

RTE : Schéma décennal de développement du réseau – Edition 2024 du SDDR (2024-2040)

Contribution ETNEF à la consultation publique

25 avril 2024

ETNEF (Energies territoriales du Nord-Est de la France) est consciente de l'importance d'une programmation moyen terme du réseau de transport électrique français avec un cap clair pour les 20 prochaines années après 17 ans d'hésitations et d'injonctions contradictoires, et de tensions de plus en plus importantes sur le réseau électrique français et européen.

Ces tensions sont principalement liées au développement massif en Europe et en France des énergies renouvelables électriques intermittentes, variables et non commandables.

La diminution de ces tensions est à la fois un enjeu de stabilité et d'équilibre du réseau de transport d'électricité maintenant très interconnecté en Europe avec un rôle de plus en plus important de la France au cœur de ces échanges européens, comme cela a été rappelé début avril 2024 à Bruxelles.

Cette stabilité et ces équilibres nécessaires pour le futur énergétique de la France doivent s'appuyer sur des sources de production commandables, notamment sur des énergies renouvelables.

Elles devront être produites de façon équilibrée sur les différentes parties du territoire français pour contribuer à la décarbonation des usages (chaleur, mobilité) sans passer nécessairement par l'électricité.

Des logiques d'autoconsommation à l'échelle locale limiteront fortement des investissements non nécessaires de transport d'électricité, au-delà de l'entretien et de l'augmentation de la résilience du réseau actuel face aux évolutions climatiques.

Le choix du futur mix énergétique que le Gouvernement fixera cette année dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (2024-2035) devra d'une part s'inscrire dans une vision à 20 ans, et d'autre part s'appuyer sur des solutions robustes qui contribuent à la souveraineté et indépendance énergétique de la France.

Enfin il contribuera à la réindustrialisation de tous les territoires français et pas uniquement des grands centres industriels et industrialo-portuaires existants, en assurant prévisibilité, bas prix et volume.

Pour ces raisons ETNEF contribue au débat depuis 18 mois, notamment lors des concertations précédentes de RTE, de la concertation nationale sur le mix énergétique entre octobre 2022 et janvier 2023, du débat public CNDP sur les nouveaux réacteurs entre janvier et février 2023 et de différents décrets (Agrivoltaïsme, Comité de projets...)

Les contributions territoriales se sont intensifiées à partir de mai 2023 dans plusieurs régions françaises (Hauts de France, Grand Est, Bourgogne Franche Comté, Aura, Centre, Bretagne) durant la période de consultation ZAPER.

L'audition du 5 juillet 2023 à l'Assemblée nationale par la mission ARMAND/SHELLENBERGER a permis de leur transmettre des recommandations fin août 2023 et de préparer de la contribution à la consultation SFEC

Récemment les cahiers d'acteurs ont souligné les risques importants de l'éolien en mer lors du débat public CNDP « La Mer en débat ». Cet avis qui s'appuie sur ces réflexions comprend 4 parties principales :

1. **Synthèse des propositions d'ETNEF** avec 4 recommandations pour réduire les risques et besoins de flexibilité des EnR variables et non commandables ;
2. **Un avis sur le cadre de la consultation**, sur le périmètre étudié par RTE et les hypothèses sous-jacentes, notamment sur le mix énergétique et les enjeux de flexibilité ;
3. **Les réponses aux questions posées par RTE** dans la consultation ;
4. **Analyse de la situation en France et en Europe pour l'établissement d'un schéma de développement à moyen terme** s'appuyant sur les orientations énergétiques, et pas uniquement électriques, de la France dans lequel s'inscrira la future Programmation pluriannuelle de l'Énergie ;

Les principales données utilisées pour rédiger cet avis sont les suivantes :

- Avis ETNEF/EEDAM lors des consultations publiques citées ci-dessus entre 2022 et 2024 ;
- Rapports annuels RTE et données de la base RTEecomix et opendata associées ;
- Les données territoriales ENEDIS 2022 aux différentes échelles régionales, départementale, EPCI et communes ;
- Les statistiques Energie 2023 du Ministère de la Transition écologique et de la transition énergétique (jusqu'au 31 décembre 2023) ;
- Les recommandations du Rapport ARMAND/SHELLENBERGER ;
- Les orientations fixées par le gouvernement à partir du 1er janvier 2024 après le repositionnement de l'Energie au Ministère de l'Economie, des Finances et de la Souveraineté industrielle et numérique (qu'elle avait quitté en 2007...)
- Les avis et auditions en cours dans le cadre de la Commission d'enquête du Sénat (MMDELAHAYE/MONTAUGE) sur le coût de l'électricité aux horizons 2035 et 2050 ;

1^{ère} Partie : Synthèse Avis ETNEF

Depuis plus de 20 ans les politiques européennes et françaises ont imaginé que l'on pouvait substituer ou compléter les équipements de production électriques classiques (hydraulique, thermique, nucléaire,...) par **des énergies variables non commandables car dépendant de la météo et inadaptées aux besoins de la consommation des citoyens et des entreprises français et européens**, qui dépendent structurellement des saisons et les heures de la journée (pointe du matin et du soir et creux de midi).

Alors que le principe fondamental de l'électricité est d'ajuster en permanence la production à la consommation, leur **mise en œuvre a d'une part accentué les écarts entre consommation et production**. En effet la probabilité qu'il y ait coïncidence entre ces 2 variabilités est proche de zéro surtout quand le soleil brille l'été à midi au moment où la consommation est la plus faible ? **D'autre part elle a réduit structurellement la maîtrise du pilotage de l'adaptation entre la production et la consommation**.

Depuis mars 2023, et après 3 années de perturbation (Crise Covid 19, crise ukrainienne et corrosion sous contrainte des circuits de notre parc nucléaire, les réalités énergétiques et économiques de 20 ans de développement des énergies renouvelables variables et non commandables révèlent les conséquences de ces choix :

- **Une production électrique française et européenne massivement supérieure aux besoins de consommation** lors des périodes de vent et de soleil ;
- **L'effondrement des prix de marché lors de ces périodes avec des prix proches de zéro et parfois négatifs**. Atteignant ponctuellement -100 ou -150€ ils nécessitent de compenser les promoteurs par des subventions publiques et empêchent d'investir dans les énergies commandables ;
- **Un arrêt des tranches nucléaires françaises pour donner priorité aux EnRi et un effacement de plus en plus systématique des éoliennes terrestres et maritimes lors de ces périodes de vent en Europe** (voir épisodes récents des WE de début avril 2024 rappelés par Luc Remont lors de son audition du 10 avril 2024 par la Commission d'enquête du Sénat sur les prix de l'électricité) ;
- **L'augmentation des déséquilibres territoriaux entre production et consommation d'électricité ;**
- **L'augmentation massive (en centaines de milliards d'€) des besoins de raccordement et de flexibilité du réseau électrique français comme européen, et par conséquence du coût de l'électricité pour les citoyens ;**
- **L'industrialisation des territoires ruraux et maritimes, consommation d'espace et atteinte massive au patrimoine national (naturel, culturel, mémoriel et immatériel...) et du cadre de vie des Français ;**
- **Eclatement du lien social dans les territoires entre les quelques bénéficiaires financiers et les élus qui les supportent et la grande majorité, trop souvent silencieuse, qui en subit les impacts sur leur cadre de vie ;**
- **Besoin massif dans les pays européens peu équipés en hydraulique et nucléaire de maintenir, voire développer des productions à base fossile et carbonées (charbon, gaz, fuel) pour compenser les périodes sans ou avec peu de vent et les périodes sans ensoleillement, et bien sûr la nuit...**

Ces 8 effets sont facilement prévisibles dans toute planification raisonnée, et les dépenses et prévisions budgétaires de RTE sont sans cesse modifiées à la hausse depuis 5 ans. Ceci démontre l'impact économique et financier négatif de ces politiques. **Nous proposons donc :**

- **L'arrêt du développement de toutes les énergies électriques variables et non commandables ;**
- **La valorisation des énergies de la terre et de la mer commandables et de moindre impact ;**
- **L'adaptation avec stockage des équipements existants de production électrique renouvelable variable et non commandable afin d'assurer la flexibilité nécessaire ;**
- **La réduction des déséquilibres créés sur les territoires et des besoins d'exportation à des prix très faibles.**

Ces 4 propositions permettent de décarboner massivement les usages de la chaleur et de la mobilité (78% des consommations énergétiques de la France) avec les énergies thermiques renouvelables (géothermie, PAC, biomasse, biogaz, biocarburants, solaire thermique, PV en toiture en autoconsommation élargie) pour atteindre un taux d'indépendance énergétique en France de 80% (aujourd'hui 55% hydro+EnR thermiques +nucléaire).

2^{ème} Partie : Cadre de la consultation et hypothèses de RTE

Ce cadre a été fixé par RTE dans sa communication du 15 mars 2024 :

Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR) est un plan – programme national. Il a pour but de garantir que le réseau public de transport d'électricité est adapté aux objectifs de politique énergétique fixés par l'État et que son développement ne constitue pas un frein à l'atteinte de ces objectifs.

Son élaboration fait partie des missions légales de RTE, dont le cadre est défini par l'article 51 de la directive européenne « marché intérieur de l'électricité » transposé à l'article L. 321-6 du code de l'énergie et par les articles L. 121- 8 et R. 122-17 du code de l'environnement.

La dernière édition du SDDR de RTE date de 2019. Depuis cette date, l'État a redéfini l'orientation de sa politique énergétique : relance du nucléaire, accélération des renouvelables en mettant l'accent sur l'éolien en mer et le solaire, priorité à la réindustrialisation via le développement de zones industrielles bas-carbone. Ces orientations visent à renforcer la souveraineté énergétique du pays en réduisant sa dépendance aux énergies fossiles importées, en développant sa capacité de production d'électricité décarbonée et en relocalisant sur le territoire des composants clés de la chaîne de valeur pour les technologies d'avenir.

Le réseau est au cœur de cette transformation. La nouvelle édition du SDDR doit tirer les conséquences des nouvelles orientations de politique énergétique, et proposer une stratégie réseau séquentielle dans le temps, chiffrée sur le plan économique et évaluée sur le plan environnemental.

À ce stade, RTE a progressé dans les études techniques nécessaires à l'élaboration du SDDR et dégagé plusieurs objectifs centraux :

- 1. la planification industrielle, temporelle et territoriale d'un programme de raccordement sans précédent depuis la création de RTE ;*
- 2. la programmation des modifications nécessaires de la « colonne vertébrale » du réseau français que constitue le réseau à très haute tension. Avant 2030, elle sera renforcée pour électrifier et accueillir de nouvelles industries dans les zones industrialo-portuaires ; le SDDR doit planifier l'étape suivante pour continuer à répondre aux enjeux de décarbonation et de réindustrialisation du pays ;*
- 3. la définition d'un programme de renouvellement des infrastructures qui répond à l'impératif d'adaptation au changement climatique et tient compte de l'âge moyen du réseau (plus de 20 % des lignes aériennes ont 70 ans).*

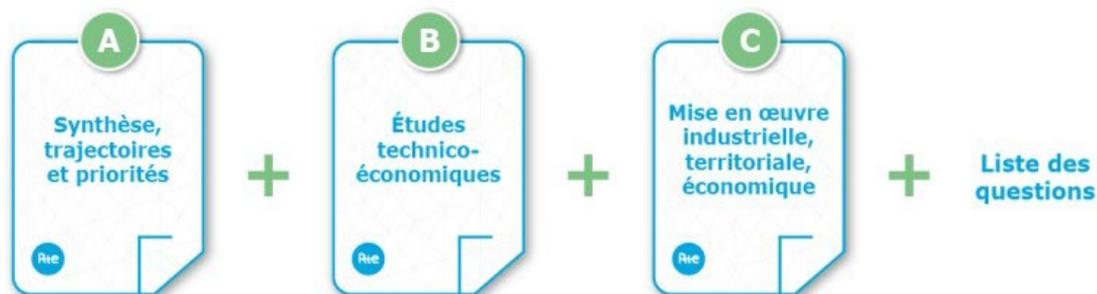
Le dispositif de concertation

La consultation publique est composée de trois documents :

- Le document A*** synthétise les principaux enjeux et les premières analyses techniques. Il présente les sujets, notamment en matière de maîtrise industrielle, qui doivent être approfondis pour être en mesure de proposer une stratégie réseau crédible.
- Le document B*** porte sur les études réalisées dans le SDDR. En particulier, il met en débat sur les propositions d'hypothèses de localisation des études de réseau, les solutions techniques étudiées et le périmètre des analyses techniques, économiques et environnementales. Les réponses au document B seront utilisées par RTE pour consolider les études techniques, économiques et environnementales, identifier les dynamiques territoriales et être en mesure de dégager des priorités dans les besoins de développement du réseau en fonction des différentes configurations étudiées.
- Le document C*** porte sur les questions de nature industrielle (priorisation des investissements, sécurisation des approvisionnements, développement des compétences) et de mise en œuvre opérationnelle (aménagement du territoire, cadre contractuel, dimensionnement du réseau).

C'est une nouveauté pour cette consultation publique. Elle est justifiée par le contexte de forte croissance des investissements dans l'ensemble des composants du système électrique (consommation – flexibilités – production – réseaux). Les réponses au document C seront utilisées par RTE pour affiner les trajectoires issues des études technico-économiques et construire la trajectoire dite industrielle.

La liste complète des questions est également disponible.



Observations ETNEF sur le fond et la forme cadre de la concertation et les hypothèses de RTE

Observations sur le fond

1. **L'absence de vision énergétique globale (Electricité, Gaz, Chaleurs, EnR non électriques)** et l'absence de mise en perspective des **outils de production actuels et commandables Nucléaire et Hydraulique** et de leur évolution dans les différents scénarios possibles (page 9 de la note) ne fournit pas le cadre de référence nécessaire et préalable à l'évaluation du SDDR 2024;
2. La focalisation du document quasi exclusivement sur les énergies renouvelables électriques intermittentes, variables et non commandables crée un biais majeur dans la démarche alors que **d'autres scénarios qui protègent mieux le réseau électrique et limitent les investissements auraient contribué à la préparation des orientations énergétiques de la France** ;
3. **Les scénarios de RTE s'appuient sur une flexibilité de la consommation très importante** (page 54 du rapport bilan prévisionnel 2023-2035 de septembre 2023) notamment pour effacer l'effet de la cloche solaire qui n'a pas été constaté durant les 4 dernières années et dont une mise en œuvre contrainte semble peu acceptable ;
4. La présentation du cadrage du SDDR 2024 ne semble pas prendre en compte les **recommandations du rapport de la Commission d'enquête de l'Assemblée nationale sur les raisons de la perte de souveraineté énergétique de la France** établi par les députés ARMAND/SHELLENBERGER ;
5. L'absence de mise en perspective des **enjeux et des risques des besoins de flexibilité** générés par les énergies renouvelables intermittentes, variables et non commandables, alors que sa maîtrise et les options pour en limiter le besoin sont aujourd'hui l'un des enjeux majeurs en France comme en Europe pour sécuriser et fiabiliser le réseau électrique français et européen ;
6. **Le principe de l'électrification comme seul outil possible de décarbonation des usages nous semble une erreur systémique importante**, et les cibles de production des EnRi visées en 2035/2040 et en 2050 ne sont justifiées d'une part que par ce principe et présentent d'autre part de nombreuses incohérences (voir Annexe 1)
7. L'absence d'analyse **des impacts des prix négatifs**, de plus en plus récurrents sur le marché de l'électricité, à la fois sur la **rentabilité des équipements énergétiques existants et sur les capacités d'investissement** fragilise tout scénarios d'investissement en production, comme en transport et en distribution (Voir Annexe 2);
8. **Enfin et sans doute le plus important, l'absence d'évaluation socio-économique et du coût global pour les Français des trajectoires proposées et en conséquence le coût prévisionnel de l'électricité pour les Français et leurs entreprises aux différents horizons 2030, 2040 et 2050 retire tout fondement technique, économique et énergétique à la démarche proposée ;**

Observations sur la forme

1. D'un point de vue formel ces hypothèses en terme quantitatifs ne sont pas validées puisque les consultations sont encore en cours au niveau des territoires, que le débat sur l'éolien en mer n'est pas achevé et que le gouvernement en tirera les conclusions en septembre 2024. De même les décisions sur la prolongation du nucléaire existant et la définition et calendrier du programme EPR2 ne sont pas finalisées. Les documents du SGPE sont des documents d'étude et prospectifs et ne constituent pas une décision du Gouvernement et du Parlement ;
2. Absence de base rationnelle, économique et scientifique des hypothèses en raison de l'absence d'évaluation des coûts globaux, des bilans socio-économiques des scénarios ;
3. L'absence de bilan des précédents schémas décennaux et notamment celui de 2019 et les écarts constatés après 5 ans fragilise à la fois la démarche et la solidité des hypothèses retenues ;
4. Les références utilisées dans l'édition 2024 sont peu claires (peu de documents de référence cités et identifiés)
5. Le calendrier de consultation du SDDR 2024 n'est pas cohérent avec les consultations à venir suite à la réorganisation de l'Etat sur le pilotage de l'énergie en France.
6. Questionnement sur les prévisions de consommation électrique non évaluées ;
7. Justification des volumes d'EnR électriques intermittentes et variables non compatible avec les besoins industriels de décarbonation ;
8. Cadre incomplet de la consultation lié aux interfaces ENEDIS et EDF ;
9. Absence de priorisation des investissements

3^{ème} Partie : Réponses aux questions A,B et C de la compétence d'ETNEF

ETNEF apporte des éclairages aux questions de RTE dans le cadre de ses compétences et ses missions, notamment d'information auprès des élus aux différentes échelles territoriales.

A1 :Trajectoire industrielle et priorités d'investissement

➤ *Pour les territoires et les porteurs de projets : fournissez tout élément permettant à RTE d'identifier les zones géographiques dans lesquelles les perspectives d'électrification sont certaines. Elles permettront d'identifier les priorités d'investissements de RTE.*

Cette question se place dans un cadre de questionnaire et de remontée d'information et doit être mieux caractérisée (volume, calendrier, régularité, autoconsommation, prix,..) pour que son utilisation soit pertinente. Par ailleurs il est surprenant de ne pas fournir au préalable un bilan de l'existant de sa capacité actuelle et du positionnement des acteurs, et de débiter le questionnaire par une question micro-économique. L'absence d'horizon temporel 2030, 2040, 2050 rend impossible la qualification des réponses.

DOCUMENT B Questions relatives aux hypothèses et aux études technico-économiques

B1 Scénarios climatiques

➤ Selon vous, quelles informations doivent être publiées pour la trajectoire de référence et les analyses de sensibilité ? Avez-vous des priorités à suggérer ?

Le titre scénario climatique est ambigu car il peut soit concerner les conditions climatiques pour obtenir la résilience du réseau, soit sa capacité à recevoir une énergie variable et non commandable dépendante de la météo

La trajectoire de référence du réseau de transport RTE n'est pas un prérequis des orientations énergétiques et de la programmation pluriannuelle de l'énergie mais l'inverse.

Les éléments-clé que RTE doit fournir au gouvernement avant la définition de toute trajectoire de référence sont les coûts de raccordement, de flexibilité et d'exploitation de chaque système de production d'électricité pour pouvoir calculer le coût global (LCOE + raccordement + flexibilité +coûts d'exploitation du réseau +coûts des externalités) par MWh produit et transporté

Il convient ensuite de faire le bilan socio-économique de différents scénarios contrastés (ceux des futurs énergétiques ne sont pas suffisamment contrastés et devraient comprendre au moins un scénario avec 85% de sources de production commandables (donc indépendantes de la météo).

Une fois que ces scénarios énergétiques (et pas seulement électriques) seront disponibles le bilan doit produire le bénéfice net actualisé pour la société par € public investi (notamment incluant toutes les subventions directes et indirectes) et avec différent prix de la tonne de carbone évitée aux horizons 2030, 2040 et 2050. Cette méthodologie est décrite dans le document [L'évaluation socioéconomique des investissements publics \(Tome1\) | France Stratégie \(strategie.gouv.fr\)](#) établi par le groupe QUINET pour tous les investissements réalisés par la puissance publique, dans des secteurs aussi importants que le transport, l'énergie, la santé ou l'éducation.

➤ Disposez-vous d'éléments à porter à connaissance de RTE ?

RTE entend adosser son plan d'adaptation au changement climatique au programme de renouvellement du réseau. Ce dernier priorisera ainsi les ouvrages qui combinent plusieurs facteurs : âge, sensibilité du milieu naturel (par exemple zones de corrosivité), nécessité d'un redimensionnement au titre des besoins de renforcement du réseau, besoin d'adaptation au changement climatique. Plus l'adaptation sera rapide, plus la qualité de service pourra être maintenue, mais plus l'effort financier sera important sur le début de période. Cadrage des scénarios de mix production – consommation et variantes Cadrage des études technico-économiques

Les pages 10 à 13 du document B fournissent peu d'informations sur l'état actuel du réseau, ne présentent pas d'évaluation de sa résistance face aux différents aléas climatiques comme c'est classiquement le cas pour les documents d'urbanisme ou des systèmes de transport (mobilité). En conséquence il s'agit d'intentions et non d'analyse de résilience face aux différentes évolutions climatiques, ni de cibles d'investissement pour améliorer la résistance du réseau et son déploiement dans la période. On est donc incapable de connaître les orientations de renforcement, et d'évaluer les poids relatifs de renforcement, du développement et de la flexibilité pour les enjeux budgétaires des 15 prochaines années.

B2 Cadrage des études technico-économiques

Le SDDR présentera les besoins de transformation du réseau fondés sur l'atteinte des objectifs publics tels qu'ils sont formulés à date dans le projet connu de Stratégie française pour l'énergie et le climat (SFEC) présenté en novembre 2023. Ce projet de SFEC est globalement cohérent avec le scénario A-référence du Bilan prévisionnel 2023 de RTE, lequel sera donc utilisé comme scénario d'atteinte des objectifs publics.

➤ Partagez-vous cette approche (scénario A-ref, cohérent avec la SFEC, comme scénario d'atteinte des objectifs publics) ?

Non le scénario A conduit à développer des EnR intermittentes qui sont les principaux responsables de la surproduction électrique en Europe en période de vent et de soleil, de l'augmentation des prix de l'électricité, et de la perturbation du système électrique européen notamment des systèmes de masse commandables (voir synthèse en partie 1 et détails en partie 4 avec Annexes1 et 2)

B3 Cadrage des études technico-économiques (suite)

Le SDDR présentera également des variantes. Celles-ci visent à identifier comment les besoins du réseau évoluent selon les trajectoires de transformation de l'ensemble du secteur énergétique. RTE entend ainsi étudier les scénarios B et C du dernier Bilan prévisionnel, qui constituent des trajectoires d'évolution plus lentes que dans un scénario d'atteinte des objectifs publics (croissance de la consommation moins rapide, développement des renouvelables moins poussé, situation internationale perturbée).

➤ Partagez-vous cette approche (scénarios B et C comme variantes) ?

Non, les scénarios B et C, comme le scénario A ont un contenu trop élevé d'EnRi variables et non commandables

➤ Quelles sont les trois variantes qu'il vous semblerait prioritaire que RTE étudie dans le cadre du SDDR ?

Le SDDR étudiera des variantes autour des rythmes industriels (accélération très rapide vs. accélération progressive) et le lien avec la sécurisation des chaînes d'approvisionnement.

➤ Fournissez tout élément associé permettant de confirmer le réalisme des rythmes industriels (cf. questions C3 à C7).

➤ Selon vous, existe-t-il des variantes prioritaires sur les rythmes industriels ?

Les hypothèses de localisation relatives à la prévision en 2030, 2040 et 2050 de consommation d'électricité (industries, transports, numérique, tertiaire et résidentiel) sont à préciser d'abord en fonction des réponses au questionnaire, puis à intégrer dans une offre de production énergétique qui dépendra des orientations du mix énergétique dans une stratégie avec un cap à 20 ans, et uniquement après dans un réseau de transport et de distribution.

B4 Secteur industriel et production d'hydrogène

Pour le secteur industriel, les besoins de réseau seront identifiés en adoptant le même type de démarche que celle retenue dans les zones de Dunkerque, de Fos-sur-Mer et du Havre Port-Jérôme.

Pour déterminer les besoins de réseau nécessaires à la décarbonation et au développement de l'industrie, RTE se fondera sur deux types d'information : (i) celles remontées par les industriels dans le cadre de leurs demandes individuelles de connexion au réseau ou de leurs fédérations professionnelles, (ii) celles remontées par les acteurs de l'aménagement du territoire.

➤ Fournissez tout élément permettant de consolider les hypothèses en volume pour les zones, et d'attester le degré de maturité des projets. A défaut d'information complémentaire, RTE fondera sa stratégie sur les informations connues et reposant sur des justifications précises à date dans les zones de Valenciennes, Maubeuge, Saint-Avoid, Saint-Nazaire, Bordeaux, Lacq, autour de Lyon (vallée de la chimie, la plaine de l'Ain, Saint-Alban) et Port-la-Nouvelle. RTE considèrera comme prioritaires tous les projets s'inscrivant dans les zones identifiées dans le cadre de la présente consultation publique (voir questions A1, C2, C13, C14 et C15 sur les projets prioritaires).

Nous estimons que la production d'H2 à partir des EnRi variables et non commandables est une justification a posteriori de ces équipements non rentables (éolien terrestre et maritime) et qu'il existe d'autres solutions de production d'hydrogène vert sans passer par l'électrolyse de l'eau qui a un faible rendement et donc structurellement détruit de l'énergie.

B5 Secteur industriel et production d'hydrogène (suite)

RTE propose de réaliser des analyses sur le lien entre le dimensionnement du réseau et la flexibilité des électrolyseurs. Partagez-vous cette proposition ? Quels éléments pouvez-vous partager pour paramétrer les hypothèses de flexibilité (fonctionnement en bande, modulation ponctuelle pour l'équilibre offre-demande, modulation pour les contraintes de réseau) ?

➤ Fournissez tout élément permettant d'attester des possibilités de mise en œuvre de cette flexibilité ou des impossibilités.

Nous considérons que la flexibilité visée avec production d'hydrogène par électrolyse de l'eau introduit d'une part un risque supplémentaire en créant un besoin massif d'électricité, que le prix de revient n'est pas compatible pour rester dans les prix de marché pour la mobilité, et probablement peu compétitif par rapport à d'autres solutions pour l'industrie.

➤ Dans la continuité des conclusions de l'étude RTE-GRTgaz, pensez-vous qu'il soit pertinent d'évaluer l'impact de localisations différentes des électrolyseurs, notamment de manière à optimiser son impact pour le réseau électrique (par exemple : en mer proche des parcs éoliens en mer, à proximité de grands parcs renouvelables terrestres, en dehors des zones contraintes pour le réseau électrique, etc.) ?

Nous considérons que ce n'est pas pertinent pour les raisons évoquées ci-dessus, comme nous l'avons détaillé dans la contribution ETNEF du 22 décembre 2023 lors de la consultation sur la SFEC.

➤ Disposez-vous d'éléments pour étayer l'analyse (par exemple : hypothèses de coût des infrastructures de transport d'hydrogène en mer, localisation spécifique pertinente) ?

Nous souhaitons pour l'hydrogène, mais aussi pour l'ensemble des solutions énergétiques (électriques ou non) que des coûts globaux (LCOE + raccordement = flexibilité = externalités) soient établies et disponibles à l'été 2024 afin que les différents scénarios de la Programmation pluriannuelle de l'Energie fassent l'objet de bilan socio-économique et d'établissement d'indicateurs : Taux de rentabilité interne (TRI), Bénéfice actualisé par Euro public investi (BNA) afin que les choix proposés soient enfin rationnels et puissent, le cas échéant faire l'objet de scénarios plus contrastés durant la consultation publique annoncée le 15 mars par le Premier Ministre.

B6 Secteur des transports

RTE prévoit d'actualiser les analyses sur les besoins d'évolution du réseau documentés dans l'étude RTE-Enedis publiée en 2021. En première approche, le développement de la mobilité lourde semble avoir un impact plus significatif sur le réseau de transport d'électricité que le développement de la mobilité légère. Cet impact est sensible à la localisation des centres de recharge (hubs et centres logistiques).

➤ Identifiez-vous des besoins d'analyses complémentaires ?

L'évaluation de l'électrification du parc poids lourds et du réseau de recharge est effectivement un angle mort important de la SFEC. Elle nécessite une approche européenne qui devra faire l'objet de projets prioritaires sur les corridors multimodaux européens de fret pour les camions comme pour les bateaux fluviaux dans le cadre du futur Mécanisme d'interconnexion européenne (MIE3)

➤ Fournissez tout élément relatif au développement de la mobilité lourde (localisation de dépôts, électrification d'entrepôts logistiques, recharge en itinérance).

Cette question ponctuelle et locale nécessite une analyse et des propositions des opérateurs de façon mutualisée et à l'échelle européenne et n'est donc pas adaptée à un tel questionnaire.

B7 Secteur numérique

RTE constate une très forte hausse des demandes de raccordement des data centers. Ces demandes ont toujours un impact sur la structure du réseau 400 kV. L'hypothèse retenue est celle d'une concentration de la consommation des data centers en Ile-de-France et au nord de Marseille, en cohérence avec la localisation des demandes de raccordement actuelles.

➤ Fournissez tout élément permettant d'attester de la maturité des projets identifiés.

La localisation effective des projets de data centers, leur niveau de puissance effective, leur rythme effectif de montée en charge sont des données clé pour identifier les besoins d'évolution de l'infrastructure. Faute d'avoir été correctement planifié, le développement des data centers est actuellement bloqué dans certains pays européens via des moratoires spécifiques.

➤ Ce point a été largement débattu lors d'une réunion technique en Ile-de-France. Il renforce le besoin de fiabiliser les demandes de raccordement. Ce point est détaillé à la question C9.

B8 Efficacité énergétique

L'efficacité énergétique est identifiée comme l'un des quatre leviers essentiels pour l'atteinte des objectifs publics dans le Bilan prévisionnel 2023. Pour le dimensionnement du réseau, l'enjeu peut porter sur la progression de ce levier notamment dans les secteurs de l'industrie

➤ Indiquez vos priorités pour l'analyse et fournissez tout élément permettant d'appuyer et de préciser les études de RTE (dont la consommation est fortement haussière dans certaines zones) voire de la mobilité lourde (en lien avec le dimensionnement des hubs de recharge) plus marginalement dans les grandes métropoles pour les secteurs tertiaire et résidentiel.

Nous nous étonnons de ces prévisions haussières et souhaitons connaître les bases de ces études et la façon dont elles ont été validées par le marché, les constructeurs et les utilisateurs, notamment pour les PL alors qu'il y a environ 300 PL (plus de 24T) électriques en France fin 2023.

B9 Sobriété

La sobriété est identifiée comme l'un des quatre leviers essentiels pour l'atteinte des objectifs publics dans le Bilan prévisionnel 2023. L'étude du scénario sobriété des Futurs énergétiques 2050 a montré l'effet de cette trajectoire de consommation sur le développement du réseau.

Au-delà des enjeux en matière de trajectoires d'investissements, l'analyse environnementale présentera le lien entre sobriété et consommation de ressources minérales (matrice de criticité présentée dans les Futurs énergétiques 2050).

➤ Indiquez vos priorités et fournissez tout élément permettant d'approfondir ces analyses.

Les efforts de sobriété sont constants et progressifs depuis 10 ans dans certains secteurs et ont été accélérés par la flambée des prix à la suite de la crise ukrainienne. Il nous semble en effet que la sobriété la plus importante à venir est celle des matières premières et notamment des ressources minérales. Les objectifs d'indépendance énergétique devraient contribuer à cette sobriété en évitant des importations d'Asie (ex : monopieux des éoliennes de parc de Yeu-Noirmoutier en provenance de Chine). La modération du photovoltaïque en le concentrant sur le PV en toiture et en autoconsommation locale grâce au réseau ENEDIS sur des distances de 10 à 15 km contribue à cette sobriété, en lieu et place au lieu d'unités massives d'agrivoltaïsme que l'on ne sait pas effacer et qui perturbent de façon majeure le système électrique français et européen.

Hypothèses de localisation relatives à la production et au stockage d'électricité

B10 Nucléaire

RTE doit identifier, dans le SDDR, les besoins de réseau associés au développement des deux paires d'EPR à Penly et Gravelines (2035-40), d'une paire d'EPR au Bugey (peu après 2040), de 13 GW de capacité de production d'électricité d'origine nucléaire supplémentaire correspondant à huit réacteurs EPR 2 (horizon 2050).

Les besoins d'adaptation du réseau différeront selon que ces nouveaux réacteurs s'ajoutent ou remplacent des réacteurs existants. Des analyses de sensibilité seront réalisées sur les différents paramètres (évolutions du parc nucléaire existant, dates de mises en service des trois premières paires d'EPR2, installation des capacités de production supplémentaires correspondant à huit réacteurs EPR2, construction de SMR).

➤ Cette approche vous semble-t-elle pertinente ? Quelles variantes vous semblent prioritaires sur le parc nucléaire ?

Cette approche locale et à court terme n'est pas pertinente. Elle doit se situer, comme l'a rappelé le Président d'EDF dans une vision à 20 ans qui vise à remplacer progressivement les unités actuelles par les EPR L'objectif d'1 EPR par an en France sur les 20 prochaines années après les 3 paires de pré-série doit être décliné géographiquement en priorité sur les sites existants en

➤ S'agissant de la typologie des parcs (sol, grandes toitures, autoconsommation), fournissez tout élément permettant d'identifier les perspectives à court, moyen et long terme (notamment le lien entre les parcs solaires au sol et l'accès au foncier).

Les évaluations citées précédemment sont estimées aux horizons 2030, 2040 et 2050 et ne nécessitent pas de mobilisation foncière, ni de coûts importants de raccordement et de flexibilité contrairement à l'agrivoltaïsme.

➤ S'agissant des perspectives de développement de l'agrivoltaïsme, fournissez tout élément permettant de consolider les analyses de RTE (volume, localisation).

Nous estimons que ce type de projet doit être abandonné, sauf dans des cas de friches qui ne pourraient avoir d'autres usages et qui pourraient contribuer à l'autoconsommation pour réduire les déséquilibres territoriaux très importants constatés.

➤ S'agissant du développement combiné avec des batteries voire de l'éolien, fournissez tout élément permettant de consolider des variantes (volume, localisation).

Les batteries doivent s'imposer au solaire existant au sol d'une part pour supprimer l'effet de la cloche solaire, et d'autre part pour couvrir la pointe de 20h qui dépend aujourd'hui principalement de l'hydroélectricité qui peut présenter (suivant les années) des risques avec le changement climatique. Suivant la durée de stockage, les cycles de charge/décharge et les différentes solutions « smart grid » son utilisation pourrait être étendue à la pointe du matin. La combinaison avec l'éolien n'est pas réaliste car les cycles temporels sont très différents et aléatoires pour l'éolien.

B14 Eolien terrestre

La méthodologie retenue pour la localisation de l'éolien terrestre est identique à celle du parc photovoltaïque.

➤ Quelles analyses de sensibilité doivent être réalisées concernant les perspectives de développement au niveau régional ? Fournissez tout élément permettant de consolider les variantes.

L'étude des déséquilibres territoriaux transmis par ETNEF fin août 2023 à la Commission d'enquête ARMAND/SHELLENBERGER et reprise fin décembre 2023 dans la contribution à la SFEC et l'analyse Production/Consommation depuis mars 2023 (Voir Annexes 1 et 2) démontrent d'une part qu'il faut, en France, stopper tout développement éolien terrestre et que d'autre part il faut trouver pour les équipements existants jusqu'à leur démantèlement d'autres solutions que l'effacement actuel pour gérer les périodes d'inadéquation de plus en plus importantes entre l'offre et la demande. Les batteries massives pourraient représenter une solution pour l'éolien beaucoup moins destructrice d'énergie que l'électrolyse de l'eau.

➤ S'agissant du repowering, fournissez tout élément permettant de consolider des variantes (volume, localisation).

Nous estimons que le repowering est inutile car il pérennise une hérésie énergétique et économique ainsi qu'une atteinte au patrimoine et au cadre de vie des territoires et recommandons le démantèlement des parcs existants en fin de vie.

➤ S'agissant du développement combiné avec des parcs solaires et des batteries, fournissez tout élément permettant de consolider des variantes (volume, localisation).

Voir réponse ci-dessus

B15 Hydraulique

Les projets de STEP/grands barrages auront un impact important sur le réseau de transport. Or, RTE dispose de peu d'informations sur des perspectives précises relatives à l'installation de nouveaux barrages ou à l'évolution de la puissance des installations existantes.

➤ Fournissez tout élément sur des projets de renforcement à l'horizon 2030 et 2040 ainsi que des éléments permettant d'attester la maturité des projets.

Le premier enjeu est d'obtenir le régime d'autorisation de la part de la Commission européenne, ce qui permettra enfin à EDF de définir un programme de valorisation des sites existants et des STEP à partir du nouveau prix cible

➤ Quelles variantes de localisation proposez-vous pour de nouvelles installations de STEP ?

B16 Batteries

Pour la localisation des batteries intégrées au bouquet de flexibilité de référence du Bilan prévisionnel 2023, RTE retient une localisation à proximité des parcs photovoltaïques ou éoliens. Fournissez tout élément permettant d'affiner les hypothèses (localisation, dimensionnement des batteries, fonctionnement).

➤ Fournissez tout élément permettant de mener à bien ces analyses (cadre de valorisation, modalités de fonctionnement).

L'analyse sur les batteries sera complétée sous deux aspects : (i) optimisation des besoins de développement du réseau grâce aux batteries (voir questions B19 et B20) et (ii) adaptation du cadre de raccordement aux moyens flexibles (voir question C11).

Hypothèses sur les projets d'interconnexions

B17 Interconnexions

RTE a retenu une trajectoire prudente de développement des interconnexions d'ici 2040, fondée uniquement sur les projets déjà identifiés en 2019.

➤ Etes-vous d'accord avec ce principe de prudence ? Si oui, pourquoi ? Si non, pourquoi et quelles hypothèses alternatives proposez-vous ?

Face aux constats et aux analyses des Annexes 1 et 2, nous recommandons effectivement de stopper le développement d'interconnexions qui augmentent le risque d'instabilité du réseau français en raison des niveaux massifs de production d'énergies renouvelables variables et non commandables de certains pays limitrophes, notamment avec le Royaume-Uni, l'Allemagne et l'Espagne, mais aussi la Belgique (limitrophe des Pays-Bas)

Comme tous les autres investissements réalisés sur le réseau public de transport d'électricité, la trajectoire de développement des futures interconnexions doit répondre à une justification technico-économique robuste. Suivant ces principes, des analyses technico-économiques multicritères seront réalisées dans le cadre du SDDR. Elles intégreront un volet relatif à l'interaction et au séquençage des projets entre les interconnexions et le réseau interne français.

➤ Partagez-vous la démarche décrite ? Quels paramètres vous semblent importants dans l'analyse multicritères utilisée pour définir cette trajectoire industrielle ?

Nous appelons de nos vœux depuis des années la réalisation de bilan socio-économiques de scénarios basés sur des coûts. L'analyse multicritère, que nous avons utilisé pour définir les paramètres, n'est absolument pas un outil de décision publique pour de tels investissements. Il est essentiel d'appliquer les règles précisées en réponse à la question B1 (p7 de l'avis)

Etudes technico-économiques sur le réseau de grand transport

B18 Réseau de grand transport (400–225 kV)

La transformation du mix énergétique conduira à de nouveaux flux sur le réseau de grand transport, comme l'a déjà identifié l'étude Futurs énergétiques 2050. Les projets mis en service et planifiés depuis le SDDR 2019 accompagnent cette transformation mais la structure du réseau devra encore être renforcée pour permettre le bon fonctionnement du système électrique durant la décennie 2030.

Pour permettre une évolution soutenable et progressive de la structure du réseau, RTE va identifier des zones prioritaires pour renforcer l'infrastructure du réseau de grand transport dans la décennie 2030.

➤ Avez-vous des propositions méthodologiques pour l'identification des zones prioritaires ? Les enjeux de planification des zones prioritaires font l'objet des questions A1, C2, C13, C14 et C15.

B19 Réseau de grand transport (400–225 kV) - suite

Pour adapter le réseau de grand transport aux nouveaux flux, RTE étudiera et comparera plusieurs familles de solutions : (i) gérer les congestions de réseau sans investissement supplémentaire (redispatching), (ii) optimiser le réseau existant, (iii) intégrer des solutions alternatives au réseau (batteries, flexibilité des électrolyseurs), (iv) investir dans de nouvelles infrastructures de réseau (renforcement d'axes existants, création de lignes aériennes HVAC ou souterraines HVDC).

➤ Identifiez-vous d'autres types de solutions techniques à étudier ?

➤ Sur les hypothèses de coûts détaillées en annexe, pouvez-vous fournir des données détaillées qui permettent de les actualiser ou de les modifier ?

Dans le SDDR, ces solutions techniques seront comparées sur le plan technique, économique, foncier, environnemental dans le but d'identifier une (ou des) stratégie(s) de référence qui seront ensuite mises en œuvre dans les projets d'infrastructures de RTE. Les analyses environnementales sont détaillées aux questions B24 à B28.

➤ Identifiez-vous d'autres critères de comparaison ?

Etudes technico-économiques sur les réseaux de répartition (63-90-225 kV)

B20 Réseaux de répartition (63–90–225 kV)

Le SDDR 2019 avait mis en évidence que l'évolution des réseaux de répartition était principalement liée au développement des énergies renouvelables terrestres. RTE a ainsi mis en œuvre une stratégie en deux temps pour permettre une restructuration progressive de ces réseaux : (i) optimisation du réseau existant grâce à la mise en œuvre du dimensionnement optimal (augmenter la capacité d'accueil du réseau existant) et (ii) planification des structures de réseau dans les S3REnR et mise en œuvre.

Le SDDR 2024 porte pour partie sur la mise en œuvre de la stratégie planifiée en 2019. Les études prospectives permettront d'identifier si cette stratégie doit être amendée ou modifiée au regard des évolutions de contexte (par exemple : développement de la mobilité électrique lourde – camions, bus).

Pour adapter les réseaux de répartition aux nouveaux flux, RTE étudiera plusieurs familles de solutions : (i) gestion des contraintes, (ii) alternatives au réseau (par exemple : batteries), (iii) création de nouveaux ouvrages du réseau.

➤ Identifiez-vous d'autres types de solutions techniques ?

Dans le SDDR, ces solutions techniques seront comparées sur le plan technique, économique, sociétal, environnemental dans le but d'identifier une (ou des) stratégie(s) de référence. Les analyses environnementales sont détaillées aux questions B24 à B28.

➤ Identifiez-vous d'autres critères de comparaison ?

➤ Sur les hypothèses de coûts détaillées en annexe, pouvez-vous fournir des données détaillées qui permettent de les actualiser ou de les modifier ?

B21 Réseaux de répartition (63–90–225 kV)

Sur les besoins d'évolution du réseau, RTE étudiera plusieurs scénarios et plusieurs variantes. En particulier, RTE prolongera les analyses sur la variante « coordination locale » du SDDR 2019 et sur le dimensionnement durable. Ces études permettront d'alimenter les réflexions sur la mise en place d'une politique de l'offre dans des zones prioritaires (voire questions A1, C2, C13, C14 et C15).

➤ Etes-vous d'accord avec cette approche ?

➤ Identifiez des variantes ou analyses de sensibilité spécifiques sur les besoins d'évolution des réseaux de répartition ?

➤ Selon vous, quelles études prioritaires peuvent être analysées sur le dimensionnement de long terme des réseaux de répartition ?

Analyses économiques des trajectoires d'investissements

B22 Contexte macro-économique

Les trajectoires du SDDR seront analysées en s'appuyant sur différents cadres macroéconomiques, décrits dans le Bilan prévisionnel 2023 (dont le cadre de mondialisation contrariée). Ces études contribueront à renforcer les travaux autour de l'identification des besoins d'évolution « sans regret » pour le réseau et des leviers de résilience. Par ailleurs, ils permettront de compléter l'analyse sur les coûts complets du système électrique présentés dans le Bilan prévisionnel en intégrant le réseau de transport d'électricité. Pour les réseaux de distribution, RTE se basera sur les perspectives d'investissement d'Enedis (communication d'une trajectoire à hauteur de 96 Md€ à l'horizon 2040) et sur les travaux menés dans le cadre des Futurs énergétiques 2050.

➤ Pensez-vous nécessaire de revoir certaines hypothèses macroéconomiques des scénarios du Bilan prévisionnel pour le SDDR ? Si oui, pourquoi ? Quels éléments étayés pouvez-vous fournir ?

Oui, la surcapacité des équipements d'énergies renouvelables intermittentes a été masquée entre 2019 et 2022 en raison de la succession des 3 crises (Covid19, Ukraine, corrosion sous contraintes) et a été révélé à partir de mars 2023 lors que les effets de ces crises ont disparu et que les prix sont redevenus »normaux » hors période de vent fort et de cloche solaire importante entre mars et octobre. De nouveaux scénarios doivent être étudiés avec un maximum de 15% d'énergies renouvelables variables et non commandables (voir aussi Annexe 1 et 2 et recommandations)

➤ Considérez-vous pertinents les axes d'analyse proposés (notamment impact d'une croissance moins rapide de la consommation d'électricité sur les besoins d'investissement dans le réseau) ? Selon vous, est-il utile d'introduire d'autres axes d'analyse, et si oui, lesquels ?

Nous considérons qu'à l'exception des investissements industriels sur les complexes portuaires, la croissance de la consommation sera beaucoup plus faible que les cibles 2035/2040 cités dans le document B. Par ailleurs l'utilisation de câbles différents permettrait d'augmenter la résilience et la capacité du réseau avec des coûts d'investissement beaucoup plus faible en combinant renforcement et capacité du réseau.

➤ Comment envisagez-vous la traduction du scénario de mondialisation contrariée sur les intrants et besoins pour le réseau (disponibilité et coût des fournitures et matériels nécessaires au développement du réseau de transport d'électricité, disponibilité et coût de la main d'œuvre) ?

Le besoin modéré d'achat à terme de matériaux est possible quand une trajectoire à 20 ans aura été sécurisée une fois que la PPE aura été validée, comme les Pays-Bas ont pu le faire.

B23 Chaînes d'approvisionnements

Trois leviers de résilience ont été identifiés dans le Bilan prévisionnel 2023 : (i) sécurisation de la chaîne de valeur, (ii) économie dans les matériaux, (iii) mesures de sobriété planifiées.

➤ Partagez-vous l'intérêt d'approfondir ces leviers dans les perspectives relatives à l'évolution du réseau de RTE ?

➤ Quels sont les maillons de la transformation du réseau qui vous semblent les plus vulnérables ?

➤ Identifiez-vous des leviers de résilience complémentaires pour les infrastructures de réseau (notamment dans la perspective du développement d'un programme d'équipements, par exemple : stocks stratégiques en ressources/matériels, stratégies de couverture et partenariats de long terme, priorisations et renoncements éventuels, etc.)? Quelles données pouvez-vous fournir

Analyses environnementales des familles de solutions techniques

B24 Cadrage général des analyses environnementales

Le document de consultation décrit un programme d'analyses environnementales centrées sur la consommation de ressources minérales, les émissions de gaz à effet de serre, la biodiversité et les interactions avec les activités humaines (document B de la consultation publique). Les différentes stratégies et scénarios seront comparés sur ces quatre dimensions.

➤ Cette grille d'analyse vous semble-t-elle adaptée aux enjeux de caractérisation environnementale des stratégies réseau ?

Non les grilles d'impact doivent d'abord être élargies autant pour les outils de production que pour l'outil de transport. Ensuite elles doivent inclure tous les enjeux et l'environnement ne peut être isolé tel que présenté dans ce questionnaire

Un bilan socio-économique doit être effectué sur le système électrique (production/transport/distribution) sur la totalité de sa durée de vie et non de façon parcellaire sur le transport qui n'est qu'un maillon et pas le plus important en termes de transition écologique et énergétique. Le tableau suivant et la grille multicritère du système électrique sont déclinés sur 5 axes socio-économiques retenues lors des conférences de consensus d'experts à l'automne 2022 :

- ***Effet sur le réseau***
- ***Economie du territoire***
- ***Environnement et cadre de vie***
- ***Climat/Ressources***
- ***Efficacité énergétique***

Famille	Critère	Enjeu
Effet réseau électrique	Impact réseau électrique	Risque fréquence/flexibilité Pilotabilité/Intermittence
	Coûts de raccordement	Création ou non d'un 2ème réseau cher et peu efficace (Tx de charge)
	Autoconsommation	Réduction de l'appel de puissance sur le réseau RTE
	Consommation espace/Kwh produit	Artificialisation des sols
Economie des territoires	Valorisation Territoire/Bâti existant	Valorisation de l'existant
	Impact Economie Agriculture/Pêche	Surfaces d'exploitation réduites
	Impact économie territoire	Effets sur les activités existantes et potentielles
	Effet réindustrialisation	Implantation de nouvelles activités industrielles
Environnement Cadre de vie	Souveraineté énergétique	Réduction des dépendances énergétiques hors France ou Europe
	Impact Patrimoine	Patrimoine culturel, naturel, mémoriel et intellectuel
	Impact biodiversité	Effet trame bleue, trame verte
	Impact Avifaune	Oiseaux migrateurs et chiroptères
Climat/Ressources	Impact paysage	Industrialisation espace rural ou maritime
	Impact santé	Bruit, clignotements, Infrasons, Electromagnétique (Humain et animal)
	Décarbonation	Réduction émission CO2
	Economie circulaire/Matériaux/Déchets	Réduction consommation matières premières
Efficacité énergétique	Economie énergie fossile	CO2+Réduction importation
	Durabilité Investissement	Durée de vie
	Diminue Capex	Montant investissement/KwH produit
	Diminue Opex	Montant exploitation/KWh produit
Effet réseau électrique	Réduit pointe GWelec	Pointe d'hiver disponibilité Electricité
	Cout complet/Kwh produit	Coût global de la solution y compris raccordement et externalités
	Réduct. Conso électricité	Economie/Sobriété/ Autres sources que l'électricité

Les vraies énergies vertes pour les différents usages



	Impact réseau électrique	Coûts de raccordement	Autoconsommation	Consommation espace/Kwh produit	Valorisation Territoire/Bâti existant	Impact Economie Agriculture/Pêche	Impact économie territoire	Effet réindustrialisation	Souveraineté énergétique	Impact Patrimoine	Impact biodiversité	Impact Avifaune	Impact paysage	Impact santé	Décarbonation	Economie circulaire/Matériaux/Déchets	Economie énergie fossile	Durabilité Investissement	Diminue Capex	Diminue Opex	Réduit pointe GWelec	Cout complet/Kwh produit	Réduct. Conso électricité	Total sans stockage EnRi	Total avec stockage EnRi
--	--------------------------	-----------------------	------------------	---------------------------------	---------------------------------------	-----------------------------------	----------------------------	---------------------------	--------------------------	-------------------	---------------------	-----------------	----------------	--------------	---------------	---------------------------------------	--------------------------	---------------------------	---------------	--------------	----------------------	--------------------------	---------------------------	--------------------------	--------------------------

USAGES

Chaleur	Pompes à chaleur																							2	2	
	47% Géothermie																								0	0
	Panneaux thermiques																								2	2
	Biomasse/Pellets																								5	5
	Méthanisation																								5	5
	Recuper. Chaleur fatale																								1	1
Réseaux de chaleur																								0	0	
Mobilité	Biocarburant																								6	6
	31% Biogaz																								6	6
	Electricité/Batterie																								8	8
	Hydrogène																								8	8
Electricité	Hydraulique																								2	2
	22% STEP																								2	2
	PV Toiture																								4	4
	PV plein champ (actuel)																								26	26
	PV Plein champ (stock)																								20	20
	Eolien marin(actuel)																								36	36
	Eolien marin(stock)																								26	26
	Eolien terrestre(actuel)																								37	37
Eolien terrestre(stock)																								29	29	

Impacts

Bon	0
Moyen	1
Mauvais	2
Neutre	0

Nota Evaluation des impacts à dire d'expert et de consensus après les 3 conférences de consensus des 14,21 et 28 octobre 2022

➤ Selon vous, comment ces travaux peuvent-ils alimenter le dossier de maître d'ouvrage de RTE en vue de la saisine de la Commission nationale du débat public ?

Comment ces travaux peuvent-ils compléter l'évaluation environnementale stratégique requise pour saisir l'Autorité environnementale ?

B25 Ressources minérales

Les analyses du volet ressources minérales seront centrées en priorité sur le cuivre et l'aluminium et dans un second temps sur l'acier et le béton. Elles devront permettre d'identifier des leviers de résilience et de proposer un cadre de travail pour la mise en œuvre concrète de ces leviers. Partagez-vous les principaux enjeux et axes d'étude identifiés pour le volet des ressources minérales ?

- Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la quantification des analyses ?
- Disposez-vous de données ou éléments à partager pour permettre la mise en œuvre concrète de leviers de résilience ?

B26 Emissions de gaz à effet de serre

Les analyses du volet émissions de gaz à effet de serre ont pour objectif de comparer l'évolution du bilan des émissions des différentes stratégies réseau (qui auront toutes un impact haussier en raison du contexte d'électrification de l'économie et en conséquence du développement du réseau) et d'identifier des leviers de réduction et de maîtrise de ces émissions.

- Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner la quantification des analyses ?
- Disposez-vous de données ou éléments à partager pour permettre la mise en œuvre concrète de leviers de réduction des émissions ?

Pour les mêmes raisons que précédemment ces analyses doivent être effectuées dans une analyse système électrique, voir système énergétique et pas dans une logique distribution d'électricité

B27 Biodiversité

Les analyses du volet biodiversité s'appuient notamment sur des études cartographiques des milieux et un approfondissement des travaux réalisés dans les Futurs énergétiques 2050 sur l'artificialisation des sols (qui montraient une augmentation importante dans tous les scénarios mais inférieure à celle d'autres secteurs). Elles ont pour objectif de comparer la situation actuelle avec les perspectives d'évolution. A ce titre, une analyse comparée des impacts des différentes infrastructures sera réalisée (réseau et alternatives au réseau). Elle devra être mise en regard des actions mises en œuvre ou proposées par RTE pour limiter les pressions liées au réseau sur la biodiversité.

- Etes-vous d'accord avec l'approche présentée ?

L'approche présentée n'est pas claire. Notre souhait est que le Code de l'Environnement soit scrupuleusement respecté, en particulier l'approche ERC, Eviter, Réduire, Compenser.

L'analyse du réseau ne peut être dissociée de l'analyse des moyens de production. Certains, comme l'éolien, ont un double impact sur la biodiversité : impact direct dû principalement à la taille des machines et impact indirect car ils nécessitent une forte augmentation du réseau (énergie peu concentrée et nécessité de foisonnement pour réduire les effets de l'intermittence).

- Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner les analyses ?

La biodiversité est un terme générique très large. A titre d'exemple, nous voudrions focaliser sur les espèces protégées, en particulier l'avifaune et les chiroptères. Il faut prendre en compte les études de la LPO (Ligue de Protection des Oiseaux) et des sociétés d'Histoire Naturelle présentes sur le territoire français.

Le débat public CNDP « La mer en débat » a révélé l'absence d'étude socio-économiques et d'études d'impacts que ce soit sur les atterrages pour l'impact sur la santé humaine, ou sur l'effet des câbles sous-marins sur les mammifères et les diverses faunes, notamment mollusques. Les spécialistes universitaires de ces sujets interrogés le 6 avril à Paris lors de la réunion de synthèses de la Mer en 3D ont confirmé publiquement qu'ils n'avaient jamais été sollicités par les services de l'Etat (Budget, Trésor, DGEC, France Stratégie) ou RTE sur le bilan qualitatif et quantitatif des différentes externalités sur la biodiversité.

- Outre celles précitées, pensez-vous que d'autres analyses devraient être menées quant aux pressions des infrastructures du réseau de transport d'électricité sur la biodiversité ?

Oui, dans le domaine des oiseaux migrateurs par exemple, qui sont impactés par les éoliennes (production), mais aussi par les lignes à Haute Tension (réseau). La LPO travaille actuellement sur le sujet avec des associations locales. RTE pourrait contribuer au financement de telles études.

B28 Interactions avec les activités humaines

Les travaux sur les interactions avec les activités humaines s'appuient sur l'analyse de la compatibilité entre le réseau et d'autres usages liés aux activités humaines (alors que 80% du réseau actuel correspond à des surfaces en co-usages). Il s'agit d'un approfondissement des études menées dans les Futurs énergétiques 2050.

➤ Etes-vous d'accord avec l'approche présentée ?

Non la grille d'analyse présentée dans Futur énergétique 2050 est trop sommaire et incomplète et devrait a minima reprendre les critères présentés par EEDAM dans le cadre de la concertation nationale de fin 2022 sur le mix énergétique et reprise récemment dans le cahier d'acteur [CA59-EEDAM.pdf \(debatpublic.fr\)](#) de « La Mer en débat ». Voir grille en Question B24

L'absence d'identification précise des impacts sur les activités humaines et des indicateurs correspondants, comme l'absence d'évaluation qualitative et quantitative des différentes externalités crée un biais majeur dans l'estimation des interactions du réseau avec les activités humaines.

Il convient en particulier de noter l'absence, depuis trop longtemps, d'études épidémiologiques sur l'impact des équipements d'énergies renouvelables variables et non commandables, ainsi que des réseaux sur la santé humaine et animale.

➤ Comme en 2019, RTE présentera également des éléments relatifs à l'empreinte visuelle du réseau ou des solutions alternatives.

L'empreinte des réseaux électriques est à mettre en perspective des débats dans les années 70, quand le Maire de Saint-Germain en Laye Michel PERICARD dénonçait dans une émission télévisée intitulée « La France défigurée » la prolifération des poteaux électriques défigurant nos paysages. Par son succès populaire, cette croisade a conduit EDF à enterrer autant que possible les lignes électriques et à mieux veiller au respect de notre patrimoine paysager. Cette mesure de protection du paysage semble également de plus en plus importante face aux évolutions climatiques.

➤ Disposez-vous d'éléments permettant d'enrichir les analyses à ce sujet ?

➤ Disposez-vous de données ou éléments à partager pour affiner les analyses ?

DOCUMENT C Questions sur les conditions de mise en œuvre industrielle, territoriale et économique

Consolidation des trajectoires d'investissements

C1 Consolidation des trajectoires d'investissements à court-terme

Dans une perspective de croissance de ses investissements, RTE met en place une nouvelle méthode de construction des trajectoires prévisionnelles afin d'éviter un effet « dents de scie » et de disposer de chroniques réalistes sur le plan industriel.

Elle impose de disposer d'une visibilité plus importante sur les cadences industrielles atteignables, alors que des tensions sur la chaîne d'approvisionnement apparaissent sur la majorité des composants du système électrique.

➤ Fournissez tout élément permettant de disposer d'une meilleure visibilité sur les cadences atteignables au cours des prochaines années et le lien avec des ajustements au sein des marchés-cadres de RTE (cf. questions C3 et C4).

C2 Méthodologie pour l'identification des projets prioritaires à long-terme

RTE propose une première liste de paramètres permettant d'identifier des zones prioritaires (maturité des projets, possibilité de mutualiser les évolutions du réseau avec un grand nombre de paramètres d'évolution du système électrique, robustesse dans une logique de « moindres regrets » face aux incertitudes sur le rythme de la transition, service rendu, rentabilité économique de l'investissement, zones d'accélération au titre de la loi d'accélération des énergies renouvelables, etc.).

➤ Fournissez tout élément permettant de consolider cette liste.

➤ Quels sont les paramètres et analyses qui vous semblent pertinents pour éclairer la construction et les conséquences de trajectoires d'investissements construites sur la base des priorités de RTE (par exemple : sur le niveau de service) ?

Le critère d'autoconsommation est probablement un critère central, notamment au niveau des territoires ruraux d'une part pour mieux équilibrer production/consommation, en maîtriser le coût et libérer des capacités pour les zones urbaines et

industriale-portuaires. De toute façon la consolidation des prévisions de consommation est la 1^{ère} étape avant ces identifications qui ont peu de chance de façon isolée à contribuer à un optimum global. La rentabilité publique de l'investissement doit être objectivée et donc mesurée car c'est le critère principal d'allocation des ressources qu'elles soient humaines, financières ou techniques

Programme d'équipements et de développement des compétences

C3 Perspectives de croissance des équipements à court-terme

En première analyse, RTE estime que la majorité des segments de la chaîne d'approvisionnement sont contraints pour les différents types de matériels (études, travaux, approvisionnements). Ils font l'objet d'une représentation au sein d'une matrice simplifiée de criticité.

- Fournissez tout élément permettant de crédibiliser ou d'infirmer cette analyse.

C4 Perspectives de croissance des équipements à court-terme (suite)

Au sein de ses marchés-cadres actuels, RTE entend proposer des mesures permettant de faciliter la croissance des rythmes industriels (par exemple : lissage des travaux sur l'année pour limiter les périodes à faible activité, standardisation plus poussée des matériels, etc.).

- Fournissez tout élément permettant de comparer les pratiques de RTE par rapport à celles d'autres industriels du secteur en Europe et en France.
- Indiquez les gains possibles associés aux mesures de lissage et de standardisation.
- Identifiez des pistes complémentaires de travail.

C5 Politique d'approvisionnement (révision des marchés-cadres)

RTE entend faire évoluer sa politique d'approvisionnement. Elle s'appuierait sur quatre principes : allongement des durées des marchés publics, augmentation des engagements de volume, standardisation des références, ajout de clauses environnementales et de contenu carbone.

- Accueillez-vous favorablement cette proposition ?
- Considérez-vous qu'elle constitue une réponse adéquate aux enjeux de développement du réseau dans les prochaines années ?
- Quels sont les autres leviers contractuels d'accélération envisageables ?
- Fournissez tout élément permettant de juger de leur effectivité.

C6 Politique d'approvisionnement (révision des marchés-cadres)

Les évolutions de la stratégie de RTE doivent être accompagnées, dans le même temps, d'un renforcement des engagements des fournisseurs.

- Quels « effets de seuil » identifiez-vous sur votre capacité de production (extension des capacités existantes, construction de nouvelles usines, etc.) ?
- Dans quelles mesures un engagement de la part de RTE sur ces approvisionnements peut conduire à franchir ces seuils ?

C7 Développement des compétences

La filière des réseaux électriques constitue un fort gisement de besoins d'emplois, aussi bien dans le domaine de l'ingénierie que de la main d'œuvre pour les travaux.

- Quels sont les principaux enjeux de développement des compétences nécessaires à la transformation du réseau (études, travaux) ?
- Est-ce que ces enjeux diffèrent en fonction des compétences recherchées ?

➤ Est-ce qu'il existe des bonnes pratiques dans d'autres pays européens ou d'autres secteurs qui pourraient être reproduits dans les réseaux électriques ?

Planification des infrastructures prioritaires et mutualisation des besoins

C8 Vision d'ensemble

RTE propose une démarche en trois étapes : (i) fiabiliser les demandes de raccordement (volume, localisation), optimiser la capacité disponible et prévoir un raccordement simplifié pour les moyens flexibles, (ii) augmenter l'information sur le niveau de saturation prévisionnelle du réseau, (iii) distinguer des zones prioritaires et non prioritaires (en poussant plus avant la logique retenue dans la loi relative à l'accélération des renouvelables).

➤ Partagez-vous cette approche ? Estimez-vous qu'elle soit de nature à améliorer la planification des infrastructures dans le réseau ?

Cette approche ne nous semble pas adaptée aux enjeux de la transition énergétique qui nécessite d'abord de fixer un cap sur au moins 20 ans. Ensuite il convient de faire un bilan des 20 dernières années et notamment des 3 dernières années avec des révisions perpétuelles des programmes d'investissements, poussées par un développement erratique et totalement déséquilibré sur le territoire national des EnR intermittentes, variables et non commandables qui déstabilisent le réseau au lieu de le sécuriser comme le font les unités de production de masse des filières stables et commandables (Hydroélectricité, nucléaire, thermique).

Le S3REnR des Hauts de France 2023, qui a été révisé 3 fois en 4 ans, avec un doublement des investissements prévus en donne un exemple criant.

Cette démarche ne doit plus se faire sur des approches politiques non évaluées et non chiffrées comme c'est le cas depuis 17 ans. Comme le réseau électrique a été fragilisé progressivement depuis près de 20 ans par les EnR variables et non commandables, Il convient de faire une prévision de la consommation électrique réaliste après avoir étudié toutes les solutions décarbonées non électriques et les solutions d'autoconsommation qui réduiront d'autant les besoins d'investissement dans le réseau de transport.

Nous estimons que les besoins de consommations en 2035 pour le véhicule électrique et les électrolyseurs ne sont pas réalistes pour les raisons suivantes ;

- a) La France dispose d'un parc d'environ 1 million de voitures électriques après 15 ans et celles-ci sont majoritairement utilisées en zone urbaine ou pour des flottes de véhicule de services/sociétés. Elles ne sont pas adaptées en zone rurale et peu adaptées pour les déplacements de moyenne/longue distance pour des trajets interurbains. L'investissement en zone urbaine continuera naturellement avec la mise en place progressive des ZFE. Indépendamment des coûts, des matériaux nécessaires aux batteries, la cible de 18 millions de véhicules électriques en 2035 nous semble totalement hors d'atteinte (confirmé par le sondage IPSOS présenté en conférence de presse conjointe début juin 2023) et ne peut justifier les cibles de consommation visées en 2035 ;*
- b) De la même façon les consommations nécessaires à l'électrolyse de l'eau nous semblent justifiées plus par l'utilisation et la flexibilité nécessaire pour les EnR variables et non commandables que par le besoin d'H2 à un coût raisonnable pour l'industrie. L'économie et le faible rendement énergétique des électrolyseurs (qui nécessite des subventions massives 4,5€/kg pendant 10 ans proposées par l'Union européenne) sont inaccessibles pour la mobilité. ETNEF s'interroge sur les processus industriels, au-delà de ceux qui l'utilisent aujourd'hui, qui modifieraient de façon massive leur processus au lieu de passer simplement par l'électricité (ex Fours électriques Arcelor à Dunkerque) de façon beaucoup plus économique.*

Ensuite le point-clé est la prise en compte de la variabilité de la demande suivant les saisons (notamment heure de pointe d'hiver) et les heures de la journée en évitant de cumuler avec la variabilité de l'offre des énergies renouvelables électriques intermittentes, variables et non commandables

La décarbonation des usages de la chaleur et de la mobilité peuvent se faire par de nombreuses autres solutions que l'électricité (géothermie, pompes à chaleur, biomasse, biogaz, biocarburants, e-carburants, solaire thermique, PV en toiture en autoconsommation ,...) par ailleurs la réduction du pourcentage de radiateurs électriques (augmentation des PAC A/A) est un objectif prioritaire pour définir les moyens nécessaires à la pointe d'hiver

Il faut planifier les niveaux de consommation et les outils de production avant de planifier les réseaux de transport

C9 Fiabiliser les demandes de raccordement

RTE doit disposer de demandes de raccordement crédibles pour bien dimensionner le réseau.

- Quelles modalités peuvent être mises en place à l'échelle d'un territoire pour avoir une vision partagée de la cible de raccordement et des besoins de réseau ?
- Pour les porteurs de projet (par exemple : data centers), êtes-vous d'accord pour engager un travail spécifique sur ces questions permettant à RTE d'adapter ces propositions de raccordement ?

C10 Optimiser l'allocation de la capacité disponible

RTE identifie un intérêt à étendre le dispositif d'allocation de la capacité disponible du réseau sur le modèle de ce qui est fait dans les zones de décarbonation

- Quels critères vous semblent pertinents à prendre en compte pour optimiser l'allocation de capacité d'accueil sur le réseau ?
- Quelles évolutions du cadre faut-il prévoir ?

C11 Simplifier le cadre de raccordement pour les moyens flexibles

RTE entend proposer des simplifications pour les utilisateurs flexibles qui sont prêts à adapter leur mode de fonctionnement en fonction des besoins du réseau

- Êtes-vous d'accord pour travailler sur des cas-types de simplification (par exemple : gabarits de fonctionnement en fonction des heures de la journée) ?

C12 Donner de la visibilité sur les capacités disponibles

En complément des outils existants (Caparéseau, contraintes résiduelles), RTE interroge les acteurs sur le type d'approche à mettre en œuvre pour donner de la visibilité sur les zones d'accueil du réseau ?

- Partagez-vous l'intérêt de disposer d'informations plus centrées sur les zones géographiques que sur les zones électriques ?
- De quel type d'informations avez-vous besoin ? -

C13 Identifier des zones prioritaires et non-prioritaires pour le développement du réseau

Pour prioriser les investissements, RTE a besoin de disposer d'informations consolidées et propose de travailler avec des aménageurs (grands ports, métropoles) à l'identification de sites « prioritaires » pilotes.

- Voulez-vous être une zone prioritaire pilote et identifier les enjeux concrets en matière de mutualisation / dimensionnement du réseau ?

Pour les zones non prioritaires, RTE respectera ses obligations légales et proposera d'adapter les offres de raccordement. En particulier, dans ces zones, des solutions de raccordement basées sur des moyens flexibles (dans l'attente d'un renforcement du réseau) peuvent être envisagées.

- Selon vous, comment le processus de raccordement peut-il être adapté dans les zones non prioritaires ?
- Que pensez-vous de proposer des solutions alternatives au développement du réseau dans ces zones de manière systématique (par exemple : batteries) ?

C14 Mutualiser dans les zones prioritaires

Dans les zones prioritaires, RTE propose de retenir par principe des ouvrages mutualisés, sur le modèle de ce qui est mis en œuvre dans les S3REnR et dans les zones de décarbonation (y compris avec les enjeux de renouvellement et d'adaptation au changement climatique).

- Êtes-vous d'accord avec cette approche ?
- Quelles évolutions du cadre de raccordement doivent être prévues ? Quelles incitations financières ?

C15 Prévoir un dimensionnement de long-terme dans les zones prioritaires

RTE décrit des principes de dimensionnement propre aux zones prioritaires. Il s'agit notamment de travail à un niveau cible de capacité d'accueil attractif et permettant d'accélérer, dans un second temps, les raccordements.

- Etes-vous d'accord avec cette approche ?
- Quelles évolutions du cadre de raccordement doivent être prévues ? Quels mécanismes d'incitations ?
- A titre d'exemple, que pensez-vous de la mise en place de guichets d'appel d'offres (open season) pour le développement de nouvelles capacités électriques sur le réseau ? Est-ce qu'il existe d'autres types de démarches qui vous semble pertinentes ?

4^{ème} Partie : Recommandations pour l'établissement d'un schéma de développement SDDR à moyen terme

1. **La consultation actuelle devrait se limiter aux résultats d'une enquête préliminaire** et très partielle (autres alternatives non électriques sur les besoins non identifiés et temporalité non précisée) sur les besoins des Français et des entreprises aux horizons 2030, 2040 et 2050, mais ne peut, à ce stade, servir de base aux objectifs affirmés dans les 2 premières pages du document de consultation ;
2. **Inscrire le SDDR dans le cadre d'un schéma global de transition énergétique de la France, et pas seulement électrique** ; ce cadrage relève du ministère de l'Industrie, et le cas échéant du Secrétariat Général à la Planification Ecologique (SGPE);
3. Ce cadre (élargi à l'ensemble du volet énergétique et articulé avec le réseau de distribution d'ENEDIS) et la durée du SDDR **devraient fournir un cadre stable sur au moins 20 ans autant pour les investisseurs dans les équipements de production, comme de réseau, comme pour les utilisateurs** de plus en plus associés dans la durée aux investissements de production pour disposer de la prévisibilité (prix, disponibilité) de fourniture d'électricité nécessaire à leurs propres investissements ;
4. **Effectuer une évaluations des coûts globaux** (LCOE+ raccordement +flexibilité +externalités) des différentes solutions énergétiques (pas seulement électriques) commandables et non commandables **puis un bilan socio-économique de différents scénarios aux horizons 2030, 2040 et 2050 avec au moins un scénario limitant à 15/20% le productible d'EnR électriques variables** (donc environ 100 TWh, hors hydroélectricité) en suivant les recommandations du rapport OCDE-NEA de 2019 pour assurer la rentabilité des outils de production de base commandables, pour réduire les besoins d'investissement en outils de flexibilité et maîtriser le coût de l'électricité pour les Français ;
5. **Inscrire dans ces scénarios la production d'énergie décentralisée en autoconsommation (Géothermie, biogaz, PV en toiture...)** à l'échelle locale en s'appuyant sur le réseau , la connaissance du territoire et les compétences opérationnelles du réseau de distribution ENEDIS et des syndicats départementaux de l'Energie, relais naturel avec les élus du territoire en charge de la mise en œuvre. Cette production permettra un **rééquilibrage national des besoins de consommation, une adéquation locale Consommation/production, limitera les besoins d'investissement en réseau de transport et permettra de consacrer la production de base commandable aux grandes agglomérations et aux sites industriels qui pourront aussi bénéficier d'unités dédiées tels que les SMR** fournissant à la fois électricité et chaleur ;

De façon plus globale

Les propositions d'ETNEF pour stopper cette gabegie énergétique, économique et financière et arrêter la destruction du patrimoine national (naturel, culturel, mémoriel et immatériel...) et du cadre de vie des Français sont les suivantes :

- a) **Arrêt de tout développement d'énergie variable et non commandable sur la totalité du territoire français sauf le PV en toiture associé à des outils de stockage et d'autoconsommation sur un périmètre élargi à travers le réseau ENEDIS ;**
- b) **Concentration du budget de RTE exclusivement sur la résilience et la robustesse du réseau actuel avec renforcement de capacité de certaines zones industrialo-portuaire pour la réindustrialisation du territoire;**
- c) **Arrêt du développement de nouvelles interconnexions avec les autres pays européens qui ne servent qu'à exporter (ou pire recevoir) des énergies variables et non commandables ;**
- d) **Indemnisation des contrats signés et non mis en travaux définitifs (ex-Parc éolien de Courseulles sur mer et de Yeu-Noirmoutier) ;**
- e) **Loi (ou décret) permettant d'imposer aux promoteurs/opérateurs éoliens et solaires des unités EnR variables existants de mettre en œuvre des solutions de stockage sur les équipements existants afin d'accroître la résilience du réseau RTE et d'adapter production et consommation ;**

- f) **Rééquilibrage des productions et consommations territoriales, notamment grâce à des solutions d'autoconsommation (électricité et biogaz) organisées avec ENEDIS et GRDF sur des périmètres de 10 à 15km.**
- g) **Développement territorial de compétences en soutien des territoires en renforçant les moyens humains et financiers des syndicats départementaux de l'énergie ;**
- h) **Formation massive de techniciens pour les solutions d'installation, d'entretien et de maintenance d'énergies thermiques renouvelables (foreurs, thermiciens...)** ;
- i) **Investissement dans des unités de production d'équipements en matière d'énergies thermiques en France et en Europe (géothermie, pompes à chaleur, biogaz, solaire thermique, PV en toiture) ;**
- j) **Planification territoriale publique de ces développements dans la durée aux horizons 2030, 2040 et 2050 pour donner une visibilité aussi bien aux utilisateurs qu'aux investisseurs dans une logique de commande publique déclenchant les investissements privés**

Annexe 1 : Analyse des hypothèses de consommation et de production proposées dans le SDDR 2024

Annexe 2 : Impact des prix négatifs sur la transition énergétique et sur le coût réel de l'électricité en Europe

#####

Annexe 1 : Analyse des hypothèses de consommation et de production proposées dans le SDDR 2024

Il convient d'abord de partir de l'état des lieux actuels en termes de consommation et de production et des différents scénarios possibles d'évolution à court, moyen et long terme, ceux proposés par RTE et ceux proposés par d'autres institutions publiques ou privées directement concernées, notamment celles contribuant dans ce cadre ou d'autres cadres (notamment Assemblée nationale et Sénat) avant de définir un schéma décennal ou bi-décennal de développement du réseau de transport d'électricité.

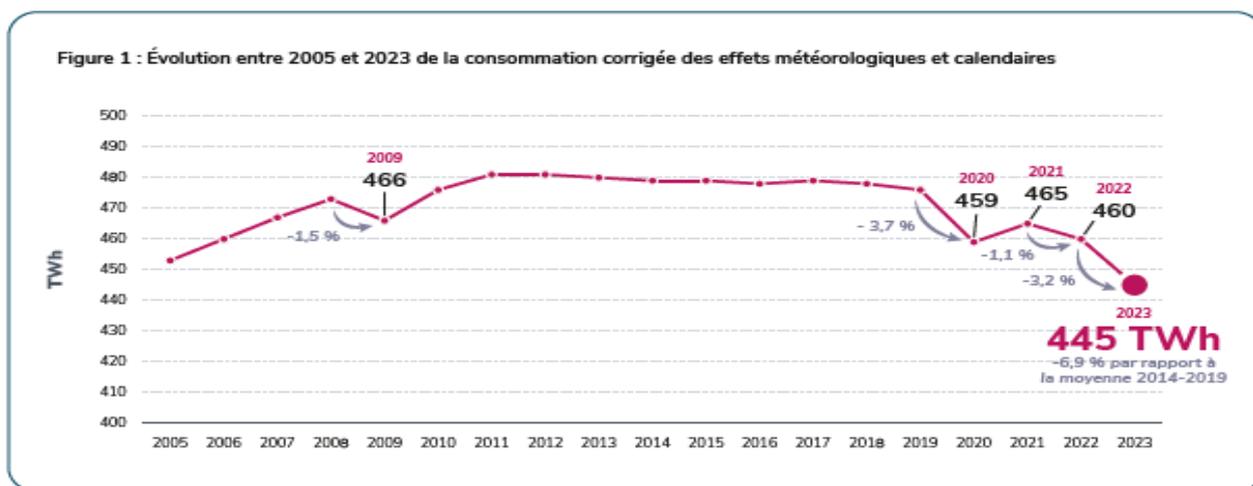
1. Préambule

Le principe de développement d'un réseau de transport d'électricité, et à un moindre degré de distribution électrique est d'assurer en permanence l'adéquation entre l'offre et la demande puisque les moyens de stockage sont très limités en volume et dans le temps, à l'exception des barrages hydroélectriques et de leurs stations de transfert par pompage, à la différence des autres énergies, notamment les énergies thermiques renouvelables qui sont naturellement stockées (chaleur du sol, de l'eau et de la mer) ou facilement stockable (biogaz, biocarburants, biomasse). Les projets de stockage des énergies renouvelables électriques, intermittentes et non commandables avec production d'hydrogène, batteries électriques solide ou liquide, batteries thermiques n'ont pas encore démontré leur faisabilité technique et surtout économique, faisant l'objet de subventions massives d'investissement, voire d'exploitation dans le cas de l'hydrogène.

Les besoins de flexibilité actuels conduisent donc depuis quelques années à des bridages massifs des unités de production (nucléaire, éolien) en totale contradiction avec le principe de rentabilité d'un investissement industriel et en particulier pour les réacteurs électronucléaires en dépassement des principes de modulation (20%) inscrit dans la conception de ces unités, comme l'a rappelé le Président-directeur général d'Electricité de France le 10 avril 2024 lors de son audition par la Commission d'enquête sur le coût de l'électricité en 2035 et 2050

2. Consommation électrique

L'évolution de la consommation électrique des 15 dernières années ainsi que les évolutions constatées durant les 2 dernières années (hors effet COVID19 et déclenchement de la guerre en Ukraine) sont bien évidemment des éléments de référence majeurs absents du cadrage de la démarche proposée dans le document A.



Source : Bilan électrique 2023 RTE publié le 10 février 2024

Les projections successives depuis mi-2023 par RTE des besoins de consommation électrique à l'horizon 2030/2035 avec une cible de 580/640 TWh pour 2035 en juin 2023, puis 560 TWh à l'horizon 2030/2035 en septembre 2023 puis un chiffre probablement autour de 700 TWh en 2035/2040 dans le cadre de consultation du SDDR 2024 interpellent sur la solidité des hypothèses et la validation des scénarios envisagés alors que le besoin électrique en 2050 est évalué à 504 TWh (figure page 5 du Document A)

En effet le tableau de la page 9 en prenant comme hypothèse que la fourchette correspond respectivement aux horizons 2035 et 2040 conduit aux résultats suivants :

Analyse des hypothèses du SDDR2024 Données Rapport RTE2022 et 2023	Capacité de Production (GW)					Production/ Consommation (TWh)						
	2022	2023	2030	2035	2040	2022	2023	2030	2035	2040	2050	
												(5)
Nucléaire (1)	31,4	41,4	46,5	48	53	279	320,4	360	400	441,7		
Hydraulique (2)	25,7	25,7	28	30	32	49,6	58,8	64,1	68,6	73,2		
Gaz/Biogaz						44,1	30	30	30	30		
Thermique renouvelable						10,8	10,4	12	15	20		
Eolien terrestre (3)	20,7	22	25	30	35	37,5	48,7	55,3	66,4	77,5		
Eolien maritime (3)	1	1,5	3	18	25	0,6	1,9	10,5	63,1	87,6		
Solaire (3)	15,8	19	25	40	65	18,6	21,5	28,3	45,3	73,6		
Autres						5	2,6					
TOTAL Production (Capacité hors gaz/Enrt)	94,6	109,6	127,5	166	210	445,2	494,3	560,2	688,4	803,5	554,4	
TOTAL Consommation						459,3	445,4	504,2	619,5	723,2	504	
Pertes (stockage/transformation/Distr.(4))							9,9%	10%	10%	10%		
Efficacité taux de charge moyen	53,7%	51,5%	50,2%	47,3%	43,7%							

1 Hypothèse RTE de 360 TWh en 2030 (ye Famenville) et de 6,5 GW supp. en 2040 et de suppression de la décision 2019 d'arrêt de tranches nucléaires et de prolongation à 60 ans du nucléaire existant
2. Hypothèse d'installation progressive de 6 GW de STEP d'ici 2040
3. Hypothèses du SDDR2024 sans amélioration des taux de charges constatés en 2023 pour éolien terrestre et solaire sauf éolien en mer (40%)
4. Calcul non effectué en 2022 en raison des importations massives durant l'hiver 2022 / Maintien du taux de pertes de 10% d'ici 2040
5 Prévission de consommation 2050 du SDDR2024 (p5 document A)

Nous partageons plutôt l'approche des trois piliers proposée par le SGPE et notamment le développement des énergies thermiques renouvelables (pilier N°3) qui permettent à la fois de mieux valoriser les atouts naturels de nos territoires et de relancer une industrie énergétique française dans ces domaines qui a été « abandonné » et n'a pas fait l'objet de soutien significatif depuis plusieurs décennies comme l'a rappelé la Cour des comptes en 2019 .

C'est la 1ère condition de la baisse rapide de l'usage des énergies fossiles bien avant l'électrification.

Nous avons cependant quelques réserves sur l'électrification de certains usages proposés. Cette électrification est sûrement stratégique et nécessaire pour l'industrie et notamment pour les industries électro-intensives qui ont perdu une partie de leur compétitivité en période d'électricité moins abondante et moins économique.

En revanche l'ambition de la voiture électrique nous semble se heurter à plusieurs contraintes économiques, sociales et environnementales qui pourraient être contournées, notamment avec les e-carburants de synthèse qui ont dans leur cycle complet une très faible trace de GES, récemment reconnue par l'Union européenne à la suite des initiatives allemandes. Même si la voiture électrique a au niveau de la roue une faible émission il faut analyser l'ensemble des coûts, risques et contraintes du puits à la roue :

- La voiture électrique, comme les turbines des éoliennes et les PV, nécessite une mobilisation massive de métaux et terres rares qui sont d'une part en quantité finie et non renouvelables sur la terre et d'autre part très peu sous le contrôle de souveraineté de la France, comme de l'Europe ;
- L'usage de la voiture électrique adaptée et facile à mettre en œuvre en zone urbaine ou péri-urbaine ne devrait pas se développer aux dépens des transports en commun et des modes doux (vélo,) même si ce devra être une condition d'usage en zone urbaine (plutôt hybride pour permettre d'autres usages nécessitant plus d'autonomie qu'en ville et également économiser l'énergie électrique). Elle est peu adaptée pour les usages en zone rurale ou entre les villes moyennes qui n'ont pas de solutions de transport en commun régulières et efficaces,
- L'intérêt de la grande majorité des Français, sans doute pour ces différentes raisons, est assez mitigé (Enquête IPSOS juin 2023 présenté lors de la conférence de presse RTE du 7 juin 2023)
- Le marché de la voiture électrique lancé par Tesla il y a près de 10 ans a effectivement contribué à la percée de ce type de véhicule (plutôt des CSP+) sur le marché européen et a poussé utilement au développement par les

constructeurs français de VUL , voir PL adaptés à la solution électrique (bcp plus qu'à l'hydrogène, dont les vertus énergétiques ne doivent pas occulter les risques technologiques de cette molécule). Depuis plusieurs années la Chine a pris une place essentielle sur le marché de la voiture individuelle, notamment la société BYD, dont les performances (égales, voire supérieures aux solutions européennes) sont aussi valorisées par un prix de vente non accessible aux constructeurs européens.

Pour ces raisons structurelles et non conjoncturelles, il nous semble qu'une électrification très ambitieuse du parc de voitures individuelles devrait être réanalysé face à ces contraintes et qu'un retournement complet du marché avec 100% de voitures électriques en 25 ans d'ici 2050 nous semble très peu probable.

De même l'usage de l'hydrogène doit sûrement être amplifié pour l'industrie pour des raisons économiques et dans le cadre d'un processus industriel contrôlé et maîtrisé, ce qui n'est pas le cas de la mobilité individuelle que ce soit pour la voiture individuelle, le bus, le camion ou le ferroviaire. L'abandon récent par l'Allemagne des Coradia H2 pour des raisons techniques et économiques en est l'une des premières conséquences.

De toute façon le développement de cette molécule devra, pour des conditions économiques, passer par d'autres solutions que l'électrolyse de l'eau (consommatrice d'électricité, très chère et avec un rendement très faible, inférieur au cycle de Carnot). La subvention de 4,5€ sur 10 ans proposée par l'Union européenne est un pari extraordinaire sur l'avenir car il suppose que d'ici 10 ans des solutions industrielles seront opérationnelles pour produire de l'hydrogène vert entre 2 et 3€/kg (Aujourd'hui l'H2 gris est entre 1, et 1,2€/kg et l'H2 vert entre 6 et 8€/kg un prix que l'industrie ne peut supporter sauf à perdre en compétitivité). Les solutions d'électrolyseurs à haute température amélioreront un peu cette situation. Les perspectives des solutions par osmose ou utilisant les hydrides de silicium sont réelles d'un point de vue technique et économique, mais ne sont aujourd'hui ni matures, ni industrialisées, et probablement pas dans la période de la PPE.

Pour l'ensemble de ces raisons, nous considérons qu'à l'horizon de la PPE les principales évolutions par rapport à la situation actuelle concernant la réindustrialisation de la France, notamment à travers l'industrie – plusieurs dizaines de TWh), qu'un doublement du parc actuel de voitures électriques en 2035 nécessitera d'accepter des voitures venant de Chine et/ou de subventionner de façon importante les fabrications européennes, qu'un développement de la géothermie et des pompes à chaleur peut remplacer de façon massive les radiateurs à résistance électrique sans consommation électrique supplémentaire.

3. Production électrique

La prise en compte par RTE d'hypothèses (en rouge) de très forte augmentation des énergies renouvelables intermittentes variables et non commandables conduit à des volumes de production en 2035 et 2040 très-au-delà des consommations prévisibles à ce jour et également incohérentes avec la cible 2050 affichée par RTE.

Même la cible intermédiaire en 2030 nécessiterait de remonter la consommation à plus de 500TWh en 6 ans, soit 10TWh additionnel chaque année ce qui n'a jamais été réalisé (20TWh en période de forte croissance entre 2005 et 2009).

Par ailleurs ces hypothèses vont à l'encontre des constats sur les besoins de flexibilité et sur la surcapacité du réseau européen en période de vent ou d'ensoleillement (voir Annexe 2)

Enfin ce type de scénario de développement dégrade l'efficacité du système de production électrique français passant d'un taux de charge moyen d'environ 54% à 44%

4. Stabilité et flexibilité du réseau

L'absence d'analyse ou de résumé des constats sur ce volet interpelle alors qu'il s'agit probablement du 1^{er} enjeu stratégique au niveau européen comme l'a encore rappelé récemment l'ACER et qu'il s'agit d'un point dimensionnant du réseau.

Annexe 2 : Impact des prix négatifs sur la transition énergétique et sur le coût réel de l'électricité en Europe

Le marché de l'électricité en Europe est lié à plusieurs facteurs qui sont en train d'évoluer dans des directions très contradictoires et présentant des risques significatifs sur le réseau de transport européen, ses interconnexions et sur le coût réel de l'électricité pour les citoyens français et européens en raison des subventions massives allouées par les différents Etats membre.

Ces effets très élevés pour l'éolien terrestre, sont amplifiés pour l'éolien en mer en raison des coûts d'investissements beaucoup plus élevés que ce soit pour la construction, l'exploitation et la maintenance, les coûts de raccordement et les coûts de flexibilité. La variabilité très importante de l'intermittence pour des champs de plusieurs centaines, voire milliers de MW pour les champs les plus importants, crée des « à-coup de production » qui ne peuvent être mis en face de telle variabilité de la consommation (Données Guerande/Saint Brieuc/Fecamp du 01/01/24 au 13/04/24)



[Production per unit - Europe electricity - Dashboards - Energygraph.info](#) Guerande 01/01/2024 – 13/04/2024



[Production per unit - Europe electricity - Dashboards - Energygraph.info](#) Parc Saint -Brieuc 01/01/2024-13/04/2024



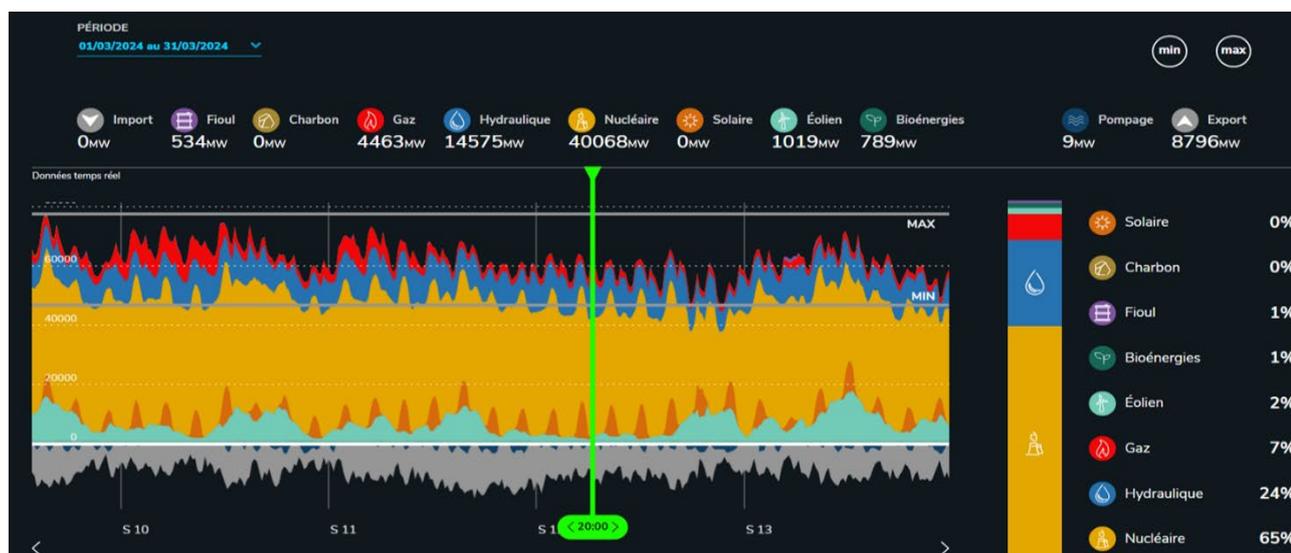
[Production per unit - Europe electricity - Dashboards - Energygraph.info](#) Parc éolien FECAMP 01/01/2024-13/04/2024

Les principaux impacts constatés en France depuis 2 ans et amplifiés depuis 12 mois avec la mise en service de 3 champs éoliens en mer (Guérande, St Brieuç, Fécamp) sont les suivants :

- a) **Augmentation importante de la variabilité globale (en intensité et en durée) de la production éolienne** amplifiant les déséquilibres Consommation/Production ;
- b) **Séquences de plus en plus importantes de prix négatifs** surtout en Espagne, en Allemagne, aux Pays Bas,
- c) **Bridage de plus en plus important du nucléaire et de l'éolien (mer et terrestre)**, notamment à cause de la cloche solaire qui survient en milieu de journée au moment où la consommation est la plus faible et les prix les plus bas, conduisant à des réductions très significatives des productibles correspondants et des pertes de revenu à évaluer (voir mars 2024 et séquence du 5/8 avril 2024)
- d) **Prégnance des prix négatifs qui ralentissent l'investissement** qui ne peut se faire pour les énergies commandables que par des contrats de long terme (cf. nouveau nucléaire EDF)
- e) **Financement par le contribuable/consommateur d'électricité du manque à gagner du promoteur d'EnRi**



Données Prix de vente marché pays européen et production suivant source d'électricité Source ECO mix RTE – Mars 2024



Durant 31 jours, les prix n'ont été « normaux » en Europe que durant 3 jours du 18 au 20 mars (pas de vent). Avant et après cette période les prix ont été proche de zéro en Espagne et ponctuellement négatifs autour du 10 mars aux Pays-Bas, en Allemagne en Angleterre et en Belgique (périodes de vent fort). Le 23 mars il a fallu écrêter le nucléaire de 15 GW (30% de la production..) et l'éolien de 5 GW (40% de la production) en France quand les prix étaient proches de zéro. Quand cet écrêtement s'est arrêté les prix se sont effondrés en France du 25 au 27 mars et nous étions toujours exportateur...

Les effets cités ci-dessus ont été encore plus importants lors de la séquence du 5/8 avril 2024, décrite par Luc Rémont lors de son audition du 10 avril au Sénat (Commission d'enquête sur le coût de l'électricité...).

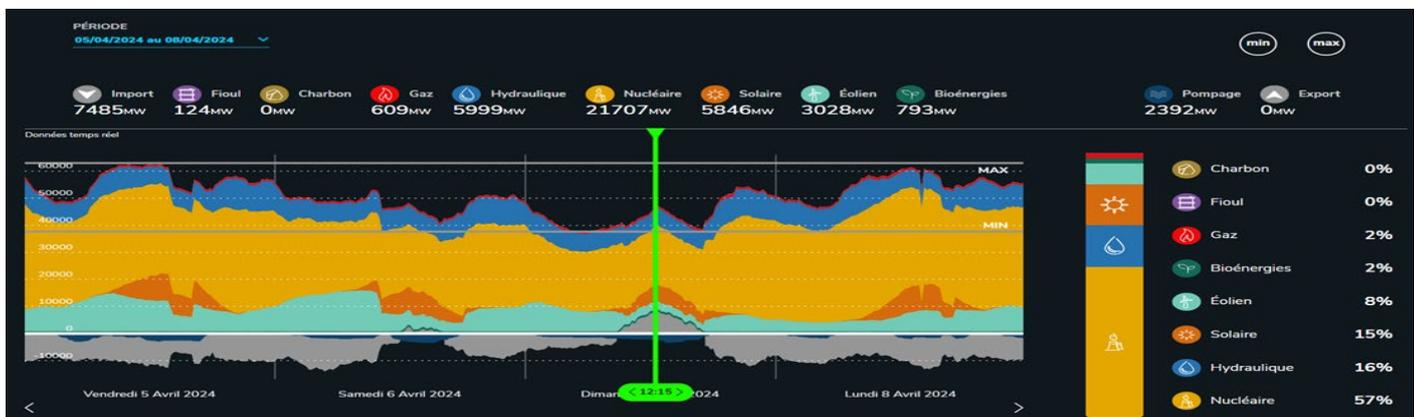
En raison de la faible demande depuis le samedi 6 avril 2024 12h, du niveau important de la cloche solaire (impossible à brider) et d'un vent élevé conduisant à des prix négatifs (offre largement supérieure à la demande), il a été décidé de passer le dimanche 7 avril le productible nucléaire de 40 GW à 20 GW (Arrêt complet de 7 tranches divisé par 2 !!) et de brider l'éolien à plusieurs reprises de 15 GW à 6GW puis de 7 à 3GW....

A ce même moment, et du fait des bridages effectués, nous nous sommes trouvés entre 10h et 14h avec un besoin d'importation depuis l'Allemagne pour prendre son excédent d'énergie éolienne (7GW) en nous payant de plus 26,8€/Mwh...Ceci démontre que :

a) que les énergies intermittentes liées à la météo ont engendré une séquence inédite de prix négatifs le 6 et 7 avril, des prix de vente très bas, nettement en-dessous des coûts de revient des opérateurs sur la quasi-totalité du réseau électrique européen (sauf en Italie du Nord dont les prix sont liés de façon très forte au prix du gaz).

b) Le niveau du productible Eolien+solaire est déjà trop élevé en France, comme en Europe et perturbe de façon majeure les productions électriques commandables

c) les propositions massives d'investissement de RTE dans le raccordement d'EnRi supplémentaires de 90 à 125 GW d'ici 2035 semblent incohérentes avec la réalité de la production électrique et du réseau de transport en Europe comme en France (nota : on est contraint de brider régulièrement **les capacités de 22 GW d'éolien (Terre+mer) et de subir les 19 GW de solaire qui n'ont fourni en moyenne sur l'année 2023 que 72 TWh soit 14% de la production électrique française de 2023** alors que le nucléaire a produit 320 TWh (avec une capacité moyenne mobilisée de 40GW) et avec l'hydraulique 59 TWh soit 77% de la production électrique française , plus de 80% de l'électricité bas-carbone en France qui a après la Suède et la Norvège le taux le plus élevé en Europe, donc le taux le plus bas en émission de CO2



Séquence Prix Européens /Production FR 5-8 avril 2024 - Données RTE Ecomix

Analyse de la situation

Cette situation a été révélée progressivement entre 2020 et 2023 après les décisions finales d'investissement prises entre 2015 et 2020, notamment pour l'éolien en mer.

Elle est due à une réduction de la consommation électrique en Europe alors que les investissements s'accéléraient notamment pour les Energies renouvelables intermittentes variables et non commandables sous la pression de l'Union européenne et de certains gouvernements des Etats membre.

Ses effets ont été masqués en 2022 et début 2023 en raison de l'envolée des prix de l'électricité à la suite de la crise ukrainienne et la spéculation de certains opérateurs qui ont signé des contrats de moyen terme avec des prix très élevés dans la crainte d'une pénurie, ce qui a été accentués en France lors de l'hiver 2022 en raison de l'arrêt de plusieurs tranches nucléaires.

Depuis mars 2023, **la France est systématiquement en situation d'exportation quand il y a du vent et à des prix très bas**. Il ne s'agit donc plus de situations conjoncturelles comme celles de la période 2019/2022 directement liés à des crises conjoncturelles (Covid 19, Ukraine, Corrosion sous contrainte, ...), mais à **une crise structurelle liée au surinvestissement en France comme en Europe d'équipements de production non commandables ne permettant pas de s'adapter à la demande et créant des effets délétères sur le marché de tous les Etats membres**.

Afin de ne pas amplifier cette situation industrielle, économique et financière inédite de déséquilibre majeur entre l'offre et la demande en période de vent fort et/ou de taux d'ensoleillement « élevé » et de réduire l'impact des prix négatifs, voire leur occurrence, ETNEF émet plusieurs recommandations reprises dans la synthèse des recommandations.

1. La première recommandation est de geler tous les projets non encore construits d'EnRi non commandables (même si les marchés ont été passés) comme cela a déjà été fait pour d'autres projets très importants (ex Aéroport Notre Dame des Landes) pour éviter d'une part d'accentuer ce déséquilibre offre/demande et d'autre part d'éviter de subventionner avec de l'argent public les promoteurs pour une énergie inutilisée (bridage et réduction forte de la rentabilité de l'investissement) ou consommée à des prix négatifs (ce qui encore pire d'un point de vue financier et pour les comptes publics).
2. La seconde recommandation est d'imposer aux promoteurs propriétaires des équipements existants de développer rapidement des solutions de stockage (en particulier pour le solaire) qui a les effets les plus importants sur les prix et l'inadéquation Offre/demande. La cloche solaire est le principal responsable des bridages imposés (nucléaire et éolien). Concernant l'éolien la seule solution de stockage développée à ce jour est de fabriquer de l'H2 mais à un coût très élevé (investissement en électrolyseur et faible rendement énergétique de l'électrolyse de l'eau). Des budgets d'innovation doivent être déployés très rapidement au niveau français et européens pour développer des solutions de stockage simples et économique, comme la batterie thermique qui permet de réutiliser la chaleur localement.

Cette situation des Enr intermittentes variables et non commandables est particulièrement grave en France, contrairement aux autres pays européens (Italie, Allemagne, Pologne, UK, Danemark,...) qui ont encore de très nombreuses centrales à gaz et charbon qui peuvent être arrêtées ou relancées rapidement (contrairement aux centrales nucléaires et hydrauliques), mai qui par ailleurs sont de loin les principaux émetteurs des gaz à effet de serre en Europe et qui le resteront tant qu'ils n'auront pas d'unités de production décarbonées et commandables (Voir fiche Electricity Map ci-dessous)

Tableau indicateurs émissions Pays européens

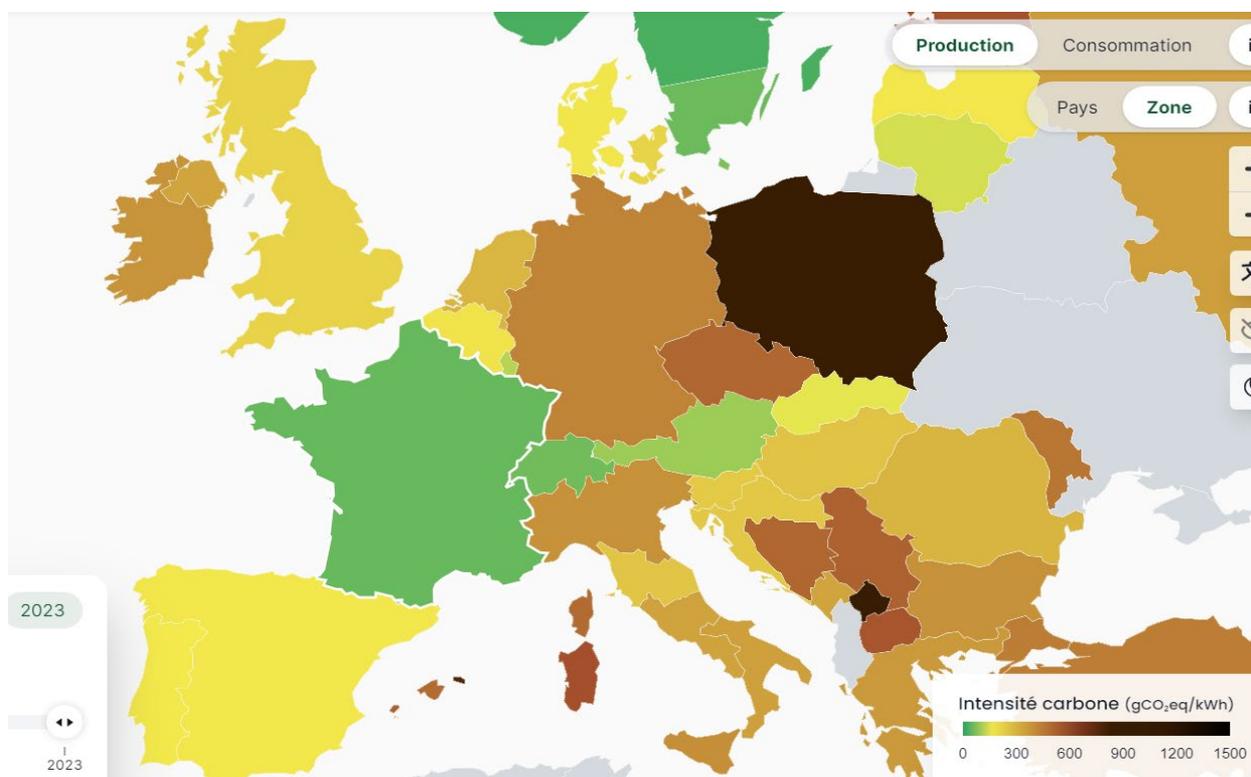
Le tableau ci-dessous montre que le niveau d'émission (objectif de décarbonation) est lié aux outils de production bas-carbone et non pas au pourcentage d'énergie renouvelables.

La France a un niveau d'EnRi similaire à celui de la Pologne mais des émissions 20 fois plus faibles. Inversement l'Allemagne a un niveau d'ENRi 2 fois supérieur à la France, mais des émissions 10 fois plus élevées.

Les pays qui ont un taux de production bas-carbone supérieur à 90% caractérisent les pays qui sont peu émetteurs de GES et contribuent réellement à la transition écologique en Europe. Le Danemark, l'Espagne et le Portugal sont dans une situation intermédiaire avec un taux bas-carbone autour de 75/80%, mais sont en moyenne annuelle 4 fois plus émetteurs de GES que la France en raison du poids important du gaz entre 20 et 25% du mix électrique

Données émissions pays européens Moyenne Année 2023 /Mars 2024/ journee température élevée Avril 2024		France	Allemagne	Italie du Nord	UK	Danemark (Ouest)	Espagne	Portugal	Belgique	Irlande	Pays-Bas	Suisse	Autriche	Suède (Cent-Sud)	Norvège	Pologne	Tchéquie
Moyenne Année 2023	Gr CO2/KWh	45	425	387	214	163	160	153	172	382	292	53	85	24	25	841	501
	% Bas Carbone	94	61	38	62	83	76	76	73	43	56	98	89	100	100	27	52
	% Renouvelables	27	60	38	46	83	55	76	33	43	53	60	89	36	100	27	12
Moyenne Mars 2024	Gr CO2/KWh	39	401	351	189	187	103	74	148	311	219	49	80	25	26	811	484
	% Bas Carbone	95	63	44	68	80	86	91	77	55	68	98	91	100	100	28	55
	% Renouvelables	30	63	44	54	80	69	91	36	55	64	57	91	35	100	28	14
13-avr-24	Gr CO2/KWh	21	189	193	80	106	113	64	82	216	112	56	32	18	23	640	306

Source : [Electricity Maps | Émissions CO2 de la consommation électrique en temps réel](#)



Carte Emissions mix électrique Pays européens (Electricity Maps – Année 2023)
