

RTE - Schéma décennal de développement du réseau - Edition 2024 **Contribution de PNC-France à la consultation publique**

PNC-France (Association de défense du Patrimoine Nucléaire et Climat) note l'importance du travail de prospective réalisé par RTE depuis quelques années dans les deux horizons énergétiques 2035 et 2050, ces études débordant largement le contour de ses missions et visant à mieux cerner les défis qui attendent la production d'une électricité décarbonée devenant un vecteur énergétique essentiel. PNC-France souligne l'intérêt des documents soumis à consultation sur le schéma décennal de développement du réseau RTE, et celui de propositions destinées à rationaliser l'approche industrielle des investissements.

Néanmoins, les fondamentaux sur la base desquels est établi ce schéma décennal sont particulièrement confus, ce qui conduit à douter de la pertinence des projections présentées dans le dossier soumis à consultation. Les bases de cette concertation font en effet appel aux données d'une SFEC non publiée, dont la date de mise en consultation par la CNDP n'est pas encore connue, à celles d'une SNBC clairement obsolète, et à de multiples plans régionaux avec des objectifs souvent hors de portée résultant de visions politiques, inspirées par les versions passées des documents nationaux plutôt que d'analyses factuelles des situations locales.

Cette situation conduit à porter un avis réservé sur le rapport soumis à enquête et rend difficile l'apport de réponses adaptées aux nombreuses questions posées. Il est nécessaire, avant de tenter d'y répondre, d'analyser les faiblesses que PNC-France a identifiées dans la stratégie prise en compte par RTE. La contribution de PNC-France à la consultation publique comporte donc deux parties :

- 1- une analyse générale du rapport mis en consultation.
- 2- Les réponses spécifiques aux questions posées entrant dans le champ de compétences de PNC-France

1^{ère} Partie Analyse globale

RTE présente une hypothèse de très forte croissance des investissements dans les réseaux qui résulte en grande partie du développement massif de productions intermittentes et de l'extrême dispersion des moyens de production concernés, même si un effort de rénovation d'un réseau vieillissant se justifie.

Que penser d'un plan de financement de RTE qui propose une consommation d'électricité évoluant de 435 TWh en 2023 à 615 TWh en 2035 (BP 2035 de RTE) pour ensuite redescendre à 504 TWh en 2050 (SNBC) ? Que penser d'une consommation totale d'énergie s'effondrant de 1611 TWh en 2021 à 900 TWh en 2050 (SNBC) ? Quelle confiance accorder aux consommations annoncées par la SNBC pour 2050 quand les prévisions 2035 ont (enfin) été révisée à la hausse par RTE ? Le constat des évolutions des 14 années passées devrait rendre très prudent.

RTE propose ainsi un investissement de 100 milliards d'euros d'ici 2040 (avec un triplement de l'investissement annuel de 2019 à 2027 et en moyenne un quintuplement ensuite). Or une part majoritaire des productions intermittentes va accéder directement au niveau du réseau de distribution d'Enedis pour être en bonne partie réorienté vers le réseau de transport de RTE pour être redistribuée régionalement. ENEDIS devrait en conséquence investir une somme équivalente (94 milliards €) pour gérer l'extrême éparpillement des sources de production et les redistributions géographiques. La France devra de plus apporter sa contribution au financement par l'Europe des réseaux transfrontaliers, évalués à 500 milliards d'ici 2050. Nous sommes donc face à un mur d'investissements de près de 240 milliards d'€ pour le seul transport/distribution, hors moyens de production et de flexibilités, pour une consommation française en 2050 qui ne serait supérieure que de 16% à l'actuelle dans les documents officiels.

À l'horizon 2050/2060, la consultation s'interdit d'envisager un programme nucléaire beaucoup plus dynamique, avec une structure du réseau plus proche de l'actuelle et des productions majoritairement pilotables et centralisées. Cette stratégie réduirait très sensiblement les adaptations des deux réseaux RTE et ENEDIS et limiterait la complexité de la gestion de l'équilibre du réseau.

À l'horizon 2035, la consultation écarte l'hypothèse d'un recours à des centrales pilotables de pointe supplémentaires (à gaz type TAC et éventuellement en partie CCG), ce qui conduit à des capacités intermittentes considérables pour répondre à la consommation supplémentaire de 180 TWh visée pour 2035. Cette option, très coûteuse en équipements et en réseaux n'apporte cependant pas la garantie attendue. La faisabilité technique et les conséquences économiques de la gestion de l'intermittence des énergies éolienne et photovoltaïque posent un problème central, sans pour autant apporter la garantie nécessaire de production (éolien terrestre + 36 TWh, éolien marin + 60 TWh et solaire + 32 TWh par rapport à 2023 selon notre calcul). Ce point est d'autant plus important que les pays européens annoncent en 2035 selon RTE près de 500 GWe d'éolien (avec un foisonnement limité), et 500 GWe de solaire (2 fuseaux horaires et facteur 4 de production entre été et hiver), et que les parcs pilotables charbon et lignite et leurs stocks de combustibles devraient être considérablement réduits dans les 10 ans (de 50 à 80 GWe ?). Et ces capacités intermittentes devraient encore doubler d'ici 2050, avec nécessité de renouveler les investissements au bout de 20/25 ans.

Mais ce n'est que l'arbre qui cache la forêt : la faisabilité technique et les conséquences économiques de la gestion de l'intermittence des énergies éolienne et photovoltaïque posent un problème central. Tout l'échafaudage du bilan prévisionnel repose sur des flexibilités des consommations comme des productions, déjà évaluées à 35 GWe dès 2035 (et 25 GWe en 2030), mais dont la justification par RTE n'a pas encore été présentée (Chapitre 5 du bilan en cours de rédaction). Or, l'ensemble des dépenses d'investissement et de fonctionnement liées au transport, à la distribution et au développement des flexibilités devrait reposer en quasi-totalité sur le TURPE, au moins tant que des règles de responsabilisation des énergies intermittentes vis-à-vis de l'équilibrage du réseau et de valorisation des énergies pilotables (mécanismes de capacité et ordre du mérite) n'auront pas été établies aux deux niveaux, national et européen. Que comprennent ces flexibilités ?

- Le stockage, qui viendra en sus du stockage hydraulique, essentiellement sur batteries. C'est un stockage quotidien, adapté essentiellement à l'écrêtage du solaire (et non à la correction de l'intermittence globale). Le seul investissement, pour 10 GWe

Association de Défense du Patrimoine Nucléaire et du Climat (PNC-France)

9 rue du Brûlet - 69110 Ste Foy lès Lyon

N° SIREN 893384362 - mail : pncfrance.secretaire@gmail.com



et 4h de stockage serait de 10,5 milliards d'€.

- Le financement des effacements de consommation, en particulier chez les industriels mais aussi en faveur des gestionnaires de flexibilités chez les particuliers. Non chiffré.
- Le financement des effacements de production qui devrait couvrir, contrairement à la situation actuelle, les pertes de production des capacités pilotables dont la rentabilité sera menacée. Non chiffré.
- Les investissements et frais d'exploitation de la partie de la technologie hydrogène affectée à une production éventuelle d'électricité. La technologie de l'ensemble électrolyseurs/piles à combustible est peu efficace et, sauf révolution technologique, la souplesse d'adaptation à l'intermittence dans des conditions économiques acceptables reste à démontrer. Le coût des réseaux de distribution et des stockages d'hydrogène est également non chiffré.
- Le système de charge/décharge des batteries des voitures électriques et la compensation de l'accélération de leur obsolescence. Non chiffré

Le niveau du TURPE, qui représente déjà environ le tiers du prix de l'électricité, devrait croître très sensiblement alors que, comme révélé par la vision 2050 de RTE, les scénarios à forte proportion d'EnRi devraient être plus coûteux que ceux qui préservent un pourcentage plus élevé de nucléaire. On peut rappeler que, dans son rapport de 2021, la Cour des comptes relevait l'intérêt d'un coût complet de production des divers mix électriques pour éclairer les choix politiques. De plus, la répartition de la charge du TURPE va évoluer en fonction du développement de l'autoconsommation. En effet, sa facturation en fonction de la consommation et non de la puissance souscrite est très favorable à une fraction aisée de la population et à des activités tertiaires ayant un patrimoine favorable à ces installations d'EnRi ; elle va être clairement en défaveur des entreprises et des foyers n'ayant pas la possibilité de les installer sur leurs terrains ou bâtiments, car ils auront à supporter de plus en plus la charge du TURPE.

À ce panorama, déjà inquiétant, il faut ajouter qu'à partir de 2030 devrait intervenir la question du financement du renouvellement d'un parc intermittent dont la durée d'exploitation ne devrait pas dépasser 20 à 25 ans. Un parc de la dimension retenue par RTE pour 2035 représente un investissement d'environ 120 à 130 milliards hors back-up et flexibilités pour une production limitée à 220 TWh par an.

La question de fond est donc bien celle de la dispersion des capacités de production et du niveau des productions intermittentes, ce qui devrait conduire à la recherche d'un équilibre optimal capacités pilotables/capacités intermittente en amont de la consultation en cours. D'ici 2035, il faut donc optimiser l'équilibre entre capacités supplémentaires d'EnRi et thermiques à gaz en semi-base et pointe (RTE indique qu'en 2023 les trois-quarts de la production des EnRi sont déjà exportés). L'essentiel est de décarboner le pays, et non l'électricité qui l'est déjà largement, mais aussi de protéger notre pays des surproductions intermittentes de nos voisins, qui s'annoncent considérables.

À l'horizon 2050/2060 les questions essentielles sont :

- La possibilité de porter à au moins 60 ans et si possible 70/80 ans la durée d'exploitation du parc nucléaire. L'ASN devrait donner en 2026 un premier avis pour une durée 60 ans, accompagnée de ses prescriptions en termes de sûreté.

- La possibilité d'accélérer la construction de centrales nucléaires dont la durée d'exploitation pourrait dépasser 80 ans afin de conserver un socle pilotable très robuste, à un niveau proche de l'actuel.

Nous nous trouvons en face d'une singularité : RTE a été chargé de deux documents essentiels, la vision 2050 et le bilan prévisionnel 2035, sans vision de documents fondateurs à jour. Le BP 2035 pourrait être impacté par l'analyse en cours des flexibilités, par une analyse approfondie des conséquences des politiques des États-membres voisins, par les incertitudes qui pèsent sur notre capacité à respecter nos autres objectifs (réindustrialisation, bâtiments et transports).

CONCLUSION

PNC-France reconnaît l'importance de la mission qui a été confiée à RTE, visant à une analyse globale du futur énergétique de la France, alors que ses compétences concernent essentiellement la problématique des transports à haute tension du mix électrique. PNC-France soutient l'initiative de RTE visant à mettre à jour un schéma décennal de développement du réseau de transport de l'électricité. Toutefois, le schéma présenté, qui s'appuie en partie sur une stratégie gouvernementale obsolète et irréaliste, ne peut être approuvé en l'état. Un gros travail reste à faire d'aller/retour entre les visions de l'état (dont les mises à jour sont encore en cours), une définition plus robuste et sans regret du mix électrique, et sur la base du retour d'expérience depuis 2010 dans tous les domaines. Nous ne pouvons que recommander, au-delà des incertitudes qui pèsent sur le réalisme des flexibilités et leur poids sur l'économie et la société,

- Une analyse robuste de la PPE 2024/2028 cohérente avec une première projection à 2035, et une esquisse à 2050, ces deux dernières devant identifier les incertitudes industrielles et technologiques.
- Une reprise du projet sur la base d'un équilibre optimisé entre capacités pilotables (sans a priori) et capacités intermittentes, avec une vision sans regret pour les trois horizons temporels et la recherche d'un optimum économique au niveau global.
- Une prise en compte claire des questions saisonnières, portant à la fois sur la variabilité extrême des EnRi et sur les situations de fortes consommations comme de surproductions (avec une vigilance particulière sur l'impact des flux transfrontaliers).
- La prise en compte, très probable, d'un échec sur les ambitions de réduction des consommations, d'efficacité énergétique dans les bâtiments et d'électrification des transports (incluant le stockage/déstockage).
- L'intégration explicite du risque majeur résultant des politiques très divergentes et non coordonnées des pays voisins.
- L'impératif d'une relance industrielle du pays mieux répartie sur le territoire pour minimiser les impacts sur les réseaux (RTE et ENEDIS).
- La mise en place de règles d'exploitation et l'adaptation de l'ordre du mérite afin de protéger la compétitivité et le mode d'exploitation des énergies pilotables.

2^{ème} partie

Points saillants des réponses aux questions RTE

Un développement plus faible des EnRi et un renforcement des capacités pilotables doivent être pris en compte. Nous avons perdu 11 GWe de capacités pilotables depuis 2010 et la puissance crête appelée devrait croître dans la décennie et au-delà.

Le développement de l'électrolyse pour la production d'hydrogène sera limité tant qu'une rupture technologique n'aura pas été acquise et que les réseaux et réservoirs de stockage ne seront pas opérationnels.

Le développement des systèmes de recharge des VE sur espaces publics comme dans les bâtiments, dépendant d'Enedis, est un réel challenge (coûts et puissances mobilisées).

Les objectifs affichés d'efficacité énergétique sont hors de portée et un recours à plus d'électricité décarbonée sera nécessaire pour compenser cette faible efficacité, tout en respectant les objectifs climatiques.

La quasi-totalité du parc nucléaire devrait pouvoir être exploitée au moins 60 ou 70 ans. Les 8 EPR2 supplémentaires doivent être engagés dans le cadre de la PPE et leurs sites identifiés. Prévoir, à compter de 2035/2040, deux nouveaux réacteurs par an, éventuellement sur des sites nouveaux, avec une répartition géographique (et de source froide) optimale et afin de constituer un réseau HT robuste couvrant tout le territoire, y/compris les régions aujourd'hui fragiles.

Parc thermique à flamme : La capacité pilotable française est aujourd'hui clairement insuffisante et il est nécessaire, plutôt que de poursuivre un programme démesuré d'EnRi, de construire dans la décennie des centrales à gaz de pointe (3GW en urgence et une dizaine de plus par la suite en fonction de la croissance de la pointe de consommation).

Le programme d'éolien marin envisagé est peu raisonnable, sans retour d'expérience réel sur la productivité et les cinétiques d'évolution, les questions de maintenance, et les investissements en fonction de la caractéristique des fonds marin (en particulier pour l'éolien flottant).

Le développement du photovoltaïque, alors que l'Europe s'étend sur seulement deux fuseaux horaires et que sa production hivernale est faible, va poser un problème considérable en raison de la dynamique d'évolution de la puissance (10 à 15 GW/heure en 2035) : il va peser lourdement sur le dimensionnement d'une flexibilité aujourd'hui mal évaluée.

L'éolien terrestre se caractérise par des périodes longues de faible production, sans solutions prouvées de stockage de masse d'électricité. Le repowering, sans que des changements de règles soient envisagés (sur les distances en particulier), sera socialement inacceptable.

Le développement de STEP est essentiel et urgent, même si leur construction prendra du temps.

Le TURPE, qui représente le tiers environ des factures d'électricité, va devoir supporter, sauf changement de la réglementation, la quasi-totalité du coût de la flexibilité. Son évolution n'a été ni évaluée, ni présentée.

Le développement des interconnexions transfrontalières, sous l'impulsion européenne, ouvre la voie à des invasions de productions intermittentes provenant de pays ayant des programmes démesurés. Le risque pour la pérennité et la rentabilité des productions pilotables est inacceptable et la France doit limiter ces interconnexions au niveau actuel, incluant les projets en cours de réalisation.

Le développement des réseaux inclut ceux de RTE (100 M€), ceux d'ENEDIS (94 M€) et la part française du programme européen (environ 50 M€). C'est l'ensemble qui doit être évalué sachant qu'il va contribuer à une augmentation considérable du TURPE, dont une part probablement supérieure à la moitié (non présentée par RTE) est nécessitée au développement des ENRi. Ce coût devrait être intégré à celui de ces moyens de production (vérité des prix).

Le programme d'investissement mis en consultation ne repose pas sur une optimisation de la décarbonation, ni sur une présentation équilibrée des coûts complets, externalités incluses, des moyens de production, incluant la distribution.

