

# Énergie

RAPPORT | DÉCEMBRE 2022

## COMMENT FAIRE LES BONS CHOIX POUR LE MIX ÉLECTRIQUE DE 2050 ?

LE COÛT, UN INDICATEUR  
TROP INCERTAIN POUR DÉCIDER



FONDATION  
POUR LA NATURE  
ET L'HOMME



# édito

L'hiver 2022 s'annonce rude pour des millions de ménages en France. Si les factures d'énergie ont toujours été une préoccupation majeure, avec la hausse des prix annoncées, le coût de l'énergie et son impact sur le pouvoir d'achat reviennent au cœur du débat. Ce débat est indispensable : même si les prix du marché européen se stabilisent, même si le bouclier tarifaire empêche les factures des consommateurs d'exploser à court terme, le coût de l'électricité française va augmenter durablement.

En effet, réussir la transition vers la neutralité carbone à horizon 2050 impose de lourds et coûteux investissements dans le système électrique sur les 30 prochaines années. Une chose est sûre : le coût du système électrique va augmenter. En effet, les technologies bas carbone ne coûteront pas moins cher à déployer que les énergies fossiles - le déploiement massif des énergies renouvelables implique des coûts de stockage et de flexibilité plus importants ; le programme de nouveau nucléaire annoncé par le gouvernement coûtera lui plus cher que le nucléaire historique.

Même si le président de la République a fait ses choix, le débat est indispensable pour engager nos concitoyens dans des décisions qui portent à très long terme : **faut-il investir dans un système électrique 100 % renouvelable ou relancer la construction de nouveaux réacteurs nucléaires ? Lequel sera le moins cher ?** Il ne s'agit pas ici de débattre du prix payé par les consommateurs sur leur facture car il résulte aussi de l'organisation du marché, des tarifs réglementés, de la fiscalité et des aides publiques éventuelles. **Il s'agit ici d'évaluer les coûts du système électrique. Ce sont ces coûts complets que la FNH a voulu modéliser et tester afin de comparer les différentes options de mix électrique décarboné qui s'offrent à nous. Derrière ces études de coûts, il y a des choix d'hypothèses, des incertitudes avec lesquelles composer.** C'est pourquoi les modélisations de la FNH s'appuient sur des travaux existants, et font varier plusieurs paramètres - niveaux de consommation, taux de financement, coût de construction - pour voir dans quelle mesure ils influent sur les résultats, et a fortiori, la décision politique.

La FNH ne prétend pas dicter dans ce rapport quelle est la meilleure trajectoire pour l'avenir, mais souligne que **face aux coûts et aux incertitudes de chaque option, le choix ne peut pas reposer sur des critères technico-économiques. Il doit se faire à l'échelle de la société, de manière collective, éclairée et assumée.**

---

**ALAIN GRANDJEAN,**  
PRÉSIDENT DE LA FNH

# sommaire



# 06

## LE RAPPORT EN BREF

### DISCLAIMER

*Nos modélisations datent de fin 2021. Elles ne prennent pas en compte la hausse des prix du gaz et de l'électricité liée à la crise en Ukraine et aux difficultés de fonctionnement du parc de réacteurs existant. Elles ne prennent pas en compte non plus les impacts incertains des hausses des prix des matières premières observées en 2022. Leurs résultats, qui reposent sur la comparaison de différents scénarios dans un même cadre d'analyse, restent cependant pertinents. Les modélisations se concentrent sur le coût complet du système électrique à horizon 2050 - coûts de production des énergies électriques, coûts de stockage, de flexibilité et de réseau. C'est ce coût qui in fine est répercuté sur la facture d'électricité des consommateurs et à défaut sur les impôts des citoyens. Ces modélisations ne prennent pas en compte les conséquences macroéconomiques, génératrices d'autres bénéfices et d'autres coûts, différents selon les scénarios : comme la hausse des importations dans le cas des scénarios qui tablent sur une hausse significative de la consommation d'électricité, ou les investissements nécessaires pour financer les économies d'énergies. Enfin nous n'abordons ici que les questions de coûts du système et non de prix au consommateur, qui dépendent d'autres facteurs comme le design du marché électrique, de la mise en place de tarifs réglementés, de bouclier tarifaire etc. autant de sujet sur la table en cette fin 2022 du fait de l'explosion du prix de l'électricité.*



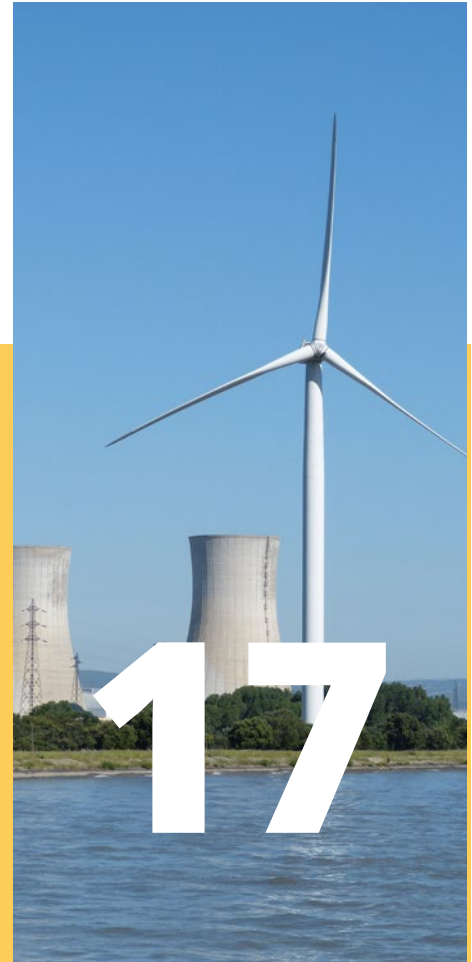
# 09

## CONTEXTE

- Neutralité carbone et sécurité d'approvisionnement : les défis énergétiques français
- Une nécessaire mue du système électrique français
- Les énergies renouvelables, pilier incontournable du mix électrique d'ici 2050
- Construire des EPR ou viser le 100 % renouvelable en 2050 : un choix de société

## L'ANALYSE

- La méthode
- La sobriété réduit les coûts et accélère la neutralité carbone
- Le coût ne peut être le seul critère pour décider du mix



## FEUILLE DE ROUTE

- Garantir un débat éclairé sur l'avenir du mix électrique
- Déployer rapidement les EnR : une stratégie gagnante
- Adopter une loi d'accélération de la sobriété

**ANNEXE**  
les principaux résultats  
de l'étude



# Le rapport

## *en bref*

La question des coûts complets du mix électrique est une dimension essentielle à faire connaître aux citoyennes et citoyens français, qui seront amenés à payer durablement ce coût en tant que consommateurs et en tant que contribuables. En effet, **le coût complet n'inclut pas seulement le coût de l'électricité qui sort d'une centrale de production, mais l'ensemble des coûts du système électrique** (outre les moyens de production d'électricité, il inclut aussi les réseaux de transport et de distribution d'électricité, le stockage et les moyens pour assurer l'équilibre offre-demande).

En vue d'apporter une contribution au débat sur l'avenir énergétique français, la FNH a travaillé avec deux équipes de chercheurs et leurs deux modèles respectifs (Artelys Crystal SuperGrid et EOLES\_elec) pour étudier les différences de coûts pour la collectivité du système électrique décarboné d'ici 2050, selon que la France opte pour un programme de construction de 8 EPR ou vise le 100 % renouvelable.

### **Le coût n'est pas l'argument qui permet de faire pencher la balance**

En février, puis en juillet 2022, Emmanuel Macron annonçait sa volonté de construire 6 à 14 nouveaux EPR pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Il s'appuie sur les scénarios de RTE les plus favorables à la relance du nucléaire, au motif qu'il est moins coûteux qu'un scénario 100 % EnR.

Pourtant, les modélisations de la FNH démontrent qu'il est impossible d'affirmer avec certitude que développer de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2 est l'option la plus économique pour l'avenir électrique de la France. En effet, à niveau de consommation égale, tandis que les modélisa-

tions d'Artelys calculent un surcoût du scénario EPR de seulement 3 % par rapport à un scénario 100% ENR, celles d'EOLES\_elec calculent un surcoût qui oscille entre 3,3 et 23,5 % selon les hypothèses choisies (consommation forte ou maîtrisée, taux de financement unique ou différencié). Plusieurs variantes étudiées par RTE et certains scénarios de l'ADEME aboutissent eux aussi à de faibles écarts de coût, voire une inversion de l'avantage au bénéfice du 100 % énergies renouvelables.

### **Deux variables déterminantes pourtant sous-estimées : le coût de construction EPR et le taux de financement**

En décembre 2021, la Cour des Comptes a souligné que le choix du nucléaire implique d'être en mesure de lever une incertitude : celle de la "capacité à construire un nouveau parc de réacteurs dans des délais et à des coûts raisonnables". **Ainsi, tout porte à croire que le coût de 50 milliards d'euros annoncés pour la construction de 6 nouveaux réacteurs n'est qu'un plancher.** L'État lui-même étudie des scénarios donnant une fourchette de coûts de 52 à 64 milliards d'euros. C'est pourquoi la FNH a mesuré l'impact pour le coût complet du système électrique **d'un surcoût de 15 % et de 30 % pour la construction des EPR.** Dans les modélisations effectuées par Artelys, le surcoût atteint 5,3 %. Dans les modélisations d'EOLES\_elec, le surcoût par rapport à un scénario tendant vers le 100 % renouvelable est de 6,8 % dans le scénario le plus favorable à la relance du nucléaire et s'élève à 33,4 % dans le scénario le plus défavorable.

La seconde variable essentielle est **celle du taux de financement.** Son importance est pointée du doigt par RTE et la Cour des Comptes et les analyses de

la FNH avec le modèle EOLES\_elec le montrent : si l'accès du nucléaire aux capitaux privés continue à être, comme aujourd'hui, plus coûteux (risques de surcoûts de construction, de délais rallongés, de mise à l'arrêt et de non démarrage) que pour les énergies renouvelables, le désavantage économique des scénarios de relance du nucléaire se creuse. Aujourd'hui, le coût de financement du nouveau nucléaire est significativement plus élevé que celui des renouvelables (7 % vs. 4 % environ).

**La décision de lancer la construction de nouveaux EPR ne peut donc pas être précipitée ni se justifier aujourd'hui pour un motif économique.** Trop d'incertitudes pèsent sur les scénarios car tous s'accompagnent de risques et aucun n'est dénué de difficultés. **Viser le 100 % renouvelable ou miser sur une nouvelle génération d'EPR ne peut pas uniquement se baser sur une variable coût, très changeante selon les projections faites et les paramètres choisis, mais doit avant tout relever d'un choix de société.** Ce choix suppose ainsi d'explicitier clairement aux citoyennes et citoyens les risques et les incertitudes des deux grandes options de mix électrique français.

Un débat démocratique ouvert et éclairé pourra préciser les incertitudes techniques, les incertitudes de coûts des technologies et de financement, les incertitudes de délais de construction et d'acceptabilité sociale, ainsi que les risques industriels et pour les ressources et écosystèmes naturels.

### **Miser sur la sobriété : une stratégie gagnant - gagnant qui garantit une maîtrise des coûts du système électrique à 2050**

Le niveau de consommation est la troisième variable qui compte. Les modélisations FNH confirment les conclusions de l'Ademe et de RTE : lorsqu'on compare les scénarios de sobriété avec les scénarios qui tablent sur une forte consommation d'électricité, quel que soit le mix électrique choisi, avec ou sans relance du nucléaire, les scénarios de sobriété permettent de faire baisser le coût complet du système électrique en 2050.

Ainsi, les scénarios de consommation d'électricité maîtrisée en 2050 font baisser les coûts complets d'environ 10 milliards d'euros par an en 2050, par rapport à un scénario de plus forte consommation.

Maîtriser la consommation permet aussi de dégager d'importantes marges de manœuvre : une moindre dépendance aux outils de production d'électricité actuels (pannes, indisponibilités) et futurs (des technologies pas toujours très matures comme l'EPR, éolien en mer, batteries, centrales à hydrogène), moins de pointes de consommation électrique coûteuses et polluantes, moins de risques et surcoûts en cas de pénurie d'électricité sur la plaque européenne. La sobriété permet de renforcer la sécurité d'approvisionnement, de plus en plus fragilisée. Elle permet enfin de réduire la dépendance aux énergies fossiles et de faciliter la décarbonation.

### **Pour une loi d'accélération de la sobriété**

Suite à la guerre en Ukraine et en précision de l'hiver, la sobriété - historiquement moquée, souvent hors radar - est désormais portée comme une priorité politique. **Pourtant, le plan annoncé par le gouvernement en octobre ne va pas assez loin.** Il contient majoritairement des mesures individuelles et volontaires en faisant l'impasse sur les transformations structurantes et les investissements massifs nécessaires. Aussi, alors que le gouvernement a mis sur la table une loi d'accélération des renouvelables et une loi d'accélération du nucléaire, la FNH propose une loi d'accélération de la sobriété. **Une telle loi viserait à transformer en profondeur le secteur énergétique mais aussi les transports, l'agriculture, les bâtiments, l'industrie.**



# contexte

## NEUTRALITÉ CARBONE ET SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT : LES DÉFIS ÉNERGÉTIQUES FRANÇAIS

### Le rôle prépondérant des énergies fossiles en France et le défi de la neutralité carbone

La France s'est fixée pour objectif d'être neutre en carbone en 2050, pour espérer contenir le réchauffement climatique en dessous de 1.5 ou 2°C, comme elle s'y est engagée dans l'Accord de Paris sur le climat. Elle ne pourra pas émettre plus de carbone dans l'atmosphère que les écosystèmes présents sur son territoire n'en absorbent, quantité estimée à 80 MTCO<sub>2e</sub><sup>1</sup> dans la SNBC<sup>2</sup>. La SNBC fixe, pour chaque grand secteur d'activité, des objectifs de réduction d'émissions de gaz à effet de serre à horizon 2050, et des objectifs intermédiaires pour 2030. En 2050, le mix énergétique français devra être quasiment décarboné et ne plus recourir aux énergies fossiles. Cela vaut pour le pétrole et le charbon, mais aussi pour le gaz fossile. Un défi gigantesque. En effet, **près des deux tiers de la consommation d'énergie française proviennent encore des énergies fossiles - gaz, pétrole et charbon**<sup>3</sup>. Au milieu de ce paysage énergétique dominé par les énergies fossiles, l'électricité ne représente qu'un gros quart des énergies consommées en France.

#### *Les secteurs d'activité les plus consommateurs d'énergies fossiles*

- Le **bâtiment** (dit "résidentiel-tertiaire") utilise près de la moitié de l'énergie consommée (45 %), notamment pour le chauffage. Il est très dépendant du gaz d'origine fossile et, dans une moindre mesure, du fuel<sup>4</sup>.
- Le **transport**, représentant 32 % de l'énergie consommée, demeure très dépendant du pétrole.
- L'**industrie**, de par ses besoins pour la chaleur et les processus industriels, est le troisième consommateur d'énergie en France (20 %).

Ces trois secteurs totalisent ainsi les deux tiers des émissions de gaz à effet de serre rejetées sur le territoire français.<sup>5</sup>

## Les contraintes énergétiques se multiplient

La France fait face à un contexte énergétique de plus en plus contraint : **la guerre qui frappe l'Ukraine de plein fouet a fragilisé la politique d'approvisionnement en énergies fossiles de l'Europe et génère un risque de pénuries et une flambée des prix du pétrole et du gaz sur les marchés des matières premières.** Cette flambée des prix se répercute sur le prix de marché de l'électricité, dépendant en partie du prix du gaz. La situation pour le marché de l'électricité est aggravée par les indisponibilités du parc nucléaire français qui font aussi monter les prix sur le marché à des niveaux sans précédent : les prix sur le marché de gros européen ont dépassé les 1000 euros du MWh à l'été 2022 contre 85 euros du MWh en 2021. Selon l'analyse de la Commission de la Régulation (CRE), les prix à terme pour l'hiver 2022-2023 sur le marché de gros de l'électricité ont presque doublé<sup>6</sup>.

Les indisponibilités chroniques des réacteurs nucléaires sont amenées à perdurer : avec ou sans guerre ou flambée des prix, la France voit sa sécurité d'approvisionnement fragilisée par le vieillissement inéluctable du parc nucléaire français. Elle doit quoiqu'il arrive rapidement réduire sa consommation d'énergies fossiles pour atteindre la neutralité carbone et repenser l'avenir du système électrique à court, moyen et long terme.

### ***Pourquoi les prix du marché de l'électricité connaissent-ils des hausses records selon la Commission de Régulation de l'Énergie ? <sup>7</sup>***

"Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 ont connu une hausse record en Europe. Celle-ci s'est accélérée fortement depuis mi-juin 2022. Elle est même particulièrement marquée en France.

Cette situation reflète la conjonction de deux crises d'une ampleur inédite, qui affectent le secteur énergétique européen et français depuis le deuxième semestre 2021 :

1. la première concerne **la sécurité européenne pour son approvisionnement en gaz pour l'hiver 2022-2023**, du fait des aléas de livraison d'un de ses voire de son principal fournisseur, Gazprom. Depuis l'invasion de l'Ukraine par la Russie, la menace d'un arrêt complet des importations de gaz russe pèse directement sur les marchés. L'accélération récente des prix à terme du gaz s'explique par la crainte de voir l'Europe faire face à des pénuries cet hiver.
2. la seconde concerne plus directement la France du fait de **l'état de son parc nucléaire, affecté par l'arrêt de nombreux réacteurs**. La découverte de phénomènes de corrosion sous contrainte fin 2021, qui s'ajoute à un calendrier des maintenances déjà très chargé, a conduit à de nombreuses mises à l'arrêt. EDF doit réaliser des mesures de contrôles et de réparations supplémentaires et inédites, ce qui génère une plus grande incertitude sur sa capacité à remettre en service les centrales concernées avant l'hiver."

# UNE NÉCESSAIRE MUE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

## L'électricité : un vecteur important pour atteindre la neutralité carbone

L'avenir du système électrique est au cœur des préoccupations et à raison. Il est amené à jouer un rôle croissant pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050. Dans la SNBC, l'atteinte de la neutralité carbone repose sur deux jambes : la réduction de la consommation d'énergie et la production d'énergie décarbonée, notamment électrique. La SNBC prévoit que les usages d'énergies fossiles qui ne peuvent pas être réduits ou supprimés grâce à l'efficacité énergétique ou à la sobriété devront être satisfaits par des énergies décarbonées : l'électricité issue des énergies renouvelables ou du nucléaire, et la biomasse.

D'après la SNBC, alors que la consommation totale d'énergie devrait baisser de -40 % d'ici 2050, la consommation d'électricité devrait, elle, augmenter pour atteindre 55 % de la consommation d'énergie finale en 2050, contre 27 % aujourd'hui.

## La fermeture des centrales nucléaires vieillissantes : une donnée inéluctable

La France est confrontée au vieillissement de ses centrales nucléaires, qui produisent aujourd'hui environ 67 % de l'électricité<sup>8</sup>. Toutes les centrales nucléaires françaises atteindront, entre 2018 et 2039, 40 ans, âge pour lequel elles ont été conçues initialement. Cette situation trouve son origine dans la courte période pendant laquelle a été construit l'essentiel du parc nucléaire français. Par une décision du 25 février 2021<sup>9</sup>, l'Autorité de sûreté nucléaire (ASN) a ouvert la possibilité générale de poursuivre l'exploitation des réacteurs d'une puissance de 900 MWe en France au-delà de leurs 40 ans moyennant un certain nombre de prescriptions. L'ASN donnera ainsi son aval au cas par cas à la poursuite de leur fonctionnement au-delà de 40 ans. Compte tenu de l'usure des matériels dont certains ne sont pas remplaçables et des niveaux rehaussés de sûreté à atteindre, il n'est pas garanti que l'ensemble de ces réacteurs

passent avec succès ce réexamen. Leur prolongation nécessite des travaux considérables dans un temps bref, avec des risques sur la capacité industrielle de l'exploitant à les mettre en œuvre sans défaut et dans les délais.

Toutefois, même si l'ensemble des réacteurs voyaient leur durée de vie étendue à 50 ans ou 60 ans (voire au-delà comme certains acteurs de la filière le demandent<sup>10</sup>), notre pays serait tôt ou tard confronté à un « effet falaise », c'est-à-dire à des fermetures nombreuses et quasiment simultanées de réacteurs historiques, posant des difficultés d'approvisionnement électrique, de gestion du démantèlement des réacteurs et de gestion des ressources humaines.

Plus largement, la possibilité et les conséquences d'une mise à l'arrêt anticipée de série de réacteurs pour des raisons de sûreté, par exemple en cas de défauts génériques avérés ou d'accident majeur, pourraient également affecter le fonctionnement du parc nucléaire à l'avenir et fragiliser la sécurité d'approvisionnement. Fin 2021 par exemple, lors d'un contrôle, EDF a détecté un phénomène de corrosion sous contrainte sur un réacteur - un défaut grave<sup>11</sup> ayant conduit à l'arrêt prolongé d'une douzaine en 2022 - et qui pourrait concerner de nombreux autres réacteurs du parc nucléaire<sup>12</sup> (l'ensemble des réacteurs seront contrôlés d'ici 2025 par l'Autorité de Sûreté Nucléaire). Mi-septembre 2022, alors que le PDG sortant d'EDF rendait des comptes au Parlement français, 29 réacteurs étaient à l'arrêt, soit plus de la moitié du parc nucléaire français et l'énergéticien prévoit désormais une production réduite jusqu'en 2024. Etant donné que les travaux de grand carénage vont se poursuivre jusqu'en 2039, la production du parc nucléaire risque d'être affectée par des arrêts prolongés bien au-delà de 2024.

La fermeture - subie ou choisie - mais inéluctable du parc nucléaire actuel impose donc une refonte du système électrique pour répondre au double défi de la sécurité d'approvisionnement et de la neutralité carbone.

## LES ÉNERGIES RENOUVELABLES, PILIER INCONTOURNABLE DU MIX ÉLECTRIQUE D'ICI 2050

Alors que le nucléaire représente actuellement une part prépondérante de la production d'électricité, les énergies renouvelables sont amenées à jouer un rôle croissant dans le mix et la sécurité d'approvisionnement. Dans tous les scénarios de neutralité carbone de RTE, l'ADEME, l'AIE, les énergies renouvelables deviennent le 1<sup>er</sup> pilier du mix électrique bien avant 2050, y compris dans les scénarios impliquant la construction de

nouvelles centrales nucléaires et/ou la prolongation des centrales existantes au-delà de 60 ans, atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 implique d'accélérer le rythme de déploiement des énergies renouvelables dès maintenant. Engager la construction de nouvelles centrales ne permet pas d'échapper au rythme de construction de renouvelables accéléré jusqu'en 2035-2040.

### *Les énergies renouvelables dans les scénarios de RTE*

Quel que soit le scénario retenu, RTE indique que "développer significativement les énergies renouvelables en France est, dans tous les cas, absolument indispensable pour atteindre la neutralité carbone"<sup>13</sup>. Dans les scénarios étudiés par RTE, le nucléaire représente entre zéro et 50 % du mix électrique en 2050. Dans le scénario où le nucléaire fournit encore la moitié de la production électrique au milieu du siècle (le scénario N03 impliquant la prolongation des centrales nucléaires au-delà de 60 ans, la construction de 14 EPR2 et plusieurs SMR), les capacités installées de photovoltaïque devraient quand même être multipliées par sept, pour atteindre 70 gigawatts (GW). « Au rythme actuel de développement du photovoltaïque, on atteindrait seulement 40 GW en 2050 », précise RTE. Concernant l'éolien terrestre, les différentes hypothèses prévoient une multiplication allant de 2,5 à 4 des capacités installées. Celles des parcs offshore devront atteindre 22 à 62 GW d'ici trente ans. Ainsi, le travail de RTE montre qu'il n'est pas possible de négliger l'une des technologies renouvelables pour espérer atteindre la neutralité carbone, tout en assurant la sécurité d'approvisionnement.

### **Un rôle croissant dans la sécurité d'approvisionnement**

Non seulement les énergies renouvelables joueront un rôle clé dans l'atteinte de la neutralité carbone d'ici 2050, mais leur déploiement rapide est également indispensable pour renforcer la sécurité d'approvisionnement en France et en Europe à court et moyen terme, et pallier les indisponibilités chroniques et croissantes du parc nucléaire français.

Pour rappel, la hausse des prix et la tension sur le marché de gros européen n'est pas seulement liée à la guerre en Ukraine. Les prix avaient commencé à grimper en 2021, avec la reprise économique post-covid et alors que les indisponibilités nucléaires se multipliaient. Déjà, début 2022, avant la guerre en Ukraine, EDF prévoyait une production 10 % plus basse qu'initialement prévu pour l'année (entre 300 et 330 TWh). **Ces fluctuations dans la production nucléaire française affectent tout le marché européen et font bondir les prix, notamment en hiver, lorsque la demande d'électricité est la plus forte.** A l'avenir, entre travaux

programmés et pannes aléatoires, la production nucléaire française risque d'être de plus en plus souvent ralentie et plus difficile à prévoir.

**Le problème de la disponibilité du parc nucléaire existant est encore plus structurel et il existe un risque trop souvent sous-estimé dans les scénarios.** RTE le souligne dans son étude : "la prolongation de la durée de vie des réacteurs nucléaires de deuxième génération jusqu'à 50 ou 60 ans constitue une opération lourde, dont la réussite ne peut être considérée comme acquise a priori"<sup>14</sup>. Malgré ces incertitudes et le fait que l'ASN ne s'est pas encore prononcée sur la faisabilité de la prolongation de chaque réacteur du parc nucléaire à 60 ans, ni même à 50 ans, **RTE choisit quand même de considérer une durée d'exploitation de 60 ans dans son scénario de référence.** Ce n'est pas le cas de la FNH qui, dans son analyse, opte pour une approche plus prudente de fermeture des réacteurs au bout de 50 ans de fonctionnement<sup>15</sup>.

**La question de la date d'entrée en service du futur parc nucléaire se pose également :** les glissements réguliers de calendrier des chantiers d'EPR en France, en Finlande et au Royaume Uni, doivent conduire à la prudence quant aux dates de mise en service prévues dans les scénarios misant sur la construction de nouveaux EPR.

Face à ces incertitudes de taille sur la capacité de production réelle du parc nucléaire, le déploiement accéléré des énergies renouvelables est un levier indispensable pour assurer la sécurité d'approvisionnement, une production d'électricité bas-carbone et la stabilité des prix sur le marché.

## Un rythme de déploiement qui doit s'accélérer

L'accélération du rythme d'installation est indispensable étant donné le retard pris par la France jusqu'ici : à horizon 2020, la France devait atteindre un objectif de 23 % de sa consommation d'énergie finale satisfaite par des énergies renouvelables, conformément à la directive 2009/28/CE. Elle accuse néanmoins un retard conséquent puisqu'en 2020 les énergies renouvelables assuraient seulement 19,1 % de la consommation d'énergie finale de notre pays<sup>16</sup>. La France doit d'autant plus accélérer le rythme de déploiement que l'Union européenne prévoit de renforcer l'objectif de déploiement des énergies renouvelables (actuellement de 32 % d'ici 2030). En juin, la Commission européenne a proposé de relever l'objectif à 40 % ; en septembre, le Parlement européen a voté pour un objectif de 45 %. Une fois adoptés au niveau de l'Union européenne, ils impliqueront une relève des objectifs français par cohérence.

### ***Les objectifs de la France en matière d'énergies renouvelables***

La France s'est fixée des objectifs de développement des énergies renouvelables qui devront représenter au moins 32 % de consommation d'énergie finale en 2030 - et 40 % des consommations d'électricité. Ces objectifs ont été déclinés par décret, au sein d'une "Programmation pluriannuelle de l'énergie" (PPE), revue tous les 5 ans.

La PPE fixe les objectifs de nouvelles capacités de production et de consommation d'énergie par période. **La PPE 2019-2028 prévoit que les capacités d'énergies renouvelables doublent entre 2020 et 2028.** Les capacités d'éolien terrestre devront être **multipliées par 2 en 10 ans** et celles du photovoltaïque **par 4**. L'éolien en mer devra quant à lui disposer de plus de 5 GW de capacités en 2030 pour respecter les engagements pris par la France dans sa stratégie nationale bas carbone (SNBC).

# CONSTRUIRE DES EPR OU VISER LE 100 % RENOUVELABLE EN 2050 : UN CHOIX DE SOCIÉTÉ

## Plusieurs trajectoires sont possibles

La France est à la croisée des chemins. Une transformation du système électrique français s'impose. **Le système électrique actuel n'est pas dimensionné ni pensé pour sécuriser une production d'électricité croissante et 100 % décarbonée.** Une refonte du système électrique est donc nécessaire et quels que soient les choix technologiques et sociétaux opérés, elle nécessitera des investissements massifs.

Deux principales options sont sur la table à horizon 2050-2060 et étudiées dans les scénarios Ademe et RTE : celle d'un mix électrique 100 % renouvelable entre 2050 et 2060 et celle d'un mix électrique fondé sur les énergies renouvelables et de nouvelles capacités nucléaires. Le programme envisagé par EDF et le gouvernement pour les prochaines décennies implique la construction de 6 à 14 réacteurs (soit 10 à 24 GW environ, loin des 61 GW actuels). Dans cette 2<sup>e</sup>

option dite de "relance du nucléaire", il n'est pas question de remplacer le parc nucléaire existant à l'identique et au même rythme : de son propre aveu, la filière nucléaire n'en a ni les capacités financières ni les moyens humains et techniques, d'autant que les standards de sûreté se sont renforcés depuis les années 1970-90.

Ces deux trajectoires dépendent d'une autre variable : la consommation d'électricité prévue en 2050. Tous les scénarios envisagent différentes hypothèses sur la consommation d'électricité : si dans tous les cas, elle augmente pour absorber les transferts d'usage, elle augmente plus ou moins selon les choix sociétaux opérés en matière de sobriété.

Dans tous les cas, les scénarios aujourd'hui sur la table pour une électricité décarbonée à horizon 2050 sont soumis à des incertitudes et risques de différentes natures, pouvant en modifier considérablement les coûts.



## La relance ou non du nucléaire doit faire l'objet d'un débat éclairé

La filière nucléaire et le gouvernement planifient actuellement la construction de trois paires de réacteurs nucléaires de type EPR2, sur trois sites distincts. Ils seraient éventuellement accompagnés d'une quatrième paire mise en service entre 2044 et 2050. EDF a lancé des investissements de 545 millions d'euros pour préparer la construction de ces nouvelles tranches et prévoit plus de 2 milliards d'euros de contrats et appels d'offres dans les prochains mois<sup>17</sup>.

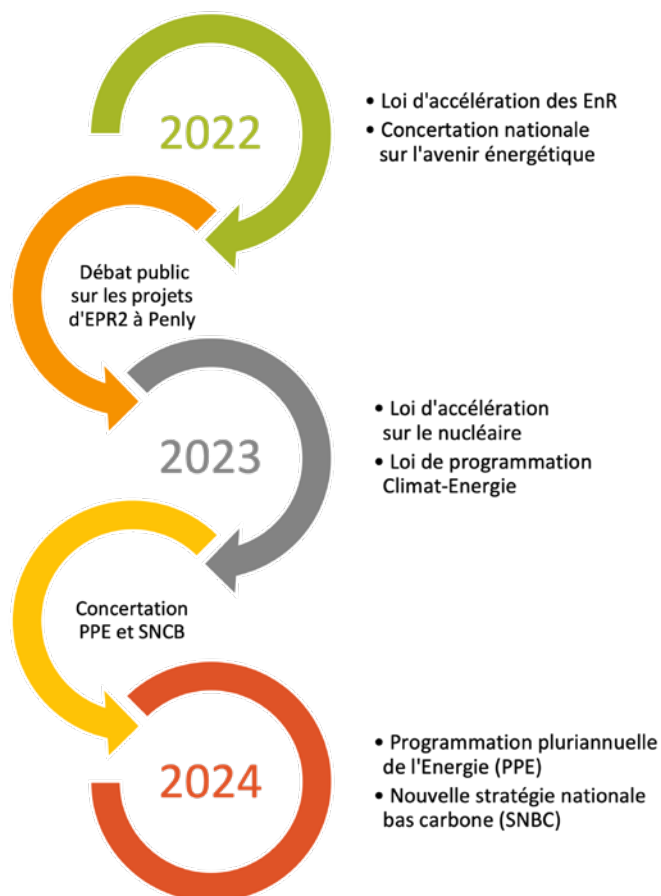
Cependant, ces premières étapes ne suffisent pas à entériner le programme de relance. En effet, la décision ne revient pas au seul président de la République ou à EDF :

- Une concertation nationale sur l'avenir énergétique a été lancée mi-octobre. Organisée par La Commission nationale du débat public (CNDP), elle vise à alimenter les travaux de préparation du projet de loi de programmation énergie et le climat, la LPEC.
- La CNDP a également été saisie par EDF et RTE en application de l'article L121-8 du code de l'énergie pour organiser un débat autour du programme de nouveaux réacteurs et le projet de construction de deux EPR sur le site de Penly. Il se déroule du 27 octobre 2022 au 27 février 2023<sup>18</sup>.
- En parallèle, le parlement devra se prononcer sur le futur projet de loi du gouvernement visant à accélérer la construction des réacteurs nucléaires (mesures dérogatoires pour dispenser d'autorisation d'urbanisme, rendre inopposable les lois littoral et montagne, simplifier la déclaration d'utilité publique et les procédures de réexamen).
- En 2023, le programme de relance nucléaire sera également en débat dans le cadre de la première loi quinquennale de programmation pour l'énergie et le climat. Ses orientations s'imposeront alors aux futures PPE et SNBC actualisées en 2024.

- Une fois qu'EDF aura déposé une demande d'autorisation de création (DAC) pour un projet de réacteur, l'ASN prendra le relai pour instruire techniquement le dossier d'un point de vue de la sûreté. Seul un feu vert de l'ASN peut permettre à EDF d'engager réellement les travaux. Si l'ASN a rendu un premier avis positif sur le dossier d'options de sûreté présenté par l'exploitant en 2019 et a récemment validé la démarche d'exclusion de rupture proposée pour certains composants essentiels des circuits primaires et secondaires, l'EPR2 n'en est qu'au "basic design" et le design détaillé ne serait pas terminé avant 2029.

D'ici là, un débat éclairé sera nécessaire pour faire un choix de société en connaissance de cause des coûts, de l'échéancier, des risques et des incertitudes qui demeurent à ce stade. C'est dans cette optique que la FNH a souhaité modéliser et étudier l'impact de plusieurs paramètres sur les coûts complets du système électrique décarboné à horizon 2050.

### LES PROCHAINS TEMPS DE DÉBAT SUR L'ÉNERGIE





# L'analyse

## LA MÉTHODE

### Calculer les coûts complets du mix électrique décarboné en 2050 via deux modèles

La question des coûts complets du mix électrique est une dimension essentielle à faire connaître aux citoyennes et citoyens français, qui seront amenés à payer durablement ce coût en tant que consommateurs et en tant que contribuables. En effet, **le coût complet n'inclut pas seulement le coût de l'électricité qui sort d'une centrale de production mais l'ensemble des coûts du système électrique** (outre les moyens de production d'électricité, il inclut aussi les réseaux de transport et de distribution d'électricité, le stockage et les moyens pour assurer l'équilibre offre-demande).

En vue d'apporter une contribution au débat sur l'avenir énergétique français, la FNH a travaillé avec deux équipes de chercheurs et deux modèles pour **étudier les différences de coûts pour la collectivité du système électrique décarboné d'ici 2050, selon que la France opte pour un programme de construction de 8 EPR ou vise le 100 % renouvelable**, selon que la consommation d'électricité augmente fortement ou non. Travailler avec deux modèles - aux forces et faiblesses différentes - permet de consolider et challenger les résultats obtenus, et de souligner les risques et incertitudes intrinsèques à toute modélisation de long terme. D'autre part, le recours à un 2<sup>e</sup> modèle, celui d'EOLES\_elec, nous a permis de tester des variables supplémentaires.

- **le modèle EOLES\_elec** développé par Shirizadeh et al. (2021, 2022, etc.), chercheurs au CIREN<sup>19</sup>. Le modèle réalise une optimisation du système électrique français pour une seule année fixe. Autrement dit, **il s'agit d'une estimation pour une année donnée, ici 2050, qui ne tient pas compte de la trajectoire de coût suivie pour en arriver là**. Il inclut les coûts de stockage, de connexion au réseau, le coût des moyens de flexibilité pour l'équilibre offre-demande. Il ne calcule pas les coûts de développement du réseau, et pour ces scénarios, a inclus ceux modélisés par Artelys. Il nous a permis de tester l'hypothèse de surcoûts de construction des EPR, mais aussi de tester l'impact du choix de taux de financement.
- **le modèle Crystal Super Grid** produit par Artelys. Le modèle Crystal Super Grid développé par Artelys **permet de calculer les coûts d'une trajectoire entre 2020 et 2060**. C'est également le modèle employé pour l'ADEME dans l'analyse de ses scénarios électriques à 2050<sup>20</sup>. Il nous a permis de tester deux trajectoires - une avec la construction de 8 EPR2 et une visant le 100 % renouvelable. Il nous a également permis de tester l'hypothèse de surcoûts de construction des EPR.

**Les travaux de la FNH apportent un éclairage supplémentaire aux différents travaux publiés à l'automne 2021 par RTE, l'ADEME et négaWatt. Il ne vise pas à les contredire mais plutôt à souligner l'impact du choix des hypothèses dans ces scénarios et les conclusions qu'on peut en tirer. La prospective à 2050 suppose de composer avec un grand nombre d'incertitudes, et les scénarios font des hypothèses qui, pour certaines, influencent considérablement les résultats. Elles correspondent à des choix scientifiques ou politiques. La FNH a donc testé des variantes de plusieurs hypothèses structurantes pour mesurer leurs impacts sur le coût complet du système électrique (voir section suivante concernant les variantes étudiées par la FNH).**

## Pourquoi s'intéresser aux coûts complets du mix électrique ?

En 2021, la Cour des Comptes soulignait que "la simple comparaison des coûts moyens de chaque filière de production n'est pas suffisante pour éclairer la décision publique sur les choix de mix électrique à long terme. En effet, le coût complet d'un mix électrique ne découle pas de la seule répartition des capacités de production entre filières mais de la façon dont ces capacités sont appelées à produire pour que fonctionne le système électrique". En d'autres termes, il ne suffit pas de comparer entre elles le coût par MWh des différentes technologies de production d'électricité, notamment parce que certaines sont pilotables et d'autres non.

Le coût complet n'inclut donc pas seulement le coût de l'électricité qui sort d'une centrale de production. Outre les moyens de production d'électricité, il inclut aussi les réseaux de transport et de distribution d'électricité (les lignes électriques), le stockage et les moyens pour assurer l'équilibre offre-demande.

## 4 grands scénarios, plusieurs variantes

La FNH a calculé les coûts complets du mix électrique d'ici 2050 selon différentes hypothèses.

- **Le niveau de consommation :** c'est un facteur absolument dimensionnant du système électrique. Les modélisations de la FNH avec EOLES\_elec comparent deux niveaux de consommation : d'une part, un scénario de "sobriété" avec une consommation d'électricité maîtrisée entre 500 et 525 TWh (proche de celle de l'Ademe et de RTE dans leurs scénarios sobriété), et d'autre part un scénario de consommation "haute" de 648 TWh, proche de la trajectoire de référence de la SNBC <sup>21</sup>, également utilisée par RTE dans son scénario de référence, avec une consommation d'électricité en hausse.
- **Les choix en matière de production électrique décarbonée.** Grâce aux modèles Artelys et EOLES\_elec, la FNH a modélisé d'une part les scénarios de relance du nucléaire, qui incluent le lancement de 8 nouveaux EPR de nouvelle génération EPR2 et d'autre part, des scénarios de sortie progressive du nucléaire et tendant vers le 100 % énergies renouvelables. Dans les modélisations de la FNH, les réacteurs du parc nucléaire existant ferment au bout de 50 ans de fonctionnement. En 2050, seul l'EPR de Flamanville est en fonctionnement. Ce choix de la FNH contraste avec celui de RTE dans son scénario de référence (fermeture des réacteurs existants au bout de 60 ans d'exploitation) et celui de négaWatt (non-démarrage de l'EPR de Flamanville).
- **Le coût de construction des nouveaux réacteurs.** Les modélisations de la FNH, via Artelys et EOLES\_elec, explorent l'impact d'un surcoût de 15 % et de 30 %. En effet, un dépassement des coûts de construction des 8 EPR de 15% apparaît modéré par rapport à l'EPR de Flamanville (coût multiplié par quatre par rapport au devis initial) ou Hinkley Point C (+20 % à ce jour). En outre, dans une note interne du groupe de travail interministériel sur le financement du programme "nouveau nucléaire français" (ministère des Finances principalement) et fuitée par le média Contexte, les services de l'État analysent eux aussi l'impact d'un surcoût de 30 % de la construction des EPR pour les finances publiques. Ce choix de la FNH contraste avec celui de RTE qui dans son scénario de référence retient les évaluations officiellement communiquées par les pouvoirs publics, avec une perspective de baisse des coûts pour les EPR2 de série.
- **Le taux de financement des technologies** impacte aussi directement les coûts et les résultats des scénarios. Les modélisations de la FNH avec EOLES\_elec et Artelys testent une

première hypothèse : celle d'un taux de financement plus élevé pour le nucléaire que pour les énergies renouvelables. C'est une hypothèse plausible car elle correspond au taux de financement actuel du nucléaire, et c'est l'hypothèse faite par l'Ademe dans son travail de modélisation. Actuellement, le nucléaire a des difficultés à se financer, les capitaux privés le considérant comme trop risqué : risques de surcoûts de construction, de délais rallongés, de mise à l'arrêt et de non démarrage, l'incer-

titude concernant sa rentabilité à long terme. Son taux de financement est donc plus élevé. Avec le modèle EOLES\_elec, la FNH teste cependant aussi l'hypothèse - privilégiée par RTE - d'un taux unique de financement pour les énergies renouvelables et le nucléaire (ce qui reviendrait à réduire le coût de financement du nucléaire). Celle-ci devient plausible à partir du moment où l'État met tout en œuvre pour faciliter l'accès aux financements pour le nucléaire.

TABLEAU 1. COMPARAISON DES HYPOTHÈSES DES PRINCIPAUX SCÉNARIOS DE FNH, RTE ET ADEME

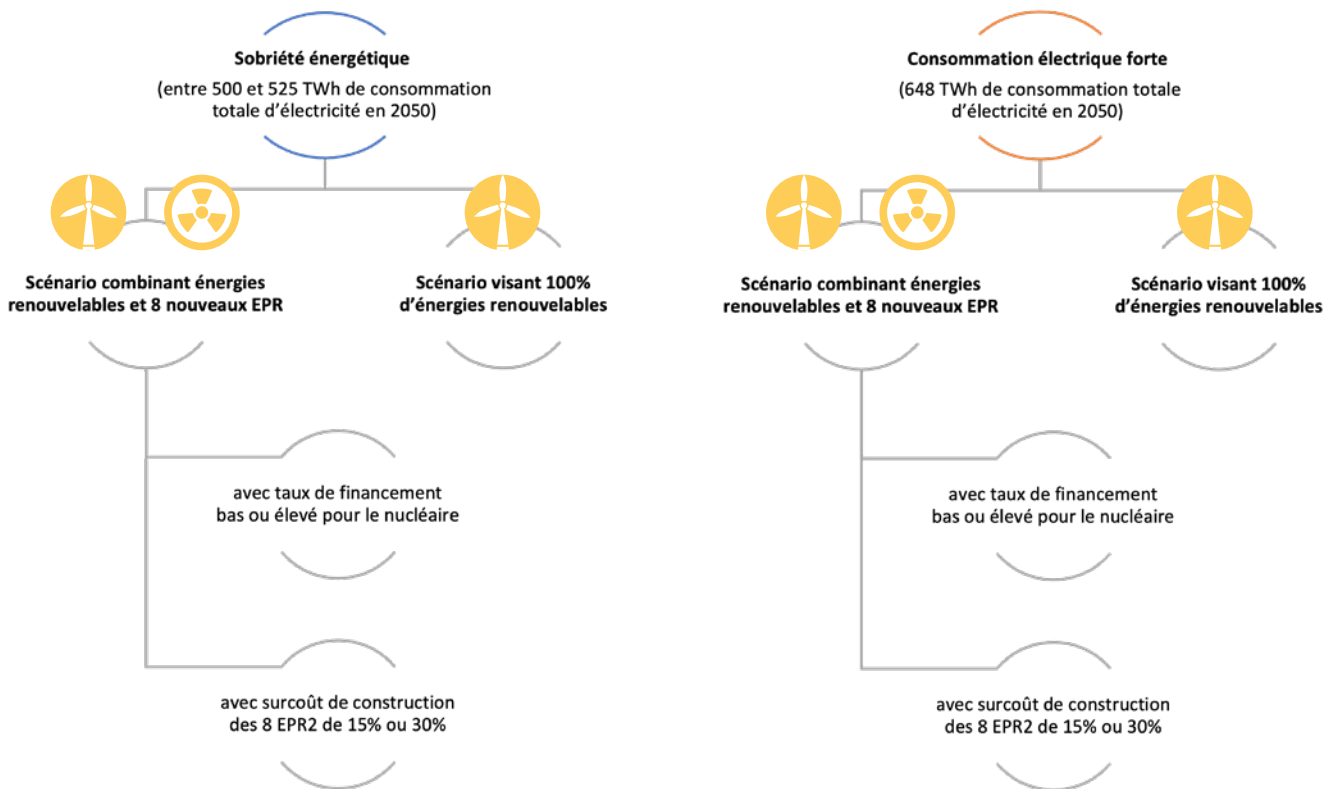
	SCÉNARIOS DE RÉFÉRENCE DE RTE (M1, M23, N1, N2) <sup>49</sup>	ADEME - S2 (SOBRIÉTÉ) <sup>50</sup>	ADEME-S3 OFFSHORE <sup>51</sup>	ADEME -S3 NUCLÉAIRE	FNH - SOBRIÉTÉ	FNH - HAUTE CONSO
Niveau de consommation d'électricité en 2050	Trajectoire de référence : 645 TWh	540 TWh	656 TWh	656 TWh	Entre 500 et 525 TWh	648 TWh
Prolongation du nucléaire existant	Trajectoire de référence : Prolongation entre 50 et 60 ans (XX GW en 2050) + l'EPR de Flamanville	Prolongation d'une partie du parc à 60 ans (10 GW en 2050) + l'EPR de Flamanville			Prolongation à 50 ans + l'EPR de Flamanville	
Nombre d'EPR2 en 2050	0 EPR2 8 EPR2 14 EPR2	0 EPR2	0 EPR2	6 EPR2	0 EPR2 8 EPR2	
Coût de référence des EPR2 (€/kW)	2040 : 5035 € 2050 : 4505 €	n/a	n/a	5175 €	1 <sup>re</sup> paire : 5500 €/kW Paires suivantes : 4700 €/kW	
Taux de financement appliqués aux technologies	Taux unique : 4 %	Taux différencié Nucléaire 7,5 % EnR : 5,2 %			Hypothèse taux unique : 4,5 %  Hypothèse taux différencié Nucléaire : 7,5 à 8 % selon les modèles EnR : entre 3 et 5,2 % selon les modèles et les technologies.	

Les hypothèses de mix et de coûts, les variantes et les limites intrinsèques des modélisations sont détaillées dans l'étude méthodologique. La présente note se concentre sur les principaux enseignements de la Fondation suite à ces travaux de modélisation.



**SCHÉMA 1. LES PRINCIPAUX SCÉNARIOS ET VARIANTES MODÉLISÉS**

4 PRINCIPAUX SCÉNARIOS MODÉLISÉS, AVEC DES VARIANTES



## LA SOBRIÉTÉ RÉDUIT LES COÛTS ET ACCÉLÈRE LA NEUTRALITÉ CARBONE

Avec l'envolée des prix de l'énergie, les indisponibilités chroniques et croissantes du parc nucléaire français, les incertitudes créées par la guerre en Ukraine, la chasse au gaspillage d'énergie et l'appel à la sobriété ont fait leur entrée dans le vocabulaire politique. Ce n'est pourtant pas une nouveauté : la Stratégie Nationale Bas Carbone engage la France à réduire sa consommation d'énergie de 40 % d'ici 2050 par rapport à 2015<sup>22</sup>. Cet objectif français pourrait se voir rehaussé étant donné que l'Union européenne est en passe d'adopter un objectif renforcé de réduction de la consommation d'énergie (primaire et finale) pour 2030. Le 3<sup>e</sup> chapitre du sixième rapport du Giec, publié

en avril 2022, définit la sobriété comme "un ensemble de mesures et de pratiques quotidiennes qui permettent d'éviter la demande d'énergie, de matériaux, de terres et d'eau tout en assurant le bien-être de tous les êtres humains dans les limites de la planète." Il consacre un chapitre entier aux politiques publiques et choix structurels à mettre en place pour tendre vers la sobriété. **Ces réflexions et décisions visant la sobriété arrivent à point nommé : non seulement, elles peuvent faire baisser les coûts pour les consommateurs, elles pourraient radicalement modifier les choix énergétiques pour 2050, dans tous les secteurs.**

### *Dans la SNBC, la neutralité carbone en France passe par une réduction massive de la consommation d'énergie*

La SNBC actuelle prévoit que la consommation d'énergie devra baisser de -40 % entre aujourd'hui et 2050, passant de 1600 TWh à 930 TWh, ce qui ferait revenir la France à son niveau de consommation énergétique de la fin des années 1960. Ce chiffre fait l'objet de variantes dans d'autres scénarios, soit plus sobres, soit plus énergivores, et peut varier de -23 à -50 %<sup>23</sup>. Mais l'esprit reste le même : il faut diminuer considérablement la consommation d'énergie.

Il existe deux principaux leviers : l'efficacité énergétique et la sobriété.

- L'exemple du secteur résidentiel-tertiaire : les gains d'efficacité énergétique seront obtenus par une meilleure isolation des bâtiments neufs (dès leur conception) et anciens (par le biais de la rénovation). L'ensemble du parc de bâtiments existants devra ainsi atteindre le niveau "Bâtiment basse consommation" (BBC) ou équivalent d'ici 2050. Les mesures de sobriété consistent par exemple, à baisser d'un degré la température de chauffage, chauffer uniquement les pièces occupées, maîtriser les surfaces des logements.
- L'exemple de l'industrie : les gains d'efficacité énergétique seront obtenus par un recours plus grand à l'économie circulaire et une évolution des procédés pour limiter la quantité d'énergie nécessaire à l'extraction et à la transformation des matières premières. Les mesures de sobriété consistent à développer l'écoconception et d'allonger la durée de vie des produits en promouvant la réparation et en mettant fin à l'obsolescence programmée.

## L'énergie la moins chère est celle qu'on ne consomme pas

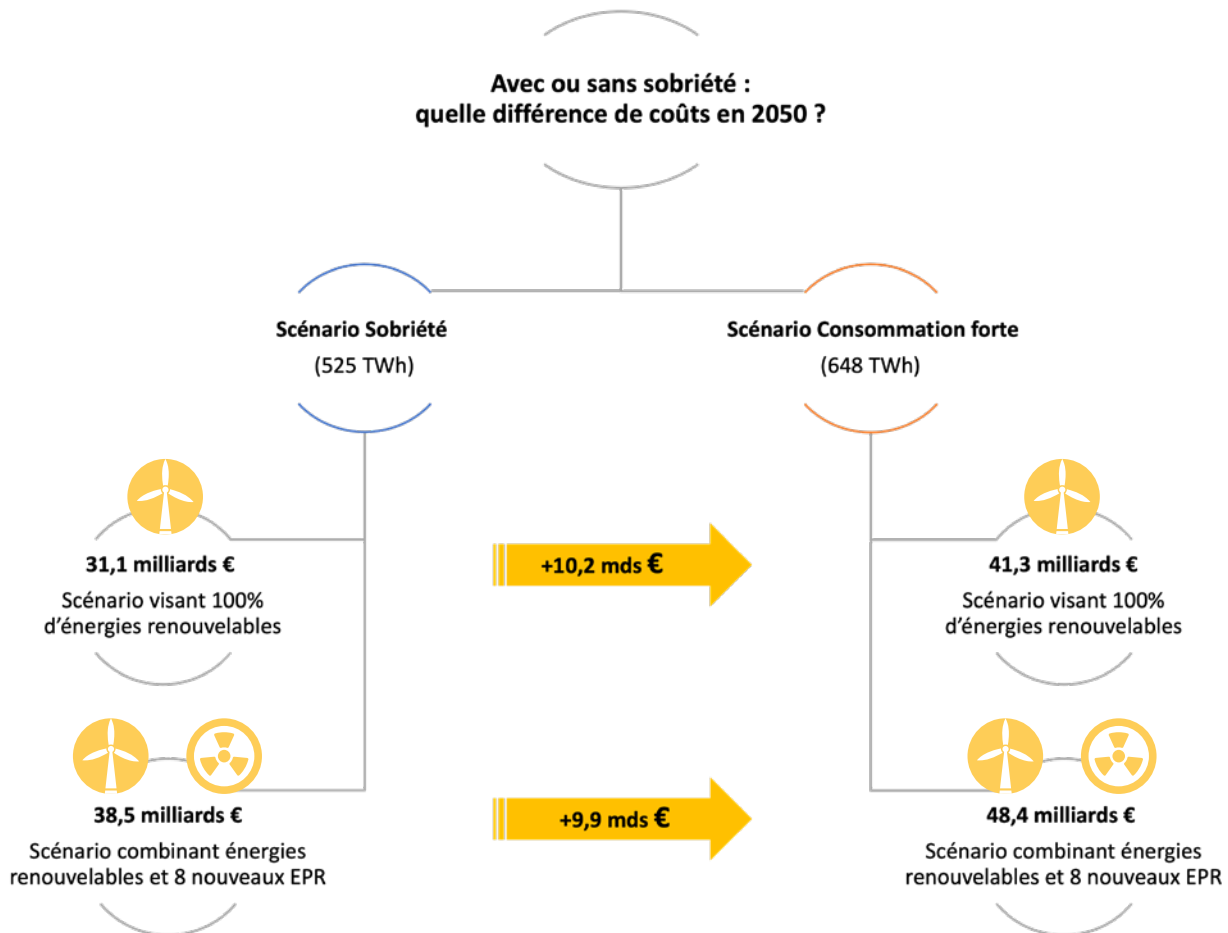
Cela sonne comme une évidence mais dans le contexte de crise énergétique actuelle, il semble utile de le rappeler. Les modélisations FNH confirment les conclusions de l'Ademe et de RTE : les coûts complets baissent dans tous les scénarios de maîtrise de consommation. Lorsqu'on compare les scénarios de sobriété avec les scénarios qui tablent sur une forte consommation d'électricité, quel que soit le mix électrique choisi, avec ou sans relance du nucléaire, les scénarios de sobriété permettent de faire baisser le coût complet du système électrique en 2050, et de gagner d'importantes marges de manoeuvre. A noter que ces calculs ne tiennent pas compte des investis-

sements nécessaires pour faciliter les économies d'énergie, ils permettent uniquement de comparer les coûts complets du système électrique.

Dans les travaux de la FNH, les scénarios de consommation d'électricité maîtrisée en 2050 font baisser les coûts complets d'environ 10 milliards d'euros par an en 2050 par rapport à un scénario de plus forte consommation (à condition bien sur qu'il n'y ait pas de transfert vers d'autres vecteurs plus carbonés). Plus précisément, la différence de coût entre les scénarios de sobriété et les scénarios de demande électrique croissante est de 9,9 milliards par an pour les scénarios EPR et de 10,2 milliards d'euros par an pour les scénarios visant le 100 % EnR.

### SCHÉMA 2. COMPARAISON DES COÛTS MODÉLISÉS PAR LA FNH, AVEC OU SANS SOBRIÉTÉ

DIFFÉRENCE DE COÛT COMPLET CALCULÉE AVEC LE MODÈLE EOLES\_ELEC





Tous les scénarios de l'Ademe<sup>24</sup> font de la réduction de la demande en énergie un facteur clé (de -23 % pour le scénario S4 à -55 % pour le scénario S1). L'Ademe estime que les coûts complets du système électrique sont croissants, du scénario le plus sobre S1 au scénario le plus énergivore, S4, puisqu'il nécessite plus d'investissements dans des moyens de production. Les coûts totaux des trajectoires 2020-2060 du système électrique augmentent avec la consommation électrique, entre 1 045 milliards EUR pour S1 (pour une consommation électrique de 408 TWh en 2050) à 1 518 milliards EUR pour S4 (pour une consommation électrique de 839 TWh en 2050). Soit un écart d'environ 12 Mds €/an en moyenne entre le scénario le plus sobre et le scénario le plus consommateur d'électricité. L'étude de l'ADEME montre également que le scénario S2 est celui qui coûte le moins cher en €/MWh en 2050 (-12 % par rapport à aujourd'hui).

Ces analyses concordent également avec celle de RTE<sup>25</sup> qui souligne que "Réduire la consommation permet en effet de diminuer le rythme nécessaire de réinvestissement dans le système électrique, soulage la pression sur les ressources et augmente la résilience du système aux chocs de toute nature". RTE estime que les scénarios de sobriété font baisser les coûts de 10 à 15 % par rapport aux trajectoires de référence (1Md€ d'économie par an en 2030 et entre 6 et 12 Mds€ par an en 2060). A l'inverse, les trajectoires dites de réindustrialisation profonde font augmenter les coûts complets du système électrique de 10 à 15 % par rapport aux trajectoires dites "de référence". Soit un écart de coût de 20 à 30 % entre les trajectoires de sobriété et les trajectoires de réindustrialisation.

## La sobriété rend les mix électriques à forte proportion d'énergies renouvelables plus faciles et moins coûteux à déployer.

En développant la sobriété électrique en plus de l'efficacité, on réduit les besoins de capacité installée. On réduit aussi le besoin - et donc les coûts - de stockage de l'électricité (batteries, hydrogène, stations de pompage-stockage) et de développement de moyens nationaux de flexibilité nécessaires à l'équilibre offre-demande. Cela rend plus facile le déploiement d'un mix électrique 100 % renouvelable, souvent écarté au motif que le rythme d'installation de ces nouvelles capacités est difficilement tenable et nécessite de coûteux moyens de flexibilité. **Un plan national ambitieux pour la sobriété énergétique pourrait donc changer**

les termes du débat et de la réflexion sur le mix électrique 2050.

En effet, dans tous les scénarios de l'Ademe, de RTE, de la FNH, la sobriété permet de réduire le rythme de mise en service des énergies renouvelables. Elle contribue à limiter le recours massif aux EnR chères, comme l'éolien flottant, soit, à l'inverse de diversifier davantage le portefeuille de technologies en réduisant la pression sur les territoires. Elle permet également de réduire les besoins de capacités flexibles et d'infrastructures de réseau.

Résultat : dans les scénarios plus sobres en énergie, les mix électriques les plus renouvelables sont aussi les plus compétitifs.

### ***Dans les scénarios plus sobres en énergie, les mix électriques les plus renouvelables sont aussi les plus compétitifs.***

Dans toutes les modélisations "sobriété" de la FNH avec pour hypothèse une consommation de 370 TWh en 2050 (hors hydrogène), le mix 100 % EnR coûte moins cher qu'un mix incluant du nouveau nucléaire<sup>26</sup>.

- Le modèle Artelys calcule qu'une trajectoire sobre tendant vers un mix 100 % EnR coûte environ 3 % moins cher qu'un mix intégrant 8 nouveaux EPR. Par an, cela représente une différence de coût de 900 millions d'euros. L'écart se creuse en cas de surcoûts des EPR.
- Le modèle EOLES\_elec chiffre le surcoût d'un scénario sobriété – EPR à 23,5 % par rapport à un scénario sobriété – 100 % EnR sur l'année 2050. Cela représente une différence de coûts plus importante que dans les scénarios de consommation haute (dans lesquels le surcoût des scénarios EPR est de 17 %).

Dans les configurations "sobriété" de RTE, les scénarios visant le 100 % renouvelable coûtent moins cher que dans les configurations consommation haute. Certes, les scénarios qui relancent le nucléaire restent les moins coûteux, mais l'écart entre les scénarios avec et sans nouveau nucléaire diminue. Par exemple, l'écart entre les scénarios de mix M23 (scénario 100 % EnR, fondé sur de grands parcs solaires et éoliens) et N2 (scénario comprenant 23 GW de nucléaire) diminue de plusieurs milliards d'euros par an<sup>27</sup>.

Les travaux de l'Ademe avec une hypothèse de consommation maîtrisée ne permettent pas de comparer les coûts de l'option nucléaire par rapport à l'option EnR puisqu'il n'y a pas eu de modélisations conjuguant sobriété et développement de nouveaux EPR. Les scénarios de l'Ademe les plus sobres en consommation d'électricité sont aussi ceux qui visent le plus fort déploiement des énergies renouvelables (S1 "génération frugale" à 97 % EnR, S2 "coopérations territoriales" à 86 % EnR).

## Maîtriser la consommation, un atout pour la sécurité d’approvisionnement

Maîtriser la consommation permet de dégager d’importantes marges de manœuvre : une moindre dépendance aux outils de production d’électricité actuels (sujet à des pannes, des indisponibilités) et futurs (des technologies pas toujours très matures comme l’EPR, éolien en mer, batteries, centrales à hydrogène), moins de pointes de consommation électrique coûteuses, moins de risques et surcoûts en cas de pénurie d’électricité sur la plaque européenne. La sobriété permet de renforcer la sécurité d’approvisionnement, de plus en plus fragilisée.

Si maîtriser la consommation est désormais devenu un impératif incontournable pour garantir la sécurité d’approvisionnement, et limiter l’impact sur les consommateurs, **un débat sociétal s’impose sur la manière d’y arriver, et la part de la demande qui peut être rendue pilotable.** Cette variable joue elle aussi sur les coûts et la formation du mix électrique : par exemple, dans les hypothèses de l’Ademe et de la FNH, le niveau moyen est situé à 30 % de la demande pilotable, alors que RTE fait l’hypothèse que 15 % de la demande est pilotable.

### *La demande pilotable : un levier à fort potentiel*

Pour bien fonctionner, le réseau électrique nécessite un équilibre permanent entre la production d’électricité (l’offre) et la consommation d’électricité (la demande). Historiquement, c’est surtout la production d’électricité qui était pilotable : les centrales de production thermique (gaz, fioul et charbon notamment) démarraient lorsqu’il fallait répondre à des pics de consommation. La demande était “un peu” pilotée par des tarifs différenciés en fonction des heures dont il reste le tarif Heures Pleines-Heures Creuses qui a un effet sur la mise en service des radiateurs électriques et des ballons d’eau chaude. De plus en plus, les experts travaillent à rendre beaucoup plus pilotable la consommation d’électricité. Dans les travaux de l’Ademe, la pilotabilité de la demande progresse dans tous les scénarios, notamment grâce à la recharge des véhicules électriques (suivant les scénarios, 30 à 60 % des recharges sont supposées pilotables), au chauffage (suivant les scénarios, 25 à 40 % des besoins de chauffage sont supposés pilotables), mais aussi à la production d’hydrogène par électrolyse.

Maîtriser la consommation en la rendant pilotable et en activant des leviers de sobriété permettra également de réduire le phénomène de “pointe” électrique qui aujourd’hui contribue à fragiliser la sécurité d’approvisionnement. En effet, la France doit faire face à des pics de consommation en début de soirée hivernales liés au système de chauffage électrique (par effet Joule) très répandu en France. Selon la Commission de Régulation de l’Énergie<sup>28</sup>, “en France, la consommation d’électricité est fortement dépendante des températures, du fait du déploiement relativement plus important du chauffage électrique. Cette sensibilité est estimée à 2,4 GW de consommation supplémentaire par degré de moins en hiver pour des températures froides”. Pour y répondre, la France a développé un parc de production qui s’est révélé

surdimensionné la plupart du temps mais quand même insuffisant pendant certains de ces pics. Cela nécessite d’importer lors de ces pointes de l’électricité produite en Europe. Cette question influe directement sur les scénarios de mix énergétique : la capacité de production et les moyens de flexibilité nécessaires varient selon le niveau de pointe prévu dans le scénario. Pour mettre fin à ce cercle vicieux, le scénario 2050 de négaWatt propose un ensemble de mesures structurantes (rénovation thermique des logements notamment et multiplication des pompes à chaleur) permettant de réduire ce phénomène de pointe de 100 GW aujourd’hui à 63 GW en 2050<sup>29</sup>. Dans ses scénarios, RTE anticipe en revanche des pointes qui dépassent encore régulièrement les 100 GW en 2050.

## LE COÛT NE PEUT ÊTRE LE SEUL CRITÈRE POUR DÉCIDER DU MIX

### On ne peut pas affirmer que relancer le nucléaire est l'option la moins chère

En février 2022, Emmanuel Macron annonçait "le temps de la renaissance du nucléaire" et sa volonté de construire 6 à 14 nouveaux EPR pour atteindre la neutralité carbone d'ici 2050<sup>30</sup>. Il s'appuie sur un des scénarios de RTE les plus favorables à la relance du nucléaire, au motif qu'il est moins coûteux qu'un scénario 100 % EnR.

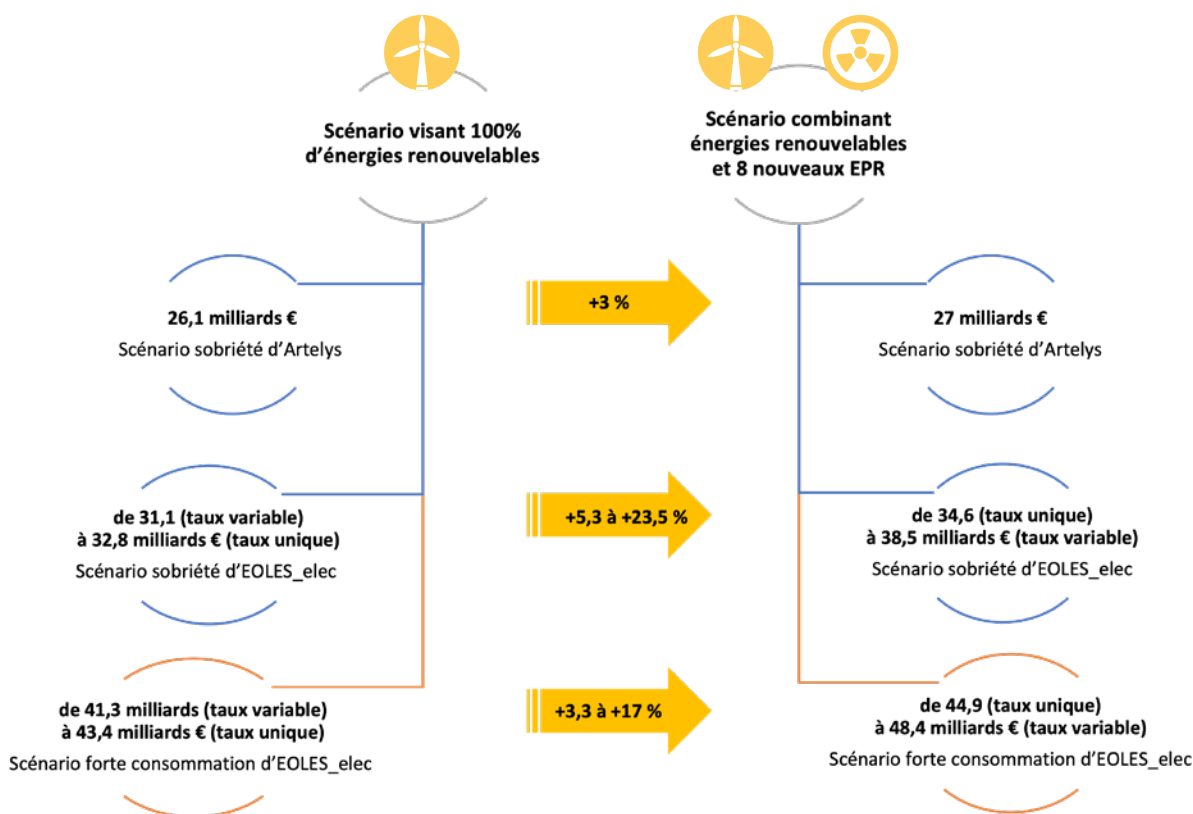
Les modélisations économiques de la FNH avec deux équipes de chercheurs et deux modèles différents viennent nuancer cette affirmation. En testant d'autres hypothèses et variantes, on aboutit à des conclusions très différentes. On peut débattre des hypothèses et des variantes - toutes comportent leur lot d'incertitudes et de risques - une seule chose est sûre : on ne peut pas affirmer que

développer de nouveaux réacteurs nucléaires de type EPR2 est forcément l'option la plus économique pour l'avenir électrique de la France.

Dans les scénarios et variantes FNH, à niveau de consommation égale, le mix visant le 100 % renouvelable est moins coûteux que celui intégrant la construction de 8 nouveaux EPR. Les modélisations d'Artelys calculent un surcoût du scénario EPR de 3 % et celles de EOLES\_elec calculent un surcoût qui oscille entre 3,3 et 23,5 % selon les hypothèses choisies (consommation forte ou maîtrisée, taux de financement unique ou différencié). Il ne s'agit pas ici d'affirmer pour autant que faire le choix d'un mix 100 % renouvelable sera forcément moins cher, mais d'alerter sur la sensibilité des scénarios et l'impossibilité d'utiliser leurs seules conclusions économiques pour arbitrer un choix politique.

### SCHÉMA 3. COMPARAISON DES COÛTS MODÉLISÉS PAR LA FNH, AVEC OU SANS RELANCE DU NUCLÉAIRE

DIFFÉRENCE DE COÛT COMPLET CALCULÉE AVEC LE MODÈLE EOLES\_ELEC



Ce résultat diffère de celui trouvé par RTE pour sa trajectoire de référence du rapport "Futurs énergétiques 2050"<sup>31</sup>. Cependant, **les scénarios de RTE ne concluent pas tous qu'un scénario de relance du nucléaire est moins coûteux**. Dans son scénario de référence sur lequel le gouvernement prend appui pour affirmer la nécessité de relancer les chantiers nucléaires, RTE prend l'hypothèse d'un taux de financement unique pour toutes les technologies et aboutit à la conclusion que l'option nucléaire est moins coûteuse. Mais dans les variantes étudiées par RTE pour voir l'impact d'un taux de financement plus élevé du nucléaire, l'avantage économique du nucléaire s'efface (voir plus loin section C "Le taux de financement : une variable incertaine et déterminante").

Dans les scénarios Ademe, le scénario S3 "Technologies Vertes" est le seul qui permet de comparer, à hypothèse de consommation électrique égale, un mix électrique avec relance du nucléaire et un mix sans relance du nucléaire. Dans ce scénario, l'Ademe estime que les coûts complets 2020-2060 du système électrique sont les suivants selon les variantes étudiées :

- 1 299 Mds € pour le scénario misant sur l'éolien terrestre<sup>32</sup>.
- 1 309 Mds € pour le scénario de relance du nucléaire.
- 1 318 Mds € pour le mix misant sur l'éolien offshore.

Ces différences de coûts sont relativement minimes et permettent simplement de confirmer que l'option nouveaux EPR n'est pas forcément la moins chère. En effet, changer quelques hypothèses de mix côté EnR suffit à modifier le coût et le classement des scénarios.

### Les coûts de construction : une incertitude qui pèse sur le coût du mix électrique 2050

En revanche, **les écarts de coûts à la défaveur du scénario nucléaire se creusent en cas de surcoût de construction des EPR2**. La FNH a étudié cette option étant donné l'incertitude sur les coûts de construction, et en réponse à la préconisation de la Cour des Comptes d'inclure des fourchettes de coûts de construction de l'EPR2, "compte-tenu de l'absence de maturité de ce nouveau réacteur"<sup>33</sup>.

Elle souligne que le choix du nucléaire implique d'être en mesure de lever une incertitude, toujours présente : celle de la "capacité à construire un nouveau parc de réacteurs dans des délais et à des coûts raisonnables"<sup>34</sup>.

En effet, **un faisceau de preuves montre que le coût de 50 Mds€ estimé par l'État pour 6 EPR2 - et pris en compte par RTE - est en fait un plancher bas**. En effet, les coûts ne cessent d'évoluer à la hausse. D'abord, cette estimation de 50 Mds€ correspond à une première réévaluation à la hausse, puisque le devis initial d'EDF était de 46 Mds€. Déjà, début 2021, un premier audit réalisé par le cabinet Roland Berger sur demande de l'État avait déjà rehaussé le coût overnight du programme de 46 à 47,2 milliards. Ensuite, le gouvernement lui-même, dans une note fuitée au média spécialisé "Contexte" après la sortie de l'étude de prospective à 2050 de RTE, estime les coûts de construction des 6 EPR entre 52 et 57 milliards d'euros dans un scénario de "bonne maîtrise industrielle", voire atteignant 64 milliards d'euros dans un scénario "dégradé"<sup>35</sup>. L'État étudie donc l'hypothèse d'un surcoût allant jusqu'à 30 % pour la construction des EPR2, comme en témoigne une autre note du groupe interministériel d'étude du programme "Nouveau nucléaire français", également fuitée par Contexte en 2020<sup>36</sup>.

Ces hypothèses de surcoûts sont d'autant plus plausibles que tous les projets d'EPR ont fait l'objet de surcoûts. Le coût de Flamanville (FLA3) a été multiplié par 4, le budget prévisionnel d'Hinkley Point C a déjà augmenté de 20 % (soit 10 500 M€/GW) et sera nettement supérieur à celui de l'EPR de Flamanville (8 000 M€/GW).

Or, **on ne peut pas établir avec un degré raisonnable de certitude que les économies de construction de futurs EPR2 par rapport au coût de construction d'EPR de type Flamanville se matérialiseront**. Il existe en outre d'autres coûts incertains qui risquent également d'être réévalués à la hausse : coût de l'entreposage et stockage des déchets nucléaires<sup>37</sup>, coût du démantèlement<sup>38</sup>.

C'est pourquoi **la FNH a mesuré l'impact pour le coût complet du système électrique d'un surcoût de 15 % et de 30 % pour la construction des EPR**. Dans les modélisations effectuées par Artelys,

le surcoût atteint 5,3 %. Dans les modélisations d'EOLES\_elec, le surcoût est de 6,8 % dans le scénario le plus favorable à la relance du nucléaire et s'élève à 33,4 % dans le scénario le plus défavo-

nable (voir tableau ci-contre). Résultat, l'avantage économique des scénarios tendant vers le 100 % EnR s'accroît.

**TABLEAU 2. MODÉLISATION FNH DES SURCÔTS LIÉS À LA CONSTRUCTION DES EPR AVEC LE MODÈLE ARTELYS ET LE MODÈLE EOLES\_ELEC**

	SCÉNARIO 100 % EnR	SCÉNARIO EnR+8 EPR2 sans surcoût	SCÉNARIO EnR+8 EPR2 avec surcoût 15 % EPR2	SCÉNARIO EnR+8 EPR2 avec surcoût 30 % EPR2	ECART AVEC LE SCÉNARIO 100 % EnR
<b>Modèle ARTELYS - sobriété</b> (taux variable de financement)	26,1 mds/an	27 mds/an	27,3 mds/an	27,5 mds/an	+5,3 %
<b>Modèle EOLES - sobriété</b> (taux variable de financement)	31,1 mds/an	38,5 mds/an	40 mds/an	41,5 mds/an	+33,4 %
<b>Modèle EOLES - forte consommation</b> (taux variable de financement)	41,3 mds/an	48,4 mds/an	49,9 mds/an	51,4 mds/an	+24,5 %
<b>Modèle EOLES - sobriété</b> (taux unique de financement)	32,8 mds/an	34,6 mds/an	35,3 mds/an	36,1 mds/an	+9,9 %
<b>Modèle EOLES - forte consommation</b> (taux unique de financement)	43,4 mds/an	44,9 mds/an	45,6 mds/an	46,3 mds/an	+6,8 %

## Le taux de financement : une variable incertaine et déterminante

Comme le notent RTE et la Cour des comptes, le coût de financement des technologies est une hypothèse déterminante des calculs de coûts complets du système électrique. Or, c'est aussi l'une des plus incertaines. Les modélisations FNH testent deux hypothèses :

- L'hypothèse que le taux de financement des technologies est variable, plus élevé pour le nucléaire que pour les énergies renouvelables, conformément à la réalité actuelle<sup>39</sup>.
- l'hypothèse centrale prise par RTE : le taux de financement est le même pour toutes les technologies.

Les modélisations de la FNH illustrent l'impact des taux de financement sur les coûts complets de chaque scénario. La FNH a testé l'impact des taux des financements sur les modélisations EOLES\_elec. **Le résultat est net : le taux de financement impacte fortement les coûts complets et les écarts de coûts entre scénarios.** Si l'accès du nucléaire aux capitaux privés continue à être, comme aujourd'hui, plus coûteux que pour les énergies renouvelables, le désavantage économique des scénarios de relance du nucléaire se creuse. A l'inverse, si le nucléaire bénéficiait d'un taux de financement plus réduit et comparable à celui des énergies renouvelables, l'écart entre les scénarios s'amenuise.

**TABLEAU 3. L'IMPACT D'UN TAUX DE FINANCEMENT UNIQUE ET DIFFÉRENCIÉ SUR LES SCÉNARIOS FNH**

Source : FNH (à partir des données modélisées par EOLES\_elec)

	Surcoûts dans les scénarios EPR de référence par rapport au scénario EnR	Surcoût dans les scénarios EPR +15 % par rapport au scénario EnR	Surcoût dans scénarios EPR +30 % par rapport au scénario EnR
<b>Taux de financement différencié</b>	17 à 23,5 %	20,7 à 28,5 %	24,7 à 33,4 %
<b>Taux de financement unique</b>	3,3 à 5,3 %	5 à 7,6 %	6,8 à 9,9 %

Lorsque RTE fait varier le taux de financement des technologies, la relance du nucléaire n'est plus systématiquement l'option la moins coûteuse. En effet, lorsque RTE a étudié l'hypothèse d'une technologie nucléaire plus chère à financer que les énergies renouvelables<sup>40</sup>, les scénarios qui relancent le nucléaire voient leur coût augmenter et les scénarios 100 % EnR deviennent alors compétitifs et présentent le même coût complet que les scénarios EPR. Lorsque RTE étudie l'hypothèse que non seulement le taux de financement du nucléaire est plus élevé mais que celui des énergies renouvelables baisse, alors les scénarios de relance du nucléaire coûtent plus cher que les scénarios 100 % renouvelables. Ces variantes inversent le classement économique entre scénarios.

**L'hypothèse d'un taux unique de financement privilégiée par RTE mérite donc un plus ample débat sociétal.** En effet, elle ne correspond pas à la réalité actuelle : aujourd'hui, le coût de financement du nouveau nucléaire est significativement plus élevé que celui des renouvelables (7 % vs. 4 % environ). Actuellement, le nucléaire a des difficultés à se financer, les capitaux privés le considèrent comme trop risqué : risques de surcoûts de construction, de délais rallongés, de mise à l'arrêt et de non-démarrage. Son taux de financement est donc plus élevé. **Atteindre un même coût du capital pour les deux grandes familles de technologies (nucléaires et renouvelables) exigerait un investissement très significatif de l'État dans le programme d'EPR2, pour ne pas dire majoritaire en ce qui concerne la construction des réacteurs.** Cela supposerait non seulement que l'État offre des garanties d'achat de l'électricité provenant de ces réacteurs (comme c'est le cas aujourd'hui pour les énergies renouvelables ou pour la future centrale nucléaire d'EDF Hinkley Point C en Grande-Bretagne), mais aussi de déroger aux règles européennes actuelles pour subventionner directement la construction de nouveaux réacteurs nucléaires et couvrir les risques de surcoûts et de retards. Cela serait d'autant plus nécessaire qu'EDF est lourdement endettée et n'a pas de marge de manœuvre pour emprunter et investir.

Dans un contexte de renationalisation d'EDF, l'hypothèse retenue par RTE d'un taux de financement comparable pour le nucléaire et les EnR devient évidemment plus probable. Mais la conséquence, toutes choses égales par ailleurs, serait un creusement de la dette publique, et/ou l'augmentation des impôts et/ou la baisse des investissements publics dans d'autres domaines tels que l'isolation des logements, l'éducation, la santé ou la défense. Par ailleurs, la durée de vie très longue prévue pour les EPR génère des incertitudes sur son facteur de charge à long terme, et a fortiori, sur son coût de production. C'est un risque supplémentaire pour la collectivité.

### **La question des coûts ne permet pas de trancher entre relance du nucléaire et 100 % EnR**

Dans son rapport, RTE appelle à la prudence "qui doit présider à une analyse prospective des coûts à long terme". C'est un point essentiel qui doit éclairer le débat sur l'énergie qui s'annonce : tout scénario, hypothèse, variante doit être pris avec des pincettes, d'autant plus lorsque les écarts entre les scénarios sont minimes. Dans les différents scénarios étudiés, ni le coût, ni la faisabilité technique ne permettent de donner un avantage certain à l'un ou l'autre des scénarios.

**La préférence sociétale devra donc s'exercer sur d'autres critères :** l'acceptation ou non de certaines technologies par la population, une aversion à certains risques (d'accidents, d'approvisionnement, de retards, etc.), la préférence d'un investissement public ou d'un financement davantage privé, la volonté de soutenir certaines filières industrielles, la recherche d'un moindre impact sur les ressources, la souveraineté énergétique, etc. C'est donc un sujet qui mérite d'être débattu démocratiquement et sur lequel les citoyennes et citoyens doivent être pleinement informés.



ASSEMBLÉE NATIONALE

# feuille de route

## GARANTIR UN DÉBAT ÉCLAIRÉ SUR L'AVENIR DU MIX ÉLECTRIQUE

C'est au cours de ce quinquennat que devront être faits des choix essentiels sur l'énergie, qui nous engageront - nous, nos enfants et nos petits-enfants - pour 100 ans. C'est de ces choix énergétiques - et des décisions politiques afférentes - que dépendra demain notre capacité à faire tourner nos entreprises, à nous chauffer, nous déplacer, manger, mais aussi à lutter contre le changement climatique. Pour que les décisions politiques sur l'énergie soient appliquées et applicables, elles devront refléter un consensus sociétal sur des questions industrielles, techniques, économiques, sociales, d'organisation du territoire et de risques. Ces choix fondamentaux méritent qu'on prenne le temps d'entre débattre entre tous les citoyennes et citoyens, avec la société civile organisée et au Parlement. Il faut sortir l'énergie du débat entre experts et technocrates.

### Mettre les scénarios visant la sobriété énergétique au coeur du débat sur l'énergie

Le 1<sup>er</sup> choix énergétique à faire est celui de la sobriété. Jusqu'ici, ces scénarios ont souvent été écartés au motif qu'ils seraient trop radicaux. Les actualités 2022 ont permis une prise de conscience collective : maîtriser la consommation d'énergie permet de limiter plus vite la dépendance aux énergies fossiles et la volatilité des prix dont les consommateurs européens font les frais aujourd'hui. Elle permet aussi d'atteindre plus facilement et plus rapidement les objectifs de neutralité carbone et de réduire le coût complet d'un système électrique 100 % décarboné qui répondrait à l'essentiel des besoins énergétiques d'ici 2050. La

FNH appelle à ce que ces scénarios de maîtrise de la consommation faisant appel aux leviers de sobriété puissent être débattus, au même titre que les autres scénarios. Il s'agira aussi d'identifier les moyens qui permettront de rendre les actions de maîtrise de l'énergie plus acceptables et plus justes pour toutes et tous, puisque qu'elles seront nécessaires dans tous les scénarios de mix énergétiques, bien qu'à des degrés divers.

### Prendre le temps de débattre des risques et des incertitudes autour des scénarios de relance du nucléaire avant d'entériner la décision

Notre analyse et nos modélisations soulignent que la décision de relancer un programme nucléaire ne peut être motivée uniquement pour des considérations économiques. Trop d'incertitudes pèsent aujourd'hui sur les scénarios. Tous s'accompagnent de risques et aucun scénario n'est dénué de difficulté. Viser le 100 % renouvelable ou miser sur une nouvelle génération d'EPR relève avant tout d'un choix de société. Ce choix suppose d'explicitier clairement aux citoyennes et citoyens les risques et les incertitudes des deux grandes options de mix électrique français. **Il ne conviendrait pas d'introduire le débat avec le postulat qu'investir dans une série d'EPR2 coûte moins cher que d'investir dans un système électrique 100 % renouvelable.** Le débat démocratique pourra préciser les incertitudes techniques, les incertitudes de coûts des technologies et de financement, les incertitudes de délais de construction et d'acceptabilité sociale, ainsi que les risques industriels et pour les ressources et écosystèmes naturels.

## DÉPLOYER RAPIDEMENT LES EnR : UNE STRATÉGIE GAGNANTE

Si la proportion exacte d'énergies renouvelables à viser dans le mix énergétique 2050 doit faire l'objet d'un débat démocratique et citoyen, **tous les scénarios impliquent d'accélérer sans attendre le rythme de déploiement des énergies renouvelables sur le territoire.** Même dans les scénarios impliquant la construction de nouveaux réacteurs nucléaires (et la prolongation des réacteurs existants au-delà de 60 ans), atteindre la neutralité carbone d'ici 2050 implique d'accélérer le rythme de déploiement des énergies renouvelables dès maintenant. C'est le cas des scénarios 2021 de RTE<sup>41</sup> et de l'Ademe<sup>42</sup> pour la France, et du scénario "Net Zero By 2050" de l'Agence internationale de l'énergie (AIE)<sup>43</sup>. Dans la situation actuelle d'insuffisance d'énergie décarbonée, le développement des énergies renouvelables est le seul moyen de nous fournir assez d'énergie décarbonée d'ici 2035.

La loi pour accélérer le développement des énergies renouvelables arrive à point nommé. En effet, leur rythme actuel de développement ne suffit pas à atteindre les objectifs fixés. La France est d'ailleurs le seul pays de l'UE à ne pas avoir respecté son engagement européen 2020 sur les énergies renouvelables et risque de le rester si elle ne rattrape pas son retard (d'autant plus que l'Union européenne renforce ses objectifs climat 2030, avec un objectif de -55 % d'émissions de gaz à effet de serre soit -47 % pour la France, et un objectif de développement des énergies renouvelables de 45 %<sup>44</sup>). **Il est indispensable que cette loi ne se limite pas à raccourcir le temps de mise en oeuvre des projets, mais permettent d'accompagner l'accélération de certaines EnR comme le PV sur toiture ou l'éolien.**



### Faciliter la planification et la gouvernance participative au niveau des territoires

La planification est nécessaire pour avoir une vision du déploiement de chacune des EnR dans chaque région (et de leur place relative) et pour anticiper une répartition juste de l'effort entre les régions de France, au-delà de l'atteinte des objectifs nationaux. **La participation des acteurs locaux aux processus de planification et déploiement des EnR doit également être renforcée :** il s'agit à la fois de partager la valeur créée et de faire participer les citoyens pour qu'ils définissent ensemble les types d'EnR qu'ils souhaitent développer sur leur territoire pour contrer le sentiment que ces projets sont "venus d'en haut".



## Protéger la biodiversité

La loi doit trouver les voies de passages permettant de concilier urgence énergétique et climatique et reconquête de la biodiversité (qui concourt par ailleurs à relever le défi climatique). C'est aussi un élément qui favorisera l'acceptabilité du déploiement des EnR. Afin de respecter les recommandations de la Commission européenne, **il convient de ne pas faire bénéficier les projets qui impactent fortement la biodiversité** (prévus sur des zones riches en biodiversité) des procédures d'autorisation rapide.

## Développer le solaire sur toiture et l'autoconsommation

Le développement du solaire photovoltaïque sur les espaces bâtis, en particulier sur les toitures, doit être favorisé. Cela permet de réduire autant que possible les surfaces mobilisées au sol, sur des espaces naturels et agricoles, en cohérence avec l'impératif de préserver des écosystèmes fonctionnels. **L'installation sur le bâti et les sols déjà artificialisés est une manière évidente d'éviter les impacts sur la biodiversité du développement du photovoltaïque.** Il en va également de l'acceptabilité sociale de l'énergie photovoltaïque. **L'autoconsommation est une manière d'améliorer le pouvoir d'achat des ménages et la situation financière des entreprises.** Elle leur permet de se garantir des fluctuations futures des prix et des tarifs, leur coût étant constaté à l'installation. A l'heure où des entreprises, des collectivités doivent ralentir ou arrêter des lignes de production et des services publics car elles voient leurs factures d'électricité multipliées par 5, l'autoconsommation peut contribuer à contrecarrer cette envolée des coûts. C'est un gain de compétitivité direct pour ces consommateurs.

**Plusieurs mesures permettraient de déployer le solaire sur toiture et favoriser l'autoconsommation :** créer un fonds toiture pour co-financer les travaux, et instaurer une obligation progressive d'installation de PV sur les toits, alléger les restrictions d'urbanisme, créer un prêt à taux zéro sans condition de ressources.

## ADOPTER UNE LOI D'ACCÉLÉRATION DE LA SOBRIÉTÉ

Longtemps tabou, la baisse de la consommation d'énergie est désormais reconnue comme un des principaux leviers pour faire baisser les émissions de GES et atteindre nos objectifs climat, limiter la facture et protéger les consommateurs. Si une partie de la baisse de la consommation d'énergies fossiles va se faire par l'électrification de certains de nos usages, elle ne se traduit pas forcément par une hausse forte de la consommation d'électricité en France. De nombreux scénarios misent sur la consommation maîtrisée d'énergie et d'électricité.

### Passer des éco-gestes volontaires à une loi qui permet de véritables économies d'énergies

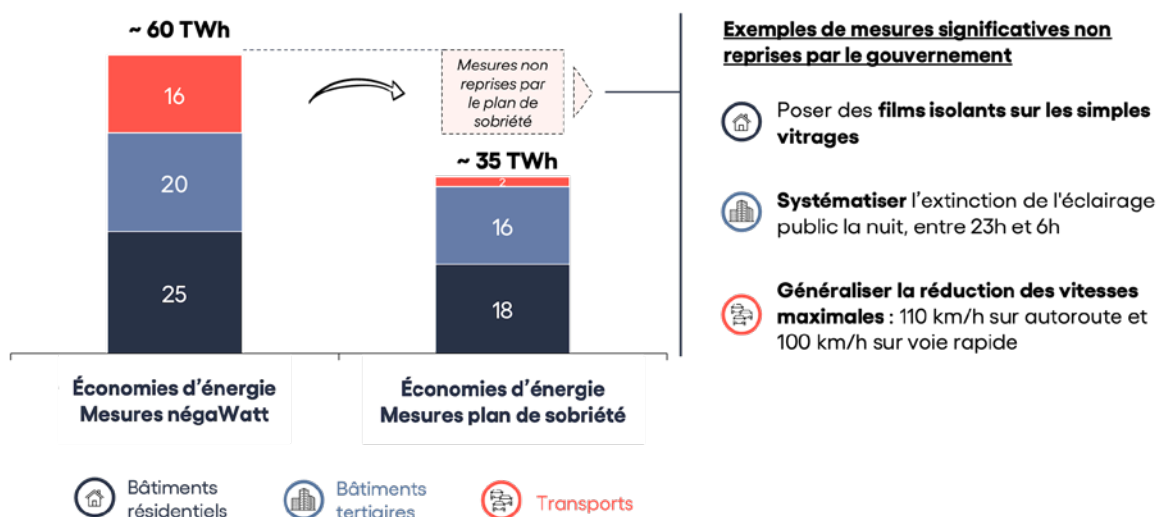
En octobre 2022, le gouvernement a lancé un plan Sobriété en réponse aux difficultés d'approvisionnement et la hausse des prix sur le marché de l'énergie et de l'électricité. Malheureusement, les mesures annoncées exploitent trop faiblement les gisements d'économies d'énergies. Alors que l'objectif annoncé est de réduire de 10 % notre consommation énergétique d'ici 2 ans (soit environ 150 TWh à économiser par rapport à 2021), les calculs de Carbone 4<sup>45</sup> révèlent que le plan "sobriété" annoncé par le gouvernement est sous-ca-

libré. A périmètre égal, il ne permet d'économiser que 35 TWh sur un an, là où les mêmes mesures proposées par négaWatt permettraient de doubler les économies d'énergie. En effet, les mesures du gouvernement couvrent systématiquement un périmètre réduit (par exemple, le 110 km/h sur autoroute n'est proposé que pour les agents de l'État utilisant leur véhicule de service lors de trajets professionnels non urgents). Par ailleurs, lors de la présentation du plan pour la sobriété le 6 octobre 2022, le gouvernement a martelé qu'aucune de ces mesures ne serait contraignante, car "la sobriété doit être choisie". L'ensemble des mesures annoncées se font donc sur une base volontaire, sans engagement dans la durée, ni mécanisme de suivi ou de sanction en cas de non-respect. Dans ces conditions, il est impossible de garantir une baisse durable et significative de la consommation d'énergie en France. Cela ne suffira pas non plus à répartir l'effort et accompagner les populations en situation de précarité énergétique.

Il faut faire plus, et plus vite avec une loi qui structure dès maintenant et pour longtemps les politiques et mesures, accélère le calendrier d'application, et prévoit des mécanismes de sanction.

#### COMPARAISON DES ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ENTRE NÉGAWATT ET LE PLAN DE SOBRIÉTÉ SUR 1 AN

Source : Carbone 4



## EXEMPLES DE MESURES DE SOBRIÉTÉ PROPOSÉES PAR NÉGAWATT

	ÉCONOMIE D'ÉNERGIE POSSIBLE D'ICI 2 ANS	GISEMENT MOBILISABLE À MOYEN TERME
<b>BÂTIMENT RÉSIDENTIEL</b>		
Consigne de chauffage à 19°C	entre 7 000 et 9 500 GWh (30 à 40 % des logements)	23 500 GWh (80 % des logements)
Réduire la consigne de température de 2°C la nuit pour mieux dormir	entre 300 et 500 GWh (7 à 10 % des logements)	3 300 GWh (60 % des logements)
Réduire la température de 2°C en cas d'absence	entre 300 et 500 GWh (5 à 7 % des logements)	3 400 GWh (40 % des logements)
Pose de films isolants sur les simples vitrages	1 700 et 2 000 GWh (¼ des logements en vitrage simple)	6 900 GWh (20 % des logements)
Renforcer l'étanchéité à l'air des logements : réduire les infiltrations des fenêtres et portes	entre 1 000 et 1 600 GWh (5 à 10 % des logements d'avant 1975)	11 000 GWh (60 % des logements)
Isolation des combles perdus	entre 600 et 1 000 GWh (10 à 15 % des maisons concernées)	6 300 GWh (10 % des maisons individuelles construites avant 1975)
Pose de limiteurs de débit sur les robinets et douches	entre 2 400 et 3 300 GWh (si 30 à 40 % des ménages s'équipent)	8 200 GWh
Pratiques économes de puisage d'eau chaude	entre 1 000 et 1 300 GWh (si 10 à 15 % des ménages sont plus économes)	6 500 GWh
Pose d'une jaquette isolante sur les ballons d'eau chaude sanitaire	entre 500 et 700 GWh (si 15 à 20 % des logements concernés s'équipent)	3 500 GWh (si 90 % des logements concernés s'équipent)
Extinction des appareils en veille et des appareils allumés inutilement	entre 3 400 et 4 000 GWh (si 25 à 30 % des logements appliquent cette mesure)	11 400 GWh (80 % des veilles)
Extinction des box internet et box TV en dehors des heures d'utilisation	entre 900 et 1 200 GWh (20 à 30 % des logements)	3 100 GWh (70 % des logements pour la box internet et 90 % des logements pour la box TV)
<b>BÂTIMENT TERTIAIRE</b>		
Réglage de la consigne de chauffage à 19° en occupation	entre 5 400 et 6 500 GWh (25 à 30 % des locaux chauffés)	22 000 GWh (80 % des surfaces tertiaires chauffées)
Arrêt du chauffage en inoccupation	entre 1 200 et 1 500 GWh (20 à 25 % des locaux chauffés)	6 100 GWh (80 % des surfaces tertiaires chauffées)
Responsabiliser un "référént sobriété" par bâtiment	entre 1 000 et 1 200 GWh (20 à 25 % des bâtiments tertiaires)	5 000 GWh (dans l'ensemble des bâtiments tertiaires)
Arrêt de la ventilation dans le tertiaire en période d'inoccupation	de 5 300 à 7 100 GWh (si 30 à 40 % des ventilations sont arrêtées en période d'inoccupation)	18 000 GWh (dans tous les bâtiments sans risque ou contrainte spécifique liée à la ventilation)
Réglage de la consigne de climatisation à 26°C en occupation	entre 900 et 1 100 GWh (30 à 40 % des bâtiments)	2 900 GWh (dans l'ensemble des zones climatisées)
<b>TRANSPORT</b>		
Réduction de la vitesse maximale autorisée sur autoroute et voie rapide	13 500 GWh (ou 1,4 milliards de litres de carburant économisé)	
Déploiement de lignes de covoiturage	2 000 GWh (2000 lignes de covoiturage)	40 000 GWh
<b>MESURES SYMBOLIQUES AVEC EFFET D'ENTRAÎNEMENT</b>		
Extinction des panneaux publicitaires (digitaux / éclairés)	entre 30 et 35 GWh (de 25 à 30 % des panneaux publicitaires sont éteints.	110 GWh
Arrêter les distributeurs de boissons / cafés / friandises hors occupation	entre 15 et 25 GWh (30 à 40 % des distributeurs)	60 GWh (tous les distributeurs du secteur tertiaire)
Imposer la mise en veille automatique des photocopieurs au bout de 5 minutes d'inutilisation et l'arrêt hors occupation	entre 30 et 40 GWh (30 à 40 % des photocopieurs dans le secteur tertiaire)	100 GWh

## Exploiter les gisements d'économies d'énergie à court et à long terme

Lors de la présentation du plan sobriété du gouvernement, Elisabeth Borne a souligné que « la baisse de la consommation d'énergie doit s'inscrire dans le temps long ». En effet, il est fondamental que les mesures prises pour la sobriété ne se limitent pas à un plan "pénurie" pour l'hiver prochain, mais structurent la consommation d'énergie et d'électricité en France jusqu'en 2050.

**Les gisements d'économie sont désormais bien identifiés.** Certains sont actionnables à court terme : en septembre, négaWatt présentait au gouvernement 50 mesures de sobriété qui permettraient à court terme d'économiser 13 % de la consommation française cumulée de gaz, d'électricité et de pétrole. L'accent est principalement mis sur le gaz (-20 %) et l'électricité (-17 %), soit pour cette dernière l'équivalent de la production de 12 réacteurs nucléaires. L'objectif -10 % à deux ans fixé par le gouvernement est donc pleinement atteignable et la France peut entièrement prendre sa part dans l'objectif européen de réduire de 15 % la consommation de gaz.

Négawatt se concentre sur les gisements les plus rapidement exploitables (essentiellement dans le secteur du bâtiment résidentiel, et tertiaire), mais souligne qu'il y en a bien d'autres qui permettraient d'aller au-delà. En effet, la loi d'accélération de la sobriété pourrait également faciliter le déploiement de politiques publiques et d'investissement indispensables à la transition énergétique et la maîtrise de la consommation d'énergie et d'électricité. Il est indispensable de viser la structuration de la consommation sur le long terme :

- **le développement et la modernisation du système de transport public, le déploiement des pistes cyclables, la relance du fret ferroviaire pour réduire le fret routier, la réduction du transport aérien et le développement de la mobilité ferroviaire.** Le ferroviaire est un mode de transport particulièrement performant d'un point de vue environnemental : alors qu'il transporte 11 % des passagers et 9 % des marchandises, il est responsable de seulement 0,3 % des émissions de gaz à effet



de serre du secteur des transports<sup>46</sup>.

- **la rénovation thermique globale des bâtiments :** accélérer le rythme des rénovations globales, renforcer la prise en charge pour les ménages les plus modestes et notamment le zéro reste à charge pour les plus pauvres).

## Développer une approche juste de la sobriété : zoom sur la rénovation thermique des logements

Toutes les mesures prises dans ces secteurs doivent être impérativement réfléchies à l'aune de la justice sociale et de l'équité. Actuellement, des millions de Français sont en précarité, et subissent la sobriété plutôt qu'ils ne la choisissent (ils n'allument pas le chauffage dans leur logement,



réduisent leurs déplacements faute de pouvoir payer le plein d'essence, etc). Toute politique de sobriété doit s'appliquer de manière différenciée : d'une part, elle doit concerner en priorité les foyers les plus aisés et les plus consommateurs ; d'autre part, elle doit permettre d'améliorer le confort des ménages en situation de précarité, et non les fragiliser davantage.

C'est dans cet esprit que la FNH appelle le parlement à accélérer les efforts en matière de rénovation thermique des logements<sup>47</sup> : un levier permettant à la fois de massifier les économies d'énergie tout en sortant de la précarité énergétique 12 millions d'habitants. Le gaz et le pétrole représentent près de la moitié des énergies consommées, principalement pour nous chauffer (le gaz représente environ un tiers de la consommation d'énergie finale dans ce secteur). La faible

performance énergétique d'une grande partie du parc résidentiel est un facteur de fragilité pour de nombreuses personnes. En 2019, on dénombre en France 6,7 millions de passoires énergétiques, dont 3 millions en location, ce qui représente 45 % des logements en location. 75 % des français.e.s chauffé.e.s au fioul paient plus de 1 000 €/an de facture de chauffage. Avec la flambée des prix du gaz, la rénovation thermique des logements devient d'autant plus prioritaire, et permettrait d'améliorer le confort thermique tout en faisant baisser la facture des ménages. Si des mesures ont été prises pour renforcer le nombre de rénovations globales, instaurer des obligations de rénovation et progressivement les passoires thermiques du marché de la location, elles ne vont pas assez loin ni assez vite.

Actuellement, les aides à la rénovation sont plafonnées et ne permettent pas à tous les ménages d'engager les travaux nécessaires. En prime, le bouclier tarifaire ne permet pas de combler le trou creusé par la hausse des prix du gaz pour les revenus modestes : selon les calculs de l'IDDRI et de l'ADEME<sup>48</sup>, pour un ménage modeste habitant une passoire thermique de 100 m<sup>2</sup> chauffée au gaz, les aides représentaient 200€ pour une hausse de facture de 700€. C'est donc une mesure largement insuffisante et inefficace face à la crise de l'énergie. En réponse, l'IDDRI et l'ADEME proposent que les aides au paiement soient proportionnelles aux revenus, et que pour chaque euro dépensé dans l'aide d'urgence aux ménages, ciblée sur les plus vulnérables, un euro additionnel est investi pour accélérer la transition énergétique et en particulier la rénovation des passoires énergétiques. Selon l'étude, cela multiplierait ainsi par 10 le budget consacré au financement de la rénovation énergétique avec Ma Prime Rénov', qui est de 2,5 milliards d'euros pour 2023. Des associations - dont l'Institut Veblen, l'Institut Rousseau, l'Association et l'Institut négaWatt, le CLER-Réseau pour la transition énergétique la Fondation Abbé Pierre, le Shift Project, Reclaim Finance - appellent également la Banque centrale européenne à développer le "green TLTRO" pour soutenir la rénovation des logements en Europe en refinançant à taux négatif les banques qui octroient des prêts à la rénovation énergétique.

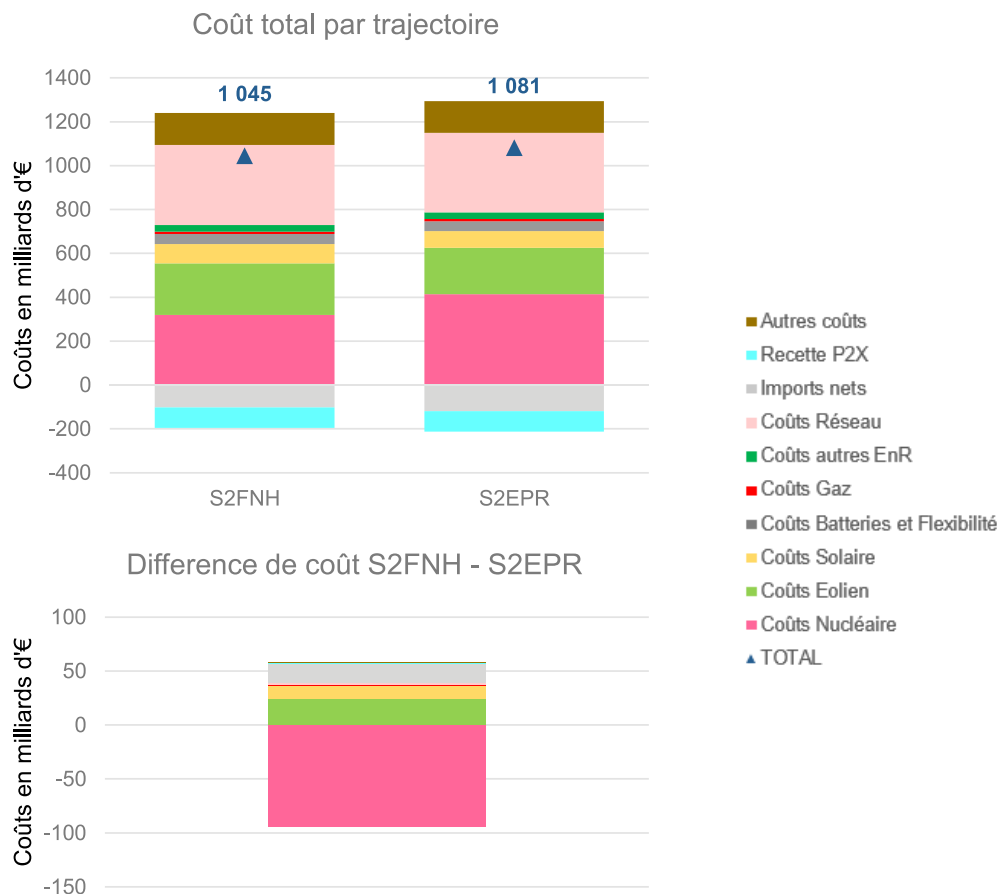
# annexe

## *Les principaux résultats de l'étude*

**Résultat n°1.** Pour un même niveau de demande électrique, les scénarios 100 % EnR ne coûtent pas plus cher que les scénarios de relance du nucléaire. Au contraire, les scénarios 100 % EnR bénéficient d'un léger avantage économique. Les faibles écarts de coûts constatés permettent surtout de démontrer qu'il n'est pas possible d'affirmer qu'un scénario intégrant la construction de nouveaux réacteurs nucléaires serait systématiquement moins coûteux qu'un scénario visant le 100 % renouvelable.

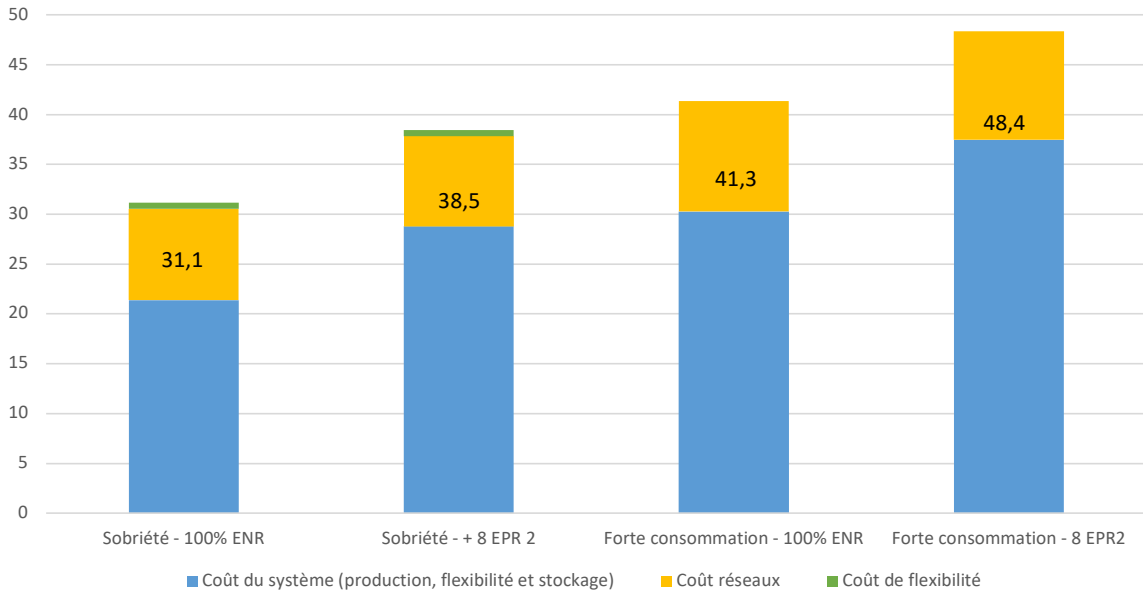
### COÛT COMPLET DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS SUR LA PÉRIODE 2020-2060 SELON LES MODÉLISATIONS RÉALISÉES AVEC CRYSTAL SUPERGRID (EN MDS €)

LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE EPR COÛTE 3 % DE PLUS QUE LE SCÉNARIO DE RÉFÉRENCE EnR D'ARTELYS. L'ÉCART DE COÛT PRINCIPAL EST LIÉ AUX 8 EPR2.



**COÛTS COMPLETS ANNUALISÉS EN 2050 SELON LE MODÈLE EOLES\_ELEC (en mds €, avec taux de financement différencié selon les technologies)**

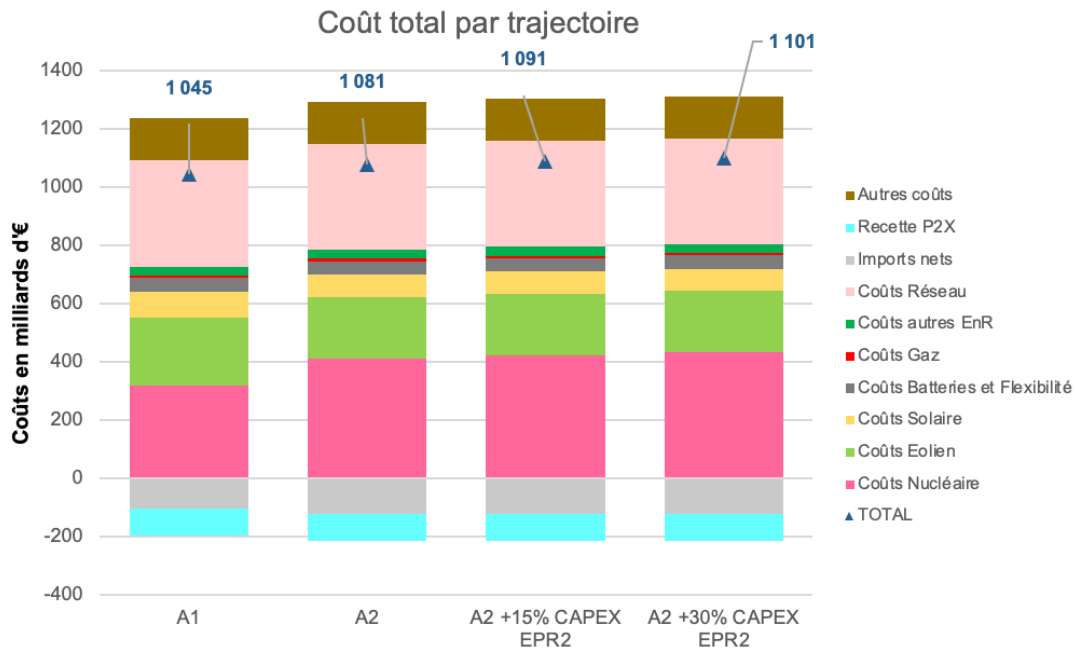
LES SCÉNARIOS EPR DE RÉFÉRENCE COÛTENT 17 À 23,5 % PLUS CHER QUE LES SCÉNARIOS EnR



**Résultat n°2. Si les coûts de construction des nouveaux EPR se révèlent supérieurs à l'estimation de l'État à l'automne 2021 (et donc supérieurs au scénario de référence produit par RTE) alors le désavantage économique des scénarios nucléaires se creuse.**

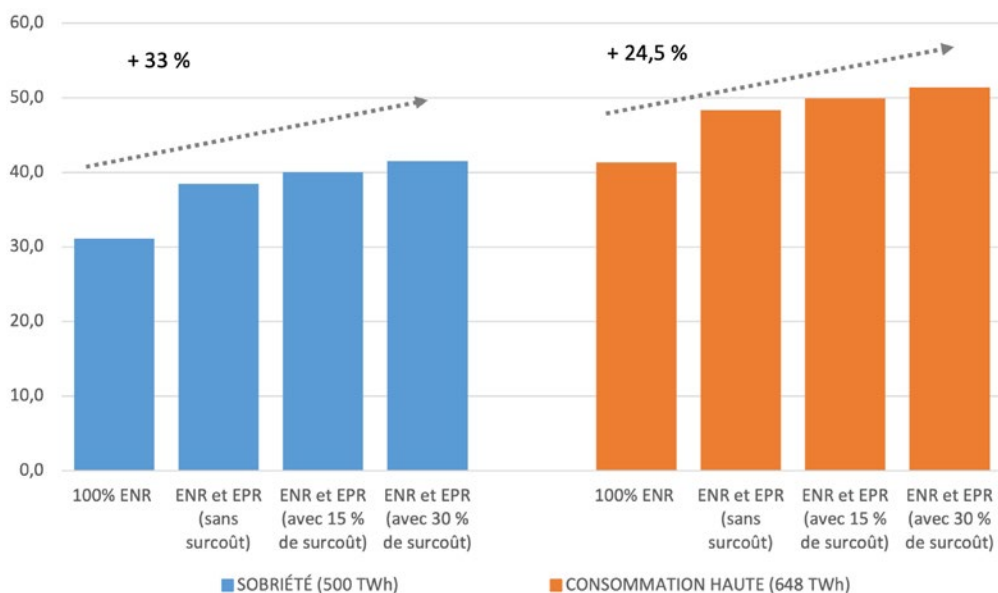
**COÛT COMPLET DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EN CAS DE SURCÔÛTS DE 15 ET 30 % DES EPR SUR LA PÉRIODE 2020-2060 (MODÈLE ARTELYS CRYSTAL SUPERGRID, EN MILLIARDS EUR)**

EN CAS DE SURCÔÛTS DE 30 % LIÉS À LA CONSTRUCTION DES EPR, LE COÛT DES SCÉNARIOS EPR D'ARTELYS AUGMENTE DE 1,9 %. LE MIX EPR DEVIENT ALORS JUSQU'À 5,4 % PLUS CHER QUE LE SCÉNARIO EnR D'ARTELYS.



### COÛTS COMPLETS ANNUALISÉS DU MIX ÉLECTRIQUE EN 2050 AVEC OU SANS SURCOÛTS LIÉS À LA CONSTRUCTION DES EPR2 (EN MDS €) SELON LES MODÉLISATIONS D'EOLES\_ELEC (AVEC UN TAUX DIFFÉRENCIÉ DE FINANCEMENT)

EN CAS DE SURCOÛTS LIÉS À LA CONSTRUCTION DES EPR, LES SCÉNARIOS EPR D'EOLES COÛTERAIENT JUSQU'À 8 % PLUS CHERS. LES SCÉNARIOS EPR DEVIENDRAIENT ALORS JUSQU'À 33 % PLUS CHER QUE LES SCÉNARIOS EnR D'EOLES.



**Résultat n°3. Les conditions de financement des technologies impactent les coûts des scénarios.** Grâce aux modélisations EOLES\_elec, la FNH a pu comparer les impacts d'un taux variable et d'un taux unique sur ces coûts pour les différentes technologies : l'écart en défaveur des scénarios EPR est davantage marqué si le nucléaire reste plus coûteux à financer (8 %) que les énergies renouvelables (3 % pour l'éolien terrestre et le solaire PV, 4 % pour l'éolien en mer). A l'inverse, l'écart entre scénarios diminuerait si le nucléaire bénéficiait du même taux de financement que les énergies renouvelables (taux unique à 4,5 %).

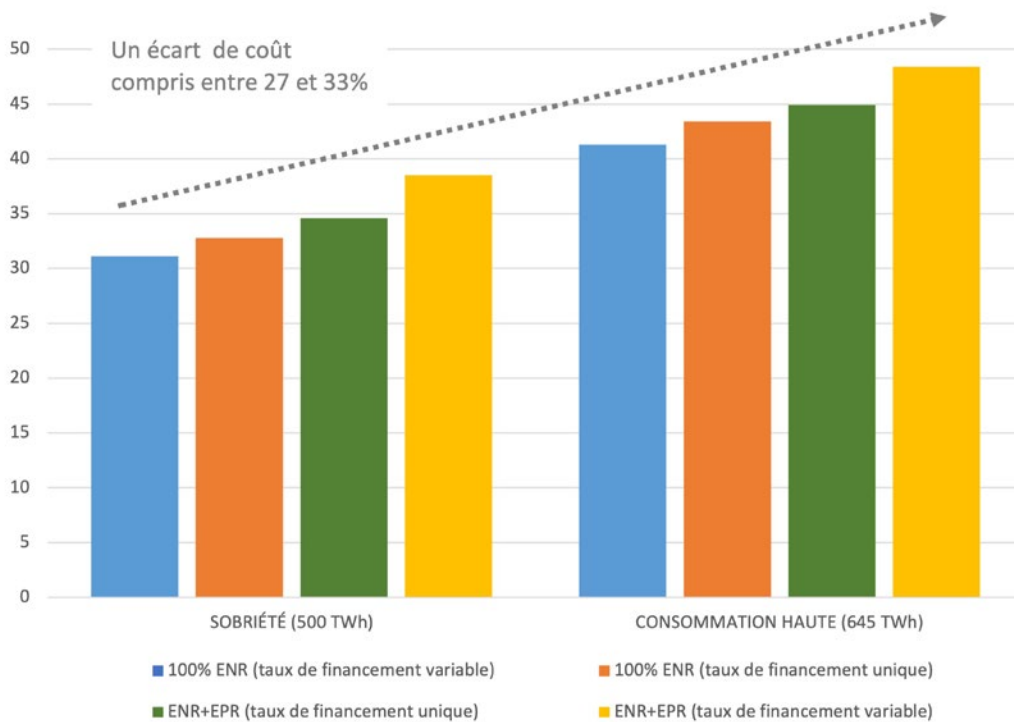
### COMPARAISON DES COÛTS COMPLETS SELON LE TAUX DE FINANCEMENT PLUS OU MOINS ÉLEVÉ DU NUCLÉAIRE (MODÈLE EOLES\_ELEC)

	SURCOÛTS DANS LES SCÉNARIOS EPR DE RÉFÉRENCE PAR RAPPORT AU SCÉNARIO EnR	SURCOÛT DANS LES SCÉNARIOS EPR +15 % PAR RAPPORT AU SCÉNARIO EnR	SURCOÛT DANS SCÉNARIOS EPR +30 % PAR RAPPORT AU SCÉNARIO EnR
Taux de financement différencié	17 à 23,5 %	20,7 à 28,5 %	24,7 à 33,4 %
Taux de financement unique	3,3 à 5,3 %	5 à 7,6 %	6,8 à 9,9 %

**Résultat n°4.** Le niveau de consommation impacte directement les coûts complets des scénarios. Les modélisations EOLES\_elec ont permis de comparer les mix électriques avec ou sans sobriété : qu'ils misent sur de nouveaux EPR ou le 100 % EnR, les scénarios faisant l'hypothèse d'une consommation d'électricité maîtrisée en 2050 coûtent 27 à 33 % moins cher que les scénarios à consommation haute et permettent de faire baisser le coût complet du MWh. Si cette conclusion sonne comme une évidence pour les experts, elle semble utile à rappeler dans le contexte actuel de débat autour de la sobriété. En outre, dans les scénarios sobriété, l'écart de coût se creuse à la faveur du mix électrique visant le 100 % EnR.

#### COMPARAISON DES COÛTS COMPLETS AVEC ET SANS SOBRIÉTÉ (MODÈLE EOLES\_ELEC, EN MDS €)

SANS SURPRISE, LES SCÉNARIOS DE SOBRIÉTÉ COÛTENT MOINS CHERS QUE LES SCÉNARIOS DE CONSOMMATION ÉLEVÉE. LA DIFFÉRENCE EST D'ENVIRON 10 MILLIARDS € PAR AN. L'ÉCART EST PLUS IMPORTANT LORSQUE LE MIX EST 100 % EnR.



## NOTES DE FIN

1 - D'après la SNBC en vigueur. Il s'agit d'une estimation fragile, qu'il faudra revoir régulièrement, car ce niveau de puits dépend des politiques forestières et agricoles qui seront effectivement menées et de la répartition des usages de la biomasse. Il est aussi très dépendant de l'ampleur des effets du réchauffement climatique à venir.

2 - La SNBC a été publiée et révisée par un décret en 2020, et reconnue comme juridiquement contraignante par une décision du Conseil d'État en novembre 2020. La SNBC déploie un scénario central de réduction des émissions de gaz à effet de serre à horizon 2050. Il s'agit d'une façon d'atteindre l'objectif de neutralité carbone, mais d'autres trajectoires sont possibles et ont fait l'objet d'études, notamment de la part de l'ADEME et de l'association négaWatt.

3 - Bilan énergétique 2018 - SDES

4 - Le gaz dit "naturel" est en réalité un gaz fossile, composé principalement de méthane (CH<sub>4</sub>), un gaz dont le pouvoir de réchauffement global sur 100 ans est près de 30 fois plus élevé que celui du dioxyde de carbone (CO<sub>2</sub>).

5 - Les transports émettent 31 % des émissions de gaz à effet de serre de la France, l'industrie, 19 %, et les bâtiments 17 %. L'agriculture est à 19 %, en raison de l'élevage et des cultures plus que des énergies fossiles. Pour le détail des émissions par secteur, voir Haut Conseil pour le Climat, Rapport Annuel 2021, p.13.

6 - Le Q4 2022 est ainsi passé de 478,5 €/MWh le 13 juin 2022 à 835 €/MWh le 8 juillet 2022 (+ 74,5 %) et le Q1 2023 est passé de 507,5 €/MWh à 918 €/MWh (+ 81 %). Le produit annuel 2023, très important pour la formation des prix sur le marché de détail, est directement touché par la hausse des prix du 1<sup>er</sup> trimestre 2023 et est passé de 289,5 €/MWh à 458,5 €/MWh (+ 58 %) entre le 13 juin et le 8 juillet 2022. Source : CRE, [Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023](#), 2022

7 - CRE, [Les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022-2023 et l'année 2023](#), 2022

8 - A hauteur de 67,1 % en 2020, selon le bilan électrique 2020 de RTE, en baisse de 11,6 % par rapport à 2019.

9 - ASN, article publié le 25/02/2021, L'ASN prend position sur les conditions de la poursuite de fonctionnement des réacteurs de 900 MWe au-delà de 40 ans, consulté le 06/08/2021

10 - SFEN, article publié le 18/10/2020, Combien d'années un réacteur nucléaire peut-il être exploité ?, consulté le 15/08/2021.

11 - [https://www.irsn.fr/FR/Actualites\\_presse/Actualites/Documents/IRSN\\_NI\\_Corrosion-Tuyauteries-20220120.pdf](https://www.irsn.fr/FR/Actualites_presse/Actualites/Documents/IRSN_NI_Corrosion-Tuyauteries-20220120.pdf)

12 - <https://www.asn.fr/l-asn-controle/corrosion-sous-contraainte>

13 - RTE, [Futurs Énergétiques 2050 - principaux résultats](#) - page 26

14 - RTE, [Futurs Énergétiques](#), page 154

15 - Voir la note "[Etude sur les coûts complets du système électrique à horizon 2050 - Méthodologie, hypothèses et résultats des modélisations](#)" FNH, 2022

16 - MTEs, Les énergies renouvelables en France en 2020 - Suivi de la directive 2009/28/CE relative à la promotion de l'utilisation des énergies renouvelables

17 - Le détail des chiffres est présenté ci-après, sur la base d'un document interne d'EDF : Info Contexte - Nouveau nucléaire : EDF engage des centaines de millions d'euros dans d'hypothétiques EPR2

18 - CNDP, [Programme nouveaux réacteurs nucléaires et projet de deux réacteurs EPR2 à Penly](#)

19 - Ce modèle appelé EOLES\_elec est mobilisé dans l'article suivant : B Shirizadeh, P Quirion, Low-carbon options for the French power sector: What role for renewables, nuclear energy and carbon capture and storage?, in Energy Economics, 2021.

20 - ADEME, [Feuilleton Mix Electrique 2050](#), février 2022

21 - Depuis l'établissement de ce scénario, des voix s'élèvent pour demander la révision à la hausse des niveaux de consommation tels que prévus par la SNBC, jugés sous-estimés. D'autres au contraire défendent des approches qui misent davantage sur la sobriété. Comme il ne revient pas à la FNH de trancher un débat qui ne l'est pas encore politiquement, la FNH prend pour hypothèse haute de consommation les niveaux prévus par le scénario fondateur de la SNBC.

22 - [Synthèse de la SNBC](#)

23 - Le rapport AIE/RTE fait état d'un objectif d'environ 900 TWh de consommation d'énergie finale en 2050 (p.30), tandis que celui de RTE envisage plutôt une diminution de l'ordre de 40 %, soit 960 TWh (cf. p.26). L'Ademe analyse une baisse de la consommation d'énergie finale de -23 à -55 % entre 2015 et 2050 en fonction des scénarios.

24 - Ademe, [Transitions 2050 : Feuilleton mix Electrique](#), 2022

25 - RTE, [Futurs Énergétiques](#), 2050. Rapport complet publié en février 2022. Page 623

26 - L'écart de 3 % a été chiffré par Artelys à partir du modèle Crystal Supergrid dans le cadre d'une trajectoire sobriété 2020-2060 (voir note méthodologique pour plus de détails). Les écarts de 17 % et 23,5 % ont été chiffrés par le CIRED à partir du modèle d'optimisation économique EOLES pour l'année 2050.

27 - environ 7 à 8 Md€ d'écart entre M23-sobriété et N2-sobriété contre environ 9 à 10 Md€ d'écart entre M23-référence et N2-référence.

28 - CRE, [Rapport sur les prix à terme de l'électricité pour l'hiver 2022 et l'année 2023](#), juillet 2022.

29 - NégaWatt, [Partie 4, Le scénario en détail](#), 2022.

30 - [Discours d'Emmanuel Macron](#) le 10 février 2022 à Belfort

31 - RTE, [Futurs énergétiques 2050](#), 2021

32 - A noter que ce scénario ne figure pas dans le feuillet Mix Électrique 2050 mais dans une des annexes "Modélisation et optimisation du mix électrique français et européen sur la période 2020-2060".

33 - Op. Cit. p. 74

34 - Cour des comptes, [L'analyse des coûts du système de production électrique](#), décembre 2021

35 - Contexte : "Nucléaire : pas encore lancés, les futurs EPR déjà en retard et plus chers", 26/10/2021

36 - Contexte : "Les scénarios de l'État pour financer 6 nouveaux réacteurs nucléaires", 4/11/2020

37 - Dans son rapport 2020 sur La filière EPR, la Cour des Comptes estime ainsi que les investissements sur les principaux sites de stockage (hors stockage géologique, donc hors Cigéo) et d'entreposage "engendreraient une croissance des coûts d'exploitation annuels de plus de 90 % entre les montants actuels et ceux projetés en 2050.", soit un passage de 137,7 millions d'euros en 2017 à 264,6 millions au milieu du siècle.

38 - A ce stade, EDF envisage quant à lui de provisionner à hauteur de 200 à 500 millions d'euros pour chaque EPR mis en service, soit une enveloppe comprise entre 1,2 et 3 milliards d'euros.

39 - Dans le modèle EOLES, les taux différenciés appliqués sont les suivants : EPR2 à 8 % (sauf Flamanville), PV et éolien terrestre à 3 %, Éolien en mer à 4 %, 4,5 % pour les autres technologies. Dans le modèle Artelys, les taux différenciés sont les suivants : 5,2 % pour les énergies renouvelables et 7,5 % pour le nucléaire et autres investissements risqués. Voir la note méthodologique pour plus de précisions sur les hypothèses et variantes testées avec le modèle EOLES et Artelys.

- 40 - RTE, [analyse économique](#), p.571, 2022
- 41 - RTE, [Futurs énergétiques 2050](#), 2021
- 42 - Ademe, [Feuilleton Mix Electrique 2050](#), 2022
- 43 - [International Energy Agency, Net Zero by 2050](#), May 2021. En 2050, les énergies renouvelables doivent fournir 90 % de la production d'électricité (contre 29 % aujourd'hui), soit plus que dans le rapport spécial du GIEC sur le 1,5°C, publié trois ans plus tôt.
- 44 - [Vote au Parlement Européen le 14 septembre 2022](#)
- 45 - [Carbone 4, Plan de "sobriété" : efficacité et anti-gaspillage ne veulent pas dire sobriété](#), 2022
- 46 - FNH, FNE et RAC, [Ferroviaire : sommes-nous sur les rails ? 2020](#).
- 47 - FNH, [La rénovation énergétique des bâtiments, pilier de la transformation](#), 2020
- 48 - IDDRI, [Réussir le pari de la rénovation énergétique](#), 2022
- 49 - RTE, [Futurs énergétiques 2050](#), 2021
- 50 - Ademe, [Modélisation et optimisation des mix électriques français et européen sur la période 2020-2060](#), 2022
- 51 - Ademe, [Modélisation et optimisation des mix électriques français et européen sur la période 2020-2060](#), 2022

- **AUTEURS : Célia Gautier, Aurélien Père, Alain Grandjean, Amandine Lebreton** (FNH) - **Denis Voisin, Alix Mazounie** (consultants)
- **MODÉLISATIONS : Thomas Bideux, Gaspard Peña Verrier, Maxime Chammas**, (Artelys France) - **Behrang Shirizadeh** (modèle EOLES\_elec)
- **COMITÉ DE PILOTAGE DE L'ÉTUDE : Alain Grandjean** (FNH), **Philippe Quirion** (directeur de recherche au CNRS, Cired), **Marc Lachière-Rey** (CNRS), **Yves Marignac** (négaWatt), **Behrang Shirizadeh** (chercheur associé au Cired)
- **MAQUETTE : Sophie Lépinay** (FNH)
- **PHOTOS : iStock**

Tous les graphiques non sourcés sont une production de la FNH pour ce rapport.

Cette publication n'engage que la FNH qui, elle seule, peut être tenue responsable des informations qu'elle contient.

### **Ce rapport a été soutenu par la Fondation européenne pour le climat.**

La responsabilité des informations et des points de vue exposés dans ce rapport incombe aux auteurs. La Fondation européenne pour le climat ne peut être tenue responsable de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y sont contenues ou exprimées.

### ■ REMERCIEMENTS

Nous remercions chaleureusement les membres du **Comité de pilotage de l'étude**, pour leurs apports techniques, critiques, leurs relectures et les riches débats tenus pendant les réunions. Ils ont mobilisé un temps conséquent pour ce travail. Nous remercions en particulier Behrang Shirizadeh qui a effectué des modélisations sur son modèle EOLES\_elec de manière bénévole pour le compte de la FNH.

Nous remercions également **l'ADEME** pour nous avoir fourni ses hypothèses pour nos travaux de modélisation.

Nos remerciements vont également à la **Fondation européenne pour le climat**, qui a cofinancé cette étude.

Nous remercions la **société Artelys**.

Nous remercions les membres de l'Institut Rousseau pour les échanges sur les coûts courants économiques des énergies.

Nous remercions les **lecteurs et relecteurs**.

Enfin, nous remercions toutes les personnes que nous avons auditionnées pour cette étude à **l'Andra, l'ASN, négaWatt, au ministère de la transition écologique, à l'Ademe** et bien d'autres organisations.





*Créée en 1990, la FNH est une ONG reconnue d'utilité publique, apolitique et non confessionnelle. Elle agit avec exigence, et dans le dialogue, pour que les solutions écologiques deviennent la norme de notre société, sans laisser personne de côté. En plaçant l'humain au cœur de ses actions, elle œuvre à lever les blocages économiques, psychologiques et sociaux qui entravent cet horizon, seul choix d'avenir.*

*Elle se consacre ainsi aux "angles morts" des politiques publiques en démêlant les situations sans issue. A travers des rapports, des contributions ou des points de vue d'experts, elle pose des diagnostics précis sur des sujets délaissés. Son ambition : proposer des feuilles de routes crédibles pour orienter les politiques publiques vers une transition écologique et solidaire.*

[www.fnh.org](http://www.fnh.org)



FONDATION  
POUR LA NATURE  
ET L'HOMME