Contribution du SER à la consultation publique portant sur l'actualisation du Bilan prévisionnel 2023 et analyses spécifiques au dimensionnement du parc de production et de flexibilités des prochaines années, en lien avec la refonte du mécanisme de capacité et la réforme européenne du marché de l'électricité

Question 1 – le cadrage de l'étude Partagez-vous les principaux enjeux et objectifs de l'étude ? Voyez-vous d'autres enjeux qu'il serait souhaitable d'éclairer grâce au prochain Bilan prévisionnel ?

Le SER partage les principaux enjeux et objectifs de l'étude sur les points concernant la révision du mécanisme de capacité, les futures analyses des flexibilités, mais également l'étude du scénario D.

Cependant, le SER insiste sur le fait que le scénario D se doit d'être uniquement une analyse de sensibilité et non devenir un scénario de référence, que ce soit pour les programmation énergétiques étatiques ou celles des autres acteurs du monde de l'énergie. En effet, ce scénario est un scénario de renonciation à l'atteinte des objectifs climatiques français et impacterait durablement la trajectoire d'électrification des usages tels que prévus dans la PPE.

De plus, bien que n'étant pas prévu dans la consultation de RTE, le SER s'interroge quant à la possibilité d'établir un scénario d'électrification rapide dans les dix prochaines années dans lequel le système électrique pourrait s'avérer sous-dimensionné à l'horizon 2035 et pour lequel les capacités électriques seraient insuffisantes. Un scénario d'électrification rapide de notre système énergétique et de l'économie française permettrait de déterminer les impacts sur le système électrique (mise à disposition rapide de capacités de production, accès au réseau des nouvelles capacités, impacts sur les prix de l'électricité, impacts sur la production industrielle et sur l'économie, etc.)

Enfin, bien qu'étant conscient que la consultation de ce BP se doit d'être réalisé dans un temps très court, le SER note qu'il pourrait être judicieux pour RTE de partager les fichiers des données ainsi que les calculs produits pour réaliser ce BP, au moins lors de la publication des résultats finaux. Cela permettrait aux acteurs du secteur énergétique de disposer de plus d'informations à intégrer dans leurs propres modèles.

Question 2 – les scénarios Partagez-vous l'approche proposée d'étudier deux scénarios principaux ? Si non, que proposez-vous ? Partagez-vous les principes de construction du nouveau scénario « D » ? Selon vous, quels principes de construction de ce scénario pourraient être envisagés au-delà de 2030 ?

Le scénario D est un scénario assez fataliste qui suppose que la France ne parviendra pas à électrifier ses usages à court-moyen terme, alors même qu'elle achète chaque année pour plus de 60 Mds EUR d'énergies fossiles. On ne peut donc que déplorer les raisons pour lesquelles ce scénario est étudié.

Comme annoncé dans sa réponse à la question 1, le SER partage l'idée d'étudier ce scénario, à la condition que celui-ci ne soit pas utilisé à l'avenir pour dimensionner les politiques publiques énergétiques. De plus, l'étude de ce scénario devrait permettre du point de vue technique d'identifier les réponses aux problématiques d'un système générant de l'électricité bas-carbone en surplus à certains moments de la journée. Le SER estime que les moyens de flexibilité actuellement disponibles et les évolutions règlementaires en cours (baisse du cout des batteries, généralisation du complément de rémunération, augmentation de la pilotabilité de la production renouvelable via des sites hybrides, lissage de la courbe solaire, flexibilité de la demande etc.) peuvent permettre de gérer un tel système électrique du point de vue technique et économique, notamment vis-à-vis du phénomène des prix négatifs.

Le SER réaffirme cependant qu'il serait dommageable que ce scénario D de résignation à abattre les énergies fossiles soit mis sur le même plan que les trajectoires cibles et oriente les décisions de politique des années à venir. Ce scénario D doit donc s'inscrire dans la logique d'une analyse de sensibilité par rapport à un scénario central à forte croissance de l'électrification et de la production d'électricité bas-carbone. Le développement des capacités de production bas-carbone est sans regret et doit demeurer prioritaire.

Au-delà de 2030, les fortes incertitudes pesant sur le système énergétique et économique international (relocalisation, impacts géopolitiques, augmentation des dépenses de défense, scénarios de mondialisation contrastées, etc.) ne permettent pas avec certitude de déterminer des paramètres fixes pour établir un scénario de référence. Cependant, le SER estime que les objectifs de décarbonation et d'électrification de la consommation énergétique de la France doivent rester la boussole principale de ces scénarios, et doivent donc continuer d'être le facteur dimensionnant principal du système électrique.

Question 3 – le cadrage macroéconomique La trajectoire de croissance du PIB retenue dans le cadre favorable du Bilan prévisionnel 2023 (+1,1%/an en moyenne à l'horizon 2035) vous semble-t-elle toujours pertinente comme base pour l'élaboration des scénarios du Bilan prévisionnel 2025 ? La différenciation des deux scénarios sur la base d'une hypothèse de réindustrialisation vous parait-elle cohérente avec les narratifs envisagés ? Un rebouclage macroéconomique de cette hypothèse sur la trajectoire de croissance économique vous parait-il opportun ?

Le SER ne se prononce pas directement sur cette réponse, mais tient à souligner une fois encore qu'un scénario prenant en compte une faible électrification de la consommation énergétique ainsi qu'une faible réindustrialisation amenant à une stagnation de la consommation d'électricité amènera à un échec des politiques énergétiques et climatiques de la France, en plus d'avoir probablement un effet négatif sur la croissance économique du pays.

Question 4 – consommation dans les bâtiments (hors datacenters) S'agissant des secteurs résidentiel et tertiaire, partagez-vous la proposition d'étudier la même trajectoire d'évolution de la consommation dans les deux scénarios ? Disposez-vous d'éléments qui permettraient de les différencier ?

Question 5 – consommation des datacenters S'agissant des datacenters, estimez-vous que les trajectoires devraient être revues par rapport à la trajectoire du Bilan prévisionnel 2023 : par

exemple, en vue de rehausser la trajectoire du scénario « A actualisé », soit baisser la trajectoire du scénario « D » ? Au vu des volumes de raccordement évoqués, partagez-vous l'approche de RTE d'appliquer des prudences, en particulier concernant l'utilisation des puissances de raccordement demandées ? Les annonces du « Sommet pour l'action sur l'IA » de février 2025 vous semblent-elles de nature à rehausser ces perspectives de raccordement (des projets totalisant environ 3 GW ayant déjà été annoncés) ? Aux opérateurs de datacenters : merci de transmettre à RTE les informations dont vous disposez au sujet du ramp up de vos datacenters : délai entre la mise à disposition de la puissance électrique et l'atteinte d'une puissance nominale ? Cette puissance nominale estelle différente de la puissance souscrite pour vos installations ? Ces paramètres sont-ils différents pour des centres de données dédiés à l'intelligence artificielle (facteur de charge plus faible, montée en charge plus rapide…) ?

Le SER considère que, étant donné les récentes annonces du secteur, la consommation des data center dans le scénario A se doit à minima d'être augmenté et leur consommation du scénario D se doit d'être constante avec les données du BP 2023.

Question 6 – consommation des transports (hors hydrogène) Pour la mise à jour du scénario « A », pensez-vous qu'il soit pertinent de maintenir le niveau d'électrification du secteur des transports à l'horizon 2035 étudié dans le cadre du scénario « A-référence » du BP2023, malgré le ralentissement observé sur les ventes de véhicules électriques en 2024 et le resserrement des aides ? Proposeriez-vous d'autres inflexions relatives au secteur du transport à prendre en compte dans l'un ou l'autre des scénarios ?

Le SER comprend encore une fois l'intérêt d'étudier un scénario comprenant une électrification plus faible dans el scénario D, mais réitère le fait que ce scénario ne doit en aucun cas servir de référence à des scénarios de programmation de politiques publiques énergétiques. Ce point est d'autant plus important si l'on prend en compte le fait que l'électrification des transports constitue une partie pleine et entière de la PPE3 qui est à date en cours de concertation.

Question 7 – consommation de l'industrie et pour la production d'hydrogène Que pensez-vous d'une révision à la baisse de l'ordre de 20 TWh à l'horizon 2030 au périmètre de ces deux secteurs pour la mise à jour du scénario « A » (130 TWh versus 150 TWh), et d'une baisse de l'ordre de 40 TWh pour le scénario « D » ? Aux industriels : Quelles difficultés éventuelles rencontrez-vous dans la mise en œuvre des projets d'électrification ? Pensez-vous que les perspectives d'électrification des feuilles de route de décarbonation se confirmeront et à quelle échéance ?

Concernant l'industrie, les scénarios A actualisé et D semblent extrêmement pessimistes pour l'industrie, allant jusqu'à des baisses de 20% de la consommation des industriels, au moment où l'effort de relocalisation souveraine et de réarmement va être maximal, faisant par exemple tourner à plein régime toutes les usines liées à la défense. Ces scénarios semblent représenter une baisse trop pessimiste.

Question 8 – flexibilités de consommation Pensez-vous réaliste de revoir à la hausse l'hypothèse de véhicules dont la recharge serait pilotée en V2G à l'horizon 2030 ? Partagez-vous l'hypothèse de baisse de la flexibilité des électrolyseurs sur le court terme ?

Question 9 – production nucléaire et contraintes d'exploitation A tous – partagez-vous la reconduction de l'hypothèse prudente d'un productible nucléaire de 360 TWh à moyen terme et

d'une variante plus haute de disponibilité visant une production de l'ordre de 380-400 TWh ? A l'exploitant – pouvez-vous communiquer toute informations sur le planning d'arrêts des réacteurs, y compris de l'EPR de Flamanville, sur les prochaines années (risques pesant sur les prolongations et sur les derniers contrôles liés à la CSC, impacts des projets CAMOX et d'augmentations de puissance, etc.) ? Quel volume global cible de modulation annuelle envisagez-vous à l'avenir ? Quelle proportion maximale de ce volume serait mutualisable avec de la modulation pour absence de débouché économique (lorsque le prix marginal est inférieur au coût variable). Si le besoin de modulation pour absence de débouché économique devenait trop important, quel serait le comportement le plus réaliste du parc nucléaire (augmentation de la modulation, maintien de la cible de production nucléaire avec donc un report du besoin de modulation sur les écrêtements de production renouvelable en France et en Europe, autre) ? Est-ce que l'instruction du dossier de prolongation du parc à 60 ans voire au-delà pourrait conduire à réduire de manière préventive la capacité du parc à moduler ? En dehors de ces évolutions, quelles hypothèses relatives aux conditions d'exploitation du parc faudrait-il adapter par rapport aux précédentes études ?

Question 10 – énergies renouvelables Dans le cadre de la mise à jour du scénario « A », partagez-vousla proposition de reconduire les hypothèses du scénario « A-ref » du BP2023 cohérentes avec les ambitions affichées dans la PPE en consultation (à l'exception du solaire) ? S'agissant du photovoltaïque en particulier, quelles trajectoires vous semblent devoir être considérées en référence ? Pour la définition du nouveau scénario « D », partagez-vous les propositions d'une prolongation du rythme actuel pour le solaire et l'éolien terrestre, et d'une vision prudente sur l'éolien en mer ? Considérez-vous que des rythmes spécifiques devraient être étudiés sur la période 2030-2035 ?

<u>Concernant le PV</u>

Le SER souligne que le PV bénéficie d'un très haut niveau d'acceptabilité ainsi que d'une forte rapidité de déploiement. En effet, le secteur sait désormais délivrer plus de 4 GW par an (4,8 GW en 2024). De plus, le développement de solution de flexibilité à la fois de la demande (évolution des heures creuses, consommations intelligentes dans les services et les bureaux, etc.) et de l'offre (raccordement de capacités de stockage, développement des projets hybrides, gestion optimisée des périodes de prix négatifs, etc.) vont permettre de produire de manière pilotable et compétitive. Le SER affirme donc qu'il serait incompréhensible de ne pas bénéficier de cette opportunité pour effacer des consommations d'énergie fossile, tout scénario à moins de 4 GW par an d'ici à 2030 est à proscrire. Toutefois, une variante doit être envisagée si le modèle fait apparaître une hausse de l'électrification et des flexibilités (jusqu'à 7 GW/an) dans les prochaines années.

<u>Concernant l'éolien terrestre</u>

- le SER propose pour le scenario « A actualisé » de considérer un rythme de développement correspondant à la trajectoire haute du projet de PPE 3 en consultation, c'est-à-dire un volume cible de 45 GW de puissance installée en 2035 et donc un rythme de développement de 2 GW par an pour atteindre cet objectif. Il convient de noter que le renouvellement des parcs, dit « repowering » participera à l'atteinte de ces objectifs.

- Pour le scenario « D », le SER propose de considérer alors un maintien voire une accélération du rythme tendanciel, de l'ordre de 1,5 à 2 GW/an. En effet, considérer une fourchette de 1 à 1,5 GW ne permettrait pas ou à peine d'atteindre les objectifs de la PPE, puisqu'un rythme de 1,5 GW permet tout juste d'atteindre les 40 GW, fourchette basse de l'objectif à 2035.

Concernant l'éolien offshore

Les scénarios « A actualisés » et « D » apparaissent cohérents avec la vision du SER du développement de la filière offshore, les mises en service évoquées (18 GW en 2035 et 10-12 GW en 2035) étant des mises en service strictes à date fixe, et n'incluent donc pas les capacités en cours de développement à ces horizons, qui peuvent être difficiles à anticiper. Le scénario A maintient les objectifs du Pacte, et le scénario D pourrait correspondre à un scénario moins soutenu de mise à disposition des capacités en service. De plus, le SER estime cohérent qu'un projet AO10 max. seulement puisse être envisagé comme opérationnel d'ici 2035 dans le cadre d'un scénario bas, au regard des éléments techniques produits ces derniers mois par la filière.

Cependant, le SER tient à souligner que les capacités moindres prévues dans le scénario D ne représentent pas un abandon des capacités prévues dans la PPE3, mais bien un décalage temporel de mise à disposition des capacités de l'ensemble des AO prévus dans la PPE3 actuelle jusqu'à l'AO10. En effet, le SER souligne que la filière et RTE sont d'ores et déjà engagé dans la préparation du raccordement des projets issus de l'AO10. Le SER appelle donc à inclure dans la rédaction de ce BP la notion de 18 GW de capacité « développées ou en cours de développement ».

Enfin, le SER rappelle être en accord avec la position de RTE exprimée dans le SDDR sur l'importance du lissage du rythme industriel de la dynamique de la filière (mise en service des parcs, raccordement, développement d'usines de production sur le sol français, etc.). Comme RTE le rappelle dans le SDDR 2025, le stop-and-go est un risque pour l'ensemble de la filière, que ce soit au niveau du raccordement, de la production d'électricité ou encore des usines de production de matériaux.

Concernant les autres filières (bioénergies, hydraulique)

Le SER partage la vision de RTE de reconduire les hypothèses du BP 2023. Pour l'hydroélectricité, le SER soutient la mise en place d'un cadre juridique et économique permettant de valoriser pleinement son potentiel. Il est proposé de retenir pour hypothèse une augmentation des capacités de 2,8 GW dont 1,7 GW de STEP d'ici 2035. Une réduction de l'objectif de développement des STEP n'est pas cohérent avec la PPE et avec les besoins croissants de flexibilité du système électrique.

Question 11 – parc thermique Aux exploitants : avez-vous de nouvelles perspectives de fermeture, prolongation de vos moyens de production (durée de vie envisagée, projet de modification du combustible principal, principaux jalons décisionnels) ? Dans quelles mesures les projets de décarbonation des sites hébergeant certains moyens thermiques pourraient conduire à leur fermeture ? Selon quel calendrier ? Quelles trajectoires vous sembleraient pertinentes d'étudier sur l'évolution de la capacité installée des cogénérations au gaz (amplitude des risques de fermetures à considérer) ? A tous : avez-vous des projets de développement de nouveaux moyens de production ne fonctionnant pas aux combustibles fossiles ?

Question 12 – batteries Selon vos modèles d'affaires, pensez-vous que d'autres hypothèses devraient être considérées sur le développement des batteries ? A la lumière de vos projets de développement de batteries, partagez-vous ces hypothèses sur les tailles/durées des batteries à considérer ?

Le SER estime que la trajectoire de développement des batteries actuellement prévue dans les scénarios A et D est sous-évaluée. De nombreuses solutions innovantes impliquant les batteries sont en cours de déploiement (projets hybrides production/stockage, batteries stand-alone, dimensionnement optimal des réseaux, etc) et vont permettre de mieux piloter une production d'électricité renouvelable permettant ainsi de mieux équilibrer le réseau et de réussir la pénétration de moyens de production économiques et bas carbone. Etant donné les forts besoins de flexibilité à venir pour maintenir l'équilibre offre/demande, la baisse importante des couts des batteries, et l'importante file d'attente actuelle, le SER estime qu'une capacité bien plus importante que 2,5 GW de batterie sera connectée au réseau d'ici à 2030. Le SER estime que les durées de stockage des batteries devraient être de plus en plus longues.

Question 13 – hypothèses européennes Que pensez-vous des ajustements proposés sur les hypothèses européennes pour la construction et l'étude du scénario « D » ?

Le SER suggère de prendre comme référence la situation actuelle des interconnexions existantes avec les pays voisins, en tenant compte de celles en cours de construction ou sur le point d'être validées pour construction. Toute interconnexion future devrait être déterminée sur la base d'une analyse distincte, prenant en compte la complémentarité des mix énergétiques, les écarts de prix et d'autres facteurs pertinents.

Question 14 – hypothèses de coûts Disposez-vous d'éléments nouveaux permettant de déterminer les coûts réels de fonctionnement de vos moyens de production existants, en particulier ceux à risque de fermeture en l'absence de rémunération capacitaire ? Batteries - Selon vous, les hypothèses de coûts de développement des batteries devraient-elles être mises à jour depuis le BP2023 ? Quelle taille de batteries prévoyez-vous majoritairement de développer (en nombre d'heures de stock) ? Thermique – quels sont les coûts des projets de nouvelles centrales thermiques décarbonées, ou de conversion de centrales existantes (CAPEX et OPEX fixes et variables) ? Flexibilités de consommation - Quels coûts préconisez-vous de retenir pour la mise en place des flexibilités de consommation en fonction du gisement mobilisé, des secteurs (industriel, résidentiel, tertiaire) et du type d'effacement (pilotage tarifaire, pilotage dynamique, valorisé de façon implicite ou explicite) ? Coûts du capital – Comment les évolutions récentes du taux sans risque ont impacté vos coûts de financement ? Dans le cadre précis des projets d'investissement en lien avec le mécanisme de capacité, quel niveau de coût de capital anticipez-vous en fonction de la durée des contrats pluriannuels ? (préciser, par exemple et si pertinent, la structure des financements envisagés, les coûts associés ainsi que les décompositions entre taux sans risque et primes de risque)

Le SER estime que les valeurs exprimées dans le tableau présentés de la consultation ne correspondent plus aux réalités du secteur. Le SER estime que les couts d'une batterie sont les suivants :

- Batterie d'1h : Capex = 450 k€/MW – OPEX = 10%/an – Revenu pour un TRI de 8% sur 15 ans = 97 k€/MW/an

- Batterie d'2h : Capex = 650k€/MW – OPEX = 10%/an – Revenu pour un TRI de 8% sur 15 ans = 140 k€/MW/an
- Batterie d'4h : Capex = 1000k€/MW – OPEX = 10%/an – Revenu pour un TRI de 8% sur 15 ans = 215 000 k€/MW/an

Concernant le cout du capital, les adhérents du SER font globalement remonter une augmentation significative. Pour des mécanismes de capacité donnant accès à des contrats pluriannuels avec une partie de revenus sécurisés (par ledit mécanisme), un coût du capital de 4.5 à 5% (TRI projet après impôts sur la durée de vie de l'actif – 15 ans pour une batterie) serait vraisemblablement utilisé en France.

Question 15 – hypothèses de projection des prix des commodités Prix des combustibles - Vous semble-t-il pertinent de reconduire les hypothèses de prix des combustibles retenues dans le cadre macroéconomique favorable du BP2023 ? Quelles analyses de sensibilités jugez-vous nécessaire d'étudier ? Prix du CO2 - La différenciation de l'hypothèse de prix du CO2 entre les deux scénarios vous parait-elle cohérente avec les narratifs envisagés ? Pensez-vous nécessaire d'étudier des analyses de sensibilités supplémentaires sur le prix du CO2, si oui lesquelles ?

Etant donné la forte instabilité de la situation internationale du point de vue économie et géopolitique, et étant donné que l'Europe sort à peine de la crise des prix du gaz de 2022, le SER estime qu'il serait a minima nécessaire de considérer un scénario dans lequel les prix du gaz seraient plus élevés que ceux qui figurent actuellement dans le fichier de concertation du BP. Le prix affiché de 26€/MWh en 2030 parait dans ce contexte très optimiste. Le SER estime qu'il est important d'étudier l'impact des prix du gaz plus élevés sur l'ensemble du système électrique et énergétique (report de consommation, formation des prix de l'électricité, place des autres moyens de production dans le mix électrique, etc).

Question 16 – autres hypothèses liées à la projection des revenus Revenus complémentaires – Selon vos modèles d'affaires, quels revenus perçus sur les autres marchés (e.g., infrajournalier, réserves, services système, chaleur, etc.) seraient à intégrer à l'analyse de rentabilité économique (en €24/kW/an pour vos différents moyens de production et stockage) ? Aversion au risque – L'hypothèse d'une aversion au risque affectant les anticipations des revenus issus des marchés de l'énergie vous semble-t-elle fondée ? Si oui, validez-vous sa modélisation via l'utilisation d'une CVaR avec un seuil de 90 % ?

Le SER considère que les revenus des batteries doivent également inclure les revenus issus du mécanisme de capacité, les revenus aFRR et les revenus de trading (marchés day-ahead et Intraday, mfRRR).