

Consultation publique sur le cadrage et les hypothèses du Bilan prévisionnel de RTE

Réponse d'Enerplan, syndicat des professionnels de l'énergie solaire

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

- *Êtes-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 ?*

Enerplan est aligné avec le cadrage général proposé par RTE pour cette étude prospective. La présente consultation est une étape phare en vue de l'élaboration et de la finalisation du Bilan Prévisionnel 2050 de RTE, un document essentiel à l'éclairage du débat public autour du futur mix électrique et énergétique de la France. Les huit scénarii proposés, reposant chacun sur des hypothèses graduelles de développement et d'intégration d'énergies renouvelables, doivent fournir aux parties prenantes de ce débat public des éléments de compréhension éclairés concernant les implications économiques, sociales, environnementales et techniques d'un mix électrique favorisant le développement d'une technologie donnée ou d'une autre en priorité.

RTE rappelle à raison que la décision finale concernant le mix électrique français à l'horizon 2050-2060 est une décision politique. À ce titre, Enerplan considère également que le but de la présente consultation n'est pas de désigner le « scénario idéal » à l'horizon 2050 pour le mix électrique français. Il appartient au contraire à RTE et aux répondants à la consultation de faire valoir les atouts et les faiblesses de chaque scénario proposé par RTE. Ces scénarii, volontairement différenciés, ne sauraient eux-mêmes refléter une cible idéale, mais bien éclairer les décideurs politiques sur l'opportunité du développement de certaines technologies à une échelle donnée.

Cette consultation ayant vocation à éclairer le débat public, il est essentiel de l'inscrire dans le sillon des objectifs d'ores et déjà fixés par les pouvoirs publics en matière énergétique. Enerplan salue à ce titre le fait que l'ensemble des scénarii proposés s'attachent à respecter les objectifs de la Stratégie Nationale Bas Carbone (SNBC). Il demeure néanmoins des pistes d'amélioration dans le cadrage proposé par RTE pour l'étude des 8 scénarii proposés. En effet, certains d'entre eux, notamment les scénarii N0, N2 et N3, s'éloignent des objectifs de la loi et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie en ce qu'ils prévoient en 2035 une part de la production assurée par des installations nucléaires largement supérieure à 50%. En outre, le scénario N3 prévoit une capacité photovoltaïque installée de 40 GW en 2050, soit une capacité tendancielle inférieure aux objectifs fixés par la PPE pour 2028 (35 à 44 GW). Aussi, afin d'assurer la cohérence et la neutralité du document vis-

à-vis du cadre législatif et réglementaire existant, Enerplan appelle RTE à mettre en conformité l'ensemble des scénarii proposés dans le cadre du BP 2050 avec les prescriptions de la Loi Énergie Climat et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie.

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 ?*

Enerplan salue le travail d'analyse et de scénarisation ardu entrepris par RTE concernant les évolutions démographiques et macro-économiques encadrant le BP 2050. Il convient néanmoins d'interroger l'hypothèse retenue selon laquelle l'économie française rebondirait rapidement à l'issue de la crise sanitaire liée à la COVID-19. En effet, plusieurs institutions telles que l'OCDE¹ pointent du doigt les nombreuses incertitudes qui demeurent concernant la croissance économique suite à la pandémie actuelle, arguant que l'économie française pourrait mettre plusieurs années à panser ses plaies, notamment du fait de l'impact colossal de la crise sur de nombreux secteurs clés (tourisme, transports...). Les hypothèses de croissance utilisées pour bâtir la SNBC pourraient ainsi se trouver obsolètes et inatteignables.

Afin de garantir que le cadrage macroéconomique soit le plus pertinent possible, Enerplan propose à RTE de retenir, une fourchette de taux de croissance, incluant une variante partant de l'hypothèse d'une économie nationale affectée durablement par la crise sanitaire et mettant plusieurs années à s'en remettre complètement. Ce cadrage semble particulièrement opportun pour la période 2020-2030, où les effets de la crise se feront le plus durement sentir et où tout rebond économique pourra être inégalement partagé entre les secteurs (notamment par exemple dans le secteur des transports).

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.) ?*

¹ OECD Economic Outlook, Volume 2020 Issue 2 - <https://www.oecd-ilibrary.org/sites/39a88ab1-en/1/3/3/17/index.html?itemId=/content/publication/39a88ab1-en&csp=fd64cf2a9a06f738f45c7aeb5a6f5024&itemIGO=oecd&itemContentType=issue>

Enerplan est favorable à ce que la variable de consommation énergétique liée à une relocalisation industrielle soit prise en compte. A ce stade, les professionnels du solaire ne disposent pas d'éléments sur l'impact en matière de consommation énergétique des trajectoires de réindustrialisation.

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) ?*

Enerplan est en phase avec les éléments de cadrage proposés par RTE concernant l'évolution de la consommation électrique à l'horizon 2050. La consommation électrique française pourrait croître dans les décennies à venir, notamment sous l'impulsion de la mobilité électrique, de l'électrification des procédés industriels et de la croissance de la production d'hydrogène par électrolyse de l'eau. Néanmoins, un élément clé semble échapper à ce cadrage, à savoir l'autoproduction et l'autoconsommation (individuelle et collective) d'électricité photovoltaïque. En effet, plusieurs scénarii misent sur un important développement du photovoltaïque dit « diffus ». Alors que la PPE prévoyait jusqu'à 50 opérations d'autoconsommation collective à l'horizon 2023, ce nombre d'opérations a plus que doublé entre début 2020 et début 2021, passant de 20 à 45 opérations² en service. Avec un nombre important d'opérations en préparation et compte tenu de la transposition en cours des communautés énergétiques, ayant entre autres vocation à permettre le montage d'opérations d'autoconsommation collective, l'objectif de la PPE devrait être largement dépassé.

Or, il convient de prendre en compte le fait que l'autoconsommation, aussi bien individuelle que collective, et les communautés énergétiques ont des effets positifs conséquents sur le système électrique. D'une part, une électricité produite et consommée au sein d'une même opération d'autoconsommation ou d'une même communauté (ou au sein d'un même bâtiment) ne viendra plus solliciter une production issue du réseau électrique produite plus loin géographiquement lors des périodes de production, ce qui induit une moindre sollicitation du réseau en amont. D'autre part, la Commission de Régulation de l'Énergie indique que le développement de ces nouveaux modes de production et de consommation a un effet non négligeable sur le système électrique, en particulier sur le dimensionnement du réseau de distribution, dans des zones connaissant des pics de consommation électrique en été, ou encore sur des sites industriels ou commerciaux dont les grandes toitures seraient solarisées³.

² Opendata Enedis

³ <https://www.smartgrids-cre.fr/encyclopedie/autoconsommation/la-valeur-de-lautoconsommation-pour-les-reseaux-electriques>

Enerplan invite donc RTE à tenir compte du potentiel de réduction des coûts pour l'ensemble du système électrique que représente l'autoconsommation, notamment dans le cadre de son couplage avec pilotage des consommations vers les périodes de fort ensoleillement, permettant de maximiser le taux autoconsommation. Ce taux peut également être maximisé en incluant des installations de stockage (y compris dans le cas de la batterie d'un véhicule électrique), soit au sein d'une opération d'autoconsommation. L'étude de ce phénomène pourrait faire l'objet d'une variante supplémentaire, complémentaire aux cinq variables proposées par RTE dans son étude de la consommation électrique.

Question 5 – cadrage global des 8 scénarios d'étude

- Êtes-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 déclasserement 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 ?

Enerplan tient à saluer l'important travail de scénarisation entrepris par RTE ainsi que le cadrage dont découlent les huit scénarii proposés aux participants à la présente consultation. Ce cadrage appelle néanmoins plusieurs questions, dont certaines seront détaillées dans les réponses aux questions suivantes.

Tout d'abord, **Enerplan ne considère pas opportune la prise de distance de certains scénarii avec les objectifs de la PPE**, qui devraient aux même titre que les objectifs de la SNBC servir de base à tous les scénarii proposés, ce dans le but d'assurer la neutralité du BP 2050 vis-à-vis des décisions politiques passées et à venir concernant le mix électrique français. Notre syndicat remarque à ce titre que les scénarii N0, N2 et N3 s'éloignent des objectifs de la loi et de la PPE en ce qu'ils prévoient en 2035 une part de la production assurée par des installations nucléaires largement supérieure à 50%. En outre, le scénario N3 prévoit une capacité photovoltaïque installée de 40 GW en 2050, soit une capacité inférieure aux objectifs de la PPE pour 2028 (35 à 44 GW). Aussi, afin d'assurer la cohérence et la neutralité du document vis-à-vis du cadre législatif et réglementaire existant, Enerplan appelle donc RTE à mettre en conformité l'ensemble des scénarii proposés dans le cadre du BP 2050 avec les prescriptions de la Loi Énergie Climat et de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie, aux même titre que celles de la SNBC.

Ensuite, la manière dont les huit scénarii anticipent le développement photovoltaïque en France tend parfois vers un manichéisme éloigné de la réalité du développement de cette technologie. Le principal atout du solaire photovoltaïque est en effet sa modularité, permettant son déploiement sur un large panel de surfaces, que ce soit au sol, sur bâtiments ou sur d'autres supports. À titre d'exemple, le scénario M1 se concentre sur un développement photovoltaïque diffus, c'est-à-dire essentiellement sur bâtiments ou dans le cadre de parcs au sol ou sur ombrières de petite puissance,

tandis que le scénario M2 fait la part belle au développement de grands parcs au sol. Enerplan appelle aussi RTE à considérer le développement solaire diffus et dans le cadre de grands parcs au sol comme deux modes de développement complémentaires simultanés plutôt qu'opposés dans le cadre de deux scénarii différents. Une piste pour mieux tenir compte des dynamiques propres à chaque mode de développement serait, à l'instar de la distinction faite entre l'éolien au sol et en mer, de distinguer le développement solaire photovoltaïque diffus d'une part (sur bâtiment, sur ombrières ou dans le cadre de petits parcs au sol) et les installations au sol de grande puissance d'autre part.

En outre, afin de garantir la neutralité de point de vue du BP 2050 et sa capacité à éclairer le débat public en y apportant des éléments objectifs difficiles à remettre en cause, Enerplan invite RTE à baser autant que faire se peut les affirmations reprises dans cette consultation sur des textes de référence scientifiques et/ou issus de sources consensuelles de la littérature dite « grise », à commencer par l'hypothèse suivante : « *un panachage entre des fermetures de réacteurs existants à 50 ans de durée de vie ou à 60 ans (qui est l'hypothèse, communément admise, d'âge limite à laquelle les réacteurs pourraient être prolongés)* ». Il convient notamment d'indiquer par qui cette hypothèse est admise, et le cas échéant d'exposer les arguments allant à son encontre.

Enfin, en réponse à la quatrième question concernant le cadrage global des huit scénarii d'étude, Enerplan confirme l'intérêt de l'étude d'un scénario M0 où la totalité de l'électricité française serait produite à partir de sources renouvelables. En effet, la faisabilité d'un tel scénario étant désormais avérée⁴, il est impératif de l'inclure au BP 2050. D'un point de vue technique, cette faisabilité a été démontrée par le récent rapport de RTE et de l'Agence Internationale de l'Energie (AIE). D'un point de vue économique, la littérature scientifique a là aussi démontré la faisabilité d'un mix électrique 100% EnR dès 2050⁵, ce à un coût proche de ceux du système électrique actuel.

Concernant le scénario N0, Enerplan s'interroge sur l'opportunité de son étude dans la mesure où, outre ses implications extrêmement importantes en termes d'acceptabilité sociale et de dimensionnement de la filière de retraitement des déchets radioactifs notamment, il impliquerait une révision complète des objectifs de la PPE, tant en termes de production nucléaire que de production renouvelable. Ce parti est incompatible avec l'exercice d'élaboration du BP 2050 dans la mesure où il rompt sa neutralité vis-à-vis de décisions politiques passées. Aussi, si l'étude du scénario N0, visant une part de 50% du mix électrique couvert par la production nucléaire en 2050 nécessite de considérer comme nuls et non avenus les objectifs de la PPE, notamment l'objectif de réduction de la part de production nucléaire à 50% du mix d'ici 2035, Enerplan considère qu'il n'est pas opportun de l'inclure à l'analyse dans le cadre du BP 2050 de RTE.

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

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

⁴ https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-01/RTE-AIE_synthese%20ENR%20horizon%202050_FR.pdf

⁵ Shirizadeh B., Perrier Q. et Quirion P., 2020, How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty?, publié dans The Energy Journal. [Preprint](#) et [simulateur associé](#) disponibles en ligne. L'étude associe à un mix électrique français 100% EnR en 2050 une fourchette de prix comprise entre 36 et 65 €/MWh, avec un coût d'environ 50 €/MWh en moyenne dans les scénarii étudiés.

- Êtes-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 ?

Comme indiqué en réponse à la question 5, l'ensemble des scénarii gagneraient à distinguer le développement solaire diffus des grandes installations au sol. Outre ce point, ce scénario présente un développement solaire photovoltaïque massif et ambitieux qu'Enerplan appelle de ses vœux. Il sera à ce titre d'autant plus important que RTE procède à une identification des freins techniques et réglementaires propres à la mise en œuvre de ce scénario. Une large partie de ces freins est d'ailleurs détaillée dans une note du *think tank* France Territoire Solaire, à paraître mi-mars⁶.

Pour répondre à la question sur la traduction dans les scénarii du développement de projets par des acteurs locaux, celui-ci doit tenir compte de la volonté des pouvoirs publics d'accélérer et faciliter à l'avenir de développement des communautés d'énergie renouvelables et des communautés d'énergie citoyennes, des opérations d'autoconsommation individuelles et collectives, du développement des contrats d'achat de gré à gré, aujourd'hui portés par des entreprises mais aussi à l'avenir par des communautés, des administrations et collectivités locales. Ce développement doit notamment tenir compte de l'obligation de solarisation ou de végétalisation d'une partie de la toiture de certains bâtiments de surface importante, récemment introduite en droit français⁷, ainsi que de l'introduction de critères similaires dans le cadre des rénovations massives du parc de bâtiment prévues dans les décennies à venir, devant *a minima* rendre les toitures prêtes à être solarisées⁸.

Ce scénario confirme la nécessité d'une analyse par RTE dans le cadre du BP 2050 du potentiel de développement des communautés énergétiques et de l'autoconsommation, individuelle comme collective. Ce développement, appelé à s'accélérer à la suite de la récente levée de freins réglementaires et grâce à l'achèvement prochain de la transposition des communautés énergétiques en droit français, est porteur de nombreuses opportunités de réduction des coûts globaux du systèmes électriques et d'un accroissement de l'acceptabilité de la transition énergétique dans son ensemble en

⁶ <https://www.observatoire-energie-photovoltaique.com/>

⁷ https://www.legifrance.gouv.fr/codes/article_lc/LEGIARTI000039360925/

⁸ Le surcoût lié à ces opérations est extrêmement réduit pour le système électrique, comme le démontre l'étude d'Enerplan à ce sujet : <https://www.enerplan.asso.fr/batiments-prets-au-solaire-enerplan-demonstre-le-cout-derisoire-pour-le-neuf>

y associant directement les citoyens et collectivités. En outre ce développement souffre d'un nombre important de freins que RTE pourrait utilement identifier afin d'éclairer le débat public⁹.

Enerplan s'interroge sur les éléments proposés par RTE au sujet des « *perspectives économiques de la filière photovoltaïque* ». En effet, l'accélération projetée en France par les différents scénarii, même les plus ambitieux ne saurait être conditionnée par des innovations ou ruptures technologiques. En effet, comme le montrent tant la baisse des coûts passée et future des coûts du photovoltaïque que la récente littérature scientifique, les technologies actuelles permettraient aisément d'atteindre une capacité installée importante à un coût modéré pour le système électrique dans son ensemble. La littérature scientifique indique d'ailleurs que la capacité PV installée dans un mix 100% EnR techniquement et économiquement viable à l'horizon 2050 serait proche de 100 GW en considérant l'hypothèse de coûts la plus haute retenue par RTE en Annexe 1¹⁰. Le retrait ou, le cas échéant, la justification scientifique de cette affirmation au sujet des enjeux attenants au scénario M1 est donc souhaitable.

La mention de l'utilisation des matières et métaux critiques dans le cadre du scénario M1 pose également question. Ce scénario favorise fortement le développement du photovoltaïque. Or, Enerplan rappelle à ce titre à RTE que selon l'ADEME, les panneaux silicium actuellement sur le marché et composant l'écrasante majorité des panneaux déployés sur le territoire n'utilisent aucune terre rare, n'utilisent que très marginalement certains matériaux critiques (argent et antimoine notamment), ces derniers étant par ailleurs substituables. Le silicium, bien qu'il soit considéré comme un matériau critique à l'échelle européenne, ne l'est pas en France dans la mesure où notre pays en est le 5^e producteur mondial et où ses réserves sont très importantes à l'échelle mondiale¹¹. Le Joint Research Center de la Commission Européenne a en outre démontré que les risques liés à approvisionnement en matériaux pour répondre à la demande liée au photovoltaïque sont mineurs à l'échelle de l'Union Européenne¹². Aussi, la mention de l'approvisionnement en matières premières comme enjeu ne semble pas pertinente à cet horizon concernant la filière photovoltaïque, que ce soit dans le cadre du scénario M1 ou de tous les autres scénarii.

En réponse à la question de RTE au sujet des solutions de flexibilité susceptibles d'accompagner et fluidifier le déploiement de ce scénario, les écrêtements de production rémunérés, le pilotage des consommations, le stockage par batteries (domestique ou industriel, couplé ou non à des installations de production), les effacements de consommation (industriels notamment), le *vehicle-to-anything* (V2X) et la recharge intelligente de véhicules électriques sont autant de solutions techniques matures ou dont la réduction des coûts leur permettra d'arriver à maturité d'ici 2030 afin d'accompagner le développement des énergies renouvelables et notamment leur intégration au réseau. Il est essentiel de noter que ces solutions, présentant toutes un potentiel important en termes de maîtrise des coûts globaux du système électrique, ne pourront être exploitées pleinement qu'à

⁹ Une synthèse de ces freins a été réalisée par Laetitia Brottier, administratrice d'Enerplan, à l'occasion de l'Université de l'Autoconsommation Photovoltaïque 2020. Vidéo à retrouver [en ligne](#).

¹⁰ https://gperrier.shinyapps.io/Eoles_App/ - simulation effectuée en retenant un coût de 529,25 €/kW pour le photovoltaïque, les autres paramètres étant fixés à leur valeur moyenne

¹¹ ADEME - https://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/avis_technique_terres-rares-energies-renouvelables-et-stockage-denergie-2020.pdf

¹² <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC119941>

condition que le recours à celles-ci s'inscrive dans un marché libre, basé sur le prix, et où les gestionnaires de réseaux de sauraient jouer d'autre rôle que celui d'orientation de la demande. En outre, cette exploitation du potentiel des solutions de flexibilité ne pourra être poussée à son maximum qu'à condition que le réseau électrique et sa gestion soient numérisés rapidement et en profondeur, en particulier en ce qui concerne le réseau de distribution.

Enfin, au-delà des solutions de flexibilité comme vecteurs clés de l'atteinte des capacités de production projetées par ce scénario, cette facilitation technique et économique de la transition énergétique est complémentaire d'une part de l'accroissement de la visibilité sur l'avenir du financement des moyens de production renouvelables et du réseau électrique, et d'autre part d'un important travail de sensibilisation et de pédagogie vis-à-vis du public et des collectivités, notamment au niveau local.

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 ?*

La configuration envisagée pour le scénario M2 appelle plusieurs remarques reprises dans l'analyse d'Enerplan du scénario M1.

Ne considérer qu'un développement massif de parcs au sol de grande puissance sans considérer la complémentarité d'un tel développement avec celui du photovoltaïque diffus serait réducteur vu le potentiel de ce dernier, de son acceptabilité forte et de l'absence de contraintes environnementales associées. Les obligations de solarisation (ou de végétalisation) de certaines surfaces de toitures doivent, selon Enerplan, entrer en ligne de compte comme un facteur entrant de base de chaque scénario afin de garantir la neutralité de la démarche de RTE vis-à-vis du cadre politique de la transition énergétique et l'exhaustivité de cette même démarche.

Le couplage du développement de grandes centrales au sol à un développement simultané et parallèle d'unités de production diffuses, dont une partie non négligeable de la production serait consommée sur la boucle locale, semble donc essentiel pour maîtriser les coûts économiques, sociaux et environnementaux du scénario M2. Si cet impératif est confirmé par la part de marché que représente le PV diffus à l'échelle mondiale (40% selon l'Agence Internationale de l'Energie)¹³, l'émergence d'un cadre réglementaire et économique stable concernant le recours des gestionnaires

¹³ https://iea-pvps.org/trends_reports/trends-in-pv-applications-2020/

de réseaux et des développeurs de projets aux solutions de flexibilités est également un prérequis essentiel à la maîtrise de ces coûts.

Par ailleurs, concernant les limites de la logique d'optimisation économique vis-à-vis des enjeux sociaux, économiques, environnementaux, et relatifs aux conflits d'usage, Enerplan tient tout d'abord à rappeler l'engagement de la filière solaire en vue d'une meilleure prise en compte des enjeux environnementaux liés au développement de parcs photovoltaïques au sol. Enerplan s'est ainsi associé au Syndicat des Énergies Renouvelables, aux Régions Nouvelle-Aquitaine, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur pour réaliser avec l'appui de l'ADEME une étude visant à objectiver l'impact de développement photovoltaïque au sol sur la biodiversité¹⁴. La première phase de cette étude a permis d'émettre plusieurs recommandations à destination de la filière, dont la pertinence devra être confirmée à l'issue d'une seconde phase plus ambitieuse. En outre, la filière solaire présente un bilan extrêmement vertueux concernant la gestion des panneaux photovoltaïques en fin de vie. L'éco-organisme PV Cycle, responsable de la gestion des déchets issus de la filière, présente en effet un taux de recyclage des panneaux photovoltaïques de 95%¹⁵.

En outre, Enerplan et l'ensemble de la filière solaire s'inscrivent tout à fait dans les orientations de la PPE concernant le développement photovoltaïque, à savoir un développement « *Privilégiant le développement du photovoltaïque au sol, moins coûteux, de préférence sur les terrains urbanisés ou dégradés et les parkings, en veillant à ce que les projets respectent la biodiversité et les terres agricoles* ». Aussi, l'optimisation économique du développement de projets par la filière s'inscrira dans ce cadre, favorisant une réduction des impacts environnementaux et l'acceptabilité sociale des projets, y compris là où cela est pertinent dans le cadre de projets associant sur un même terrain une production agricole et photovoltaïque, où encore via l'installation d'installations sur ombrières de parking (présentant d'importantes synergies avec l'accélération de la mobilité électrique) ou sur toitures.

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 ?

¹⁴ Etude à paraître sur le site internet d'Enerplan www.enerplan.asso.fr

¹⁵ Rapport annuel 2019 de PV Cycle - <https://pvcycle.fr/wp-content/uploads/RAA-2019-1.pdf>

Ce scénario, bien que favorisant largement le développement éolien, présente une capacité cible ambitieuse pour le photovoltaïque, témoignant des synergies et complémentarités importantes que présentent ces deux sources de production électrique. Pareillement aux autres scénarii, il serait ici pertinent de dissocier la capacité d'installations de grande puissance prévue au sol et celle prévue en développement diffus.

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 déclasserement du nucléaire dans ce scénario ?*

Enerplan est globalement en phase avec la configuration proposée pour ce scénario. Le rythme proposé bien qu'ambitieux semble tout à fait atteignable, celui-ci s'étant déjà vu dans des pays voisins de la France. L'atteinte de ce rythme et son maintien dans le temps passe, comme dans les autres scénarii, par une approche complémentaire et simultanée entre le développement PV diffus et des grandes centrales au sol. Il passe également par une levée rapide et effective des contraintes réglementaires identifiées par la filière et par RTE dans le cadre du BP 2050, tant les contraintes impactant le développement EnR que le déploiement des solutions de flexibilité.

Enerplan ne partage pas le risque de non-respect de la trajectoire de baisse d'émissions à effet de serre associée à ce scénario. Au contraire, ce scénario permettra la fermeture rapide des dernières centrales thermiques à flamme, les plus émettrices du mix français, en remplaçant leur production par des sources aux émissions quasi-nulles. Les craintes de RTE ne semblent donc pas fondées et nécessiteraient d'être étayées faute d'être retirées.

Pareillement aux scénarii M1 à M3, l'atteinte des objectifs du scénario M0 passe par une massification de la rénovation thermique des bâtiments, de l'efficacité énergétique et l'utilisation de tout le potentiel de réduction des coûts pour le système électrique que représentent l'autoconsommation individuelle et collective et les communautés énergétiques et la flexibilité. En outre, Enerplan tient à rappeler que la littérature scientifique a récemment entériné la faisabilité économique et technique d'un scénario 100% EnR à l'horizon 2050, sur la base d'une demande d'électricité conforme aux prévisions de l'ADEME. Cette faisabilité technique tient compte des besoins en flexibilité du système électrique et du coût associé à la couverture de ces besoins (répartissant notamment la part d'écrêtements et de stockage dans le recours aux flexibilités en fonction du coût

associé à chaque solution)¹⁶. Les coûts associés à ce besoins de flexibilités doivent être calculés finement avec des variables concernant leur coût futur.

La levée d'un certain nombre de freins réglementaires mentionnés dans l'analyse des scénarii M1 à M3 et le respect des orientations de la PPE en matière de développement EnR semblent à même de permettre d'atteindre les objectifs associés au scénario M0 en 2050 tout en maîtrisant les enjeux sociaux, économiques et environnementaux associés. Au-delà des coûts et de la levée des freins déjà mentionnés, l'application des scénarii M1 à M0 passe impérativement par une accélération majeure des délais de traitement des autorisations des projets EnR et de leur connexion au réseau. Il est impératif à la réussite de la transition énergétique que les administrations publiques centralisées, les collectivités locales, et les gestionnaires de réseaux étoffent leurs ressources matérielles et humaines afin qu'ils puissent répondre efficacement aux sollicitations dont ils sont les destinataires.

Enfin, il convient de rappeler que les capacités solaires peuvent être atteintes sans conflit d'usage avec l'agriculture, via le développement de l'agrivoltaïsme. Le développement de cette pratique, dont le cadre réglementaire et législatif est actuellement en chantier, pourrait à ce titre faire l'objet d'une catégorie spécifique ou d'une variante au sein des scénarii étudiés. Dans le contexte spécifique d'un scénario ou d'une variante impliquant une part importante d'agrivoltaïsme, on pourrait ajouter à ces impacts environnementaux la prise en compte des bénéfices additionnels apportés par l'agrivoltaïsme à la production agricole.

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 ?*

En premier lieu, Enerplan s'interroge sur la faisabilité de l'ensemble des rythmes d'ouverture de centrales nucléaires proposés par les scénarii N1 à N0, tout comme sur la viabilité économique d'un nouveau programme nucléaire à moyen terme. La filière nucléaire française et européenne a en effet

¹⁶ Shirzadeh B., Perrier Q. et Quirion P., 2020, How sensitive are optimal fully renewable power systems to technology cost uncertainty?, publié dans The Energy Journal. [Preprint](#) et [simulateur associé](#) disponibles en ligne.

été récemment impactée par les explosions de coûts et les retards liés aux projets de Réacteurs Européens à Eau Pressurisée (ci-après EPR) en France à Flamanville mais aussi en Finlande à Olkiluoto ou au Royaume-Uni à Hinkley Point. En outre, la filière nucléaire française a montré de profondes insuffisances ces dernières années, amenant le rapport de Jean-Martin Folz d'octobre 2019 à qualifier d' « échec pour EDF » la construction de la centrale de Flamanville 3. Ces éléments font planer d'importants doutes sur les coûts associés à la construction de nouveaux réacteurs nucléaires en France et sur la pertinence des coûts affichés par les industriels en la matière¹⁷.

En outre, le rapport d'information de février 2017 des députés Julien Aubert et Barbara Romagnan a pointé du doigt une autre faille majeure de la filière nucléaire française, celle du démantèlement de ses réacteurs à la fin de leur période d'activité. En effet, ce rapport pointe du doigt une inflation importante des coûts et délais de démantèlement des réacteurs à l'activité ou à l'arrêt en France. À titre d'exemple, les réacteurs de type UNGG sont associés à un temps de démantèlement de plus d'un siècle après leur mise à l'arrêt. La centrale de Brennilis, exploitée pendant 18 ans avant son arrêt en 1985, nécessitera quant à elle 47 ans pour être démantelée selon les dernières estimations d'EDF.

Par ailleurs, le coût de ce processus de démantèlement semble avoir été largement sous-estimé, sous estimant donc par conséquent le coût de ces centrales pour l'ensemble du système électrique. Les provisions dédiées à ce démantèlement sont basées sur des hypothèses erronées, sont parmi les plus basses de l'OCDE sans tenir compte de nombreux éléments (remise en état des sols, évacuation des combustibles, taxes et assurances, coût social notamment), tout en n'ayant aucune certitude sur la faisabilité technique du démantèlement de certains réacteurs¹⁸. Concernant le traitement du combustible précité, le site de retraitement de La Hague devrait accueillir une nouvelle piscine d'entreposage temporaire pour un montant estimé de 1,25 milliards d'euros, non chiffrés dans les provisions de démantèlement des centrales françaises¹⁹.

Aussi, Enerplan souhaite que l'analyse de RTE des coûts d'un nouveau programme nucléaire dans les scénarii N1 à N0 tienne compte de la totalité des coûts, y compris la totalité des coûts de la filière aval (démantèlement complet et retraitement des déchets inclus). En outre, ce chiffrage ne saurait se baser sur une source unique (le gouvernement et/ou EDF). Afin de garantir l'objectivité et la pertinence de ces éléments dans le cadre de l'analyse conduite par RTE, Enerplan recommande d'avoir recours à un audit indépendant des sources dont dispose RTE, ainsi que la prise en compte d'éventuelles contre-expertises indépendantes de ces coûts, y compris basée sur des REX étrangers. Plusieurs retours d'expérience et comptes-rendus d'analyses sur le coût associé au démantèlement de réacteurs dans le monde (y compris en France) sont présents dans le *World Nuclear Industry Status Report 2020*²⁰.

¹⁷ https://minefi.hosting.augure.com/Augure_Minefi/r/ContenuEnLigne/Download?id=104AF2DA-FA4D-4BED-B666-4D582E2C7A8A&filename=1505%20-Rapport%20Flamanville%20pdf.pdf

¹⁸ <https://www.assemblee-nationale.fr/14/pdf/rap-info/i4428.pdf>

¹⁹ <https://france3-regions.francetvinfo.fr/normandie/manche/nucleaire-une-nouvelle-piscine-a-1-25-milliards-d-euros-pour-le-site-de-la-hague-1964839.html>

²⁰ https://www.worldnuclearreport.org/IMG/pdf/wnsr2020-v2_lr.pdf

En outre, il convient de conduire une analyse extrêmement poussée sur la capacité des cours et étendues d'eau utilisés jusqu'ici pour le refroidissement des centrales nucléaires à continuer de remplir cette mission à l'aune du réchauffement climatique. Cette contrainte obère la faisabilité technique de développement de CNPE hors zones littorales. En effet, la multiplication de périodes de sécheresse et de canicule pourrait conduire à une multiplication des indisponibilités de centrales nucléaires dans les scénarii N1 à N0, menaçant la sécurité d'approvisionnement alors que ces mêmes périodes seront propices à des pics de consommation du fait du développement de la climatisation.

Enerplan souhaite en somme que soit examiné le coût d'un nouveau programme nucléaire sur le même mode de calcul que celui des coûts des autres filière de production, c'est-à-dire en considérant l'ensemble des coûts financiers et conséquences socio environnementales découlant d'un tel programme, incluant notamment les enjeux relatifs à la filière aval, le démantèlement et l'intégration au réseau des installations.

Concernant la pertinence de la trajectoire de développement EnR prévue par le scénario N1, celle-ci manque cruellement d'ambition pour la période post-2028, dans la mesure où elle impliquerait un fort ralentissement du déploiement EnR après l'atteinte des objectifs de la PPE, notamment dans le cas de la filière photovoltaïque.

Enerplan tient également à rappeler, comme prouvé par les travaux de l'Agence Internationale de l'Energie²¹, que les installations EnR sont autant de sources de flexibilité pour le réseau, exploitables par les gestionnaires de réseau pour maintenir la sûreté et la stabilité du système électrique. L'été 2020 a permis d'en faire la démonstration, RTE ayant déclenché des écrêtements de production EnR afin de garantir la sûreté des opérations²². Ces écrêtements doivent à terme s'inscrire dans un marché de la flexibilité comme évoqué en réponse à la question 6 de la présente consultation.

Enfin, en réponse à la question relative à la modulation de la production nucléaire et au couplage entre vecteurs, Enerplan souhaite que l'appel des installations de production se base, comme l'exige la législation européenne, sur le coût marginal des installations de production. Ce coût marginal étant nul pour la plupart des EnR, il convient de leur réserver une priorité d'injection sur tout autre mode de production à coût marginal non-nul.

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 ?*

²¹ https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/T14-09_2017_Flexibility_Resources_-Final-_171012.pdf

²² Éléments présentés par RTE en Commission d'Accès Réseau le 27 janvier 2020

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

En complément aux éléments présentés en réponse à la question 10 relatifs au lancement d'un nouveau programme nucléaire, quel qu'en soit le rythme, Enerplan doute fort de la pertinences des trajectoires de développement EnR dans les scénarii N2, N3 et N0 dans la mesure où elles impliqueraient un fort ralentissement des installations renouvelables post-2028, voire dans le cas du scénario N3 un recul inexplicable de la capacité installée. Les objectifs de la PPE doivent servir de base à l'élaboration des scénarii et ne sauraient être remis en cause par RTE dans le cadre du présent BP 2050.

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 ?*

Enerplan ne peut que désapprouver le cadrage du scénario N3, dans la mesure où celui-ci remet en cause les objectifs de la PPE en matière de développement photovoltaïque à l'horizon 2035 et implique la fin de tout développement de cette technologie après cette date. Ce parti pris politique est incompatible avec la neutralité nécessaire à l'élaboration du BP 2050 par RTE. Par conséquent, Enerplan demande *a minima* à ce que les hypothèses de développement EnR se basent sur la trajectoire du scénario N2, bien que celles-ci manquent également cruellement d'ambition.

En outre, pour les raisons évoquées en réponse à la question 10, il semble extrêmement peu probable que la filière nucléaire soit en mesure de livrer des réacteurs au rythme escompté, sans compter les risques de dérapages financiers et environnementaux associés. En l'état, ce scénario ne semble donc pas pertinent dans le cadre de l'analyse prévue par le BP 2050.

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 ?*

Le scénario N0 souffre du même manque de cohérence que le scénario N3 par rapport à la PPE, conduisant à un manque de neutralité politique de l'analyse vis-à-vis de politiques publiques passées en vigueur en termes de développement EnR. La trajectoire pour le développement nucléaire est également incohérente avec les objectifs de la PPE, dans la mesure où les 50% de génération nucléaire en 2035 seraient largement dépassés. La configuration pertinente semble donc inadaptée au BP 2050.

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 ?*

Enerplan partage les principes retenus par RTE concernant la répartition géographique des moyens de production renouvelables, et ne souhaite pas se prononcer concernant la localisation de moyens de production nucléaires.

En complément aux principes retenus, il pourrait être pertinent de prévoir l'inclusion d'éléments relatifs au potentiel du développement photovoltaïque diffus, en particulier sur bâtiments industriels dans le cadre de l'obligation mentionnée en réponse à la question 6, et à la répartition géographique de ce gisement de projets. En outre, la capacité cumulée de ce gisement devrait être intégrée comme élément de base à l'analyse conduite dans tous les scénarii, dans la mesure où elle découle d'une obligation législative et présente à ce titre une probabilité d'aboutissement élevée. RTE pourra à ce titre utilement mobiliser les cadastres solaires développés par les collectivités là où ils sont disponibles.

Par ailleurs, Enerplan souhaite attirer l'attention de RTE sur l'ambition du projet de loi Climat et Résilience, dont l'examen débute au Parlement, d'introduire une régionalisation des objectifs de la PPE. De cette régionalisation pourraient découler des incitations ou régimes de soutien ciblés, propres à une région. Aussi, cette nouvelle donne pouvant introduire d'importantes variations dans la répartition géographique des installations de production EnR, l'inclusion de cet élément à l'analyse de RTE pourrait être pertinente. Cette inclusion pourrait justifier l'introduction de plusieurs variables, dont une qui maximiserait le développement dans les régions bénéficiant des meilleures conditions d'ensoleillement pour le photovoltaïque et de vent pour l'éolien, et une autre favorisant au contraire

un développement harmonisé à l'échelle nationale, permettant de limiter les risques liés à l'acceptabilité des EnR dans certaines régions très sollicitées par une technologie ou une autre.

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...) ?*

Enerplan approuve l'approche retenue par RTE pour évaluer les effets du changement climatique. Cette analyse sera essentielle pour évaluer la fréquence et la durée des périodes d'indisponibilité des installations nucléaires du fait du réchauffement des fleuves et cours d'eau qu'elles utilisent afin de refroidir leurs installations, notamment du fait de la récurrence et de l'allongement des périodes de sécheresse et de canicule. En outre, une analyse des effets des événements climatiques extrêmes et du changement climatique sur les installations de production et sur les infrastructures réseau serait la bienvenue, au même titre que les implications de la montée des eaux, en mer du fait de la fonte des glaces polaires ou dans les fleuves du fait de crues saisonnières ou exceptionnelles.

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 ?*

Enerplan partage l'approche de RTE concernant les besoins de flexibilités et le gisement de solutions. En complément aux éléments proposés dans la présente consultation, Enerplan appelle dans la caractérisation des besoins de flexibilité dans chaque scénario à identifier et distinguer les différentes sources de ce besoin. En effet, certaines idées reçues imputent aux énergies renouvelables un grand nombre de maux affectant le réseau électrique, nécessitant des solutions de flexibilité afin de les résoudre. Or, si en certains points du réseau la production EnR peut nécessiter des adaptations

dans la gestion du réseau électrique, certains enjeux découlent de phénomènes totalement décorrélés de la production EnR, en tête desquels la hausse de la tension sur le réseau causée par l'enfouissement des réseaux et l'évolution des profils de consommation. À noter d'ailleurs que la croissance de la capacité renouvelable installée représente autant de nouvelles opportunités de flexibilité pour les gestionnaires de réseaux, dont l'utilité a été démontrée dès l'été 2020 avec l'envoi par RTE d'ordres d'écètements non planifiés à plusieurs producteurs EnR. Il semble donc pertinent d'inclure les écètements de production à l'analyse des solutions de flexibilité disponibles.

Enerplan souhaite attirer l'attention de RTE sur les travaux scientifique menés par Shirizadeh, Perrier et Quirion²³ évaluant le coût total d'un système électrique 100% renouvelable en fonction des coûts de chaque technologie, y compris du coût du stockage d'électricité par batteries. Ces travaux pourront permettre à RTE d'affiner son évaluation des besoins en matière de flexibilité et de coûts associés, en particulier dans le cas des scénarii tendant vers le 100% EnR à l'horizon 2050-2060.

Concernant le gisement de flexibilités dans le secteur résidentiel, RTE indique que le potentiel le plus important à l'horizon 2050 est lié au développement de la mobilité électrique. Si le pilotage de la recharge des véhicules est évoqué, il semble pertinent d'analyser le potentiel spécifique au *vehicle-to-everything* (V2X), c'est à dire de la restitution d'énergie de la batterie des véhicules vers le réseau ou vers un consommateur d'électricité dans le cadre d'une fourniture de service. Ce gisement est par ailleurs transposable sur le gisement de flexibilités des secteurs tertiaire et industriel, dans la mesure où les flottes de véhicules électriques d'entreprises présentent un gisement important dont la disponibilité est facilement prévisible. En outre, Enerplan souhaite souligner le développement rapide des actifs de stockage diffus raccordés au réseau de distribution en étant couplés à des actifs de production (comme le montre l'Opendata d'Enedis). Ce type de flexibilités, qu'il soit déployé en couplage avec un parc de production de grande puissance ou à une installation en toiture, présente un potentiel important d'intégration de la production renouvelable au système électrique.

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...) ?*

Enerplan souhaite ajouter au cadrage proposé par RTE concernant les interactions entre électricité et autres vecteurs que le seul moyen pour la production d'hydrogène de contribuer efficacement à la transition énergétique est en étant produit à partir de sources d'électricité renouvelables. Cette configuration permettra en effet une double utilisation du vecteur hydrogène –

²³ Cf. note n°13

d'une part comme une solution de flexibilité du point de vue de l'équilibrage offre-demande et du point de vue de la stabilité du réseau électrique, et d'autre part comme un moyen de décarboner des processus dépendants de sources fossiles dans leur approvisionnement énergétique, remplaçant ces sources par de l'hydrogène vert compatible avec la plupart des applications industrielles.

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 ?*

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 ?*

Enerplan partage les principes proposés par RTE dans le cadre de l'analyse technique, tout en rappelant les éléments déjà mentionnés sur ce thème en réponse aux questions précédentes. En complément, Enerplan souligne le lancement par Enedis des travaux d'élaboration d'un schéma décennal de développement du réseau, conformément à la réglementation européenne. Une coopération d'Enedis avec RTE pourrait être pertinente afin d'identifier les contraintes affectant le réseau de distribution, ce notamment afin de juger de l'opportunité d'y déployer des solutions de flexibilité en remplacement ou en complément d'infrastructures conventionnelles et d'évaluer les bénéfices liés à la numérisation du réseau public de distribution pour sa gestion.

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 ?*

Dans l'ensemble, Enerplan est en phase avec les principes proposés pour l'analyse sociétale. Certains points méritent néanmoins d'être étayés, ou au contraire d'être élargis à l'ensemble des

filères de production. En premier lieu, concernant les enjeux de l'analyse sociétale, RTE prend l'exemple du développement massif des filières PV et éoliennes pour s'interroger sur « *les modalités et questions sociétales qui rendront possibles les transformations impliquées* ». L'exemple de ces filières pose question dès lors que d'autres filières peuvent être extrêmement clivantes au sein de la société française et pourraient selon certains scénarii faire l'objet d'un développement massif sans toutefois que son acceptabilité ne soit questionnée. Enerplan s'oppose donc à cet exemple, qui oriente de facto le lecteur et rompt avec la neutralité du reste du document. Le retrait de cet exemple permettrait en outre de gagner en cohérence, l'ensemble des filières de production étant considérées dans le reste du cadrage de l'analyse sociétale.

Ensuite, il convient d'inclure à l'analyse des enjeux les effets positifs des projets EnR. A titre d'exemple, dans les cas des usages fonciers mêlant activité agricole et photovoltaïque, les rendements agricoles peuvent être améliorés grâce à la protection des cultures des aléas climatiques, en modulant l'ensoleillement afin de maximiser la production agricole ou encore en permettant d'améliorer le bien-être agricole à travers un revenu complémentaire.

L'agrivoltaïsme, tel qu'il est défini aujourd'hui dans les appels d'offres de la CRE, est une solution conçue pour répondre à l'exigence de préservation, voire d'amélioration des rendements agricoles. La protection contre l'excès d'ensoleillement et la diminution du recours à l'irrigation en période de canicule, la création d'un microclimat sous les panneaux lors d'épisodes de gel printanier, la pose de filets paragrêle sur les structures apportent ainsi des bénéfices additionnels à l'agriculteur. L'agrivoltaïsme démontre qu'il est possible d'accroître simultanément la production agricole et production d'énergie solaire sans conflit d'usage. Cette technologie a dépassé le stade de la R&D puisqu'elle est déjà en phase de déploiement à grande échelle, sous l'impulsion de sociétés françaises pionnières du secteur. L'occupation des sols n'est donc pas un frein inhérent et incontournable du développement photovoltaïque puisqu'il est, sous certaines conditions, un outil compatible avec l'usage agricole, voire même d'amélioration de la production agricole.

En outre, les effets mélioratifs sur l'acceptabilité de la transition énergétique et de projets spécifique doit également être étudiée dans le cadre des projets EnR associant citoyens et collectivités au capital et/ou à la gestion des projets.

Enfin, Enerplan propose d'ajouter un nouvel élément à l'axe 1 présenté dans le schéma page 74, intitulé « Circuits courts » et visant à analyser les effets de l'autoconsommation (individuelle et collective) et des communautés énergétiques. Ces modes de développement EnR, appelés à accélérer leur développement dans le cadre de la transposition des communautés énergétiques en droit français et du GT dédié à ces nouveaux modes récemment lancé par le Ministère de la Transition Écologique, présente un potentiel d'accroissement de l'acceptabilité de la transition énergétique qui n'est pas à négliger.

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 ?*

Enerplan propose premièrement de retirer le terme « artificialisation » du cadrage proposé par RTE dans le cadre de l'analyse des impacts environnementaux. Ce terme, sujet à débat, ne fait pas consensus dans sa définition. Une discussion parlementaire va s'engager visant à une définition législative et réglementaire. En outre, il laisserait entendre que toute atteinte au sol serait définitive. Enerplan propose donc de remplacer le terme artificialisation par « changement irréversible de l'affectation des terres ». En outre, ce terme permettra à l'analyse de se focaliser sur les changements d'affectation, enjeu au cœur de l'analyse menée par RTE, ainsi que des potentielles remises en état après la période de production électrique, quelle que soit la filière.

Enerplan salue l'inclusion à l'étude des possibilités de co-usages des sols, nombreux dans le cadre de la production EnR, notamment photovoltaïque. La contrainte de l'emprise territoriale et du changement d'affectation des terres ne saurait être considérée comme un frein systématique au déploiement photovoltaïque, puisque certaines technologies sont compatibles avec un usage double, et en particulier avec l'agriculture dans le cas de l'agrivoltaïsme dynamique. Les effets bénéfiques additionnels (externalités positives) sur l'agriculture et les ressources hydriques devraient également être considérés dans cette analyse.

Par ailleurs, si Enerplan est en phase avec le choix de l'analyse de cycle de vie comme principe d'étude des impacts environnementaux de chaque filière, Enerplan appelle à la vigilance concernant l'obsolescence avérée de certaines bases de données relatives à l'analyse de cycle de vie des technologies de production EnR, notamment la base de données Ecoinvent. Les facteurs de charge présentés dans ces bases de données sont eux aussi obsolètes par rapport aux technologies déployées aujourd'hui en France. Aussi, Enerplan appelle RTE à mettre de côté les données datées de cette base de données et à privilégier des données plus récentes et cohérentes avec l'avancement technologique des technologies EnR.

Sur le plan de la biodiversité, Enerplan a mené aux côtés du SER et de trois régions une analyse préliminaire des impacts du photovoltaïque sur la biodiversité. Cette première phase est assortie de recommandations à destination de la filière qui doivent permettre au développement PV de se poursuivre dans le respect de l'impératif de protection de la biodiversité, y compris en appliquant la séquence ERC. Les mesures de réduction et de compensation déployées par les porteurs de projets doivent ainsi, dans la mesure du possible, être incluses par RTE à son analyse afin de garantir son exhaustivité.

Il convient par ailleurs, afin de traiter les impacts de manière exhaustive, de traiter non seulement l'impact des déchets nucléaire sur l'environnement mais aussi l'impact environnemental des infrastructures et manutentions nécessaires à leur gestion sur la totalité de leur durée de vie.

Enfin, en complément de l'étude sur l'impact du PV sur la biodiversité déjà mentionnée, Enerplan invite RTE à affiner sa modélisation sur la base des dernières publications concernant l'impact environnemental des projets de production EnR à travers la totalité du cycle de vie. L'état de l'art des impacts des énergies renouvelables sur la biodiversité, les sols et les paysages, et des moyens d'évaluation de ces impacts de l'ADEME²⁴, la base carbone de l'ADEME (bien que les données soient là aussi datées)²⁵, les exigences de appels d'offres PV CRE4 et/ou PPE2 en matière de bilan carbone²⁶, l'étude *Differences in carbon emissions reduction between countries pursuing renewable electricity versus nuclear power*²⁷ sont autant de sources qu'il pourrait être pertinent d'intégrer à l'analyse afin de l'affiner.

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 ?
- Êtes-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 ?

Enerplan partage les enjeux et principes proposés par RTE dans le cadre de l'analyse économique des scénarii, et propose d'y ajouter quelques compléments mineurs. En effet, dans les coûts « bruts » identifiés par RTE, il convient en complément des CAPEX déjà listés d'ajouter un élément intitulé « Coûts de gestion des déchets ». Cet item, transversal à toutes les technologies, permettra en complément des coûts liés à la déconstruction et à la remise en état des terrains, de tenir compte des coûts liés aux filières de recyclage et de retraitement des déchets émis par chaque technologie, notamment des coûts de stockage et de gestion des déchets radioactifs tout au long de leur durée de vie.

En outre, le syndicat des professionnels de l'énergie solaire appelle RTE à réviser les hypothèses détaillées en annexe concernant le photovoltaïque, en particulier concernant la durée de vie des installations. Si la durée standard garantie par les constructeurs de panneaux est effectivement de 25 ans, les progrès techniques de la filière continuent de faire croître la durée de vie utile des panneaux. Dès 2012, le National Renewable Energy Laboratory (NREL) américain relevait de nombreux cas de durées de vie largement supérieure à 25 ans²⁸ et en 2016, l'Agence Internationale de l'Energie et l'IRENA estimaient à 30 ans la durée de vie moyenne des panneaux photovoltaïques²⁹. Aujourd'hui,

²⁴ <https://www.ademe.fr/etat-lart-impacts-energies-renouvelables-biodiversite-sols-paysages-moyens-devaluation-impacts>

²⁵ https://www.bilans-ges.ademe.fr/documentation/UPLOAD_DOC_FR/index.htm?renouvelable.htm

²⁶ Consulter les cahiers des charges sur le site de la Commission de Régulation de l'Energie pour avoir accès aux données les plus à jour : www.cre.fr

²⁷ <https://www.nature.com/articles/s41560-020-00696-3>

²⁸ <https://www.nrel.gov/docs/fy12osti/51664.pdf>

²⁹ https://iea-pvps.org/wp-content/uploads/2020/01/IRENA_IEAPVPS_End-of-Life_Solar_PV_Panels_2016.pdf

le NREL considère une durée de vie de 25 ans comme une fourchette basse et une fixe une fourchette haute à 40 ans, une estimation confirmée par la justice espagnole qui, en septembre 2019, a considéré sur la base d'un état de l'art de la recherche scientifique que les systèmes photovoltaïques avaient désormais une durée de vie de 35 ans en moyenne³⁰. Enerplan appelle donc RTE à réviser à la hausse les estimations de durée de vie détaillées en annexe 1, en considérant une durée de vie de 30 à 35 ans pour les systèmes mis en service en 2020. Le rythme de croissance de cette durée de vie entre 2020 et 2050 peut être conservé (gain de 5 ans minimum sur la période).

³⁰ http://icsidfiles.worldbank.org/icsid/ICSIDBLOBS/OnlineAwards/C4806/DS12832_Sp.pdf