

Novembre 2025

Réponse de l'UFE à la consultation publique de la CRE n°2025-08 sur le SDDR de RTE élaboré en 2025

Consultation publique du 18 septembre 2025 relative au schéma décennal de développement du réseau (SDDR) de RTE élaboré en 2025

L'Union Française de l'Electricité salue la consultation lancée par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) et souligne l'importance du **SDDR 2025**, qui propose une stratégie sur les grandes orientations d'investissement et d'évolution du réseau de transport d'électricité à l'horizon 2040.

Dans sa **Stratégie Française Energie Climat**, le gouvernement cherche à relever le défi de la **substitution des énergies fossiles par l'électricité**, notamment en donnant de la visibilité aux filières industrielles, au premier rang desquelles la filière électrique. Il y a en effet urgence à disposer aujourd'hui de cette feuille de route afin d'accélérer la mise en œuvre : en 2024 les énergies fossiles importées représentaient encore 57 % de la consommation nationale d'énergie finale, engendrant de fortes émissions de gaz à effet de serre et **creusant le déficit commercial de la France de plus de 58 milliards d'euros**. À l'inverse, **l'électricité bas-carbone produite sur notre territoire ne représente que 27 % de la consommation d'énergie finale**.

La mise en œuvre d'un grand plan d'électrification devrait donc être la priorité des pouvoirs publics. La France pourrait ainsi conjuguer l'impératif climatique avec l'objectif de souveraineté énergétique et industrielle, lui permettant de rééquilibrer sa balance commerciale tout en augmentant sa résilience aux crises énergétiques et géopolitiques qui se multiplient. Enfin, l'électrification de la mobilité, de notre chauffage et de nos industries améliore le pouvoir d'achat des ménages¹ et la compétitivité de nos entreprises, tout en étant source de création d'emplois sur l'ensemble du territoire.

L'UFE rappelle que le **SDDR**, soumis à l'approbation de la CRE, se matérialisera dans un cadre énergétique très différent de celui d'aujourd'hui :

- La France vise la **neutralité carbone en 2050**, dont l'atteinte repose notamment sur un **doublement à minima de la part de l'électricité** dans la consommation totale d'énergie finale, passant ainsi de 27% aujourd'hui à 55 % en 2050². Le système électrique doit pouvoir y

¹ [Electrifier pour protéger le pouvoir d'achat des ménages – UFE](#)

² Stratégie Française Energie Climat

répondre en facilitant d'une part le raccordement des nouveaux consommateurs et en développant d'autre part ses réseaux pour intégrer les énergies renouvelables et la production bas carbone. Ces besoins en réseaux pourront être mutualisés afin d'optimiser le coût global du système. A l'horizon du SDDR, une bonne articulation de la planification territoriale des nouveaux usages, du renouvellement des réseaux, de l'adaptation au changement climatique (résilience), du déploiement des énergies renouvelables et bas carbone avec le développement des réseaux de transport et de distribution est ainsi essentielle.

- **De nouveaux objectifs climatiques européens de réduction de 90% des émissions nettes de gaz à effet de serre d'ici 2040³, ainsi qu'une volonté de renforcer la souveraineté énergétique via une réindustrialisation.** L'ambition de ces objectifs est amplifiée par la montée de tensions géopolitiques qui appellent à un renforcement de nos actions pour réduire nos dépendances, créer une base industrielle en France et en Europe, et en sécuriser l'approvisionnement en équipements. La standardisation des matériels proposée, l'ajout de clauses environnementales et de contenu carbone dans les appels d'offres vont dans le bon sens.

Ce nouveau schéma directeur est ainsi un socle indispensable pour permettre à la France d'améliorer sa souveraineté énergétique tout en respectant ses objectifs climatiques et sa résilience face au changement climatique. La planification du développement de l'infrastructure électrique est clef pour permettre de raccorder les futurs clients, tant côté consommateur que producteur. Pour un approvisionnement sécurisé et écologiquement soutenable, la France devra rehausser la production de toutes les énergies bas-carbone, que l'on voit trop souvent opposées les unes aux autres.

Ce schéma donne aussi la visibilité nécessaire pour préparer les filières industrielles européennes aptes à fournir les équipements nécessaires aux trajectoires d'investissements. **Ces investissements dans notre système électrique participent ainsi à la réindustrialisation de la France et de l'Europe.**

Du point de vue des consommateurs, ces investissements dans les réseaux, incluant les plans de RTE mais aussi d'Enedis, impliquent une hausse de la facture d'électricité pour un client domestique moyen estimée par la CRE entre +0,3% et +0,4% par an d'ici 2040 (hors inflation et autres composants de facture). **Cette hausse de la facture d'électricité n'est pas une dépense supplémentaire, mais un transfert : elle finance l'électrification de notre mobilité, de notre chauffage et de notre industrie, en remplaçant notre dépendance aux énergies fossiles par de l'électricité.** Aujourd'hui, la France consacre en effet encore 58 milliards d'euros par an à l'importation de pétrole et de gaz. Entre 2025 et 2040, ce seront 100 milliards d'euros investis sur 15 ans dans nos territoires pour moderniser nos réseaux de transport.

A travers ce nouveau schéma, si RTE souhaite passer d'une logique de « liste des projets » vers une logique de « l'offre » pour le raccordement des consommateurs, l'UFE recommande que celle-ci soit cohérente avec les besoins identifiés par les acteurs à l'image de ce qui a été mis en place dans les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).

En effet, seule une analyse du besoin en électrification peut déclencher une offre y répondant, ce qui limite les risques pour le système. Pour autant, il est nécessaire que les réseaux se renforcent et se développent afin de faciliter le raccordement des consommateurs et leur décision d'investissement dans l'électrification (industriels, data centers par exemple), sans quoi les délais seront trop longs et les investissements s'orienteront vers d'autres pays. Des impacts néfastes pour la souveraineté, la balance commerciale et les émissions de CO₂ françaises seront alors une conséquence directe d'un

³ UFE, [Objectif climatique 2040 : un cap nécessaire pour l'Europe](#), août 2025

moins développement du réseau.

Les dispositifs envisagés par RTE sur les zones prioritaires à fort développement industriel (zones P1) ne doivent de surcroît pas occulter les besoins d'électrification dans d'autres territoires. La prise en compte de la diversité des dynamiques territoriales de consommation doit ainsi permettre une électrification homogène du pays.

RTE a en sa possession les leviers pour concevoir une trajectoire industrielle maîtrisée et priorisée, pour anticiper et accélérer le développement du réseau au bénéfice de l'entière du système. L'UFE accueille favorablement toute évolution qui permettra d'anticiper de manière efficace le développement du réseau tout en apportant une visibilité aux utilisateurs, notamment les consommateurs. Comme cela est indiqué dans la présente contribution, cette évolution devrait toutefois faire l'objet d'échanges nourris entre RTE et les parties prenantes, notamment sur la localisation des besoins, pour garantir le succès de la planification des ouvrages et sa mise en œuvre.

L'UFE rappelle en synthèse que **le réseau de transport est LA colonne vertébrale du système électrique français** et que sa stratégie industrielle, le SDDR, doit lui permettre de **répondre à des enjeux multiples** :

- Le maintien et le développement du réseau de transport comme catalyseurs de l'électrification ;
- Le raccordement d'un mix de production diversifié en réponse à l'électrification des usages ;
- Le développement du réseau électrique est une opportunité industrielle nationale et européenne ;
- Le renouvellement et l'adaptation au changement climatique du réseau vieillissant ;
- La nécessité d'une approche intégrée prenant en compte les différents enjeux environnementaux, économiques et paysagers dans le développement du réseau ;
- Le développement du réseau de transport de manière cohérente et coordonnée avec le réseau de distribution, tant sur le plan technique qu'économique ;
- L'opportunité de retombées locales permettant un développement durable et économique des territoires ;
- Le renforcement de la position de la France en tant que carrefour électrique européen.

Question 1 Avez-vous des remarques s'agissant des scénarios retenus et des hypothèses utilisées par RTE dans son SDDR ?

L'UFE partage l'utilisation de ce cadre proposé par RTE pour l'étude du SDDR, permettant ainsi à RTE d'évaluer les besoins réseaux et solutions à apporter dans un scénario représentatif de l'évolution du mix de production et de consommation en ligne avec les objectifs des pouvoirs publics. Toutefois, il convient de noter que le niveau de sobriété retenu dans le scénario A-ref paraît significatif (proche de l'hiver 2022/2023 maintenu sur l'horizon). L'UFE s'interroge donc sur le maintien de ce niveau de sobriété dans la durée, que rien ne peut garantir aujourd'hui même si elle appelle à développer les politiques publiques permettant de l'accompagner.

L'UFE partage l'approche de recourir à différents cadres macroéconomiques (scénario B) pour mettre en lumière les conditions de réussite de la transition énergétique selon le scénario A. L'UFE estime cependant que baser le SDDR sur une variante n'atteignant pas les objectifs de déploiement de production électrique, retarderait la mise en place d'installations du réseau. L'UFE privilégierait de considérer tout investissement en faveur de l'électrification de notre société comme sans regret. Même si ces investissements représentent un coût pour la collectivité, ils constituent un levier stratégique pour la compétitivité industrielle, la souveraineté énergétique et la substitution des énergies fossiles par de l'électricité. À long terme, le coût du retard d'investissement serait bien

supérieur, tant en matière d'émissions de CO₂ que de pertes d'attractivité économique. De plus ces investissements seront voués à être utilisés même dans un contexte de retard de l'électrification, l'UFE appelle donc à anticiper au maximum le développement des infrastructures de réseaux, pour limiter les retards supplémentaires.

En outre, le cadre des familles de scénarios B « atteinte partielle des objectifs » du Bilan prévisionnel vise à quantifier les conséquences (sur le plan des émissions de gaz à effet de serre, de la sécurité d'approvisionnement, et de l'économie française) d'un retard dans l'atteinte des objectifs. L'UFE souhaite attirer l'attention sur le risque que le SDDR 2025, s'il n'intègre pas pleinement la dynamique d'électrification à venir, freine indirectement la réalisation des objectifs de substitution des énergies fossiles par de l'électricité. Il est essentiel que ce document constitue un levier d'anticipation et d'action, afin d'assurer la cohérence entre la planification du réseau et les ambitions nationales de cette substitution. Un retard dans l'atteinte des objectifs pourrait donc être considéré par RTE comme une opportunité à rattraper le retard dans le renforcement du réseau. RTE précise que les scénarios B permettront d'étudier les conséquences d'une consommation plus faible, pour autant il est possible d'étudier des variantes de consommation plus faibles sans être dans les scénarios B, avec le scénario A – Ref par exemple.

Question 2 Avez-vous des remarques quant à l'analyse de la CRE sur l'effet du plan d'investissements de RTE sur les factures des consommateurs d'électricité ?

L'UFE remercie la CRE pour l'analyse effectuée dans la présente consultation. L'évolution sur les factures semble le reflet d'un bon compromis dans une trajectoire vers une électrification à un coût minimal pour la collectivité.

L'UFE note que :

- Le renouvellement du réseau, son adaptation aux évolutions de la consommation et de la production, ainsi que les dépenses dans l'ossature numérique représentent environ 40% de la totalité des 100 milliards de dépenses d'investissements prévisionnelles sur la période 2025-2040. Les raccordements de tous les utilisateurs, producteurs et industriels, ainsi que les dépenses d'interconnexions représentent les 60% restants ;
- Une majorité de ces dépenses d'investissements sera financée par les utilisateurs du réseau *via* les tarifs d'utilisation du réseau de transport d'électricité. L'UFE rappelle à ce titre la nécessité de lisser ces objectifs sur le long terme pour en répartir équitablement la charge. Par ailleurs, une partie des dépenses prévues dans le SDDR sera financée directement par les demandeurs de raccordement à hauteur d'environ 10 Md€ sur la période sans être à la charge du TURPE. Afin d'assurer une répartition équilibrée des investissements, l'effort devra également être lissé entre les différents producteurs de manière équilibrée et proportionnée. Pour cela, l'UFE émettra prochainement des suggestions sur les dispositifs existants (seuils de réfaction, quotes-parts) pour une meilleure répartition des efforts entre producteurs.

La CRE précise dans sa consultation que la hausse de la consommation électrique viendra limiter la hausse de facture individuelle des clients, les charges additionnelles étant réparties sur une plus grande quantité d'électricité consommée. D'après les analyses présentées par la CRE, la hausse de la facture pour un consommateur domestique moyen pourrait augmenter, hors inflation et hors évolution des autres composantes (fourniture et fiscalité), de +0,3 à +0,4% par an. L'UFE rappelle qu'une électrification poussée des usages aura donc impact positif sur la facture énergétique des ménages. En effet, cette hausse de la facture d'électricité n'est pas une dépense supplémentaire, mais un transfert : elle finance l'électrification de notre mobilité, de notre chauffage et de notre industrie, remplaçant notre dépendance aux énergies fossiles.

Question 3 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la trajectoire proposée par RTE pour le renouvellement du réseau ?

L'analyse proposée par la CRE est pertinente selon l'UFE.

L'UFE soutient qu'une attention particulière doit être portée à la prise en charge du risque lié aux grandes opérations de renouvellement et d'adaptation. La stratégie de renouvellement des réseaux et des postes de transformation doit être prioritairement fondée sur l'état réel des actifs et leur criticité au regard des enjeux de qualité de fourniture, avec un compromis à trouver entre la rénovation des ouvrages permettant d'allonger leur durée de vie et leur renouvellement.

En amont d'une concertation menée par RTE dédiée à ce sujet, l'UFE alerte toutefois sur l'impact que les arrêts programmés dans ce cadre peuvent avoir sur les plans d'affaires des installations. Une révision à la baisse des engagements contractuels du GRT prévus par le CART est à étudier avec précision.

L'UFE appelle également à une juste répartition des efforts des acteurs, tout en conservant les incitations à minimiser les coûts engendrés pour les parties concernées.

Question 4 Etes-vous favorable à l'étude d'une stratégie de renouvellement des systèmes de contrôle-commande moins ambitieuse que celle retenue dans le SDDR ?

L'UFE comprend la nécessité du renouvellement des systèmes de contrôle-commande de RTE pour le bon fonctionnement du système électrique et insiste sur la nécessité d'une bonne coordination entre RTE et ses clients. Ceux-ci disposent également de systèmes de contrôle-commande, en interface avec ceux de RTE. Une coordination adéquate des travaux (identification en amont, études de faisabilité techniques) permettra de minimiser les impacts pour le système électrique et de réaliser ce renouvellement au moindre coût pour la collectivité.

Question 5 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la stratégie de mise en résilience du réseau au changement climatique ?

L'UFE est favorable à ce que tout euro investi en renouvellement et création d'ouvrage permette de répondre aux enjeux de l'adaptation au réchauffement climatique. Bien que la règle prime, RTE devra aussi composer avec des exceptions. Il sera donc important d'évaluer avec discernement les impacts et les coûts supportés par la collectivité en adaptant les réponses au cas par cas. L'UFE rappelle toutefois que les investissements sont nécessaires pour garantir une résilience du système électrique français aux événements extrêmes (inondation, fortes chaleurs, mais aussi tempêtes, qui ont déjà fait l'objet de traitement significatifs par RTE) qui se multiplieront à l'avenir. Ces investissements à consentir, sur des actifs déjà existants pour l'essentiel, sont alors généralement minimales par rapport aux gains (résilience accrue du système électrique au réchauffement climatique, stabilité du système, continuité de l'alimentation des clients finaux, etc.).

Question 6 Avez-vous des remarques sur les coûts de raccordement présentés par RTE ? Partagez-vous l'analyse de la CRE sur l'importance de l'optimisation de la localisation des parcs éoliens en mer afin d'en réduire les coûts de raccordement ?

L'UFE partage l'analyse de la CRE sur la nécessité d'optimiser la localisation des parcs éoliens en mer pour maîtriser les coûts de raccordement, qui peuvent représenter jusqu'à 40 % du coût total de la filière. Elle tient toutefois à y apporter quelques nuances, dès lors que les paramètres d'éloignements sont mis en débat dans les territoires (nombreux travaux de planification maritime)

pour tenir compte pour chaque projet des différents critères, outre le raccordement :

- Critères environnementaux, de compatibilité des usages et d'acceptabilité : les localisations des installations ne sont pas uniquement une variable d'ajustement budgétaire, elles conditionnent directement la faisabilité des projets et le tarif de ces derniers, qui sera *in fine* répercuté sur la facture d'électricité du consommateur final ;
- Effets de sillage entre parcs, qui réduisent la production ;
- Coexistence avec les autres usages maritimes ;
- Conditions technico-économiques des zones pour garantir la viabilité et la performance des projets.

En outre, une part importante des coûts de raccordement est liée au coût des stations de conversion AC/DC, indépendamment de la localisation du parc (sauf cas spécifique d'une très courte distance où le raccordement se ferait directement en courant alternatif HVAC).

Par ailleurs, la mutualisation des réseaux en mer, via les interconnexions sous-marines, représente une solution d'hybridation à faible impact environnemental et doit être systématiquement étudiée. Ce modèle de mutualisation constitue une solution techniquement peu contraignante, permettant de limiter l'empreinte environnementale des raccordements en milieu marin et sur le littoral.

Question 7 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la stratégie à suivre pour la contractualisation des matériels de raccordement de parcs éoliens en mer ?

L'UFE partage l'analyse de la CRE, dès lors qu'elle vise à trouver un équilibre entre le risque de retard dans la mise à disposition des raccordements (pénalités supportées en partie par le TURPE) et le risque limité de coûts échoués, reflété par les conditions d'engagement des développeurs et les garanties financières exigées dans les appels d'offres. L'UFE insiste sur le fait que le calendrier de contractualisation ne doit pas être contre-productif, en empêchant la moindre flexibilité temporelle ou technique pour les producteurs : cela pourrait *in fine* conduire à des abandons de projets au détriment du système électrique. RTE, étant donné son rôle de donneur d'ordre important, peut absorber certains aléas dans les commandes et ainsi dé-risquer les projets sur ces aspects.

Question 8 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les hypothèses retenues dans le SDDR pour le développement de la production renouvelable terrestre ?

Le SDDR dans sa version actuelle, affiche une stratégie anticipant l'accueil de 135 GW d'EnR terrestres à horizon 2040. Autrement dit, cela correspond au rythme de la version de travail PPE 3 basse prolongée à horizon 2040. Développer le réseau en visant cette cible marque un manque d'ambition alors que le temps de développement des réseaux s'allonge.

L'UFE pointe que le SDDR ne peut être moins ambitieux que les objectifs de politique publique qui sont de fait un seuil minimal à atteindre. Dès aujourd'hui, cet objectif bas a des conséquences très concrètes et crée une incitation à revoir des objectifs régionaux à la baisse dans plusieurs régions souhaitant développer des parcs de production renouvelables.

L'UFE estime que la capacité d'accueil minimale des EnR sur le réseau doit être de 156 GW à horizon 2040. Cette projection ne peut être reportée et il est nécessaire de fixer dès aujourd'hui les axes de planification du réseau pour que les infrastructures soient disponibles en temps voulu. De plus, après la première étape de dimensionnement optimal du SDDR 2019, il est primordial de penser l'avenir du grand réseau de transport nécessaire à la complétude de l'électrification de la France. Envisager

135 GW de capacités EnR dès aujourd'hui introduit un risque de réduire les marges indispensables pour accompagner l'électrification future, faute d'anticipation des infrastructures de réseau à long délai.

La CRE estime que les capacités de production renouvelable devraient être orientées prioritairement dans les zones où de la capacité est disponible au titre des S3REnR et que celles-ci doivent à défaut être attribuées à d'autres utilisateurs. Sur ce point l'UFE rappelle que Enedis, RTE et les principaux GRD-ELD œuvrent à la mise à disposition des développeurs de projet et des pouvoirs publics d'une offre cartographique permettant de visualiser les zones saturées (quelle qu'en soit la cause), ainsi que les zones où le raccordement est plus aisé, avec une indication des capacités d'accueil disponibles. Ces travaux contribueront à une bonne orientation des nouveaux projets de production vers des zones où la capacité d'accueil actuelle et future est disponible.

L'UFE est par ailleurs favorable à une application stricte des conditions de maintien en file d'attente des projets prévues par les procédures de raccordement, afin de ne pas y conserver des projets purement spéculatifs, en discernant les projets qui investissent dans le développement malgré les contraintes, des projets dits « fantômes » ou « zombies » qui bloquent de la capacité et peuvent potentiellement créer un pseudo-marché secondaire des capacités de raccordement. L'UFE s'associera aux travaux de réflexions sur le sujet.

Enfin la CRE indique que le SDDR s'adaptera naturellement en fonction des capacités qui seront développées à horizon 2040. Sur ce point, l'UFE rappelle la nécessité d'anticiper les réseaux et qu'une adaptation en fin de course, une fois que les installations sont en cours d'instruction ou prêtes à se raccorder, ne permet pas de construire un réseau le moins coûteux pour la collectivité. Le développement du réseau par séquence et sans schéma à la cible (neutralité carbone à 2050 par exemple) restera toujours plus coûteux pour le système qu'un réseau développé de manière cohérente et évolutif avec une cible clairement établie. L'UFE appelle ainsi les gestionnaires de réseaux à anticiper au maximum les études et le développement des projets d'infrastructures. Ces coûts anticipés, en accord avec la loi APER, seront inscrits dans la révision des schémas suivants.

Question 9 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant l'optimisation possible des dépenses d'investissement dans le réseau lors des futures révisions des S3REnR ?

L'UFE estime que l'optimisation des dépenses d'investissement est un enjeu de premier plan.

L'UFE comprend de la CRE que la localisation des projets EnR est un levier d'optimisation possible relatif à la modélisation effectuée par RTE qui se base sur une répartition statistique des installations EnR sur le territoire, dont les hypothèses sont purement théoriques. Les capacités d'accueil actuelles et futures du réseau sont également une donnée de premier ordre lors de la genèse des projets, et les outils à disposition des producteurs, comme caparéseau, permettent de confirmer la pertinence de lancer des investissements dans le développement des projets dans ces zones déjà en capacité de les raccorder ou ayant des capacités nouvellement prévues dans les prochaines années.

Un autre enjeu majeur concerne le financement des quotes-parts, *via* lequel les producteurs EnR financent une grosse partie des investissements de raccordement (8 à 12 Md€ sur 16,2 Md€ prévus d'ici 2039 sur le raccordement terrestre). Les mécanismes d'exonérations et de réfections pour les plus petites installations de production en basse tension et en haute tension soulèvent désormais des questions d'équilibre, telles que posées par la CRE dans sa contribution à la préparation de la programmation pluriannuelle de l'énergie. L'UFE appelle à trouver une solution commune,

permettant à l'ensemble des producteurs de participer de manière proportionnée au financement des investissements nécessaires en les sensibilisant aux coûts du réseau, tout en tenant compte de la compétitivité des projets — comme le permet désormais l'appel d'offres simplifié pour la tranche 100-500 kWc, qui intègre les coûts de réseau dans l'évaluation.

L'UFE tient également à souligner la mise en visibilité pour les gestionnaires de réseau permise par la collecte des données des acteurs sur la plateforme de recensement des gisements, qui contribuera à répondre aux enjeux autour de la résilience de la planification locale du réseau, et à permettre une meilleure anticipation collective de la localisation du réseau et des échéances de temps concernées. La plateforme de recensement des gisements constitue à ce titre un outil important pour l'identification du gisement et pour l'analyse du développement des énergies renouvelables. L'UFE recommande aux acteurs de la filière de poursuivre l'enrichissement de cette base de données et de travailler avec RTE à sa prise en compte dans l'exercice stratégique du SDDR, garantissant ainsi une cohérence avec les S3REN.

La CRE met par ailleurs en avant 30 GW disponibles dans les S3REN. Il convient de rappeler que la non-utilisation de ces capacités ne traduit pas systématiquement une localisation défavorable au développement de projet, mais souvent des dynamiques différentes sur le territoire en termes d'octroi des autorisations et par conséquent du délai de réalisation. Il est alors parfois opportun, lors de la révision des schémas de réorienter les investissements, en temporisant la zone concernée, ce que la loi APER et son décret d'application vont permettre dans les toutes prochaines années.

L'UFE se félicite de disposer d'outils de planification efficaces sur le territoire national, tels que les S3REN, modèle unique en Europe, qui ont inspiré les évolutions introduites dans la loi APER pour accompagner la substitution des énergies fossiles par de l'électricité et renforcer la souveraineté industrielle de la France. Pour optimiser la visibilité et l'anticipation collective, l'UFE souligne l'importance d'améliorer les outils cartographiques, afin de clarifier les capacités des S3REN et les travaux prévus dans le SDDR sur 15 ans. La future offre cartographique de RTE, Enedis et des principaux GRD, en complément de la plateforme de recensement des gisements, jouera un rôle clé : elle permettra aux acteurs d'identifier en amont les zones saturées, celles où le raccordement est facilité, ainsi que les capacités d'accueil actuelles et futures disponibles. Cette approche intégrée, combinant données territoriales et gisements identifiés, favorisera une planification plus précise des investissements et une meilleure adéquation entre l'offre de réseau et les demandes de raccordement à venir.

Question 10 Êtes-vous favorable à la poursuite du dimensionnement optimal du réseau pour le raccordement des producteurs EnR ?

L'UFE est toujours favorable à l'application du dimensionnement optimal introduit dans le SDDR 2019. Le principe du dimensionnement optimal devait permettre d'économiser ou de temporiser des investissements significatifs sur le réseau de transport, de l'ordre de 7 à 9 Md€ évalués sur la période 2021-2035 au maximum 22 Md€ d'ici 2040. L'intégration du dimensionnement optimal a permis de libérer « d'un coup » une capacité d'accueil significative sur le réseau. Extrapolé à l'échelle de l'ensemble du territoire, cela pourrait représenter de l'ordre de 10 à 20 GW de capacité d'accueil dégagée sans investissement dans un premier temps.

Cependant, le SDDR 2019 introduisait également l'idée qu'après une première phase menant au raccordement de 50 GW d'installations EnR, des ouvrages structurants seraient nécessaires. En début d'année 2025, le dynamisme des filières a permis d'atteindre ces 50 GW de capacité installée. Si les S3REN permettent de prévoir des infrastructures pour une cible ambitieuse d'accueil sur le réseau, l'UFE appelle à ne pas désigner le dimensionnement optimal comme le seul élément guidant

l'accueil des EnR. Il doit donc être considéré qu'il ne faut plus tarder dans la mise en œuvre de nouvelles infrastructures nécessaires à la poursuite du développement des filières et plus largement à une électrification de la France.

L'UFE partage également le constat de la CRE sur le retard pris dans le déploiement des automates NAZA, un outil pourtant présenté comme au centre de l'optimisation des écrêtements. Il conviendrait également de pouvoir suivre précisément leur trajectoire de déploiement et d'acter cette ambition au sein du document de planification qu'est le SDDR. Cela serait d'autant plus utile que le déploiement de ces automates permet, pour un coût modéré, d'éviter des dépenses massives d'investissement dans le réseau, permettant d'orienter les Capex vers d'autres postes nécessaires.

Enfin, l'UFE considère que le cadre des S3REnR actuel, couplé aux cadres d'entrée en file d'attente, donne toute la visibilité nécessaire aux gestionnaires de réseau pour mener leurs programmes industriels. La filière que représente l'UFE est prête à réfléchir à donner de nouveaux gages autour de l'entrée et du maintien en file d'attente ; pour autant le premier levier de maîtrise de la file d'attente du gestionnaire de réseau de transport, est bien l'application concrète de sa DTR largement revue ces dernières années (PTF payante, justificatif de foncier, etc.), comme le souligne la CRE. Ce levier doit être complété par la mise à disposition d'une offre cartographique de RTE et des principaux GRD, permettant de visualiser les zones saturées (quelle qu'en soit la cause), ainsi que les zones où le raccordement est plus aisé, avec une indication des capacités d'accueil disponibles. Ces travaux contribueront à une bonne orientation des nouveaux projets de production vers des zones favorables, où la capacité d'accueil actuelle et future est disponible.

Question 11 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant le recours au stockage pour limiter les écrêtements et les besoins d'investissements ?

L'UFE partage l'analyse de la CRE. Le développement des flexibilités, et en particulier le stockage par batteries et les interconnexions, est indispensable pour faciliter l'intégration des marchés énergétiques et maintenir l'équilibre du système électrique. L'UFE rappelle néanmoins que d'autres technologies de stockage pourraient en effet se développer dans le futur. De même, si le terme « batteries » peut parfois laisser sous-entendre un stockage stationnaire, il convient également d'élargir ce périmètre au stockage en mobilité (V2G, charge bidirectionnelle des voitures électriques). Il est par ailleurs important que les batteries puissent assurer des services systèmes tension au même titre que les services systèmes fréquence.

L'UFE souligne également le potentiel du stockage hydraulique, et en particulier des petites stations de transfert d'énergie par pompage (mini-STEP), qui offrent des solutions de flexibilité locales, à haut rendement, et durables. Ces installations, souvent connectées aux réseaux de distribution ou de transport régional, permettent de lisser la production renouvelable, participer à la gestion de tension et éviter des congestions locales, tout en s'inscrivant dans une logique de neutralité technologique et de maillage territorial du stockage. Leur prise en compte dans le SDDR, en lien avec les programmations régionales et les travaux en cours sur les flexibilités locales, contribuerait à optimiser les investissements réseaux et à réduire le besoin de renforcement lourd sur certaines zones.

Au-delà du seul stockage, l'UFE souligne que la flexibilité de la demande est un levier complémentaire dont les effets bénéfiques doivent également être analysés sur le réseau de transport (baisse des congestions, du recours aux écrêtements, des coûts de *redispatching*, etc).

L'UFE partage la proposition de RTE visant à permettre aux acteurs de stockage de bénéficier d'offres de raccordement compétitives et rapides pour répondre à la diversité des modes de

valorisation. Dans une logique de neutralité technologique, l'UFE souligne toutefois que les offres standardisées de raccordement à gabarits devraient pouvoir s'appliquer à tous les actifs de stockages, hybrides comme *standalone*. Cette option avec gabarit devrait être ouverte aux autres filières pouvant rendre un service similaire. L'UFE rappelle également son souhait que les plages horaires et mensuelles des plages utilisées pour le gabarit se rapprochent le plus possible des plages utilisées pour les tarifs optionnels du TURPE 7 en injection-soutirage, l'UFE souligne également que RTE a confirmé son engagement à mettre en place un dispositif de prévenance en J-2 auprès des acteurs en intégrant des garanties dans les conditions particulières des trames de PTF et de convention de raccordement et que les installations de stockage avec un gabarit pourront bien participer aux mécanismes de marché, y compris les SSY-f.

L'UFE rappelle enfin avoir lancé en 2024 un groupe de travail sur les flexibilités pour identifier les capacités, les leviers/offres et les moyens disponibles, à différents horizons de temps, leur valeur ajoutée pour le système électrique, et les signaux prix ou modèles d'affaires permettant de les valoriser en assurant une efficacité globale pour le système électrique en termes économiques et environnementaux. Ces travaux prospectifs sont maintenant achevés⁴ et permettront d'alimenter les réflexions de toutes les parties prenantes.

Dans tous les cas, l'UFE insiste sur le respect de la neutralité technologique pour encourager le développement des projets les plus pertinents pour la collectivité : la mise en œuvre de raccordements optimisés ou le lancement d'appel d'offres locaux en contrepartie de fonctionnement contracyclique des batteries ne sont pertinents que si leurs coûts pour la collectivité sont inférieurs aux économies d'investissement pour le réseau.

Question 12 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les raccordements des industriels ?

L'UFE partage dans les grandes lignes l'analyse de la CRE, mais considère que les raccordements des projets industriels ou de data centers pour les zones P2 (développement du réseau pour l'industrie bas-carbone et/ou numérique en Ile-de-France Sud, Valenciennes, Sud Alsace, Loire-Estuaire, Vallée de la Chimie, Plan de Campagne) pourraient être plus ambitieux et ciblés. En effet, de nombreux industriels sont prêts à électrifier, mais nécessitent de la visibilité sur les délais de raccordement avant de prendre leurs décisions d'investissement. Si RTE conditionne ses actions à un engagement ferme et préalable pour ces projets, l'UFE identifie un risque de voir les initiatives se paralyser, faute de coordination, et de compromettre ainsi l'électrification de l'industrie. Une possibilité est alors de cibler plus finement les zones et les projets pour identifier ceux les plus susceptibles de se réaliser, et *in fine* investir dans le raccordement et le renforcement dans ces zones, avec un risque minime de coûts échoués. A contrario, certaines zones comportent des projets peu enclins à aboutir, il est donc légitime de moins les prioriser.

Question 13 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la stratégie de renforcement du réseau très haute tension présentée dans le SDDR ?

L'UFE partage l'analyse de la CRE. L'UFE recommande que la phase deux de renforcement du réseau soit présentée plus en profondeur.

L'UFE est favorable à une étude de sensibilité entre ouvrages structurants limitants pour la fixation des capacités en région dans les S3REnR. Cette étude serait une boussole permettant d'accélérer l'étude des S3REnR en ayant connaissance des points singuliers du réseau sur lesquels des

⁴ UFE, [Flexibilités : un enjeu pour le système électrique et les réseaux](#), octobre 2025

décisions devront être prises. La filière EnR s'étant approprié les enjeux structurants pour son développement (multiplication des congestions, etc.), le gestionnaire de réseau de transport pourra en toute transparence pointer les zones où des engagements supplémentaires seront décidés communément.

L'UFE appelle également à prévoir au mieux le déploiement du réseau dans tous les scénarios. En effet, les coûts de développement des infrastructures du réseau de transport sont largement dominés par les coûts de chantier et d'installation des équipements, tandis que la phase de *permitting* ne représente qu'une part minoritaire. Paradoxalement, le délai d'obtention des autorisations est bien plus long que la durée des chantiers. Ainsi, il est nécessaire selon l'UFE de prévoir le plus en amont possible le développement des projets pour répondre à l'électrification, qui pourrait arriver en décalage par rapport aux objectifs du scénario A-ref. L'UFE souligne que l'extension de l'horizon du SDDR voulu par RTE dorénavant sur 15 ans répond à cette nécessité de pouvoir anticiper au plus tôt les besoins, comme cela est le cas pour les S3REnR selon la loi APER de 2023 (l'horizon d'élaboration est de 15 ans pour ces schémas)

L'UFE attire également l'attention de la CRE sur le caractère fortement limitant, et qui ira croissant à l'avenir, de certaines lignes du réseau de très haute tension (THT) pour le raccordement de clients industriels. Les investissements sur le réseau THT doivent prendre en compte la valeur positive associée à l'électrification du pays pour sa balance commerciale, son indépendance énergétique et la réduction de ses émissions de CO₂, en priorisant les travaux de renforcement en cohérence avec les enjeux de raccordement de ces consommateurs.

Question 14 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les investissements nécessaires pour la gestion de la tension ?

L'UFE partage l'analyse de la CRE. Le bon réglage de la tension est, avec la tenue de la fréquence, un élément essentiel au bon fonctionnement du système électrique français et européen. Les événements majeurs sur le réseau électrique européen de ces dernières années (péninsule ibérique le 28 avril 2025, Croatie le 8 janvier 2021, France-Espagne le 24 juillet 2021, black-out dans les Balkans le 21 juin 2024), bien qu'ayant des causes et un enchaînement d'événements très divers, montrent que ces sujets sont clés. Les problématiques d'écarts de tension, notamment à la hausse, sont amenées à croître avec les évolutions du système électrique (augmentation de la production locale avec en conséquence des lignes à vide capacitives entraînant des tensions hautes, des liaisons souterraines, des évolutions de la consommation). L'UFE partage la nécessité que tous les acteurs producteurs soient impliqués dans le réglage de tension, nucléaire, thermique conventionnel, hydraulique, éolien et photovoltaïque, chacun ayant des droits et devant respecter ses devoirs, et ceux sur tous les niveaux de tension. Des efforts d'investissement chez les gestionnaires de réseau de transport et de distribution, et particulièrement RTE, via notamment le déploiement de selfs/bobines dans des postes RPT, compléteront ces outils de réglage, avec du réglage de haute qualité et dynamique déjà fourni par les groupes de production synchrones et non-synchrones.

L'UFE souligne que les installations EnR apportent leur soutien à la gestion de la tension sur les réseaux, grâce à leurs capacités constructives exigées par les cahiers des charges techniques des gestionnaires de réseaux (forte mobilisation de la tangente phi sur le réseau public de distribution). Certaines installations fournissent déjà un service de compensation statique sur le réseau public de transport, sans qu'elles n'y soient engagées contractuellement. L'UFE salue donc la mise en lumière du service que les EnR sont capables de rendre aux réseaux pour contenir les évolutions de la tension liées aux évolutions technologiques de ces dernières années.

L'UFE rappelle cependant la diversité technologique des installations EnR existantes, si certaines

sont capables de s'engager dans un service de compensation statique, d'autres ne le seront pas, sans installation additionnelle de selfs/capacités. Il convient alors d'inciter les EnR à rendre ce service sans le rendre obligatoire, chaque producteur devant prendre part à la stabilité du réseau, dans le respect de la neutralité technologique. Une obligation transposerait ainsi un investissement du GRT dans le périmètre producteur. L'UFE rappelle qu'il convient de prendre en considération les coûts pour la collectivité d'investir dans des services additionnels sur un site EnR dédié, ou d'investir dans un programme d'achat et d'opération mutualisé porté par le GRT.

L'UFE rappelle enfin que RTE consulte actuellement les parties prenantes pour construire le cadre le plus fonctionnel pour tous et s'interroge sur la manière d'apporter ce service aux réseaux de distribution. Un principe d'incitation similaire que celui proposé par le GRT durant sa concertation, pour les installations en capacité d'apporter un service de réglage de la tension plus complet, pourrait être pensé.

En complément, l'UFE appelle à anticiper au mieux les problématiques liées à la stabilité du réseau en raison d'interactions entre convertisseurs des parcs de production renouvelable à moyen terme (au-delà de 2030) sur le réseau de transport. Comme la CRE le souligne, les études sur l'installation de STATCOM devront également intégrer les nouvelles exigences du code RfG à la suite de sa révision, notamment s'agissant du fonctionnement des producteurs EnR en mode « *grid-forming* ». Cette technologie est en effet clé pour répondre aux défis de la substitution des énergies fossiles par l'électricité et du maintien d'un réseau stable.

Question 15 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur le recours à la technologie aérienne pour le renforcement du réseau très haute tension ?

L'UFE est favorable au choix de la technologie aérienne pour répondre à un impératif technico-économique limitant les surcoûts pour la collectivité. La technologie souterraine doit être réservée à des cas très particuliers (fortes différences sur les délais de mise en œuvre mettant en péril l'investissement par exemple).

Question 16 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur la nécessité de dimensionner les mesures d'insertion des projets 400 kV au cas par cas, en fonction des spécificités locales ?

L'UFE partage l'analyse de la CRE, de privilégier la technologie aérienne pour les lignes THT. Bien entendu, la validation définitive de la technologie doit rester définie au niveau du projet et tenir compte des différents enjeux. L'impact de ces analyses sur les ressources RTE doit cependant être maîtrisé, ces projets pouvant être utiles pour l'électrification.

Question 17 Etes-vous favorable aux critères de mise en souterrain envisagés pour les réseaux HTB 1 et 2 ?

L'UFE partage l'analyse de la CRE de privilégier la technologie aérienne pour les lignes HTB1 et HTB2. Bien entendu la validation définitive de la technologie doit rester définie au niveau projet et tenir compte des différents enjeux, notamment des délais, avec un souci final de développer l'électrification.

Question 18 Partagez-vous l'analyse de la CRE sur les interconnexions en développement ?

Le développement des flexibilités, et notamment les interconnexions, est indispensable pour faciliter

l'intégration des marchés énergétiques et maintenir l'équilibre du système électrique. L'UFE partage l'analyse de la CRE. Le renforcement des interconnexions et du couplage des réseaux électriques constitue un levier essentiel de résilience, facilitant l'intégration des marchés énergétiques, notamment les marchés disposant d'outils de gestion flexible de l'énergie, tel que la Suisse. Un réseau bien interconnecté et efficacement couplé favorise une distribution optimale des ressources énergétiques, essentiel à la réduction des risques de pénuries et à la valorisation des capacités de production renouvelable.

L'UFE est favorable à tout projet d'interconnexion, qu'il soit sur financement public ou privé, dès lors que celui-ci apporte des bénéfices par rapport aux coûts qu'il entraîne dans la durée. Les renforcements de réseau internes au pays, pour garantir la pleine disponibilité des capacités d'interconnexion, ne doivent ainsi pas être négligés dans l'équation économique.

De plus, l'UFE insiste sur la nécessité d'allonger la durée des *long-term rights* (LTTRs) au-delà d'un an, afin d'accroître la flexibilité du système, de réduire les distorsions de marché et d'envoyer des signaux de prix plus précis pour les échanges transfrontaliers. Un tel allongement favoriserait également l'intégration des énergies renouvelables et la sécurité d'approvisionnement.

Par ailleurs, l'UFE rappelle que la mutualisation des réseaux en mer, entre les interconnexions sous-marines et les parcs éolien en mer, représente une solution à faible impact environnemental et doit être systématiquement étudiée. Ce modèle de mutualisation constitue une solution techniquement peu contraignante, permettant de limiter l'empreinte environnementale des raccordements en milieu marin et sur le littoral.

Question 19 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant les opportunités de développement de nouvelles interconnexions ?

L'UFE souligne que le SDDR et le document de consultation de la CRE ne détaillent pas explicitement les impacts des interconnexions sur la réduction des émissions de carbone et l'intégration des énergies renouvelables. L'UFE demande que ces impacts soient détaillés, en incluant les marchés de l'UE et hors UE connectés à la France, car les émissions de carbone sont un enjeu à la fois national, paneuropéen et mondial.

Le SDDR et le document de consultation de la CRE reconnaissent la nécessité d'investissements massifs dans les infrastructures de transport d'électricité, notamment les interconnexions mais n'envisagent qu'un seul scénario : celui où ces interconnexions seraient financées par le TURPE (section 11.2.2). Ils ne prennent pas en compte la possibilité que des interconnexions soient développées de manière indépendante — ce que permettent pourtant les règles européennes et qui devient aujourd'hui une pratique courante. Ces projets indépendants peuvent mobiliser des capitaux privés, sans recourir au financement par les utilisateurs du réseau et à des subventions européennes. L'UFE recommande d'intégrer ce type de scénario pour renforcer la solidité de l'analyse.

Par ailleurs, sur la frontière France-Royaume-Uni, la CRE observe dans le SDDR une augmentation significative de l'évaluation des bénéfices par rapport à la valeur publiée par la CRE en 2024 sans que les détails de calcul ne soient disponibles. L'UFE recommande que ces détails soient ajoutés à la présente consultation.

Question 20 Partagez-vous l'analyse de la CRE concernant la cohérence entre le TYNDP et le SDDR ?

L'UFE souligne que la publication au format tableur des hypothèses de scénarios du SDDR

améliorerait considérablement la capacité des parties prenantes à analyser la cohérence entre le *TYNDP* et le SDDR ainsi que le document de consultation de la CRE.

L'UFE note que les hypothèses pays par pays du *TYNDP* et du SDDR ne sont pas nécessairement synchrones (cf. remarque note de bas de page n°55). De plus, celles-ci mériteraient des mises à jour spécifiques sur les hypothèses des marchés les plus importants directement connectés à la France (Espagne, Allemagne, Royaume-Uni). L'absence d'un fichier unique regroupant les hypothèses du SDDR rend la comparaison entre différents jeux d'hypothèses plus difficile. L'UFE recommande à la CRE de publier un fichier unique et exhaustif regroupant les hypothèses du SDDR, du *TYNDP* et du document de consultation de la CRE.

Il est par ailleurs accepté que les émissions de CO₂ ont non seulement une valeur de marché directe à travers les différents mécanismes d'échange de quotas, mais aussi une valeur sociétale qui mesure les dommages plus larges causés par ces émissions (cf. Evaluation européenne des risques climatiques, janv. 2004), prise en compte dans l'élaboration des politiques climatiques et énergétiques de l'Union européenne. L'UFE estime qu'il est justifié d'intégrer cette considération dans l'analyse des bénéfices des interconnexions.

Par ailleurs, la critique des hypothèses du *TYNDP* concernant le marché éolien terrestre allemand n'est pas entièrement justifiée selon l'UFE. De nombreuses éoliennes terrestres en Allemagne devront être remplacées au cours de la prochaine décennie, ce qui conduira à l'installation de machines plus efficaces et de plus grande capacité. Les nouvelles éoliennes terrestres atteignent un facteur de charge de 28 %.

Question 21 Etes-vous favorable à la liste de projets prioritaires et de jalons associés envisagée par la CRE ? Identifiez-vous des projets qu'il serait opportun de rajouter à cette liste ?

L'UFE y est favorable. Il existe indubitablement des zones du territoire national pour lesquelles la réalisation de travaux sur le réseau de transport conditionne la dynamique de développement des projets qui souhaitent se raccorder via le réseau public de distribution.

Question 22 Avez-vous toute autre remarque concernant le SDDR présenté par RTE ?

Au 5.1.4. la CRE évoque la stratégie de mutualisation des lignes déposées. L'UFE invite à s'interroger sur la pertinence de déposer des lignes au regard des gisements d'EnR. La disponibilité de gisements retraités définis dans chacune des régions par les comités techniques de S3REnR doit permettre de réaliser cet exercice.