

# **Réponse du comité Énergie d'IESF au document de consultation publique sur le cadrage et les hypothèses des scénarios**

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

Le comité Énergie d'IESF est d'accord sur le cadrage général et les « grandes questions ». Il s'interroge cependant sur le caractère parfaitement objectif de certaines présentations. Par ailleurs, les questions sont axées sur la méthodologie et très peu sur les hypothèses, pourtant essentielles. Par exemple, s'appuyer sur des potentialités « théoriques » techniquement inaccessibles obère la crédibilité des résultats. Pour le comité Énergie, la consultation aurait dû s'appuyer beaucoup plus directement sur le rapport technique, qui permet une analyse approfondie des questions. L'absence de l'Europe dans la synthèse fait ressortir la difficulté de l'intégrer dans l'étude, comme le souligne le rapport technique. Enfin, les questions posées ne laissent pratiquement aucune place à des propositions créatrices, visant notamment à élargir le débat.

Une dernière remarque : cette étude propose une limitation ou une diminution du nucléaire pour raison de diversification, en le remplaçant par des électricités intermittentes, éliminant toute diversité dans le cadre 100% ENR (par exemple scénario M0) avec les inconvénients associés à l'intermittence.

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

L'hypothèse retenue, en termes d'évolutions démographique et macroéconomique, est identique pour les huit scénarios. Avoir les mêmes profils de démographie et de croissance est un choix pertinent : l'influence de ces variables sur les résultats est très importante et ce choix d'un ensemble d'hypothèses communes facilitera les comparaisons entre les différents scénarios.

Les hypothèses sur la croissance économique sont un peu hautes - comme cela est souligné dans le dossier de la consultation - et on peut donc considérer que, associées à l'hypothèse favorable de maintien de la part de l'industrie dans le PIB, elles intègrent implicitement les premiers résultats d'une politique de réindustrialisation ou de relocalisation.

Ce point est aussi l'occasion de rappeler que l'étude de variantes, même aussi intéressantes que celles de politique industrielle, ne doit pas détourner de l'objectif principal des travaux et éclipser les messages qui en découleront.

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

Les deux scénarios proposés sont à la fois pertinents et fondamentaux pour maintenir en France un secteur économique important en termes d'emplois directs et indirects :

1. Le premier permettant de préserver la situation actuelle en particulier pour des secteurs tels que l'agro-alimentaire, la chimie, la métallurgie
2. Le second mettant en perspective les chances de reconquête de l'activité industrielle.

L'électrification étant a priori une source d'accroissement des coûts opératoires, l'analyse qui sous-tend l'élaboration des scénarios se doit d'être précise techniquement. La pénétration de l'électricité ou de l'hydrogène qui n'en est qu'un vecteur ne peut être pertinente qu'avec des technologies très performantes de type pompes à chaleur (pour des secteurs tels que l'agro-alimentaire ou la pharmacie) ; en revanche, sans politique tarifaire dédiée, son utilisation uniquement pour produire de la chaleur serait pénalisante économiquement.

Il serait utile pour renforcer cette vision prospective :

1. d'intégrer les innovations en cours pour utiliser de l'hydrogène en métallurgie ou en cimenterie...
2. de prendre en compte les politiques climat au niveau international, politiques qui ont une importance majeure sur la compétitivité (prix du CO<sub>2</sub>, évolution du mix énergétique...)

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

L'étude proposée doit nécessairement utiliser les données de la SNBC. Il est difficile de répondre sur la question des variantes par rapport aux données de la SNBC sans consolider les hypothèses retenues ni pouvoir mesurer leur crédibilité. Le comité Énergie d'IESF relève dans l'introduction de cette étude des incompatibilités entre les chiffres présentés pour la consommation finale d'énergie et l'évolution de la part électrique de cette consommation à l'horizon 2050.

Concernant la consommation finale d'énergie, la substitution d'au moins une partie de la production nucléaire pilotable par la production des énergies renouvelables intermittentes (éolienne et photovoltaïque) aura les conséquences suivantes :

- nécessité de développer en fin de période des moyens de stockage long terme, la voie power-to-gas étant privilégiée, ce qui **devrait** à son tour entraîner le développement de la filière hydrogène vert (ex électrolyse) et les secteurs associés (dont e-fuels, transformation de la biomasse) ;
- intérêt de développer des secteurs gros consommateurs d'électricité pour absorber les surplus de production à forte puissance des ENR intermittentes, surplus allant de pair avec l'importance du stockage (du fait du rendement limité de celui-ci).

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

##### ➤ Êtes-vous d'accord avec le cadrage et les six scénarios d'étude principaux proposés ?

La principale question sur ce cadrage est son réalisme technique et économique :

Le passage de 40 à 50 voire 60 ans de durée de vie des centrales françaises existantes est à peine lancé (Tricastin sera la première à pouvoir dépasser les 40 ans). Quels en seront le coût et le calendrier de réalisation pour les 32 réacteurs concernés dans la décennie qui vient ?

Les Etats-Unis ont commencé à autoriser une durée de vie de 80 ans des centrales nucléaires (2 centrales, en Floride et en Pennsylvanie) et l'analyse des conditions pour atteindre le siècle a été lancée le 20 janvier 2021 par la Nuclear Regulatory Commission (Autorité de Sécurité Nucléaire des États-Unis)

Le développement de la voie des réacteurs à neutrons rapides qui permettrait de gérer une partie des déchets nucléaires actuels et une meilleure circularisation de la production d'électricité nucléaire n'est pas mentionné, de même que les coûts de stockage des déchets nucléaires existants et futurs liés aux démantèlements prévus (cf. ci-dessous)

Le choix devrait se faire par une optimisation globale de la fonction économique, basée sur un planning réaliste et la minimisation des émissions résiduelles de CO<sub>2eq</sub>.

Les 6 scénarios prévus ne mentionnent pas ces alternatives étudiées ailleurs dans le monde.

➤ **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 ?**

La trajectoire de déclassement nucléaire retenue paraît totalement irréaliste en observant notamment le cas de la centrale de Brennilis qui a été arrêtée en 1985. En septembre 2019, son démantèlement, commencé en 1985, était prévu pour n'être achevé qu'en 2039 et son coût n'est toujours pas réévalué. Comment peut-on imaginer démanteler une centrale par an ? A quel coût ?

➤ **Selon vous, quel doit être le dimensionnement des scénarios en matière de production d'électricité en France ?**

Tout dépend de la part d'électricité qui sera utilisée dans le transport (batteries et hydrogène) et dans l'industrie (au sens large c'est-à-dire en incluant la consommation des serveurs numériques et des fermes à cryptoactifs). Il devra y avoir une cohérence avec les plans de réindustrialisation de la France...

➤ **Confirmez-vous l'intérêt, exprimé lors de la concertation, d'étudier les deux scénarios alternatifs (« M0 » et « N0 ») proposés ci-dessus ?**

La multiplication des scénarios accroît certes le travail et complexifie le travail d'analyse a posteriori.

Les scénarios M0 et N0, sans être nécessairement réalistes, sont les plus démonstratifs.

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

### ➤ Quelle configuration précise souhaitez-vous étudier à travers le Scénario M1 ?

Le scénario M1 laisse encore une très large part à l'éolien et notamment l'éolien en mer, ne vaudrait-il mieux pas choisir une option encore plus strictement photovoltaïque ?

### ➤ Êtes-vous d'accord avec les différents éléments de scénarisation présentés ?

Entre septembre 2019 et 2020, 0,7 GW ont été installés. Pour atteindre 185 GW il faudrait atteindre 8 fois le rythme actuel. De plus le nombre actuel d'installation est de 476 000, il faudrait donc 8 millions d'installations soit le nombre de familles en France. Cette progression paraît trop rapide. La surface requise serait de l'ordre de 2500 km<sup>2</sup> pour le photovoltaïque et 11 000 km<sup>2</sup> pour l'éolien terrestre soit au total 2,5% du territoire métropolitain.

### ➤ 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 ?

Les panneaux nécessaires doivent être en grande partie importés de Chine faute d'une filière européenne. De plus, il est douteux que la totalité de la population s'investisse spontanément dans le photovoltaïque. En particulier, pour la population urbaine, les projets photovoltaïques sont peu compatibles avec servitudes de site des villes historiques

Il faudrait par ailleurs lever les freins à l'installation en matière d'urbanisme (beaucoup de périmètres sont protégés) et à la décision au niveau des copropriétés. Dans ce dernier cas, des règles devraient être établies pour la distribution des recettes ou de l'électricité produite. Enfin, il faudrait tenir compte du fait que de nombreux toits n'ont pas été prévus pour recevoir de manière optimale le rayonnement solaire...Ce qui réduit d'autant la pénétration du solaire sur les bâtiments.

### ➤ Selon vous, comment le développement du portage des projets par les acteurs locaux doit-il se traduire dans les scénarios ?

A ce niveau de développement il faut certainement des incitations fiscales, un accompagnement technique local indépendant (à travers des agences locales de l'énergie) pour contrebalancer des offres de fournisseurs irréalistes mais l'obtention d'une adhésion aussi large semble improbable sans réglementation contraignante (par exemple une obligation aux fournisseurs d'électricité de proposer un investissement solaire chez son client).

Un obstacle important est le manque de confiance envers les sociétés qui démarchent les particuliers (risques d'escroquerie) : il importe de clarifier les responsabilités, donner des agréments avec garantie publique...

- **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 ?**

Le problème est double. La diffusion des sources nécessite une agrégation des ressources par des sous-stations. Il faut aussi un réseau d'équilibrage. Cet équilibrage devient très complexe car il est diffus. Le recours au stockage est indispensable ; mais le niveau des besoins en stockage est si élevé qu'ils ne peuvent être obtenus que par des solutions telles que le Power-to-X à des niveaux peu réalistes.

Comme indiqué dans l'étude RTE, il faut également pouvoir remonter l'information de ces producteurs répartis... Les réseaux actuels le permettent-ils ?

A noter aussi que les centrales nucléaires françaises sont pour la plupart capables de fonctionner en suivi de charge avec une ou deux variations journalières ce qui évite les besoins de stockage.

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

- **La configuration envisagée pour le scénario M2 vous paraît-elle pertinente ?**

Le niveau de photovoltaïque reste élevé (90 GW correspondent à 1200 km<sup>2</sup> soit 0,2 % du territoire métropolitain). L'éolien terrestre correspond à 17 000 km<sup>2</sup> (à 5 MW/km<sup>2</sup>) soit 3% du territoire. Quant à l'éolien offshore il implique la mise en œuvre de la totalité de l'éolien offshore y compris l'éolien flottant dont les coûts sont très élevés (Wind-Europe, 2019).

- **Disposez-vous d'études ou d'éléments détaillés sur la répartition économiquement optimale des énergies renouvelables (répartition entre technologies ET localisation géographique) ?**

Il est inquiétant de constater que l'éolien offshore flottant est concentré sur le golfe du lion qui ne dispose pas de gros consommateurs.

- **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 ?**

Pour l'éolien les limites sont de nature environnementale et sociétale. A ce titre l'éolien offshore possède un sérieux avantage a priori mais il existe de sérieux freins sociétaux quand on voit les recours contre les projets actuels en France.

- **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 ?**

Parmi les conditions techniques, il est nécessaire de continuer à accroître la puissance unitaire des éoliennes ainsi que leur durée de vie au-delà de 25 ans.

Le développement des énergies renouvelables doit être pensé en lien avec celui des réseaux.

### 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 ?**

Le développement massif de l'éolien en mer semble approprié, toutefois sa répartition n'est pas particulièrement favorable à la France. La France dispose d'un potentiel de 40 GW d'éolien en Manche et Atlantique Nord et de 17 GW en Méditerranée (flottant) (Wind-Europe, 2019). Les sources majeures d'éolien en mer de l'Europe sont situées en Mer du Nord, en particulier en zone Britannique (Dogger Bank), mieux placées pour desservir les régions industrielles de l'Europe du Nord que la France.

- **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 ?**

On pourrait faire un parallèle avec l'offshore pétrolier. Depuis 1960, et bien qu'il n'y ait jamais eu de gisement offshore en France, sous l'impulsion du groupe Total-Elf, un secteur s'est développé et a jusqu'à une date récente joué un rôle mondial. Cela passe par la constitution d'une filière intégrant les acteurs donneurs d'ordre, ingénierie, entrepreneurs, fournisseurs.

- **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 ?**

La Filière des Industries de la Mer (FIM) est un des vecteurs appropriés pour motiver les ressources techniques et économiques nécessaires. Dans ce cadre il faut signaler les efforts d'EVOLLEN, groupement d'entreprises tournées vers l'énergie et en particulier les énergies nouvelles.

### 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 ?**

Cette configuration se heurte à des obstacles environnementaux pour le photovoltaïque et l'éolien terrestre. Pour l'éolien en mer, il impose d'avoir recours aux vents propices du Golfe du Lion, mais que faire de cette énergie sans hinterland industriel.

- **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 ?**

Les impossibilités ne semblent pas essentiellement de nature technologique. Il existe également des obstacles de nature sociétale ou environnementale, sans oublier les conséquences sur l'emploi.

La gestion des intermittences est rendue plus complexe car les trois sources de renouvelable sont du même ordre de grandeur et décorréliées. Il faut donc faire appel au stockage massif, c'est-à-dire au power-to-X.

- **Selon vous, quelles sont les contraintes économiques et industrielles associées à la trajectoire de déclasserement du nucléaire dans ce scénario ?**

La part du nucléaire passe de 60 % à 10% en 2045, ce qui implique le démantèlement d'une centrale par an environ. Les capacités industrielles risquent de manquer et les stockages des matières dangereuses restent à trouver et construire. Il faudrait aussi en parallèle construire les infrastructures d'agrégation des sources photovoltaïques et celle de l'éolien terrestre. Risque de voir disparaître une compétence industrielle au moment même où la fusion (ITER) peut devenir une réalité

Référence : Wind-Europe. (2019). *Our Energy, our Future - How offshore Wind will help Europe go Carbon Neutral*. Brussel Europe go Carbon Neutral. Brussels ; windeurope.org

	Facteur de charge %	Puissance unitaire installée W/m²	M1			M2			M3			M0			M'0	
			Puissance installée GW	Puissance produite GW	Surface km²	Puissance installée GW	Puissance produite GW	Surface km²	Puissance installée GW	Puissance produite GW	Surface km²	Puissance installée GW	Puissance produite GW	Surface km²	Puissance installée GW	Puissance produite GW
Photo voltaïque	14%	75,00	185	25,0	2467	90	12,2	1200	105	14,2	1400	130	17,6	1733	70	9,5
Eolien terrestre	24%	5,00	55	13,2	11000	85	20,4	17000	55	13,2	11000	95	22,8	19000	95	22,8
Eolien offshore	38%	5,00	40	15,2	8000	55	20,9	11000	65	24,7	13000	60	22,8	12000	60	22,8
PV + éolien			280	53,4		230	53,5		225	52,1		285	63,2		225	55,1
Superficie occupée à terre (en % de la surface métropolitaine)			13467 2,45%			18200 3,31%			12400 2,25%			20733 3,77%				
Nucléaire				15,0			15,0			15,0			15,0			15,0
Hydraulique				30,0			30,0			30,0			30,0			30,0
Bioénergies				5,0			5,0			5,0			5,0			5,0
Total				103,4			103,5			102,1			113,2			105,1

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

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

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

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

Ces questions portent toutes sur des scénarios comprenant des parts variables de nucléaire, allant de zéro à 50%. Le comité Énergie d'IESF estime qu'il est souhaitable de traiter globalement pour les quatre questions les thèmes suivants qui leur sont communs :

- **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 ?**
- **Quelles hypothèses considérez-vous opportun de considérer en matière de répartition géographique des nouveaux réacteurs ?**

Les réacteurs proposés, EPR simplifiés tiennent compte des précédents de ceux de Taishan qui tournent aujourd'hui comme des horloges. Il n'apparaît donc pas de problèmes technologiques et réglementaires. L'ASN qui a été associée étroitement à la validation des EPR 1, et 2 simplifiée est d'ailleurs la seule autorité qualifiée pour se prononcer sur ce dernier point.

Sur le plan environnemental, EDF ayant pris la précaution de réserver dans les sites des centrales actuelles des réserves foncières, l'implantation de nouveaux EPR se fera sans difficulté (Le nucléaire est de très loin la technologie productrice d'électricité consommant le moins de surface au TWh produit), et nous savons déjà que les élus, les autorités économiques et la majorité des populations des territoires concernés, très sensibles aux retombées sur les emplois, ont déjà fait connaître leurs candidatures à l'accueil de réacteurs du nouveau nucléaire qui recevrait un accueil globalement positif du sociétal local.

EDF a déjà fait savoir que des sites en bordure de mer seraient privilégiés.

RTE dessert déjà les centrales actuelles et devrait confirmer qu'à la différence d'autres sources nouvelles d'énergies proposées, le nouveau nucléaire est compatible avec les réseaux existants, et constitue une composante fondamentale de l'équilibre du système électrique.

Sur le plan économique, le nucléaire prolongé via le grand carénage propose aujourd'hui des prix de revient cash de 33€/MWh pour les dix ans qui suivent, soit le prix le moins cher du marché pour une énergie pilotable. Il est plus que probable que des révisions ultérieures le prolongeant jusqu'à soixante ans baisseront encore ce coût cash.

Le pré rapport AIE RTE évoque pour le développement d'une forte proportion d'énergies renouvelables que beaucoup de solutions envisagées les concernant, tant pour les réseaux, que pour le pilotage de leur sécurité électrique, notamment la stabilité du réseau, ou les stockages compensant leurs intermittences, ne pourront être évaluées de manière fiable et chiffrée sur le plan des coûts qu'à l'issue de l'étude complète du rapport prévu fin 2021. Il n'en est pas de même pour les nucléaires anciens et nouveaux dont les conditions d'insertions dans



les réseaux existants sont aujourd'hui bien connues et validées par l'expérience, et donc n'appelleraient pas de coûts supplémentaires.

➤ **Selon vous, quelles sont les conditions permettant de moduler fortement l'effort de développement des énergies renouvelables sur les différentes périodes considérées ?**

Voir les réponses sur l'équilibre du réseau, les stockages, le développement des réseaux et la flexibilité.

Si le nucléaire sait déjà être flexible techniquement, son coût marginal lié au combustible ne représentant que moins de 10% du total rendrait absurde sur le plan de l'économie son utilisation comme back-up des intermittents.

➤ **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) ?**

A ce jour, et compte tenu de l'état actuel de l'industrie française, EDF a proposé dans l'hypothèse d'une décision prise à l'issue de la consultation suivant la réception du rapport complet de mettre en service trois paires d'EPR entre 2036 et 2040. Si le pays voulait aller plus vite ultérieurement, une condition essentielle serait de donner une visibilité claire et sécurisée à long terme à ce programme. En effet les ressources humaines, dont les jeunes ingénieurs dont la disponibilité est un facteur clé de succès, n'acceptent de s'engager dans ces professions qu'à cette condition.

Il en est de même pour les grandes révisions accompagnées de grand carénage amenant le parc actuel à vivre jusqu'à soixante ans. Elles requièrent une programmation en amont des études supposant elle aussi une visibilité à long terme sécurisée pour l'exploitant.

➤ **Répondre au scénario jugé le plus pertinent**

Pour les quatre scénarii est répété en tête des questions : **L'analyse de la configuration proposée dans ce scénario vous apparaît-elle pertinente ?**

Le comité Énergie d'IESF estime qu'il convient de formuler auparavant les critères de choix, à savoir à quels objectifs doit répondre le système électrique de 2050-2060.

L'UNIDEN (Union des Industries consommatrices d'énergie) les a précisés dans son cahier d'acteur :

*« **Le nucléaire**, un facteur de prévisibilité essentiel à l'investissement industriel. Les critères économiques pour investir dans de nouvelles installations ou moderniser les installations existantes, sont (i) la compétitivité des coûts de production, (ii) la non sensibilité au risque carbone à moyen et long terme, (iii) la disponibilité d'une production électrique de base de forte puissance, (iv) la prévisibilité de ces facteurs sur la durée d'investissement (> 15 ans) et (iv) la sécurité d'approvisionnement **La production d'électricité nucléaire française répond à chacune de ces exigences.....***

..... Les énergies alternatives au nucléaire ne peuvent présenter en France, à l'heure actuelle et pour le moyen terme, les mêmes qualités. Il est donc indispensable qu'une production de base nucléaire suffisante reste disponible »

**Opinion confirmée par la présentation de Fatih Birol :**

« ...Fermer les centrales nucléaires françaises serait une erreur. L'énergie nucléaire est un atout national pour la France. Ces dernières décennies, son développement a été une des composantes de la croissance économique française et sur le plan technique, elle a prouvé qu'elle fonctionne à grande échelle ... »

Pour le comité Énergie d'IESF, la contribution du système électrique à l'emploi, donc en particulier pour le nucléaire à l'avenir d'une filière industrielle française exportatrice employant 220 000 scientifiques chercheurs, ingénieurs et travailleurs qualifiés, et à la **compétitivité**, sont des facteurs essentiels. En conséquence nous manifestons notre choix en faveur d'un scénario N0 amélioré maintenant un socle nucléaire important dans le mix choisi à long terme, et notamment sur la prolongation jusqu'à 60 ans des réacteurs historiques en rappelant que les exigences requises par l'ASN pour le Grand Carénage vont permettre aux réacteurs en activité d'atteindre un niveau de sûreté proche des réacteurs de 3ème génération, avec pour objectif de ne pas avoir à évacuer les populations en cas d'accident grave.

Dans son étude Amérique, Géopolitique de l'électricité nous démontre qu'en faisant vieillir intelligemment leurs centrales les américains font bénéficier leurs industriels d'un courant à moitié prix de celui que payent nos industriels français.

Une étude objective de cette question sous contrôle de l'ASN est souhaitable.

## 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 ?**

Les principes proposés sont pertinents, à la condition qu'il soit tenu compte **de manière effective**

- de l'acceptabilité des projets (réf. Q20) pour créer de la confiance, ce qui passe par deux actions corrélées envers les ruraux et leurs associations :
  - offrir aux ruraux des garanties justes et équitables en matière de procédures
  - définir des **obligations de résultats** sur la protection de l'environnement et le respect de leur santé
- des impacts environnementaux au sens large (réf. Q21) pour préserver l'environnement et le cadre de vie, ce qui est un axe légitime et prioritaire.

**Dans les scénarios M2 et M3, il ne faut pas sous-estimer l'impact des éoliens maritimes sur les milieux marins, la ressource halieutique et les paysages littoraux.**

**D'une manière générale**, le nucléaire se situant sur le temps long, il faut prendre pour perspective 2060 plutôt que 2050 et envisager de prolonger la durée de vie des réacteurs au-delà de 60 ans.

- ***Avez-vous des pistes de réflexion complémentaires ou d'autres hypothèses à proposer pour définir la répartition des principaux moyens de production ?***

Propositions alternatives chiffrées du Céréme <https://cereme.fr/> : des choix privilégiant l'efficacité énergétique, respectueux de l'environnement et respectant les objectifs UE contraignants (émissions CO2, % de renouvelables 2030).

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

Les hypothèses sur l'évolution du climat reposent sur les prévisions de Météo France dans le cadre de l'hypothèse d'émissions RCP8.5 du GIEC (correspondant à des émissions élevées à l'horizon 2100). Elles sont sensiblement plus pessimistes que d'autres prévisions climatiques retenues par le GIEC. Mais il faut indiquer que les deux modèles français (Météo France et IPSL) donnent des résultats similaires qui se sont révélés jusqu'à présent plus proches de la réalité que la plupart des autres modèles internationaux du GIEC. Nous répondons donc « oui » aux deux premiers paragraphes de la question 15.

### 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 ?***

A la première question, le comité répond oui pour l'approche et fermement non pour les hypothèses notamment celles relatives aux gisements accessibles potentiels (qui devraient être disponibles à tout moment).

La deuxième question est trop vaste, tant les remarques abondent et concernent plutôt le rapport technique. Le comité estime que les solutions techniques nécessaire pour pallier la fragilité issue de la progression des productions intermittentes en France et en Europe ne sont pas encore mûres. Même si certains affirment qu'« il existe un consensus scientifique sur l'existence de solutions techniques, permettant la stabilité du système électrique sans productions conventionnelles » le comité insiste sur l'importance des conditions posées dans le rapport technique pour que ces solutions soient effectives et fiables.

➤ **Que nous apprend l'observation très intéressante des figures 13 et 14 évaluant les principales attentes du pré rapport en matière de levier de flexibilité de l'industrie et du résidentiel ?**

**Industrie** - D'abord que la contribution est bien prévue croissante, mais restant du même ordre de grandeur qu'aujourd'hui. Les usines existantes et, par exemple des productions d'hydrogène à venir, ont besoin pour être rentables de travailler un grand nombre d'heures dans l'année avec un plein facteur de charge, mais peuvent programmer leurs arrêts techniques en période de pointe de demande électrique et, comme le montre l'expérience du passé procéder à la demande de RTE à, des délestages rapides de courte durée.

**Habitat et Transport** - Il appartiendrait en conséquence au **secteur résidentiel**, auquel a été joint celui du **transport** de fournir les principaux leviers de flexibilité. Les ordres de grandeurs de sa contribution de l'habitat, 8GW marquent une croissance modérée, mais le plus grand espoir de changement évoqué viendrait d'une contribution du transport évaluée à 15GW. Si la quasi-totalité du parc de petits utilitaires et de VL était électrifié, la pleine charge de leurs batteries se monterait à 1TWh, dont seule une part minoritaire pourrait être utilisée. La réserve d'énergie maximale de l'hydraulique de lac se monte déjà à 3TWh. L'ordre de grandeur du potentiel de stockage pour moyennes et longues durées ne serait pas significativement changé.

Mais pour obtenir le consentement des conducteurs aux charges et décharges, il ne s'agirait pas là de technologie mais de **marketing**. Aussi sont suggérées deux types d'études, seuls moyens permettant de cibler les ordres de grandeurs de ces contributions éventuelles : l'étude des premières expérimentations (en Californie, en Norvège, ...) qui serait également utile pour développer des études marketing pour lesquelles il conviendrait d'analyser les savoirs faire d'EDF, de Renault, de Stellantis et même de Tesla.

### **Conclusion**

Les apports de flexibilités des secteurs consommateurs, y compris le transport, pourraient mieux réguler les pointes et creux, quotidiens et de week-end, ce sera un bénéfice appréciable mais qui ne dispense pas de disposer de moyens de stockage appropriés.

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

La production industrielle d'hydrogène par électrolyse doit servir en priorité à remplacer l'usage d'une source carbonée fossile, sinon on peut privilégier l'étape de l'électricité en usage direct. A part le méthanol, utilisable en chimie et l'éthylène pour les polymères, les dérivés de réaction de l'hydrogène et du CO<sub>2</sub> de récupération conduisent à la réémission du CO<sub>2</sub> par combustion. L'hydrogène ne peut être concurrencé par le méthanol dans les piles à combustibles qui relarguent dans ce cas du CO<sub>2</sub>. L'ammoniac peut être attrayant en raison de sa transportabilité mais dégage des oxydes d'azote au fort pouvoir de GES dans les moteurs thermiques.

Le scénario de référence proposé par RTE apparaît réaliste. Le scénario H+ semble probablement trop optimiste, sauf pour le développement des productions de gaz et de carburants de synthèse à partir de l'hydrogène décarboné et de CO<sub>2</sub> d'origine non fossile.

Il faut concentrer les études de développement de l'hydrogène sur le remplacement des productions générant du CO<sub>2</sub> les plus importantes : l'hydrogène issu du vaporeformage, l'hydrogène combustible gazeux et liquide, le transport, la chimie (ammoniac, méthanol...), métallurgie et ciment, les centrales thermiques à hydrogène pour flexibilité. L'utilisation au transport nécessite des infrastructures et une logistique importantes. L'avenir des piles à combustibles, opposées aux véhicules particuliers électriques, est incertain notamment pour des raisons de stockage embarqué.

Dans tous les cas, les besoins d'électricité sont considérables.

Le stockage et le transport de l'hydrogène étant coûteux et soumis à de fortes contraintes de sécurité, il faut privilégier les lieux de production au plus près des lieux d'utilisation ou de chargement, en attendant le développement d'un important réseau de pipeline. La production d'hydrogène décarboné par les techniques innovantes - craquage haute température du méthane, électrolyse haute température au rendement proche de 100%, rendant réaliste un prix de 2€ par kg - va de pair avec le développement majoritaire d'électricité nucléaire, issue de réacteurs d'une nouvelle génération, et marginalement avec celui des EnR. Il serait avantageux d'utiliser les sites chloriers (savoir-faire en électrolyse alcaline, y compris dans l'hydrogène, leur principal sous-produit). L'objectif de 6,5 GW d'électrolyseurs en 2030 nécessite un changement d'échelle dans leur production.

### Question 18 – hypothèses sur le mix européen

“ It is difficult to project what could be power between European countries in 2050...” (pages 66-68 de l'étude technique). On pourrait être d'accord avec les principes, c'est louable de considérer l'Europe électrique comme une entité unique, mais si les scénarios sont des outils utiles, il faut que leur probabilité soit forte, donc crédible dans un champ restreint, or l'est-elle pour la France seule, objet de la présente consultation ? Ne faut-il pas plutôt considérer des scénarios locaux d'un pays avec ses proches voisins ? Pour chacun, on pourrait prendre 2 ou 3 capacités de liaisons réseaux. En ce qui concerne les variantes, les principaux critères sont le rapport pilotable/ non pilotable et la production de gaz de synthèse. La prise en compte des usages est plus difficile compte tenu des fortes incertitudes sur ce qui est retenu par la présente étude dans le cas de la France.

### Question 19 – cadrage des analyses techniques

Au vu des nombreuses études de validation proposées dans le dossier, tant sur le plan technologique que sur celui des coûts, le comité Énergie d'IESF proposera une contribution

au débat sur cette question après avoir étudié attentivement les conclusions du rapport complet RTE à venir.

## Question 20 – cadrage de l'analyse sociétale

### ➤ *Partagez-vous les principes proposés pour l'analyse sociétale des scénarios d'étude à l'Horizon 2050 ?*

Ouvrir la réflexion à la société civile n'a de sens que si l'on s'ouvre aux gens effectivement concernés : les riverains et leurs associations, et non les seules organisations visibles dans les médias.

**La base de l'acceptation sociale de scénarios** à base d'éoliens et de solaire **est la confiance**, dont les deux conditions ne sont pas au rendez-vous :

- leur efficacité technique, économique et environnementale n'est pas démontrée, en France dont l'électricité est déjà décarbonée (pas de contribution à la réduction des émissions de CO<sub>2</sub>). Ils ne sont pas efficaces au regard des moyens mis à leur disposition, y compris le niveau de subventions.
- les opérateurs et les pouvoirs publics n'ont pas suffisamment reconnu leurs impacts négatifs sur l'environnement et le cadre de vie (réf. Q 21).

Pour créer une acceptation, les pouvoirs publics doivent **entrer en négociation avec les parties prenantes concernées** (les riverains et leurs associations) :

- aligner les procédures sur les textes supérieurs protégeant l'environnement et la santé qui prévalent sur des solutions d'ordre technique.
- mieux prendre en compte les intérêts des riverains.

Le comité pense que des actions de formation à ces technologies et à leurs conséquences devraient être développées.

Il manque dans les figures présentées une hiérarchisation des critères et des indicateurs venant les servir.

### ➤ *Partagez-vous les principaux axes d'étude proposés pour l'analyse sociétale (acceptabilité des infrastructures énergétiques, sobriété, flexibilité) ?*

Oui, mais il ne faut pas leur donner le même poids, le premier axe étant structurant. Concernant l'axe 3, il faut constater que certains dispositifs ont suscité des rejets.

Il manque un axe 4 : le rapport qualité-prix. Les Français perçoivent que ces infrastructures génèrent une hausse régulière de leur facture, sans espoir que s'inversent les courbes compte tenu des caractéristiques techniques de ces sources. Ce serait une erreur de sous-estimer les risques qui en découlent : précarité énergétique croissante, et perte de compétitivité de notre industrie, et nouvelles délocalisations.

### ➤ *Avez-vous des éléments ou des références à partager pour enrichir ces analyses ?*

## Question 21 – cadrage de l'analyse environnementale

- ***La grille d'analyse proposée visant à présenter pour chaque scénario une analyse environnementale quantitative sur 4 dimensions (émissions de GES 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 ?***

### **A. Les quatre dimensions visées par la question :**

1. Emissions de GES et empreinte carbone : tenir compte des importations de biens et services dans l'appréciation de l'impact sur les émissions de GES y compris CO<sub>2</sub>.
2. Consommation de ressources minérales : étendre l'analyse aux métaux et terres rares dont les EnR électriques sont fortement consommateurs.
3. Emprise territoriale et changement d'affectation des terres : élargir le dossier à tous les conflits d'usage (hydraulique, méthanisation) et à d'autres conflits : EnR électriques vis-à-vis du monde du patrimoine et de la culture, EnR électriques offshore et la pêche (ressource halieutique, culture de la mer).
4. Déchets nucléaires : élargir l'analyse aux déchets solaire et éolien (arrêté du 22.06.2020 insuffisant).

### **B. Deux dimensions manquent : évaluation et maîtrise des risques pour l'environnement ; ressources en eau**

1. L'évaluation et la maîtrise des risques pour la biodiversité, le patrimoine et les paysages ainsi que pour le cadre de vie est la principale dimension manquante. Pourtant le dossier évoque des « *enjeux environnementaux multiples qui dépassent la seule question des émissions de gaz à effet de serre* », mais il n'en tire pas les conséquences.

Il convient de placer la protection de ces enjeux en tête des objectifs figurant dans les scénarios de cette politique sectorielle, conformément à la décision du Conseil constitutionnel le 31 janvier 2020 (décision n°2019-823) et à la déclaration de Lausanne du 20 octobre 2020. Elle ne doit pas être traitée par un « *au même titre* » : un ordre de priorité doit être spécifié qui la place au-dessus des quatre autres dimensions.

Il convient aussi de veiller à la qualité des études d'impacts présentées et à la qualité des évaluations environnementales à la base des programmations nationales et territoriales, souvent qualifiées de « *génériques* » par l'autorité environnementale.

2. L'eau est une ressource vitale pour le vivant (biodiversité, hommes et troupeaux) mais aussi une ressource non seulement pour la production d'électricité mais aussi des équipements. L'analyse ne peut l'ignorer.

- ***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 ?***

**Sur ces trois plans, transversalement :**

- la décision de référence du Conseil Constitutionnel, **rétablissant la hiérarchie des valeurs** :  
Décision n°2019-823 QPC du 31 janvier 2020  
<https://www.conseil-constitutionnel.fr/decision/2020/2019823QPC.htm>
- la déclaration de Lausanne du 20 octobre 2020 portant sur ***l'intégration du paysage dans les politiques sectorielles*** <https://www.coe.int/fr/web/landscape/-/lausanne-declaration-on-landscape-integration-in-sectoral-policies->

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

Le comité Énergie d'IESF est d'accord sur la méthodologie proposée, et particulièrement sur l'abandon du LCOE - Levelized Cost Of Energy -, limité à la source. Néanmoins, des interrogations subsistent sur les différents coûts :

- sur le Capex, l'annexe 1.p.83, semble montrer que les coûts de démantèlement sont retenus pour le nucléaire, mais ne sont pas explicites pour la production éolienne et photovoltaïque, comme dans l'exercice ADEME. Il est impératif de corriger cela ;
- des coûts induits ou cachés ne figurent pas : arrêt d'activité et coûts sociaux, subventions directes extérieures européennes ou territoriales, directes ou en nature, comme l'usage de terrains publics ;
- les coûts externes, induits ou cachés dont les réseaux, les centrales de secours, les marchés d'effacement ou de secours, sont-ils affectés à 100% aux électricités intermittentes, seules à avoir nécessité ces besoins ? Quelle répartition éolien-photovoltaïque ?

Le facteur de charge est un élément majeur dans le calcul du coût pour les électricités intermittentes : il est essentiel qu'il soit calculé par rapport à la capacité nominale de puissance pour tous les systèmes, et aussi statistiquement tenu compte des arrêts nécessaires d'entretien ; le facteur de marche mesurant les durées pour des puissances variables est également à considérer pour les électricités intermittentes, prioritaires !

Les taux d'actualisation très bas pour les électricités intermittentes devraient être justifiés.