



Consultation publique Bilan 2050 RTE

Réponses de Global Chance

4/03/2021

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 ?

Cadrage : il nous semble manquer deux éléments de cadrage importants :

- Les éventuelles contraintes à respecter concernant le déploiement des filières électriques hors émissions de CO₂ : déchets nucléaires à vie longue, densité d'implantation des éoliennes on-shore et off-shore, conflit d'usage des sols pour le solaire,
- L'articulation avec le reste de l'UE hors question spécifique de l'équilibrage du réseau (notamment acceptabilité du nucléaire dans le périmètre UE), et avec le reste du monde (contrats à long terme pour le gaz par ex).

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 ?

Le souci de cohérence avec les hypothèses retenues par la SNBC est louable. Toutefois, il est nécessaire d'ajuster les hypothèses de croissance du PIB pour la période 2020-2025, voire 2025-2030, à la lumière des conséquences économiques de la crise sanitaire due à la COVID-19 et au plan de relance.

Au-delà, trois interrogations subsistent quant à ces hypothèses :

- Pour le PIB, peut-on continuer à parler de tcam, laissant entendre une croissance toujours exponentielle, alors que la réalité historique plaide plutôt pour une croissance linéaire ?
- Quelle articulation entre croissance du PIB et croissance des activités productives génératrices de PIB, sachant que le lien entre activité et consommation énergétique varie de façon considérable selon les activités ?

- Quel lien entre la croissance de la population, le taux de décohabitation et l'évolution de la structure des ménages, notamment au regard de l'âge, déterminant important de la consommation d'énergie des logements ?

En conséquence nous proposons :

- De substituer, dans la présentation des hypothèses, le tcam du PIB par l'indice d'évolution en volume du PIB.
- De garder les 2 points d'inflexion 2025 et 2030, et recalculer les indices de volume après prise en compte des effets « COVID » et plan de relance. Décomposer ces indices de volumes en au moins trois grands indices sectoriels : agriculture, industrie, services.
- Entre 2030 et 2050, ramener la croissance du PIB à une croissance linéaire entre le volume recalculé ci-dessus et le volume 2050 correspondant à l'hypothèse SNBC. En déduire les indices de volume de PIB pour 2035, 2040 et 2045. Décomposer ces indices de volumes en au moins trois grands indices sectoriels : agriculture, industrie, services.
- Au-delà de 2030, étudier une variante du PIB fondée sur un volume de PIB en 2050 identique à celui auquel aurait abouti la poursuite au mieux de la croissance linéaire historique du PIB sur l'ensemble de la période 2020-2050. En déduire les indices sectoriels correspondants sur la période 2030-2050.
- Garder les hypothèses de population et les compléter par leurs conséquences sur la distribution de la population par tranches d'âge (par ex. <18, 18-65, 65-90, >90), sur le nombre de ménages et leur distribution par taille (1, 2, >2).

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.) ?

Plutôt que d'analyses de scénarios de relocalisation industrielle, il paraît essentiel d'analyser des variantes de localisation industrielle au sens large, prenant en compte au moins deux « étages » : l'UE dans le monde, et la France dans l'UE.

Les deux variantes de relocalisation proposées nous semblent trop étroitement articulées sur la notion d'empreinte carbone, dont la quantification laisse fortement à désirer, tant pour aujourd'hui qu'a fortiori pour les 30 ans à venir. En revanche, les notions de stratégie technologique et industrielle, dont on voit aujourd'hui le caractère extrêmement prégnant (relocalisation des industries stratégiques, degré acceptable de dépendance industrielle, etc.), apparaissent curieusement secondaires. Enfin, du point de vue de l'énergie et des émissions de GES, une analyse spécifique des implications de ces variantes sur les principales industries grosses consommatrices d'énergie (sidérurgie, matériaux de construction, non-ferreux, pétrochimie, engrais), prenant en compte les infrastructures industrielles et savoir-faire de base déjà en place, paraît indispensable. Typiquement et en toute logique, les raffineries devraient être amenées à disparaître y compris une bonne partie de la pétrochimie. Ne pas oublier également de bien prendre en compte l'impact de l'industrie 2.0 i.e. avec une forte dose de digital et du coup, de l'industrie du digital et de la consommation électrique qui va avec.

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) ?

Les tendances et orientations de la SNBC correspondent à un basculement de paradigme énergétique, où les fossiles cèdent le pas à l'électricité décarbonée dans la plupart des usages. Or un paradigme se définit précisément par l'articulation entre les usages et modes de consommation dominants avec l'énergie primaire mobilisée au premier chef. Autrement dit, il y a une forme de contradiction implicite à projeter une trajectoire de consommation d'électricité sans expliciter clairement le mode dominant de production d'électricité, lui-même partie prenante du nouveau paradigme. En clair, si l'électricité doit être produite massivement à partir d'éolien et de solaire ou massivement à partir de nucléaire, la consommation future d'électricité ne sera certainement pas la même. Ceci vaut aussi, mais dans le sens opposé, pour l'électricité utilisée pour produire les combustibles décarbonés utilisés comme instruments de flexibilité (par exemple l'hydrogène). A partir de ce constat, il nous paraît nécessaire de compléter les projections de consommations d'électricité de la SNBC, en les remettant en cohérence avec le mode de production dominant d'électricité décarbonée des différents scénarios, et ce afin de rester cohérent avec d'autres travaux prospectifs (PNGMDR, ADEME).

Nos propositions dans ce domaine sont :

- Associer la projection SNBC aux scénarios où le nucléaire contribue modérément ou pas du tout à la production électrique et où l'architecture globale et le mode de gestion du système électrique varient peu (M2, M3, N1). Dans cette projection, revisiter le partage industrie/résidentiel-tertiaire (moins dans l'industrie et la production d'H2, plus dans résidentiel et tertiaire) pour tenir compte de trois facteurs-clé : le développement du numérique, les forts gains d'efficacité dus au basculement sur l'électricité dans l'industrie, le moindre besoin de solution de flexibilité H2 (gestion de la demande industrielle).
- Par rapport à cette projection SNBC revisitée quant aux poids relatifs des secteurs, considérer une baisse de la projection de la consommation électrique diffuse (résidentiel, petit-moyen tertiaire, véhicules électriques légers) dans les scénarios faisant une part importante au photovoltaïque décentralisé (M0, M1), en contrepartie du retrait progressif du nucléaire après 2030. Le principe de cette révision devrait être celui d'une mise en adéquation de la consommation (efficacité + sobriété) avec la disponibilité permise par le PV dans le cadre de « smart grids » et d'outils de flexibilité locaux (accumulateurs, gestion d'effacements et de foisonnements...) . Elle suppose de réduire drastiquement, conformément aux recommandations ADEME/RTE, le chauffage résidentiel ou tertiaire par effet Joule, qui fait appel en période de pointes aux centrales à combustibles fossiles et absorbe une grande partie de la précieuse énergie du parc hydraulique, qui autrement pourrait constituer un outil apportant une grande manœuvrabilité au réseau vis à vis d'un parc ENR très important. En contrepartie, cela suppose de promouvoir dans le domaine du chauffage résidentiel ou tertiaire, outre les réseaux fluides d'origine biologique ou synthèse via H2, les pompes à chaleur laissant aux fluides que l'on vient d'évoquer la fourniture des périodes de pointe.
- Pour les autres scénarios, faisant une place plus importante au nucléaire (N2, N3, N0), considérer un effet d'entraînement significatif de la production nucléaire sur la demande

électrique, notamment sur les usages diffus, du fait de la structure des coûts du nucléaire et de son caractère (modérément) « 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 ?

Cadrage :

- Il nous semble manquer un scénario d'arrêt brutal du nucléaire suite à un accident majeur affectant un élément générique de l'ensemble des réacteurs existants, survenant par exemple en 2030.
- Les scénarios M1 et M2, qui supposent implicitement le remplacement intégral du nucléaire et du thermique fossile par des ENR concentrées dans un système électrique globalement inchangé, nous paraissent comporter un danger de fortes incohérences systémiques intrinsèques.
- Le scénario N1 pose la question de la pertinence économique du maintien à long terme d'une filière électro-nucléaire qui pourrait être limitée à 1 EPR tous les deux ou trois ans en l'absence de marché international.
- Plus généralement, il semble se dégager 3 groupes de scénarios correspondant à des visions radicalement différentes : un groupe de scénarios (N0, N2 et N3) en prolongement des tendances historiques, un second groupe (M0, M1) illustrant un basculement de paradigme complet vers les renouvelables et marquant donc une rupture complète avec ce que nous connaissons aujourd'hui, un troisième groupe (M2, M3, N1) à mi-chemin des deux autres en matière de basculement de paradigme.

Hypothèses communes : voir plus haut nos remarques sur les projections de consommation électrique qui devraient être articulées avec les scénarios d'offre. A ce titre, il conviendrait de distinguer au moins 3 projections de consommation, associées aux trois groupes de scénarios évoqués ci-dessus :

- La projection SNBC considérée comme projection intermédiaire associée aux scénarios M2, M3 et N1
- Une projection basse associée aux scénarios M0 et M1
- Une projection haute associée aux scénarios N0, N2 et N3.

Dimensionnement : Le cadrage européen nous paraît nécessaire pour répondre à cette question :

- Quid du contexte européen quant à l'acceptabilité du nucléaire dans les scénarios N : le nucléaire français doit-il être conçu à usage exclusif de l'Hexagone ou comme élément structurant de l'ensemble du système électrique européen ?
- Quid du contexte européen dans l'architecture d'ensemble des solutions de flexibilité exigées par les scénarios M (part des besoins français couvert par des apports renouvelables étrangers, part du productible renouvelables français destiné à l'export en contrepartie).

Scénarios M0, N0 : oui, ce sont des variantes nécessaires.

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 ? C

Ce scénario traduit une rupture majeure par rapport au paradigme énergétique actuel, à la fois du fait de l'importance des renouvelables, et du fait de l'architecture d'ensemble du système électrique. Il revêt de ce point de vue une importance majeure.

Si les éléments de scénarisation nous paraissent globalement pertinents, en revanche la dimension « micro-systèmes électriques » traduisant le déploiement considérable des unités consommateur/producteur (incluant la mobilité individuelle) et leur mise en communication au niveau local (effet de foisonnement) nous paraît manquer.

Cinq conditions/leviers nous paraissent nécessaires dans un tel scénario :

- Obligation légale d'incorporer un minimum de surface photovoltaïque dans toute construction neuve, étendue progressivement aux toitures plates des parcs existants, puis aux toitures inclinées éligibles (orientation, contexte urbanistique), en contrepartie de soutien financier remboursable.
- Soutien fort des pouvoirs publics au développement et à l'innovation dans les ENR où la France accuse un retard et une frilosité évidents
- Développement d'une offre de solutions et équipements électriques individuels maximisant l'utilité de ce type de fourniture : taille, efficacité, flexibilité, inertie,...
- Déploiement d'une architecture de « micro-réseau » couplant la gestion intégrée de l'ensemble des composantes des producteurs/consommateurs à une production locale « chaleur/force » basée sur le biogaz, les déchets urbains, la biomasse ou l'hydrogène, dimensionnée de façon à minimiser le coût du recours aux solutions de flexibilité externes (réseau interconnecté connecté aux éoliennes et centrales biogaz et hydrogène).
- Mise en place d'une tarification propre à accompagner et favoriser les conditions ci-dessus.

Le portage des projets doit traduire plusieurs évolutions :

- La responsabilisation des Communautés de Communes quant à la mise en place de micro-réseaux dans le cadre d'une évolution du contexte législatif de la décentralisation, avec possibilité de délégation.
- L'ouverture de l'éligibilité aux contrats de délégation, notamment pour les sociétés spécialisées dans le traitement numérique.
- Mobilisation et intéressement des collectivités locales dans des contrats de délégation ou sociétés d'économie mixte visant, sous le contrôle de RTE, à associer des projets de développements d'ENR à des installations de stockages hydrauliques ré optimisées ou redéveloppées.

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 ?

Pertinence : voir commentaires plus haut sur le danger d’incohérences systémiques intrinsèques d’un tel scénario. L’architecture et le mode de gestion centralisé du système électrique actuel ont été façonnés par le recours à un nombre limité d’unités de production de grande puissance, fortement concentrées et pilotables. Or la production d’électricité solaire ou éolienne a des caractéristiques diamétralement opposées : nombre considérable d’unités de production, faible densité de puissance unitaire, non pilotable. Est-il alors pertinent de vouloir faire rentrer les ENR dans le schéma actuel du système électrique en compensant la faible puissance unitaire par un accroissement considérable du nombre d’unités sur un même site ? Ne serait-il pas plus pertinent de partir de critères d’acceptabilité sociale, économique et environnementale pour localiser et dimensionner la taille maximale des sites, d’en déduire le productible annuel par région et par degré de probabilité, et d’évaluer les besoins de solutions de complément et de flexibilité correspondant à une architecture et un mode de gestion du réseau adaptés ?

Optimisation :

- Faute d’une internalisation robuste des dommages sociaux et environnementaux des différents moyens de production électriques, incluant la valeur de la tonne de carbone évitée, de la tonne de déchets nucléaires à vie longue évitée, la valeur d’un km² de paysage transformé évité, ..., l’optimisation économique n’apporte probablement pas grand-chose à une prise de décision rationnelle dans de tels scénarios sous forte contrainte.
- L’optimisation économique suppose une connaissance objective et précise de l’avenir, tant pour ce qui concerne les performances des équipements, leurs coûts, leurs durées de vie, et le volume et la structure des besoins qu’ils doivent satisfaire. Tout le contraire des spécifications d’un tel scénario.

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 ?

Mêmes commentaires que sur le scénario M2. La principale différence avec M2 tient à un arbitrage différent quant aux inconvénients sociaux et environnementaux de l’éolien en grands sites on-shore et off-shore.

L’accumulation d’énergie éolienne maritime par immersion de réservoirs de pompage à grande profondeur (plusieurs centaines de m), utilisant des technologies de cuves métalliques revêtues ou

de bétons étanchés par liners métalliques utilisées dans les installations nucléaires peut conférer à l'éolien off-shore une manœuvrabilité intéressante adaptable aux conditions régionales du réseau.

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 ?

Ce scénario correspond à une durée de vie des réacteurs nucléaires actuels limitée à 50 ans, ce qui paraît être une hypothèse à tout le moins fortement crédible, et dont les conséquences industrielles et économiques ont dû être déjà largement analysées (entre autres par le rapport Charpin-Dessus-Pelat, qui n'envisageait pas de durée de vie au-delà de 50 ans pour les réacteurs existants).

Pour le reste, ce scénario ne peut être que très proche du scénario M1, notamment au regard de la dynamique de la consommation d'électricité (cf questions 4 et 6), ce qui aurait pour conséquence de détendre les contraintes sur le rythme de déploiement des ENR par rapport aux estimations initiales de RTE.

Il correspond aux efforts de développement industriels à grande échelle des solutions de stockage / flexibilité évoquées plus haut

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 opportunes 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 ?

Le rythme d'1 paire de réacteurs tous les 5 ans pose le problème de rentabilité économique à long terme d'une filière industrielle de production qui serait limitée à ce rythme, s'il n'y a pas de perspectives de marché à l'international. D'où la nécessité de préciser et argumenter ce point.

Le déploiement rapide de la production éolienne et, éventuellement photovoltaïque, en grands parcs fera nécessairement baisser le facteur de charge du nucléaire (ENR appelées d'abord en base), ce qui posera deux problèmes :

- L'augmentation du coût de production du kWh nucléaire, qui se conjuguera à celle due au faible effet de série.
- L'utilisation progressivement plus fréquente du nucléaire en semi-base, qui supposera un gain substantiel en possibilités de modulation de la puissance délivrée des réacteurs nucléaires, non sans conséquences sur leur sûreté d'exploitation.

La production de combustible décarboné par électrolyse (en particulier via les procédés à haut rendement, cf infra question 16), instrument de flexibilité d'un système largement pourvu d'énergies intermittentes, dans les périodes de forte disponibilité d'électricité éolienne et solaire, devrait toutefois limiter l'ampleur de ces problèmes.

La question de la localisation devrait être examinée dans son ensemble, c'est-à-dire compte-tenu des localisations des parcs ENR, des localisations des demandes et de l'impact du changement climatique et de la saturation générale des eaux de surface pour le refroidissement des réacteurs, en prenant en compte aussi les rejets radioactifs, notamment de tritium.

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 ?

Les problèmes économiques et techniques (pour le nucléaire) d'articulation entre nucléaire et renouvelables sont moindres que dans N1, mais demeurent néanmoins. Toutefois, le moindre recours aux renouvelables devrait faire baisser le besoin de flexibilité, donc par exemple le besoin de combustible décarboné produit par électrolyse, ce qui pourrait contribuer à affecter le facteur de charge du nucléaire.

Même remarque que ci-dessus pour la localisation.

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 ?

Dans ce scénario, le facteur de charge du nucléaire tomberait apparemment à 66% en 2050, ce qui grèverait significativement la rentabilité de l'ensemble de la filière et pèserait significativement sur le coût de production de l'électricité nucléaire. D'où le commentaire fait plus haut sur un risque probable d'entraînement de la consommation électrique au-delà des projections de la SNBC (question 4) dans ce scénario. Autre questionnement : la possibilité de financer simultanément un développement puissant du nucléaire (y compris dans le cycle du combustible) et un développement soutenu des ENR dans la logique du système électrique existant : le nucléaire ne risque-t-il pas de chasser le renouvelable ?

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 ?

Idem question 12

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 ?

Pour les grands parcs éoliens (on-shore et off-shore) et solaires, ne pourrait-on pas être plus précis sur les dimensionnements au regard des critères d'acceptabilité sociale, économique (pêche par ex) et environnementale, par exemple en termes de surfaces occupées acceptables et de puissance max correspondante ? Ceci renvoie à la question de la cohérence intrinsèque des scénarios M2, M3, N1 : peut-on continuer à considérer que les implantations des moyens de production doivent répondre à une demande supposée exogène (logique actuelle), ou doit-on requestionner l'évolution de la demande à la lumière des contraintes susceptibles de peser sur ces implantations ?

La dissémination des moyens ENR est de nature à solliciter plus largement le maillage des réseaux de distribution MT et BT.

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...) ?

La disponibilité des eaux de surface qui peut devenir de plus en plus critique pour un parc de centrales thermiques conséquent.

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 ?

Questionnement sur la prise en compte de systèmes intégrés individuels solaire thermique – ECS électro-dynamique-chauffage-LVL/LVV dans scénarios M1 M0, et leur incidence sur les gisements de flexibilité.

Autres suggestions concernant les solutions de flexibilité :

- nouveaux types de batteries d'accumulateurs tels que les accumulateurs sodium-ion ou zinc-air qui font l'objet d'un programme massif d'industrialisation en France (société TIAMAT soutenue notamment par l'ADEME et BPI France) et qui peuvent constituer un outil très répandu dans la gestion des réseaux électriques, pour la fabrication duquel les ressources et la maîtrise industrielle françaises sont bien présentes.

- accumulation d'énergie éolienne maritime par immersion de réservoirs de pompage à grande profondeur (cf plus haut).

- électrolyseurs à haute température auto-générée de type à oxyde solide (développés par la société GENVIA). Ces électrolyseurs sont présentés comme réversibles (cf. les PAC dites SOFC) et pourraient donc constituer une solution de stockage d'énergie sous forme d'hydrogène. Leur rendement est avancé pour l'électrolyse à 99%.

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...) ?

Il faudrait distinguer plus clairement le recours à l'hydrogène comme combustible de substitution aux fossiles dans les usages thermiques et la motorisation, du recours à l'hydrogène comme solution de flexibilité du système électrique, et préciser les articulations éventuelles entre ces deux fonctions. Par exemple, le développement de piles à combustible dans les voitures à motorisation électrique (range-extender) peut diminuer le besoin de batteries et contribuer à la flexibilité électrique au niveau d'une maison (scénarios M1 et M0 principalement).

Pour le transport lourd, l'utilisation de piles à combustibles alimentées en hydrogène est déjà envisagée pour les trains régionaux et pourrait s'étendre au fret à une échelle plus décentralisée.

Les transports routiers pourraient aussi bénéficier d'une électrification via l'hydrogène, avec dans un premier temps l'installation de piles à combustibles de service pour les transports frigorifiques lors de périodes de stationnement par exemple.

Le dimensionnement et la localisation des électrolyseurs, le dimensionnement du réseau transport/distribution d'H₂, en lien ou non avec les réseaux de gaz existants et le dimensionnement et la localisation des stockages, dépendent fortement des scénarios considérés, et du rapport ENR/nucléaire optimal dans chaque scénario pour la production d'hydrogène. Trois cas au moins devraient être considérés : micro-électrolyseur localisé dans l'habitation couplé au photovoltaïque et au système PAC-batteries des voitures ; électrolyseurs de taille moyenne localisés sur les parcs de production éolien ou solaire ou au voisinage immédiat, et reliés à des stockages situés aux abords des villes ou stations services et industries situées à proximité. Electrolyseurs de grande taille localisés à proximité de centrales nucléaires ou de stockages de gaz naturel, couplés au réseau de transport et de grand stockage.

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 ?

Trois commentaires :

- L'absence de nucléaire dans les autres pays de l'UE peut s'avérer difficilement compatible, politiquement, économiquement et socialement, avec une relance du nucléaire en France. Sauf à considérer que le nucléaire français devienne un élément central dans l'architecture d'ensemble du système électrique européen, mais il faut alors le préciser. Dans un tel cas, on peut s'interroger sur l'acceptabilité, en France, d'une relance du nucléaire qui ne serait pas entièrement dédiée à l'hexagone.
- Le Maghreb dispose de gisements d'électricité solaire considérables, et accessibles via un transport sur longue distance. Est-il envisagé, dans les scénarios électriques européens, des importations significatives d'électricité solaire de l'UE en provenance du Maghreb via l'Italie et l'Espagne ? Si oui, à quel niveau ? Idem pour l'éolien en Mer du Nord.
- La conservation des groupes turbo-alternateurs des centrales déclassées en tant que compensateurs synchrones comme évoqué ci-après devrait faciliter les équilibres et échanges au niveau européen en attente de systèmes statiques de gestion d'énergie réactive.

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 ?

Une des questions majeures que posent notamment les scénarios M0 et M1, où devraient être envisagé le développement de micro-réseaux locaux mutualisant de très nombreuses unités production/consommation, est celle des implications de ces micro-réseaux sur la gestion du réseau interconnecté (les 4 blocs thématiques) : le micro-réseau peut être en effet assimilé à un consommateur/producteur unique avec un profil de consommation/production temporel considérablement lissé par rapport à la simple addition des unités de production/consommation, le niveau de lissage étant certainement dépendant des conditions tarifaires appliquées au micro-réseau par le gestionnaire du réseau interconnecté.

Des stockages d'hydrogène constitués à partir de surproductions éoliennes ou solaires pourraient servir de réserves opérationnelles

Une remarque souvent adressée au développement massif des ENR est la question du maintien de stabilité de fréquence du réseau ainsi que l'influence qu'ils peuvent avoir sur les réseaux européens interconnectés avec le réseau français. On évoque l'installation de compensateurs synchrones. Il serait intéressant d'examiner le rôle que pourraient jouer à cet égard les groupes turbo-alternateurs en place au fur et à mesure du déclassement des tranches nucléaires. On pourrait dans ce sens conserver les dispositifs de connexion au réseau (transformateurs, disjoncteurs), conserver la partie du contrôle-commande relative au groupe en l'adaptant au besoin, et utiliser ce dernier comme compensateur synchrone à forte inertie :

- soit en faisant tourner la turbine sous un vide primaire pour éviter des échauffements parasites
- soit en désaccouplant la turbine de l'alternateur

Un premier cas d'application pourrait concerner dès à présent les deux groupes de Fessenheim.

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 ?

Il paraît important de replacer cette nécessaire réflexion sociétale dans le contexte d'ensemble d'un basculement du paradigme énergétique actuel basé sur les fossiles, vers un paradigme basé sur l'électricité, en distinguant d'un côté la logique induite à long terme par une relance du nucléaire, de celle induite par un recours massif, voire exclusif, aux renouvelables. D'un côté la poursuite d'une logique top-down universelle, de l'autre l'émergence et le déploiement d'une logique bottom-up. Dans l'un et l'autre cas, les trois axes d'étude proposés sont nécessaires, mais ils se posent dans des termes radicalement différents.

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 ?

Quelques réserves sur la quantification de l'empreinte carbone, à la fois sur la méthode communément utilisée, et sur les paramètres à long terme (quelles hypothèses sur les mix électriques et énergétiques en Chine, et dans le reste de l'Asie, dans le Maghreb, etc.).

L'analyse environnementale devrait également prendre en considérations les rejets thermiques des modes de production de l'électricité. Les ENR prélèvent dans l'environnement l'équivalent de l'énergie électrique qu'elles produisent, quand les systèmes de production thermique par le nucléaire rejetent en pertes thermiques dans l'environnement en gros deux fois l'énergie qu'elles produisent sous forme d'électricité (écart de trois fois en faveur des ENR, donc). Il y a en effet un risque d'incohérence dans les scénarios où l'on cherche à orienter individuellement et collectivement la société vers une certaine sobriété permettant d'économiser 10, 20, 30 ou 40 % de l'énergie produite quand le processus de production lui-même implique 200 % de pertes dans l'environnement.

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 ?

Coûts : tous les scénarios, à des degrés divers, impliqueront des équipements à finalité multiples, pour lesquels il sera nécessaire de préciser les règles d'imputation entre ces différentes finalités : par exemple les électrolyseurs, les éventuelles PAC (voitures par exemple), les batteries, les panneaux solaires thermiques, etc.

Méthode, taux d'actualisation : on suggère de s'inspirer de la méthode retenue par l'étude Charpin-Dessus-Pelat, c'est-à-dire

- calculer d'abord, année par année, l'ensemble des investissements et des coûts de fonctionnement, d'entretien, de jouvence et de démantèlement
- calculer ensuite un coût comptable annuel moyen du kWh, année par année (incorporant les éléments financiers relatifs aux investissements passés)
- calculer enfin un coût complet basé sur un taux d'actualisation paramétrable.

On attire l'attention sur le fait que le recours au taux d'actualisation implique de prendre en compte l'ensemble des dépenses induites au-delà de 2050 par les équipements installés avant cette date (démantèlement, stockage des déchets radioactifs, ...).