



4

# LES SCÉNARIOS

## 4

## Les scénarios de mix production-consommation

<b>4.1</b>	<b>Trois familles de scénarios très contrastées pour éclairer les perspectives d'évolution du système électrique</b>	<b>3</b>
4.1.1	Des exercices de nature différente, combinant prospective et analyses de risque	3
4.1.2	Le principe de dimensionnement et d'analyse des scénarios : un bouclage en énergie et en puissance pour garantir la sécurité d'approvisionnement	5
4.1.3	Quatre leviers essentiels pour «boucler» les scénarios A, avec de moins en moins de marges de manœuvre pour atteindre les objectifs de décarbonation et de souveraineté	6
4.1.3.1	L'efficacité énergétique : un effet sur la consommation électrique pouvant atteindre jusqu'à 100 TWh en 2035	7
4.1.3.2	La sobriété : un gain pour le système électrique entre 25 et 60 TWh à l'horizon 2035	8
4.1.3.3	L'accélération du développement des renouvelables : un levier essentiel pour accroître la production d'électricité décarbonée	9
4.1.3.4	La maximisation de la production du parc nucléaire existant : un élément incontournable pour réussir la décarbonation au cours de la prochaine décennie	10
4.1.3.5	Plusieurs combinaisons des leviers pour atteindre les objectifs sont possibles	11
4.1.3.6	Les leviers de la transition produisent des effets selon différentes temporalités	13
4.1.4	Analyse comparée des scénarios	15
4.1.4.1	Des trajectoires de consommation toutes orientées à la hausse, dans des proportions plus ou moins importantes	15
4.1.4.2	La part des énergies renouvelables dans le mix électrique croît de manière progressive dans tous les scénarios	16
4.1.4.3	Des perspectives d'atteinte des objectifs (réduction des émissions, souveraineté industrielle et énergétique) contrastées selon les scénarios	17
<b>4.2</b>	<b>Les scénarios de mix production-consommation</b>	<b>19</b>
	Le scénario «A-référence»	20
	Le scénario «A-bas»	22
	Le scénario «A-haut»	24
	Le scénario «B-bas»	26
	Le scénario «B-haut»	28
	Le scénario «C-défaut de réaction»	30
	Le scénario «C-résilience industrielle»	32
<b>4.3</b>	<b>Aperçu synthétique des scénarios</b>	<b>34</b>

# LES SCÉNARIOS DE MIX PRODUCTION-CONSOMMATION

## 4.1 Trois familles de scénarios très contrastées pour éclairer les perspectives d'évolution du système électrique

### 4.1.1 Des exercices de nature différente, combinant prospective et analyses de risque

La publication du Bilan prévisionnel s'inscrit dans le contexte de la préparation par l'État de la Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) et vise à décrire la première partie de la trajectoire de transformation du système énergétique vers la neutralité carbone (période 2023-2035). Le Bilan prévisionnel étudie ainsi différentes configurations permettant d'atteindre les objectifs publics de décarbonation et réindustrialisation, et permet d'éclairer le débat sur les prérequis et conséquences de grands scénarios de politique énergétique ou climatique.

De manière classique, et au regard des écarts observés entre les objectifs visés et les dynamiques actuelles, le Bilan prévisionnel propose donc une étude détaillée de plusieurs scénarios décrivant des évolutions souhaitables pour le système électrique compatibles avec les objectifs publics (approche prospective), et évalue également le fonctionnement du système électrique dans d'autres configurations possibles plus dégradées (approche « analyse de risque »).

Le dispositif d'étude du Bilan prévisionnel 2023 s'articule ainsi autour de trois familles de scénarios :

- **des trajectoires prospectives d'accélération réussie (« 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, sobriété, accélération des renouvelables et maintien du parc nucléaire actuel ;

- **une analyse de risque portant sur les conséquences d'un retard ou d'une moindre ambition sur les différentes composantes du scénario de référence.** Différentes trajectoires (avec moins d'électrification, de sobriété, d'énergies renouvelables ou d'efficacité énergétique) sont analysées dans le cadre d'une famille de scénarios B 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 des scénarios tendanciels : 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 pour l'équilibre offre-demande du système électrique (« B-haut ») ou pour la baisse des émissions de CO<sub>2</sub> (« B-bas »). Au sein de cette famille, deux configurations différentes sont testées : une première

concernant un échec à adapter le système électrique suffisamment rapidement par rapport aux nouveaux usages («B-haut»), une seconde dans laquelle l'électrification des usages prend un retard plus important encore, conduisant à maintenir un recours élevé aux énergies fossiles («B-bas»);

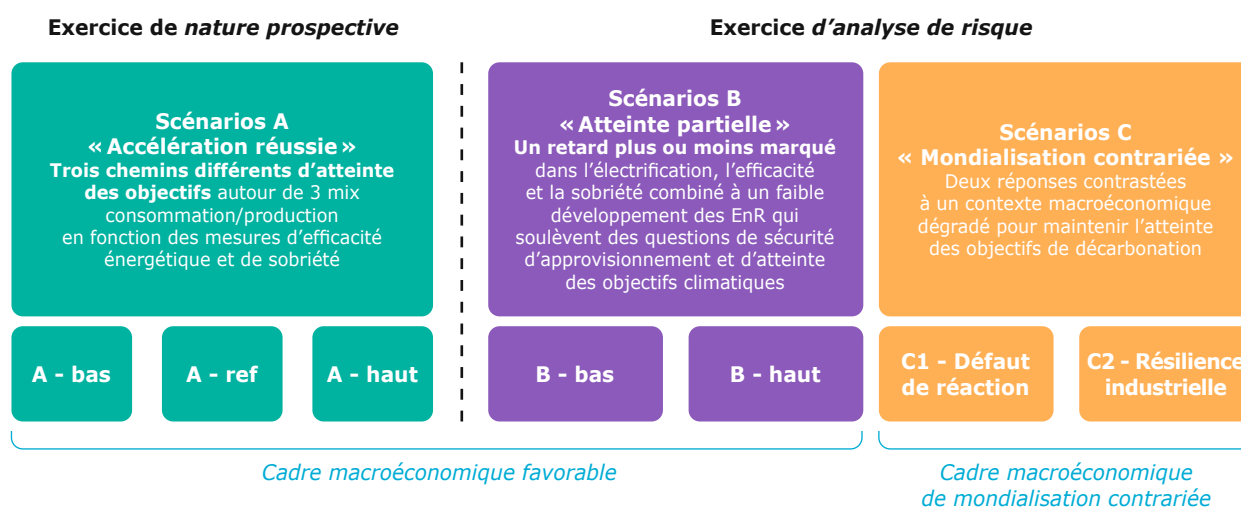
- **enfin, les crises récentes observées au niveau mondial, sur les plans géopolitique, énergétique et économique, ainsi que l'accroissement des tensions sur les relations commerciales et sur les chaînes d'approvisionnement, incitent à s'interroger sur les conditions de réussite d'une politique de transition énergétique qui serait menée dans un contexte global plus adverse.** Ainsi et conformément au programme de travail annoncé en 2021, RTE décrit dans ce Bilan prévisionnel une «famille de scénarios C» de «mondialisation contrariée» (voir aussi chapitre 8). Ces scénarios visent à étudier les conséquences d'un contexte global plus adverse et visent à identifier les leviers permettant de limiter les risques de non-atteinte des objectifs climatiques (choix technologiques, relocalisation, sobriété, etc.). Face à ce contexte macroéconomique dégradé, deux types de réponse sont étudiées : une première suppose une grande difficulté à

engager les investissements dans les solutions bas-carbone ralentissant la trajectoire de décarbonation («C-défaut de réaction»), une seconde considère la mise en œuvre de stratégies de résilience malgré leur surcoût ou les difficultés rencontrées («C-résilience industrielle»).

En particulier, la famille de scénarios B ne vise pas à décrire une perspective souhaitable, ni nécessairement la plus probable, mais regroupe des configurations de mix électrique qui conduisent à un retard de plusieurs années sur l'atteinte des objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et des orientations publiques affichées. De manière générale, les familles de scénarios «B» et «C» permettent de préparer le système électrique à des situations possibles et d'anticiper les impacts associés.

Ces différents scénarios ne peuvent prétendre à couvrir l'ensemble des possibles mais permettent de disposer d'un large panel de configurations possibles. Ils sont par ailleurs complétés par l'analyse de variantes spécifiques portant sur l'ensemble des paramètres du mix électrique (mobilité électrique, chauffage, hydrogène, sobriété, flexibilité, coûts, mix européen, etc.), de manière à évaluer la sensibilité des résultats d'analyses technico-économiques à des incertitudes de contexte ou des choix publics particuliers.

Figure 4.1 Schéma de principe de la scénarisation retenue pour le Bilan prévisionnel



## 4.1.2 Le principe de dimensionnement et d'analyse des scénarios : un bouclage en énergie et en puissance pour garantir la sécurité d'approvisionnement

L'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel s'appuie sur des modélisations approfondies des perspectives d'évolution de la consommation et de la production d'électricité détaillées dans les chapitres précédents.

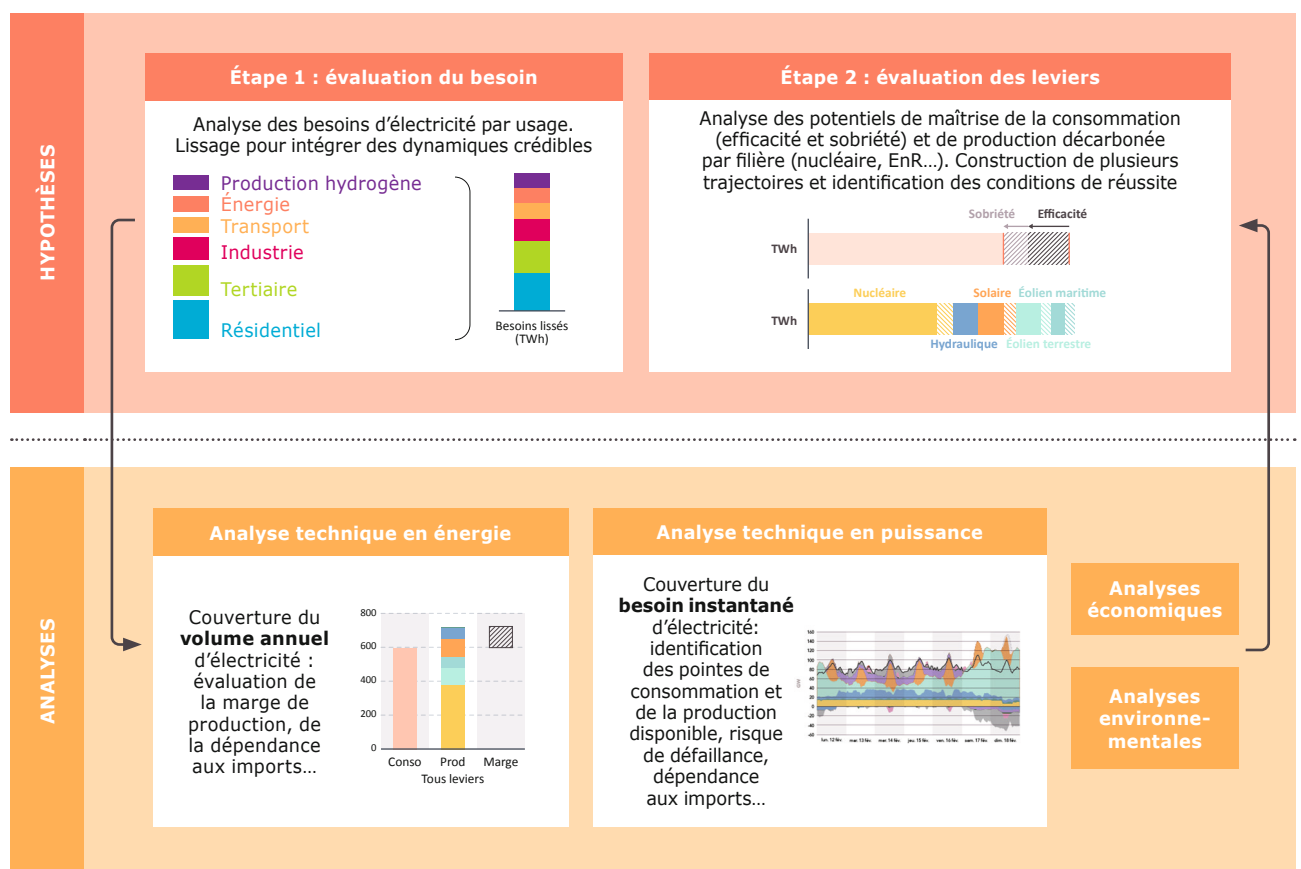
La construction des scénarios repose sur la combinaison des différentes trajectoires de consommation et de production. Le bouclage production – consommation en énergie est réalisé et complété par des analyses en « puissance », permettant de simuler finement l'équilibre entre production et consommation au pas horaire et dans de nombreuses configurations d'aléas météorologiques d'une part,

et par des analyses économiques et environnementales d'autre part.

La réalisation des analyses intègre également une description précise du fonctionnement du marché de l'électricité européen et des mix électriques dans ces pays. L'ensemble des hypothèses retenues à l'échelle européenne est présenté dans le chapitre 5.

**Il convient de distinguer le mode de construction des scénarios de la « famille A », exercice de nature prospective, de celui des autres familles de scénario.**

Figure 4.2 Méthode de construction et d'analyse des scénarios



Les scénarios de la « famille A » visent effectivement à établir d'une part, les besoins d'électricité nécessaires pour atteindre les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation et d'autre part, les niveaux de production d'électricité bas-carbone nécessaires pour couvrir ces besoins à l'échelle annuelle (« bouclage en énergie »), de manière à conserver une bonne performance du mix électrique en matière d'émissions de gaz à effet de serre. Pour assurer ce bouclage en énergie, différentes combinaisons sont possibles, reposant sur différents degrés d'activation des leviers à disposition, et intègrent toutes des marges supplémentaires.

Ces marges supplémentaires permettent de ne pas dimensionner le mix électrique « au plus juste » et de disposer de configurations résilientes à quelques aléas sur la production (fermeture de réacteurs pour contraintes de sûreté, retard sur le développement des renouvelables...) ou sur le niveau effectif des économies d'énergie. L'approche se veut ainsi volontairement prudente, dans la mesure où le sous-dimensionnement du système est largement plus coûteux que son surdimensionnement et dans un contexte où la plupart des pays voisins de la France ne se placent pas en position de forte exportation d'électricité. Ces marges sont par ailleurs également utiles pour préparer la suite de la trajectoire vers la neutralité carbone (période 2035-2050) qui comporte, elle aussi, des

incertitudes fortes notamment sur le rythme de mise en service des EPR2 et le chaînage avec les éventuelles fermetures subies ou choisies du parc de seconde génération (risque d'effet falaise). Elles se traduisent *in fine* par des volumes d'exports significatifs dans tous les scénarios. Les analyses techniques en puissance (« bouclage en puissance ») et environnementales peuvent conduire à adapter les degrés d'activation des leviers afin d'atteindre les objectifs et permettent d'identifier les capacités supplémentaires nécessaires au respect du critère de sécurité d'approvisionnement.

**La méthode de construction des familles de scénarios B et C qui relèvent d'un exercice d'analyse de risque diffère en partie de l'approche décrite ci-avant et consiste à décrire des trajectoires alternatives possibles,** pouvant résulter respectivement de retards dans l'évolution de certaines composantes du système ou d'un contexte macroéconomique plus difficile. Ces scénarios permettent ainsi d'étudier les conséquences de telles configurations tant en termes de bouclage en énergie et en puissance, et donc aussi de respect du critère de sécurité d'approvisionnement, que d'émissions de gaz à effet de serre pour l'atteinte des objectifs climatiques ou de coûts du système électrique. La construction des scénarios B et C n'est ainsi pas centrée sur la réalisation d'un objectif particulier mais est définie par des hypothèses plus défavorables que dans le scénario A.

### 4.1.3 Quatre leviers essentiels pour « boucler » les scénarios A, avec de moins en moins de marges de manœuvre pour atteindre les objectifs de décarbonation et de souveraineté

La construction et l'analyse des scénarios A montrent que la France a les moyens d'alimenter des besoins d'électricité en hausse par de la production bas-carbone en s'appuyant sur quatre leviers essentiels : développement des actions de sobriété et d'efficacité énergétique, accélération des énergies renouvelables et maximisation de la production nucléaire.

Il existe différentes configurations possibles pour « doser » les différents curseurs sur l'activation de ces leviers et atteindre les objectifs publics

en matière de souveraineté et de climat tout en garantissant un haut niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité. Dans le Bilan prévisionnel, de très nombreuses configurations ont ainsi été étudiées (cf. 4.1.3.5).

Les perspectives qui découlent des études du Bilan prévisionnel mettent ainsi en évidence un paysage dans lequel il faut à la fois développer l'usage de l'électricité dans des objets quotidiens (la voiture, le chauffage) mais également trouver des moyens de l'économiser. Il n'existe donc aucune opposition

**Figure 4.3** Les leviers identifiés pour atteindre les objectifs climatiques et de souveraineté énergétique à l'horizon 2035

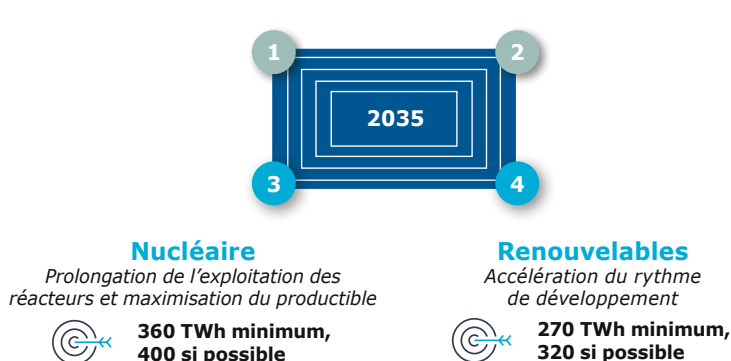
**Des besoins d'électricité qui augmentent dans tous les secteurs pour assurer la sortie des énergies fossiles et réindustrialiser la France**



**Quatre leviers essentiels pour couvrir ces besoins**  
Quelques degrés de liberté subsistent dans les choix politiques et les solutions mais les marges de manœuvre restent limitées

**Efficacité énergétique**  
Amélioration de la performance des procédés, équipements et bâtiments  
-75 TWh minimum, -100 si possible

**Sobriété**  
Baisse de la consommation reposant sur une évolution des modes de vie (à l'échelle individuelle et collective)  
-25 TWh minimum, -60 si possible



entre les messages d'économies d'énergie, même sur l'électricité bas-carbone, et le défi industriel d'électrification nécessaire pour sortir des énergies fossiles.

De la même façon, le contexte conduit désormais à un paysage où le nucléaire et les énergies renouvelables sont appelés à s'additionner pour remplacer les énergies fossiles et alimenter les besoins d'électricité par de la production bas-carbone.

#### 4.1.3.1 L'efficacité énergétique : un effet sur la consommation électrique pouvant atteindre jusqu'à 100 TWh en 2035

L'un des principaux enseignements des *Futurs énergétiques 2050* portait sur la nécessité d'accélérer les économies d'énergie et notamment l'efficacité énergétique pour atteindre les objectifs climatiques. Les éléments présentés dans le chapitre 2

montrent que les efforts associés peuvent porter au cours de la prochaine décennie sur la poursuite des gains d'efficacité des équipements et sur une massification des actions de rénovation thermique des bâtiments.

Sur le plan de l'amélioration de l'efficacité énergétique des équipements et des machines, les trajectoires sont relativement bien connues du fait d'une progression continue depuis plusieurs décennies et peuvent s'appuyer sur des effets mécaniques liés au renouvellement des équipements par des modèles plus performants. En revanche, le rythme de rénovations (nombre et performance) fait l'objet de fortes incertitudes.

Ainsi deux principales gradations de ce levier sont étudiées et se différencient pour grande partie par le rythme ou l'efficacité des rénovations :

- la **trajectoire haute** correspond à un doublement des efforts actuels portés sur les

rénovations et s'élève à 380 000 logements rénovés en moyenne sur la période 2023-2035 de façon « performante » (équivalent à un gain de  $75 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2/\text{an}$ ), ce qui n'est pas acquis au vu de l'historique récent ;

- ▶ la **trajectoire basse** correspond à une légère accélération du rythme des rénovations par rapport à aujourd'hui et s'élève à 280 000 logements rénovés en moyenne sur la période 2023-2035 de façon « performante » (équivalent à un gain de  $75 \text{ kWh}_{\text{th}}/\text{m}^2/\text{an}$ ).

Le gain total de réduction de la consommation électrique lié au développement de ces actions d'efficacité énergétique est ainsi estimé entre **75 TWh** (dans « A-haut » et les scénarios des familles B et C) et **100 TWh** à l'horizon 2035 (dans « A-bas » et « A-référence »).

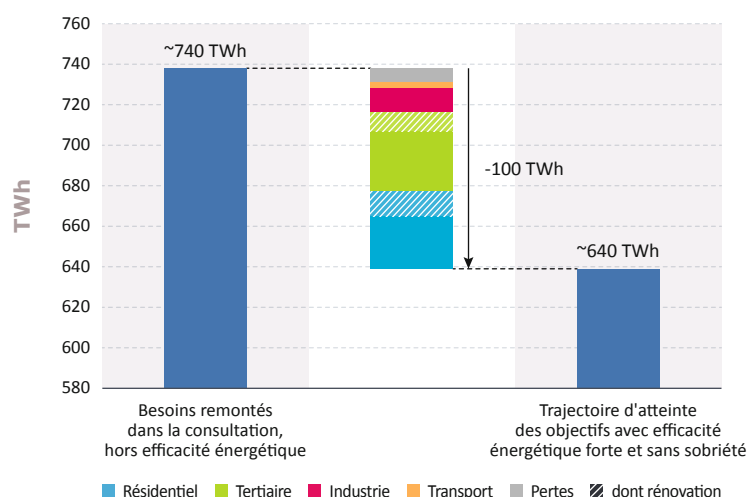
D'autres variantes et analyses de sensibilité sur le rythme ou l'efficacité des rénovations sont étudiées dans le chapitre 10.

#### 4.1.3.2 La sobriété : un gain pour le système électrique entre 25 et 60 TWh à l'horizon 2035

La sobriété constitue un autre levier régulièrement mis en avant dans le cadre des réflexions sur la transition énergétique (cf. chapitre 2). Ce levier est mobilisé de longue date dans certains scénarios prospectifs (ex : scénarios négaWatt) et a été plus largement étudié dans de nombreux autres exercices récemment (ex : *Futurs énergétiques 2050* de RTE<sup>1</sup> et *Transition(s) 2050* de l'ADEME<sup>2</sup>).

La crise énergétique rencontrée durant l'hiver 2022-2023 a montré que la consommation d'électricité pouvait baisser de manière significative notamment sous l'effet combiné des prix élevés de l'énergie et de l'augmentation du coût de la vie mais aussi grâce à des actions volontaires de sobriété, sans qu'il ne soit possible de donner précisément la part des différents facteurs. Une partie

**Figure 4.4** Effets possibles sur la consommation électrique des leviers d'efficacité énergétique en 2035



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

Note : les effets de la rénovation portent ici uniquement sur la consommation d'électricité et n'incluent pas les gains sur la consommation de gaz ou de fioul

1. RTE, 2021, *Futurs énergétiques 2050*, <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

2. ADEME, 2021, *Transition(s) 2050*, <https://www.ademe.fr/les-futurs-en-transition/>



de la baisse de consommation semble aujourd'hui se consolider, dans un contexte où l'opinion publique paraît favorable à poursuivre voire renforcer les actions de sobriété mises en place cet hiver et où les pouvoirs publics fixent des objectifs ambitieux dans ce domaine. Toutefois, les baisses récentes s'inscrivent dans un contexte spécifique de crise et de prix élevés de l'énergie : développer la sobriété à long terme de manière plus systématique pour contribuer à la transition énergétique nécessitera des évolutions structurelles des modes de vie et d'organisation de la société, qui restent à mettre en œuvre et à observer.

Plusieurs niveaux d'activation du levier «sobriété» sont étudiés dans les scénarios du Bilan prévisionnel :

- ▶ une trajectoire dite «sobriété des gestes simples» qui repose sur la pérennisation d'une partie des comportements observés l'hiver dernier pour les ménages et dans le secteur tertiaire tout en mobilisant des actions complémentaires permettant une baisse de la consommation de 25 TWh à l'horizon 2035 (trajectoire retenue pour les scénarios «A-référence» et «A-haut» ainsi que les scénarios B) ;
- ▶ une trajectoire de «sobriété sociétale» qui s'appuierait sur des ruptures plus profondes

des modes de vie, de consommation et de production (report modal dans les transports plus important, organisation de la ville...) et conduirait à une réduction de 60 TWh à 2035 (hypothèse retenue pour le scénario «A-bas») ;

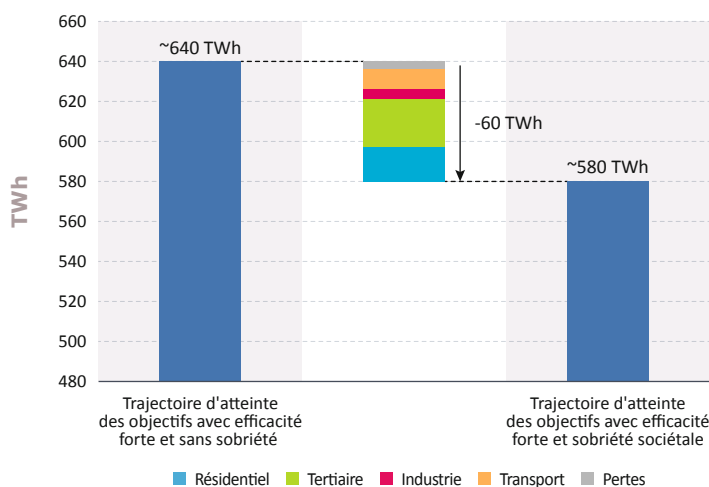
- ▶ les scénarios de la «famille C-Mondialisation contrariée» reposent sur l'hypothèse de baisses de consommation (50 TWh environ à 2035) associées à des effets «prix», qui relèvent davantage d'économies subies.

#### 4.1.3.3 L'accélération du développement des renouvelables : un levier essentiel pour accroître la production d'électricité décarbonée

Tous les scénarios d'électrification nécessitent d'accroître de façon importante le volume de production renouvelable (photovoltaïque, éolien terrestre et en mer). Il s'agit d'un moyen incontournable pour produire de l'électricité décarbonée, en particulier à moyen terme, d'ici 10 à 15 ans.

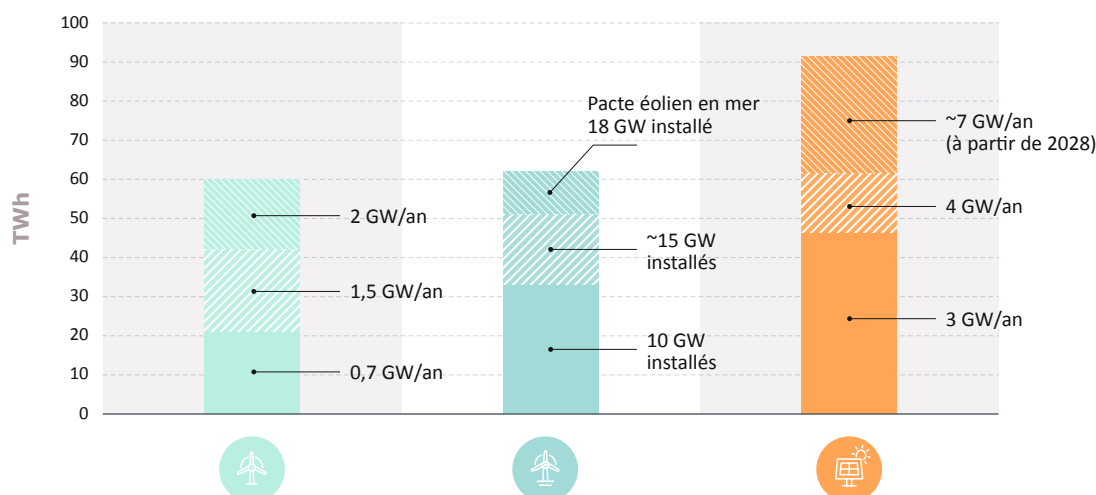
Les analyses du Bilan prévisionnel conduisent ainsi à retenir un socle minimal de 270 TWh d'énergies renouvelables en 2035 (contre 120 TWh

Figure 4.5 Effets possibles sur la consommation électrique des leviers de sobriété en 2035



- 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

**Figure 4.6** Accroissement de production permis entre 2023 et 2035 par l'activation des différents rythmes de déploiement des énergies renouvelables



aujourd'hui) dans les scénarios A : cette cible est suffisante si le nucléaire retrouve un bon niveau de disponibilité et/ou si les économies d'énergie se développent suffisamment.

En complément, une cible de 320 TWh offre un niveau de résilience supplémentaire : 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. Elle permet également dans les autres scénarios de pallier la possibilité 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.

Différents panachages sont possibles pour atteindre ces cibles, en fonction des dynamiques industrielles, des choix publics et de l'acceptabilité sociale des projets. Ces éléments sont détaillés au sein des trajectoires proposées dans le chapitre 3 pour chacune des filières concernées.

#### 4.1.3.4 La maximisation de la production du parc nucléaire existant : un élément incontournable pour réussir la décarbonation au cours de la prochaine décennie

La construction de nouveaux réacteurs ne pourra produire des effets qu'après 2035. En revanche, la maximisation de la production annuelle du parc existant (complété par l'EPR de Flamanville) est un levier déterminant pour accompagner la croissance des besoins d'électricité et ce dans un contexte où la production du parc nucléaire a continûment diminué au cours des vingt dernières années.

Compte tenu des incertitudes qui pèsent sur la disponibilité du parc actuel, plusieurs niveaux de production nucléaire sont envisagés.

**Un volume moyen de production de l'ordre de 360 TWh à l'horizon 2030-2035, en intégrant l'EPR de Flamanville, constitue une hypothèse prudente et atteignable.** Combiné à un développement poussé des énergies renouvelables, ce volume de production permettrait d'atteindre une production bas-carbone suffisante pour assurer la

couverture des besoins des scénarios A dans la plupart des configurations.

**Retrouver une production du même niveau que celle atteinte durant la décennie 2010 (de l'ordre de 400 TWh) constitue un scénario haut.** Celui-ci aurait plusieurs avantages : se prémunir des conséquences d'un possible retard dans le déploiement des énergies renouvelables en assurant la couverture des besoins plus importants, tels qu'identifiés dans le scénario «A-haut», mais aussi réduire les besoins de flexibilités pour garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement, notamment pour les scénarios susceptibles de nécessiter des moyens de pointe et d'extrême pointe comme des centrales thermiques.

*A contrario*, la fermeture de plusieurs réacteurs ou une dégradation supplémentaire de la disponibilité du parc existant pourrait réduire la production nucléaire. Ce scénario bas a été fixé à environ 330 TWh dans le Bilan prévisionnel et est également étudié dans les analyses de sensibilité autour des scénarios (*cf.* chapitre 3).

#### 4.1.3.5 Plusieurs combinaisons des leviers pour atteindre les objectifs sont possibles

Il existe encore des marges de manœuvre sur la façon d'activer les différents leviers, ce qui laisse la place à un choix public sur la façon d'atteindre les objectifs en fonction des préférences de la société.

Autrement dit, il est possible de «boucler», tout en atteignant les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation, sans positionner tous les curseurs au maximum. 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. De même, 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.

Au total, RTE a étudié une dizaine de configurations possibles et détaille dans ce chapitre l'analyse complète pour trois d'entre elles («A-référence», «A-bas» et «A-haut») représentant des combinaisons type des différents curseurs sur chacun des leviers. Le scénario «A-référence» mise ainsi sur une activation relativement équilibrée des différents leviers, tandis que le scénario «A-bas» étudie une accélération sur les actions de sobriété et le scénario «A-haut» une ambition moindre sur les actions d'efficacité énergétique.

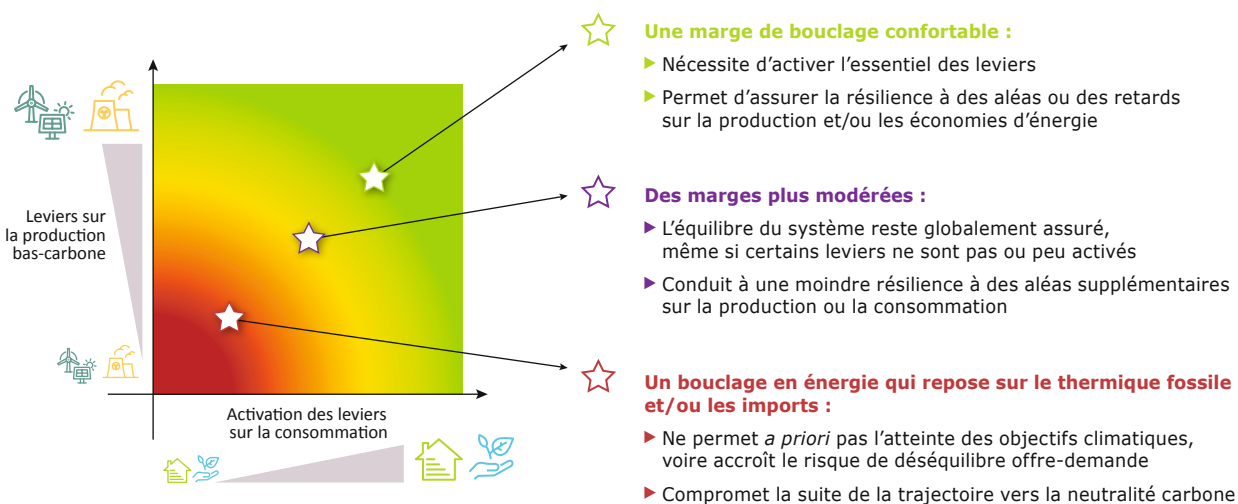
**L'analyse permet également de montrer que l'abandon de l'un des leviers ou une baisse d'ambition simultanée sur plusieurs d'entre eux rendrait extrêmement difficile l'atteinte des objectifs climatiques et de sécurité d'approvisionnement.**

**À l'inverse, adopter des objectifs ambitieux sur chacun des curseurs offre des marges confortables et représente la stratégie la plus efficace pour augmenter la résilience du système électrique face aux imprévus et tenir compte de risques industriels identifiés.** Activer tous les leviers de manière ambitieuse permet ainsi de ne pas mettre en péril la suite de la trajectoire d'électrification vers la neutralité carbone (période 2035-2050).

Figure 4.7 Plusieurs combinaisons des 4 leviers permettent d'atteindre les objectifs – famille de scénarios A



Figure 4.8 Illustration du bouclage en énergie en fonction des combinaisons de différents leviers



#### 4.1.3.6 Les leviers de la transition produisent des effets selon différentes temporalités

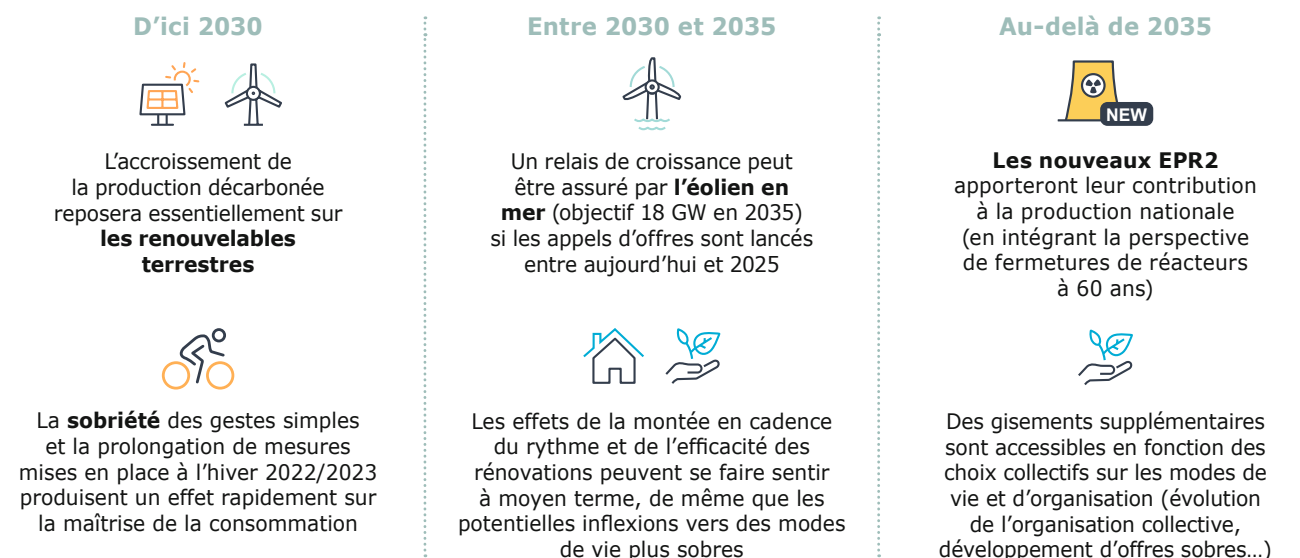
La mobilisation de l'ensemble des leviers dès aujourd'hui apparaît crucial pour se mettre en capacité d'atteindre les objectifs publics tout en renforçant la résilience du système électrique, d'autant plus pour certains leviers qui ne déploieront tous leurs effets que dans le temps. Trois périodes peuvent ainsi être distinguées.

**Entre 2023 et 2030**, la France doit accélérer l'essor des énergies renouvelables terrestres et maximiser autant que faire se peut le productible nucléaire (avec la mise en service de l'EPR de Flamanville et en retrouvant des niveaux de disponibilité passés sur le parc de seconde génération avec la fin de la crise de corrosion sous contrainte). La pérennisation d'actions mises en œuvre sur l'hiver 2022-2023 doit également permettre de réaliser des économies d'énergie à court terme.

**À partir de 2030**, conjointement aux effets des rénovations énergétiques dans les logements et bâtiments et des effets d'une sobriété plus structurelle qui pourraient se matérialiser à cet horizon, l'éolien en mer et le parc électronucléaire concentrent l'essentiel des enjeux pour infléchir plus encore la croissance de la production bas-carbone et conforter le bouclage tant en énergie qu'en puissance.

Du fait de son facteur de charge important, l'éolien en mer constitue un levier important pour augmenter le volume de production bas-carbone (jusqu'à 50 TWh de production supplémentaire entre 2030 et 2035), tout en poursuivant l'essor du photovoltaïque et de l'éolien terrestre. Toutefois, comme rappelé dans le chapitre 3, la mise en service de 14 GW de parcs éoliens en mer en 5 ans constitue un objectif technique, opérationnel et industriel extrêmement ambitieux avec peu de marges, et implique l'attribution de nombreux appels d'offres au cours des toutes prochaines années.

Figure 4.9 Différentes temporalités de matérialisation des leviers de la transition énergétique



La réussite de la prolongation des réacteurs de deuxième génération au-delà de 50 ans constituera le second enjeu de la prochaine décennie puisque près de 22 réacteurs 900 MW seront concernés d'ici 2035 et que l'ASN a déjà pointé à cet horizon 8 réacteurs pour lesquels les conditions de la prolongation nécessitent d'être approfondies.

**Au-delà de 2035** (hors horizon d'étude du Bilan prévisionnel 2023), l'évolution de la production

décarbonée dépendra étroitement du rythme de mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires (EPR2 voire SMR) et de l'évolution en parallèle du parc de seconde génération (fermetures et prolongations). En complément, la poursuite du développement des énergies renouvelables ainsi que le déploiement de modes de vie plus sobres permettront d'accompagner l'électrification de l'économie à long terme.

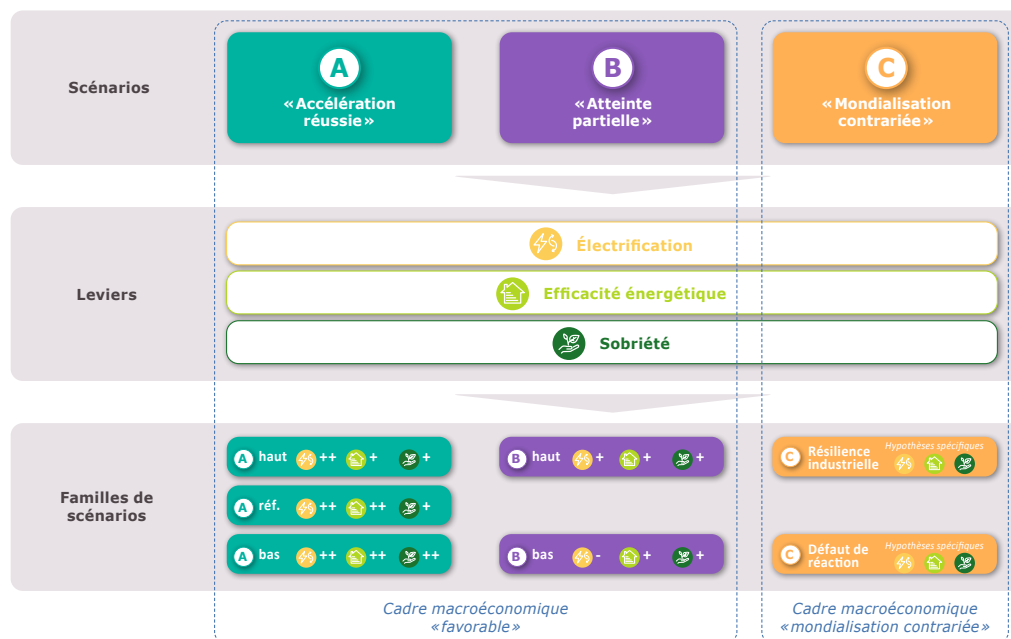
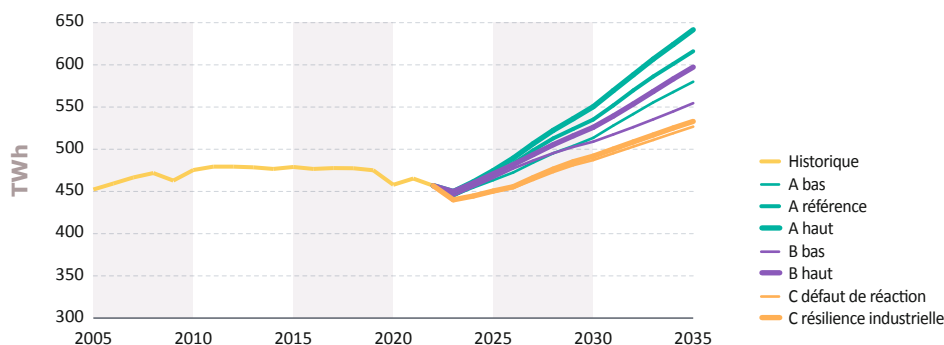
## 4.1.4 Analyse comparée des scénarios

### 4.1.4.1 Des trajectoires de consommation toutes orientées à la hausse, dans des proportions plus ou moins importantes

Tous les scénarios projettent une croissance importante de la consommation d'ici à 2035, quels que soient les niveaux d'électrification et d'activation des leviers de sobriété et d'efficacité énergétique considérés.

Dans les scénarios des familles A et B (cadre macroéconomique favorable), les besoins en électricité à 2035 représentent un accroissement de 80 à 170 TWh par rapport au niveau de consommation d'avant-crise (environ 470 TWh entre 2010 et 2019). Dans ces scénarios, le niveau de consommation reviendrait aux niveaux d'avant-crise sanitaire et énergétique dès l'horizon 2025.

Figure 4.10 Trajectoires d'évolution de la consommation électrique entre 2023 et 2035



Néanmoins, compte tenu des fortes incertitudes sur l'horizon et l'ampleur de cette inflexion à la hausse de la consommation, notamment liées au contexte géopolitique et économique international, les scénarios de la famille C explorent un avenir différent, avec un retour aux niveaux de consommation d'avant-crise qui n'interviendrait qu'à la fin de la décennie 2020, et une hausse de la consommation à l'horizon 2035 qui serait également plus limitée, de l'ordre de seulement 60 TWh.

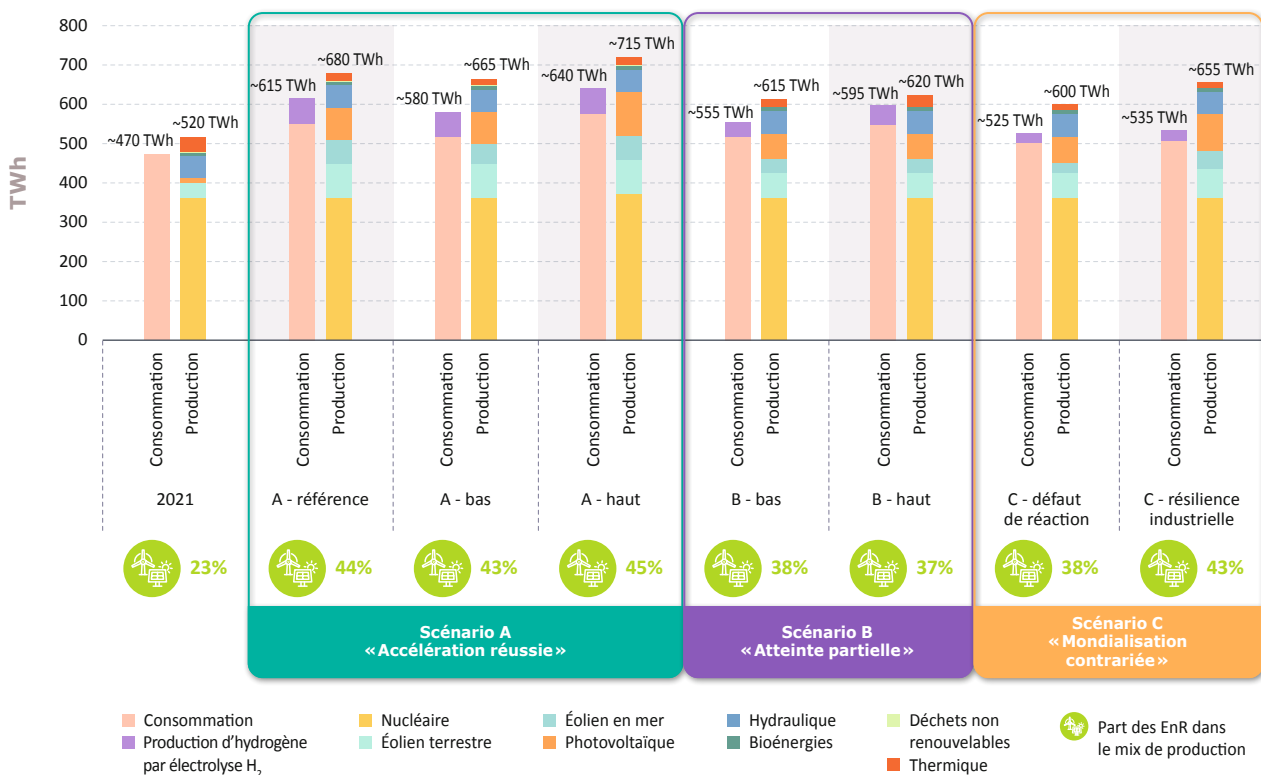
#### 4.1.4.2 La part des énergies renouvelables dans le mix électrique croît de manière progressive dans tous les scénarios

Quel que soit le scénario étudié, la production d'électricité à partir des renouvelables sera amenée à croître significativement pour atteindre entre 35 et

45% à 2035 contre 23% aujourd'hui. L'inflexion est naturellement la plus notable pour la famille de scénarios A et le scénario «C-résilience industrielle» et ce notamment à partir de 2030 sous l'effet de l'accélération du développement de la filière photovoltaïque couplée à celle sur l'éolien en mer. Dans tous les scénarios, la production photovoltaïque devrait rattraper voire dépasser la production éolienne terrestre d'ici 2035, ce qui modifiera le profil de production et entraînera des conséquences sur le fonctionnement technique du système électrique (voir chapitre 6). Au total, les deux filières renouvelables terrestres représenteraient, selon les scénarios, entre 20 et 27% de la production électrique totale en 2035 contre environ 10% aujourd'hui.

Dans le même temps, la part du nucléaire dans le mix électrique à 2035 se réduirait progressivement pour atteindre entre 50 et 55% pour la famille de scénario A contre plus de 70% dans la

Figure 4.11 Bouclage et mix à 2035 des différents scénarios





décennie 2010-2020. Elle se maintiendrait à près de 60 % dans les scénarios B et «C-défaut de réaction» à moyen terme, compte tenu du retard sur le déploiement des énergies renouvelables.

Les combinaisons d'activation des leviers retenues dans la construction des scénarios permettent de garantir des bouclages en énergie, en évitant tout dimensionnement au plus juste qui conduirait à des scénarios peu résilients à des aléas. Ce bouclage en énergie se traduit donc par des volumes d'exports d'électricité significatifs, de l'ordre de 60 TWh au moins en 2035. Seul le scénario «B-haut» présente une marge de bouclage en énergie réduite (25 TWh) sous l'effet conjoint de l'accroissement de la consommation couplé à un développement faible des énergies renouvelables.

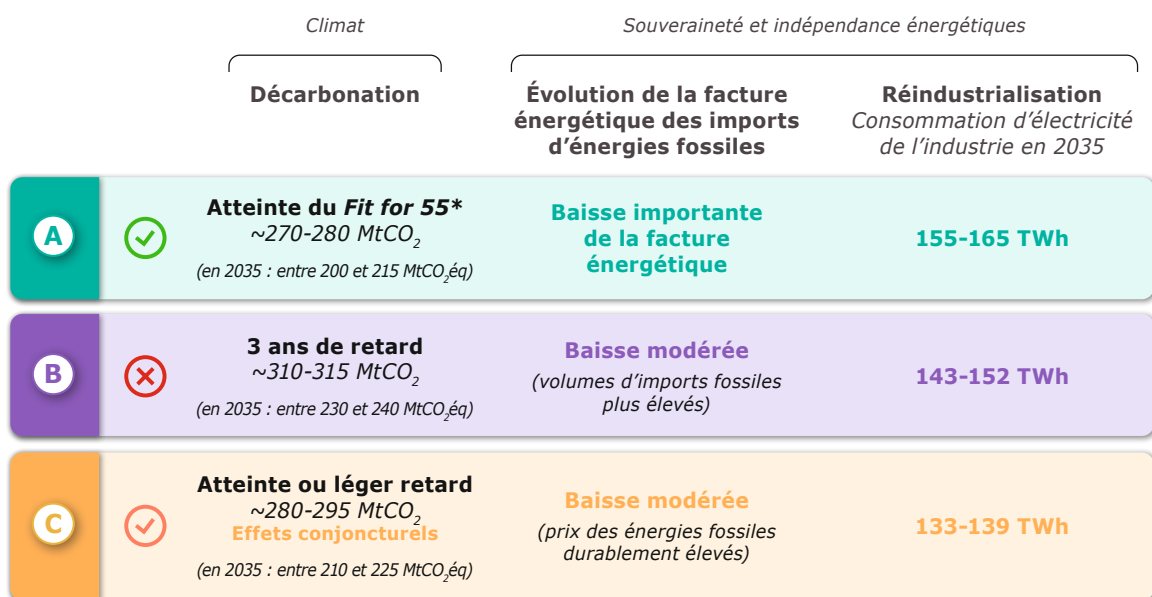
En termes de bouclage en puissance, les scénarios affichent des besoins de flexibilité (effacement et autres moyens de pilotages la demande, stockage et/ou production thermique pilotable) différents

pour atteindre le critère de sécurité d'approvisionnement légal. Ainsi, les scénarios de forte consommation tels que «A-haut», «B-haut» font apparaître un besoin plus important que dans le scénario «A-référence» et surtout que dans les scénarios pour lesquels l'accroissement de consommation (notamment des pointes) reste contenu tels que les scénarios C, «B-bas» et «A-bas». Les différents bouquets de flexibilité permettant de satisfaire le besoin sont détaillés plus avant dans le chapitre 6.

#### 4.1.4.3 Des perspectives d'atteinte des objectifs (réduction des émissions, souveraineté industrielle et énergétique) contrastées selon les scénarios

Par construction, les scénarios A permettent d'atteindre l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre fixé à l'horizon 2030 (objectif du *Fit for 55*), tandis que les scénarios B affichent quant

**Figure 4.12** Performances des scénarios vis à vis des objectifs climatiques et de souveraineté énergétique et industrielle



\* Sous réserve de l'atteinte des objectifs de réduction des émissions dans d'autres secteurs, ou sur d'autres leviers, projetés par les travaux de planification écologique (agriculture, déchets, bioénergies, puits de carbone, économies d'énergies sur d'autres vecteurs que l'électricité...)

à eux un retard de quelques années sous l'effet d'une électrification insuffisante.

Les scénarios C atteignent eux aussi les objectifs de décarbonation même si cette perspective tient pour beaucoup aux effets conjoncturels liés à l'environnement économique dégradé et reste donc fragile : la décarbonation n'est pour l'essentiel pas structurelle mais conjoncturelle et les émissions peuvent repartir à la hausse en cas d'amélioration soudaine du contexte macro-économique.

S'agissant de la facture énergétique liée aux imports d'énergies fossiles, celle-ci affiche une baisse importante dans tous les scénarios, notamment dans la famille des scénarios A du fait de la forte électrification des usages où elle atteint 15 à 16 Md€<sub>2022</sub> en 2035 contre près de 50 Md€<sub>2022</sub> en 2019. La baisse est plus modérée dans les scénarios

B (~20 Md€<sub>2022</sub>) qui recourent encore beaucoup à ces énergies et plus encore dans les scénarios C (~28 Md€<sub>2022</sub>) pour lesquels les prix des énergies fossiles restent élevés, ce qui vient compenser une partie de la baisse des importations en volumes.

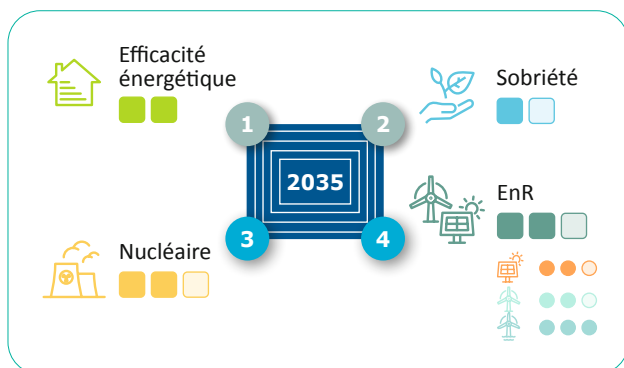
Enfin, les dynamiques combinées de réindustrialisation et d'électrification directe ou indirecte de la consommation énergétique du secteur induisent une forte hausse de la consommation d'électricité dans l'industrie à 2035 dans les scénarios A pour atteindre entre 155 et 165 TWh à 2035, contre 114 TWh en 2019. La hausse serait plus mesurée dans les scénarios C, dans lesquels la production industrielle est affectée par la diminution de la demande finale de biens dans un contexte de faible croissance économique et un climat international dégradé.



## **4.2 LES SCÉNARIOS DE MIX PRODUCTION-CONSOMMATION**

## Le scénario « A-référence »

### Une utilisation homogène de l'ensemble des leviers sur la production et la consommation d'électricité pour atteindre les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation de la France



Dans ce scénario, l'industrie française se développe en s'appuyant de manière préférentielle sur des énergies décarbonées : sa part dans le PIB se stabilise autour de 10%, constituant une inflexion contre-tendancielles traduisant la volonté de réindustrialiser certains secteurs stratégiques. L'électrification des usages est rapide dans tous les secteurs, avec notamment une accélération du déploiement des pompes à chaleur et du développement des véhicules électriques. La production d'hydrogène et de ses dérivés par électrolyse connaît une croissance rapide pour atteindre près de 1 300 kth<sub>2</sub> en 2035.

Le scénario comprend un renforcement des économies d'énergie grâce à l'efficacité énergétique et à la sobriété, contenant l'augmentation de la consommation d'électricité autour de 615 TWh à l'horizon 2035. Ainsi, le rythme de rénovations croît progressivement pour atteindre 380 000 rénovations «équivalent performantes<sup>3</sup>» par an. La sobriété se développe également, limitant les consommations superflues (réduction de la température de chauffage, extinction de la lumière des pièces inoccupées, extinction des appareils en veille, etc.) mais mobilise peu de leviers structurels sur les modes de vie.

Du côté de la production, le scénario dessine une configuration dans laquelle la production nucléaire remonte au cours des prochaines années et se stabilise autour de 360 TWh par an, soit un niveau supérieur à celui observé lors des crises de 2020 et 2022 mais nettement inférieur aux niveaux historiques des années 2000 (soit pour cause de fermetures anticipées de réacteurs, de vieillissement ou encore d'aléas sur le programme de maintenance).

Le développement des énergies renouvelables s'accélère en particulier sur le photovoltaïque et, à partir de 2030, sur l'éolien en mer. Le rythme de mise en service atteint ainsi 4 GW/an en moyenne pour le photovoltaïque, avec des installations privilégiées sur les toitures, les friches et délaissés ou encore sous forme d'agrivoltaïsme, conformément aux orientations de la loi d'accélération des énergies renouvelables. Le rythme de développement de l'éolien terrestre se maintient autour de 1,5 GW/an, en s'appuyant sur de nouveaux parcs mais également sur le renouvellement des machines les plus anciennes par des éoliennes plus modernes et plus puissantes. Quant à l'éolien en mer, le scénario reprend l'objectif du pacte éolien en mer de disposer de 18 GW en service à l'horizon 2035. Ceci nécessite de suivre un calendrier de lancement et d'attribution d'appels d'offres exigeant dès 2025.

Enfin, pour assurer la sécurité d'approvisionnement, un déploiement de nouvelles flexibilités dès 2030 est nécessaire, combinant différentes solutions : côté demande, un fort développement des effacements, du pilotage de la recharge des véhicules électrique et de la flexibilité dans les bâtiments tertiaires et côté production, selon les configurations, un développement et/ou une conversion de centrales thermiques utilisant des combustibles bas-carbone ainsi que des batteries.

Ces évolutions conduisent à un système électrique français qui reste globalement exportateur sur toute la période étudiée (autour de 50 à 60 TWh par an), permettant d'avoir un système robuste à des retards sur la production ou les économies d'énergies. La part des énergies renouvelables dans le mix atteint 44% en 2035 tandis que celle du nucléaire s'élève autour de 53%.

Grâce à l'ensemble de ces transformations, et en mobilisant en complément les autres leviers de décarbonation en plus de l'électricité (notamment les bioénergies), le scénario permet une baisse des émissions territoriales de la France conforme à l'objectif de «-55% net» et à l'objectif visé par les pouvoirs publics dans le cadre de la planification écologique.

3. Cf. §4.3.1 et chapitre 2 (équivalent -75 kWh<sub>u</sub>/m<sup>2</sup>/an, moyenne sur 2023-2035)

# Fiche scénario A-référence à 2035

MIX ÉLECTRIQUE

### Évolution des capacités installées (GW)

Rythme photovoltaïque : 4 GW/an    Rythme éolien terrestre : 1,5 GW/an

### Capacités installées et production

Nucléaire	63 GW - 360 TWh
Éolien terrestre	39 GW - 87 TWh
Éolien en mer	18 GW - 63 TWh
Photovoltaïque	68 GW - 80 TWh
Hydraulique	27 GW - 58 TWh*
Bioénergies	2 GW - 10 TWh
Thermique	selon bouquet

\* hors STEP

Émissions du mix  
**10 MtCO<sub>2</sub>éq**

Part EnR  
**44 %**

Solde exportateur  
**65 TWh**

CONSOMMATION ÉLECTRIQUE

**Consommation intérieure d'électricité 615 TWh**

**18 M de véhicules électriques**

**1 280 kt/an d'H<sub>2</sub> bas-carbone** (soit 65 TWh de consommation d'électricité)

**Industrie 160 TWh**

**11,5 M de pompes à chaleur**

**380 000 rénovations/an en « équivalent rénos performantes »**

**Sobriété - gestes simples (-25 TWh)**

FLEXIBILITÉS

### Plusieurs bouquets possibles (cf. Chap. 6)

■ socle    ▨ selon bouquet

- Flexibilité demande: 4 socles, 1 selon bouquet
- Batteries/STEP additionnelles: 2 socles, 2 selon bouquet
- Thermique additionnel: 2 socles, 2 selon bouquet

ENJEUX CLIMATIQUES

**Émissions brutes**

Fit For 55

~280 MtCO<sub>2</sub>éq en 2030    **205 MtCO<sub>2</sub>éq en 2035**

### Consommation finale énergétique\* (TWh)

\* hors soutes et hors chaleur environnement

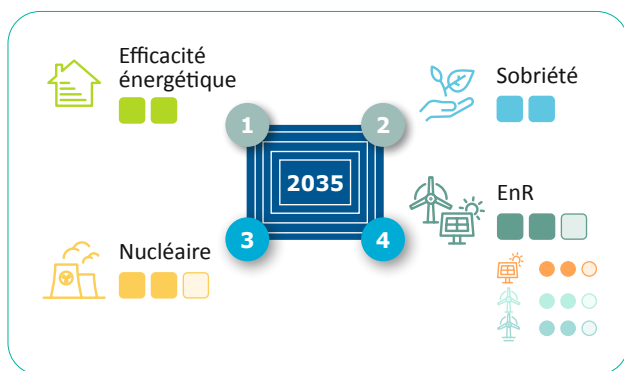
ÉCONOMIE & SOUVERAINETÉ

### Contexte macroéconomique favorable

- PIB : **1,1%/an** (moy. 2022-2035)
- Coût du capital (en valeur réelle avant impôts) : **6 %**
- Prix du gaz : **24 €<sub>2022</sub>/MWh<sub>th</sub>**
- Coût brut de long terme de la production d'électricité : **[65-85] €<sub>2022</sub>/MWh<sub>produit</sub>**
- Facture combustibles fossiles : **15-16 Md€<sub>2022</sub>** (contre 50 Md€<sub>2022</sub> en 2019)

## Le scénario « A-bas »

### **La maîtrise de la consommation par l'activation plus poussée de la sobriété donne des marges de manœuvre supplémentaires au système électrique français**



Le scénario « A-bas » se distingue du scénario « A-référence » essentiellement par une plus forte sobriété, offrant au système une plus grande résilience à des aléas sur la croissance de la production bas-carbone (développement des énergies renouvelables et disponibilité du nucléaire) pour atteindre les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation de la France.

Comme dans le scénario « A-référence », l'électrification des usages est rapide dans tous les secteurs, avec une accélération dans l'industrie et dans le déploiement des pompes à chaleur (11,5 millions de logements en 2035). La production d'hydrogène et de ses dérivés par électrolyse se développe également rapidement pour atteindre près de 1300 ktH<sub>2</sub> en 2035.

Dans ce scénario, une sobriété plus systémique se déploie, transformant progressivement les modes de vie, avec une baisse de la consommation de produits manufacturés, une légère réduction de la surface des logements et une baisse importante de l'utilisation des véhicules particuliers. Si le développement des véhicules électriques s'accélère (14 millions contre 18 millions de véhicules dans le scénario de référence), le scénario fait l'hypothèse d'un report modal plus marqué vers les transports collectifs et la mobilité à vélo notamment. Le scénario comprend par ailleurs un renforcement important de l'efficacité énergétique, au même niveau que dans le scénario de référence.

Combinés, ces deux leviers permettent de maîtriser l'augmentation de la consommation d'électricité autour de 580 TWh à l'horizon 2035, soit 35 TWh de moins que dans le scénario « A-référence ».

Du côté de la production, le scénario reprend l'hypothèse du scénario de référence avec une production nucléaire qui se stabilise autour de 360 TWh par an à 2030 et 2035. Le développement des énergies renouvelables s'appuie sur la trajectoire d'accélération minimale du photovoltaïque (4 GW/an), sur la poursuite du développement de l'éolien terrestre au rythme actuel (autour de 1,5 GW/an) et sur l'éolien en mer dont la puissance totale installée atteint 15 GW en 2035 soit en léger retrait par rapport à l'objectif annoncé par l'État. La production bas-carbone totale atteint ainsi près de 650 TWh à 2035, couvrant largement la consommation électrique française.

Ces évolutions conduisent à un système électrique français dont le solde de bouclage en énergie atteint 70 TWh à 2030 et près de 85 TWh à 2035. Ces excédents importants offrent des gages de résilience au système électrique français pour préparer la suite du chemin de la décarbonation 2035-2050, exporter de l'électricité bas-carbone, produire plus d'hydrogène par électrolyse, et/ou se couvrir contre des retards sur les trajectoires de développement des énergies renouvelables retenues (par exemple retard significatif sur l'éolien en mer) ou encore la baisse de la production nucléaire (non-prolongation d'un nombre important de réacteurs).

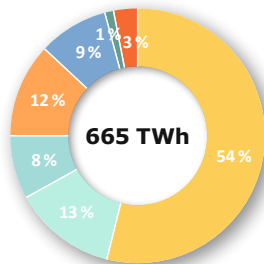
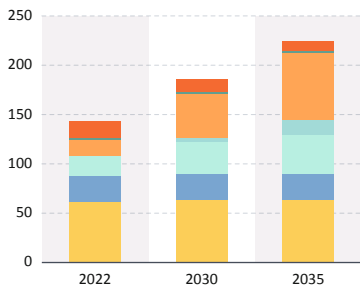
Enfin, la mobilisation plus importante de la sobriété contribue à contenir le besoin de flexibilités pour garantir le niveau de sécurité d'approvisionnement.

Grâce à l'ensemble de ces transformations, le scénario permet une baisse supplémentaire des émissions territoriales brutes de la France de 10 MtCO<sub>2</sub>eq par rapport au scénario A de référence en 2030 (liée à la sobriété accrue, en particulier sur les usages non électriques).

# Fiche scénario A - bas à 2035

## MIX ÉLECTRIQUE

### Évolution des capacités installées (GW)



Rythme photovoltaïque : 4 GW/an

Rythme éolien terrestre : 1,5 GW/an



Émissions du mix  
9 MtCO<sub>2</sub>éq



Part EnR  
43 %



Solde exportateur  
85 TWh

### Capacités installées et production

	<b>Nucléaire</b>	63 GW - 360 TWh
	<b>Éolien terrestre</b>	39 GW - 87 TWh
	<b>Éolien en mer</b>	15 GW - 52 TWh
	<b>Photovoltaïque</b>	68 GW - 80 TWh
	<b>Hydraulique</b>	27 GW - 58 TWh*
	<b>Bioénergies</b>	2 GW - 10 TWh
	<b>Thermique</b>	selon bouquet

\* hors STEP

## CONSUMMATION ÉLECTRIQUE



Consommation intérieure d'électricité  
**580 TWh**



**14 M** de véhicules électriques - fort report modal



**1 280 kt/an** d'H<sub>2</sub> bas-carbone (soit 65 TWh de consommation d'électricité)



Industrie  
**155 TWh**



**11,5 M** de pompes à chaleur  
**380 000** rénovations/an en « équivalent rénos performantes »



Sobriété - sociétale (-60 TWh)

## FLEXIBILITÉS

### Plusieurs bouquets possibles (cf. Chap. 6)

■ socle    ▨ selon bouquet



Flexibilité demande



Batteries/STEP additionnelles



Thermique additionnel



## ENJEUX CLIMATIQUES



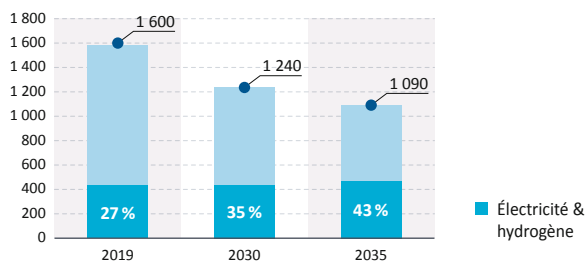
Émissions brutes



~270 MtCO<sub>2</sub>éq en 2030

**200 MtCO<sub>2</sub>éq** en 2035

### Consommation finale énergétique\* (TWh)



\* hors soutes et hors chaleur environnement

## ÉCONOMIE & SOUVERAINETÉ

### Contexte macroéconomique favorable



PIB : **1,1%/an** (moy. 2022-2035)



Coût du capital (en valeur réelle avant impôts) : **6 %**



Prix du gaz : **24 €<sub>2022</sub>/MWh<sub>th</sub>**



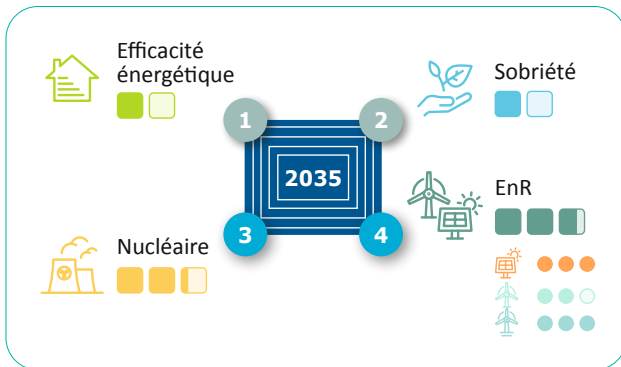
Coût brut de long terme de la production d'électricité : **[65-85] €<sub>2022</sub>/MWh<sub>produit</sub>**



Facture combustibles fossiles : **15-16 Md€<sub>2022</sub>** (contre 50 Md€<sub>2019</sub>)

## Le scénario « A-haut »

### **Une moindre performance en termes d'efficacité énergétique couplée à des trajectoires plus ambitieuses sur la production bas-carbone**



Le scénario «A-haut» se distingue du scénario «A-référence» par un recours plus modéré aux leviers d'économies d'énergie, induisant une consommation plus importante à moyen/long terme. Cet accroissement du besoin en électricité nécessite de mobiliser à la hausse les leviers sur la production bas-carbone (renouvelables et nucléaire) pour permettre d'atteindre les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation de la France sans fragiliser sa souveraineté électrique.

A l'instar des scénarios «A-référence» et «A-bas», l'électrification des usages dans ce scénario est rapide dans tous les secteurs, avec une accélération du déploiement des pompes à chaleur (11,5 millions de logements en 2035), du développement des véhicules électriques (18 millions de véhicules légers). La production d'hydrogène et de ses dérivés par électrolyse se développe également rapidement pour atteindre près de 1 300 ktH<sub>2</sub> en 2035.

Le scénario se caractérise par un renforcement des économies d'énergie grâce à l'efficacité énergétique mais dont l'ampleur est moins marquée que dans les autres scénarios de la famille A. Ainsi le rythme des rénovations équivalentes à des rénovations performantes dans le secteur résidentiel atteint 280 000 logements par an (contre 380 000 dans les autres scénarios A). La part du parc de bâtiments du secteur tertiaire rénovée annuellement y est aussi plus faible que dans l'hypothèse de référence. Dans le secteur industriel, les gains sur l'efficacité des procédés s'affichent aussi en retrait. La sobriété se développe dans les mêmes proportions que dans le scénario de référence, c'est-à-dire sans mobiliser de leviers plus structurels sur les modes de vie.

Ces évolutions conduisent à une consommation d'électricité de 640 TWh à 2035.

Du côté de la production, le scénario s'appuie sur l'hypothèse d'une production nucléaire qui remonte au cours des prochaines années et se stabilise autour de 370 TWh par an aux horizons 2030 et 2035 sous l'effet d'une meilleure maîtrise de la disponibilité du parc, soit un niveau légèrement supérieur au scénario «A-référence». Concernant le photovoltaïque, la trajectoire haute avec un rythme d'installation qui s'accélère rapidement après 2027 pour atteindre près de 7 GW/an permet de mobiliser jusqu'à 30 TWh de production bas-carbone supplémentaire.

Sur l'éolien, le scénario reprend l'objectif du pacte éolien en mer (18 GW en service à l'horizon 2035) – un objectif difficilement dépassable à cet horizon – et conserve le rythme historique d'accroissement sur l'éolien terrestre.

La mobilisation des leviers nucléaire et photovoltaïque permet au système électrique français de conserver un solde exportateur sur toute la période étudiée, qui atteint de 60 à 75 TWh par an, permettant de préparer la suite du chemin de la transition énergétique. La part des énergies renouvelables dans le mix atteint 45% en 2035 et celle du nucléaire 52%.

Pour assurer le respect du critère de sécurité d'approvisionnement, le déploiement de nouvelles flexibilités est nécessaire de façon plus prononcée dans ce scénario que dans la situation de référence. Ceci est notamment lié à l'effet de la croissance plus élevée de la consommation, mais également à un besoin plus conséquent de thermique utilisant des combustibles bas-carbone et de batteries (pour accompagner la croissance forte du photovoltaïque).

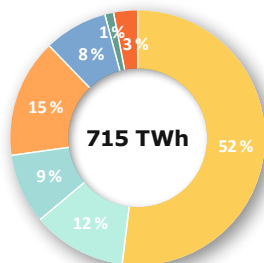
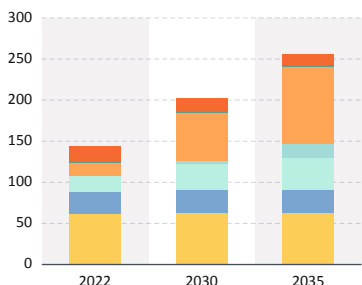
Du fait d'économies d'énergie moins importantes que dans les autres scénarios, celui-ci atteint une baisse des émissions territoriales brutes de la France compatible avec l'objectif *Fit for 55* à l'horizon 2030 sous réserve de mobiliser largement les autres leviers de décarbonation (bioénergies, puits de carbone, économies d'énergies hors électricité...).



# Fiche scénario A - haut à 2035

## MIX ÉLECTRIQUE

### Évolution des capacités installées (GW)



Rythme photovoltaïque : ~7 GW/an

Rythme éolien terrestre : 1,5 GW/an



Émissions du mix  
**10 MtCO<sub>2</sub>éq**



Part EnR  
**45 %**



Solde exportateur  
**75 TWh**

### Capacités installées et production

	<b>Nucléaire</b>	63 GW - 371 TWh
	<b>Éolien terrestre</b>	39 GW - 87 TWh
	<b>Éolien en mer</b>	18 GW - 63 TWh
	<b>Photovoltaïque</b>	93 GW - 110 TWh
	<b>Hydraulique</b>	27 GW - 58 TWh*
	<b>Bioénergies</b>	2 GW - 10 TWh
	<b>Thermique</b>	selon bouquet

\* hors STEP

## CONSUMMATION ÉLECTRIQUE



Consommation intérieure d'électricité  
**640 TWh**



**18 M** de véhicules électriques



**1 280 kt/an** d'H<sub>2</sub> bas-carbone (soit 65 TWh de consommation d'électricité)



Industrie  
**165 TWh**



**11,5 M** de pompes à chaleur  
**280 000** rénovations/an en « équivalent rénos performantes »



Sobriété - gestes simples (-25 TWh)

## FLEXIBILITÉS

### Plusieurs bouquets possibles (cf. Chap. 6)

■ socle    ▨ selon bouquet



Flexibilité demande



Batteries/STEP additionnelles



Thermique additionnel



## ENJEUX CLIMATIQUES



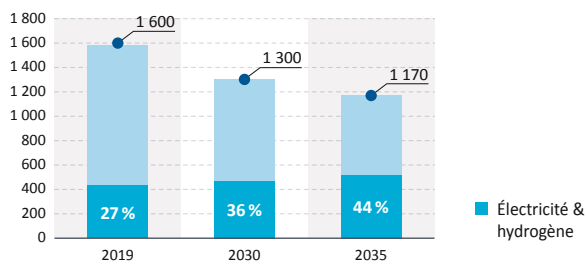
Émissions brutes



~280 MtCO<sub>2</sub>éq en 2030

~210 MtCO<sub>2</sub>éq en 2035

### Consommation finale énergétique\* (TWh)



\* hors soutes et hors chaleur environnement

## ÉCONOMIE & SOUVERAINETÉ

### Contexte macroéconomique favorable



PIB : **1,1%/an** (moy. 2022-2035)



Coût du capital (en valeur réelle avant impôts) : **6 %**



Prix du gaz : **24 €<sub>2022</sub>/MWh<sub>th</sub>**



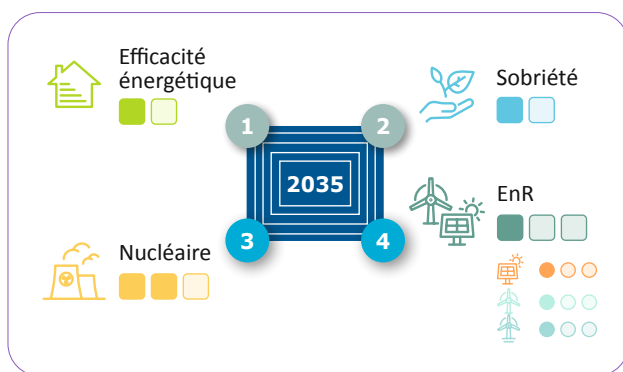
Coût brut de long terme de la production d'électricité : **[65-85] €<sub>2022</sub>/MWh<sub>produit</sub>**



Facture combustibles fossiles : **15-16 Md€<sub>2022</sub>** (contre 50 Md€<sub>2019</sub>)

## Le scénario « B-bas »

### **Le retard très important dans l'électrification des usages entrave les ambitions de décarbonation de la France**



Dans ce scénario, l'électrification des usages affiche un retard de près de cinq ans par rapport aux scénarios de la famille A. Ce retard se matérialise notamment dans le secteur des transports (10,5 millions de véhicules légers électriques en 2035), dans les transferts des solutions de chauffage et dans le secteur industriel où les opérations de conversion de procédés à base d'énergies combustibles fossiles vers des solutions électriques peinent à se déployer. La production d'hydrogène et de ses dérivés par électrolyse atteint 740 ktH<sub>2</sub> en 2035 (-40% par rapport au scénario A de référence).

La mobilisation du levier d'efficacité énergétique s'affiche à un niveau similaire au scénario «A-haut», avec notamment un rythme plus faible et une moindre efficacité des rénovations (280 000 rénovations «équivalent performantes» par an) que dans les scénarios les plus ambitieux. La sobriété repose sur des gestes simples du quotidien, notamment la baisse de la température de consigne ou la réduction des besoins d'eau chaude.

Ces évolutions conduisent à une consommation d'électricité d'environ 550 TWh à 2035.

Du côté de la production, le développement des énergies renouvelables ne connaît pas d'accélération significative. Ainsi, le déploiement des parcs éolien en mer entre 2030 et 2035 ne permet pas de dépasser 10 GW de capacités installées à cet horizon, c'est-à-dire la mise en service des seuls parcs correspondants aux appels d'offres 1 à 8, soit une capacité en net retrait par rapport à l'ambition du pacte éolien en mer. Le rythme d'installation de l'éolien terrestre ralentit aussi nettement, avec un accroissement de 0,7 GW/an de la capacité installée, en lien avec des choix publics et/ou avec des difficultés d'acceptabilité. De son côté, la filière photovoltaïque ne parvient pas à accélérer significativement avec seulement 3 GW/an de capacités supplémentaires mises en service en moyenne entre 2023 et 2035, soit une croissance à peine supérieure à celle des deux dernières années. À l'instar de la famille des scénarios A, la production nucléaire se maintient autour de la trajectoire prudente de 360 TWh par an à 2030 et 2035.

En matière de sécurité d'approvisionnement, ce scénario, du fait d'une augmentation plus modeste de la consommation, apparaît moins exigeant en termes de besoin de flexibilités que les scénarios de la famille A. Le développement des flexibilités de la demande est donc moindre (trajectoire flexibilité basse) et il n'apparaît pas nécessaire de déployer de nouvelles capacités de production pilotables.

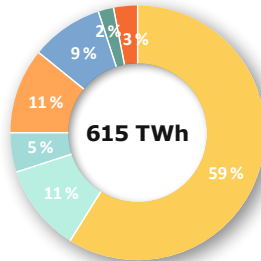
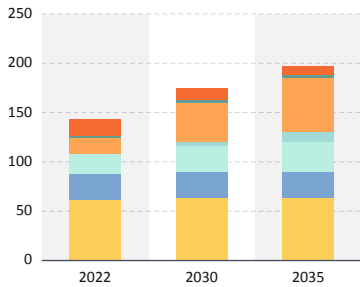
Ces évolutions conduisent à un système électrique français nettement exportateur sur toute la période (autour de 60 TWh).

Les retards importants sur l'électrification des usages conduisent à un volume d'émissions brutes de la France de 315 MtCO<sub>2</sub>eq par an en 2030, nettement supérieur à l'objectif visé par les pouvoirs publics dans le cadre de la planification écologique à cet horizon.

# Fiche scénario B - bas à 2035

## MIX ÉLECTRIQUE

### Évolution des capacités installées (GW)



Rythme photovoltaïque : 3 GW/an

Rythme éolien terrestre : 0,7 GW/an



Émissions du mix  
**12 MtCO<sub>2</sub>éq**



Part EnR  
**38 %**



Solde exportateur  
**60 TWh**

### Capacités installées et production

	<b>Nucléaire</b>	63 GW - 360 TWh
	<b>Éolien terrestre</b>	30 GW - 66 TWh
	<b>Éolien en mer</b>	10 GW - 34 TWh
	<b>Photovoltaïque</b>	55 GW - 65 TWh
	<b>Hydraulique</b>	27 GW - 58 TWh*
	<b>Bioénergies</b>	2 GW - 10 TWh
	<b>Thermique</b>	selon bouquet

\* hors STEP

## CONSOMMATION ÉLECTRIQUE



Consommation intérieure d'électricité  
**555 TWh**



**10,5 M** de véhicules électriques



**740 kt/an** d'H<sub>2</sub> bas-carbone (soit 38 TWh de consommation d'électricité)



Industrie  
**143 TWh**



**7,2 M** de pompes à chaleur  
**280 000** rénovations/an en « équivalent rénos performantes »



Sobriété - gestes simples (-25 TWh)

## FLEXIBILITÉS

### Plusieurs bouquets possibles (cf. Chap. 6)

■ socle    ▨ selon bouquet



Flexibilité demande



Batteries/STEP additionnelles



Thermique additionnel



## ENJEUX CLIMATIQUES



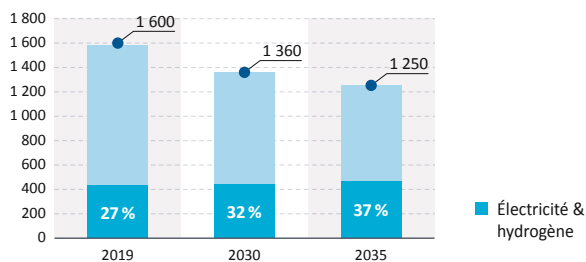
Émissions brutes

**Retard Fit For 55 +3 ans**

~315 MtCO<sub>2</sub>éq en 2030

~240 MtCO<sub>2</sub>éq en 2035

### Consommation finale énergétique\* (TWh)



\* hors sources et hors chaleur environnement

## ÉCONOMIE & SOUVERAINETÉ

### Contexte macroéconomique favorable



PIB : **1,1%/an** (moy. 2022-2035)



Coût du capital (en valeur réelle avant impôts) : **6 %**



Prix du gaz : **24 €<sub>2022</sub>/MWh<sub>th</sub>**



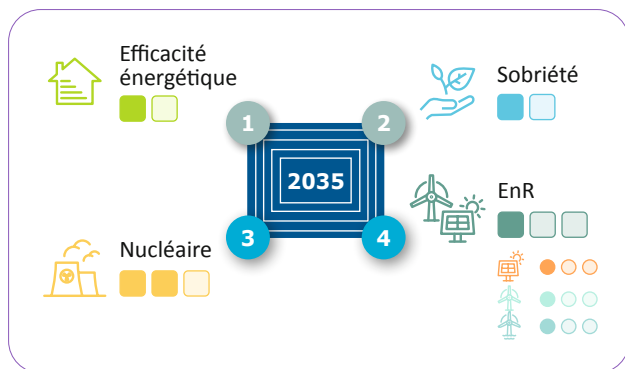
Coût brut de long terme de la production d'électricité : **[65-85] €<sub>2022</sub>/MWh<sub>produit</sub>**



Facture combustibles fossiles : **~20 Md€<sub>2022</sub>** (contre 50 Md€<sub>2019</sub>)

## Le scénario « B-haut »

**Une électrification en retrait combinée à un développement limité des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique conduite à des marges plus faibles pour le système électrique**



Dans ce scénario, si les orientations publiques produisent des effets sur l'électrification des usages, celle-ci affiche néanmoins un retard de trois ans par rapport aux scénarios de la famille A, que ce soit dans le secteur des transports (14 millions de véhicules légers en 2035), dans les transferts des solutions de chauffage ou encore dans l'industrie dont les processus de décarbonation sont plus lents. En particulier, la production d'hydrogène et de ses dérivés par électrolyse atteint 970 ktH<sub>2</sub> en 2035 (soit en retrait d'environ 25 % par rapport au scénario A de référence)

Parallèlement, la mobilisation du levier d'efficacité énergétique reste modérée par rapport aux ambitions affichées dans le scénario « A-référence », avec notamment un rythme plus faible et une moindre efficacité des rénovations (280 000 rénovations « équivalent performantes » par an contre 380 000 dans « A-référence ») qui tirent la demande électrique à la hausse. Comme pour le scénario « B-bas », la sobriété se développe en s'appuyant sur des gestes simples (ex : baisse de la température de consigne, réduction des besoins d'eau chaude, etc.).

Ces évolutions conduisent à une consommation d'électricité d'environ 600 TWh à 2035.

Du côté de la production, le scénario suppose un retard identique à celui du scénario « B-bas », en termes de déploiement des énergies renouvelables, avec seulement 10 GW de capacités éoliennes en mer mises en service à 2035, le ralentissement du rythme d'installation de l'éolien terrestre (0,7 GW/an), et une filière photovoltaïque qui ne parvient pas à accélérer significativement par rapport à la croissance observée ces deux dernières années (2,5 GW/an environ). Enfin, la production nucléaire se maintient autour de la trajectoire prudente de 360 TWh par an à 2030 et 2035.

Dans ces conditions, le respect du critère légal de sécurité d'approvisionnement nécessite de déployer de nouvelles flexibilités à 2030 et à 2035 en s'appuyant sur les solutions disponibles pour agir sur la demande (effacement, pilotage de la recharge des véhicules électriques et flexibilités dans les bâtiments) et côté production en recourant à des centrales thermiques additionnelles que peuvent compléter des batteries. Ce besoin est globalement plus important que dans le scénario « A-référence ».

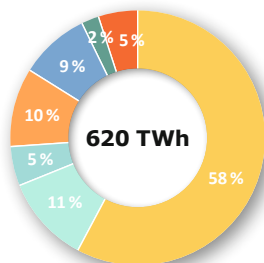
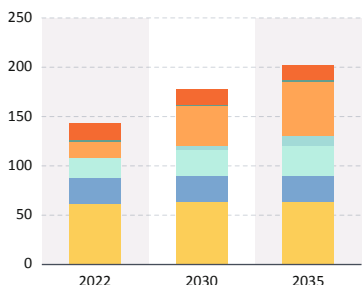
Les évolutions du mix électrique conduisent à un système électrique français dans lequel la part de la production thermique reste plus élevée que dans tous les autres scénarios. Le système demeure exportateur sur la période mais voit son solde reculer nettement après 2030 pour atteindre 25 TWh en 2035 laissant peu de marges de manœuvres pour la suite de la trajectoire vers la neutralité carbone (période 2035-2050).

Du fait des retards sur l'électrification des usages, le volume d'émissions brutes de la France atteint près de 310 MtCO<sub>2</sub>eq en 2030, soit un retard de trois ans par rapport à l'objectif visé par les pouvoirs publics dans le cadre de la planification écologique.

# Fiche scénario B - haut à 2035

## MIX ÉLECTRIQUE

### Évolution des capacités installées (GW)



Rythme photovoltaïque : 3 GW/an

Rythme éolien terrestre : 0,7 GW/an



Émissions du mix  
**12 MtCO<sub>2</sub>éq**



Part EnR  
**37 %**



Solde exportateur  
**25 TWh**

### Capacités installées et production

	<b>Nucléaire</b>	63 GW - 360 TWh
	<b>Éolien terrestre</b>	30 GW - 66 TWh
	<b>Éolien en mer</b>	10 GW - 34 TWh
	<b>Photovoltaïque</b>	55 GW - 65 TWh
	<b>Hydraulique</b>	27 GW - 58 TWh*
	<b>Bioénergies</b>	2 GW - 10 TWh
	<b>Thermique</b>	selon bouquet

\* hors STEP

## CONSUMMATION ÉLECTRIQUE



Consommation intérieure d'électricité  
**595 TWh**



**14 M** de véhicules électriques



**970 kt/an** d'H<sub>2</sub> bas-carbone (soit 50 TWh de consommation d'électricité)



Industrie  
**155 TWh**



**7,2 M** de pompes à chaleur  
**280 000** rénovations/an en « équivalent rénos performantes »



Sobriété - gestes simples (-25 TWh)

## FLEXIBILITÉS

### Plusieurs bouquets possibles (cf. Chap. 6)

■ socle    ▨ selon bouquet



Flexibilité demande



Batteries/STEP additionnelles



Thermique additionnel



## ENJEUX CLIMATIQUES



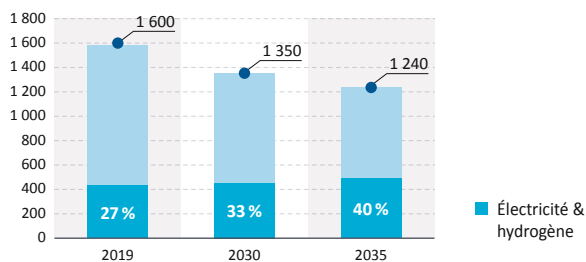
Émissions brutes

**Retard Fit For 55 +3 ans**

~ 310 MtCO<sub>2</sub>éq en 2030

~ 230 MtCO<sub>2</sub>éq en 2035

### Consommation finale énergétique\* (TWh)



\* hors soutes et hors chaleur environnement

## ÉCONOMIE & SOUVERAINETÉ

### Contexte macroéconomique favorable



PIB : **1,1%/an** (moy. 2022-2035)



Coût du capital (en valeur réelle avant impôts) : **6 %**



Prix du gaz : **24 €<sub>2022</sub>/MWh<sub>th</sub>**



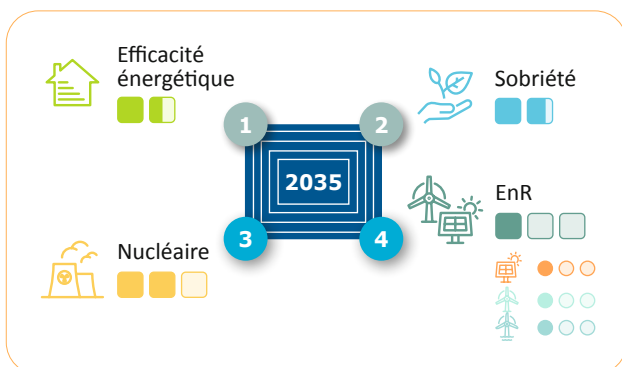
Coût brut de long terme de la production d'électricité : **[65-85] €<sub>2022</sub>/MWh<sub>produit</sub>**



Facture combustibles fossiles : ~**18 Md€<sub>2022</sub>** (contre 50 Md€<sub>2019</sub>)

## Le scénario « C-défaut de réaction »

### Des impacts conséquents du cadre macroéconomique adverse sur la consommation rendant conjoncturellement possible l'atteinte des objectifs climatiques



Le scénario «C-défaut de réaction» combine une augmentation modérée de la consommation (525 TWh en 2035) et un faible développement des énergies renouvelables, notamment à court terme.

L'accélération de l'électrification est affectée par le contexte économique (croissance faible du PIB avec une augmentation moyenne limitée à 0,6%/an, prix élevés et conditions de financement dégradées), peu favorable aux investissements des entreprises comme des ménages. Par conséquent, l'électrification du secteur des transports se poursuit mais avec une dynamique plus lente (16 millions de véhicules légers électriques en 2035) et ciblée davantage sur des véhicules plus légers, avec des batteries de plus petite taille que dans les scénarios A ou B. Le contexte macroéconomique difficile induit également une baisse de la consommation électrique dans les secteurs tertiaire et résidentiel. L'industrie française est aussi durablement impactée par la faiblesse de la croissance économique et le déficit de compétitivité qu'entraîne le contexte international dégradé : la valeur ajoutée de l'industrie y est ainsi 10% plus faible que dans le scénario A en 2035. La production d'hydrogène et de ses dérivés par électrolyse n'atteint que 530 ktH<sub>2</sub> (27 TWh de consommation électrique) en 2035.

Par ailleurs, le budget contraint des consommateurs induit une mobilisation du levier d'efficacité énergétique en retrait par rapport aux ambitions, mais activé de façon plus ciblée. Le rythme des rénovations est notamment moins soutenu mais cible davantage les passoires thermiques (310000 rénovations «équivalent performantes» par an) et le renouvellement par des équipements neufs performants est ralenti. La sobriété repose

sur des arbitrages économiques des acteurs pour réduire leur facture face à une plus grande précarité et se traduit par une baisse importante de la consommation d'électricité.

Du côté de la production d'électricité, les filières sont différemment exposées aux contraintes externes qui découlent du contexte macroéconomique international. En maintenant une forte dépendance de l'ensemble de sa chaîne de valeur à l'étranger, le rythme d'installation de la filière photovoltaïque est modéré, s'établissant à 3 GW/an. La capacité installée de l'éolien terrestre progresse à un rythme de 0,7 GW/an – bien plus faible que sur l'historique récent – pour atteindre 30 GW à 2035, du fait des perturbations sur la chaîne d'approvisionnement. En l'absence de sécurisation de la chaîne de valeur des nouveaux projets d'éolien en mer et compte tenu de tensions accrues sur les chaînes d'approvisionnement, la capacité installée de la filière atteint 7 GW seulement à l'horizon 2035. De son côté, la production nucléaire est faiblement affectée et atteint autour de 360 TWh.

En matière de sécurité d'approvisionnement du système électrique, ce scénario, du fait d'un accroissement relativement modéré de la consommation, apparaît moins exigeant en termes de besoin de flexibilités que les scénarios de la famille A ou B, et ne nécessite pas en particulier de développer de nouvelles capacités pilotables.

Ces évolutions conduisent à un système électrique français qui demeure nettement exportateur sur toute la période (autour de 75 à 80 TWh).

Malgré le contexte de mondialisation contrariée, ce scénario est conçu pour atteindre autant que possible la cible du *Fit for 55* à l'horizon 2030. Les émissions brutes atteignent ainsi entre 280 et 295 MtCO<sub>2</sub>eq à 2030, un volume proche de celui obtenu dans la famille de scénarios A. En effet, les hausses des émissions induites par le moindre renouvellement des véhicules et des moyens de chauffage sont compensées par les baisses liées à la moindre activité économique ainsi qu'aux économies d'énergie qui découlent des arbitrages des entreprises et des ménages sur leur consommation.

# Fiche scénario C - défaut de réaction à 2035

MIX ÉLECTRIQUE

### Évolution des capacités installées (GW)

Rythme photovoltaïque : 3 GW/an

Rythme éolien terrestre : 0,7 GW/an

### Capacités installées et production

	<b>Nucléaire</b>	63 GW - 360 TWh
	<b>Éolien terrestre</b>	30 GW - 65 TWh
	<b>Éolien en mer</b>	7 GW - 25 TWh
	<b>Photovoltaïque</b>	55 GW - 67 TWh
	<b>Hydraulique</b>	27 GW - 58 TWh*
	<b>Bioénergies</b>	2 GW - 10 TWh
	<b>Thermique</b>	selon bouquet

\* hors STEP

Émissions du mix  
**11 MtCO<sub>2</sub>éq**

Part EnR  
**38 %**

Solde exportateur  
**75 TWh**

CONSOMMATION ÉLECTRIQUE

Consommation intérieure d'électricité  
**525 TWh**

**16 M** de véhicules électriques

**530 kt/an** d'H<sub>2</sub> bas-carbone (soit 27 TWh de consommation d'électricité)

Industrie **133 TWh**

**6,2 M** de pompes à chaleur

**310 000** rénovations/an en « équivalent rénos performantes »

Sobriété - subie (-50 TWh)

FLEXIBILITÉS

### Plusieurs bouquets possibles (cf. Chap. 6)

■ socle    ▨ selon bouquet

Flexibilité demande    ▨ ▨ ▨ ▨ ▨

Batteries/STEP additionnelles    ▨ ▨ ▨ ▨ ▨

Thermique additionnel    ▨ ▨ ▨ ▨ ▨

ENJEUX CLIMATIQUES

**Émissions brutes**

**Fit For 55**  
effets conjoncturels

**~210-225 MtCO<sub>2</sub>éq en 2035**

~280-295 MtCO<sub>2</sub>éq en 2030

### Consommation finale énergétique\* (TWh)

\* hors soutes et hors chaleur environnement

ÉCONOMIE & SOUVERAINETÉ

### Contexte macroéconomique dégradé

PIB : **0,6%/an** (moy. 2022-2035)

Coût du capital (en valeur réelle avant impôts) : **9 %**

Prix du gaz : **38 €<sub>2022</sub>/MWh<sub>th</sub>**

Coût brut de long terme de la production d'électricité : **[85-95] €<sub>2022</sub>/MWh<sub>produit</sub>**

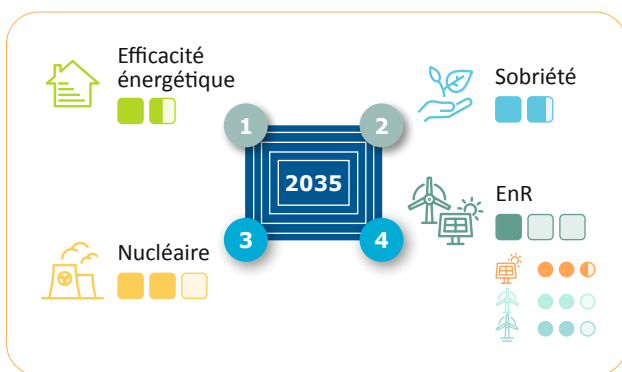
Facture combustibles fossiles : **28 Md€<sub>2022</sub>** (contre 50 Md€<sub>2022</sub> en 2019)

BILAN PRÉVISIONNEL 2023-2035

31

## Le scénario « C-résilience industrielle »

**La mise en œuvre d'une stratégie de résilience industrielle offre des marges d'adaptation à une évolution du contexte macroéconomique**



Le scénario « C-résilience industrielle » combine une consommation en augmentation contenue par rapport à aujourd'hui (535 TWh en 2035, légèrement supérieure à celle du scénario « C-défaut de réaction ») et une inflexion sur le développement des énergies renouvelables qui se produit à moyen terme, permise par des dynamiques pro-actives de relocalisation des chaînes de valeur des filières renouvelables et une résilience industrielle qui offre des perspectives de rattrapage après 2030.

Ce scénario reprend l'essentiel des hypothèses du scénario « C-défaut de réaction » sur la consommation électrique, en termes d'électrification, d'efficacité énergétique et de sobriété, à l'exception de la consommation industrielle qui croît légèrement (moins de 10 TWh) pour accompagner la production sur le territoire d'équipements de la transition énergétique (comme la fabrication de panneaux photovoltaïques, le développement de gigafactories de batteries, etc.).

Du côté de la production, les filières renouvelables voient, dans ce scénario, leur déploiement ralentir à court terme mais la dynamique de relocalisation de ce scénario offre la possibilité d'infléchir nettement le rythme à partir de 2027. Ainsi la puissance photovoltaïque totale installée pourrait croître

progressivement pour atteindre jusqu'à 7 GW/an après 2030 et totaliser 75 GW en 2035. La capacité installée de l'éolien terrestre, après une évolution ralentie à court terme, retrouve rapidement son rythme d'accroissement historique (1,5 GW/an) pour atteindre 35 GW en 2035. Malgré un léger retard, la filière européenne de l'éolien en mer maîtrise ses dépendances et la capacité installée atteint 13 GW en France en 2035.

Les évolutions de consommation et de mix conduisent dans ce scénario à un système électrique français très nettement exportateur sur toute la période (85 TWh à 2030 et 120 TWh 2035), avant une possible résorption du solde au-delà de l'horizon d'étude. Dans cette configuration, le développement de nouvelles capacités pilotables n'apparaît pas nécessaire d'ici 2035.

Les marges supplémentaires dégagées dans ce scénario contribuent à renforcer la résilience de la transition énergétique en France. Elles permettent notamment de se prémunir contre une augmentation plus rapide de la consommation électrique dans le cas où le contexte macro-économique s'améliorerait de manière soudaine, de fournir un socle d'offre d'énergies bas-carbone plus favorable à la compétitivité des entreprises et donc à la réindustrialisation du pays ou encore d'anticiper des transformations plus structurelles de décarbonation post-2035 (accélération de l'électrification notamment).

Sous l'hypothèse que la résilience industrielle de la transition énergétique n'affecte pas en première intention les autres secteurs d'activité, la consommation énergétique d'ensemble reste globalement similaire et les émissions de gaz à effet de serre restent identiques à celles du scénario « C-défaut de réaction », soit de l'ordre de 280 à 295 MtCO<sub>2</sub>eq.



# Fiche scénario C - résilience industrielle à 2035

### MIX ÉLECTRIQUE

#### Évolution des capacités installées (GW)

#### Capacités installées et production

	<b>Nucléaire</b>	63 GW - 360 TWh
	<b>Éolien terrestre</b>	35 GW - 76 TWh
	<b>Éolien en mer</b>	13 GW - 45 TWh
	<b>Photovoltaïque</b>	75 GW - 92 TWh
	<b>Hydraulique</b>	27 GW - 58 TWh*
	<b>Bioénergies</b>	2 GW - 10 TWh
	<b>Thermique</b>	selon bouquet

**655 TWh**

Rythme photovoltaïque : 4,5 GW/an    Rythme éolien terrestre : 1,1 GW/an

Émissions du mix : **10 MtCO<sub>2</sub>éq**    Part EnR : **43 %**    Solde exportateur : **120 TWh**

\* hors STEP

### CONSUMMATION ÉLECTRIQUE

- Consommation intérieure d'électricité : **535 TWh**
- 16 M de véhicules électriques
- 530 kt/an d'H<sub>2</sub> bas-carbone (soit 27 TWh de consommation d'électricité)
- Industrie : **139 TWh**
- 6,2 M de pompes à chaleur
- 310 000 rénovations/an en « équivalent rénos performantes »
- Sobriété - subie (-50 TWh)

### FLEXIBILITÉS

Plusieurs bouquets possibles (cf. Chap. 6)

- Flexibilité demande :  socle,  selon bouquet
- Batteries/STEP additionnelles :  socle,  selon bouquet
- Thermique additionnel :  socle,  selon bouquet

### ENJEUX CLIMATIQUES

Émissions brutes : **~280-295 MtCO<sub>2</sub>éq en 2030**

Fit For 55 effets conjoncturels

~210-225 MtCO<sub>2</sub>éq en 2035

#### Consommation finale énergétique\* (TWh)

\* hors soutes et hors chaleur environnement

### ÉCONOMIE & SOUVERAINETÉ

Contexte macroéconomique **dégradé**

- PIB : **0,6%/an** (moy. 2022-2035)
- Coût du capital (en valeur réelle avant impôts) : **9 %**
- Prix du gaz : **38 €<sub>2022</sub>/MWh<sub>th</sub>**
- Coût brut de long terme de la production d'électricité : **[85-95] €<sub>2022</sub>/MWh<sub>produit</sub>**
- Facture combustibles fossiles : **28 Md€<sub>2022</sub>** (contre 50 Md€<sub>2022</sub> en 2019)

### 4.3 Aperçu synthétique des scénarios

## LES TRAJECTOIRES DE CONSOMMATION À L'HORIZON 2035

**Leviers**

-  **Électrification**
-  **Efficacité énergétique**
-  **Sobriété**

**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 » <i>Des options différentes d'atteinte des objectifs autour de 3 mix conso/prod en fonction des mesures d'efficacité énergétique et de sobriété</i>			Scénarios B « Atteinte partielle » <i>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</i>		Scénarios C « Mondialisation contrariée » <i>Deux réponses contrastées à un contexte macroéco dégradé pour maintenir l'atteinte des objectifs de décarbonation</i>			
		A - bas	A - ref	A - haut	B - haut	B - bas	C1 - Défaut de réaction	C2 - Résilience industrielle		
		Cadre favorable			Cadre dégradé					
<b>Cadre macroéconomique</b>	2019	-						-		
<b>Total</b>	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			
<b>Résidentiel</b>	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 <sub>m</sub> /m <sup>2</sup> /an Moy. sur 2023-2035)	230 000	380 000/an		280 000/an	280 000/an		310 000/an		
<b>Tertiaire</b>	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 <sub>m</sub> /m <sup>2</sup> /an Moy. sur 2023-2035)		8 M m <sup>2</sup> /an		5,3 M m <sup>2</sup> /an	5,3 M m <sup>2</sup> /an		5,3 M m <sup>2</sup> /an		
<b>Transports</b>	Total	13 TWh	80 TWh	86 TWh	88 TWh	64 TWh	58 TWh	53 TWh		
	Dont H <sub>2</sub> 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%		
<b>Industrie</b>	Total	114 TWh	155 TWh	160 TWh	165 TWh	152 TWh	143 TWh	133 TWh	139 TWh	
	Dont H <sub>2</sub>	-	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

		2022 (2019)	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 » <i>Des options différentes d'atteinte des objectifs autour de 3 mix conso/prod en fonction des mesures d'efficacité énergétique et de sobriété</i>			Scénarios B « Atteinte partielle » <i>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</i>		Scénarios C Mondialisation contrariée <i>Deux réponses contrastées à un contexte macroéco dégradé pour maintenir l'atteinte des objectifs de décarbonation</i>	
			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)						