acquittés par le consommateur. Les analyses du Bilan prévisionnel permettent d'en confirmer la nécessité, sauf à augmenter le coût de l'électrification des usages, notamment pour les industries soumises à la concurrence internationale et à freiner le rythme de transformation de l'économie française.

15 Pour réussir la décarbonation de son économie, la France doit rester intégrée au marché européen, mais l'accompagner d'un cadre permettant aux consommateurs de bénéficier de la compétitivité des coûts de production

1 Le désalignement entre prix de marché et coûts de production en France apparaît pérenne

L'analyse prospective montre que le désalignement entre les prix de marché de gros et les coûts de production en France devrait persister au moins à court terme. En raison du remplacement rapide de la quasi-totalité des importations de gaz (par canalisation) depuis la Russie par du GNL venu de différentes régions du monde, le prix du gaz en Europe, et dans son sillage, celui de l'électricité sur les marchés de gros, devraient demeurer durablement plus élevés que dans les années 2010.

Pour autant, l'analyse ne permet pas d'invalider la possibilité de régimes de prix bas, en cas de faibles demandes électrique et gazière en Europe (situation de crise prolongée) combinée à une baisse importante du prix du gaz et à une augmentation rapide de la production d'électricité bas-carbone (nucléaire français revenu à ses niveaux d'avant 2019 et progression continue des renouvelables). Cette configuration est néanmoins moins probable vu d'aujourd'hui.

La tendance haussière des prix de gros s'accompagne toujours d'une forte volatilité des prix de marché. Alors que les coûts de production d'électricité en France sont relativement stables, les prix sont plus difficiles à anticiper : ils dépendent des fluctuations du prix des énergies fossiles, mais également des contraintes de transit sur les réseaux électriques entre et au sein des pays, de l'évolution de la production et de la consommation des pays européens et du comportement des acteurs de marché.

Il n'y a donc aucune perspective réelle de résorption de l'écart entre les coûts de production français et les prix de l'électricité à moyen terme par le seul jeu du marché de gros actuel.

2 Différents cadres de régulation peuvent être envisagés pour remédier à cette situation et permettre que les prix proposés soient cohérents avec les coûts du mix de production français

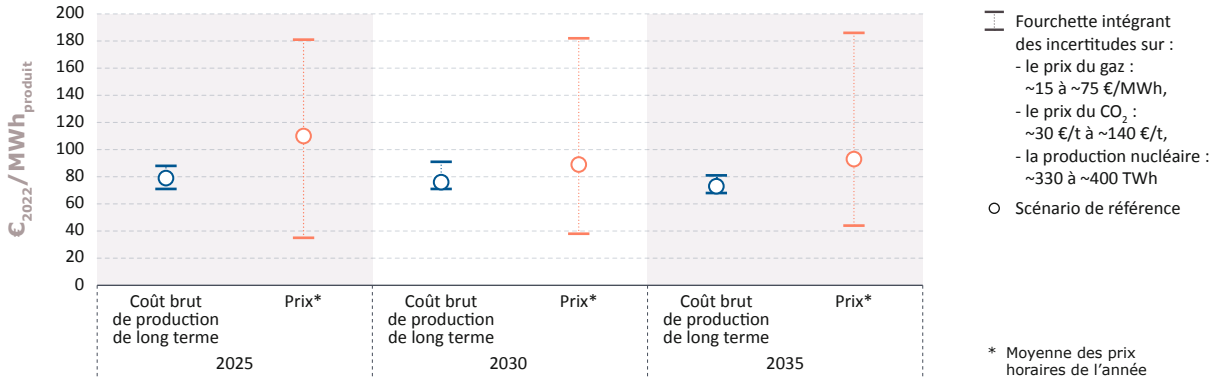
Faire perdurer une situation où les moyens fossiles occupent une place très limitée dans le mix mais sont « faiseurs de prix » durant l'essentiel du temps n'apparaît ni compréhensible ni soutenable au vu du cours des énergies fossiles.

Cette situation conduit à une incertitude préjudiciable au déclenchement des investissements, à la fois à l'amont (production) et à l'aval (équipements électriques nécessaires à la décarbonation et à la réindustrialisation). La nature très capitalistique des projets en jeu plaide pour disposer d'une plus grande visibilité sur les conditions de prix au cours des prochaines années.

Si l'électricité ne peut être tarifée à hauteur de son coût, les investissements nécessaires à l'atteinte des objectifs du scénario A pourraient ne pas être déclenchés, notamment pour les activités sensibles à la concurrence internationale (réindustrialisation, développement de l'hydrogène ou des électro-carburants), le développement des véhicules électriques ou celui des pompes à chaleur.

Une réforme de marché permettant d'améliorer l'alignement entre les coûts complets du système électrique français et les prix payés par les consommateurs apparaît donc nécessaire. Ses modalités, et notamment l'équilibre entre régulation publique et contrats de long terme privés, font actuellement l'objet de débats qui ne sont pas l'objet de ce rapport.

Figure 25 Projection des indicateurs économiques sur l'électricité en France aux horizons 2025, 2030 et 2035



3 « Sortir » du marché européen pour résoudre cette question engendrerait des coûts trop importants

Pour retrouver des prix reflétant les coûts du système français, la possibilité d'une « sortie du marché européen » est parfois présentée comme une solution simple à un problème complexe. Toutefois, ce marché fonctionne de manière satisfaisante pour les échanges quotidiens d'électricité, permet des économies importantes pour tous les pays et contribue de manière significative à la sécurité d'approvisionnement.

Décidée dans les années 1990 et 2000 et structurée par les textes de 1996, 2003, 2009 et 2019, l'européanisation du système électrique a conduit à une intrication des systèmes nationaux largement irréversible à court/moyen terme : **il n'est pas possible, sur le plan opérationnel, de revenir rapidement à une France isolée.** Ceci impliquerait de reconstruire un nombre important de moyens de production de pointe qui seraient très coûteux pour les consommateurs, alors même qu'ils fonctionneraient extrêmement peu. **Cela perturberait également les exports d'électricité, notamment en situation de surplus de production nucléaire.**

Le retour au système des années 1990, fondé sur des échanges transfrontaliers d'électricité de gré à gré entre États ou grands opérateurs nationaux, est également difficile à envisager : bien qu'il ait quitté l'Union européenne, le Royaume-Uni suit par exemple toujours la grande majorité des règles du marché intérieur de l'énergie sans en percevoir tous les bénéfices, et démontre ainsi combien il est en pratique difficile de revenir de leur haut niveau de sophistication.

4 Dupliquer le « dispositif ibérique » en France ne fera pas baisser les prix de marché

Au nom de leur spécificité péninsulaire, l'Espagne et le Portugal mettent en œuvre depuis 2022 un mécanisme spécifique pour limiter les prix de marché : le subventionnement direct des centrales à gaz et au charbon. Ces deux pays ne sont pas sortis du marché européen et ils continuent d'en appliquer les règles sur les échanges et la fixation du prix selon l'unité marginale.

Dupliquer ce dispositif et subventionner les centrales à gaz françaises n'aurait cependant qu'un impact très limité sur les prix de marché en France : ces centrales ne sont en effet que rarement en situation de « fixer le prix » du marché européen.

Pour entraîner un effet réel sur les prix de marché en France, un tel dispositif aurait dû être appliqué aux centrales à gaz des pays voisins. Une action simultanée de tous les pays européens, accompagnée de compensations entre États (y compris hors de l'Union européenne, pour éviter les effets de fuite) serait ainsi nécessaire : cette possibilité a été envisagée durant la crise gazière de 2022, et abandonnée faute d'accord possible.

LES FACTEURS DE RÉUSSITE
relatifs aux stratégies industrielles

16 La France a les moyens de nourrir son ambition de réindustrialisation et de décarbonation de l'industrie grâce à une électricité décarbonée et compétitive, à condition que les grandes zones d'implantation bénéficient des infrastructures nécessaires

Les pouvoirs publics ont placé la réindustrialisation du pays au rang des priorités de leur action. Dans le même temps, l'industrie doit également se décarboner rapidement. Ceci implique un investissement massif dans de nouvelles usines, et de nouveaux besoins en électricité bas-carbone et compétitive. Pour y parvenir, le scénario de référence du Bilan prévisionnel repose sur un triptyque : (1) l'augmentation de la quantité d'électricité bas-carbone disponible pour l'industrie, (2) le reflet du coût de l'électricité produite en France dans les prix de l'électricité, (3) le renforcement du réseau dans les zones industrielles afin d'y maximiser la capacité d'accueil de nouvelles usines.

1 La stratégie industrielle de la France va se traduire par une croissance de la consommation industrielle d'électricité forte et rapide dans quelques zones du territoire

L'électrification des usages concerne tous les secteurs d'activité et sera répartie sur tout le territoire. Pour autant, **dans l'industrie, la hausse de la consommation d'électricité sera particulièrement concentrée et rapide dans un certain nombre de grandes zones industrielles historiques** géographiquement bien identifiées, aujourd'hui fortement consommatrices d'énergies fossiles et émettrices de CO_2.

Dans ces zones, plusieurs dynamiques sont en effet à l'œuvre : une démarche d'électrification des procédés industriels existants, le développement de la production d'hydrogène décarboné en tant que « matière première » (pour réduire le minerai de fer, être utilisé dans des bioraffineries ou pour la production d'électro-carburants) ou l'implantation de nouvelles filières industrielles (batteries, panneaux solaires, etc.).

Toutes ces dynamiques bénéficient d'un soutien de l'État et des collectivités territoriales, qu'elles visent à la décarbonation des usages existants ou au développement de nouvelles filières industrielles.

2 La France a la faculté d'alimenter cette croissance des besoins de l'industrie par une électricité décarbonée et compétitive

Même si les nouveaux besoins électriques sont très importants à l'échelle des zones concernées, ils demeurent raisonnables une fois rapportés à l'échelle nationale : grâce au réseau, il sera possible de mobiliser différentes ressources et **il n'y a pas de risque que les besoins d'électricité de l'industrie soient contrariés par un manque d'offre.** La trajectoire du scénario A intègre ainsi une perspective d'augmentation de 40 % de la consommation d'électricité industrielle, permettant l'atteinte des objectifs fixés par le plan France 2030.

La maîtrise du coût de production dans un scénario reposant sur la prolongation de la durée de vie des réacteurs actuels et le développement des renouvelables matures constitue un atout stratégique pour le développement de la base industrielle française : le coût de l'électricité produite en France figure parmi les plus bas d'Europe, même sans subvention.

Pour cela, les industriels doivent pouvoir avoir accès à une électricité à un prix net reflétant les fondamentaux du système électrique français, quitte à ce qu'il diffère du prix sur les marchés à terme.

Le coût global de l'alimentation en électricité de l'industrie pourrait être encore optimisé si une partie des besoins, et notamment ceux liés à la production d'hydrogène, sont en mesure d'offrir des flexibilités au système électrique.

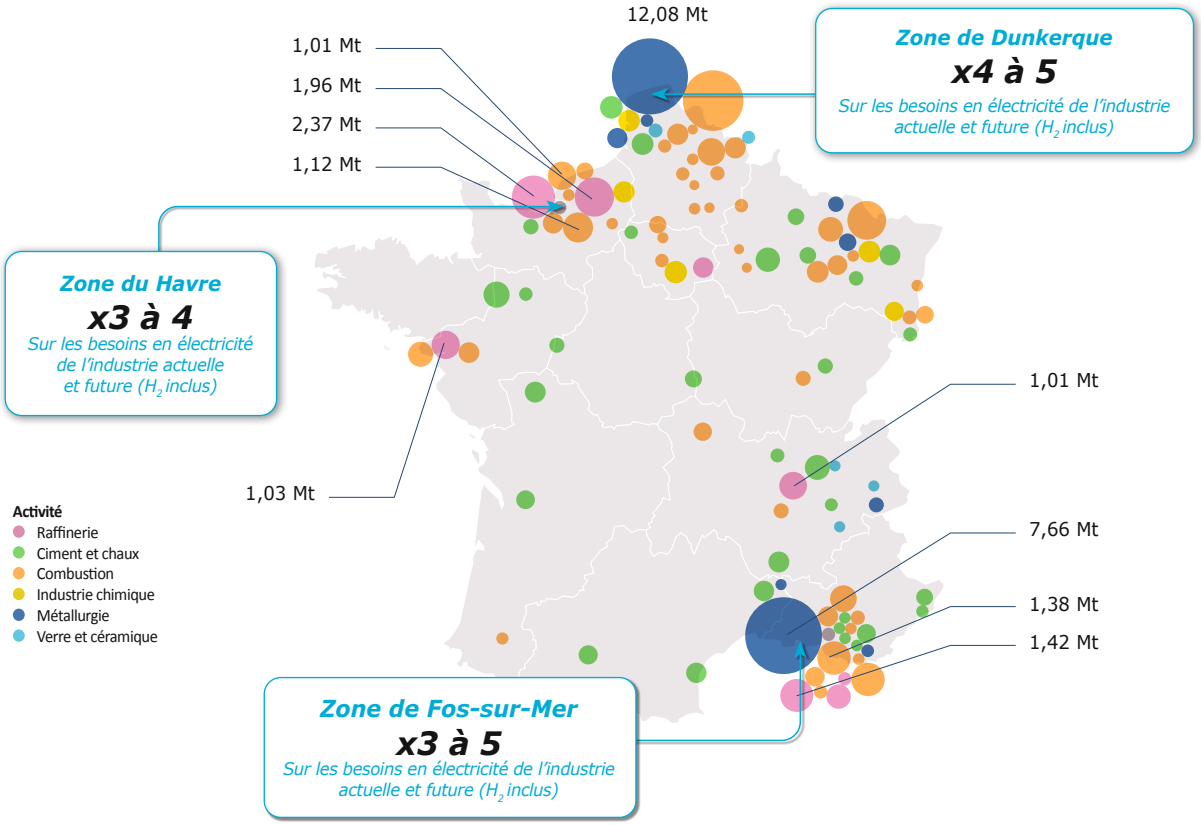
3 Un renforcement rapide du réseau à très haute tension dans les quelques grandes zones précitées constitue une condition nécessaire à la décarbonation de l'industrie

Dès lors que les besoins en électricité de l'industrie sont fortement concentrés dans une dizaine de grandes zones industrielles, le renforcement rapide du réseau électrique qui les alimente constitue une condition de la réussite des politiques publiques de décarbonation et de réindustrialisation.

RTE a d'ores et déjà engagé des moyens importants pour adapter le réseau public de transport dans les trois zones industrialo-portuaires de Dunkerque, de Fos-sur-Mer et du Havre-Port-Jérôme. Il s'agit de créer de nouvelles lignes à 400 000 volts en réutilisant au maximum les couloirs de lignes électriques existantes et en assurant la mise en souterrain de lignes locales de tension inférieure.

Pour sécuriser les investissements industriels dans chacune de ces grandes zones, **il est nécessaire que les ouvrages électriques projetés disposent d'autorisations administratives d'ici la fin de l'année 2025, afin de pouvoir mettre en service ces ouvrages entre 2027 et 2029.** À Dunkerque, la détermination des élus et des services de l'État ainsi que la mobilisation de différents leviers de simplification ont déjà permis de gagner 10 à 12 mois par rapport au calendrier habituel de ce type de projet. Les deux prochaines années sont cruciales pour confirmer cette dynamique, à Dunkerque comme dans les autres zones.

Figure 26 Répartition géographique des industries les plus émettrices de CO_2 en France et impact sur les besoins en électricité de l'industrie sur les zones de Dunkerque, Fos-sur-Mer et Le Havre



17 Face à un risque de « mondialisation contrariée », la résilience de la stratégie de décarbonation sera favorisée par une relocalisation de la chaîne de valeur et par une diversification des approvisionnements et des choix technologiques

Les *Futurs énergétiques 2050* avaient identifié que les conditions macroéconomiques de la fin des années 2010 et du début des années 2020, combinant taux d'intérêt bas et renchérissement des énergies fossiles, étaient globalement favorables à une politique d'investissement dans les équipements bas-carbone.

Pour autant, l'accélération de la transition doit se déployer dans un contexte désormais plus hostile :

- les énergies fossiles sont effectivement plus chères que par le passé, mais à tel point que les dépenses contraintes pour les entreprises, les ménages et l'État grèvent leurs capacités de financement ;
- les taux d'intérêt ont fortement augmenté, ce qui pénalise l'investissement dans des infrastructures hautement capitalistiques ;
- les chaînes d'approvisionnement sont perturbées par les tensions commerciales et géopolitiques dans un contexte de rareté de certains matériaux et composants clés.

Nul ne sait combien de temps cette situation sera amenée à se prolonger. De nombreux acteurs analysent la situation actuelle comme transitoire : dans cette vision, le déséquilibre lié à la reprise économique post-Covid et à la guerre en Ukraine s'ajusterait progressivement au cours des prochaines années. Le prix des énergies fossiles livrées en Europe se stabiliserait alors à un niveau supérieur à celui d'avant-crise mais plus bas qu'aujourd'hui, tandis que les conditions macroéconomiques s'amélioreraient.

Ce n'est pour autant pas la seule possibilité. **Plutôt que de postuler le rétablissement d'un cadre macroéconomique et géopolitique favorable de « mondialisation heureuse », RTE a souhaité étudier l'hypothèse d'une perturbation durable de l'environnement macroéconomique et géopolitique.** Ce scénario C « mondialisation contrariée » serait caractérisé par une dégradation pérenne et profonde : les coûts des matières premières et énergies fossiles seraient durablement plus élevés (35 % pour le charbon, l'acier, ou l'aluminium, 75 % pour le pétrole, le gaz, ou les ressources minérales), les conditions de financement dégradées (coût du capital plus élevé), et la croissance plus faible (6 % de PIB en moins en 2035) par rapport au scénario A.

Dans de telles circonstances, la mise en œuvre de la transition énergétique serait plus difficile et plus coûteuse : le cadre du scénario C permet d'en quantifier les effets et d'identifier les mesures les plus aptes à y faire face.

1 Une dégradation du contexte macroéconomique conduirait à court terme à un ralentissement de la stratégie de décarbonation (consommation d'électricité atone, inflation des composants, hausse des coûts de financement)

Dans l'hypothèse d'une dégradation durable du contexte macroéconomique mondial et de la persistance de tensions sur les échanges commerciaux, la croissance du PIB de la France atteindrait des niveaux inférieurs aux anticipations et le contexte resterait très inflationniste. Une conséquence directe serait une baisse du budget des ménages qui seraient ainsi amenés à réduire leur consommation de biens et notamment d'énergie (baisse durable du chauffage pour les ménages précaires, limitation des déplacements). Leur capacité d'investissement dans de nouveaux équipements (travaux d'isolation, véhicules électriques, pompes à chaleur…) serait aussi réduite.

De même, le contexte serait plutôt défavorable pour l'activité des entreprises : l'analyse du scénario mondialisation contrariée projette ainsi une dégradation de la compétitivité de l'industrie française, dont la valeur ajoutée serait réduite de 6 à 8 % (15 à 25 Md€/an en moins en 2025-2030) par rapport au cadre macroéconomique de référence. Ceci toucherait en particulier les industries les plus exposées à la concurrence internationale, les plus « cycliques » (sensibles à l'économie) ainsi que les plus consommatrices d'énergie : matériaux de construction, industrie automobile, acier, verre, plastique, etc.

Dans ce contexte, le scénario C se traduirait à court terme par :

- une **consommation d'électricité plus faible,** qui ne s'infléchirait à la hausse que plus lentement et de manière moins prononcée que dans les autres scénarios (elle ne retrouverait des niveaux d'avant-crise que vers la fin de la décennie 2020),
- un **renchérissement du coût des équipements de la transition énergétique** (+15 à 20 % pour les investissements photovoltaïques au sol par exemple) afin de sécuriser les chaînes d'approvisionnement,
- une **augmentation des coûts de financements avec des conséquences majeures sur l'économie de la transition énergétique :** en combinant hausse des coûts d'investissement et du coût du capital, le coût complet des renouvelables serait supérieur de 30 à 60 %, voire jusqu'à 100 % pour des filières en tension comme l'éolien en mer. À long terme (2035), sans amélioration du contexte, le coût de l'électricité rapporté à la production augmenterait ainsi de l'ordre de 15 à 30 %.

Les effets sur les émissions de gaz à effet de serre seraient, dans un premier temps, contrastés.

D'un côté, la réduction de la consommation énergétique des ménages et des entreprises (notamment consommation de gaz, fioul et carburants pétroliers) permettrait de limiter largement les émissions de gaz à effet de serre associées. Elle s'accompagnerait toutefois d'une plus forte précarité énergétique et d'une perte de compétitivité de l'industrie entravant l'effort de réindustrialisation et conduisant à conserver d'importantes émissions importées. De l'autre, le renchérissement des coûts des équipements et des conditions de financement conduit à retarder les transformations nécessaires au développement de la production d'énergie bas-carbone et à la décarbonation des usages à long terme.

Dans l'ensemble, **le contexte de mondialisation contrariée constitue un frein à la transition énergétique et à la sortie de la dépendance aux importations de combustibles fossiles. Par ailleurs, les efforts à mobiliser pour réussir la décarbonation seront d'autant plus significatifs que les ressources financières sont contraintes.**

2 Des leviers existent pour favoriser malgré tout l'atteinte des objectifs publics de décarbonation à moyen terme

Deux types de réponses à cette situation ont été étudiés par RTE, *via* deux déclinaisons du scénario « mondialisation contrariée ». Dans la première, la trajectoire de décarbonation est durablement moins rapide du fait de la plus grande difficulté à engager les investissements dans les solutions bas-carbone. Dans la seconde, des stratégies de résilience sont mises en œuvre, malgré leur surcoût initial et leurs éventuelles difficultés de mise en œuvre (investissements supplémentaires dans l'appareil de production, extraction de certains matériaux sur le territoire national, etc.).

Le premier levier de résilience consiste à **relocaliser une partie de la chaîne de valeur des équipements de la transition énergétique pour sécuriser les approvisionnements,** quitte à assumer des coûts d'investissement plus importants. Les enjeux diffèrent selon les filières :

- pour l'éolien ou les pompes à chaleur, l'Europe dispose de capacités industrielles bien établies, mais qui restent exposées à une forte concurrence ;
- pour les batteries ou les électrolyseurs, industries en forte croissance au niveau mondial, de nombreuses usines sont annoncées en Europe mais la concurrence internationale, notamment asiatique, reste extrêmement forte sur l'ensemble de la chaîne de valeur et pourrait à terme freiner les perspectives de développement ;

- pour l'industrie du photovoltaïque, qui a quasiment disparu d'Europe au tournant des années 2010 face à la concurrence asiatique pour ce qui concerne la production des modules, des projets de relocalisation existent, notamment en France, dans un contexte de forte concurrence y compris, désormais, avec les États-Unis ;
- enfin, l'ouverture de mines de lithium en France et en Europe pourrait contribuer à au moins 75 % des besoins de la France pour développer la mobilité électrique à l'horizon 2035.

Cette stratégie de relocalisation et de souveraineté industrielle, qui n'a rien d'évident dans un monde protectionniste où les autres grands blocs mettent en œuvre des politiques visant à attirer l'industrie verte (notamment l'*Inflation Reduction Act* aux États-Unis, le programme industriel *Made in China 2025* en Chine ou le programme *Make in India* en Inde), nécessite ainsi une politique forte de soutien à l'investissement de la part de l'Europe et de la France. Cumulés, les investissements correspondants représentent, à l'échelle de la France seule, au moins de l'ordre de 10 à 20 milliards d'euros supplémentaires à l'horizon 2030-2035.

Du point de vue énergétique, **la mise en œuvre d'une politique de sécurisation de la production des équipements en France pèserait peu sur la consommation électrique (de l'ordre de 10 TWh).** Elle présenterait un avantage évident en matière de sécurisation des approvisionnements, en réduisant la dépendance aux pays asiatiques, et permettrait notamment d'accélérer le développement de la production d'électricité bas-carbone. Sur le plan macroéconomique, cette stratégie pourrait avoir un effet favorable sur la croissance économique du pays.

La stratégie de (re)localisation des équipements de la transition énergétique ne suffit toutefois pas à sécuriser la trajectoire de sortie des énergies fossiles : **les stratégies de résilience intègrent également la recherche d'une économie significative dans les matériaux.** Des économies substantielles de ressources primaires en lithium, cobalt et nickel peuvent par exemple être obtenues grâce à la mise en place d'une filière de recyclage des batteries (telle que prévue au niveau européen), et à la diversification du mix technologique (avec un usage plus répandu des batteries lithium-fer-phosphate (LFP), sans cobalt et nickel, plutôt que des batteries nickel-manganèse-cobalt (NMC) aujourd'hui majoritaires). Plusieurs milliers de tonnes de ressources primaires en lithium, cobalt et nickel pourraient globalement être économisés à l'horizon 2035 pour les besoins de l'électromobilité.

Enfin, **la sobriété planifiée (augmentation de la part des transports en commun, modération du nombre et de la taille des véhicules individuels)** constitue une alternative aux économies d'énergie subies (limitation des déplacements et du poids budgétaire des dépenses de mobilité). Ce levier permet de réduire le besoin de ressources spécifiques (cuivre, aluminium, cobalt, nickel, lithium) pour les véhicules, dont électriques, de 15 % à 25 % et ainsi d'alléger les tensions sur les approvisionnements stratégiques.

		2019	2035		
			Scénario A « Accélération réussie »	Scénario C « Mondialisation contrariée »	
				C1 - Défaut de réaction	C2 - Résilience industrielle
Cadrage macro-économique	Prix du gaz	15 €/MWh	24 €/MWh	38 €/MWh	
	Prix du lithium	13 000 $/t	14 000 $/t	25 000 $/t	
	Coût du capital	-	Actuel	Haut	
	Inflation	1,1 %	2 %	3 %	
	PIB	+1,8 %	1,1 %/an	0,6 %/an	0,6 %/an ↗
Impacts sur les acteurs économiques	PIB par habitant	39 000 $€_{22}$/an	44 200 $€_{22}$/an	41 600 $€_{22}$/an	
	Valeur ajoutée de l'industrie	270 Md€	310 Md€	280 Md€	
	Balance commerciale rapportée au PIB	-2 %	-2 %	-4 %	
Décarbonation	Rénovations du bâti en « équivalent rénos performantes » *(équivalent -75 kWh_{ef}/m^2/an moyenne sur 2023-2035)*	230 000	380 000/an	310 000/an ciblées sur les passoires thermiques	
	Température de chauffage	20 °C	Baisse progressive à 19 °C	Baisse immédiate à 19 °C	
	Taux d'occupation des véhicules particuliers	1,62	1,65	1,73	
	Part de chauffage électrique	37 %	60 %	49 %	
	Nombre de véhicules électriques particuliers (dont VHR)	0,3 M (1 %)	18 M (42 %)	16 M (40 %)	
	Part de l'électricité dans l'industrie	37 %	52 %	48 %	
Consommation d'électricité		475 TWh	615 TWh	525 TWh	535 TWh
Coût brut de long terme de l'électricité produite		60 à 65 €/MWh	65 à 85 €/MWh	85 à 95 €/MWh	
Dépendances aux importations brutes ou transformées (en pourcent)	Pétrole	78 Mtep/an	33 Mtep/an	36 Mtep/an	
	Gaz	46 Gm^3/an	19 Gm^3/an	20 Gm^3/an	
	Lithium (pour véhicules électriques)	0,3 kt/an (100 %)	13 kt/an (100 %)	11 kt/an (100 %)	0 kt/an (0 %)
	Cobalt (pour véhicules électriques)	0,5 kt/an (100 %)	8 kt/an (91 %)	7 kt/an (92 %)	1 kt/an (40 %)
Capacité productive pour la transition énergétique	Photovoltaïque	~0,5 GW/an (% non significatif)	1,8 GW/an (40 % du besoin)	1,2 GW/an (40 % du besoin)	5,6 GW/an (80 % du besoin)
	Production de batteries (hors matières)	~0,4 GWh/an (% non significatif)	150 GWh/an (100 % du besoin)	120 GWh/an (100 % du besoin)	170 GWh/an (>100 % du besoin)
Émissions de gaz à effet de serre		431 Mt_{CO2eq}	210 Mt_{CO2eq}	210-225 Mt_{CO2eq}	

ENSEIGNEMENTS TRANSVERSES

pour l’intégration des nouveaux usages de l’électricité dans le bâtiment, l’industrie et les transports

18 Accélérer la sortie des énergies fossiles grâce au déploiement des pompes à chaleur réduit significativement les émissions de gaz à effet de serre du chauffage. Cela a un effet sur la pointe, absorbable par le système électrique

1 RTE a procédé à une étude d'impact approfondie, reposant sur de multiples variantes et intégrant des principes de prudence issus de la concertation

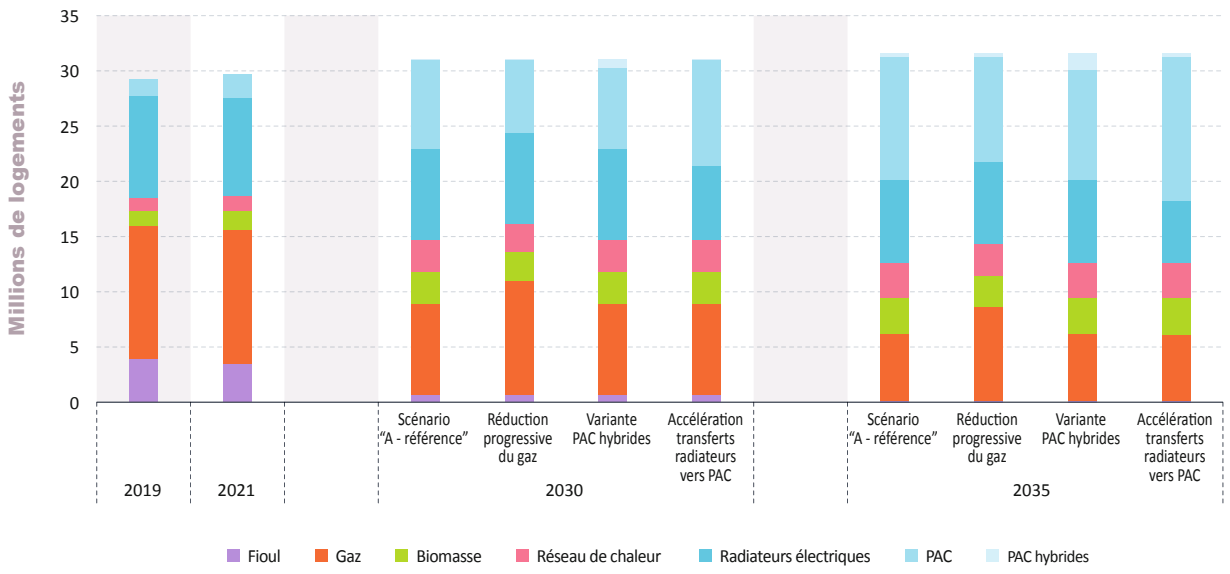
Le secteur des bâtiments est l'un des plus émetteurs de gaz à effet de serre en France (18 % des émissions nationales). Sa décarbonation est une nécessité pour atteindre les nouveaux objectifs et repose sur des leviers bien identifiés : amélioration de l'isolation des bâtiments, sobriété et changement des sources d'énergie.

En France, près de la moitié des besoins de chauffage (en énergie finale) sont satisfaits par des chaudières au fioul ou au gaz : il s'agit donc de les remplacer par des alternatives bas-carbone. Parmi celles-ci, les pompes à chaleur (PAC) présentent l'avantage d'être très efficaces sur le plan énergétique et d'utiliser de l'électricité déjà largement décarbonée.

Dans le cadre de la planification écologique, les pouvoirs publics évaluent les mesures à prendre pour accélérer la réduction des émissions. Ils dessinent une stratégie reposant d'une part sur l'accélération de la rénovation du bâti, avec des aides spécifiques pour encourager des rénovations performantes, et d'autre part sur la fin programmée de l'usage du fioul et de la réduction accélérée de celui du gaz fossile pour le chauffage.

Dans cette séquence, de nombreuses voix se sont exprimées pour réclamer une analyse approfondie des conséquences pour le système électrique d'une éventuelle interdiction des chaudières au gaz, ou du moins d'un développement rapide des PAC. Pour répondre aux demandes des parties prenantes et de

Figure 27 Répartition des solutions de chauffage dans le parc de logements résidentiels en 2030 et 2035



l'État, RTE a étudié, dans ce Bilan prévisionnel, un très grand nombre de tests de sensibilité : il s'agit là du dispositif d'étude d'impact le plus complet mobilisé, qui prend la suite des analyses publiées par RTE et l'ADEME en 2020. Différentes trajectoires d'évolution du chauffage ont été étudiées et comparées :

- une configuration « accélérée » (intégrée au scénario « A-ref ») conduisant à accélérer la sortie du fioul et la réduction de l'utilisation du gaz fossile (réduction d'un quart du parc de chaudières gaz d'ici 2030) en vue d'atteindre les objectifs climatiques. Cette configuration peut être atteinte par un non-remplacement des chaudières au gaz en fin de vie ou par des incitations renforcées permettant d'accélérer la bascule vers les énergies bas-carbone ;
- une configuration « plus lente » reposant sur une inflexion plus limitée du rythme tendanciel de remplacement des chaudières au gaz par des pompes à chaleur, qui ne permet toutefois pas d'atteindre les objectifs de l'État.

En réponse aux demandes exprimées lors de la concertation, RTE a expressément recherché à étudier les conséquences de paramètres dégradés (sur le rythme et l'efficacité des rénovations, les performances des PAC) de sorte à disposer d'un grand nombre de « stress-tests ». En particulier, la trajectoire de référence sur la rénovation thermique des bâtiments reprend des hypothèses de montée en puissance plus progressives que les nouveaux objectifs de l'État (soit environ 320 000 rénovations performantes par an en moyenne entre 2023 et 2030 contre 500 000 dans les trajectoires publiées par l'État).

2 Accélérer le développement des pompes à chaleur ne conduit pas à augmenter sensiblement la consommation d'électricité

Sous certaines conditions, le déploiement accéléré de pompes à chaleur en remplacement de chaudières au fioul et au gaz fossile peut se faire dans un cadre de quasi-stagnation de la consommation électrique associée d'ici 2030 et même s'accompagner d'une légère baisse à l'horizon 2035.

En combinant une accélération progressive de la rénovation thermique du bâti, un rythme de remplacement prudent des convecteurs électriques par des PAC (de l'ordre de 100 000 logements par an), ainsi qu'un niveau de sobriété analogue à celui de l'hiver 2022-2023, la consommation d'électricité pour le chauffage n'augmenterait que marginalement à l'horizon 2030 (de l'ordre de +3 TWh par rapport à 2019) et baisserait par la suite.

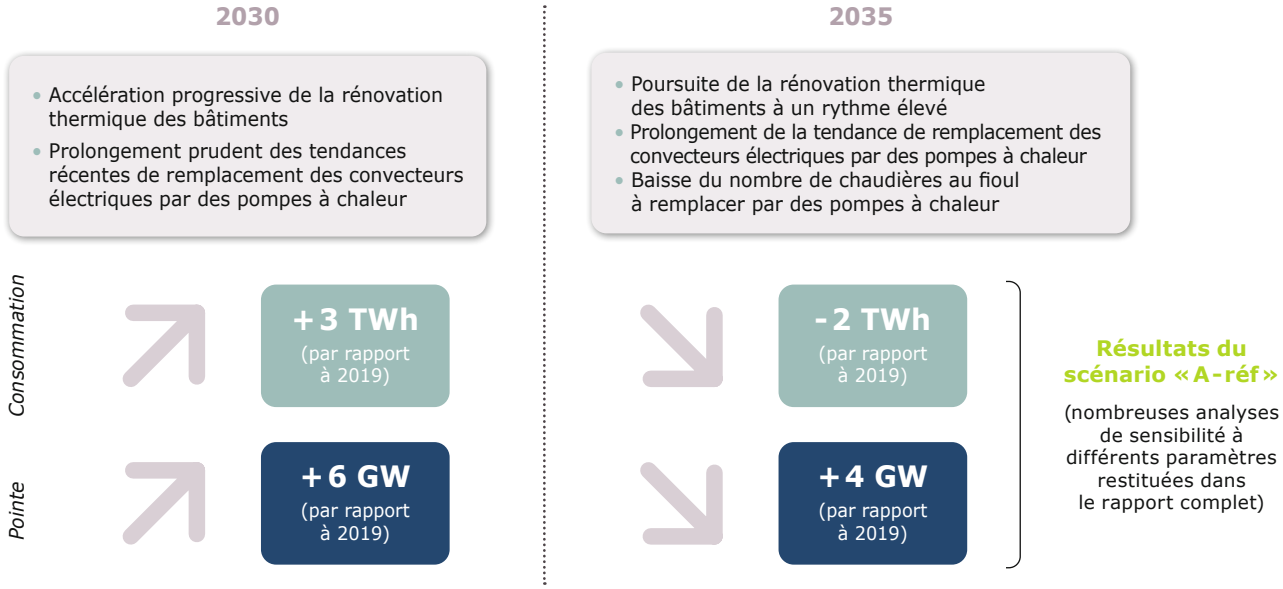
Dans toutes les configurations testées, la consommation n'augmente pas de plus de 13 TWh en 2030 par rapport à 2019.

3 Une réduction rapide de l'usage du gaz fossile dans le secteur du bâtiment conduit nécessairement à augmenter la pointe électrique, mais sans mettre en danger la sécurité d'approvisionnement en électricité pourvu que certaines conditions soient respectées

Au-delà de la question de la consommation moyenne d'électricité attendue, celle des pointes de consommation apparaît plus cruciale, et fait l'objet de débats parfois très tranchés. Les PAC ont un rendement élevé mais leurs performances se dégradent en situation de froid : elles contribuent donc à la pointe, dans des proportions toutefois moindres que les radiateurs électriques.

Dans la trajectoire de référence, la pointe de consommation du chauffage électrique augmente d'environ 6 GW en 2030 et de l'ordre de 4 GW en 2035 (par rapport à 2019). Cette augmentation sera en partie compensée par des baisses sur d'autres usages grâce à l'amélioration de l'efficacité énergétique. Ce résultat doit être restitué dans le cadre de l'ensemble des variantes testées, qui peuvent conduire à des évolutions infimes de la pointe dans les cas les plus favorables, mais très significatives dans d'autres où les facteurs défavorables seraient cumulés : l'effet sur la pointe peut s'échelonner entre zéro et une quinzaine de gigawatts. Ces variantes permettent d'expliquer l'ensemble des valeurs récemment diffusées par différentes organisations dans le débat public, par des différences considérables dans les hypothèses retenues.

Figure 28 Évolution de la consommation annuelle et de la pointe de chauffage dans le scénario «A-ref»



Une augmentation de la pointe de chauffage de 6 GW est compatible avec le maintien du niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité, dans le cadre spécifique proposé (voir enseignement n°7). En tant que telle, cette hausse est donc «absorbable» par le système électrique et est intégrée au chiffrage des besoins de flexibilité du système électrique.

L'étude identifie plusieurs facteurs de modération :

- **agir davantage sur l'isolation du bâti** pour les logements peu performants basculant vers les PAC (gain de l'ordre de 2 GW sur la pointe en 2030 en augmentant de 100 000 le nombre de rénovations performantes annuelles sur les logements installant une PAC) : rénover le bâti en amont ou lors de la bascule vers les PAC permet à la fois de limiter l'impact sur la pointe électrique, d'optimiser le dimensionnement, les performances et les coûts des PAC ;
- **maintenir ou accélérer le rythme de remplacement des convecteurs électriques par les pompes à chaleur** (gain de 2 à 3 GW sur la pointe en 2030 en augmentant le rythme annuel de remplacement de radiateurs électriques par des PAC de ~150 000 logements par an) : ceci peut nécessiter d'adapter les mécanismes de soutien ;
- **optimiser les performances des PAC, via la qualité de l'installation, le dimensionnement et un entretien régulier** (gain de l'ordre de 2 GW sur la pointe en 2030 pour une amélioration du COP de 0,3) : en complément des obligations réglementaires (éco-conception) et des dispositifs d'agrément RGE, le suivi de la performance du parc, engagé via une étude «en situation réelle» lancée par l'ADEME, constitue une étape importante vers une optimisation des performances des PAC.

4 Une accélération du remplacement des chaudières au gaz par des pompes à chaleur contribue fortement à l'amélioration de la souveraineté énergétique de la France et à la diminution des émissions de gaz à effet de serre

La réduction du chauffage au fioul et au gaz fossile, combinée à la rénovation du bâti permet de réduire fortement les importations de combustibles fossiles (-125 TWh/an en 2030 dans le scénario «A-ref»),

au bénéfice de la souveraineté énergétique et la balance commerciale de la France. Sur le plan des émissions, des gains très conséquents en découlent (-26 $MtCO_2$ en 2030 par rapport à 2019).

Au sein de cette stratégie globale de rénovation, l'effet unitaire du remplacement des chaudières au gaz par des PAC sur les émissions de CO_2 fait parfois débat, certains acteurs arguant que la réduction des émissions directes dans les bâtiments serait contrebalancée par des émissions supplémentaires pour la production d'électricité, notamment lors des périodes de pointe. L'étude menée par RTE permet d'apporter des réponses à cette question.

La comptabilisation des émissions du système électrique imputables au chauffage soulève des questions de méthode. Dans l'étude, plusieurs approches ont été analysées (émissions « à parc figé » ou « à parc adapté », en France ou en Europe). Selon la méthode de référence considérée par RTE (dite « incrémentale à parc adapté »), les émissions du système électrique imputables au remplacement de 1 million de chaudières au gaz par des PAC s'élèvent à seulement 0,3 $MtCO_2$/an, bien inférieures aux émissions évitées par le remplacement des chaudières au gaz (2,1 $MtCO_2$). Même dans une approche très conservatrice (« incrémentale à parc figé ») supposant que l'électricité imputable aux PAC provient essentiellement de centrales thermiques en Europe, les émissions du système électrique associées resteraient limitées à 1,1 $MtCO_2$.

Quelle que soit la méthode considérée, les émissions du système électrique imputables aux PAC sont inférieures aux émissions évitées sur le chauffage au gaz. Se passer d'un chauffage qui utilise des combustibles fossiles pendant tout l'hiver au profit d'une PAC alimentée par de l'électricité essentiellement bas-carbone, quitte à utiliser ponctuellement des moyens thermiques pour certaines pointes, a ainsi un effet très positif sur la réduction des émissions de CO_2.

5 Les PAC hybrides contribuent à maîtriser l'augmentation de la pointe électrique mais leur intérêt économique dépendra principalement des coûts d'installation

Les PAC hybrides, combinant une pompe à chaleur et une chaudière au gaz, sont promues par certains acteurs qui mettent en avant leur intérêt pour le système électrique (maîtrise de la pointe) et pour les ménages (dimensionnement limité de la PAC et réduction du coût d'investissement).

L'analyse de RTE montre qu'elles permettent effectivement de limiter les besoins de flexibilité électrique, notamment si leur mode de régulation ne porte pas uniquement sur la température extérieure mais aussi sur des signaux de tension du système électrique, ce qui n'est pas encore le cas aujourd'hui. Installer une PAC hybride plutôt qu'une PAC classique permet de limiter l'appel de puissance de l'ordre de 2 kW par PAC à l'horizon 2030 (valeur moyenne sur le parc en l'absence de ciblage), et de potentiellement beaucoup plus si les PAC hybrides sont spécifiquement déployées dans des logements mal isolés et dans des zones climatiques les plus froides.

Les PAC hybrides conduisent en revanche à des émissions supplémentaires liées à l'utilisation de gaz lors des périodes de pointe, qui sont supérieures ou égales aux émissions évitées sur le système électrique lors de ces mêmes périodes.

Sur le plan économique, les coûts évités sur la production d'électricité seraient globalement compensés par les coûts supplémentaires sur l'approvisionnement en gaz. L'intérêt économique du développement des PAC hybrides peut exister mais sera conditionné par des coûts d'installation inférieurs à ceux des PAC classiques. Il dépendra en outre de la comparaison entre les économies éventuellement induites sur le réseau de distribution d'électricité et les coûts associés à la distribution du gaz pour la PAC hybride.

Au-delà des enjeux sur la pointe ou le coût, les PAC hybrides (ou des PAC en relève de chaudière) peuvent représenter une opportunité pour des bâtiments confrontés à de fortes contraintes d'espace disponible : une PAC hybride nécessite en effet moins d'espace qu'une PAC classique.

19 La France a les moyens de développer une production d'hydrogène bas-carbone locale pour décarboner certains secteurs, mais elle sera en concurrence possible des importations, notamment pour les carburants de synthèse

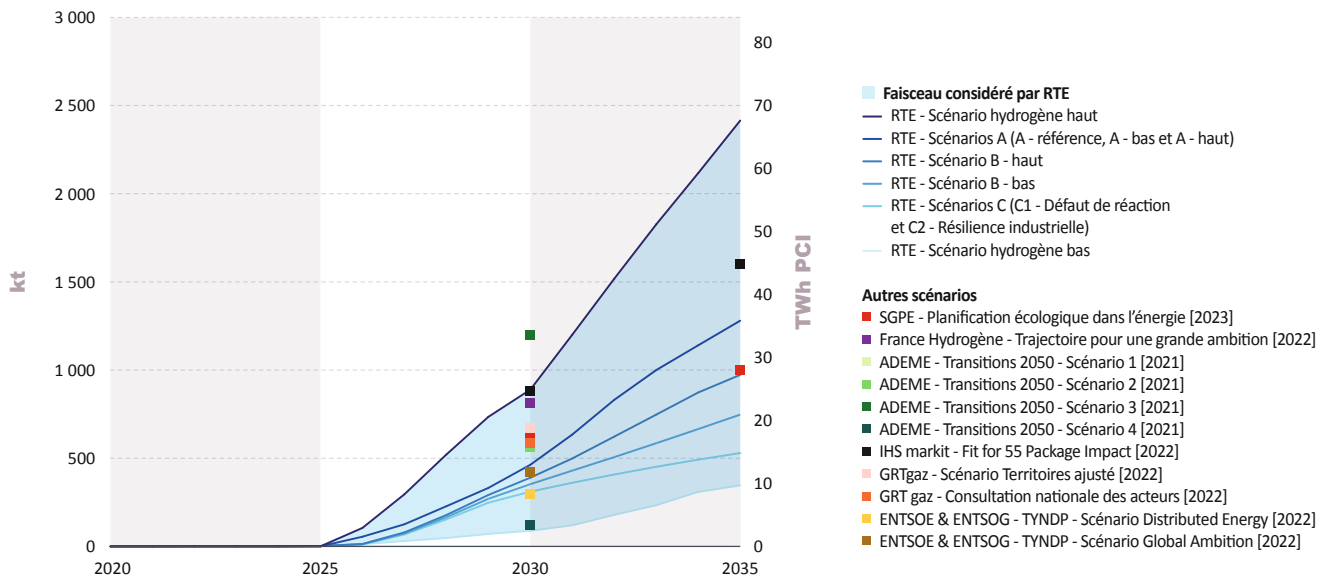
1 Des quantités importantes d'hydrogène sont nécessaires pour décarboner certains usages. Avec un socle de production d'électricité décarbonée important, la France a les moyens de produire ces volumes d'hydrogène par électrolyse

L'hydrogène décarboné apparaît aujourd'hui comme une composante nécessaire à la décarbonation profonde de l'économie, notamment de certains secteurs difficiles à électrifier : production d'acier, procédés de l'industrie pétrochimique, certains segments du transport lourd (camions, avions, bateaux) qui utiliseront de l'hydrogène ou ses dérivés (carburants de synthèse).

À moyen terme, l'électrolyse constituera très certainement la principale option de production de l'hydrogène décarboné, du fait de sa plus forte maturité technique, des réglementations européennes et des dispositifs de soutien. Les perspectives de développement en France et en Europe tendent ainsi à se renforcer largement ces dernières années, en lien avec l'accélération de la sortie des énergies fossiles.

L'enjeu est tout d'abord technique : ce développement requiert des quantités importantes d'électricité bas-carbone. **En s'appuyant sur un socle de production décarbonée déjà important, le système électrique français est capable d'absorber une telle demande,** sous les conditions de l'enseignement n° 3.

Figure 29 Évolution de la production d'hydrogène par électrolyse en France dans les scénarios du Bilan prévisionnel 2023 et comparaison avec d'autres scénarios publics



L'enjeu est également économique. La bascule vers l'hydrogène bas-carbone représente un surcoût net important par rapport aux solutions fossiles : **sa rentabilité est conditionnée à un soutien financier, à une augmentation sensible du prix des énergies fossiles ou des quotas d'émission mais également à des niveaux de prix de l'électricité favorables.**

2 Développer des solutions permettant un fonctionnement flexible des électrolyseurs est un levier important pour la sécurité d'approvisionnement en électricité et pour la compétitivité de la production d'hydrogène

Le développement de la production d'hydrogène par électrolyse s'accompagne dans de nombreux discours d'une promesse de flexibilité des électrolyseurs, pouvant moduler leur consommation d'électricité en fonction des besoins du système électrique. Celle-ci repose cependant sur deux prérequis importants.

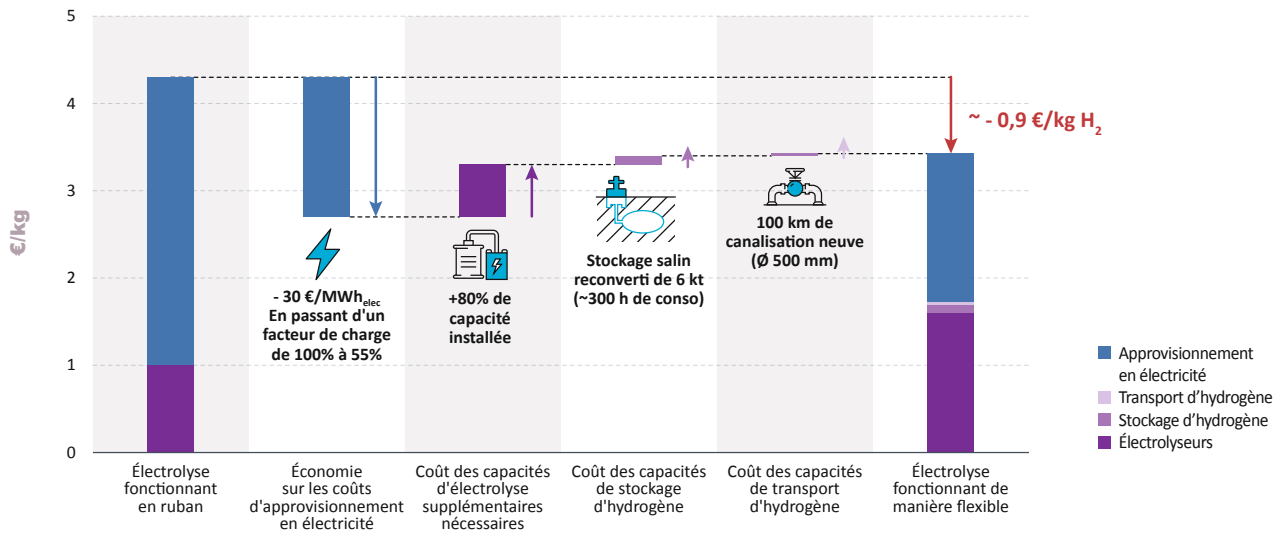
Le premier porte sur la capacité technique des électrolyseurs à moduler : celle-ci semble acquise, même si elle est associée à des contraintes plus ou moins importantes selon les technologies. Des impacts sur les machines (performance, durée de vie) peuvent exister et sont aujourd'hui peu documentés mais devraient rester limités si les électrolyseurs fonctionnent en respectant le cadre imposé par la garantie des constructeurs.

L'autre prérequis repose sur la compatibilité avec les besoins des usages de l'hydrogène. La modulation des électrolyseurs doit en effet être accompagnée :

- soit d'une possibilité d'effacer les consommations d'hydrogène associées lorsque l'électrolyseur ne fonctionne pas *(a priori* limitée compte tenu de l'inertie importante de la plupart des procédés industriels visant à utiliser de l'hydrogène),
- soit d'une solution alternative de production d'hydrogène (par exemple, unité de vaporeformage en back-up) pour compenser l'arrêt de l'électrolyseur,
- soit d'un accès à du stockage d'hydrogène (stockage surfacique ou en cavité saline).

À long terme, le stockage en cavité saline apparaît en particulier comme un levier important pour limiter l'effet lors des pointes mais aussi pour optimiser

Figure 30 Bénéfices pour la collectivité associés à la flexibilisation de la production d'hydrogène dans un bassin industriel grâce à la connexion avec une cavité saline. Scénario A-ref à l'horizon 2030 – hypothèses de coût de l'électricité en ruban de ~65 €/MWh et hypothèses de coût de référence pour les infrastructures hydrogène.



le fonctionnement du système électrique : il permet de positionner la consommation lors des périodes où la production renouvelable et nucléaire à bas coût variable est abondante et de l'éviter lorsque des centrales thermiques fossiles coûteuses sont nécessaires pour assurer l'équilibre du système électrique.

L'accès à ce type de stockage nécessite en contrepartie le développement de certaines infrastructures de transport permettant de connecter les bassins de production et consommation d'hydrogène à des cavités salines. Les analyses publiées par RTE et GRT gaz en août 2023 à ce sujet ont mis en évidence un intérêt à développer ce type de solutions pour contribuer à la flexibilité du système électrique à l'horizon de la neutralité carbone.

Les analyses économiques menées dans le Bilan prévisionnel 2023 apportent des éléments complémentaires et permettent d'identifier qu'il existe un intérêt économique clair à développer dès l'horizon 2030/2035 des capacités de stockage d'hydrogène et à les connecter par une canalisation aux « bassins hydrogène » les plus proches. Le site de Manosque (qui serait connecté à la zone de Fos-sur-Mer) ou celui d'Etrez (qui serait connecté à la vallée de la Chimie au sud de Lyon) semblent les plus prometteurs, sous réserve de confirmation des possibilités techniques et coûts spécifiques associés.

D'un point de vue économique, les bénéfices nets associés pourraient représenter de l'ordre de 0,5 à 1 € par kg d'hydrogène produit, ce qui serait significatif sur l'économie de l'hydrogène.

3 Même en alignant les prix de l'électricité sur les coûts de production, l'hydrogène produit en France sera en concurrence avec des imports en provenance de régions du monde fortement dotées en ressources renouvelables, notamment pour ce qui concerne les produits dérivés de l'hydrogène importés qui apparaissent compétitifs par rapport à une production locale

Une question importante sur le développement de l'hydrogène bas-carbone porte sur le modèle économique de la production en France. Selon le niveau de compétitivité de cette production par rapport à des imports d'autres pays, les volumes développés seront plus ou moins importants. La stratégie française annoncée repose sur un modèle où les besoins d'hydrogène décarboné sont couverts prioritairement par une production sur le territoire national. D'autres pays, à l'instar de l'Allemagne envisagent d'importer une large partie de leur hydrogène (ou en molécules dérivées) à la fois en raison de leur moindre potentiel de production d'électricité bas-carbone et pour profiter de coûts potentiellement plus faibles sur le marché international.

De nombreuses régions du monde peuvent bénéficier de conditions beaucoup plus favorables pour la production d'électricité renouvelable. Certains pays d'Afrique du Nord (Maroc, Égypte), de la péninsule arabique (Arabie saoudite) ou d'Amérique du Sud (Chili) peuvent présenter des facteurs de charge du photovoltaïque de l'ordre de 25%-30% (contre 14% en France) et de l'éolien à 40%-50% (contre 25% en France) et se positionnent sur la production d'hydrogène et de molécules dérivées (ammoniac, engrais, carburants liquides de synthèse) pour l'export. L'approvisionnement en eau dans certaines régions arides peut soulever une interrogation mais l'utilisation d'unités de désalinisation d'eau de mer est possible sans surcoût significatif sur la production d'hydrogène.

La compétitivité relative des imports d'hydrogène ou de ses dérivés dépend en revanche des coûts de transport. L'analyse menée par RTE conduit à des résultats distincts selon les molécules et selon le type de transport.

Le transport d'hydrogène par bateau, sous forme liquéfiée ou *via* la conversion sous un autre vecteur puis reconversion en hydrogène, apparaît très coûteux (1,5 à plus de 2 € par kg selon la distance). Ceci conduit à rendre les imports d'hydrogène par bateau *a priori* non compétitifs.

- Le transport d'hydrogène par canalisation apparaît en revanche beaucoup plus favorable (0,1 à 0,3 €/kg pour 1000 km). Par conséquent, les imports par canalisation depuis l'Espagne ou l'Afrique du Nord pourraient à terme concurrencer la production d'hydrogène en France. La compétitivité de l'électrolyse en France nécessitera ainsi un approvisionnement en électricité à moins de 50 à 60 €/MWh pendant 7000 heures par an (ou

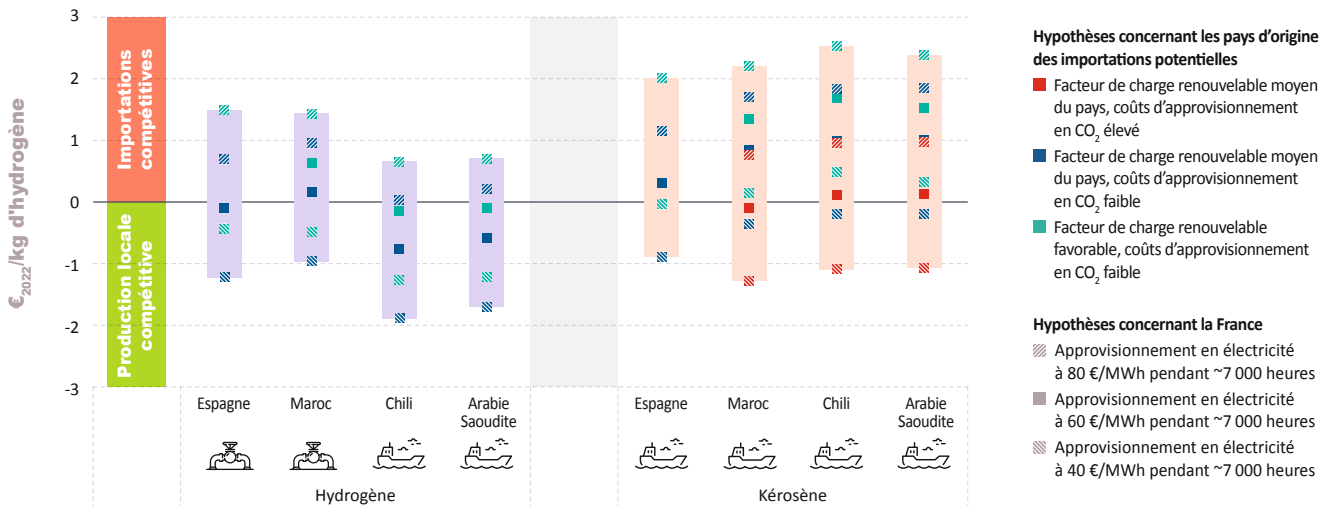
des soutiens indirects permettant de compenser un coût de l'électricité plus important).

- **Le transport de produits dérivés de l'hydrogène (ammoniac, engrais, méthanol, minerai de fer réduit, carburant de synthèse comme le e-kérosène…) par bateau présente des coûts bien plus faibles que pour l'hydrogène.** Certains pays prévoient ainsi des stratégies de production massive et d'export de ce type de produits. Ces exports nécessiteront néanmoins un déploiement considérable d'infrastructures dans les pays visant une telle stratégie mais aussi dans les pays importateurs (canalisations, usines de transformation, infrastructures portuaires, stockages…) Le développement des imports ne sera pas immédiat et se fera progressivement.
- Pour les molécules dérivées de l'hydrogène ne nécessitant pas d'approvisionnement en CO_2 (ammoniac, engrais…), la compétitivité de la production en France apparaît incertaine, sauf à mettre en place des dispositifs de soutien importants, à travers l'accès à une électricité très bon marché (35 €/MWh à 45 €/MWh sur 7 000 heures par an) ou des dispositifs équivalents.
- Pour les molécules dérivées de l'hydrogène nécessitant un approvisionnement en CO_2 (kérosène, méthanol), la compétitivité relative entre une production en France et des imports depuis d'autres régions du monde sera en partie déterminée par la disponibilité et les coûts d'approvisionnement en CO_2. La réglementation européenne impose que l'approvisionnement en CO_2 soit à terme d'origine biogénique (au-delà de 2040), c'est-à-dire issu de la biomasse ou directement capté dans l'atmosphère. Cela peut constituer une difficulté dans certains pays peu dotés en ressources de biomasse. Selon les configurations (CO_2 capté dans l'air, CO_2 non biogénique…), le seuil de prix de l'électricité permettant une compétitivité de la production en France s'élèverait entre 35 et 60 €/MWh.

Des opportunités de production de carburants de synthèse utilisant du CO_2 émis par les industriels existent néanmoins dans certains bassins industriels en France, et peuvent se matérialiser sous réserve d'une forte compétitivité de la fourniture d'électricité pour les industriels concernés.

Dans l'ensemble, la décarbonation de différents secteurs d'activité grâce à l'hydrogène décarboné est de nature à bouleverser les échanges internationaux de produits aujourd'hui issus des énergies fossiles et demain dérivés de l'hydrogène bas carbone. Les possibilités d'import apparaissent comme une opportunité de limiter le coût d'approvisionnement en hydrogène ou en produits dérivés mais elles représentent également un risque de délocalisation d'un ensemble de secteurs industriels et ne s'inscrivent pas dans une logique de réduction de la dépendance énergétique au reste du monde.

Figure 30 Différentiel de coût entre la production en France et les imports d'hydrogène produit par électrolyse et de kérosène de synthèse, à l'horizon 2030



20 La perspective de développement du véhicule électrique se confirme pour les véhicules légers et se renforce pour le transport lourd

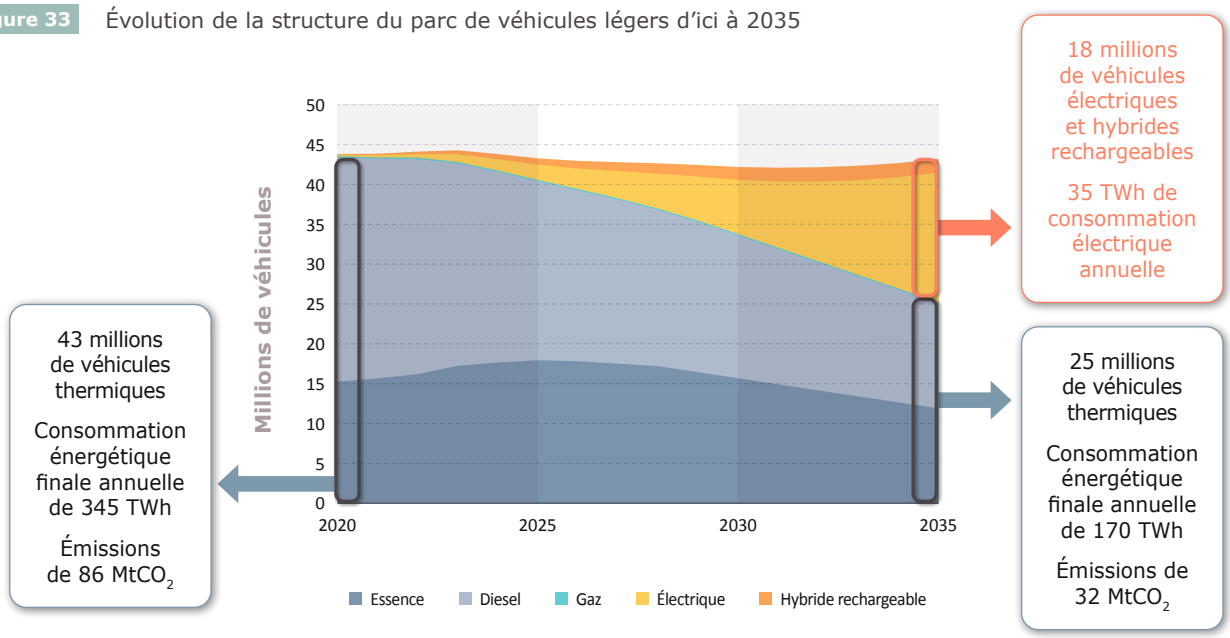
1 Les nouvelles trajectoires intègrent l'essor du véhicule électrique léger, mais également des camions et bus électriques, nécessaire pour atteindre les objectifs européens et répondre à l'évolution de l'offre des constructeurs

Le développement du véhicule électrique est anticipé depuis plusieurs années dans les études prospectives : dès 2019, RTE avait publié l'étude d'impact détaillée de trajectoires allant jusqu'à une quinzaine de millions de véhicules électriques en 2035.

Les perspectives de développement rapide des véhicules électriques légers se sont depuis confirmées. La généralisation est d'ores et déjà bien engagée : les véhicules électriques représentent aujourd'hui environ 20 % des ventes de voitures neuves et 1,2 million de véhicules en circulation. Les trajectoires du Bilan prévisionnel tiennent ainsi compte des nouvelles réglementations européennes interdisant la vente de nouveaux véhicules légers émettant des gaz à effet de serre dès 2035.

La nouveauté du Bilan prévisionnel 2023 porte sur le rehaussement des perspectives d'électrification des véhicules lourds (bus, camions) du fait des nouvelles exigences européennes quant aux émissions de ce type de véhicules. Dans le même sens, la concertation a en outre montré un intérêt plus marqué des constructeurs de poids lourds pour les solutions électriques à batteries par rapport aux alternatives décarbonées, notamment en raison d'un bon rendement énergétique (environ deux fois supérieur à l'alternative hydrogène) et des incertitudes sur le gisement de biomasse accessible (pour les camions biodiesel et au bio-GNV). L'horizon de développement du camion électrique reste incertain mais le consensus a évolué en sa faveur au cours des dernières années : en 2035, plus de 100 000 poids lourds électriques pourraient être immatriculés en France.

Figure 33 Évolution de la structure du parc de véhicules légers d'ici à 2035



2 Même une électrification poussée du parc de voitures et de poids lourds ne conduit pas à augmenter trop fortement la consommation d'électricité

Le secteur des transports est aujourd'hui le plus énergivore (485 TWh en 2021). Son électrification progressive permettra des économies de carburants (24 Mt en 2035, soit 35 % des importations actuelles de pétrole de la France) et des gains importants en matière d'énergie finale, les véhicules électriques étant deux à trois fois plus efficaces que leurs équivalents thermiques.

Le volume d'électricité nécessaire pour accompagner cette transformation est raisonnable au regard des autres postes de consommation (moins de 50 TWh en 2035 pour les voitures, bus et camions) et peut aisément être assuré par une augmentation de la production bas-carbone.

Les enjeux de sobriété associés à la mobilité (réduction de l'utilisation de la voiture individuelle, report modal, réduction de la vitesse et du poids des véhicules, etc.) seront néanmoins importants pour la maîtrise des impacts environnementaux et notamment des besoins de matières.

3 Dans les scénarios d'accélération de la décarbonation, le pilotage de la recharge doit être encouragé. Des modes de pilotage simples suffisent à dégager des gains importants

Compte tenu des nouveaux besoins de flexibilité du système électrique (voir enseignement n° 8), la pertinence du pilotage de la recharge pour réduire la consommation lors des pointes est indéniable. L'intérêt du *vehicle-to-grid* pour l'apport de flexibilité lors des pointes est également renforcé, même si des incertitudes sur le modèle économique et l'acceptabilité de cette fonctionnalité persistent.

Le pilotage de la recharge présente un intérêt économique marqué pour le système électrique et le consommateur en déplaçant de la consommation lors des périodes favorables. Concrètement, il existera à moyen terme un intérêt manifeste à maximiser des recharges en milieu de journée lors du pic de production solaire. Cette valeur est accessible avec des solutions de pilotage tarifaire simples, à condition que les périodes tarifaires soient adaptées à l'évolution du mix électrique (déplacement des périodes creuses en milieu de journée).

La valeur apportée par le pilotage de la recharge peut ainsi être plus ou moins importante selon le développement des autres types de flexibilité (batteries stationnaires, modulation des électrolyseurs, etc.) qui peuvent entrer en concurrence sur certains segments de valeur comme les services système fréquence. Le retour d'expérience conforte cette vision : la fourniture de ces services est aujourd'hui principalement assurée par des batteries, ce qui réduit l'intérêt de recourir au pilotage de la recharge pour cette fonction.

4 Le développement massif des véhicules électriques légers et lourds doit s'accompagner de nouvelles infrastructures de recharge

La bascule vers le véhicule électrique nécessite de disposer d'un maillage suffisant de bornes de recharge pour assurer les besoins de recharge.

Pour les véhicules particuliers, les recharges peuvent se faire pour la plupart à domicile ou sur le lieu de travail. En complément, un réseau de stations de recharge à haute puissance, pour les besoins d'itinérance, doit être développé. Il nécessite des renforcements du réseau (essentiellement de distribution) mais pose surtout une question de modèle économique, ces bornes de recharge étant coûteuses et susceptibles de n'être utilisées, pour certaines, que lors des chassés-croisés d'été.

Pour les véhicules lourds, la concentration de bornes de recharge à très haute puissance (1 MW ou plus) dans certaines zones du territoire (hubs de recharge le long des autoroutes et nationales, dépôts de camions ou de bus, centres logistiques…) devrait nécessiter le développement d'infrastructures de réseau spécifiques, y compris sur le réseau de transport. Elles devront être anticipées et développées d'emblée « à l'échelle », à l'instar de la démarche adoptée pour les grandes zones industrielles cherchant à se développer et se décarboner. L'analyse de ces transformations sera approfondie dans le cadre du prochain SDDR de RTE.

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 € - RCS Nanterre 444 619 258 - Mise en page : Good Eye'D - © Fotolia : sharpnose - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.

Le réseau
de transport
d'électricité

RTE
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com