

Rapport RTE : « Futurs énergétiques 2050 » de 2022

Analyse quatre ans après

Stéphane His et Energies renouvelables pour tous – Janvier 2026

Les travaux prospectifs comme le rapport « Futurs énergétiques 2050 » de RTE contribuent largement à fonder la décision publique, en l'éclairant à long terme. Et de fait, le rapport de 2021 a appuyé la décision prise dans le discours de Belfort de relance du programme nucléaire. A l'heure d'une réflexion toujours en cours sur la politique énergétique française, RTE s'est lancé dans un travail d'actualisation de « Futurs énergétiques 2050 ». Il importe de rappeler, que certaines approximations techniques et économiques contenues dans le rapport initial, doivent être d'autant plus corrigées que les évolutions récentes les ont approfondis. Ceci concerne l'évolution de la demande d'électricité, les coûts d'investissement et de soutiens publics au nucléaire, trop optimistes, mais aussi un besoin d'une meilleure prise en compte de la baisse des coûts des énergies renouvelables (photovoltaïque, éolien terrestre et en mer, stockage par batteries). Nous souhaitons que cet « état de l'art » soit reflété adéquatement dans la mise à jour de ce rapport, au risque de voir sa crédibilité remise en cause.

Contexte et objectifs

Face aux défis croissants du changement climatique, la France a fixé un objectif ambitieux de neutralité carbone d'ici 2050. Le secteur énergétique, responsable d'une part significative des émissions de gaz à effet de serre, est au centre de cette transformation. Les choix opérés aujourd'hui auront des répercussions majeures sur la durabilité, la compétitivité économique et la souveraineté énergétique de la nation dans les décennies à venir.

Dans ce contexte, le RTE a publié un rapport de prospective en 2021 (Futurs Energétiques 2050¹), présentant six scénarios pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Ce document met l'accent sur un mix énergétique combinant énergies renouvelables, nucléaire et mesures visant à limiter la hausse de la demande d'électricité. Cette analyse a largement influencé les politiques publiques (notons qu'elle a peut-être aussi été influencée par des décisions à prendre), en particulier la décision de relancer un programme nucléaire massif de 6 à 14 réacteurs avec un investissement alors évalué à 50 milliards annoncé par Emmanuel Macron lors du discours de Belfort en février 2022 et réévalué à plus de 80 milliards d'euros fin 2025.

Cependant, la partie économique de ce rapport repose sur des hypothèses économiques et technologiques qui nécessitent une révision. Un certain nombre d'hypothèses de base retenues pour asseoir la décision de relance du nucléaire ont en effet largement évolué en défaveur de

¹ <https://www.rte-france.com/donnees-publications/etudes-prospectives/futurs-energetique-2050#Lesresultatsdeletude>

cette technologie de production d'électricité. Et ce d'autant plus que la France doit naviguer dans un contexte de contraintes budgétaires croissantes – au regard du dérapage budgétaire des dernières années et de la relance des investissements de défense à la suite de l'invasion de l'Ukraine par la Russie en 2024 - qui limite sa capacité à mobiliser un financement public massif.

Cette note a pour objectifs de souligner les principaux points critiques de cette étude nécessitant une mise à jour urgente en vue d'une prise de décision finale d'investissement sur les 6 premiers EPR 2 à l'horizon 2026 :

1. Une trajectoire de consommation d'électricité en retard par rapport à l'ambition de décarbonation de l'économie
2. Un traitement non différencié du coût du capital qui avantage le nucléaire
3. Une sous-estimation manifeste des coûts réels du programme nucléaire
4. Une évaluation trop prudente de la baisse des coûts du stockage
5. Une sous-estimation systématique de la baisse des prix de revient des renouvelables (notamment solaire et éolien offshore) qui acte, sans proposer d'alternatives, un manque de volontarisme français
6. Une vision trop « franco-centrée », se traduisant par une sous-estimation du bénéfice pouvant être obtenu par une meilleure interconnexion avec les pays voisins.

1. Une trajectoire de consommation d'électricité en retard par rapport à l'ambition de décarbonation de l'économie

L'étude *Futur Energétique 2050* conduite par RTE sur les mix énergétiques aux horizons 2050 table dans son scénario central sur une division par deux de la consommation finale d'énergie et une augmentation de la consommation d'électricité. Plus précisément, RTE s'est appuyé sur la projection de consommation d'énergie et d'électricité de la Stratégie Nationale Bas Carbone de 2020. Suite à la consultation publique de ses résultats préliminaires, RTE a rajouté deux variantes haute et basse à cette projection centrale. Le scénario de référence de RTE prévoit ainsi une hausse de la consommation électrique d'environ 430 TWh aujourd'hui à 645 TWh et jusqu'à 750 TWh dans le scénario le plus optimiste en 2050. Ces projections s'appuient sur une électrification massive des usages (mobilité, industrie, chaleur).

L'examen des évolutions de consommation énergétiques et des projections officielles sur les 50 dernières années montre effectivement pour l'instant une baisse structurelle de la demande finale d'énergie. En effet, on assiste depuis le milieu des années 1970 à un découplage progressif entre l'évolution de la consommation d'énergie finale et celle du PIB, en rupture majeure par rapport au couplage historique observé dans les trente glorieuses, et encore souvent implicitement considéré dans certaines prévisions. La hausse de la consommation finale d'énergie a été limitée à 8% entre 1992 et 2019, malgré une hausse du PIB de 55% entre temps. Depuis 2001, la consommation a entamé une tendance baissière toujours en cours, à rebours de la croissance du PIB.

Pour l'électricité cependant, le découplage est survenu plus tardivement, vers 2001, et s'accroît depuis : entre 2001 et 2019, la consommation n'a crû que de 6%, alors que le PIB croissait de 25% ; depuis 2004, la consommation finale d'électricité se contente de fluctuer autour d'un niveau moyen proche de 430 TWh (Métropole, consommation réelle). Cette stagnation, voire parfois cette baisse de la consommation d'électricité est une tendance qui s'observe dans tous les pays de l'OCDE (à part tout récemment aux Etats-Unis en lien avec la consommation d'électricité de l'intelligence artificielle), du fait principalement de la désindustrialisation observée depuis l'intégration de la Chine au sein de l'OMC et dans une moindre mesure et plus récemment des politiques d'efficacité énergétique promue.

Ce découplage croissant de la consommation finale d'énergie et du PIB tient à des dynamiques dans les transports et le système productif qui ont infléchi structurellement à la baisse l'évolution de l'intensité énergétique de l'économie française. Ces dynamiques profondes sont souvent sous-estimées dans les prévisions et tous les scénarios officiels établis depuis cinquante ans. Cette tendance à la baisse de la consommation énergétique finale devrait perdurer dans les décennies à venir en lien avec le renforcement considérable de l'efficacité énergétique des équipements de toutes natures (éclairage, électroménager...), ou la baisse de l'intensité énergétique de l'industrie et des transports qui est également appelée à se poursuivre et à s'accélérer.

Pour l'industrie, la croissance de la production en France reposera de plus en plus sur des industries de haute technologie, à forte valeur ajoutée et faible intensité énergétique, tirant mécaniquement l'intensité énergétique de l'ensemble de l'industrie vers le bas. Les activités industrielles très énergivores de premières transformations des minerais et autres matières premières, poursuivront vraisemblablement leur migration vers les pays détenteurs de ces ressources contribuant ainsi à la poursuite de la baisse de la consommation énergétique de ce secteur observée depuis 30 ans. La réindustrialisation proclamée ne concernera en tout état de cause probablement que les industries à forte valeur ajoutée et faible intensité énergétique pour lesquelles la France présente des atouts incontestables.

Pour les transports, la saturation progressive de l'usage de la voiture individuelle qui disparaît des centres-villes et l'électrification de la mobilité vont accélérer la baisse de la consommation finale de ce secteur. Pour les bâtiments, l'évolution de la consommation énergétique finale sera marquée par le réchauffement climatique et l'isolation thermique croissante qui va diminuer le besoin de chauffage en hiver et augmenter la demande de climatisation en été.

Il reste que la décarbonation de la France demande une électrification massive des transports, de l'industrie ou du chauffage résidentiel, 65% de la consommation d'énergie du pays provenant encore des fossiles. Ce volontarisme demande donc une inversion de tendance, qui n'est pas encore observée dans les faits. Un travail de prospective conduit par RTE doit donc prendre en compte ce télescopage des échelles :

- **À court et moyen terme (2-10 ans), acter que le besoin de croissance des capacités est peut-être moindre qu'espéré, et en tirer certaines conséquences, à la fois pour le nouveau nucléaire et les ENR (définir un rythme qui maintienne des capacités pour ne pas hypothéquer l'avenir).** Ceci est étudié en détail dans le dernier bilan prévisionnel 2035².
- **À plus long terme (15-35 ans, c'est-à-dire 2040-2060), garder un volontarisme dans le domaine de l'électrification au service de la décarbonation, et donc de la croissance de la demande d'électricité, et rester ouvert sur les grands scénarios et leurs choix technologiques : la pertinence du nouveau nucléaire doit continuer à être questionnée, et les bonds de géants réalisés par les énergies renouvelables en Europe et dans le monde doivent pouvoir trouver leur traduction en France.**

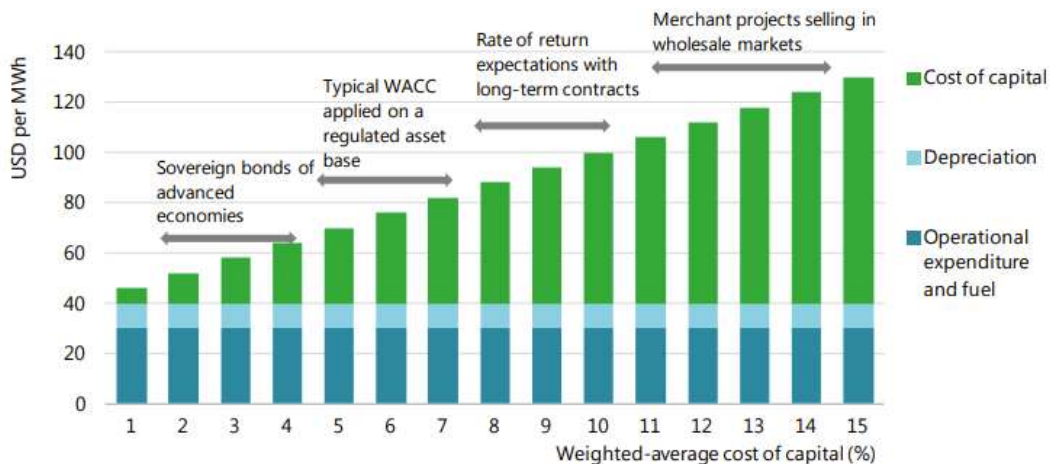
² <https://www.rte-france.com/actualites/bilan-previsionnel-2025-2035-france-est-position-avantageuse-electrifier-atteindre-ses>

2. Un traitement non différencié du coût du capital qui avantage le nucléaire

La conjoncture économique actuelle impose des défis significatifs pour le financement des projets d'infrastructure énergétique. Depuis 2021, les taux d'intérêt ont augmenté de manière significative, passant d'environ 0,5 % pour les obligations d'État françaises à plus de 3,5 % en 2025. Ceci dans un contexte de dérapage financier important de la dette publique attendue initialement à 4,4% pour atterrir à plus de 6% pour l'année 2024. Cette dérive a deux conséquences : elle fait craindre la baisse de la note de la France auprès des investisseurs et fait enclencher par la commission une procédure pour déficit excessif. Dans cette dernière démarche, la France doit trouver jusqu'à 100 milliards d'euros d'économie à réaliser d'ici à 2028. Cette hausse de la dette publique limite les marges de manœuvre budgétaires et accroît les coûts d'emprunt pour les investissements lourds, notamment dans le nucléaire.

Le rapport de RTE, bien qu'ambitieux, ne prend pas en compte ces contraintes financières qui n'existaient pas à cette échelle en 2021. Pour rappel, la construction de nouveaux réacteurs EPR nécessite des engagements financiers sur plusieurs décennies, avec des coûts initiaux très élevés et une incertitude sur les dépassements de budget ainsi que sur les délais de construction. Et le premier poste de coût de la production d'électricité à partir d'une centrale nucléaire est celui de son financement. Sans un recours massif à un financement public avec un coût du capital très faible, l'énergie nucléaire n'est globalement pas compétitive. (cf figure 1 ci-dessous sur la base d'un cout de 4-5 M€/MW ; les EPR 2 sont aujourd'hui autour de 15 M€/MW soit trois fois plus))

Figure 1. Évolution du coût de l'électricité nucléaire en fonction du cout moyen pondéré du capital



IEA (2019). All rights reserved.

Note: Based on a 1 GW plant with an investment cost of USD 4,5 billion.

Concernant le coût du capital, le rapport de RTE *Futurs énergétiques 2050* utilise un même taux de 4 % pour toutes les différentes technologies énergétiques étudiées. C'est une hypothèse lourde qui va au-delà de la simple question de son niveau. Elle renvoie également à la notion de risque pris par celui qui est impliqué financièrement dans le projet en fond propre ou en prêt et ne différencie pas investissement public et privé.

En effet, dans le secteur privé, le « coût » de l'argent va varier en fonction de l'estimation du risque pris dans l'investissement et en particulier dans la technologie choisie. Ainsi, EDF qui a agi en tant qu'acteur privé en Angleterre a proposé un taux de retour sur ses engagements financiers de 9% pour le projet de Hinckley point C, avec un prix indexé sur l'inflation sur 35 ans. Cela a d'ailleurs été un des éléments clés de décisions d'investissements d'EDF. Mais avec les retards pris et les surcoûts subis sur le projet, ce taux de retour est aujourd'hui annoncé autour de 6,8% par EDF fin 2023. L'écart avec le coût du capital de 4% retenu dans l'étude RTE *Futur Energétique 2050* est évidemment important.

En France, la situation est différente et EDF agit comme un acteur public. **Et si les fonds mobilisés sont d'origine publique avec des taux inférieurs à ceux du secteur privé, cela ne veut pas dire que le risque porté par un projet nucléaire disparaît, il est simplement assumé tout ou partie, d'une manière ou d'une autre par l'État.** Autrement dit, globalement les citoyens français seraient exposés à un risque qui peut être estimé comme la différence entre les 4% proposé par EDF et les 7% à 9% proposé par EDF Sur le projet Hinckley-Point qui peut être pris comme une référence. Et ce qui vaut pour EDF vaut également pour les acteurs impliqués dans le financement des nouveaux projets nucléaires. Par exemple, la Caisse des Dépôts et Consignations a annoncé une mobilisation du livret A pour le financement du nouveau programme électronucléaire à hauteur d'au moins 50% ; comme la rémunération de ce produit d'épargne est garantie par l'Etat, cela veut dire qu'en cas de dérive du projet nucléaire, l'Etat, c'est-à-dire le contribuable, se portera garant et paiera pour les pots cassés....

Cette différence de coût du capital en fonction du risque des technologies a lui bien été pris en considération dans l'étude de l'ADEME « Transition 2050 » : un taux de 5,25% est appliqués aux technologies peu risquées (solaire, éolien terrestre, ...) et de 7,25% pour les technologies les plus risquées (nucléaires par exemple). Cette approche apparaît beaucoup plus réaliste et débouche sur des résultats très différents des calculs de RTE *Futurs énergétiques 2050*.

En résumé, RTE applique un coût moyen pondéré du capital uniforme de 4 % pour toutes les technologies, indépendamment de leur niveau de risque. Cette méthode avantage les technologies capitalistiques comme le nucléaire, en réduisant artificiellement leur coût actualisé. L'ADEME, dans l'étude *Transition(s) 2050*, utilise des coûts moyens pondérés du capital différenciés :

- Energies renouvelables matures : 5,25 %
- Nucléaire : 7,25 %

Impact sur le coût actualisé de l'électricité (LCOE) (source ADEME)

Technologie	CAPEX estimé	WACC	Coût de l'électricité estimé
Photovoltaïque (au sol)	929 k€/MW	5 %	70 €/MWh
Éolien terrestre	1,7 M€/MW	4 %	50–60 €/MWh
Nucléaire (EPR2) *	7 à 10 M€/MW	7–8 %	136–176 €/MWh
Nucléaire (EPR2) **	10 M€/MW	4%	92 €/MWh
Nucléaire EPR (Flamanville)**	11 M€/MW	4% à 7%	122 à 176 €/MWh

* Source : Greenpeace, 2024

** Source : Cours des Comptes janvier 2025

Les hypothèses de RTE masquent ainsi la compétitivité croissante des énergies renouvelables et limitent la comparabilité des options. Au-delà, elles sous-estiment le bénéfice, en termes de finances publiques, que le recours au financement privé apporte dans le cas de projets d'énergies renouvelables, cette option n'étant pas réaliste pour la filière nucléaire.

3. Une sous-estimation manifeste des coûts réels du programme nucléaire

Un premier point crucial, peu abordé jusqu'à présent, est la capacité réelle à prolonger le parc nucléaire actuel à 60 ans. Si cette prolongation ne se réalisait pas pleinement, la puissance nucléaire disponible pourrait décroître significativement dès les années 2035-2040, soit avant même l'arrivée effective des nouveaux réacteurs EPR2. Cette éventualité doit impérativement être intégrée aux scénarios énergétiques afin d'éviter toute fragilité du réseau et une dépendance accrue vis-à-vis de solutions d'urgence coûteuses et potentiellement carbonées.

Ensuite, concernant le nouveau nucléaire (EPR2) :

- Les estimations de coût ont connu une évolution marquée. Le coût de construction des trois paires d'EPR2, évalué à 51,7 milliards d'euros (valeur 2020) dans la dernière estimation officielle publiée en 2022 et utilisé dans le rapport RTE *Futurs énergétiques 2050*, a été révisé à 67,4 milliards d'euros (toujours en valeur 2020) en fin d'année 2023, puis à 72,8 milliards d'euros (en valeur de 2020) fin 2025, soit une hausse de 42 % hors inflation et plus de 80 milliards d'euros en valeur d'aujourd'hui. Cette réévaluation intègre un allongement du calendrier pour la première paire (Penly), désormais prévue en service en juillet 2038, tandis que les échéances pour Gravelines (2039–2040) et Bugey (2043–2044) reposent sur des hypothèses de construction accélérée jugées ambitieuses par les services de l'État.

- Le coût actualisé de production de l'électricité des EPR2, initialement estimé à 60 €/MWh (valeur 2020) pour un coût moyen pondéré du capital de 4 %, a été révisé à 79,9 €/MWh (valeur 2020), soit 92,9 €/MWh en valeur 2023, le chiffre de 100 €/MWh circulant même ces derniers mois comme cible agréée entre l'Etat et EDF. Cette évolution reflète à la fois l'actualisation des données techniques et la consolidation des hypothèses économiques.

La rentabilité prévisionnelle du programme reste donc à ce stade indéterminé. EDF a indiqué que celle-ci dépendra fortement des modalités de soutien public, encore en discussion avec l'État et la Commission européenne, notamment en ce qui concerne leur compatibilité avec le droit européen de la concurrence. De fait, la structure de financement globale du programme n'est toujours pas arrêtée, sans que les détails du mécanisme amené à le remplacer en 2026 ne soient encore connus ni agréés, alors que les revenus que tirera EDF de son parc historique les prochaines années seront un facteur déterminant pour limiter l'endettement de l'entreprise et par là même faciliter le financement des nouveaux EPR. Par ailleurs, les délais nécessaires à la négociation avec Bruxelles d'un dispositif de soutien s'annoncent conséquents.

Dans ce contexte, la Cour des comptes, dans son rapport publié en 2025, recommande de conditionner toute décision finale d'investissement à la consolidation de la conception, à la clarification du financement et à l'engagement ferme des parties prenantes. Le maintien de la trajectoire industrielle de relance du nucléaire français ne pourra se faire sans répondre de manière crédible à ces exigences fondamentales.

Sur la base des éléments communiqués en 2025, proposant un financement par l'Etat similaire au schéma de financement de Dukovany en république tchèque (prêt bonifié et CFD pour l'achat d'électricité), les estimations conduites par l'association Energies renouvelables pour tous ont montré que :

- Le coût de la subvention que constitue l'octroi **de conditions de financement préférentielles à EDF envisagé pour financer la construction du programme EPR2 peut être estimé à une fourchette allant de 60 à 125 milliards d'euros sur 40 ans (non actualisé), soit entre 25 et 31 milliards d'euros actualisés au début du chantier ;**
- Le choix de fixer **les contrats pour différence (CFD) de ce nouveau nucléaire a priori à 100 €/MWh, au lieu de faire le choix des énergies renouvelables dont les CFD sont dans une fourchette entre 45 et 90€/MWh, constitue un manque à gagner de 93 milliards d'euros sur 40 ans (soit 37 milliards d'euros actualisés en 2023) pour l'État, en considérant une moyenne de 70 €/MWh.** Rappelons que le mécanisme de CFD conclu entre un producteur d'électricité et une entité publique permet de compenser la différence entre un prix de référence du marché, par nature fluctuant, et un prix garanti (strike price) fixé à l'avance. Lorsque le prix de marché excède le prix garanti, l'État est compensé de la différence entre le prix de marché et le prix de référence par le producteur d'électricité ; à l'inverse, si le prix de marché est inférieur au prix de référence,

c'est l'état qui compense le producteur d'électricité. Plus le prix garanti est bas, plus l'État a de chances d'être bénéficiaire.³

En ce qui concerne l'étude RTE *Futurs énergétiques 2050*, les dérives actuelles et passé depuis 25 ans sur tous les projets nucléaires engagés sur la base EPR dans le monde (pas un chantier n'a été réalisé sans problème majeur), rendent les conclusions de l'étude en grande partie obsolètes. Il n'est plus possible de l'utiliser comme référence pour la prise de décision en faveur d'un programme d'ampleur électronucléaire en France tant la situation a évolué en défaveur du programme EPR 2 depuis la publication initiale de l'étude en 2021, et cela bien au-delà des sensibilités modélisées (« stress tests ») à l'époque.

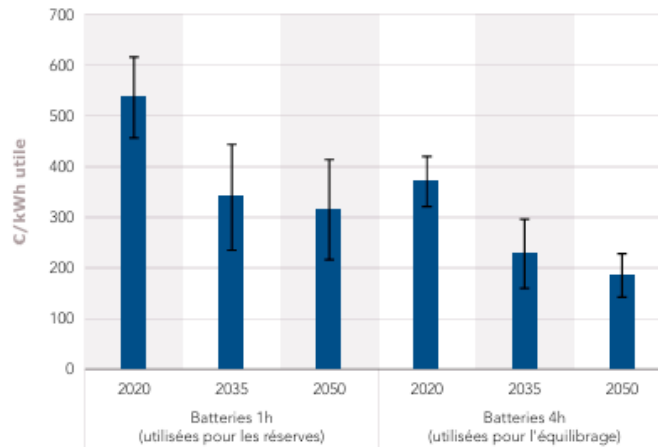
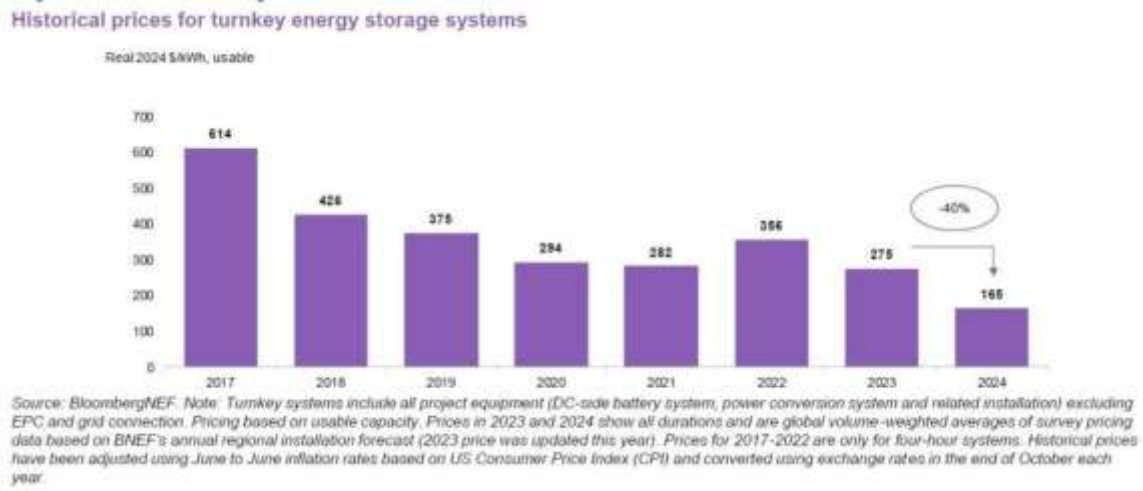
4. Une évaluation trop prudente de la baisse des coûts du stockage

Dans *Futurs énergétiques 2050*, RTE identifie les batteries comme un levier pertinent pour la flexibilité à court terme, notamment pour lisser les variations journalières de production des énergies renouvelables variables telles que le solaire photovoltaïque. Cependant, cette contribution reste limitée en raison des coûts élevés et de la capacité de stockage restreinte des batteries actuelles, généralement calibrées pour des durées de décharge de 4 heures. Ainsi, à l'horizon 2050, la capacité installée économiquement varie de quelques GW à quelques dizaines de GW, selon les scénarios envisagés, la part du solaire, le développement des flexibilités de la demande et surtout les hypothèses sur les coûts futurs des batteries.

Les hypothèses de RTE sur les coûts des batteries reposent sur une baisse progressive, dans la continuité des tendances passées. Cependant, les données récentes, telles qu'illustrées par Bloomberg NEF indiquent une accélération de cette baisse.

³ Pour le détail des hypothèses, voir : <https://enrpourtous.fr/nucleaire-le-financement-a-taux-zero-pour-la-construction-des-epr2-coutera-entre-60-et-125-milliards-de-subsventions-au-contribuable-francais/>

Figure 2. Comparaison de l'évolution de la réduction du coût des systèmes batteries (source BNEF et RTE)



En 2024, le prix moyen des packs de batteries lithium-ion a chuté de 40 % par rapport à l'année précédente, atteignant un niveau record de 165 \$/kWh bien en dessous des prix anticipé par RTE en 2050 anticipée à 200 €/MWH (cf figure 2), même une fois intégré les coûts de raccordement. Cette diminution est attribuée aux économies d'échelle, à la baisse des prix des métaux et des composants, à l'adoption accrue des batteries lithium-fer-phosphate (LFP). Cette tendance rend le stockage par batteries plus compétitif que prévu initialement, les prix attendus dans Futurs Energétiques pour 2030 voire 2050 étant en fait déjà disponibles, effet d'autant plus renforcé que les durées de vies et les dégradations ont été déjà significativement optimisées par rapport aux hypothèses assez conservatives du rapport. De plus, la revalorisation des batteries de seconde vie, bien que considérée de manière marginale par RTE, pourrait jouer un rôle plus significatif avec le développement de nouvelles chaînes de valeur circulaire en Europe.

La conséquence de cette compétitivité accrue rend le stockage par batterie de plus en plus attractif et fait basculer ce domaine dans un marché à très forte croissance dans le monde.

L'industrie mondiale des batteries entre en fait dans une nouvelle phase de développement. Selon l'AIE, l'industrie des batteries connaît une transformation structurelle, marquée par l'expansion rapide du marché, la standardisation progressive des technologies, et un effort croissant des États pour diversifier géographiquement les chaînes d'approvisionnement.

La demande mondiale de batteries a en effet franchi un cap symbolique avec plus de 1 TWh attendu en 2024, portée par des ventes de véhicules électriques (VE) en hausse de 25 %, atteignant 17 millions d'unités. Parallèlement, le prix moyen des batteries pour véhicule électrique est passé sous la barre du seuil clé pour rivaliser avec les véhicules thermiques. La Chine représente plus de 75 % de la production mondiale de batteries. Grâce à une chaîne d'approvisionnement intégrée, à des géants comme CATL et BYD, et à l'essor des batteries au lithium-fer-phosphate (LFP) – moins coûteuses que les anciennes technologies à base de nickel-cobalt. La compétition entre près de 100 fabricants chinois tire les prix vers le bas et pourrait mener à une concentration du secteur. Bénéficiant de la dynamique de développement des véhicules électriques, le stockage stationnaire progresse rapidement, avec une croissance annuelle supérieure à 60 % ces deux dernières années.

Le rapport de RTE propose certes une première du rôle des batteries dans la flexibilité du système électrique, mais qui doit bénéficier d'une actualisation des hypothèses économiques et technologiques à la lumière des données récentes du secteur. La baisse accélérée des coûts et les innovations technologiques en cours pourraient rendre le stockage par batteries plus compétitif et étendre son rôle au-delà de la flexibilité journalière (typiquement Futures Energétiques n'analyse l'apport de batteries Li-ion que de 4h de stockage maximum, là où de premiers projets à 8h voient le jour dans le monde dès à présent).

Enfin, n'oublions pas que les solutions électriques modernes, notamment les radiateurs à inertie et les pompes à chaleur pilotables dynamiquement, constituent, eux aussi, des outils de flexibilité essentiels. Contrairement aux équipements électriques des décennies passées, ces nouvelles technologies ne représentent plus une charge fixe, mais contribuent activement à la gestion optimisée de la consommation électrique, facilitant l'intégration massive des renouvelables variables.

5. Une sous-estimation systématique de la baisse des prix de revient des renouvelables... qui acte un manque de volontarisme français

Le rapport RTE *Futurs énergétiques 2050* s'appuie sur des fourchettes de coûts pour le solaire photovoltaïque, l'éolien terrestre et l'éolien en mer qui étaient déjà jugées conservatrices en 2021. Ainsi, les valeurs médianes retenues pour 2050 (en €/MWh constants 2020) sont les suivantes :

- Solaire photovoltaïque : 25–45 €/MWh
- Éolien terrestre : 35–65 €/MWh

- Éolien en mer posé : 50–80 €/MWh

Or, dès 2021-2022, plusieurs appels d'offres européens ont conduit à des tarifs bien inférieurs à ces niveaux, y compris pour des projets mis en service avant 2030 et présentant des coûts du capital bien supérieurs au 4% du scénario de référence de RTE :

- En Allemagne, les appels d'offres solaires ont atteint des prix inférieurs à 50 €/MWh dès 2022.
- Le Royaume-Uni a attribué des projets éoliens offshore autour de 40 €/MWh (AR4, CfD), la France à 45€/MWh en 2023.
- En Espagne, des projets PV ont été remportés à moins de 30 €/MWh.

Ces signaux de marché suggèrent que la base de coûts retenue par RTE pourrait sous-estimer significativement la compétitivité actuelle et future de ces filières, notamment si l'on intègre les perspectives d'industrialisation accélérée, d'innovations technologiques (panneaux perovskite, repowering avec des panneaux solaires ou des éoliennes plus efficaces, éolien flottant...) et de baisse continue des coûts des intrants (sous réserve des tensions conjoncturelles sur les matières premières).

A titre d'illustration, le rapport Futurs Energétiques 2050 considérait une baisse de coût d'investissement pour les centrales PV au sol de l'ordre de 13% entre 2020 et 2025 là où l'IRENA a observé au niveau mondial une baisse d'environ 25% entre 2020 et 2023 seulement, principalement du fait de la forte baisse du prix des modules, dont le prix représente désormais moins du tiers du coût total d'installation.

Le rapport RTE *Futur énergétiques 2050* semble aussi acter les complications provoquées par les législations françaises successives (dont la loi APER d'« accélération » de 2023), qui ralentissent les procédures, augmentent les coûts de permis et d'ingénierie, tout en limitant la taille de projets. Résultat : le coût par 85€/MWh observé pour les projets solaires photovoltaïque au sol français, le coût élevé du solaire en toiture ou des projets d'éolien terrestre ne correspondent pas du tout aux coûts et aux tendances observées partout en Europe, où les projets peuvent bénéficier de meilleurs effets d'échelle et présentent des durées et taux de succès de développement bien plus attractifs.

Ce « fatalisme » de RTE, aussi observé dans son dernier bilan prévisionnel décennal, ne semble pas acceptable dans des travaux prospectifs. En effet, des scénarios plus ambitieux et donc volontaristes de forte contribution des énergies renouvelables devraient inclure une baisse beaucoup plus rapide des coûts reflétant, en particulier pour les scénarii à dominante renouvelable, ce que serait un véritable changement de paradigme en termes d'approche administrative et réglementaire.

Les énergies renouvelables représentent incontestablement la solution économique la plus avantageuse à long terme. Face à des coûts nucléaires projetés autour de 150 €/MWh voire

d'avantage, il est improbable que les industriels s'engagent massivement dans l'électrification si celle-ci entraîne une hausse de leur facture énergétique par rapport à leur consommation actuelle, même carbonée. Les renouvelables sont donc clairement la filière capable de garantir une électricité abordable et compétitive, condition indispensable à l'adhésion massive des industriels à la transition électrique.

6. Une vision trop « franco-centrée », se traduisant par une sous-estimation du bénéfice pouvant être obtenu par une meilleure interconnexion avec les pays voisins.

Le rapport *Futurs énergétiques 2050* se présente comme un exercice de prospective de long terme sur l'avenir du système électrique français. S'il intègre formellement les échanges transfrontaliers, son cadrage demeure largement national, tant dans la construction des scénarios que dans l'évaluation des besoins de flexibilité, de capacité pilotable ou de stockage.

Cette approche tend à considérer la France comme un système électrique quasi autonome, alors même que la trajectoire européenne va clairement vers une intégration croissante des marchés, des réseaux et des politiques énergétiques. À l'horizon 2030–2050, le système électrique français ne pourra être analysé de manière pertinente qu'en interaction étroite avec ceux de l'Allemagne, de l'Espagne, de l'Italie, du Benelux, du Royaume-Uni et, plus largement, du marché intérieur européen de l'électricité.

Les interconnexions sont principalement abordées par RTE comme un paramètre d'ajustement ou une contrainte technique, et non comme un levier stratégique structurant de la transition énergétique. Plusieurs bénéfices majeurs apparaissent ainsi sous-estimés en lien avec une intégration accrue au réseau européen :

- Le lissage des profils de production renouvelable : la complémentarité géographique du solaire et de l'éolien à l'échelle européenne permet de réduire significativement les besoins nationaux en stockage et en back-up pilotable.
- La réduction des besoins de surcapacité : un système interconnecté optimise les réserves de puissance en mutualisant les marges de sécurité, limitant les investissements redondants au niveau national.
- L'optimisation économique : l'accès élargi à un marché européen profond réduit le coût global du système, en particulier dans les scénarios à forte pénétration d'énergies renouvelables variables.
- La résilience accrue : face aux aléas climatiques, techniques ou géopolitiques, l'interdépendance maîtrisée renforce la robustesse globale du système électrique.

Dans les scénarios RTE, ces effets existent mais restent secondaires par rapport à une logique de sécurisation nationale de l'équilibre offre-demande.

Le rapport consacre une analyse très détaillée aux options de relance nucléaire, en les traitant comme un pilier central de la souveraineté électrique française. En revanche, les interconnexions, pourtant également déterminantes pour la sécurité d’approvisionnement, ne bénéficient pas d’un traitement stratégique équivalent.

Cette asymétrie conduit implicitement à poser la souveraineté électrique comme synonyme d’auto-suffisance nationale, alors que, dans un cadre européen intégré, la souveraineté repose davantage sur la capacité à coopérer, échanger et mutualiser que sur l’isolement relatif des systèmes. Enfin, le rapport peine à intégrer pleinement :

- Les trajectoires de décarbonation accélérées de certains voisins (Espagne, Royaume-Uni, pays nordiques),
- L’essor massif des capacités renouvelables à bas coût notamment dans le sud de l’Europe,
- La montée en puissance des infrastructures européennes (réseaux, marchés intra-journaliers, mécanismes de capacité transfrontaliers).

Ces dynamiques pourraient profondément modifier, à l’horizon 2040–2050, la place optimale de la France dans le système électrique continental – non comme îlot énergétique, mais comme nœud central d’un système européen interconnecté.

Sans remettre en cause la qualité technique globale du travail de RTE, *Futurs énergétiques 2050* souffre d’un biais franco-centré qui conduit à minorer le rôle stratégique des interconnexions européennes dans la réduction des coûts, des risques et des besoins d’investissement du système électrique français.

Une approche plus pleinement européenne de la prospective électrique permettrait non seulement d’éclairer différemment les choix nationaux, mais aussi de repositionner la France comme acteur clé d’un système énergétique continental profondément intégré, condition indispensable à une transition efficace, résiliente et économiquement soutenable

Conclusion

Le rapport « Futures énergétiques 2050 » de RTE est un outil important, mais il repose sur des hypothèses conservatrices qui sous-estiment le potentiel des énergies renouvelables et des technologies associées (stockage, flexibilité) et surestiment les capacités du nucléaire. Il privilégie une logique de planification centralisée, sans intégrer pleinement les dynamiques de sobriété, les risques industriels ni les évolutions réelles du marché.

Ce rapport mentionnait dans ses conclusions principales que « *L’interclassement des coûts complets des scénarios n’est pas modifié par des analyses de sensibilité sur les coûts des énergies renouvelables et du nucléaire, sauf en combinant des hypothèses basses sur les énergies renouvelables et très hautes sur le nucléaire* ». Cette combinaison semblant en première approche réunie, **une révision des hypothèses de consommation, des coûts du capital, et des trajectoires**

de coûts technologiques est indispensable pour construire un scénario de transition crédible, soutenable qui permette utilement d'éclairer les décisions des gouvernements à venir.

Enfin, préserver la stabilité des politiques et volumes de projets renouvelables est essentiel. Toute interruption brutale affecterait sévèrement la dynamique opérationnelle et les compétences accumulées dans cette filière, augmentant les coûts et réduisant la qualité des projets à venir. La filière renouvelable doit donc être soutenue par une visibilité à long terme, condition indispensable à son efficacité économique et technique. Ces considérations non directement mesurables économiquement doivent aussi faire partie d'une démarche prospective.

Références

RTE. (2023). Bilan prévisionnel 2050 : Futurs énergétiques. Consulté à l'adresse <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

ADEME. (2023). Les futurs en transition. Consulté à l'adresse <https://www.ademe.fr/les-futurs-en-transition/>

Institut négaWatt. (2023). Analyse de la demande d'électricité. Consulté à l'adresse <https://seafile.institut-negawatt.com/f/3f266279a30048128246/>

INSEE. (2023). Taux d'intérêt moyen des obligations d'État françaises à échéance de 10 ans. Consulté à l'adresse <https://www.insee.fr/fr/statistiques/2130712>

RTE. (2023). Bilan prévisionnel 2050 : Futurs énergétiques. Consulté à l'adresse <https://www.rte-france.com/analyses-tendances-et-prospectives/bilan-previsionnel-2050-futurs-energetiques>

ADEME. (2023). Les futurs en transition. Consulté à l'adresse <https://www.ademe.fr/les-futurs-en-transition/>

Institut négaWatt. (2023). Analyse de la demande d'électricité. Consulté à l'adresse <https://seafile.institut-negawatt.com/f/3f266279a30048128246/>