

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.

A 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.

A 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 dans le même temps près de 1000 GWe d'éolien (avec un foisonnement limité), 900 GWe de solaire (2 fuseaux horaires et facteur 4 de production entre été et hiver), et que les parcs charbon et lignite, pilotables et bénéficiant de stocks de combustibles, devraient être considérablement réduits (de 50 à 80 GWe ?).

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 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.

A 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.

A 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

Réponses aux questions (de la compétence de PNC-France)

B3 – Cadrage des scénarios de mix production – consommation et variantes

La politique énergétique à conduire doit être sans regret, ce qui implique que la France dispose d'une marge de sécurité dans la capacité de production, d'autant plus que la dépendance aux fossiles du reste de l'Europe reste très préoccupante. Le scénario A doit rester la base, tout en préparant une reprise robuste du nucléaire à partir de 2035. 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.

B4 – Hypothèses de localisation - secteur industriel et production d'hydrogène

- On peut s'inquiéter de l'extrême concentration des activités industrielles.
- En ce qui concerne l'hydrogène, son développement sera limité tant qu'une rupture technologique n'aura pas été acquise et que les réseaux et réservoirs de stockage ne seront pas opérationnels.

B5 – Hypothèses de localisation - secteur industriel et production d'hydrogène

La capacité des électrolyseurs à accepter un suivi de charge de l'éolien et, en particulier, du solaire reste à prouver. Il est peu probable qu'un développement significatif, hormis deux sites industriels, soit envisageable dans les dix ans. Dans ce cas une production locale à partir d'électrolyseurs fonctionnant en continu devra être privilégié.

B6 – Hypothèses de localisation - secteur des transports

Le développement des systèmes de recharge des VE, dépendant d'Enedis, est un réel challenge. Quelle sera la part des VE purs et des VE rechargeables sur les 18 millions estimés dans le BP 2035 ? Quel sera l'impact sur les réseaux routiers mais également sur les puissances souscrites dans les immeubles et logements individuels, avec les surcoûts correspondants ?

Question B8 – Hypothèses - efficacité énergétique

L'analyse du passé montre les limites des programmes d'efficacité énergétique, de l'ordre de 0,6 % par an, principalement dans les domaines des bâtiments et des transports. Les données 2023, plus favorables en raison de la crise de l'énergie et de la baisse de la production industrielle, ne sont pas concluantes.

Consommation d'énergie finale	TWh			Diminution en	% sur 11 ans
à usages énergétiques en TWh	2011	2019	2022	2019/2011	2022/2011
Residentiel	497	475	468	-4,4	-5,8
Tertiaire	265	264	261	-0,4	-1,5
Transports	504	501	495	-0,6	-1,8
Total des usages énergétiques	1663	1607	1556	-3,4	-6,4

Consommations d'énergie finale à usages énergétiques en métropole, corrigées des valeurs climatiques et évolutions de 2011 à 2019 et de 2011 à 2022

PNC-France considère que les objectifs affichés sont hors de portée et qu'un recours à plus d'électricité décarbonée sera nécessaire pour compenser cette faible efficacité tout en respectant les objectifs climatiques.

Question B10 – Hypothèses de localisation - parc nucléaire

PNC-France estime que la quasi-totalité du parc devrait pouvoir être exploitée au moins 60 ans et qu'il est indispensable de prévoir un nucléaire majoritaire en 2050 ce qui implique :

- D'engager dès 2024 les 8 EPR2 envisagés par le gouvernement et de définir leurs sites (PPE). Cela donnera en outre un signal de long terme à toute la filière industrielle nucléaire et à l'attractivité des emplois du secteur, emploi qui, il faut le rappeler sera largement national.
- De 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 (SFEC).

Question B11 – Hypothèses de localisation - parc thermique à flamme

La capacité pilotable française est aujourd'hui clairement insuffisante et nous oblige à des importations coûteuses lors d'épisodes EnRi européens faibles, comme le montre le tableau ci-dessous. Il n'est compensé aujourd'hui que par un accroissement considérable des EnRi sans garantie de fourniture.

MIX ELECTRIQUE en GW				Plan 2030/2035	
P installées France	2010	2019	2022	2030	2035
Nucléaire	63,1	63,1	61,3	62,9	62,9
Total fossiles	27,4	19,0	17,1	16,6	14,8
Hydraulique pilotable	18,9	18,9	18,9	20,0	21,7
Bioélectricité/déchets	0,7	1,1	1,2	1,3	1,3
Total pilotables	110,1	102,1	98,5	100,8	100,7
Eolien terrestre	5,8	16,5	21,1	33 à 35	40 à 45
Eolien marin	0,0	0,0	0,0	3,6	18,0
Solaire	0,9	9,4	15,6	54 à 60	65 à 90
Fil de l'eau	6,7	6,6	6,6	6,6	6,6
Bioélectricité/déchets	0,5	0,9	1,0	1,1	1,1
Total aléatoires	13,8	33,5	44,3	89 à 108	130 à 152
Flexibilités			6,5	25	35

Par ailleurs seule une électrification rapide des secteurs des bâtiments et des transports sera efficace du point de vue climatique. Il est donc nécessaire, plutôt que de poursuivre un programme démesuré d'EnRi, de construire dans la décennie des centrales à gaz de pointe, des TAC (et selon les optimisations de CCG en semi-base), préférentiellement dans des régions souffrant d'un déficit de production, afin d'accélérer l'électrification. Fonctionnant de manière épisodique elles émettront peu de CO2, bénéficieront des réseaux et stockages actuels, et assureront une meilleure souveraineté.

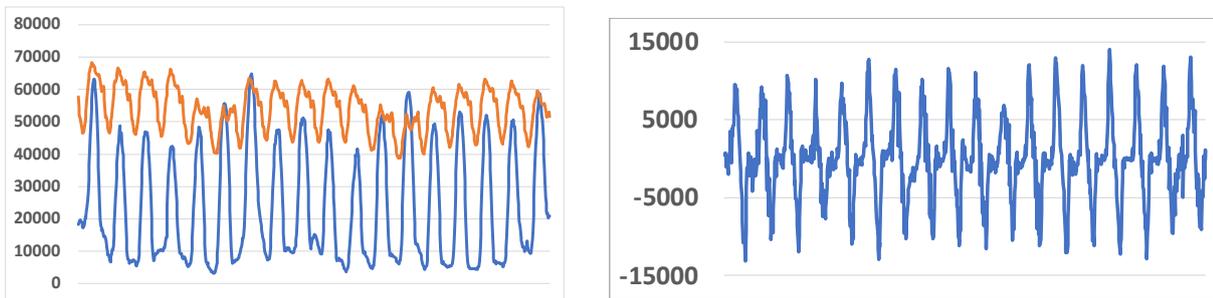
Combien en faudra-t-il ? PNC France estime qu'il faudrait engager immédiatement environ 3 GWe de nouvelles capacité gaz (ce que RTE suggère à demi-mot dans son bilan prévisionnel), sachant que la pesanteur administrative et les multiples concertations rendent probable un délai de mise en service de 6 à 7 ans. PNC- France note également qu'une forte tension sur le marché de ces centrales, en remplacement des centrales à charbon ou lignite, sera probable (voir les annonces de l'Allemagne), d'où l'urgence d'une décision. A plus long terme le besoin risque d'être très supérieur, plus de 10 GWe, sauf à se contraindre à un suréquipement ruineux en EnRi et à de fortes contraintes sur la consommation, en particulier du secteur industriel. PNC- France note également qu'une forte tension sur le marché de ces centrales, en remplacement des centrales à charbon ou lignite sera probable (voir les annonces de l'Allemagne).

Question B12 – Hypothèses de localisation - éolien en mer.

PNC-France estime que le programme 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). Par ailleurs les conflits d'intérêts sont nombreux et les consultations en cours, globalisées, ne feront que les développer. Il est utile de rappeler qu'une puissance deux fois inférieure de nucléaire présente l'avantage de la pilotabilité, d'une moindre dispersion, d'un coût de réseaux très inférieur (non inclut dans l'investissement des opérateurs) et qu'il permet une gestion saisonnière de la production.

Question B13 – Hypothèses de localisation - photovoltaïque

Nous avons détaillé dans l'analyse présentée en préambule les inconvénients d'un solaire photovoltaïque trop présent en été et pas assez en hiver. Les deux extrapolations ci-dessous montrent la brutalité de production de l'éolien :



Du 19 juillet au 5 août 2035 : extrapolation de la production intermittente (à gauche) et de la cinétique d'évolution des puissances horaires (à droite) dans des conditions climatiques identiques à celles de 2022 avec les capacités intermittentes proposées.

Toute la question des flexibilités apparaît clairement avec des productions qui peuvent être proche de la consommation (que deviennent les capacités pilotables, indispensables à la stabilité du réseau ?), des cinétiques d'évolution de 10 à 15 GWe/h sur plusieurs heures. Par ailleurs nos voisins, avec des programmes parfois plus ambitieux sont sur les mêmes deux fuseaux horaires et également devant des risques de surproduction. Se posera alors la question des écrêtements : seront-ils payés, comme aujourd'hui ? Quel sera l'ordre du mérite et son impact sur les productions pilotables ? Quelles capacités en back-up indispensables lors des épisodes hivernaux ? Pour rappel un GWe nucléaire apporte 9 fois plus de kWh en hiver avec une quasi-certitude de production et beaucoup moins d'investissements pour RTE et pour ENEDIS.

Question B14 – Hypothèses de localisation - éolien terrestre

Les questions à se poser sont les mêmes que pour l'éolien marin et le solaire. Un GWe nucléaire produit trois fois plus de MWh en moyenne de manière pilotable. Le stockage de masse sur batteries est inopérant pour compenser des épisodes de vents calmes prolongés et, s'il est envisagé, le coût de production de moyens de stockage adaptés à la compensation d'une production aléatoire affecté au le prix de vente du kWh.

Le repowering est une vraie question sociétale, voire sanitaire du fait des nuisances sonores, en particulier dans un pays qui a maintenu une distance de 500 m avec les logements voisins. Des puissances de 4 à 6 GW vont créer de nombreux conflits. Cette question n'est pas traitée.

Question B15 – Hypothèses de localisation - hydraulique

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

Question B16 – Hypothèses de localisation - batteries

La question essentielle, développée en tête de cette contribution, est celle de la prise en compte de ces stockages, comme des autres moyens de flexibilité et des réseaux, dans le prix du kWh vendu, et non dans le TURPE. C'est le seul moyen de décider de l'intérêt économique d'un développement massif de l'éolien et du solaire par rapport aux énergies pilotables. Les batteries ne peuvent proposer une compensation de l'intermittence que pendant quelques heures : elles sont limitées au pilotage fin du réseau et à un écrêtage très partiel des pics de consommation, solaire essentiellement.

Question B17 – Hypothèses de localisation - interconnexions

PNC-France est en accord avec le principe de prudence proposé, l'intérêt de certaines des interconnexions en cours d'installation étant déjà peu favorable à la France (Irlande et Espagne par exemple), ce qui sera aussi le cas de celles qui ne sont encore qu'envisagées. Le regain d'intérêt de nombreux pays européens pour le nucléaire, le manque de réactivité de la Commission européenne pour établir des règles équilibrées entre productions intermittentes et pilotables décarbonées apportent la preuve du risque généré par un excès d'interconnexions.

Les analyses multicritères doivent être fondées sur des prix externalités incluses.

Questions B19 et B20 et B21 – Études technico-économiques sur le réseau

Comme largement exposé ci-dessus ces études doivent s'appuyer sur la recherche d'un mix raisonnablement décarboné, dimensionné pour suppléer les retards de décarbonation des autres secteurs au meilleur coût pour la collectivité (prix de la tonne de CO₂ évitée). Elles doivent donc inclure un niveau robuste de capacités pilotables aux deux échéances 2035 et 2050/2060, implantées pour optimiser la structure du réseau.

Question C1 – Consolidation des trajectoires d'investissements à court-terme

La perspective présentée montre bien le défi posé par un développement radical des EnRi, accompagné d'une obligation de résultats d'un RTE contraint à véhiculer les productions (comme de ENEDIS), quel que soit le réalisme de l'objectif. Comment passer d'un investissement de 2,3 milliards d'€ en 2024 à 3,7 en 2027 (+ 60 %) du point de vue des capacités opérationnelle tant à RTE que chez les fournisseurs et sous-traitants, alors que les processus réglementaires de tous ordres restent chronophages. L'optimisation des projets et l'organisation industrielle présentées, souhaitables, prendront du temps et il faudra faire face à une concurrence sévère en Europe pour les fournitures de câbles et équipements. Dès 2023, l'Allemagne a engagé un processus de réservation des composants les plus critiques, qui saturent le marché et conduisent à une explosion des prix.

Question C2 – Consolidation des trajectoires d'investissements - Méthodologie pour l'identification des projets prioritaires à long-terme

La vision 2040 conduit à des investissements annuels moyens de RTE environ 2,5 fois plus importants qu'en 2024, accompagnés bien sûr d'investissements comparables chez ENEDIS, soit environ 200 milliards pour une production supplémentaire d'EnRi de 130 TWh environ. Est-ce supportable ? Combien faudra-t-il ajouter pour la flexibilité ? Comment se comparent ces objectifs avec ceux faisant appel à plus de pilotables ? Ne sommes-nous pas déjà à un niveau d'EnRi raisonnable ?

C'est toute la technico-économie du mix qu'il faut optimiser.

Question C3, C4, C5, C6 et C7 – Programme d'équipements et de développement des compétences -

La croissance d'un facteur 3 environ des acquisitions d'équipements est peu réaliste dans une Europe dans laquelle la concurrence va être sévère compte-tenu des positions très dogmatiques de nombreux pays. RTE note bien l'aspect critique de certaines fournitures essentielles, mais aussi des moyens industriels et des compétences nécessaires pour y faire face.

La politique d'approvisionnement proposée est convenable, mais doit être réajustée pour un niveau réaliste d'engagements et d'approvisionnements. Un gain d'un facteur 1,5 à 2 serait déjà remarquable dans un délai aussi court.

Question C8 à C12 – Planification des infrastructures prioritaires et mutualisation des besoins – Vision d'ensemble

PNC-France considère que l'approche présente de l'intérêt mais relève des fragilités importantes, par exemple :

- Comment mieux répartir l'effort d'industrialisation sur le territoire ?
- Comment faire confiance à des documents régionaux, départementaux ou locaux qui ne faisaient qu'accompagner une LTECV et une SNBC hors sol, ou qui n'avaient d'autre objectif que la communication ?
- Comment gérer une autoconsommation qui va surdimensionner les réseaux locaux ?
- Quelle sont les institutions régionales en place, ayant les compétences nécessaires pour répondre à ces questions, et quel sera l'impact dans ces régions d'une ADEME largement subventionnée et porteuse d'une stratégie tout renouvelable ?

