



## Réponse de la CFE Énergies

### Bilan prévisionnel long terme « Futurs énergétiques 2050 »

Mars 2021

Dans un monde énergétique en pleine mutation, marqué par les incertitudes géopolitiques et la crise sanitaire, la CFE Énergies salue l'effort de prospective mené par RTE sur les futurs énergétiques possibles à l'horizon 2050 en associant diverses parties prenantes. En tant que seconde organisation syndicale représentative au sein des Industries Électriques et Gazières, la CFE Énergies souhaite apporter sa contribution à la consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios qui clôturent la première phase des travaux prospectifs de RTE, comme elle le fait régulièrement lors des consultations publiques du Gouvernement, de la CRE ou de la Commission européenne, et tout particulièrement celle relative, en 2019, à la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

\*\*\*

Pour la CFE Énergies, la sécurité énergétique doit plus que jamais rester une priorité à court et moyen terme pour le pays et le fort développement des énergies renouvelables intermittentes (EnRi) envisagé dans la plupart des scénarios constitue un changement de paradigme pour la sécurité d'approvisionnement électrique.

En effet, après l'été caniculaire de 2020 qui a mis le système électrique californien en tension, c'est à nouveau des États-Unis, ici le Texas soumis à une vague de froid exceptionnelle, que vient l'alerte : la résilience du système électrique, impératif vital pour l'économie et la société, est mise en danger par des événements climatiques de plus en plus extrêmes (comme des hivers subissant des descentes d'air polaire et des étés caniculaires) et ne doit pas être compromise par des choix aventureux. En outre, la Suède vient de vivre une crise électrique qui l'a obligée à importer de l'électricité très carbonée des pays voisins, ce qui y a relancé le débat sur la nécessité d'un mix électrique diversifié qui ne repose pas que sur les énergies renouvelables. Et même si la gestion de la pointe électrique hivernale ne constitue pas le cœur de ces travaux prospectifs de RTE à l'horizon 2050, la CFE Énergies n'en oublie pas l'importance et donc l'impératif d'un mix électrique diversifié.

Tous ces événements confortent dans la conviction que la priorité de toute politique énergétique, c'est d'assurer la sûreté et la résilience du système électrique, comme le laisse d'ailleurs entendre France Stratégie dans sa dernière étude sur la sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030, sortie fin janvier. Et par résilience, il faut à la fois entendre stabilité du réseau et sécurité des approvisionnements électriques, ce qui suppose aussi une planification adaptée des investissements dans les infrastructures électriques.

Dès lors, la CFE Énergies ne s'associe pas à ceux qui ont vu dans l'étude AIE-RTE rendue publique le 27 janvier 2021 « *un rapport qui fera date dans l'histoire* », voire « *un moment copernicien* », alors même que les conclusions de ce rapport sont très prudentes. Il ne faut en effet pas oublier que,

comme le décrit cette étude, le scénario à très forte intégration d'EnRi, s'il peut en théorie apparaître techniquement possible, repose sur la réalisation de très nombreuses conditions et de multiples paris qui sont tout sauf gagnés, qu'il s'agisse de ruptures technologiques, d'industrialisation ou d'acceptabilité sociétale, sans même parler des coûts ou de l'impact sur les prix de l'électricité.

Ce scénario repose ainsi sur quatre groupes de conditions essentielles dont l'atteinte simultanée reste très hypothétique : plus de 90 % des technologies nécessaires à un tel scénario sont actuellement au stade de la recherche et développement ou de démonstrateur et ne sont pas matures techniquement ou industriellement. Une telle évolution du mix électrique avec un fort pourcentage d'EnRi soulève tout autant de nombreuses questions sociales et environnementales qui justifient une analyse de risque approfondie sur l'ensemble des critères. Parce que la résilience du système électrique et donc la sécurité électrique des Français ne sauraient reposer sur de tels paris, cette évolution suscite de notre part les plus fortes réserves : mieux vaut privilégier un mix électrique qui repose sur des technologies matures et maîtrisées par l'industrie française.

\*\*\*

Au moment où des doutes s'expriment sur la capacité de la France à atteindre ses objectifs de réduction des gaz à effet de serre d'ici 2030 et où Météo France publie des projections climatiques alarmantes, la CFE Énergies est convaincue que le mix électrique à horizon 2050 doit être guidé par le souci de décarboner de manière massive, rapide et la plus sûre possible.

Plutôt que faire reposer le défi herculéen qu'est l'objectif de neutralité carbone en 2050 sur des ruptures technologiques et sociétales plus qu'incertaines menant à l'impasse, mieux vaut choisir un chemin qui maximise les chances de succès de la décarbonation, en faisant appel à un modèle de mix électrique robuste, qui a déjà fait ses preuves et qui limite risques et incertitudes. Il faut d'autant plus choisir l'option qui réduit les incertitudes que l'objectif de neutralité carbone en 2050 repose sur une électrification massive pour sortir des énergies très carbonées, et que les objectifs de réduction des gaz à effet de serre devraient se renforcer avec l'objectif européen de - 55 % d'ici 2030.

Puisque la faisabilité industrielle et économique d'une trajectoire de développement des EnRi bien plus ambitieuse que celle constatée par le passé est tout sauf garantie, sans même parler de l'acceptabilité des ouvrages et des paris que constituent des volumes élevés de flexibilité et de stockage sur l'ensemble des échelles temporelles, la CFE Énergies défend un mix électrique diversifié misant sur la complémentarité entre nucléaire, hydroélectricité et EnRi, comme le recommande l'Agence Internationale de l'Énergie. Il ne faut pas perdre de vue que l'objectif est bien d'augmenter en même temps les capacités EnR et nucléaires pour réussir une décarbonation qui repose sur une forte électrification. C'est d'ailleurs ce qui conduit le gouvernement néerlandais, condamné en 2019 pour insuffisance climatique, à envisager la relance du nucléaire, comme d'autres pays européens.

\*\*\*

Au-delà des priorités que sont la résilience électrique et la réussite de la décarbonation, la CFE Énergies considère que c'est aussi sur les éléments de coût économique global du système électrique (y compris celui de l'adaptation des réseaux), de dynamique industrielle bas carbone, d'emplois, d'acceptabilité sociétale et d'empreinte environnementale, via les bilans carbone et en matériaux, que doit se fonder la politique énergétique. C'est donc aussi sur ces aspects que les travaux de RTE doivent être conduits, tout en évitant toute forme de biais méthodologique :

- Il est ainsi indispensable de faire le bilan carbone des différents scénarii en tenant compte de l'analyse sur l'ensemble du cycle de vie, et ce pour toutes les composantes du système électrique (qu'il s'agisse de la recyclabilité des équipements ou du bilan carbone des importations d'équipements en intégrant les émissions liées au transport maritime et à la

production électrique carbonée nécessaire à la fabrication de ces équipements dans les pays tiers), mais aussi de procéder à l'analyse comparée des pertes de biodiversité dues à l'artificialisation des sols et autres dommages environnementaux, terrestres et marins.

- L'analyse des coûts doit être menée sur la base des coûts complets vus du système électrique. Au-delà des coûts de réseaux de transport et des coûts de capacités de production pour assurer l'équilibre offre-demande, il est essentiel de pleinement intégrer les coûts des réseaux de distribution comme ceux des capacités de stockage (dites de back up) et flexibilité sur les différentes échelles de temps (y compris et surtout pour la flexibilité saisonnière).
- L'analyse de RTE doit également porter sur l'enjeu de relocalisation des activités industrielles. En effet, selon le Conseil National de l'Industrie, la désindustrialisation qu'a connue la France depuis 40 ans fait peser un risque d'accroissement de l'empreinte carbone française : l'intensité carbone des produits importés est largement supérieure à celle des produits fabriqués en France (les produits manufacturés hors OCDE ont une intensité carbone plus de 3 fois supérieure à ceux fabriqués en France). Dès lors, produire en France et donc réussir la relocalisation industrielle est plus que vertueux au plan climatique. Pour y parvenir, la France doit préserver l'atout de son mix énergétique actuel, et en particulier électrique, qui est à la fois décarboné, fiable et compétitif. Car cette électricité décarbonée, compétitive et fiable, constitue le sang de toute économie vigoureuse.
- Pour la CFE Énergies, l'analyse de la dimension industrielle et sociale des scénarios du futur énergétique doit être menée de manière approfondie et constituer un critère majeur d'analyse et de criblage des scénarios à part entière. Si la transition énergétique doit mener à la création d'emplois durables et qualifiés, elle ne doit pas conduire à la destruction d'emplois tout aussi durables et qualifiés, intégrés dans un écosystème industriel complet, et dont les différents maillons de la chaîne de valeur sont situés sur tout le territoire ; cette question de l'emploi est une question centrale qui doit donc être prise en compte dans les différents scénarios. Le futur énergétique doit en effet aller de pair avec une industrie bas carbone « made in France » dotée d'une forte empreinte économique nationale, vecteur de compétences et porteuse d'emplois. La transition énergétique comporte ainsi un volet social de grande ampleur qui ne doit pas être laissé de côté dans la conduite de cet exercice de prospective. Comme l'indique le Conseil National de l'Industrie, le choix de mix électrique doit veiller au développement de l'emploi et de l'expertise en France dans les filières d'excellence française comme le nucléaire qu'il est essentiel de conforter... et ne pas trop faire la part belle à des technologies sur lesquelles la France n'a pas de leadership industriel.
- La CFE Énergies ne peut pas non plus rester indifférente aux implications sociétales des différents scénarios ; certains, plus que d'autres, sont susceptibles d'un très fort impact sur la vie quotidienne et sur l'environnement de nos concitoyens et sont de nature à susciter de très fortes résistances qui peuvent même en rendre impossible la réalisation. De plus, le système électrique dans son ensemble doit porter attention aux conflits d'usage potentiels et à l'attente des citoyens d'une emprise minimale sur les paysages terrestres et littoraux, en visant une forme de sobriété environnementale et minérale. Pour ne citer que deux exemples des limites de l'acceptabilité sociétale, les consommateurs sont-ils prêts à devoir adapter leur demande électrique aux contraintes de fonctionnement d'un système électrique à fort taux d'EnRi ? Sont-ils prêts à accepter la multiplication des ouvrages de réseaux induite par un système électrique à la géographie bouleversée, et pour autant nécessaires à son exploitabilité en toute sûreté ? Les difficultés allemandes à développer les ouvrages de réseau nécessaires à l'Energiewende sont là pour rappeler les difficultés et donc l'importance de mesurer l'acceptabilité sociétale des différents scénarios.

- Au-delà du problème d'encombrement massif des espaces et donc de sobriété environnementale, la CFE Énergies demande de pas oublier le risque politique majeur d'un abandon de souveraineté lié à une dépendance excessive aux importations de matières premières critiques et d'équipements. Une part trop importante de renouvelables conduirait en effet à la dépendance minérale, technologique et industrielle vis-à-vis notamment de la Chine qui a pris une longueur d'avance dans le domaine grâce à son marché intérieur, qui dispose des ressources minérales clefs et pour qui l'énergie est un terrain de conquête. En ces temps de débat européen sur l'autonomie stratégique poussé par la France malgré les réticences de certains de ses partenaires européens, le système électrique français sera d'autant plus souverain qu'il reposera sur des technologies souveraines. Cette question géopolitique de dépendance, de souveraineté et d'autonomie stratégique est d'autant plus importante que la Chine vient d'annoncer sa volonté de resserrer son contrôle sur les terres rares et de limiter l'exportation de ces métaux stratégiques pour les technologies EnRi. Importante mais aussi cohérente avec la vision gouvernementale puisque lors d'une session de travail commune avec son homologue allemand, le Ministre de l'Économie et des Finances a déclaré qu' « *il n'y a pas de souveraineté politique sans indépendance technologique* », considérant également qu'il fallait protéger les entreprises européennes des investissements directs étrangers, notamment chinois.
- De même, les implications en termes de sobriété énergétique des différents scénarios doivent être soigneusement pesées et explicitées. Si une utilisation plus rationnelle et plus efficace de l'énergie est souhaitable et indispensable, la sobriété doit être acceptée et acceptable ; elle ne constitue pas une fin en soi, surtout quand une énergie non carbonée, de surcroît pilotable, peut être disponible à un coût raisonnable, et elle ne doit pas faire obstacle à d'autres impératifs, comme la réindustrialisation ou la justice sociale. Dans un monde fini, le système électrique doit savoir faire preuve aussi d'une forme de sobriété, à savoir conserver ce qui vaut et innover sur ce qu'il faut, dans le domaine des infrastructures de production et de transport.
- Parce que les événements climatiques risquent d'être de plus en plus fréquents et de plus en plus extrêmes, il est indispensable que les analyses par RTE des scénarios ne se contentent pas de scénarii météorologiques médians mais prennent en compte les scénarii météorologiques extrêmes (c'est aux extrêmes que l'on mesure la résilience) comme ceux que Météo France vient de publier.
- En outre, l'analyse de la stabilité du réseau ne peut se contenter d'une approche nationale par nature globale mais doit pouvoir être menée au niveau régional pour tenir compte des disparités électriques régionales. La sûreté du système électrique doit en effet s'apprécier tant nationalement que régionalement, ne serait-ce qu'au regard de la distribution spatiale actuelle des moyens pilotables de production électrique.
- Au regard de la décision de la Belgique de sortir du nucléaire en comptant sur les importations pour assurer l'équilibre de son système électrique, il est essentiel de ne pas sous-estimer dans les modèles de consommation les volumes d'exportations. Une sous-estimation de ces exportations serait d'autant plus dommageable qu'elles contribuent à éviter que la balance commerciale énergétique de la France s'aggrave du fait du poids des importations fossiles dans l'équation énergétique globale de la France.

\*\*\*

Ce sont ces priorités que la CFE Énergies défendra dans la suite des travaux de RTE sur la vision 2050 pour définir le meilleur chemin, et donc le plus robuste, vers un mix électrique résilient, décarbonant et optimal tant au plan industriel, social, économique qu'environnemental... en ne perdant pas de vue le véritable impératif : décarboner et réduire la dépendance aux énergies fossiles, sans oublier les risques de dépendance technologique.

Pour la CFE Énergies, un mix contenant, aux côtés de l'hydroélectricité, une proportion raisonnée d'EnRi est en effet vraisemblablement un bien meilleur choix qu'un mix à part très prépondérante d'EnRi, puisque plus le taux d'EnRi dans le système électrique est élevé, plus il est difficile et coûteux de répondre aux problématiques techniques posées au système électrique. A contrario, un mix reposant sur un important socle nucléaire nous apparaît être connu et maîtrisé, il minimise donc les incertitudes : c'est celui qui permet de poursuivre et d'intensifier la décarbonation de l'économie et de la vie quotidienne des citoyens à un prix maîtrisé, en économisant les espaces naturels et les ressources minérales, tout en préservant la souveraineté énergétique du pays. Nul doute qu'il vaut mieux aussi, en matière de coût économique global, un renouvellement du parc nucléaire planifié sur 20 ans, utilisant les sites actuels des centrales et les sites industriels de l'amont et de l'aval de la filière, déjà existants, qu'un système électrique entièrement revisité avec de nouvelles technologies et de nouvelles implantations géographiques.

On ajoutera qu'il s'agit moins de définir un mix électrique idéal à horizon 2050 (surtout que ce mix se doit d'évoluer en fonction de la réalité des avancées techniques, de l'évolution de la croissance de la consommation finale d'électricité et de la réalité de l'évolution des mix électriques de nos voisins européens) que d'éclairer le meilleur chemin à suivre à partir de la situation actuelle : par exemple, entre un réseau complètement restructuré du fait d'une géographie des moyens de production totalement différente (y compris par sa densité) et un réseau qui s'appuie sur l'architecture existante (amortie et qui a démontré son efficience à fournir à toutes les zones géographiques un service de qualité), le différentiel de coût est énorme.

Par conséquent, la CFE Énergies considère que si la complémentarité entre nucléaire et énergies renouvelables doit devenir un objectif, comme l'envisage la PPE, cette complémentarité est tout aussi essentielle à horizon 2050... réduisant d'autant la pertinence des scénarii déséquilibrés caractérisés par une forte prépondérance des EnRi, et encore plus le scénario M0. Pour autant, nous soutenons l'étude du scénario M0 car plus la part d'EnRi est importante, plus les incertitudes augmentent et les coûts s'envolent. Il est donc indispensable d'explicitier l'écart entre un scénario à forte intégration d'EnRi et un scénario avec 100 % EnR, ce afin d'éviter toute extrapolation hasardeuse que ne manqueront pas de faire certains acteurs militants.

\*\*\*

Au-delà de la question du mix, la CFE Énergies rappelle que l'objectif premier n'est pas la sobriété, mais plutôt la réponse au défi climatique qui suppose une forte réduction des émissions de carbone à l'échelle mondiale. La modestie, pour ne pas dire moins, des progrès effectivement constatés en ce domaine contrastant avec l'ambition toujours croissante des objectifs proclamés laisse en effet craindre un échec significatif. Considérant les objectifs climatiques déjà très ambitieux que la France va devoir respecter à l'horizon 2030 (40 % et qui pourraient être relevés), il est impossible et inacceptable de se passer d'énergies pilotables bas carbone économiques et éprouvées, comme le nucléaire ou l'hydraulique, et seules les trajectoires raisonnables doivent être retenues.

Nous sommes convaincus, comme l'Agence Internationale de l'Énergie, que le mix électrique résilient et optimal comme le chemin le plus robuste et le plus économique vers la neutralité carbone reposent sur la prolongation de capacités pilotables, bas carbone et amorties de production d'électricité que sont les réacteurs existants, nous soutenons donc sans réserve l'introduction du scénario N0.



Ce scénario est d'autant plus pertinent que l'ASN vient de valider le principe d'un allongement à 50 ans des réacteurs existants de 900 MW et qu'on ne saurait exclure a priori une prolongation des réacteurs existants au-delà de 60 ans, comme d'autres pays l'ont d'ores et déjà annoncé sur des réacteurs de conception proche de celle des réacteurs français (sur des horizons allant déjà jusqu'à 80 ans pour certains réacteurs). La pérennisation du parc nucléaire actuel doit donc être au cœur des scénarii étudiés par RTE, comme le demandait la CFE Énergies dans sa contribution au dernier débat public sur la programmation pluriannuelle de l'énergie. Dans un pays aussi endetté que le nôtre, elle ne peut être ignorée.

Nous demandons également l'ajout d'un neuvième scénario Ns visant à pérenniser le parc actuel et à relancer progressivement la construction de nouvelles capacités nucléaires dans l'objectif d'une utilisation large de l'électricité décarbonée, reposant donc à la fois sur le rythme de construction de nouvelles capacités nucléaires envisagé dans le scénario N3 mais aussi le rythme de déclassement du parc nucléaire existant envisagé dans le scénario N0.

L'étude de ce nouveau scénario est d'autant plus pertinente que la trajectoire de consommation d'électricité à horizon 2050 a de fortes chances d'être supérieure à celle envisagée dans les travaux de RTE, eu égard à l'impératif d'électrification des usages énergétiques pour réussir la décarbonation, à l'impact croissant du numérique sur la demande d'électricité (comme l'indique le Haut Comité pour le Climat dans son dernier rapport sur le numérique et la 5G), ne serait-ce qu'au regard de l'explosion de la consommation électrique des data centers attendue d'ici 2030, à une sobriété énergétique qui ne rime pas avec, loin s'en faut, sobriété électrique, et à la décarbonation des transports et de l'industrie qui recourra à une production massive d'hydrogène bas carbone produite à partir d'électricité décarbonée.

En effet, une trajectoire de consommation électrique timorée et largement minorée pourrait s'avérer irréaliste car assise sur des objectifs de sobriété inaccessibles (ne reposant sur aucune stratégie concrète) et socialement inacceptables (car induisant une décroissance économique majeure). En outre, les incertitudes sur la décarbonation des autres secteurs que celui de la production d'électricité (bâtiment, industrie, transports...) doivent conduire à renforcer le rôle de l'électrification des usages dans cette décarbonation globale et donc à une augmentation progressive de la consommation d'électricité. Dès lors, il convient de différencier clairement les objectifs de sobriété énergétique des hypothèses de sobriété électrique, sans oublier que les gains futurs d'efficacité énergétique pourraient être plus durs à obtenir que les gains passés.

Par conséquent, au regard des incertitudes qui pourraient encore aggraver la situation climatique, et afin d'éclairer un futur énergétique soutenable pour les consommateurs, l'économie et l'industrie française, la CFE Énergies propose que soit envisagée une consommation électrique annuelle révisée à hauteur de 700 - 750 TWh, justifiant d'autant ce scénario Ns.

L'étude du scénario Ns est d'autant plus justifiée que RTE souhaite étudier un scénario M0 dont la faisabilité industrielle et économique comme l'acceptabilité sociale peuvent apparaître comme inaccessibles. Si la question de la capacité industrielle à concrétiser un scénario à fort développement de nouvelles capacités nucléaires est posée pour justifier un nouveau scénario N0, cette même faisabilité industrielle d'un développement massif de nouvelles capacités EnRi doit être tout autant questionnée, au regard notamment de la réalité de ces dix dernières années. Dès lors, le scénario Ns a autant, sinon plus, de légitimité à être étudié que le scénario M0.

Enfin, les risques que le déploiement des EnRi ne s'intensifie pas en restant durablement équivalent à celui observé sur la dernière décennie, comme les incertitudes relatives au développement des technologies de stockage sur les différents échelons temporels, doivent d'autant plus conduire à instruire ce scénario Ns, ce qui devrait conduire à une part de nucléaire dans le mix électrique en 2050 supérieur à 50 %. Aller au-delà de 50 % est d'autant plus envisageable, que ce niveau de 50 % qui est issu de la loi LTECV ne repose sur aucune justification objective ou approche rationnelle.

En conclusion, la consultation publique est une réelle opportunité pour les différentes parties prenantes de faire émerger un futur partagé. Elle doit être l'occasion de proposer une exploration plus large, sans tabous ni autocensure des scénarios possibles et désirables.

Il faut surtout garder à l'esprit que ces travaux de RTE ont pour principal objectif d'éclairer la puissance publique sur le meilleur chemin à prendre pour atteindre la neutralité carbone, préserver la souveraineté énergétique du pays et assurer la résilience du système électrique. Il s'agit davantage d'éclairer les prochaines décisions à prendre pour engager la France sur ce meilleur chemin, que de décrire précisément le mix électrique 2050 et la trajectoire des 30 prochaines années, au regard notamment des incertitudes et des paris qui ne se révéleront que dans 10 voire 20 ans. Il faudra bien évidemment prévoir des clauses de revoyure pour éclairer les étapes que constitueront les décisions à prendre après 2030.

Pour y parvenir, il faudra également que les conséquences économiques, sociales et sociétales des différents scénarios ou hypothèses soient précisément étudiées et clairement explicitées en termes concrets et compréhensibles par tous. C'est le sens de l'engagement de la CFE Énergies dans ces travaux.

### **Question 1 – cadrage général de l'étude « futurs énergétiques 2050 »**

La CFE Énergies salue le travail de prospective réalisé qui vise à projeter à l'horizon 2050 les futurs énergétiques possibles dans la perspective du développement des énergies renouvelables et n'a pas de remarques sur le cadrage de l'étude. L'urgence climatique et l'impératif de neutralité carbone vers 2050 constituent bien l'objectif principal des scénarios étudiés. L'impact industriel et social mériterait de faire partie des critères d'analyse et de criblage des scénarios.

### **Question 2 – cadrage démographique et macro-économique**

La production EnR étant installée là où elle est le plus productive, ce scénario apparaît plus rationnel sur le plan économique. En revanche, les concentrations et densité d'occupation importantes pourraient devenir insupportables pour les citoyens et susciter de fortes oppositions, qui risquent de rendre sa réalisation impossible. L'exemple de l'Energiewende est à ce titre éclairant. Dans des conditions de manque durable de vent, le risque de production insuffisante et donc de rupture d'alimentation électrique est maximal dans ce scénario.

### **Question 3 – analyses sur les perspectives de relocalisation de l'industrie**

La crise sanitaire a mis en exergue l'extrême dépendance des chaînes françaises d'approvisionnement aux échanges internationaux, ce qui rend nécessaire de défendre à nouveau la souveraineté économique et industrielle de la France. Ceci suppose un effort massif de relocalisation industrielle. La variante prenant en compte l'empreinte globale du pays et la relocalisation des secteurs a un impact positif sur les émissions de CO<sub>2</sub>. La France est internationalement reconnue pour la qualité de son électricité dont les prix sont parmi les plus bas et la filière électronucléaire, facteur de souveraineté, présente des atouts certains dans cette perspective.

### **Question 4 – trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité**

L'impératif climatique impose de concentrer les efforts sur les secteurs les plus émetteurs de gaz à effet de serre sans perdre de vue l'essentiel qui est de disposer de l'électricité la moins carbonée possible en utilisant au mieux les atouts d'un mix énergétique nucléaire et renouvelable. Il importe de ne pas faire de la limitation de l'usage de l'électricité une fin en soi, quel qu'en soit le coût, ni sans tenir compte du rôle de l'électricité comme moteur de l'économie. Limiter la disponibilité d'énergie pour le pays exposerait à un risque de décroissance de l'économie, voire de nouvelles délocalisations, ou pourrait brider les efforts de relance avec des conséquences économiques et sociales que le pays ne saurait se permettre.

Les hypothèses de consommation finales qui sont celles de la SNBC sont sans doute trop restrictives, notamment en ce qui concerne le chauffage et les transports. Il faut aussi prévoir une production d'hydrogène « propre » et donc bas carbone à une échelle suffisante, reposant sur les atouts du mix énergétique électrique décarboné - nucléaire, hydraulique et EnR -, production indispensable au stockage de l'énergie et au soutien du réseau et plus largement au succès d'une stratégie hydrogène française.

La CFE Énergies est convaincue de l'importance de disposer de marges de sécurité en allant au-delà des 630 TWh de la SNBC pour aller vers 700-750 TWh, ce qui est cohérent avec le scénario hydrogène+ - et d'examiner précisément la trajectoire à l'horizon 2030/2035 du point de vue de la consommation, de la production et des émissions au regard de la disparition de 11 GW d'électricité décarbonée liée à la fermeture anticipée des 12 réacteurs prévue d'ici 2035.



### **Question 5 – cadrage global des 8 scénarios d'étude**

La CFE Énergies salue l'ajout des scénarios M0 et N0 qui permettent avec les 6 autres scénarios d'envisager différentes options. Cependant, l'intérêt de M0 pourrait s'avérer purement théorique, compte tenu des improbabilités technologiques.

Le dernier rapport de France Stratégie alerte en effet sur les conséquences sur la résilience des systèmes électriques européens du déclassement des moyens pilotables de production électrique dans de nombreux pays d'ici 2030, France et Allemagne en tête. Le risque important sur la sécurité du système électrique associé à la trajectoire de déclassement du nucléaire et la fermeture prématurée de 12 réacteurs en plus des deux réacteurs de Fessenheim d'ici 2035 rend nécessaire l'étude d'une variante prenant en compte ce risque.

Au regard des enjeux climatiques et des incertitudes qui pourraient encore aggraver la situation, et afin d'éclairer un futur énergétique soutenable pour les consommateurs, l'économie et l'industrie française, la CFE Énergies propose que soit envisagé sur la base d'une consommation annuelle révisée à hauteur de 700-750 TWh un scénario basé sur les énergies pilotables bas carbone via la prolongation des actifs de production électronucléaires au-delà de 60 ans et la relance de la construction de nouveaux réacteurs (cf. infra).

La description de manière concrète de chacun des scénarios sous l'angle technique - en précisant la maturité technologique des solutions envisagées -, ainsi que sous l'angle industriel, économique et sociétal serait bienvenue.

### **Question 6 – scénario M1 : répartition diffuse d'EnR sur le territoire**

Le scénario M1 paraît peu vraisemblable compte tenu de l'importance accordée au solaire. Dans son rapport de 2020 « le PV choix technologique, enjeu matière et opportunité industrielle », l'ADEME constate que pour atteindre seulement les objectifs de la PPE il faudrait installer 25 000 modules par jour, ce qui, pour un photovoltaïque au sol, reviendrait à 6 terrains de football par jour. Par ailleurs, ce scénario s'accompagnerait d'une forte dépendance à des fournisseurs extérieurs et à des risques géostratégiques importants concernant le silicium, l'argent, le cadmium, le plomb, le cuivre. Toujours dans ce rapport, l'ADEME constate que le PV ne permettra pas d'améliorer substantiellement le bilan carbone de la production d'électricité...

Le photovoltaïque sur bâtiment constitue une solution qui pourrait s'avérer coûteuse, s'agissant d'une activité et d'installations de type largement artisanales ; il y a peu de gains de coût à attendre dans ce domaine par l'absence d'effet d'échelle lié à un marché morcelé. Par ailleurs des questions techniques (durée du stockage) et économiques se posent en ce qui concerne les batteries.

### **Question 7 – scénario M2 : bouquet économique d'EnR**

La production EnR étant installée là où elle est le plus productive, ce scénario apparaît plus rationnel sur le plan économique. En revanche, les concentrations et densité d'occupation importantes pourraient devenir insupportables pour les citoyens et susciter de fortes oppositions, qui risquent de rendre sa réalisation impossible. L'exemple de l'Energiewende est éclairant.

Dans des conditions de manque durable de vent, le risque de production insuffisante et donc de rupture d'alimentation électrique est maximal dans ce scénario.

### **Question 8 – scénario M3 : énergies marines renforcées**

Ce scénario semble ignorer que la problématique de l'éolien offshore est très différente sur le littoral français en comparaison de la Mer du Nord. Les fonds marins y sont moins propices que

les fonds sableux et plats de la Mer de Nord à l'éolien maritime posé, ce qui conduira soit à des installations plus proches du littoral et difficilement acceptables, soit à une proportion importante d'éolien flottant beaucoup moins mature technologiquement et beaucoup plus cher que l'éolien posé. Par ailleurs les conflits d'usage (pêche, transport maritime, tourisme littoral...) déjà très prégnants sont exacerbés.

#### **Question 9 – scénario M0 : 100% EnR en 2050**

Ce scénario apparaît comme purement hypothétique, comme le démontre l'étude conjointe RTE-IAE sur la faisabilité technique d'une proportion élevée d'EnRi. 90 % des technologies nécessaires (stockage massif, pilotage de la demande, nouveau type de réserve tournante) sont au stade du laboratoire ou de la recherche et ne sont absolument pas matures. En outre, les quatre conditions strictes et cumulatives identifiées n'ont aucune chance d'être réunies dans un avenir prévisible.

Par ailleurs, le déclassement total du nucléaire et son remplacement par des énergies diffuses et intermittentes posent de redoutables problèmes de développement du réseau, aussi bien techniques qu'économiques (à l'instar des difficultés de l'Energiewende dans la poursuite du programme éolien et le développement du réseau).

Enfin, une transition aussi brutale aurait des conséquences redoutables sur la troisième filière industrielle du pays, le nucléaire, une filière de haute technologie maîtrisant l'ensemble de la chaîne de valeur, implantée à l'international tout en ayant une base industrielle locale et une main d'œuvre hautement qualifiée. Ses activités ayant un effet d'entraînement important sur le reste de l'économie, des répercussions sociales majeures (destruction massive d'emplois et d'un écosystème industriel) seraient à prévoir avec ce scénario M. De plus la France se priverait d'un réel outil de souveraineté.

#### **Question 10 – scénario N1 : EnR et nouveau nucléaire 1**

Dans ce scénario, la part des énergies renouvelables intermittentes reste importante (190 GW) ce qui soulève les mêmes difficultés que les scénarios M concernant le rythme de développement, le coût économique, les risques d'instabilité du réseau ainsi que l'acceptabilité sociétale.

Par ailleurs, le rythme de construction de nouvelles capacités nucléaires pourrait s'avérer insuffisant pour maintenir une filière industrielle compétente et efficace. Le retour d'expérience du parc construit dans les années 70-80 suggère une durée optimale de 1,5 ans entre la mise en chantier de deux réacteurs.

Enfin, l'utilisation prépondérante du parc nucléaire en suivi de charge est loin de constituer un optimum technique, industriel et économique.

#### **Question 11 – scénario N2 : EnR et nouveau nucléaire 2**

Le rythme soutenu de construction du nouveau nucléaire dans ce scénario suppose d'assurer une rapide montée en puissance des effectifs et des compétences nécessaires. Un avantage clair est l'utilisation extensive de sites existants qui facilitera l'acceptabilité et minimisera les exigences d'adaptation du réseau et leur coût.

Par ailleurs, certaines technologies différentes de refroidissement permettraient de renforcer la faisabilité de ce scénario en répondant aux inquiétudes concernant la résilience climatique. Un recours simultané à l'allongement de la durée de vie des réacteurs existants permettra d'alléger les contraintes sur le rythme de déploiement.

### Question 12 – scénario N3 : 50 % de nucléaire

Ce scénario n'est qu'un des scénarii, mais pas le plus performant, avec 50 % de nucléaire car il suppose une forte et rapide réduction des moyens nucléaires existants d'ici 2035, alors que l'ensemble des organisations internationales traitant des questions énergétiques considèrent que la prolongation des réacteurs existants est la solution la plus efficace et la plus économique pour assurer le succès dans la lutte contre le réchauffement climatique dans les décennies à venir. Corrélativement, il impose un défi technique inutilement compliqué en obligeant simultanément à un rythme élevé de construction du nouveau nucléaire et à la mobilisation de moyens humains, matériels et humains pour mener à bien en parallèle des chantiers de déconstruction non immédiatement justifiés.

Il poserait de redoutables problèmes d'emploi, multipliant par autant de fermetures de réacteurs la délicate situation sociale et territoriale observée à Fessenheim.

### Question 13 – scénario N0 : 50 % de nucléaire avec déclasséement progressif

Ce scénario apparaît comme le plus réaliste techniquement et économiquement le plus efficace, pour plusieurs raisons, et il pourrait encore être amélioré en poursuivant sa logique plus loin :

- La prolongation de l'exploitation des réacteurs du parc existant à 60 ans, sous réserve de l'accord de l'ASN ne saurait être exclue, au regard du retour d'expérience des réacteurs américains de même technologie. Elle constitue la solution la plus efficace et la plus économique pour répondre au défi climatique. Ses avantages pourraient encore être accrus par une prolongation supérieure à 60 ans, sachant que certains réacteurs américains de même type ont été prolongés jusqu'à 80 ans, et en n'arrêtant aucun autre réacteur d'ici 2035 (et en tout cas bien moins que ce qui est aujourd'hui prévu dans la PPE), toujours sous réserve de l'accord de l'ASN. Cela apparaît d'autant plus réaliste que les mises à niveau en cours sur le parc (grand carénage) les amènent à un niveau de sécurité proche de celui des réacteurs de la Génération 3.
- Elle sécurise les marges du réseau d'ici 2035 ce qui est d'autant plus important face à la diminution annoncée de la capacité pilotable dans plusieurs pays européens.
- Elle permet de lisser les investissements réseaux sur une durée plus importante de par le maintien d'une « ossature » actuelle et pertinente de transport de l'électricité sur de grandes distances.

En terme industriel, ce scénario donne de la souplesse et de la continuité à la fois dans le nouveau nucléaire, dans l'éolien et le PV grâce à un rythme de construction plus régulier, et permet de gérer les incertitudes pesant sur le rythme réel de développement des EnRi ; en particulier, pour le nouveau nucléaire, il permet une montée en puissance plus progressive de la filière.

L'effet parc dû à un nombre élevé de réacteurs permet de mieux assurer la manœuvrabilité individuelle des réacteurs et, par conséquent, la contribution du nucléaire à la flexibilité globale.

### Question 14 – répartition géographique des moyens de production

Un pourcentage important de nucléaire permet de limiter l'impact territorial d'autant que des études d'EDF des années 90 - à actualiser - concluaient que les capacités d'accueil des sites existants étaient suffisantes. Cette répartition géographique revêt également un enjeu majeur pour le développement du réseau de transport et de distribution selon les différents scénarii étudiés. Il convient également de prendre en compte la soutenabilité par la collectivité des développements nécessaires suivant chaque scénario.

### Question 15 – analyse des effets du climat sur le système

Il manque une analyse des impacts potentiels de conditions extrêmes de vents et de températures, notamment sur la production éolienne, en particulier en tirant l'expérience des événements récents au Texas et dans des pays européens voisins, d'autant que les climatologues prévoient que ces épisodes extrêmes risquent de devenir plus intenses.

Par ailleurs, certains exemples étrangers comme Phoenix ou l'Arizona montrent que des centrales nucléaires peuvent adopter des techniques de refroidissement nécessitant peu ou pas d'eau fluviale.

### Question 16 – flexibilité

Les variations de production éolien et photovoltaïque au cours de la semaine peuvent amener des besoins de flexibilité importants que la contribution des batteries des véhicules électriques mobilisables, à l'échelon infra-journalier, ne peut a priori satisfaire. Ce problème mérite d'être approfondi.

Par ailleurs des flexibilités trop importantes ou trop fréquentes risquent d'acter la fin d'une certaine conception du service public en ce qui concerne la continuité du service et entraîner une augmentation de la précarité énergétique, la continuité du service étant réservée à ceux qui peuvent se la payer, réduisant d'autant l'acceptabilité sociétale de tels scénarii.

Enfin, se pose la question de l'interruptibilité de certains utilisateurs (essentiellement industriels) au regard du coût de ces opérations pour la collectivité (car retranscrits dans les prix de vente de la fourniture) et de la désoptimisation d'activité que cela crée au-delà de l'effet d'aubaine éventuel pour ceux qui acceptent ces offres.

### Question 17 – hydrogène et interactions entre l'électricité et les autres vecteurs

La forte quantité d'hydrogène dans le scénario hydrogène + (120TWh) pose question quant à la quantité d'électricité décarbonée à y consacrer compte tenu du faible rendement de conversion d'électricité en H<sub>2</sub>.

### Question 18 – hypothèses sur le mix européen

La baisse simultanée des capacités pilotables de production électrique dans tous les pays européens, qui devrait en principe être compensée par un recours accru aux interconnexions, pose un réel problème de stabilité du réseau (cf. note de France Stratégie « *quelle sécurité d'approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030* » de janvier 2021). Par ailleurs, le recours au gaz pour la production électrique, s'il est accru, ne serait pas sans poser de questions car il concernerait soit du gaz fossile qu'il faudrait compenser pour tenir les objectifs climatiques, soit du biométhane dont les volumes disponibles pour la production d'électricité sont limités eu égard aux autres usages du gaz qu'il faut verdir.

Le maintien d'une part raisonnable d'énergies pilotables à la maille européenne doit donc guider les décisions afin de ne pas créer au final plus de désordres que d'avantages escomptés.

### Question 19 - cadrage des analyses techniques

L'analyse de l'étude RTE-AIE met en avant quatre ensemble de condition techniques strictes qui posent des défis techniques énormes et sont très loin d'une validation sur des grands réseaux.

Ainsi l'AIE estime que plus de 90 % des technologies nécessaires (ex. stockage massif, pilotage de la demande, réserve tournante synthétique...) ne sont qu'au stade de la R&D et ne sont pas matures industriellement. En particulier le pilotage d'un réseau via l'électronique de puissance se

heurte à de réelles incertitudes et, comme l'a démontré l'ADEME, risque d'induire de fortes dépendances externes.

### **Question 20 – cadrage de l'analyse sociétale**

La sobriété est un point clé qui nécessitera une explicitation précise par RTE des mesures nécessaires. Il faudra veiller à ce qu'il s'agisse d'une sobriété acceptable et acceptée et non pas contrainte ; de même pour la flexibilité. Le but est la décarbonation et la sobriété n'est pas une fin en soi. Elle suscitera d'autant plus de résistance que l'on n'utilise pas toutes les possibilités de produire de l'énergie décarbonée ou que l'on limite arbitrairement certaines possibilités.

L'extension des réseaux pose de réels problèmes d'acceptabilité. En Allemagne, sur 3600 km de développements supplémentaires de réseaux prévus en 2015, seuls 17 % étaient réalisés en 2019 ; or l'Energiewende complète exigerait 11 000 km. La seule réponse trouvée a été la modification de la loi pour limiter les recours des riverains.

De même, les oppositions qui se sont faites jour sur les derniers projets de développement et de renforcement des lignes THT (comme l'évacuation de Fla3 ou la ligne Avelin-Gavrelle) ou sur le parc éolien de Saint-Brieuc démontrent que l'acceptabilité sociétale de nouvelles infrastructures électriques ne s'améliore pas, au contraire.

Il faut donc privilégier les énergies à moindre impact spatial et utilisant au maximum les infrastructures réseaux ou de production existantes.

### **Question 21 – cadrage de l'analyse environnementale**

La consommation des ressources minérales doit prendre en compte des considérations géostratégiques et d'externalité négatives, en particulier environnementales, dans les pays sources.

Les études d'impact sur l'emprise au sol doivent elles aussi prendre en compte l'impact sur les paysages et la biodiversité, à l'instar de la dernière décision de justice sur un parc éolien de l'Hérault rappelant l'interdiction de destruction d'espèces protégées édictée par le code de l'environnement. Elles doivent être étendues au cas de l'éolien offshore posé ou flottant que ce soit en termes de perturbation des activités existantes (pêche, tourisme littoral...) ou simplement de dégradation de l'environnement et de la qualité de vie. Il ne faudrait pas en effet que des populations soient conduites à désertifier certains territoires en raison de nuisances nouvelles ou de perte d'attractivité globale.

Il serait dès lors intéressant de tirer les enseignements des fortes oppositions aux projets d'implantation offshore à St-Brieuc, Dunkerque et Bretagne-Sud ainsi que de l'impact observé sur la pêche aux Pays-Bas, en Belgique et en Grande-Bretagne.

### **Question 22 – cadrage et hypothèses pour l'analyse économique**

Anticiper des coûts à l'horizon 2050 est un exercice extrêmement incertain et qui se prête à beaucoup de biais. On notera que les évolutions des coûts éoliens et PV vont systématiquement dans le sens de la baisse ; or il existe des facteurs extrêmement importants agissant en sens inverse et qui ont, semble-t-il, été négligés, notamment les problèmes de disponibilité et de renchérissement des terres rares et même de matériaux plus communs comme le cuivre et l'aluminium, tout simplement parce que (1) leur demande sera très fortement croissante et (2) parce que les exigences environnementales concernant leur extraction augmenteront.

Plus particulièrement pour le PV, si les coûts du PV au sol peuvent baisser, il est peu probable que ce soit aussi le cas pour le PV résidentiel qui relève de l'artisanat.

Sur les taux d'actualisation, il faut souligner l'extrême sensibilité aux taux d'actualisation qui dépendent fortement de politiques et de garanties étatiques. Ce facteur est particulièrement important pour les énergies à forte intensité capitalistique comme le nucléaire ou l'hydraulique pour lesquels une visibilité et une stabilité apportées par l'Etat peuvent justifier des taux de l'ordre de 3 %.

Comme le précise RTE, les externalités ne sont pas intégrées dans le chiffrage économique des scénarios ce qui ne permet pas d'en appréhender le coût global pour la collectivité et rend donc extrêmement difficile l'évaluation des scénarios par l'opinion publique et les politiques. En particulier, la multiplicité et l'ampleur des dispositifs d'aides en faveur des énergies renouvelables intermittentes devraient être clairement affichées d'autant que leur acceptabilité risque de diminuer avec leur venue à maturité et faire l'objet de décisions politiques les remettant en cause.

En particulier, les externalités négatives comme les coûts sociaux et économiques, le poids sur la balance commerciale de la sortie du nucléaire (certaines entreprises de cette filière réalisent plus de 50 % de leurs chiffres d'affaires à l'étranger) n'ont pas été abordées.

Au-delà des différences de coûts d'investissement, une forte proportion d'EnRi pose la question centrale de la régulation des mécanismes de marché (dont les épisodes de prix négatifs constituent l'une des conséquences les plus marquantes, mais pas la seule). Ce problème général du cadre économique n'est pas abordé, alors qu'il diffère beaucoup selon les scénarios envisagés, et qu'on ne voit pas ressortir l'importance des technologies, nucléaire en tête, apte à contribuer significativement à la stabilisation du marché de l'électricité. Il n'est qu'à voir au Texas les conséquences d'un marché de l'électricité libéralisé à l'excès et particulièrement instable sur les factures des consommateurs pour mesurer l'importance de cette stabilité du marché.