

Consultation publique RTE sur le cadrage et les hypothèses du Bilan prévisionnel à l'horizon 2050

Récapitulatif des questions et réponses

Avant de répondre aux questions de la consultation, la qualité du travail de fond entrepris par les équipes de RTE, sur des sujets complexes et très largement pluridisciplinaires mérite d'être soulignée. Il apparaît néanmoins que des étapes intermédiaires à l'horizon 2030-2035 apparaissent comme cruciales pour la plupart des scénarios, tout particulièrement en termes de sécurité d'alimentation. Ces étapes seront-elles également étudiées en profondeur ?

***Question 1** – cadrage général de l'étude des « futurs énergétiques 2050 » du Bilan prévisionnel → Etes-vous d'accord avec le cadrage global de l'étude ? Partagez-vous les grandes questions auxquelles les scénarios et analyses doivent apporter des éléments de réponse ?*

Réponse : globalement, oui.

***Question 2** – cadrage démographique et macro-économique → Partagez-vous le cadrage démographique et macro-économique proposé pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel ? Si non, quelles hypothèses alternatives proposez-vous ? → Selon vous, quelles variantes sur le cadrage macro-économique devraient être étudiées en priorité et sur quelles hypothèses celles-ci devraient-elles être fondées ?*

Réponse : le cadrage démographique, conforme aux prévisions de l'INSEE, n'appelle pas de remarques. Par contre, il paraît surprenant que la réindustrialisation-relocalisation de l'industrie en France, qui sont en fait deux évolutions fortement liées, ne fasse pas partie de la trajectoire de base, **alors que la crise sanitaire actuelle a conduit à la prise de conscience de la nécessité d'une telle réindustrialisation-relocalisation**, notamment mais pas seulement, en termes d'indépendance nationale.

***Question 3** – analyses sur les perspectives de relocalisation de l'industrie → Confirmez-vous l'intérêt de disposer d'une analyse de scénarios de relocalisation de l'industrie en France ? Partagez-vous le cadrage des deux variantes de relocalisation proposées par RTE ? → Souhaitez-vous partager avec RTE des données ou analyses permettant d'affiner la construction des trajectoires (ex. : études chiffrées sur les secteurs d'activités ou sur l'impact énergétique et climatique de certaines activités délocalisées, etc.) ?*

Réponse : une analyse approfondie des perspectives de relocalisation de l'industrie est effectivement une démarche stratégique extrêmement utile pour le pays et l'analyse des deux variantes est pertinente, sachant qu'en tout état de cause, d'un point de vue climatique, l'impact sur les émissions de CO₂ sera positif dans ces deux variantes, **la France ayant de très fortes chances d'avoir une électricité toujours moins carbonée que celle des pays à partir desquels elle importe des biens.**

***Question 4** – trajectoires d'évolution de la consommation d'électricité → Partagez-vous le cadrage présenté pour les projections d'évolution de la consommation ? → Selon vous, quelles sont les tendances et orientations de la SNBC les plus structurantes à prendre en compte pour les projections de consommation d'électricité ? → Selon vous, quelles sont les variantes à étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel ? → Avez-vous des données à communiquer à RTE pour préciser les trajectoires de consommation (scénario de référence et variantes) ?*

Réponse : ce sujet d'une très grande complexité est évidemment stratégique pour plusieurs raisons :

1 - D'abord, il ne faut pas se tromper d'objectif : l'essentiel est de disposer d'une électricité la moins carbonée possible, ce que permet un mix nucléaire + renouvelables, **pas de limiter l'usage de l'électricité à tout prix**. D'autant moins qu'elle est appelée à représenter sensiblement plus de 50 % de l'énergie finale en France en 2050, ce qui est considérable, en se substituant à un maximum d'énergies fossiles. Et qu'elle devrait, selon l'AIE, représenter 70 à 80 % de l'énergie finale à la fin du siècle.

2 - En effet, **limiter l'usage de l'électricité reviendrait dans ces conditions à limiter la disponibilité d'énergie tout court pour le pays**. Cela permettrait certes de faire quelques économies dans le secteur électrique lui-même, mais contraindrait fortement tout le reste de l'économie et donc sa croissance, à une échelle de coût bien supérieure aux économies faites dans le secteur électrique, le PIB dépendant étroitement de l'énergie disponible. En un mot, **un risque de sevrage en électricité entraînerait une décroissance de l'économie avec des conséquences sociales majeures, inacceptables de façon certaine pour les citoyens**. Peut-on prendre un tel risque ?

3 - Les objectifs d'efficacité énergétique et de sobriété seront difficiles voire très difficiles à atteindre, comme le montre bien l'expérience actuelle, avec ses cibles manquées, ses effets rebonds, etc. alors qu'on n'est pas encore réellement entré dans le dur de ces sujets et que **l'effort sera immense ou plutôt herculéen comme l'a qualifié le Président exécutif de l'AIE**. Et ce ne sont pas les objectifs totalement irréalistes arrêtés au niveau européen pour 2030, avec une multiplication par 5 du rythme de réduction des émissions de GES par rapport au passé récent qui résoudront la question. Un tel effort ne se décrète pas mais se prépare et se met en œuvre de façon rationnelle avec l'indispensable acceptation sociétale des citoyens et le courage politique des dirigeants. Faute de quoi les objectifs systématiquement manqueront leurs cibles,

4 - Dans le domaine de l'industrie, il ne serait pas acceptable que la réindustrialisation quelle qu'en soit l'origine (relocalisation ou redéveloppement interne) **soit bridée par le manque d'électricité**, comme cela se passe dans les pays en développement. Car elle passera par **la robotisation et la numérisation massive des processus** qui augmenteront les consommations d'électricité,

5 - Dans le domaine de l'habitat, le risque existe que les **prévisions de l'usage des bioénergies** (bois énergie et autres) ne soient pas au rendez-vous pour des raisons notamment **d'insuffisance de la ressource**. La seule autre solution décarbonée serait alors un recours accru à l'électricité, essentiellement via les pompes à chaleur,

6 - Dans le domaine de la mobilité, **un usage plus important que prévu de l'hydrogène en remplacement de l'électrification** (pour les transports lourds notamment) accroîtrait significativement la consommation d'électricité eu égard au rendement de conversion électricité → hydrogène.

7 - De plus, toujours concernant l'hydrogène, la production d'électricité qui lui est dédiée selon la [figure 2](#), soit très approximativement 48 TWh, permettant d'obtenir environ 32 TWh d'H₂ PCI selon la [figure 16](#) dans le scénario « **hydrogène de référence** » (avec un rendement de l'ordre de 67 % plutôt optimiste), n'est utilisée qu'à hauteur de 2 TWh environ comme **combustible de synthèse**, via la méthanation. Tout le reste étant dédié à des usages directs.

Cela soulève une question majeure : d'où viendra le gaz combustible décarboné pour alimenter le P2P indispensable pour stocker l'énergie solaire l'été et soutenir le réseau en cas d'épisodes durables de vent faibles, qui peuvent durer jusqu'à une voire deux semaines consécutives ? (derniers épisodes en date : 1^{er} au 8 janvier 2021 et 1^{er} au 16 septembre 2020). Sauf erreur, **il ne semble pas y avoir de production d'H₂ à la bonne échelle pour ce faire**. Est-il prévu de compter sur le biométhane alors que sa ressource sera limitée et serait bien mieux utilisée dans des applications directes, comme c'est d'ailleurs dit dans le document de consultation ?

8 - Toutes ces raisons, jointes à la très grande difficulté à faire des prévisions à une échéance aussi lointaine dans un domaine aussi multifactoriel, **militent à l'évidence pour la prise de marges de sécurité dont les conséquences devraient être examinées de près au travers de variantes et études de sensibilité allant significativement au-delà des 630 TWh de la SNBC, par exemple jusqu'à 700 et même 750 TWh**. Cette dernière valeur est en effet cohérente avec le scénario « hydrogène + » indiqué sur la [figure 16](#).

En tout état de cause, les règles de l'art habituelles en matière d'études prospectives imposent de balayer largement l'éventail des possibles, d'autant plus ici que l'électricité représentera en 2050 et bien au-delà plus de 50 % de l'énergie finale consommée par le pays. On ne peut donc pas ignorer quelles seraient les conséquences d'une consommation plus forte que prévue sur le mix de production et sa structuration afin d'en anticiper les conséquences **sur le mix de production décarboné nécessaire le mieux adapté**.

Enfin, qu'en sera-t-il des situations intermédiaires le long de la trajectoire, notamment en 230 et 2035 ? Est-il prévu d'examiner de façon plus approfondie les données de consommation, production nécessaire

et émissions de CO2 au regard de l'arrêt de 12 réacteurs de 900 MW d'ici 2035, faisant disparaître près de 11 GW d'électricité décarbonée pilotable ?

Question 5 – cadrage global des 8 scénarios d'étude → Etes-vous d'accord avec le cadrage et les six scénarios d'étude principaux proposés ? → Partagez-vous la définition des hypothèses communes aux six scénarios d'étude (M1, M2, M3, N1, N2, N3) et notamment la trajectoire de déclassement nucléaire retenue ? → Selon vous, quel doit être le dimensionnement des scénarios en matière de production d'électricité en France ? → Confirmez-vous l'intérêt, exprimé lors de la concertation, d'étudier les deux scénarios alternatifs (« M0 » et « N0 ») proposés ci-dessus ?

Réponse : ces 8 scénarios balayaient une large plage de possibles. Deux remarques :

1 - **La trajectoire de déclassement du nucléaire n'est affectée d'aucune étude de risques à moyen terme (d'ici 2035).** Or, eu égard aux oppositions sociétales déjà très élevées concernant l'éolien terrestre et certains sites d'éolien en mer et qui devraient s'amplifier, combinées à une montée des oppositions contre les grandes centrales PV au sol, la probabilité est élevée voire très élevée que les objectifs de développement de l'éolien (doublement du rythme annuel) et du PV (quadruplement du rythme annuel) ne soient pas au rendez-vous. **Si l'on combine ce risque avec les réductions très importantes de capacités en moyens pilotables annoncées en Europe** (voir notamment la récente étude de FRANCE STRATEGIE) les marges de sécurité à l'échelle européenne vont devenir négatives, faisant peser des risques considérables sur la sécurité d'alimentation du continent tout entier car les secours entre pays ne pourront se faire faute de moyens de production pilotables suffisants.

Dans ces conditions, le risque d'un recours massif au gaz naturel, facilité par les délais de construction très courts des moyens de production au gaz, semble élevé au niveau européen. Que fera-t-on en France avec l'interdiction de construire des unités de ce type ? Prendra-t-on le risque d'importer massivement après avoir fermé 11 GW de capacités nucléaires ? Tout cela est incohérent.

Ce d'autant plus qu'à échéance de 2030-2035 **les capacités massives de stockage/déstockage d'énergie (à base d'hydrogène notamment) seront encore très peu développées** selon les propres études de RTE.

Dans ce contexte, fermer prématurément de nouveaux réacteurs d'ici 2035 (alors qu'ils pourraient être prolongés jusqu'à 60 ans) apparaît clairement comme une prise de risque considérable pour la sécurité d'alimentation du pays : avant de les fermer, la moindre des choses serait de s'assurer qu'on pourra remplacer leur production décarbonée et leur capacité pilotable à la pointe.

L'étude d'une variante tenant compte de ce risque majeur paraît donc absolument indispensable.

2 - L'étude des scénarios M0 et N0 est une avancée indispensable pour mieux cerner l'éventail des possibles et leurs conséquences. Les avoir ajoutés est une très bonne initiative.

Question 6 – scénario M1 : répartition diffuse d'EnR sur le territoire → Quelle configuration précise souhaitez-vous étudier à travers le scénario M1 ? → Etes-vous d'accord avec les différents éléments de scénarisation présentés ? → Selon vous, quelles sont les conditions ou les leviers (innovations techniques et technologiques, évolution des besoins en matières premières pour la construction des panneaux, cadre réglementaire, évolutions sociétales, etc.) pour atteindre de tels volumes de capacités photovoltaïques ? → Selon vous, comment le développement du portage des projets par les acteurs locaux doit-il se traduire dans les scénarios ? → Quelles sont, selon vous, les possibilités en matière de flexibilité pour accompagner le développement des énergies renouvelables, et en particulier du photovoltaïque, dans un tel scénario ?

Réponse : ce scénario a l'inconvénient majeur de **multiplier les investissements individuels** ce qui **diminue fortement le foisonnement des consommations et conduit à multiplier les investissements nécessaires**, ce qui devrait être potentiellement beaucoup plus coûteux pour la collectivité :

1 - Multiplier les installations PV en toitures, individuelles et même professionnelles, est la solution de loin la plus coûteuse. **Car les prix des panneaux auront beau baisser, leur installation sur les toitures restera dans la majorité des cas une opération artisanale à fort contenu de main-d'œuvre, dont le coût a très peu de raisons de baisser massivement.** Par conséquent, l'électricité produite restera très chère et les grandes installations industrielles à coûts beaucoup plus compétitifs ne suffiront pas à rééquilibrer

suffisamment le coût global du PV car les contraintes d'occupation d'espace et les oppositions qui se manifesteront limiteront le développement de ces grandes installations.

2 - Installer des moyens de stockage individuels par batteries sera également très coûteux même si le prix des batteries continue à baisser encore, ce qui est probable. Car assurer l'autonomie complète des consommateurs individuels sera hors de portée eu égard à la non-coïncidence entre production solaire maximale en été et consommation maximale en hiver, au moment où la production solaire est 4 à 5 fois inférieure en hiver à ce qu'elle est en été.

3 - Les batteries étant incapables de faire du stockage au-delà de la journée (exceptionnellement pour quelques jours si elles sont très fortement dimensionnées) **les consommateurs ne pourront se passer du réseau, qui devra continuer à être développé et concentrera son usage sur les heures de pointe et durant l'hiver.** Il n'y aura donc pas d'économies possibles sur le réseau de distribution, sachant que ses coûts sont essentiellement des coûts fixes à hauteur de 80 %.

4 - Au total, **il faudra donc investir 2 fois au niveau de la collectivité** : une première fois pour développer massivement le PV sur toitures et lui associer des moyens de stockage locaux, une deuxième fois pour continuer à développer le réseau de distribution avec un facteur de charge qui sera faible car concentré sur la fourniture d'électricité de pointe. Tout cela mobilisant massivement des capitaux très élevés qui seront utilisés de façon très éloignée de l'optimum **par disparition d'une grande partie du foisonnement des consommations.** Ceci dans un pays qui croulera sous les dettes dans les décennies à venir.

5 - Face à des sources majoritairement solaires, **avec une intermittence journalière et une variabilité saisonnière très marquée entre été et hiver**, la flexibilité sera massivement liée au stockage/déstockage d'énergie via les STEPs et les batteries pour les variations journalières et via **l'hydrogène (et ses dérivés synthétiques) pour les variations saisonnières.** Ce qui impliquera des capacités d'électrolyse et de stockage d'hydrogène extrêmement importantes, donc très coûteuses.

6 - En conclusion, **ce scénario est probablement celui qui conduit au coût le plus élevé de l'électricité produite par le système et à la mobilisation la plus élevée de capitaux nécessaires, même si cela reste à confirmer par des calculs précis.**

Question 7 – scénario M2 : bouquet économique d'EnR → La configuration envisagée pour le scénario M2 vous paraît-elle pertinente ? → Disposez-vous d'études ou d'éléments détaillés sur la répartition économiquement optimale des énergies renouvelables (répartition entre technologies et localisation géographique) ? → Quelles vous semblent-être les « limites acceptables » de la logique d'optimisation économique, vis-à-vis de la société, de l'environnement et d'autres activités économiques afférentes ? Quelles données pourraient venir étayer l'analyse de ces conditions aux limites ? → Selon vous, quelles sont les conditions pour atteindre les capacités installées envisagées dans ce scénario et pour en maîtriser le bilan économique, sociétal ou environnemental ?

Réponse : ce scénario apparaît comme beaucoup plus rationnel sur le plan des investissements et donc des coûts de production via un ciblage des installations **là où elles seront les plus productives.** Sauf que, comme indiqué dans le dossier de consultation, cela va conduire à des concentrations en termes d'occupation des espaces qui ont toutes chances de devenir rapidement très denses et par conséquent insupportables pour les habitants et susciteront par conséquent des oppositions sociétales extrêmes. Ce qui a de fortes chances d'empêcher purement et simplement leur réalisation.

Quant aux flexibilités nécessaires, elles seront sans doute moins exigeantes que dans le scénario M1, mais il faudra néanmoins toujours être capable de **faire face à des manques durables de vent pouvant atteindre 8 à 15 jours comme l'a montré l'expérience récente et aux grandes amplitudes des variations solaires en été.** Seul le stockage de masse via l'hydrogène ou ses dérivés permettra d'y faire face.

Question 8 – scénario M3 : énergies marines renforcées → La configuration proposée dans ce scénario de développement massif des énergies renouvelables marines vous paraît-elle appropriée ? Si non, quels ajustements proposez-vous, en particulier sur la trajectoire de développement de l'éolien en mer ? → Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ? → Avez-vous des contributions spécifiques à apporter sur les perspectives de développement de la filière éolienne en mer, et d'autres filières d'énergies marines renouvelables ? En particulier sur les possibilités de répartition géographique tenant compte du partage des usages de la mer ?

Réponse : ce scénario apparaît comme coûteux pour deux raisons : les fonds marins côtiers du littoral français s'enfonçant rapidement en moyenne, ils renchériront l'éolien en mer qui pourra encore être posé et limiteront ses possibilités au-delà. **Ce qui orientera rapidement vers l'éolien flottant**, beaucoup plus cher et qui devrait le rester compte tenu en particulier du surcoût important des raccordements électriques au littoral, dont les distances importantes pourraient obliger à recourir à des liaisons en courant continu beaucoup plus onéreuses.

D'autre part sont évoquées deux autres filières d'énergies marines potentielles, l'hydrolien et l'énergie marémotrice. Or, les retours d'expérience de l'hydrolien sont actuellement très décevants, pour ne pas dire négatifs, liés notamment au fait que **la puissance des hydroliennes étant proportionnelle au cube de la vitesse des courants, elles ne produisent à pleine puissance que pendant des durées très limitées, ce qui limite leur facteur de charge autour d'une vingtaine de % et renchérit très fortement le coût de l'électricité produite**. Sans compter l'agressivité du milieu marin, qui réclame des technologies robustes et des maintenances coûteuses. Ce ne semble donc pas être une ressource très utile.

Quant à l'énergie marémotrice, l'impact environnemental de grandes installations ne serait certainement pas accepté aujourd'hui. Il est raisonnable de ne pas compter dessus, malgré l'expérience de la Rance.

Enfin, l'impact des éoliennes en mer, posées ou flottantes, sur les autres usages de la mer, notamment la pêche, a de fortes chances d'être **un sujet d'acceptabilité sociétale difficile voire très difficile dans certains endroits**.

Question 9 – scénario M0 : 100% EnR en 2050 → La configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle appropriée ? Si non, quels ajustements proposez-vous ? Quel rythme maximal d'installation des énergies renouvelables vous semble-t-il pertinent de prendre en compte dans ce scénario ? → Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ? → Selon vous, quelles sont les contraintes économiques et industrielles associées à la trajectoire de déclassement du nucléaire dans ce scénario ?

Réponse : ce scénario apparaît comme une fuite en avant alors même que **la publication récente de l'étude commune RTE-AIE montre clairement qu'il n'existe à ce jour aucune certitude que les « quatre ensembles de conditions strictes et cumulatives pour permettre l'intégration d'une proportion très élevée d'énergies renouvelables » pourront être techniquement satisfaites**.

Ce qui conduit à une grande incertitude sur l'avenir et à une nécessaire prudence tant que les validations sur réseaux réels ne seront pas acquises. Ainsi, accélérer la mise à l'arrêt des réacteurs nucléaires, ce qui reviendrait à *« brûler le plus vite possible ses vaisseaux sans savoir si des chaloupes existent »*, apparaît comme incompréhensible eu égard aux risques qui s'annoncent sur la sécurité d'alimentation de la France et de l'Europe, par manque de moyens pilotables à deux échelles de temps : à long terme avec un scénario de type M0, mais aussi à court et moyen termes, comme le montrent bien les récents bilans prévisionnels de RTE et la récente étude de FRANCE STRATEGIE sur le sujet. **Ce scénario apparaît donc comme la façon la plus efficace de mettre le pays dans le noir tous les hivers dès qu'il y aura un manque de vent un peu profond et durable**.

Par ailleurs, **un tel scénario conduirait à une gabegie financière irresponsable dont le pays n'a pas les moyens** : d'abord par la mise à la casse prématurée de réacteurs parfaitement capables de produire une électricité à coût très compétitif pendant encore de longues années, ensuite par la nécessaire mobilisation de capitaux très importants pour financer des investissements massifs sur une période très courte, dans un pays endetté à très long terme par la crise sanitaire actuelle.

En effet, cela conduit à supprimer des moyens de production occasionnant de faibles dépenses annuelles pour les remplacer par des moyens qui occasionnent des dépenses beaucoup plus élevées. Le bon sens le plus élémentaire conduit à la conclusion que les dépenses globales annuelles du système seront alors nettement plus élevées, donc que l'électricité qui en sortira sera plus chère.

Question 10 – scénario N1 : EnR et nouveau nucléaire 1 → L'analyse de la configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle pertinente, en particulier s'agissant du rythme de développement du nouveau nucléaire (1 paire de réacteurs tous les 5 ans) et du développement envisagé pour les énergies renouvelables ? → Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique,

réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario ? → Selon vous, quels doivent être les choix en matière de flexibilité, de modulation du nucléaire et de couplages entre les vecteurs dans ce scénario ? → Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ? → Le développement soutenu des EnR tel que présenté dans ce scénario vous semble-t-il conciliable avec celui du nouveau nucléaire, et sous quelles conditions ?

Réponse : même si la contribution du nucléaire ne serait bien sûr pas négligeable, ce scénario se distingue finalement assez peu des scénarios M dans la mesure où **il requiert encore une très forte contribution d'éolien et de PV, à hauteur de 190 GW au total ce qui est considérable**. Il soulève finalement dans une large mesure les mêmes questions et difficultés que les scénarios M, notamment concernant le rythme de développement de l'éolien et du PV.

Par contre, le rythme de construction du nouveau nucléaire à raison d'une paire de réacteurs tous les 5 ans, soit en moyenne un réacteur tous les 2,5 ans apparaît comme très accessible voire insuffisant pour maintenir certaines compétences de façon continue chez certains industriels ou pour faire passer les compétences d'un site à l'autre de façon optimale. Le retour d'expérience de la construction du parc actuel a en effet plutôt montré un écart optimum de l'ordre de 1,5 ans entre réacteurs. Mais il est difficile de se prononcer plus précisément sans disposer d'analyses plus approfondies, qui devraient également tenir compte des possibilités d'exportation. **Seuls les acteurs de la filière sont capables de répondre à ces questions de façon crédible.**

Plus globalement, ce scénario soulève en fait LA question de fond : **pourra-t-on réellement se passer de nucléaire pour décarboner l'électricité et par voie de conséquence l'essentiel du reste de l'économie, défi herculéen comme l'a récemment qualifié le Président exécutif de l'AIE ?** Des organismes aussi sérieux que l'AIE et le GIEC et bien d'autres institutions, notamment l'Académie des sciences et celle des technologies ont clairement posé la question.

En définitive, ce scénario donne l'impression de s'arrêter au milieu du gué en cumulant les difficultés d'un développement très important de l'éolien et du PV sans suffisamment bénéficier des avantages du nucléaire.

Question 11 – scénario N2 : EnR et nouveau nucléaire 2 → *L'analyse de la configuration proposée dans ce scénario vous paraît-elle pertinente, en particulier s'agissant du rythme de développement du nouveau nucléaire (1 paire de réacteurs tous les 2 ans) et du développement envisagé pour les énergies renouvelables ? → Selon vous, quelles sont les conditions requises (sur les plans technologique, réglementaire, économique, environnemental ou encore sociétal) pour atteindre les capacités envisagées dans ce scénario et le rythme de développement associé ? → Selon vous, quels doivent être les choix en matière de flexibilité, de modulation du nucléaire et de couplages entre les vecteurs dans ce scénario ? → Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?*

Réponse : à l'inverse du scénario N1, ce scénario N2 impose un rythme moyen plus élevé d'un réacteur par an qui est probablement plus difficile à soutenir, non pas tant au niveau des usines qui peuvent s'organiser si elles ont disposé d'un préavis suffisant dans le cadre d'une construction en série, mais au niveau des sites qui doivent mobiliser des effectifs très importants de personnels hautement qualifiés difficiles à former, rassembler et organiser.

En tout état de cause, un tel rythme ne pourrait être atteint qu'après une montée en puissance régulière des compétences et des effectifs nécessaires, en particulier sur les sites qui concentrent les besoins les plus importants et les plus critiques, ce qui nécessiterait plusieurs années d'un rythme de construction plus faible.

Mais là encore, il est difficile de se prononcer plus précisément, **seuls les acteurs de la filière ayant cette capacité après études approfondies.**

Question 12 – scénario N3 : 50% de nucléaire → *La configuration proposée dans le cadre de ce scénario N3 vous semble-t-elle pertinente ? → Selon vous, quelles sont les conditions (technologiques, économiques, sociétales, industrielles...) nécessaires pour qu'un tel scénario puisse être possible ? Quelles sont les implications du scénario en matière de capacité industrielle de la filière nucléaire à s'organiser pour répondre au rythme rapide de développement de nouveaux réacteurs ? → Quelles*

hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ? → Selon vous, quelles sont les conditions permettant de moduler fortement l'effort de développement des énergies renouvelables sur les différentes périodes considérées ?

Réponse : ce scénario apparaît comme fortement sous-optimal en termes de rythmes de développement des différentes technologies puisqu'il combine :

1 - Une réduction des moyens nucléaires existants d'ici 2035 **qui obligerait ensuite à adopter un rythme de construction du nouveau nucléaire supérieur à celui du scénario N2 qui est déjà très élevé**, ce qui est probablement très difficile à soutenir,

2 - **Un effort de construction très élevé en éolien et PV d'ici 2035** afin de compenser la réduction de la capacité nucléaire **pour ensuite réduire ce rythme au-delà !** Ce qui serait néfaste industriellement pour des raisons évidentes et économiquement très défavorable puisqu'on augmenterait les investissements dans ces technologies alors qu'elles sont encore très chères et n'ont pas engrangé tout leur potentiel de baisse pour ensuite les diminuer lorsqu'on pourrait espérer des baisses supplémentaires de leurs coûts d'investissement.

Ces deux évolutions opposées non lissées qui comportent des inconvénients majeurs qui les éloignent toutes deux de trajectoires optimales, amènent à considérer que ce scénario est très loin d'un optimum en termes industriels, économiques et de gestion des emplois.

Quant au recours aux **SMR**, tout dépendra de leur compétitivité économique. Si cette dernière est bonne, ils pourraient être beaucoup plus facilement utilisés en dehors des sites actuels des centrales nucléaires, par exemple en vue de soutenir le réseau en des points stratégiques qui le nécessiteraient.

Question 13 – scénario N0 : 50% de nucléaire avec déclassement progressif → La configuration proposée dans le cadre de ce scénario N0 vous semble-t-elle pertinente ? → Selon vous, quelles sont les conditions (technologiques, économiques, sociétales, industrielles...) de réussite d'un tel scénario ? Quels sont les points d'attention principaux ? → Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?

Réponse : ce scénario apparaît comme le plus réaliste de tous pour plusieurs raisons :

1 - Prolonger l'exploitation des réacteurs du parc existant à 60 ans, sous réserve de l'accord de l'ASN bien sûr, est une solution prudente en termes de sécurité d'alimentation. **Cette logique peut d'ailleurs être poussée jusqu'au bout en n'arrêtant aucun autre réacteur d'ici 2035** ce qui :

* **Est physiquement envisageable au vu du retour d'expériences des réacteurs américains de même technologie**, qui sont prolongés jusqu'à 60 ans sans difficultés. En outre, les aciers des cuves des réacteurs français sont d'excellente qualité initiale et vieillissent moins vite qu'on pouvait le craindre initialement. Par conséquent, le risque toujours possible qu'un réacteur particulier doive être arrêté avant ses 60 ans reste très faible et n'a pas de raison d'être généralisé. **Ce d'autant plus que les mises à niveau sûreté actuellement en cours sur le parc de réacteurs va les amener à un niveau très proche de celui des réacteurs de génération 3.**

* **Sécurise les marges du réseau d'ici 2035**, d'une part en cas de développement de l'éolien ou du PV notablement inférieur à la programmation prévue (risque probablement élevé), **d'autre part face à la diminution annoncée des capacités pilotables dans de nombreux pays d'Europe, ce qui conduit à une montée très forte des risques de pénurie lors des demandes de pointe en cas d'épisodes de vents faibles.**

2 - En termes industriels, ce scénario donne en définitive de la souplesse et de la continuité aux investissements à la fois dans le nouveau nucléaire ET dans l'éolien et le PV en gommant les variations de rythmes soulignées dans le cas du scénario N3 :

* Pour ce qui concerne le nouveau nucléaire, cela permet en effet de lisser le programme de construction en organisant de façon optimale une montée en puissance beaucoup plus progressive de la filière industrielle permettant une optimisation de la charge des usines et mais aussi des constructions sur sites, **gages d'accumulation et réutilisation maximale des compétences, qui sont un facteur crucial dans un secteur technologique aussi exigeant,**

* Pour ce qui concerne l'éolien et le PV, cela évite la rupture de rythme du scénario N3, avec forte activité jusqu'à 2035 suivie d'un ralentissement, ce qui n'est pas davantage bon dans ce domaine. Il est

bien préférable à tout point de vue, notamment là encore pour l'emploi et la gestion des compétences même si elles sont beaucoup plus éclatées que dans le nucléaire (diversité des fournisseurs beaucoup plus grande), d'avoir une activité planifiée la plus constante possible.

3 - Concernant la répartition géographique des nouveaux réacteurs, elle serait également facilitée par rapport au scénario N3 du fait d'un rythme de construction davantage lissé.

4 - Ce scénario lisserait et optimiserait aussi les investissements globaux dans les différentes filières, **tout en minimisant les coûts échoués du nucléaire existant**. Sous réserve de vérifications approfondies, il devrait donc être le moins coûteux pour la collectivité.

5 - Comme pour tous les scénarios N, ce scénario N0 soulève deux questions figurant dans la consultation et non encore traitées, qui sont rassemblées ici car leurs réponses sont communes :

*** La contribution du nucléaire à la flexibilité.** C'est évidemment une question fondamentale dans tout système appelé à comporter une part importante voire très importante d'éolien et de PV. Cela a d'ailleurs été mis en évidence lors du second week-end du premier confinement, entre le vendredi 27 mars et le dimanche 29 mars durant lequel le nucléaire a dû moduler de 14 GW au total dont 10 GW en 7 heures le samedi 28 mars comme l'a bien noté RTE dans sa note dédiée à cette période. Cela étant survenu malgré des puissances installées en éolien et PV encore modestes, dont il est facile d'extrapoler les effets pour des puissances installées plus importantes. **Or, le nucléaire est d'ores et déjà - et sera de plus en plus - la seule source pilotable peu carbonée capable de modulations de cette ampleur puis plus tard d'une ampleur supérieure avec l'augmentation des puissances installées éoliennes et PV, pour deux raisons :**

- La **manœuvrabilité individuelle** très importante des réacteurs (capacité à passer de 100 % à 20 % de Pn et inversement en 30 minutes),

- **L'effet « parc » dû au nombre élevé de réacteurs**, qui multiplie la manœuvrabilité individuelle des réacteurs par le nombre de réacteurs exploités de cette façon (plus de la moitié du parc qui pourrait encore être augmentée).

Cette capacité sera essentielle à l'avenir pour contribuer à répondre à une demande résiduelle qui pourra varier jusqu'à 400 GW entre un dimanche ensoleillé et venté et un lundi peu ensoleillé et peu venté dans une Europe massivement équipée en éolien et PV dès l'horizon 2030-2035.

*** La gestions des déchets.** Elle se situera dans la continuité de ce qui existe actuellement et **constitue la gestion de loin la plus rigoureuse de tous les types de déchets existants** et comporte, n'en déplaise à ses détracteurs, des solutions parfaitement maîtrisées, viables et dont les principes ont déjà été validés par l'ASN dans tous les cas, y compris pour le stockage géologique profond des déchets de haute activité ou vie longue.

De plus, on ne vit pas dans un monde idéal qui serait dépourvu de tout risque mais dans un monde réel qui en contient de nombreux. La seule question qui vaille est donc d'éviter les plus graves. **Dans le cas présent le plus grave de tous est de loin le réchauffement climatique qui va provoquer la montée des océans et chasser des millions d'habitants, aggraver des sécheresses dans plusieurs régions du globe donc aggraver les famines qui vont chasser d'autres habitants, provoquer des guerres de l'eau et des émigrations massives vers les pays les moins touchés, etc. Avec leur cortège de drames humains et sociaux.**

Or, l'énergie nucléaire, pour les pays qui la maîtrisent en toute sûreté, est **le moyen de production d'électricité pilotable le plus massif et efficace pour réduire les émissions de CO2, donc pour lutter contre le réchauffement climatique**. S'en priver par peur irrationnelle de déchets enfouis à 500 m sous terre dans des conditions parfaitement sécurisées est un réflexe d'enfant gâté de pays riche qui regarde son nombril et non l'avenir de l'humanité, ni d'ailleurs celui de ses enfants et petits-enfants qui ont malheureusement beaucoup plus à craindre du réchauffement climatique que de déchets parfaitement confinés qui ne tueront jamais personne.

6 - En définitive, parmi tous les scénarios M et N proposés, **ce scénario N0 apparaît comme la seule base réaliste et efficace d'étude capable de faire face à des hausses de consommation et de capacités nucléaires qui devraient être étudiées.** Il se situe en effet dans la continuité de l'existant avec la simple substitution d'énergies renouvelables aux énergies fossiles résiduelles, essentiellement éolienne et PV car

ce sont les deux seules qui ont encore un réel potentiel de développement. Ce mix garantissant des émissions de CO₂ nulles en phase de fonctionnement et satisfaisant donc pleinement les objectifs climatiques. En outre :

* Un tel mix est réalisable de façon certaine sans révolution technologique avec ses plus de 60-65 % d'électricité pilotable apportée par le nucléaire, l'hydraulique et un peu de biomasse, ce qui permet de conserver un réseau majoritairement piloté par des machines synchrones sans basculement vers un système majoritairement piloté par de l'électronique de puissance dont le récent rapport RTE-AIE vient de conclure qu'il présente de lourdes incertitudes très loin d'être résolues à ce jour,

* Il sécurise l'alimentation en électricité du pays grâce à son **taux global de pilotabilité du système électrique** en minimisant les impacts dus aux manques de vent et de soleil par forte consommation,

* Il **minimise très fortement les très difficiles questions de flexibilité pouvant conduire à des inversions de logique entre production et consommation** avec leur conséquences en termes d'acceptabilité par les consommateurs,

* Il **minimise les occupations de l'espace jugées à juste titre intrusives par les habitants** (éoliennes, PV au sol dans certains cas et réseaux de transport et de distribution) et par voie de conséquence il minimise également les oppositions sociétales à ces occupations,

* Il **réduit les impacts sur les matières premières stratégiques rares ou même moins rares mais soumises à une très forte demande comme le cuivre**, dont l'éolien fait une consommation très supérieure à celle des installations nucléaires ou hydrauliques par MWh produits.

Enfin, cela reste certes à démontrer, mais il y a tout lieu de penser qu'un tel scénario est globalement beaucoup moins coûteux qu'un scénario comportant une proportion extrêmement élevée d'éolien et de PV qui implique **obligatoirement des stockages massifs d'énergie intersaisonniers via l'hydrogène ou ses dérivés synthétiques gazeux**.

***Question 14** – répartition géographique des moyens de production → Partagez-vous les principes retenus pour alimenter les trajectoires de localisation des moyens de production nucléaires et renouvelables ? → Avez-vous d'autres pistes de réflexion complémentaires ou d'autres hypothèses à proposer pour définir la répartition des principaux moyens de production ?*

Réponse : rien à ajouter à ces principes qui sont logiques et cohérents.

A noter que pour ce qui concerne le nucléaire, des études avaient été entreprises par EDF dans les années 1990 concernant les capacités d'accueil des sites existants à un horizon 2030. Les conclusions avaient été à l'époque que les sites actuels, y compris leurs possibles extensions le cas échéant, devraient être suffisants pour assurer le remplacement des réacteurs sans déconstructions préalables, compte tenu de l'augmentation des puissances unitaires des réacteurs. **Ce point devrait bien sûr être actualisé par EDF.**

***Question 15** – analyse des effets du climat sur le système → Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour intégrer les effets du changement climatique et tester la résilience du système électrique aux événements extrêmes ? → Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour modéliser les différentes productions ? → Avez-vous des données permettant de consolider les modèles de conversion climat/énergie, pour les projections de long terme sur la disponibilité des différentes productions (éolien, photovoltaïque, hydraulique, nucléaire, thermique...) ?*

Réponse : pas d'observations sur les approches et hypothèses proposées.

Il manque cependant une analyse des impacts potentiels des **conditions extrêmes de vent (tempêtes, ouragans)** qui selon les prévisions météorologiques et celles du GIEC ne devraient pas être forcément plus fréquentes mais **seront plus intenses**. Ce sujet est pris en compte sur les installations nucléaires ou hydrauliques, dont les structures dimensionnées pour des efforts bien supérieurs, sont capables de résister à des vents extrêmes. Mais sauf erreur, il ne semble pas l'être pour les éoliennes et les panneaux photovoltaïques, qui sont pourtant des structures beaucoup plus légères.

Existe-t-il des études à ce sujet ? Des normes de construction concernant la tenue de ces structures sous vents extrêmes sont-elles appliquées ? Dans le même ordre d'idées, les éoliennes sont-elles calculées

pour résister aux séismes ? Sachant que les risques encourus pourraient être des détructions physiques de ces structures entraînant des indisponibilités de longue durée de ces moyens de production.

Dans un ordre d'idées similaire, des conditions météorologiques hivernales particulièrement froides pourraient affecter le fonctionnement des éoliennes (verglas se déposant sur les pales, déséquilibrant les rotors et imposant l'arrêt des éoliennes) ou des panneaux PV (accumulation de neige ou de verglas) comme cela se produit actuellement au Texas. Ces sujets seront-ils regardés ?

Question 16 – flexibilité → Partagez-vous l'approche et les hypothèses proposées par RTE pour évaluer les besoins de flexibilités ? → Avez-vous des remarques sur les hypothèses technico-économiques (potentiel de flexibilité, contraintes de stock et d'activation, acceptabilité, coûts...) associées aux gisements de flexibilité de la demande ?

Réponse : une remarque tout d'abord, concernant la figure 11 : dans la ligne de couleur orange intitulée « variation prévisible » seule la consommation est indiquée dans la colonne « cycle hebdomadaire ».

Or, la production éolienne et PV peut aussi varier très fortement au sein d'une semaine, entraînant notamment une très forte variation de consommation résiduelle entre un dimanche ensoleillé et raisonnablement venté et un début de semaine avec forte reprise d'activité économique avec peu de vent et de soleil. Ceci au niveau de la France et même d'une partie importante de l'Europe.

Les transitoires au sein de la semaine entraîneront alors des **besoins considérables de flexibilité** qui ne pourront être satisfaits à cette échelle que par **des moyens de déstockages massifs d'énergie utilisant des stocks de gaz combustibles de synthèse**, hydrogène et ses dérivés.

En effet, la contribution des batteries des véhicules électriques, mise en exergue dans le document de consultation selon la figure 13, ne sont massivement mobilisables qu'en infra-journalier mais deviennent inopérantes à l'échelle d'une semaine ou même de quelques jours. Or, les manques de vent qui durent plusieurs jours consécutifs voire jusqu'à deux semaines sont courants (derniers exemples en date déjà cités : entre le 1^{er} et le 8 janvier 2021 et entre le 1^{er} et le 16 septembre 2020, semaines durant lesquelles le vent est resté très faible).

Question 17 – hydrogène et interactions entre l'électricité et les autres vecteurs → Partagez-vous le cadrage de l'analyse des interactions entre l'électricité et les autres vecteurs ? → Selon vous, quelles sont les trajectoires de développement de l'hydrogène et des combustibles de synthèse qui doivent être étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel ? → Avez-vous des hypothèses spécifiques à partager sur l'évolution des couplages entre l'électricité et les autres vecteurs à long terme (notamment l'hydrogène) et sur les infrastructures correspondantes (réseau, stockage, localisation des électrolyseurs...) ?

Réponse : le cadrage global proposé fait bien qualitativement le tour des possibilités envisageables.

Par contre, du point de vue quantitatif, il y a un gouffre entre le scénario « **hydrogène de référence** » (32 TWh H₂ PCI) et le scénario « **hydrogène +** » (plus de 120 TWh H₂ PCI) **soit 4 fois plus**. Compte tenu du rendement de conversion électricité → H₂, **cela change considérablement les quantités d'électricité à y consacrer**. Or, rien n'est dit à ce propos, notamment l'impact sur l'hypothèse de consommation SNBC résumée dans la figure 2, qui n'est plus valide dans le scénario « **hydrogène +** ». Il faudrait en effet faire passer la consommation à **environ 750 TWh**, même en tenant compte d'une substitution partielle de l'hydrogène à l'électricité qui diminuerait un peu la consommation de cette dernière.

Question 18 – hypothèses sur le mix européen → Partagez-vous les principes proposés par RTE pour la définition des scénarios européens ? → Avez-vous des remarques sur la construction du scénario européen de référence utilisé dans les simulations du Bilan prévisionnel ? → Avez-vous des données, hypothèses ou références à partager pour construire les scénarios de mix européens du Bilan prévisionnel ?

Réponse : la prise en compte du système électrique au niveau de l'Europe est bien sûr indispensable eu égard aux interconnexions des réseaux. Mais un mix européen composé de 56 % d'éolien et de 25 % de solaire, **soit en tout 81 % de moyens raccordés par onduleurs sera-t-il stable en toutes circonstances, en particulier en cas de faible charge du réseau ?**

Par ailleurs, il est question de « gaz » et de « production thermique » utilisant donc nécessairement ces gaz, sans autre précision. Dans une perspective bas carbone, les gaz concernés ne peuvent être que du biométhane dont les ressources seront comme déjà dit limitées et beaucoup plus utiles dans d'autres

applications plus directes ou des gaz de synthèse, hydrogène et méthane obtenu par méthanation. Il en faudra donc des quantités très importantes pour assurer la stabilité du réseau en cas d'excès d'électricité éolienne et/ou photovoltaïque et pour constituer des stockages de masse intersaisonniers.

Question 19 – cadrage des analyses techniques → Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse technique et notamment le cadrage en quatre blocs thématiques (adéquation, réserves opérationnelles, stabilité, réseau) ? → Avez-vous des remarques ou contributions à partager permettant d'enrichir l'analyse technique des scénarios ?

Réponse : la question a été traitée de manière détaillée dans l'étude RTE-AIE présentée le 27 janvier dernier. L'analyse de cette étude confirme bien que les défis techniques, notamment pour assurer la stabilité instantanée du système, sont énormes et qu'on est encore très loin d'une possible validation sur de grands réseaux. La question de la faisabilité à cette grande échelle, qui devra d'ailleurs être étendue à l'Europe entière, est donc clairement posée, un risque d'échec possible ne pouvant être exclu à ce stade.

Il manque en outre un aspect qui n'a pas été évoqué dans cette étude RTE-AIE : le pilotage d'un réseau massivement alimenté par des moyens raccordés via de l'électronique de puissance va nécessiter **une couche supplémentaire numérisée de contrôle commande** de ces moyens, qui n'existe pas à l'heure actuelle sous cette forme avec des alternateurs. **Ce qui va introduire un risque nouveau de cyber-vulnérabilité** qui va devoir être impérativement pris en compte et traité.

Des études de risques à ce sujet devront donc être ajoutées à l'étude des différents scénarios.

Question 20 – cadrage de l'analyse sociétale → Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse sociétale des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ? → Partagez-vous les principaux axes d'étude proposés pour l'analyse sociétale (acceptabilité des infrastructures énergétiques, sobriété, flexibilité) ? → Avez-vous des éléments ou des références à partager pour enrichir ces analyses ?

Réponse : l'acceptabilité sociétale est un élément majeur de l'analyse des scénarios et la méthodologie adoptée par RTE semble tout à fait pertinente. La sobriété est en particulier un point clé, qui sera sans doute difficile à faire passer.

Mais , encore une fois, il ne faut pas non plus se tromper d'ennemi : l'ennemi est le CO₂, pas l'énergie décarbonée, qui est et restera de toute façon indispensable à la vie d'un pays développé. Il est donc essentiel que les efforts de sobriété soient prioritairement justifiés par ce critère si on veut qu'ils soient plus facilement acceptés.

Question 21 – cadrage de l'analyse environnementale → La grille d'analyse proposée par RTE, visant à présenter pour chaque scénario une analyse environnementale quantitative sur quatre dimensions (émissions de gaz à effet de serre et empreinte carbone, consommation de ressources minérales, emprise territoriale et changement d'affectation des terres, déchets nucléaires) vous semble-t-elle adaptée aux enjeux de caractérisation environnementale des scénarios ? → Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la modélisation et la quantification des analyses selon la méthodologie présentée au sein du groupe de travail, en particulier sur les plans de la biodiversité, des ressources naturelles, et de la santé humaine ?

Réponse : la grille d'analyse proposée est cohérente. Par contre, concernant les émissions de CO₂, elles sont limitées aux émissions nationales.

Est-il prévu de tenir compte des émissions de CO₂ des produits manufacturés importés qui pourraient être relocalisés moyennant le rapatriement de certaines industries avec comme contrepartie une augmentation de la consommation d'électricité décarbonée en France ?

Question 22 – cadrage et hypothèses pour l'analyse économique → Partagez-vous les enjeux présentés et les principes proposés par RTE pour l'analyse économique des scénarios d'étude à l'horizon 2050 ? → Etes-vous d'accord avec les hypothèses de coûts proposées et sinon, avez-vous d'autres références à proposer ? → Avez-vous des propositions à formuler sur le taux d'actualisation à retenir pour l'analyse ?

Réponse :

* La méthode des coûts complets système des scénarios est évidemment la bonne car elle inclut toutes les composantes des coûts.

* Concernant les **hypothèse de coûts unitaires**, quelques remarques de bon sens. D'abord, **anticiper des coûts à l'horizon 2050 est un exercice extrêmement incertain. Personne à vrai dire ne peut le faire.** D'où la nécessité de prendre différentes hypothèses, hautes, médianes et basses, ce qui est fait dans le document de consultation. Cependant, tous les coûts concernant l'éolien et le PV vont systématiquement dans le sens de la baisse ou au pire restent constants. Il y a bien sûr des facteurs pouvant le justifier, notamment les progrès techniques, les effets de série au stade de l'industrialisation, les effets de taille concernant les éoliennes, etc. Mais il y a aussi des facteurs qui pourraient jouer en sens inverse sur les coûts, par exemple :

- Le **renchérissement de certains matériaux comme certaines terres rares (notamment le néodyme pour les aimants permanents des éoliennes) ou de matériaux plus communs comme le cuivre mais dont la demande est très fortement croissante.** Car il est massivement utilisé dans toute l'industrie électrique en général, mais plus particulièrement dans les énergies renouvelables qui utilisent **beaucoup plus de cuivre au MWh produit que les alternateurs classiques** pour des raisons qui tiennent aux facteurs de charge plus faibles et à des tensions de fonctionnement également plus faibles des éoliennes et des panneaux PV, ce qui augmente les intensités donc les sections de cuivre nécessaires à puissance donnée. Il y a donc là un risque à terme de voir augmenter fortement les prix du cuivre.

- Le **renchérissement de la main d'œuvre**, qui est une évolution normale dans tous les pays à niveau de vie élevée. Par conséquent, toute activité demandant beaucoup de main d'œuvre verra cette part des coûts augmenter.

Concernant les coûts unitaires donnés dans les tableaux en Annexe 1 :

- Les **coûts de construction** du PV au sol sont sans doute appelés à continuer à baisser significativement car ils bénéficient d'effets d'échelle très importants. Par contre c'est moins évident pour le PV en grandes toitures et surtout pour **le PV résidentiel, qui relève de l'artisanat qui fait par nature très peu de progrès de productivité et dont les salaires augmenteront.**

De plus, les **coûts fixes de fonctionnement** qui incluent aussi beaucoup de main d'œuvre ont peu de chances de baisser beaucoup à long terme. Il serait donc plus logique de les maintenir constants pour tous les types de PV, comme cela est fait pour le PV en grandes toitures.

- Concernant l'éolien, la maturité de la filière fait que les baisses de **coûts de construction** au MW installé résulteront surtout des **effets de taille à venir**. Mais ces derniers auront forcément une limite, d'acceptabilité sociétale pour les éoliennes terrestres ou physique pour les éoliennes en mer. Jusqu'où pour ces dernières ? La puissance maximale actuelle se situe vers 15 MW. On y ira sans doute un peu plus loin, mais pas forcément beaucoup plus car les tailles déjà énormes de ces éoliennes deviendront monstrueuses, ce qui pourrait poser des problèmes de tenue aux tempêtes qui pourraient dérentabiliser les tailles extrêmes. **Pour en savoir plus, il serait utile d'interroger leurs constructeurs.**

Enfin, concernant les **coûts fixes de fonctionnement** qui incluent également beaucoup de main d'œuvre et de prestations de services pour l'éolien en mer, ils ont peu de chances de baisser beaucoup à long terme. Les hypothèses retenues paraissent donc optimistes.

* Concernant les **taux d'actualisation**, adopter un **taux d'actualisation similaire au taux d'actualisation public à un niveau bas** a beaucoup de sens, eu égard à la nature d'un système électrique qui est une structure d'importance nationale. Ceci permet de ne pas défavoriser les investissements fortement capitalistiques et de long terme qui le composent. A titre indicatif, le dernier rapport commun AIE-AEN retient pour le nucléaire et les énergies renouvelables, des taux qui commencent à 3 % ce qui n'a rien d'aberrant.

Des taux de cet ordre seront-ils utilisés parmi d'autres un peu plus élevés pour analyser leur sensibilité, qui est de toutes façons majeure, sur le coût du MWh ?