



Appel à contributions sur l'élaboration du
Schéma décennal de développement du
réseau (SDDR) 2018

Avant-propos

Date de publication : 4 mai 2018

Date limite de réponse : 31 mai 2018

Mail : RTE-SDDR2018@rte-france.com

Le schéma décennal de développement du réseau (SDDR), établi par RTE en vertu des dispositions du Code de l'énergie, permet d'établir une vision sur l'évolution de l'infrastructure de réseau de transport d'électricité. Il est réalisé en cohérence avec d'autres exercices en cours ou en vigueur, comme la Programmation pluriannuelle de l'énergie, le Bilan prévisionnel, les Schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR) et le plan décennal de développement du réseau européen (TYNDP). Le SDDR éclaire les diverses parties prenantes sur les conséquences techniques, économiques et environnementales de l'évolution du réseau électrique, selon différents scénarios de politiques énergétiques.

Cette année, RTE propose de repenser l'élaboration du SDDR en associant de manière élargie les parties prenantes à l'élaboration de ce schéma, via cet appel à contributions.

Les parties prenantes sont invitées à répondre au document de consultation en langue française, avant le 31 mai 2018 inclus, sur la page dédiée à la Commission Perspectives Système et Réseau du site www.concerte.fr, ou par mail à l'adresse indiquée ci-dessus.

Avant-propos	2
1. Le schéma décennal de développement du réseau.....	5
1.1. Contexte	5
1.1.1. Une mission légale de RTE.....	5
1.1.2. L'articulation avec les autres exercices de planification.....	5
1.2. Les ambitions de l'exercice SDDR 2018.....	6
1.3. Les saisines et consultations	7
1.4. Le calendrier	7
2. Les évolutions sur le réseau électrique	9
2.1. Les bouleversements du mix énergétique	9
2.1.1. La pénétration des énergies renouvelables	9
2.1.2. L'accroissement des échanges d'électricité à travers l'Europe.....	11
2.1.3. L'évolution du parc nucléaire	11
2.1.4. L'évolution de la consommation	11
2.1.5. L'appropriation des enjeux énergétiques aux mailles locales ou territoriales.....	12
2.2. L'anticipation des travaux	13
2.3. Le déroulé des analyses prospectives	14
3. L'élaboration des hypothèses	16
3.1. Les scénarios retenus	16
3.1.1. Les scénarios du Bilan prévisionnel	16
3.1.2. L'actualisation des études en fonction des projets de PPE	17
3.2. Les hypothèses de localisation de la production et de la consommation à partir des scénarios nationaux.....	17
3.2.1. L'évolution régionale de la consommation électrique.....	17
3.2.2. L'évolution régionale des énergies renouvelables terrestres.....	20
3.2.3. L'émergence des parcs éoliens en mer sur les différentes façades maritimes.....	23
3.2.4. Le déclassement du nucléaire.....	25
3.3. Les combinaisons d'hypothèses	25
4. La modélisation du réseau électrique	27
4.1. Le réseau existant et ses limites.....	27
4.1.1. La description du réseau.....	27
4.1.2. La détection des contraintes	27
4.1.3. La résolution des contraintes par la comparaison des solutions	28
4.2. Les solutions pour adapter le réseau et leurs coûts.....	28
4.2.1. Utiliser une méthode transparente pour les coûts du réseau.....	28
4.2.1. Analyser la contribution des « smart grids »	30
4.3. Les décisions en avenir incertain.....	31
5. Les attendus de l'exercice.....	34
5.1. La résilience du réseau existant	34
5.1.1. Vision des contraintes selon les différents scénarios.....	34
5.2. Eclairages sur les évolutions de réseau	34

5.2.1.	Trajectoire des investissements de réseau selon les horizons	34
5.2.2.	Description et impacts des nouvelles infrastructures de réseau	35
5.2.3.	Vision des contraintes résiduelles selon les différents scénarios	35
5.3.	Vision conjointe des évolutions de la production et du réseau de transport	36
Annexe 1 : Les autres schémas, plan, programmes et études		38
	Le Ten Year Network Development Plan	38
	Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)	38
	La valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents	39
	Un mix électrique 100% renouvelable ?	40
Annexe 2 : Fiches descriptives des scénarios du Bilan prévisionnel		41
	Le scénario Ampère	41
	Le scénario Hertz	42
	Le scénario Volt	43
5.3.1.	Le scénario Watt	44
Annexe 3 : La planification du réseau de transport		45
	Les cycles d'études du réseau électrique	45
	Le déroulement d'une étude de réseau	45
	Les hypothèses d'évolution du réseau	45
	Les hypothèses d'équilibre d'offre-demande	46
	Les hypothèses économiques	46
	La détection des besoins	47
	Un large bouquet de solutions pour répondre aux besoins identifiés	48
	Le choix de la stratégie préférentielle	48
Annexe 4 : Projections régionales d'EnR terrestres		49

1. Le schéma décennal de développement du réseau

1.1. Contexte

1.1.1. Une mission légale de RTE

L'élaboration annuelle du schéma décennal de développement du réseau (ou SDDR) fait partie des missions légales de RTE depuis 2011. Les objectifs de l'exercice et son cadre d'élaboration sont précisés à l'article L. 321-6 du Code de l'énergie.

L'articulation du SDDR avec les autres missions légales de RTE est précisée à ce même article. La loi précise ainsi que le SDDR doit notamment prendre en compte le Bilan prévisionnel de l'équilibre entre l'offre et la demande, établi par RTE au titre de l'article L. 141-8 du Code de l'énergie. Le SDDR 2018 se basera donc sur les résultats les plus récents du Bilan prévisionnel 2017, dont la synthèse a été présentée le 7 décembre 2017 et le rapport complet le 16 janvier 2018. Cette proximité assurera une cohérence d'ensemble des deux publications, qui reposeront sur les mêmes scénarios et la même méthode d'analyse.

Le schéma décennal doit « *mentionner les principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans, répertorie les investissements déjà décidés ainsi que les nouveaux investissements qui doivent être réalisés dans les trois ans, en fournissant un calendrier de tous les projets d'investissements.* ». Ces éléments seront, pour la première fois, complétés d'une vision prospective de l'évolution du réseau dans les différents scénarios de transition énergétique.

1.1.2. L'articulation avec les autres exercices de planification

Plusieurs schémas, plans ou programmes en cours de construction, auront des conséquences sur les évolutions à moyen et long terme du réseau de transport d'électricité. Comme le précise la loi, l'élaboration du SDDR doit rendre compte de cette cohérence, en éclairant les parties prenantes sur les conséquences techniques, économiques et environnementales de l'évolution du réseau électrique, résultant de la mise en œuvre de politiques énergétiques.

- La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)¹ est l'outil de pilotage de la politique énergétique créé par la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV). La PPE doit être révisée avant le 1er janvier 2019 et fait actuellement l'objet d'un débat public organisé sous l'égide de la Commission Nationale des Débats Publics (CNDP). Cette révision aura pour but de fixer les orientations et priorités d'action aux horizons 2023 et 2028. Le présent document de consultation indique comme RTE envisage d'intégrer la préparation du SDDR 2018 au calendrier de révision de la PPE ;
- Le schéma décennal de développement du réseau européen (*Ten-year Network Development Plan* - TYNDP). Ce document réalisé par le réseau européen des gestionnaires de réseau de transport (ENTSO-E) sera remis à jour d'ici la fin de l'année et identifie les besoins de nouvelles capacités d'interconnexion - dans le cadre d'une large consultation impliquant la Commission européenne, les gouvernements, les régulateurs et parties prenantes intéressées, notamment sur les scénarios énergétiques à envisager ;

¹ La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) définit les priorités du gouvernement pour le système énergétique et identifier les moyens pour atteindre ces grands objectifs.

- Les Schémas régionaux d'aménagement, de développement durable et d'égalité des territoires (SRADDET) réalisés par les collectivités régionales doivent remplacer au plus tard à mi-2019 les anciens schémas régionaux du climat, de l'air et de l'énergie (SRCAE). Les SRADDET détermineront notamment les objectifs de développement des énergies renouvelables nécessaires à l'élaboration des schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR).
- Les Documents stratégiques de façade (DSF) élaborés pour chaque façade maritime. Elaborés d'ici la fin 2018, ces documents comporteront des éléments de cartographie des vocations des espaces maritimes permettant notamment de définir des volumes cibles de capacité d'éolien en mer sur chacune des façades.

1.2. Les ambitions de l'exercice SDDR 2018

En publiant annuellement le SDDR, RTE fournit, classiquement, la liste des projets de développement de réseau et de raccordement qui seront réalisés dans les trois ans ainsi que la liste des principales infrastructures de transport qui doivent être construites ou modifiées de manière significative dans les dix ans (projets d'interconnexion et de réseau de grand transport). Les projets y sont décrits par finalité avec, pour chacun, des précisions quant à la date de mise en service prévisionnelle et le stade d'avancement (à l'étude, en instruction, en travaux, projet arrêté).

Cette vision à 10 ans ne suffit plus pour appréhender et anticiper de manière exhaustive les impacts de la transition énergétique sur le réseau électrique. En effet, les constantes de temps du secteur électrique en matière de délai de construction ou de durée de vie des infrastructures, rendent indispensables d'étudier l'évolution du système à un horizon de plus long terme, afin d'anticiper au mieux sa planification et les investissements à prévoir.

Pour répondre à ces évolutions de contexte, RTE repense l'exercice du SDDR avec des ambitions nouvelles pour l'édition 2018 :

- **Enrichir la consistance du SDDR en intégrant une dimension prospective à l'exercice 2018.** En plus des éléments « classiques » fournis au sein du SDDR, le nouvel exercice fournira une vision stratégique de l'évolution du réseau à long terme, en se basant sur les différents scénarios possibles de la transition énergétique à horizon 2035 et de leurs déclinaisons spatiales envisageables.
- **Adosser l'analyse aux scénarios du Bilan prévisionnel 2017 et à la révision en cours de la PPE.** Les scénarios de long terme élaborés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017, et versés au débat public sur la révision de la PPE, serviront d'entrants pour l'étude de l'évolution des infrastructures de réseau. Sur la base de ces scénarios, plusieurs variantes de localisation des nouvelles installations renouvelables seront étudiées, en intégrant différents principes de coordination ou de planification associant le développement du réseau et l'implantation des nouveaux moyens de production (éoliennes, panneaux solaires, etc.).
- **Intégrer une analyse économique des scénarios d'évolution du réseau.** Le SDDR 2018 permettra ainsi de compléter l'analyse économique des scénarios du Bilan prévisionnel en apportant un chiffrage des coûts d'adaptation du réseau associés à chaque scénario.
- **Associer de manière élargie les parties prenantes à l'élaboration de ce schéma.** Les hypothèses, le modèle et les sortants de l'exercice font l'objet d'une concertation organisée au sein de la Commission Perspectives Système et Réseau (CPSR) du Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE). Dans la suite de ce premier partage, ce document

visé à présenter dans le détail la mise en œuvre de l'exercice et à recueillir les contributions exhaustives des parties prenantes.

- **Compléter l'analyse avec une évaluation des impacts environnementaux associés au développement du réseau dans les différents scénarios de transition énergétique.** Dans le cadre de l'édition 2018 du SDDR, RTE a prévu de s'engager de manière volontaire et inédite dans une évaluation environnementale. Étant donné le caractère prospectif du schéma décennal, l'évaluation stratégique portera sur les incidences potentielles les plus significatives de chaque scénario et fournira des clés de compréhension sur ces orientations. Elle ne sera pas assimilable aux évaluations environnementales spécifiques réalisées dans le cadre des projets d'aménagement sur un territoire précis. L'évaluation environnementale sera formalisée sous forme d'un rapport d'évaluation dédié visant à faciliter la prise de connaissance par le public des informations contenues dans l'étude.

1.3. Les saisines et consultations

Le SDDR sera soumis à la Commission de régulation de l'énergie (CRE), autorité compétente pour examiner le SDDR en particulier chargée de vérifier si le schéma décennal couvre tous les besoins en matière d'investissements et s'il est cohérent avec le TYNDP.

En application de la loi, le SDDR sera en outre transmis à l'Autorité administrative qui peut formuler des remarques si le schéma ne prend pas en compte les objectifs de la politique énergétique.

Enfin, RTE saisira l'Autorité environnementale (AE) qui pourra formuler un avis sur le rapport technique du SDDR et sur le rapport d'évaluation des incidences sur l'environnement. À la suite de la publication de l'avis de l'Autorité environnementale, une participation du public par voie électronique sera organisée.

1.4. Le calendrier

Le calendrier présenté aux parties prenantes lors de la dernière Commission Perspectives Système et Réseau du Comité des utilisateurs du réseau de transport d'électricité (CURTE) est le suivant :

- **13 avril 2018**
 - 1^{ère} CPSR : Présentation des éléments de cadrage du SDDR 2018
- **Début mai**
 - Envoi du document d'appel à contributions (pour le SDDR, mais également pour le BP)
- **Fin mai**
 - Fin de réception des contributions des parties prenantes
- **6 juillet 2018**
 - 2^{ème} CPSR : Retour sur les contributions reçues et premiers résultats
- **Fin septembre :**
 - 3^{ème} CPSR : Présentation des résultats détaillés

L'objectif visé par RTE consiste à publier le SDDR à horizon octobre 2018 (saisine de la CRE et de l'autorité environnementale).

En continu lors des prochains mois, des groupes de travail thématiques seront proposés, avec notamment un focus sur la question de l'anticipation des travaux dans le cadre des S3REN.

SYNTHESE DE LA PREMIERE PARTIE

Le Schéma Décennal de Développement du Réseau, mission légale confiée à RTE depuis 2011, permet d'établir une vision sur l'évolution de l'infrastructure de réseau de transport d'électricité. Il est réalisé en cohérence avec d'autres exercices en cours ou en vigueur, comme la Programmation Pluriannuel de l'Energie, l'élaboration du Bilan Prévisionnel, les Schémas Régionaux de Raccordement au Réseau des Energies Renouvelables (S3REnR) et le Plan décennal de développement du réseau européen (TYNDP).

Le SDDR éclaire les diverses parties prenantes sur les conséquences techniques, économiques et environnementales de l'évolution du réseau électrique, liées à la réalisation de différents scénarios de politiques énergétiques.

RTE propose de repenser l'élaboration du SDDR en introduisant les nouveautés suivantes :

- Une consistance élargie : en plus des éléments « classiques » fournis traditionnellement (la liste des infrastructures de réseau décidées, ou en cours d'études à horizon 3 et 10 ans), le SDDR offrira une vision stratégique de l'évolution du réseau à des horizons plus prospectifs (jusqu'à 2035).
- Une prise en compte des scénarios du Bilan prévisionnel et de la révision en cours de la PPE : les analyses menées dans le cadre du SDDR seront réalisées sur la base des scénarios de long terme du Bilan prévisionnel 2017 qui ont été versés au débat public sur la révision de la PPE. Elles permettront compléter l'analyse économique des scénarios avec un chiffrage des coûts d'adaptation du réseau et d'explorer plusieurs variantes de localisation des installations de production renouvelable, intégrant différents principes de coordination et de planification des investissements dans la production et le réseau.
- Un chiffrage économique : dans le prolongement du travail entrepris avec le Bilan prévisionnel 2017, les enjeux économiques pour la collectivité seront précisés et restitués par rapport au chiffrage global des scénarios.
- Un appel à contributions : RTE souhaite associer de manière élargie les parties prenantes à l'élaboration de ce schéma, via ce document, en consultant sur les hypothèses, le modèle et les sortants de l'exercice.
- Une évaluation environnementale : sous forme d'un rapport d'incidences, RTE explicitera comment il intègre les considérations environnementales dans le développement du réseau et illustrera les incidences potentielles les plus significatives de la mise en œuvre de chaque scénario considéré dans le schéma.

Le SDDR 2018 sera élaboré en lien avec les autorités de régulations et les services de l'Etat : RTE saisira la CRE et l'Autorité environnementale et transmettra le projet de SDDR à l'Autorité administrative.

2. Les évolutions sur le réseau électrique

Historiquement, le réseau électrique français a été développé pour transporter une électricité produite à partir de sites de production centralisés, pilotables et capables de s'ajuster à la demande. Aujourd'hui, les énergies renouvelables, pour partie intermittentes, sont de plus en plus disséminées sur le territoire, et bousculent le développement et l'exploitation des réseaux électriques.

Le réseau de transport d'électricité se compose :

1 - Du réseau de grand transport et d'interconnexion :

Il transporte des quantités importantes d'énergie sur de longues distances. Il constitue l'ossature principale reliant les grands centres de production et de consommation, disséminés en France et dans les autres pays européens. Son niveau de tension est principalement de 400 kV (HTB 3), soit le niveau de tension le plus élevé en France. Certains axes 225 kV (HTB 2) du réseau français jouent aussi un rôle de grand transport ou d'interconnexion.

2 - Des réseaux régionaux :

Ils sont destinés à répartir l'énergie en quantité moindre sur des distances plus courtes. Le transport est assuré en très haute tension (225 kV alias HTB 2) et en haute tension (principalement 90 kV et 63 kV alias HTB 1). Historiquement conçus pour répartir la consommation auprès des distributeurs, ces réseaux deviennent progressivement bidirectionnels en participant de plus en plus à l'évacuation de la production EnR vers des centres de consommation plus ou moins lointains.

Au total, le réseau de transport d'électricité français compte 105 000 km de lignes. Des postes électriques (au nombre de 2718) permettent d'assurer la répartition des flux électriques et leurs transformations d'un niveau de tension à l'autre.

2.1. Les bouleversements du mix énergétique

Le SDDR 2018 vise à étudier, à horizon 2035, les conséquences réseau d'une transformation profonde du mix électrique, et dont les tendances principales ont été étudiées en détail dans le Bilan prévisionnel 2017.

2.1.1. La pénétration des énergies renouvelables

Le volume d'ensemble

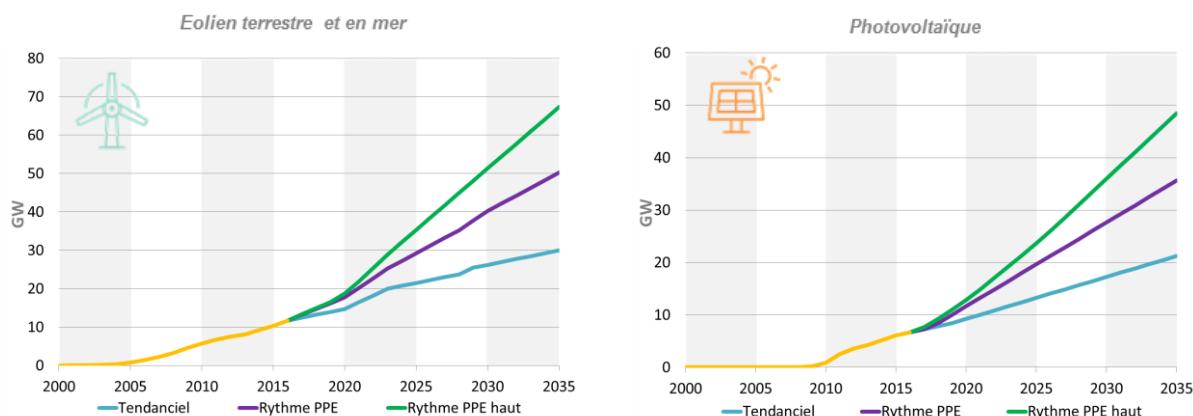
De manière générale, tous les scénarios du BP tablent sur une pénétration des renouvelables en forte augmentation, et nécessitent d'accueillir, à terme, environ cinq fois plus d'éolien et de solaire comparé à aujourd'hui. Ce sont les aménagements du réseau permettant d'accueillir de tels volumes qui constituent l'objet d'étude principal du SDDR.

L'électricité d'origine renouvelable repose aujourd'hui en France sur les filières hydraulique, éolienne, photovoltaïque et bioénergie. A moyen ou long terme, des énergies marines complèteront ce paysage. La loi de transition énergétique pour la croissance verte fixe l'objectif de porter à 40% la part des énergies renouvelables (EnR) dans la production d'électricité en 2030. L'essentiel de la progression de la part du renouvelable dans le mix énergétique repose aujourd'hui sur le dynamisme des filières éolienne et photovoltaïque.

Trois trajectoires de déploiement piloté des EnR ont été retenues dans le Bilan Prévisionnel 2017, en cohérence avec (i) les objectifs les plus ambitieux de la PPE actuelle (publiée en 2016 et prévoyant des objectifs pour 2018 et 2023), (ii) l'objectif minimal de la PPE de 2016 et (iii) le prolongement du rythme moyen observé au cours des dernières années. Ces trajectoires permettent d'étudier un large éventail de possibilités et ne présentent pas de la prochaine PPE.

Dans l'attente de la révision de la PPE engagée par le Gouvernement, ces trajectoires seront utilisées pour les études du SDDR.

En fonction du calendrier de présentation des premiers résultats de la PPE, des ajustements pourront intervenir d'ici à la publication du SDDR.



La localisation des nouvelles installations

Aujourd'hui, les nouvelles installations de production d'origine renouvelables viennent se raccorder majoritairement sur les réseaux de distribution (en 20kV, ou HTA), et parfois sur les réseaux de transport en HTB1. A terme, la répartition des raccordements selon les niveaux de tension pourrait évoluer en fonction de la taille des unités ou de la saturation des réseaux existants.

Dans tous les cas de figure et quel que soit la tension de raccordement, l'intégration de ces nouvelles installations peut entraîner des impacts importants sur les flux du réseau de transport, aussi bien sur les réseaux régionaux que sur le réseau de grand transport et d'interconnexion. La répartition géographique de ces nouvelles sources constitue ainsi une source d'incertitude importante en matière de planification des réseaux d'électricité.

La répartition géographique des futures installations peut être envisagée à dire d'expert, sur la base des tendances actuelles, en fonction des déclarations des acteurs de ces filières, ou en se fondant sur les documents de planification territoriaux. A ce titre, les nouveaux SRADDET², qui succéderont aux SRCAE³ et dont l'élaboration est prévue d'ici l'été 2019, offriront une vision à 10 ans des ambitions d'énergies renouvelables à la maille régionale en cohérence avec la PPE.

Au-delà, certaines régions ont fait état de programmes ambitieux de développement d'EnR visant à atteindre, à terme, un solde annuel nul voire positif entre l'énergie renouvelable produite et la consommation électrique de leurs territoires. Des évaluations peuvent être réalisées en se fondant sur ces intentions, pour évaluer les conséquences sur le dimensionnement du réseau.

² Schéma Régional d'Aménagement, de Développement Durable et d'Egalité des Territoires

³ Schémas Régionaux Climat Air Energie

2.1.2. L'accroissement des échanges d'électricité à travers l'Europe

Historiquement, les interconnexions transfrontalières ont été développées pour améliorer la sécurité d'approvisionnement de chaque Etat. En effet, pour répondre aux difficultés d'approvisionnement en électricité dans un pays, la possibilité d'importer de l'énergie depuis un pays voisin est l'une des solutions les plus efficaces, qui permet de réduire les besoins de réserves dans chaque Etat. La mise en œuvre d'un marché européen de l'énergie a conduit à pousser cette logique plus loin et permet à un producteur d'électricité de vendre son énergie à un client situé dans un autre pays d'Europe en utilisant les interconnexions transfrontalières. Ces marchés conditionnent aujourd'hui l'utilisation effective des sources de production dans chaque pays, et garantissent ainsi que les centrales qui fonctionnent en Europe sont les plus économiques.

La réalisation des infrastructures d'interconnexion conditionne donc les capacités d'échanges entre les différents pays européens et influe sur les volumes d'échanges transfrontaliers, possibles via les marchés.

La diversification du mix électrique de chaque pays a également des conséquences fortes sur les volumes d'énergie qui seront échangés à chaque instant via les marchés européens. Les zones caractérisées par un mix électrique à forte teneur en énergies renouvelables comme l'éolien ou le solaire, ou en capacités nucléaires, pourront par nature être « exportatrices » dans la mesure où cette électricité sera écoulee en priorité sur les marchés. Ces évolutions sont de premier ordre sur le dimensionnement des réseaux, comme en témoignent les congestions structurelles apparues en Allemagne (déséquilibres nord-sud associés au fort développement de l'éolien au nord du pays).

Les analyses prospectives tiendront compte (i) de l'évolution des mix électriques des différents pays européens conduisant à de potentiels accroissements d'échanges entre des zones très éloignées en Europe et (ii) des projets d'interconnexions décidés ou à l'étude avec nos voisins européens.

Les réseaux directement touchés par le prévisible accroissement des échanges sur les marchés européens à horizon long terme seront les réseaux de grand transport et d'interconnexion.

Les analyses prospectives du SDDR doivent permettre de quantifier l'impact de l'évolution des échanges d'électricité européen sur le réseau.

2.1.3. L'évolution du parc nucléaire

La loi de transition énergétique pour la croissance verte fixe l'objectif de réduction de la part de nucléaire à 50% de la production d'électricité. Des trajectoires contrastées d'évolution du parc nucléaire sont analysées dans le Bilan Prévisionnel. Toutes sont caractérisées par la fermeture de certains réacteurs durant l'horizon d'étude.

Tout comme pour les énergies renouvelables, une représentation spatiale de l'évolution du parc nucléaire est déterminante pour éclairer les adaptations du réseau électrique en résultant. A la connaissance de RTE, aucune hypothèse de travail n'est à ce jour disponible sur l'identité des sites susceptibles de faire l'objet des premiers déclassements. **RTE envisage donc de procéder par variantes afin de tester plusieurs configurations géographiques et d'évaluer la sensibilité de ce paramètre.**

2.1.4. L'évolution de la consommation

Les objectifs dont s'est dotée la France dans le cadre de la loi de transition énergétique pour la croissance verte ne portent pas sur la consommation électrique mais sur la réduction de la consommation énergétique finale (de -20% à 2030 à -50% à 2050 par rapport à 2012). En complément,

la France a élaboré une stratégie nationale bas-carbone pour réduire ses émissions de gaz à effet de serre, qui doit être révisée d'ici fin 2018.

L'évolution de la consommation électrique est soumise à deux effets opposés: d'un côté, la diffusion de l'efficacité énergétique (performance dans le bâtiment, réglementations européennes sur l'écoconception et affichage énergétique) exerce une pression baissière sur la consommation d'électricité ; de l'autre, les transferts d'usage vers l'électricité (l'électromobilité, le chauffage ou les processus industriels) sont susceptibles de prendre de l'ampleur dans le cadre de la transition énergétique.

Les trajectoires de consommation d'électricité à long terme publiées dans le Bilan Prévisionnel 2017, qui prennent en compte ces deux effets, sont stables ou orientées à la baisse. Ce résultat est associé aux principes de construction des trajectoires et à l'horizon d'étude.

D'une part, ces trajectoires ne constituent pas des encadrants mais correspondent à des régimes d'évolution de la consommation associées à des contextes macro-économiques présentant chacun une cohérence d'ensemble. Ainsi, la trajectoire haute dessine une électrification poussée mais dont les effets sont atténués par une efficacité énergétique forte tandis que la trajectoire basse dépeint une situation de croissance faible avec moins de transferts d'usage et d'efficacité énergétique. En revanche, sur l'horizon de moyen terme, une variante de consommation forte, construite selon une logique encadrante, avait permis de compléter l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement.

D'autre part, la stabilité de la consommation à horizon 2035 n'exclut pas une augmentation sur un horizon plus lointain, sous l'effet d'une électrification plus poussée des usages. Ainsi, dans la trajectoire de consommation haute (trajectoire 4), les transferts d'usage conduisent à une inflexion de la consommation à partir de 2025 et pourraient conduire à une augmentation au-delà de 2035.

Ces trajectoires doivent être déclinées sur les territoires et cette évolution n'est pas uniforme partout sur le réseau électrique, si l'on tient compte du dynamisme démographique et économique local, des projets de raccordement de nouveaux consommateurs sur le réseau ou des enjeux locaux sur la consommation liée à l'électromobilité.

Les analyses prospectives du SDDR doivent permettre de quantifier les différents impacts de l'évolution de la consommation sur le réseau.

2.1.5. L'appropriation des enjeux énergétiques aux mailles locales ou territoriales

Le Bilan Prévisionnel 2017 explore les effets d'une dynamique nouvelle induisant la prise de décisions pour les investissements dans le secteur énergétique laissant place à des circuits courts, définis localement entre la production et l'approvisionnement en électricité. L'autoconsommation, à travers le développement du photovoltaïque et parfois assortie de solutions de stockage diffus est ainsi susceptible de se développer selon des rythmes qui peuvent varier sensiblement selon le modèle de régulation, le coût des batteries, ou l'appétence sociétale (des variantes portant sur ces trois types de paramètre ont été simulées et sont restituées dans le chapitre 10 du Bilan prévisionnel 2017).

A la maille nationale, le volume envisagé pour l'autoconsommation résidentielle à l'horizon 2035 pourrait ainsi atteindre 10 GW de panneaux photovoltaïques et quelques gigawattheures de batteries domestiques. La mise en œuvre d'opérations d'autoproduction à l'échelle de quartiers ou de zones industrielles pourrait encore accentuer le développement de ce phénomène.

L'évolution du système électrique vers une meilleure appropriation des enjeux énergétiques aux échelles locales et territoriales permet, lorsqu'elle est combinée aux nouvelles technologies du

numérique, l'émergence de solutions de flexibilités, notamment à travers l'effacement/modulation de la consommation ou via le stockage. Ces flexibilités permettent de répondre principalement à des problématiques d'intermittence sur le système d'électrique, mais pourraient également constituer de nouvelles solutions de gestion des flux, permettant de compléter le service rendu par les infrastructures traditionnelles du réseau électrique.

Les analyses prospectives du SDDR doivent permettre d'évaluer dans quelle mesure le développement de ces nouvelles dynamiques de décision dans le secteur énergétique est susceptible d'avoir un impact sur le dimensionnement du réseau.

Question 1 : Y a-t-il d'autres phénomènes liés à la transition énergétique qui devraient être intégrés dans le cadre du SDDR ?

2.2. L'anticipation des travaux

Les lignes et les postes qui constituent le réseau public de transport sont des ouvrages dont la durée de vie est longue (de 50 à 80 ans), et doivent être soigneusement planifiés pour répondre dans la durée aux besoins d'approvisionnement en électricité de la collectivité. Il est indispensable de les inscrire dans des tendances de long terme.

Tout nouveau projet d'ouvrage doit ainsi faire l'objet d'une justification technico-économique et d'un processus de concertation, visant l'obtention des autorisations administratives. L'ensemble des démarches administratives (de l'étude d'impact initiale à la mise en œuvre des servitudes nécessaires) peut durer plusieurs années avant la mise en service effective de l'ouvrage.

Le développement du réseau électrique nécessite donc une *anticipation* suffisante des décisions par rapport à l'apparition du besoin. Cette anticipation est possible à condition que RTE dispose d'informations précises et fiables sur la localisation effective des futures installations de production renouvelable.

La coordination entre le développement du réseau et celui de la production renouvelable repose aujourd'hui en premier lieu sur les S3REnR. Ces schémas, décrits à l'article L. 321-7 du Code de l'énergie, prévoient et optimisent les investissements nécessaires à l'accueil des EnR sur les réseaux électriques de transport et de distribution d'électricité. Ils assurent aux producteurs une visibilité des capacités d'accueil des EnR disponibles sur les réseaux et instaurent une mutualisation des coûts de création des nouveaux ouvrages entre les producteurs.

Toutefois, l'expérience de ces dernières années montre que, si les S3REnR fonctionnent globalement bien, ils n'apportent pas de solution définitive à la différence structurelle de dynamique entre le développement d'un projet de production et celui du réseau, et au « séquençement » entre ces différentes phases.

A terme, le développement du réseau, s'il n'est pas pensé de manière conjointe avec celui de la production, est donc susceptible de devenir un facteur limitant dans l'intégration des renouvelables, surtout dans des scénarios ambitieux de développement des EnR tels que ceux qui sont retenus dans le Bilan prévisionnel. **La réflexion sur les temporalités et les dynamiques d'évolution du secteur, engagée dans le cadre du Bilan prévisionnel (voir chapitre 11 du rapport complet), doit donc être prolongée dans le cadre du SDDR 2018, dont elle constitue une thématique centrale.**

Dans le prolongement des groupes de travail mis en place par le secrétaire d'État auprès du ministre de la Transition écologique et solidaire, des réflexions sont actuellement menées par l'administration pour mettre en place les conditions nécessaires à une accélération du développement des énergies renouvelables en France. Les travaux du SDDR devront contribuer à cette réflexion via :

- l'identification des besoins d'infrastructure indispensables au développement des EnR terrestres, au-delà même du cadre temporel des S3REnR (10 ans) ;
- la description des schémas permettant d'anticiper les travaux sur ces ouvrages spécifiques ;
- l'évaluation des enjeux techniques et économiques associés à cette évaluation (incitations nécessaires, risque de coûts échoués, etc.)

RTE a proposé d'engager, avec les acteurs concernés, une réflexion sur l'anticipation des travaux des S3REnR, en lançant un GT « anticipation des travaux » adhérent à l'élaboration du SDDR. Ce GT, dont la première réunion s'est tenue le 27 avril, a pour objectif d'élaborer de nouveaux leviers d'anticipation des travaux sur le réseau, tout en traitant les questionnements associés (exemple : la couverture d'éventuels coûts échoués).

Question 2 : Partagez-vous l'analyse selon laquelle les méthodes de coordination entre le développement de la production et celui des réseaux constituent un thème central du SDDR 2018 ? Etes-vous favorable à traiter spécifiquement de l'anticipation des travaux ? Quelles méthodes spécifiques proposez-vous d'étudier ?

2.3. Le déroulé des analyses prospectives

Les analyses prospectives réalisées pour construire le SDDR 2018 seront réalisées en tenant compte des retours des parties prenantes sur les différents aspects de l'exercice.

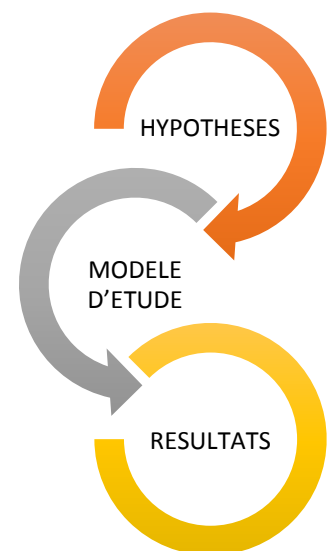
Afin de faciliter la compréhension du lecteur et permettre à celui-ci de formuler ses retours de manière indépendante sur chaque thématique, les analyses seront découpées en trois parties :

- l'élaboration des hypothèses
- la modélisation du réseau électrique
- la caractérisation des résultats souhaités pour cette étude.

L'élaboration des hypothèses permettra de construire un socle de données permettant d'explorer un panel très vaste de phénomènes pouvant émerger de la transition énergétique en cours, tel qu'évoqué précédemment.

La modélisation du réseau électrique permettra d'envisager un dimensionnement intelligent du réseau, en tenant compte des principes de planification les plus optimaux, en intégrant l'apport des *smart grids* et en tenant compte des incertitudes de plus en plus grandes en fonction de l'horizon étudié.

La caractérisation des résultats souhaités pour cette étude permettra de valider les indicateurs en sortie de l'étude afin d'éclairer les conséquences techniques, économiques et environnementales des évolutions du réseau à horizon long terme.



SYNTHESE DE LA DEUXIEME PARTIE

Le réseau de transport d'électricité français se décompose en réseaux régionaux, en réseaux de grand transport et en réseaux d'interconnexion. Des postes électriques permettent d'assurer la répartition des flux électriques et leurs transformations d'un niveau de tension à l'autre.

Les analyses prospectives du SDDR visent à quantifier l'impact sur ces réseaux d'une transformation majeure du mix électrique, et plus précisément l'effet des phénomènes suivants :

- La pénétration massive des énergies renouvelables, et leur impact sur les réseaux régionaux et de grand transport et d'interconnexion, en fonction de la localisation des installations de production.
- L'accroissement des échanges d'électricité, via les marchés européens et leur impact sur les réseaux de grand transport et d'interconnexion.
- l'évolution du parc nucléaire et la localisation des réacteurs susceptibles d'être arrêtés d'ici 2035, et l'impact sur les besoins d'adaptation du réseau.
- l'évolution de la consommation.
- L'appropriation des enjeux énergétiques aux mailles locales et territoriales et leur impact sur les réseaux régionaux, mais aussi à l'échelle du réseau de grand transport.

Les délais pour développer et adapter le réseau peuvent être longs et posent la question de l'anticipation des développements nécessaires, notamment pour accueillir les EnR : un groupe de travail ad-hoc est lancé, en parallèle de l'élaboration du SDDR, afin de trouver des leviers d'anticipation possible et de répondre aux problématiques associées.

Les analyses seront découpées en trois parties : l'élaboration des hypothèses, la modélisation du réseau électrique et la caractérisation des résultats souhaités pour cette étude. Les parties prenantes sont invitées à émettre des retours sur les différents aspects de cette consultation.

3. L'élaboration des hypothèses

Les analyses du volet prospectif du SDDR seront réalisées sur la base des scénarios du Bilan Prévisionnel 2017, et en proposant pour chacun d'entre eux des méthodes de répartition des hypothèses nationales à des mailles plus localisées. Ce passage est indispensable pour évaluer l'impact de ces scénarios sur les évolutions du réseau électrique.

3.1. Les scénarios retenus

3.1.1. Les scénarios du Bilan prévisionnel

Les scénarios du Bilan prévisionnel sont décrits en détail dans le rapport complet publié en janvier 2018. Ils ont été versés au débat en cours sur la révision de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE) et ont été présentés dans différents ateliers et documents (atelier préparatoire sur le mix électrique, ateliers de controverse et d'information organisés par la CNDP). Les scénarios *Ampère* et *Volt* ont par ailleurs été présentés en détails par le Gouvernement dans le dossier du maître d'ouvrage⁴.

Afin de pouvoir apporter des éléments d'éclairage sur le coût total des scénarios au débat pour la révision de la PPE, RTE souhaite privilégier l'analyse du développement du réseau sur les scénarios les plus pertinents au vu de l'évolution actuelle du débat.

1 – Une étude détaillée basée sur les scénarios *Ampère*, *Volt*, et leurs principales variantes

- **Scénario Ampère** : le scénario Ampère repose sur une logique de substitution de la production nucléaire par les énergies renouvelables, jusqu'à atteindre l'objectif de 50% pour la part du nucléaire dans la production d'électricité, et sans construction de nouveau moyen thermique. Dans le scénario Ampère, cet objectif est atteint en 2030 et est réalisé sans mise en service de nouveau moyen thermique à combustible fossile.
- **Scénario Volt** : le scénario Volt suit une logique de pilotage économique du parc nucléaire dans un contexte de développement soutenu des EnR. Il conduit à une capacité nucléaire de 55 GW à horizon 2035.

Les principales variantes de ces scénarios seront également étudiées, comme « Ampère 2 » (variante adoptant la même logique de substitution entre production nucléaire et production EnR, mais avec une hypothèse de trajectoire médiane de développement des EnR) ou « Ampère + » (variante consistant à prolonger la logique de substitution entre nucléaire et EnR au-delà de 2030 – cette variante a été demandée par de nombreuses parties prenantes et discutée lors de la réunion de la CPSR du 13 avril 2018).

2 – Une étude générique du scénario *Watt*

La discussion de la CPSR du 13 avril 2018 a permis à certaines parties prenantes de demander une poursuite des études sur le scénario *Watt*.

⁴ Ces deux scénarios sont en effet les deux seuls scénarios du BP 2017 à respecter l'objectif de ne pas engager de nouveaux projets de centrales thermiques à combustible fossile.

- **Scénario Watt** : ce scénario repose sur un déclassement systématique des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement, conduisant à une capacité nucléaire de 8 GW à horizon 2035 et à une part des EnR dans le mix de 70%.

3 – Pas d'étude spécifique sur le scénario Hertz

Les expressions recueillies lors de réunion du 13 avril 2018 concourent à ne pas privilégier l'étude du scénario Hertz dans un cadre temporel par ailleurs déjà contraint.

- **Scénario Hertz** : ce scénario envisage le développement de nouveaux moyens thermiques pour réduire plus rapidement la part du nucléaire dans le mix de production, tout en limitant le développement de nouveaux moyens thermiques dans le but de ne pas dépasser le niveau actuel d'émissions de CO₂ du système électrique.

Question 3 : sur les scénarios retenus pour l'élaboration du SDDR

Est-ce que le choix d'explorer tous les scénarios du Bilan prévisionnel dans le sens exposé ci-dessus vous semble pertinent ? Avez-vous d'autres scénarios ou variantes à proposer ?

3.1.2. L'actualisation des études en fonction des projets de PPE

Dans l'hypothèse où un projet de la PPE est rendu public à la mi année 2018, il existe un intérêt évident à ce que les études du SDDR puissent être actualisées pour en tenir compte. Ainsi, le document publié par RTE à horizon octobre 2018 contiendrait les informations les plus à jour sur les trajectoires pour les différentes filières concernées à horizon 2028.

Question 4 : sur le lien avec la PPE en cours d'élaboration

Etes-vous favorable à ce que, malgré le calendrier contraint, une étude intégrant les informations les plus à jour sur la PPE soit prise en compte dans SDDR 2018 ?

3.2. Les hypothèses de localisation de la production et de la consommation à partir des scénarios nationaux

Les hypothèses de production et de consommation établies dans le Bilan Prévisionnel sont présentées au périmètre national (en intégrant une vision européenne). Les analyses sur le développement du réseau nécessitent de répartir les hypothèses sur des mailles plus locales. Cette déclinaison requiert des méthodologies spécifiques de projection afin d'explorer différentes répartitions possibles des phénomènes de la transition énergétique sur le territoire français.

3.2.1. L'évolution régionale de la consommation électrique

La croissance de la consommation a été, pendant des décennies, la raison principale des évolutions du réseau. Néanmoins depuis quelques années, celle-ci ne croît plus avec la même dynamique et s'oriente

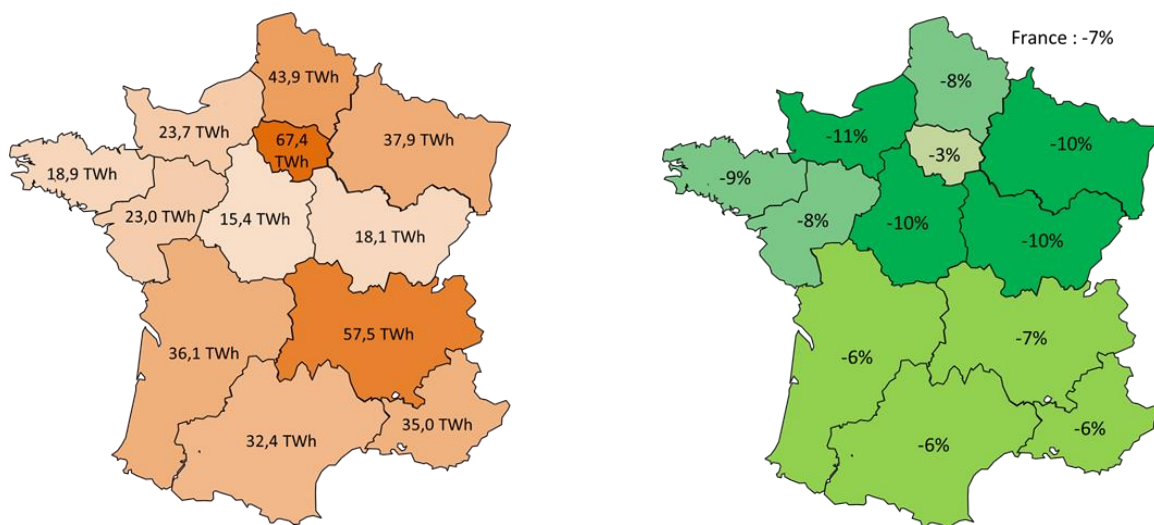
vers une stagnation voire une baisse. La connaissance fine de l'évolution de la consommation est néanmoins nécessaire pour prendre en compte les dynamiques locales liées à l'évolution de certains usages (véhicules électriques, *data centers*...) conduisant à des besoins de renforcement sur certaines zones du réseau (Ile-de France...).

3.2.1.1. Méthode principale : une répartition de la consommation fondée sur une analyse prospective des évolutions locales

En tenant compte du profil historique régionalisé, des projections de consommation sont effectuées sur chaque région en fonction des dynamiques locales (population, emploi, type de logements construits) et des dynamiques nationales (industrie, diffusion de l'efficacité énergétique). Une estimation de la courbe de charge de chaque région à conditions normales de températures est ainsi reconstituée aux différents horizons et tenant compte de dynamiques territoriales. Par exemple, le développement du chauffage électrique et de la climatisation est plus sensible dans le sud de la France. De même, le développement de la mobilité électrique est susceptible de concerner en priorité les régions densément peuplées.

En partenariat avec les gestionnaires de réseau de distribution, ces évolutions de consommation territoriales sont affinées localement en tenant notamment compte des raccordements prévisionnels de nouvelles consommations ainsi que des transferts de charge liés à la réorganisation du réseau de distribution.

A titre d'exemple, dans le scénario *Volt*, la trajectoire de consommation 2035, en diminution d'environ 7% par rapport à aujourd'hui (442 TWh), pourrait être déclinée de la façon suivante.



Evolution régionale de la consommation en énergie entre 2016 et 2035 du scénario Volt

Cette méthode de localisation de la consommation est le résultat d'un processus de concertation avec les gestionnaires de réseau de distribution. Elle repose sur un historique important en matière de comportement des consommateurs.

Toutefois, avec les changements d'usages envisagés sur le long terme, cette méthode peut comporter certaines limites, notamment s'agissant des usages récents (ex : véhicule électrique) pour lesquels les perspectives de développement local sont difficiles à anticiper sur le long terme.

Consommation hors pertes (TWh)	2016	2035	2035	2035	2035
		Trajectoire basse	Trajectoire intermédiaire 2 (Watt)	Trajectoire intermédiaire 3 (Volt)	Trajectoire haute (Ampère)
Auvergne-Rhône-Alpes	61,6	51,4	53,9	57,5	62,0
Hauts-de-France	47,5	39,6	41,3	43,9	47,3
PACA	37,3	31,5	32,6	35,0	37,5
Grand Est	42,0	34,0	35,4	37,9	41,1
Occitanie	34,7	28,9	30,1	32,4	34,7
Normandie	26,6	21,6	22,1	23,7	25,1
Nouvelle Aquitaine	38,5	31,9	33,3	36,1	39,3
Centre-Val de Loire	17,1	13,8	14,2	15,4	16,6
Bourgogne-Franche-Comté	20,0	16,3	16,8	18,1	19,4
Bretagne	20,7	17,0	17,6	18,9	20,1
Pays de la Loire	24,9	20,6	21,4	23,0	24,6
Ile-de-France	69,6	59,0	61,2	67,4	76,9

Répartition régionale de la consommation selon la méthode principale à l'horizon 2035

Question 5 : sur les méthodes de localisation de la consommation électrique

Est-ce que la méthode de localisation proposée pour la consommation vous semble pertinente ?
Avez-vous d'autres méthodes de localisation à considérer pour la consommation ?

Question 6 : sur les dynamiques régionales en termes de consommation électrique

Êtes-vous favorable à l'utilisation des valeurs affichées dans le tableau « Répartition régionale de la consommation selon la méthode principale à l'horizon 2035 » ? Pensez-vous que ces valeurs reflètent bien les différentes dynamiques régionales en termes d'évolution de la consommation ?
Si non, avez-vous d'autres projections/sources à proposer (quels que soient l'horizon ou la maille géographique) ?

Question 7 : sur les nouveaux usages

Avez-vous des projections/sources d'évolutions localisées des nouveaux usages (véhicules électriques, data centers, ...), et/ou de leur consommation aux différents horizons ?

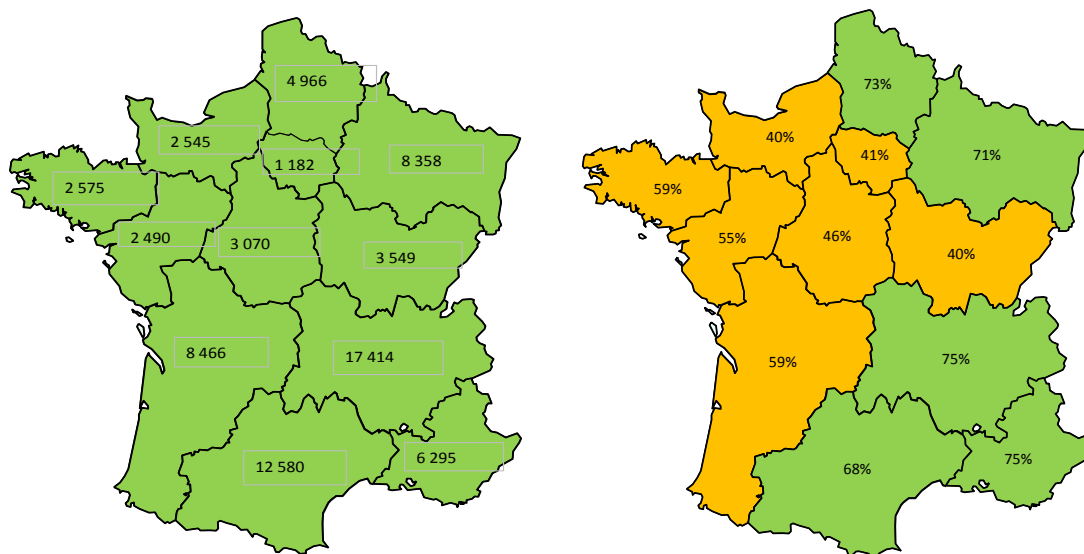
3.2.2. L'évolution régionale des énergies renouvelables terrestres

Les EnR terrestres (photovoltaïque et éolien pour l'essentiel) constituent un déterminant de premier ordre justifiant les évolutions à moyen et long terme du réseau. La localisation des volumes prévus selon les différentes trajectoires de prévision n'est pas un exercice simple car il dépend de critères techniques, économiques, environnementaux, sociétaux et politiques.

Pour réaliser une étude approfondie de l'impact de la répartition des EnR sur le dimensionnement du réseau, RTE envisage de réaliser des simulations sur la base de quatre principes différents de localisation des renouvelables : (1) poursuite des dynamiques actuelles, (2) minimisation du coût réseau, (3) minimisation du coût du scénario pour la collectivité, (4) réalisation des ambitions des territoires.

3.2.2.1. Méthode historique : Une répartition des EnR fondée sur les ambitions des SRCAE et la dynamique constatée des S3REnR

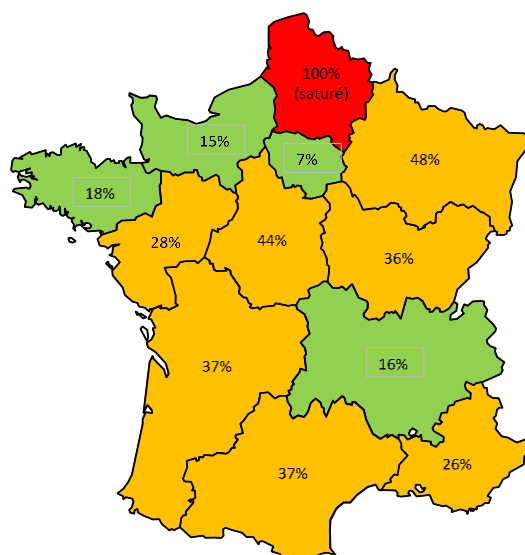
Cette première méthode vise à répartir le gisement d'EnR sur les différentes régions en fonction de la dynamique de réalisation des SRCAE à date. Ainsi, la production installée est définie en fonction de l'écart entre les objectifs SRCAE et le développement effectif des EnR sur chaque région, avec un principe de rattrapage des objectifs. Par conséquent, plus le taux de remplissage est faible et plus la part de puissance installée est grande. Lorsque l'objectif est rempli, la croissance de puissance installée est alors proportionnelle à l'objectif des SRCAE.



Ambitions du SRCAE à l'horizon 2020 (hydraulique inclus) en MW et agrégées à l'échelle des nouvelles régions (à gauche) et atteinte à fin 2017 de ces objectifs (à droite)

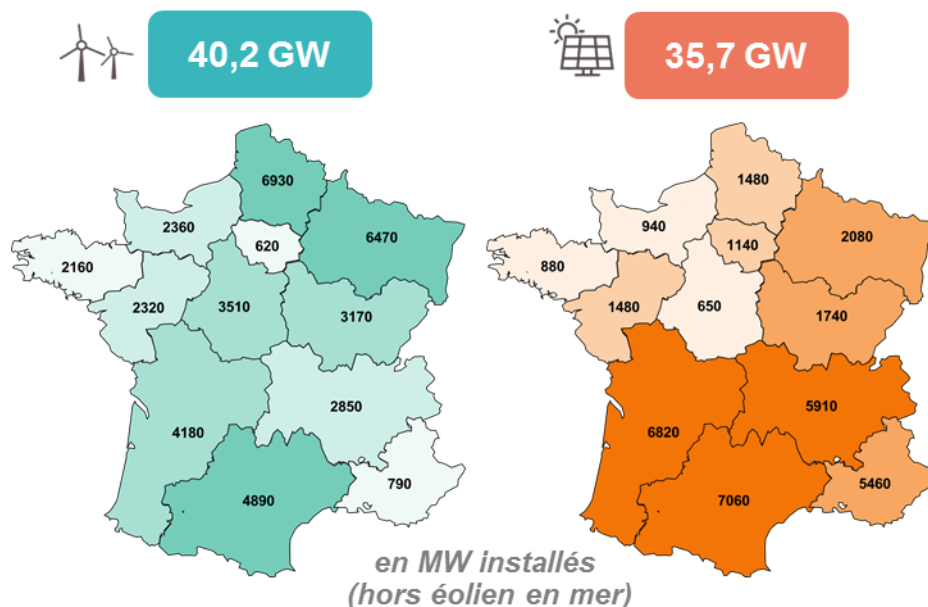
L'application de cette logique aboutit à une clé de répartition régionale qui est ensuite déclinée à des mailles encore plus locales pour permettre les études de réseaux. La déclinaison à la maille poste est réalisée en fonction des capacités réservées au titre des S3REnR sur chaque poste⁵. Ainsi, la production EnR affectée à un poste est d'autant plus grande que la capacité disponible sur le poste est importante.

⁵ La capacité réservée d'un poste est une donnée de référence issue du site <http://www.capareseau.fr/>



Taux d'affectation des capacités EnR au titre des S3REnR (en service + en développement à fin 2017)

La règle de répartition précédemment exposée permet de définir les enveloppes d'installation par région à l'horizon 2035.



Répartition régionale des EnR selon la méthode principale à l'horizon 2035 pour la trajectoire « PPE »

Le détail des répartitions régionales de la production éolienne terrestre et photovoltaïque, sur les trajectoires « tendancielle », « PPE » et « PPE haut » est présenté en annexe 4.

Cette méthode est transparente car construite sur des données publiques.

Toutefois, elle ne permet pas de rendre compte des effets de profondeur des gisements d'EnR au niveau local. L'accélération du déploiement des EnR pourrait effectivement saturer certains gisements de productibles (éolien et solaire), et inciter les producteurs à en exploiter de nouveaux. Or, la répartition obtenue ne considère aucune limite de gisement et ne crée pas de points d'injection nouveaux sur le réseau. Toutefois, en considérant que les localisations identifiées par les producteurs

correspondent déjà aux zones où les facteurs de charge sont les plus élevés (en tenant compte tout de même d'autres problématiques, comme l'acceptabilité ou la disponibilité du foncier), la méthode peut être vue comme intégrant dans une certaine mesure le futur productible EnR.

3.2.2.2. Deuxième principe : une répartition des EnR fondée sur l'optimisation du réseau existant

Le second principe de développement proposé repose sur la minimisation des coûts de développement du réseau pour l'accueil des gisements EnR. Elle consiste donc à ventiler la production EnR sur les postes électriques qui offrent le plus de capacité d'accueil au regard des contraintes que cette production causerait sur le réseau.

Les postes éligibles pour le placement des EnR sont ceux qui détiennent déjà de la production EnR raccordée ou en file d'attente. Un potentiel de raccordement est estimé comme la capacité maximale pouvant être ajoutée avant mise en contrainte du réseau. Les potentiels d'accueil éoliens et photovoltaïques ainsi calculés constituent alors les clés de ventilation des gisements globaux : les moyens de production EnR sont alors répartis proportionnellement aux potentiels d'accueil identifiés.

Cette méthode diminue bien le niveau des contraintes sur le réseau liées à l'arrivée des EnR comparativement à la méthode principale. Bien que théorique, cette modélisation offre une vision optimisée du placement des EnR d'un point de vue du réseau et constituera une base de comparaison en matière de coûts du réseau.

A l'instar de la première méthode, cette répartition ne repose pas sur des potentiels de gisements de vent et d'ensoleillement. La minimisation des coûts pour le réseau n'est donc a priori pas optimale en matière de localisation des gisements, car les meilleurs potentiels de productible ne sont pas exploités prioritairement.

3.2.2.3. Troisième principe : une planification conjointe du productible EnR et du réseau

La troisième méthode proposée consiste à prévoir un placement des EnR intégrant les contraintes de réseau ainsi que les contraintes de gisement, dans une optique de minimisation du coût d'ensemble. Les arbitrages les plus économiques sont alors recherchés entre les coûts de développement de réseau et l'exploitation des gisements les plus performants.

L'intérêt de la méthode consiste dans la comparaison économique entre la perte sur le productible, liée à des régimes de vent moins favorables et le gain sur le réseau lié à de moindres limitations.

Cette troisième méthode nécessite une sophistication poussée de la modélisation pour intégrer des contraintes de natures très différentes avec le niveau de finesse requis, et nécessite encore une instruction technique. RTE présentera des résultats sur la base de cette méthode dans la mesure où ceux-ci auront atteint le degré de robustesse nécessaire.

3.2.2.4. Quatrième principe : Une répartition fondée sur de ambitions régionales

Les trois méthodes proposées procèdent d'approches « top-down » consistant à répartir un volume national sur les différentes mailles territoriales identifiées. Une autre méthode consisterait à intégrer comme entrée les visions territoriales ou régionales existantes, et à construire sur cette base une vision nationale en analysant les conséquences pour le réseau (approche « bottom-up »). L'agrégation de ces ambitions à la maille nationale peut ne pas se réconcilier avec les différentes trajectoires d'évolutions des EnR évoquées dans le BP.

Certaines prospectives régionales d'évolution des énergies renouvelables existent déjà, elles sont par exemple établies à l'occasion de la préparation des SRADDET ou d'autres travaux sur les ambitions locales d'insertion des énergies renouvelables. Cette méthode vise à les prendre en compte et à les comparer aux résultats des déclinaisons précédemment évoquées.

Question 8 : sur les méthodes de localisation des EnR terrestres

Êtes-vous favorable à une analyse des impacts sur le réseau selon les méthodes proposées ? Parmi les différentes méthodes, lesquelles semblent, selon vous, devoir nécessiter une instruction prioritaire ?

Question 9 : sur les dynamiques régionales en termes de développement des EnR

Pensez-vous que les niveaux de capacités installées en EnR obtenus pour chaque région avec les méthodes de localisation proposées (voir cartes ci-dessous et tableau détaillé en annexe) reflètent bien les différentes dynamiques régionales en termes d'évolution de la production EnR ? Si non, avez-vous d'autres projections/sources à proposer ?

3.2.3. L'émergence des parcs éoliens en mer sur les différentes façades maritimes

S'agissant de l'éolien en mer, les hypothèses sur la localisation doivent obéir à d'autres principes :

- Pour les premiers appels d'offres réalisés ou annoncés par l'Etat (AO1, AO2, AO3, AO4), les sites sont identifiés et permettent déjà la réalisation d'études détaillées.
- Au-delà, les études doivent porter sur les différentes façades maritimes identifiées pour l'évaluation des potentiels dans le cadre de l'élaboration des documents stratégiques de façade (DSF). Ces façades sont : Méditerranée (MED), Sud-Atlantique (SA), Nord-Atlantique/Manche-Ouest (NAMO), Manche-Est/Mer du Nord (MEMN).

L'état initial pour réaliser le calcul repose sur les projets de la filière déjà décidés, soit 4 GW avec le volume de l'ensemble des appels d'offres d'éolien en mer déjà attribués ou prévus.

Façade Maritime	Localisation du parc éolien en mer	Poste de raccordement	Puissance installée (MW)	Appel d'offres
NAMO (Nord Atlantique - Manche Ouest)	Yeu - Noirmoutier	Soullans	500	AO2
	Saint-Brieuc	Saint-Brieuc	480	AO1
	Saint-Nazaire	Saint-Nazaire	480	AO1
MEMN (Manche Est - Mer du Nord)	Dunkerque	Grande-Synthe	500	AO3
	Dieppe - Le Tréport	Penly	500	AO2
	Fécamp	Sainneville	500	AO1
	Calvados (Courseulles-sur-Mer)	Ranville	450	AO1
SA (Sud Atlantique)	Oléron	Preguillac	500	AO4

Liste des parcs d'éolien en mer prévus par les appels d'offres (en bleu les parcs déjà attribués, en orange / rouge, les appels d'offre à venir)

3.2.3.1. Méthode principale : Une répartition fondée sur l'optimisation du réseau existant

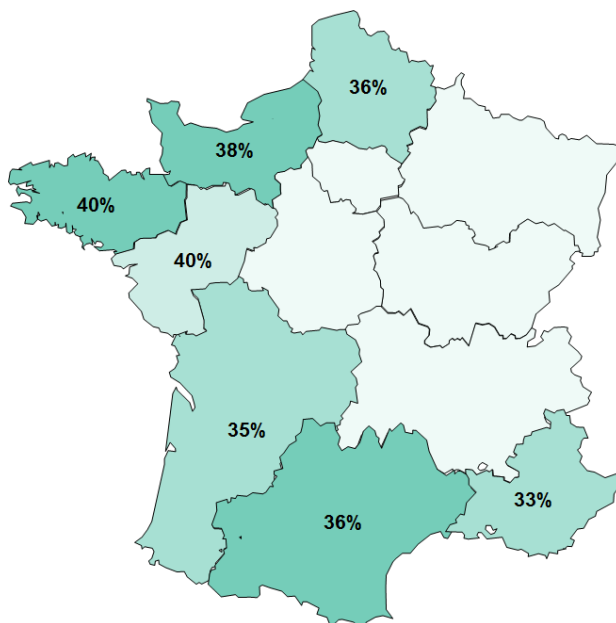
Les études sont basées sur l'évaluation de la capacité d'accueil du réseau par façade maritime. Cette évaluation prend en compte tous les éléments techniques connus à ce jour (palier technologique, objectif de la filière, impacts...). Ces éléments permettent de fournir une répartition sur le territoire du volume d'éolien en mer installé par scénario du Bilan Prévisionnel.

Pour chaque façade, une capacité totale d'accueil de production est évaluée. Cette évaluation se base sur une première sélection de postes électriques 400 kV pouvant accueillir de la production par façade. La capacité pouvant être ajoutée est ensuite déterminée en testant un ensemble de répartition des installations offshore sur les postes d'accueil à partir des contraintes dimensionnantes rencontrées sur le réseau. Une capacité maximale est alors déterminée pour chaque façade, avec une répartition optimale des parcs sur les postes d'accueil.

La localisation du productible d'éolien en mer est ensuite répartie entre les façades maritimes en cohérence avec les objectifs de la filière, les enveloppes proposées par le Bilan Prévisionnel et la répartition optimale obtenue.

3.2.3.2. Méthode alternative 1 : Une répartition fondée sur l'optimisation conjointe du productible offshore et du réseau

La méthode précédente conduit à rechercher une minimisation des impacts sur le réseau. Comme pour les énergies renouvelables terrestres, il est possible d'envisager un principe de répartition différent en intégrant une prise en compte des facteurs de charge.



Taux de charge régionalisé de la production éolienne offshore

Question 10 : sur les méthodes de localisation des parcs éoliens en mer

Êtes-vous favorable à une analyse des impacts sur le réseau de différentes méthodes de localisation des parcs éoliens en mer ? Y aurait-il d'autres méthodes de localisation à considérer ? Avez-vous des projections/sources à proposer quant à l'arrivée des parcs éoliens en mer ?

3.2.4. Le déclassement du nucléaire

Le rythme de déclassement du parc nucléaire répond à une logique propre à chaque scénario. Par exemple, dans le scénario *Ampère*, le rythme de déclassement d'un réacteur s'effectue en cohérence avec le rythme de développement des énergies renouvelables. Dans le scénario *Volt*, le déclassement du nucléaire suit une logique de pilotage économique permettant d'assurer la rentabilité de la filière.

La localisation précise des réacteurs qui seront déclassés aura un impact a priori fort sur les flux d'électricité sur le réseau, mais cette localisation reste toutefois très incertaine à ce stade.

RTE propose donc différentes méthodes de répartition géographique des réacteurs déclassés dans chaque scénario. Ces méthodes ne préjugent en aucun cas des choix qui pourront être faits par les pouvoirs publics et l'exploitant, mais seront construites afin de disposer d'un large éventail des possibles et de tester la résilience du réseau face à des scénarios de localisation des déclassés très contrastés.

La méthode de localisation proposée, en cohérence avec le Bilan prévisionnel, consiste à s'appuyer sur le calendrier des visites décennales des différentes tranches de centrale nucléaire. Le nombre de réacteurs à déclasser par an est donné dans chaque scénario du BP. Le choix de déclassement d'un réacteur intervient à l'occasion de visites décennales.

La méthode précédente pourra être complétée de variantes « géographiques » permettant de simuler les contraintes engendrées par des choix de localisation spécifique (fleuves, bord de mer).

Question 11 : sur l'évolution du parc nucléaire

Avez-vous des commentaires à formuler sur les principes proposés par RTE ?

3.3. Les combinaisons d'hypothèses

La combinatoire possible entre l'ensemble des scénarios et des méthodes de localisation proposés peut conduire à la construction de près de 150 variantes différentes. Ce nombre important de combinaisons ne pourra toutefois pas être analysé et restitué de manière exhaustive dans le rapport du SDDR et des choix doivent être faits sur les combinaisons privilégiées à étudier.

Question 12 : sur les combinaisons

Quel est selon vous la ou les combinaisons à privilégier pour l'analyse des différents paramètres mentionnés ?

SYNTHESE DE LA TROISIEME PARTIE

La construction des hypothèses pour le SDDR s'appuiera sur les scénarios mis en débat à travers la publication du Bilan prévisionnel 2017 de RTE. Parmi ceux-là, les scénarios Ampère et Volt, qui ont été présentés par le Gouvernement dans le dossier du maître d'ouvrage, feront l'objet d'explorations plus approfondies.

Le passage d'hypothèses nationales à des hypothèses localisées est indispensable pour évaluer l'impact de ces scénarios sur les évolutions du réseau électrique. RTE propose des méthodes de localisation des différents phénomènes de la transition énergétique :

- Consommation :
 - Méthode principale : Cette méthode se fonde sur une analyse prospective des usages selon les zones, en lien avec les distributeurs
- EnR terrestres :
 - Méthode principale : poursuite des dynamiques actuelles
 - Méthode n°2 : minimisation du coût réseau
 - Méthode n°3 : minimisation du coût pour la collectivité
 - Méthode n°4 : réalisation des ambitions des territoires
- Eolien en mer :
 - Méthode principale : minimisation du coût réseau
 - Méthode alternative 1 : minimisation du coût pour la collectivité
- Nucléaire :
 - Méthode principale : prise en compte de la durée effective de fonctionnement
 - Variantes géographiques

4. La modélisation du réseau électrique

Les analyses prospectives menées pour élaborer le SDDR reposent sur une modélisation poussée du réseau. Dans le cadre du SDDR 2018, RTE souhaite mettre en débat de manière spécifique :

- l'apport des solutions « smart grids » afin de vérifier dans quelle mesure elles peuvent accompagner l'adaptation de l'infrastructure et/ou en réduire le coût ;
- les éléments économiques utilisés dans le cadre du chiffrage ;
- les stratégies de développement du réseau en avenir incertain, et donc la question centrale des temporalités et des regrets dans la prise de décision.

4.1. Le réseau existant et ses limites

4.1.1. La description du réseau

L'ensemble du réseau de transport (lignes, postes, transformateurs) est modélisé dans les outils de simulation de RTE. Les évolutions de réseau déjà décidées (mais non encore construites) sont intégrées au réseau en fonction de l'horizon choisi. Par exemple, pour 2025, toutes les évolutions de réseau développées avant 2025 sont intégrées.

Les analyses prospectives menées pour élaborer le SDDR reposent sur des simplifications car elles portent sur l'ensemble des évolutions possibles du réseau électrique français à des horizons de long terme, sur un nombre très important de scénarios. En cela, elles diffèrent des études très détaillées réalisées dans le cadre de la prise de décision effective projet par projet. Notamment, deux types de simplification seront opérés pour les analyses prospectives sur l'évolution du réseau à horizon 2025-2035 :

- les impacts des scénarios seront découplés entre réseau de grand transport et réseaux régionaux ;
- les besoins résultant de l'obsolescence de certains ouvrages du réseau d'une part et du développement de nouveaux projets d'autre part seront analysés séparément.

La pratique décisionnelle de RTE repose sur des analyses plus poussées sur ces deux aspects. **Ces simplifications conduiront à des analyses portant sur les ordres de grandeur, qui ne sauront présager des études détaillées.**

4.1.2. La détection des contraintes

Les calculs de transit électrique sont menés sur un éventail très large de situations possibles en matière de production et de consommation. Ces simulations permettent de comparer le transit obtenu dans chaque situation au transit maximal admissible sur chacune des infrastructures. Ces analyses permettent de quantifier les congestions sur les lignes et transformateurs du réseau. Ces congestions sont généralement appelées « contraintes » et correspondent à un dépassement des seuils techniques admissibles sur les matériels.

Seules les contraintes en transit seront regardées. L'évaluation des autres typologies de contraintes (tension, stabilité,...) nécessiterait de pouvoir prévoir avec précision l'évolution des puissances réactives sur le réseau, ce qui n'est pas atteignable dans le cadre du SDDR.

4.1.3. La résolution des contraintes par la comparaison des solutions

Pour déterminer les solutions les plus adaptées à la résolution des congestions, les contraintes identifiées sont « pesées » en leur attribuant le coût qu'elles représentent pour la collectivité. Par exemple, si un réseau sous-dimensionné empêche l'évacuation de la production des EnR, il faut évaluer le coût associé à cette perte. Des solutions d'évolution du réseau sont alors proposées, et elles ne sont envisagées que si le coût complet de la solution est inférieur au coût complet de la contrainte.

Plusieurs solutions sont ensuite considérées, et c'est celle qui présente la meilleure analyse coût-bénéfice pour la collectivité qui est *in fine* retenue. Si aucune solution n'est justifiable économiquement pour soulager la contrainte, les congestions résiduelles sur le réseau sont gérées par des leviers d'exploitation allant de la désoptimisation du parc de production jusqu'à, dans de très rares cas, la coupure de consommation. **L'analyse – en ordre de grandeur – de ces « coûts de redispatching » (qui ont pu croître fortement en Allemagne, par exemple) est un objectif du SDDR.**

La stratégie retenue est établie sur l'optimum économique qui assure un équilibre entre investissements et coûts d'exploitation du système (coût des congestions). Il s'agit d'une simplification car dans les études plus détaillées, RTE s'appuie sur l'historique des analyses des zones concernées, affinant ainsi les coûts des solutions éligibles. Par ailleurs, dans les études détaillées, RTE évalue de manière exhaustive les impacts environnementaux et sociétaux des projets. La décision finale de construction ou de renouvellement d'une infrastructure est donc prise à partir d'une évaluation globale de la situation et pas uniquement sur un critère technico-économique.

4.2. Les solutions pour adapter le réseau et leurs coûts

4.2.1. Utiliser une méthode transparente pour les coûts du réseau

Dans le cadre des études détaillées, les solutions techniques sont proposées en tenant compte des spécificités de la zone étudiée (topologie du réseau, caractéristiques du patrimoine, nature du territoire...). L'éventail des solutions à disposition est très large, avec des dispositifs qui doivent être optimisés en intégrant les enjeux du territoire et des enjeux environnementaux. Dans sa démarche d'étude itérative, RTE affine tout au long du processus décisionnel le coût des solutions.

Ce raffinement étant impossible pour les études prospectives du SDDR, cette analyse s'appuiera sur des solutions standardisées pour répondre aux contraintes de transit sur le réseau en fonction du niveau de contraintes détectées et de la valorisation associée à celles-ci. Les coûts employés dans les études prospectives sont présentés ci-dessous, avec une hypothèse basse et une hypothèse haute.

Les coûts présentés dans le tableau ci-dessous intègrent les dépenses sèches (couvrant les coûts d'études, de fournitures et de travaux), les dépenses particulières (couvrant le plan d'accompagnement du projet et les indemnités diverses) et les frais de main d'œuvre de RTE. Ils n'intègrent pas les coûts de maintenance et d'exploitation des ouvrages construits, les intérêts intercalaires, ou encore certaines mesures d'évitement et de compensation.

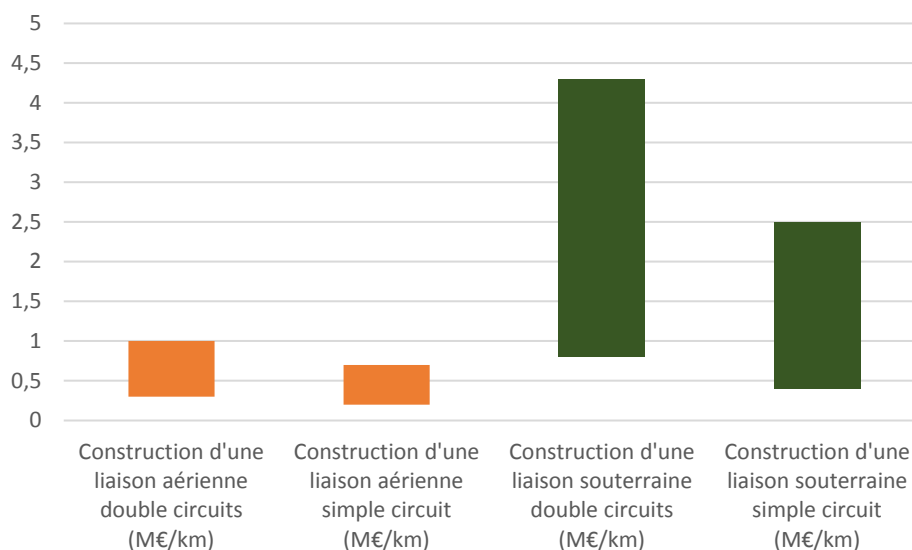
L'année de référence des coûts est 2018. La méthodologie retenue dans le projet e-Highway 2050⁶ pour transposer les coûts des solutions à long terme, montre que l'inflation des coûts de matière première et de main d'œuvre aux horizons étudiés (au plus tard 2035) est du second ordre par rapport

⁶ "In response to the call ENERGY.2012.7.2.1, the overarching objective of e-Highway2050 is to develop a top-down planning methodology to provide a first version of a modular and robust expansion plan for the Pan-European Transmission Network from 2020 to 2050, in line with the pillars of European energy policy" (<http://www.e-highway2050.eu/>)

aux incertitudes des projets envisagés (consistance des solutions, environnement traversé et aux longueurs des tracés).

L'utilisation de fourchettes de coûts permettra de traduire les incertitudes associées au chiffrage des scénarios.

Solutions d'évolution du réseau		Fourchette de coûts	
		Bas	Haut
63kV	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	2,8	5,2
	Installation d'un transformateur déphaseur (M€/u)	1,5	2,7
	Levée de limitations poste (M€/cellule)	0,1	0,5
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,3	0,7
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,2	0,5
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	0,8	3,5
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,4	2,1
90kV	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	4,2	7,8
	Installation d'un transformateur déphaseur (M€/u)	2,3	4,1
	Levée de limitations poste (M€/cellule)	0,2	0,8
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,5	1,1
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,3	0,8
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,2	5,3
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,6	3,2
225kV	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	5,6	10,4
	Plateforme offshore (M€/u)	100	130
	Installation d'un transformateur (M€/u)	2,1	3,9
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,6	0,8
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,4	1
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,3	0,7
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,5	5,3
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,8	2,9
	Construction d'une liaison sous-marine - plateforme (M€/km)	2,6	4,6
400kV	Création d'un poste sans transformation (M€/u)	10,5	19,5
	Installation d'un autotransformateur (M€/u)	4,2	7,8
	Changement de conducteurs (M€/km)	0,4	1,3
	Construction d'une liaison aérienne double circuits (M€/km)	0,8	2,1
	Construction d'une liaison aérienne simple circuit (M€/km)	0,6	1,2
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	2,2	6,6
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	1,1	3,4
320kV DC	Création de 2 stations de conversion avec raccordement (M€/u)	154	305,5
	Construction d'une liaison souterraine double circuits (M€/km)	1,3	3,9
	Construction d'une liaison souterraine simple circuit (M€/km)	0,6	2,1
	Construction d'une liaison sous-marine (M€/km)	0,8	2,8



Exemple de fourchettes de coût pour les infrastructures 63kV

4.2.2. Analyser la contribution des « smart grids »

Le développement des « smart grids » constitue une opportunité pour l'accompagnement de la transition énergétique.

La valeur des nouvelles flexibilités comme l'effacement ou le stockage a fait l'objet d'études spécifiques de RTE en juillet 2015 puis en juillet 2017 (« Valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents⁷ »), dans le cadre de demandes des ministres de l'énergie et de l'économie et sous la forme d'un partenariat avec l'ADEME, ENDIS et l'ADEEF. L'utilisation industrielle de batteries pour répondre aux besoins du réseau fait l'objet de projets dédiés avec notamment le projet Ringo.

Dans le cadre du SDDR, l'étude prospective portera spécifiquement sur les flexibilités suivantes :

- l'automate d'écêtement de production, qui permet d'écêter temporairement la production d'énergie renouvelable dans la zone, et d'éviter une propagation de l'aléa sur d'autres zones du réseau. En contrepartie d'un nombre de cas restreint où la production EnR ne peut être évacuée et doit donc être réduite, l'utilisation de ce levier permet d'éviter des développement de réseau. Les coûts considérés pour l'automate seront entre 35 et 50k€ par liaison équipée.
- le *Dynamic Line Rating* (DLR), qui permet de dépasser le dimensionnement normatif des ouvrages et d'adapter la capacité de transit des lignes aériennes aux conditions climatiques rencontrées en temps réel. Le DLR permet notamment de tirer profit de l'effet du refroidissement des câbles des liaisons aériennes par le vent. Ce levier peut, par exemple, permettre d'éviter de doubler une liaison aérienne existante si le transit s'accroît, à condition que le potentiel de vent soit favorable. Les coûts considérés seront entre 5 et 10k€ par km de ligne équipée.

L'analyse visera à déterminer dans quelles mesures l'utilisation de ces leviers pourrait se généraliser à terme.

⁷ Synthèse commune : https://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_synthese-commune_2017.pdf

Contribution de RTE : rapport abrégé https://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_abrege_2017.pdf et rapport complet https://www.rte-france.com/sites/default/files/rei_2017_complet_8.pdf

Question 13 : sur les solutions d'évolution du réseau

Êtes-vous d'accord avec l'ensemble des solutions d'évolution du réseau considérées (infrastructures, solutions *smart grids*, ...) ? Avez-vous d'autres solutions d'évolution du réseau à proposer en complément ?

Pensez-vous que certaines solutions d'évolution du réseau doivent être mises en œuvre de manière privilégiée ? (exemple : souterrain vs aérien / *smart grids* vs infrastructure structurante) ? Même si ces solutions ne constituent pas la solution technico-économique optimale ?

Question 14 : sur les coûts des solutions d'évolution du réseau

Est-ce que les coûts proposés pour les différentes solutions vous semblent pertinents ? Avez-vous d'autres sources à proposer ?

4.3. Les décisions en avenir incertain

Le champ des possibles dans le cadre des analyses menées sur ce SDDR est défini par les différents scénarios (hypothèses d'évolution de la production et de la consommation) et leur localisation (combinatoire d'un grand nombre de scénarios possibles). Ces scénarios conduisant à des contraintes différentes, la solution optimale d'évolution du réseau diffère selon le scénario envisagé.

Or, compte tenu des délais de réalisation des infrastructures, la plupart des décisions d'investissement de réseau sont lancées en amont de la matérialisation effective des contraintes sur les horizons simulés. **Les principes de dimensionnement du réseau en avenir incertain figurent aujourd'hui parmi les questions centrales pour RTE.**

Pour prendre les décisions d'investissement sur le réseau, différentes méthodes d'aide à la décision en avenir incertain sont utilisées :

- **La méthode des options réelles**, qui vise à intégrer les meilleures informations disponibles au moment de la prise de décision. Elle nécessite une mise en probabilité explicite des différents scénarios à travers l'utilisation d'arbres de décision, et intègre l'aspect temporel des investissements. Les probabilités peuvent être « objectives » (basées sur des statistiques), « qualitatives » ou « subjectives » (fondées sur des dires d'expert). Au vu de la difficulté à déterminer avec un niveau de confiance suffisant les probabilités associées à chaque scénario, c'est souvent l'utilisation « réciproque » de la méthode qui est retenue : elle consiste à rechercher le niveau de probabilité qui entraîne une modification du classement des stratégies.
- **La méthode du moindre regret**, qui vise à retenir la solution qui minimise le risque de surcoût par rapport à la solution optimale dans l'ensemble des scénarios. Cette méthode présente l'avantage de s'affranchir de toute évaluation des probabilités de scénarios. En revanche, la faiblesse de la méthode réside dans la sensibilité au choix des scénarios étudiés, en particulier des scénarios extrêmes.

Compte tenu du nombre de scénarios élevés et de la difficulté à les probabiliser, l'utilisation de la méthode des options réelles, y compris dans sa version réciproque, n'est pas pertinente dans le cadre des études du SDDR. De plus, l'exercice se projette aux horizons 2030 et 2035, alors que la possibilité de repousser la prise de décision pour réduire l'incertitude ne semble pas à ce stade modélisable dans les méthodes d'aide à la décision. Ainsi, sans remettre en cause la pertinence de l'utilisation de ces méthodes dans le processus décisionnel, RTE propose d'axer l'analyse autour de réseaux futurs construits selon les principes suivants :

- **Un réseau « post optimal »**, qui reflète une stratégie de décision consistant à attendre la dissipation de l'incertitude sur le futur pour choisir la solution optimale associée à chaque contrainte. Cette stratégie permet de ne décider que les projets justifiés, mais conduit à les mettre en œuvre après la date optimale du fait des délais de réalisation des projets, et en conséquence à supporter des surcoûts d'exploitation du système. RTE propose ainsi d'évaluer, dans les différents scénarios, les effets liés à une stratégie de réduction systématique du risque de coûts d'investissement échoués.
- **Un réseau « enveloppe »**, résultant de la sélection des évolutions de réseau qui résolvent toutes les contraintes dans tous les cas de figure ou une grande partie d'entre eux. Cette approche conduirait nécessairement à réaliser des projets qui s'avèreraient non optimaux, voire non justifiés économiquement, et conduisant à des coûts échoués dans certains scénarios futurs. Cette version du réseau correspond à une vision volontariste de la transition énergétique mettant en œuvre, de manière anticipée, les investissements permettant de répondre à la plupart des phénomènes anticipables.

La méthode dite de « moindre regret » pourra également être déclinée sur un nombre restreint de scénarios, afin de proposer une vision des investissements qui correspond davantage à la mise en œuvre des méthodologies utilisées dans les études classiques (sous réserve et en fonction du calendrier).

Ces différentes versions fourniront des éclairages sur les coûts liés à l'incertitude sur l'avenir, ainsi que sur les effets des différents comportements face à cette incertitude.

Question 15 : sur les méthodes d'aide à la décision en avenir incertain

Est-ce que les visions des évolutions du réseau proposées vous semblent pertinentes ? Pensez-vous que d'autres principes de construction de réseau, en complément de ceux proposés ci-dessus, doivent être étudiés ? Avez-vous d'autres méthodes non listées ici permettant d'explorer une multitude de scénarios et de favoriser l'aide à la décision ?

SYNTHESE DE LA QUATRIEME PARTIE

Les analyses prospectives menées pour élaborer le SDDR reposent sur une modélisation poussée du réseau. Dans le cadre du SDDR 2018, RTE souhaite mettre en débat de manière spécifique les points suivants :

- l'apport des solutions « smart grids »
- les éléments économiques utilisés dans le cadre du chiffrage ;
- les stratégies de développement du réseau en avenir incertain.

Les analyses intègrent ainsi une représentation des solutions flexibles, en particulier des solutions d'automate d'écêtement de production et de Dynamic Line Rating, et permettront ainsi de chiffrer les bénéfices économiques associées au développement de ces solutions *smart grids*.

L'ensemble des solutions envisagées dans les analyses prospectives sont partagées au sein de ce document de consultation, avec des hypothèses (hautes et basses) de coûts associés.

Le champ des avenir possibles exploré au sein de ce SDDR pose la question de la prise de décision dans un contexte de fortes incertitudes. Afin d'avoir une vision encadrante des investissements de réseau résultants des analyses, RTE proposera les éclairages suivants :

- Réseau « enveloppe » : cette vision met en œuvre les solutions de réseau qui solutionnent toutes les contraintes dans tous les scénarios.
- Réseau « post optimal » : cette vision met en œuvre les solutions de réseau les plus adaptées au scénario considéré, mais après la date optimale.

Et en fonction du temps disponible pour les analyses :

- Réseau de moindre regret : cette vision consiste dans l'application de la méthode des moindres regrets pour sélectionner les investissements minimisant le regret vis-à-vis de l'ensemble des scénarios étudiés

Les analyses menées dans le cadre du SDDR contiennent toutefois des simplifications par rapport aux études détaillées car elles explorent l'ensemble des évolutions possibles du réseau électrique français à des horizons de long terme. La vision des investissements de réseau apportée par cette analyse n'est donc que prospective et non engageante. Elle vise principalement à éclairer les différentes parties prenantes sur les impacts pour le réseau de certains choix politiques.

5. Les attendus de l'exercice

Les analyses prospectives menées au sein du SDDR doivent permettre d'éclairer les parties prenantes sur les impacts techniques, économiques, environnementaux et sociétaux liés aux évolutions de réseaux résultant de la mise en œuvre de différentes politiques énergétiques.

Ces éclairages seront fournis par des indicateurs clairs et précis permettant de retranscrire les évolutions possibles du réseau électrique et leurs impacts selon les différents scénarios étudiés.

5.1. La résilience du réseau existant

Les premières analyses sont menées sur le réseau électrique existant, intégrant les infrastructures déjà décidés sur le court ou moyen terme. Cette première étape permet de capter l'impact des contraintes issues de l'évolution des différents phénomènes, sur un réseau qui n'évoluerait pas et serait donc sous-dimensionné pour y répondre. Cela permet de quantifier les contraintes qui risquent d'arriver et de trouver les solutions les plus optimales pour y répondre.

5.1.1. Vision des contraintes selon les différents scénarios

Les contraintes de réseau consistent dans le dépassement des limites admissibles sur les différents matériels du réseau, entraînant des congestions, et, *in fine*, une possible désoptimisation du parc de production, par exemple, en empêchant l'évacuation des énergies issues des renouvelables, et allant parfois même dans de très rares cas, jusqu'à des coupures de consommations.

Sur les réseaux régionaux et grand transport, l'analyse des contraintes permettra de mettre en évidence la profondeur, la fréquence et la criticité des dépassements de transit par rapport aux limites techniques. Une représentation cartographique de ces contraintes pourra être réalisée et permettra d'illustrer plus aisément l'impact des scénarios de la transition énergétique sur le réseau existant.

L'impact CO₂ résultant de ces contraintes sera également quantifié, car les congestions de réseau ont en général des conséquences négatives sur les émissions de dioxyde de carbone du parc de production européen. En effet, elles peuvent limiter l'évacuation de certains moyens de productions décarbonés et nécessiter le démarrage d'autres moyens beaucoup plus polluants.

L'impact économique résultant de ces contraintes sera également estimé, car les congestions de réseau nécessitent d'être résorbées, notamment pour éviter les incidents menant à de la défaillance.

L'impact sur les pertes électriques sera également quantifié techniquement et économiquement.

5.2. Eclairages sur les évolutions de réseau

5.2.1. Trajectoire des investissements de réseau selon les horizons

En explorant les contraintes apparues sur le réseau existant/décidé selon les différents scénarios, de nombreuses solutions de réseau seront envisagées et celles qui permettront de résoudre les contraintes de la manière la plus optimale seront retenues.

Pour chaque scénario et sur la base des stratégies retenues, une trajectoire d'investissement sera construite pour les coupes temporelles 2025, 2030 et 2035. Celle-ci pourra être détaillée en séparant réseau de grand transport et réseaux régionaux, et en différenciant les investissements de création et de renouvellement d'infrastructures.

Les investissements en solutions *smart grids* et les économies qu'elles permettent, via leur déploiement, seront également quantifiés.

Pour les réseaux régionaux, les trajectoires d'investissement seront également proposées selon une granularité régionale (nouvelles régions administratives).

Le coût des stratégies d'évitement liées à la mise en œuvre de ces nouvelles infrastructures sera également calculé.

5.2.2. Description et impacts des nouvelles infrastructures de réseau

Les solutions de réseau retenues comme les plus optimales seront décrites selon leur typologie :

- Le nombre de kilomètres de lignes aériennes et souterraines créés et/ou renouvelées, et leurs impacts éventuels sur l'environnement et le territoire ;
- Le nombre et la typologie des solutions *smart grids* mises en œuvre et les évitements qu'elles induisent.

Pour le réseau de grand transport, une représentation cartographique des nouvelles infrastructures de réseau pourra être réalisée et permettra d'illustrer plus aisément les évolutions de réseau.

5.2.3. Vision des contraintes résiduelles selon les différents scénarios

Sur les réseaux régionaux et grand transport, l'analyse sur les réseaux enveloppe permettra de mettre en évidence la profondeur, la fréquence et la criticité des contraintes résiduelles. En effet, les évolutions de réseau ne permettront pas de résoudre l'intégralité des contraintes.

L'impact CO₂ résultant de ces contraintes sera également quantifié, notamment en delta par rapport à l'analyse sur le réseau existant/décidé.

L'impact économique résultant de ces contraintes sera également calculé. Un regard particulier sera porté sur la mise en œuvre de solution *smart grids*, dont le déploiement pourrait induire une exploitation plus optimisée et donc potentiellement, des coûts complémentaires.

L'impact sur les pertes électriques sera également quantifié techniquement et économiquement.

Des indicateurs plus techniques permettant de mettre en évidence l'évolution de la qualité de service rendue par l'infrastructure électrique pourront être calculés pour compléter l'analyse.

Question 16 : sur les indicateurs techniques proposés dans le SDDR

Est-ce que les indicateurs techniques proposés (nouvelles infrastructures, qualité de service rendu, congestions résiduelles, pertes électriques...) vous semblent pertinents ? Avez-vous d'autres indicateurs techniques à proposer ?

Question 17 : sur les indicateurs environnementaux et sociétaux proposés dans le SDDR

Est-ce que les indicateurs environnementaux et sociétaux proposés (emprises des nouvelles infrastructures, coûts des évitements, évitements permis par les solutions *smart grids*...) vous semblent pertinents ? Avez-vous d'autres indicateurs environnementaux à proposer ?

Question 18 : sur les indicateurs économiques proposés dans le SDDR

Est-ce que les indicateurs économiques proposés (trajectoires d'investissements, coûts d'exploitation liés aux congestions résiduelles...) vous semblent pertinents ? Avez-vous d'autres indicateurs économiques à proposer ?

Question 19 : sur des indicateurs complémentaires

Avez-vous des propositions de représentations cartographiques qui vous sembleraient pertinentes d'intégrer dans le prochain SDDR ? Quels sont les autres éclairages que vous souhaiteriez voir apparaître ?

5.3. Vision conjointe des évolutions de la production et du réseau de transport

En tenant compte des analyses économiques de l'équilibre offre-demande proposées dans le BP 2017 et des résultats issus de l'analyse prospective des évolutions de réseau dans le SDDR 2018, une étude croisée permettra de regarder la nécessaire coordination entre investissements de transport d'électricité et investissements de production. Ainsi, une vision complète (en quantifiant conjointement les coûts production/transport de la transition énergétique.) de l'impact des différents scénarios de la transition énergétique sera proposée dans le SDDR 2018.

SYNTHESE DE LA CINQUIEME PARTIE

Les analyses prospectives menées au sein du SDDR doivent permettre d'éclairer les parties prenantes sur les impacts techniques, économiques, environnementaux et sociétaux liés aux évolutions de réseaux résultant de la mise en œuvre de différentes politiques énergétiques.

L'exploration des différents scénarios permettra de construire, en partant du réseau existant, des encadrants (enveloppe basse et haute) des évolutions du réseau.

Les éclairages proposés sur les évolutions du réseau seront de nature :

Technique :

- Les réseaux 2025/2030/2035 selon des visions encadrantes
- Les congestions sur ces réseaux (induisant une désoptimisation du parc de production)
- La qualité de service rendue par l'infrastructure, notamment vis-à-vis du risque de coupure électrique
- Les pertes électriques

Économique :

- Les trajectoires d'investissement de réseau (nationales et régionales)
- Le coût des congestions de réseau
- L'économie induite par la mise en œuvre de solutions *smart grids*

Environnementale :

- Le nombre de kilomètres de lignes aériennes et souterraines créés et/ou renouvelés et l'emprise induite sur le territoire
- Le nombre et la typologie des solutions *smart grids* mises en œuvre et les évitements qu'elles induisent
- L'impact des congestions de réseau sur les émissions de dioxyde de carbone

Une vision coordonnée (en quantifiant conjointement les coûts production/transport de la transition énergétique) de l'impact des différents scénarios de la transition énergétique sera proposée en sortie du SDDR.

Des représentations cartographiques seront mises en œuvre afin de faciliter la compréhension.

Annexe 1 : Les autres schémas, plan, programmes et études

Le Ten Year Network Development Plan

Le Ten Year Network Development Plan (TYNDP) est un exercice qui joue le rôle de réseau cible pour l'Europe interconnectée. ENTSOE, association des gestionnaires de réseau de transport européens, le publie tous les deux ans. Le plus récent a été publié en 2016. Le prochain TYNDP sera élaboré en 2018 dans le cadre d'une large consultation avec la Commission européenne, les gouvernements, les régulateurs, et les parties intéressées, notamment sur les scénarios énergétiques à envisager.

Le TYNDP permet d'identifier les besoins d'investissements en ce qui concerne les capacités d'interconnexions aux frontières et sert de base aux gestionnaires de réseau de transport pour identifier les Projets d'Intérêt Commun (PICs) identifiés par l'Europe. Les PICs sont les éléments clés de l'infrastructure de transport d'électricité à construire pour atteindre les objectifs de la transition énergétique européenne. Ces projets font l'objet d'une évaluation économique dans les différents scénarios, selon une méthode d'analyse coûts/bénéfices conforme au règlement européen et validée par la Commission Européenne.

Le TYNDP sert également de cadre de référence commun pour l'identification des projets nationaux de façon à assurer une cohérence globale de l'infrastructure de transport d'électricité européenne.

Du fait de son caractère biannuel depuis sa création en 2010, le TYNDP permet une gestion dynamique du portefeuille de projets en les réévaluant tous les deux ans au regard des scénarios énergétiques qui s'affinent ou se profilent.

Les schémas régionaux de raccordement au réseau des énergies renouvelables (S3REnR)

Pour atteindre les objectifs de la transition énergétique en matière de développement d'énergies renouvelables (EnR), les schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR) prévoient et optimisent les investissements nécessaires à l'accueil des EnR sur les réseaux électriques de transport et de distribution d'électricité. Ils assurent aux producteurs une visibilité des capacités d'accueil des EnR disponibles sur les réseaux et mettent en place une mutualisation des coûts de création des nouveaux ouvrages entre les producteurs.

L'Etat a confié à RTE la responsabilité d'élaborer ces schémas, en coordination avec les gestionnaires de réseau de distribution. S'inscrivant dans un processus de planification territoriale, les S3REnR déterminent, à partir des objectifs définis par les SRCAE, puis par les futurs SRADDET, les conditions de développement et de renforcement du réseau pour accueillir de façon coordonnée les nouvelles capacités de production des installations d'énergie renouvelable (éolienne, photovoltaïque, méthanisation...). Pour chaque région, ils comportent :

- les travaux de développement, à réaliser pour atteindre les objectifs de développements des énergies renouvelables fixés au niveau régional, en distinguant les créations de nouveaux ouvrages et les renforcements d'ouvrages existants,
- les critères de déclenchement des travaux,
- la capacité d'accueil globale et celle réservée par poste électrique,
- le coût prévisionnel détaillé des ouvrages à créer ou à renforcer ainsi que le financement par chacune des parties (RTE, gestionnaires de réseau de distribution, producteurs d'énergies

renouvelables), le calendrier prévisionnel des études à conduire et les procédures à suivre pour la réalisation des travaux.

Les S3REnR prennent en compte les spécificités des énergies renouvelables pour optimiser les développements de réseau. Leur élaboration est le fruit d'une concertation avec les parties prenantes régionales et ils peuvent également faire l'objet d'une concertation préalable du public. Enfin, les S3REnR font l'objet d'une évaluation environnementale.

Après l'approbation des S3REnR par le Préfet de région, les études détaillées et les procédures administratives nécessaires à la réalisation des ouvrages peuvent être engagées par les gestionnaires de réseau.

La valorisation socio-économique des réseaux électriques intelligents

Publié en juillet 2015, le premier volet du rapport « Valorisation des réseaux électriques intelligents » a permis d'établir un cadre méthodologique pour mener les analyses de valorisation des solutions *smart grids*. Cette méthode, partagée avec les acteurs de la filière, livre une quantification des effets du déploiement des solutions *smart grids* sur les choix d'investissement dans le réseau de transport, les capacités de production installées, l'utilisation de ces capacités.

Le second volet « Réseaux électriques intelligents » publié en septembre 2017, approfondit l'analyse initiale en apportant des éléments de valeur à la maille nationale. En particulier, la représentation du réseau de répartition a fait l'objet d'un travail approfondi. En effet, la valeur des solutions *smart grids* pour le réseau de transport dépend des spécificités locales du réseau : topologie des réseaux existants, saturation des réseaux, croissance locale de la consommation ou des puissances EnR raccordées, coûts des projets de renforcement, etc. Il a ainsi été établi un ensemble de 27 « cas-types » réseaux pondérés pour représenter plus finement la diversité de ces situations. Ce modèle a constitué une transition entre l'ancien modèle de représentation simpliste au travers de 3 cas-types simples.

Cette étude permet de valoriser des solutions *smart grids* en concurrence d'investissements structurels et présente les conclusions principales suivantes pour le réseau :

- Pour les solutions de flexibilité pouvant apporter des services au réseau de transport et à l'équilibre offre-demande, comme les solutions de stockage et d'effacement, l'essentiel de la valeur apportée au système électrique correspond aux services pour l'équilibre offre-demande. La valeur pour le réseau de transport existe et dépend de la localisation de ces solutions mais est très nettement inférieure à la valeur pour l'équilibre offre-demande.
- Les solutions d'écêtement/limitation de production d'origine renouvelable permettent de maîtriser les coûts de renforcement du réseau, en évitant de développer le réseau pour permettre l'évacuation de production dans toutes les situations. Le bénéfice pour la collectivité a été estimé à environ 25M€/an dans le scénario Nouveau Mix du Bilan prévisionnel. Cette solution apparaît comme une alternative légitime au renforcement de réseau pour des durées de contraintes limitées.
- Enfin, les solutions de « Dynamique Line Rating » et de localisation des défauts présentent un intérêt pour le réseau de répartition. Cet intérêt a été confirmé sur des estimations locales (expérimentations, études tests).

Les effets sur le réseau de grand transport dans le cadre de cette étude du déploiement de *smart grids* n'ont pas été étudiés.

Un mix électrique 100% renouvelable ?

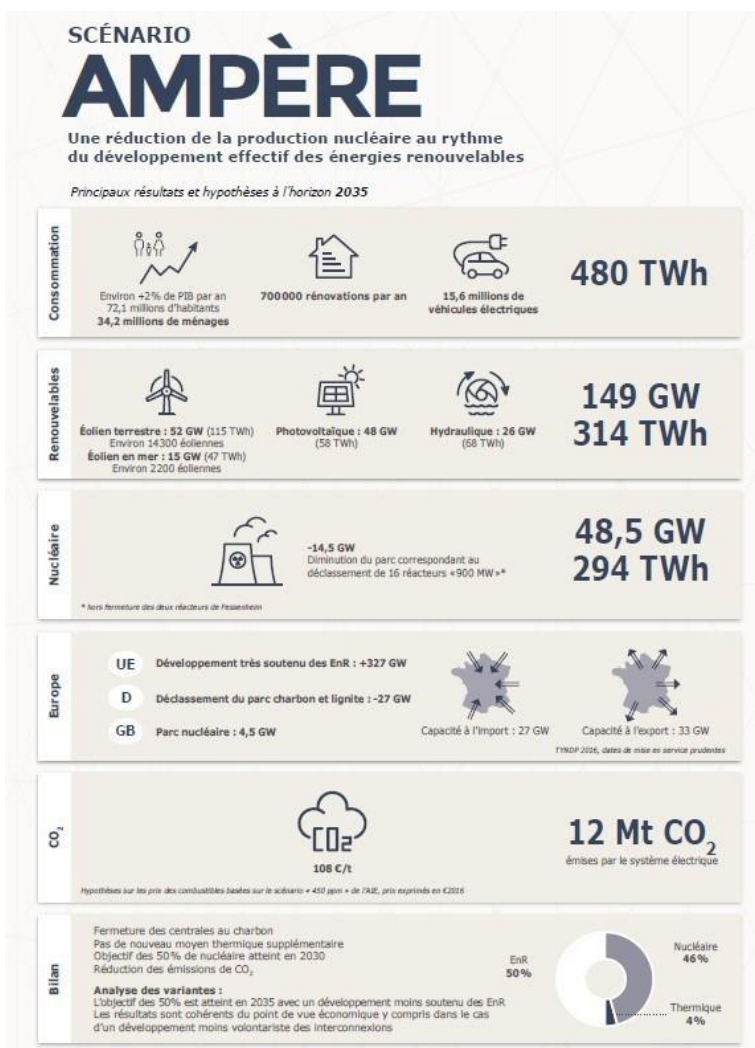
L'ADEME a publié en 2015, une étude prospective sur « Un mix électrique 100% renouvelable ? », qui propose une vision énergétique volontariste, axée sur la maîtrise de la consommation énergétique et sur le développement de l'offre d'énergies renouvelables. C'est l'une des seules études publiée à ce jour qui évalue les coûts et les évolutions nécessaires du réseau associés à la transition énergétique.

L'évaluation technique et économique intègre une vision des besoins de capacité du réseau inter-régional dans différents mix de pénétration d'EnR. L'étude estime une augmentation des besoins de capacités d'échanges commerciales inter-régionales de 36% dans un mix 100% renouvelable par rapport aux besoins d'échanges dans le mix actuel. Au global, le coût des réseaux (transport et distribution) est évalué à 13,2 Md€/an (en coût annualisé).

Annexe 2 : Fiches descriptives des scénarios du Bilan prévisionnel

Le scénario Ampère

Le scénario *Ampère* repose sur une logique de substitution de la production nucléaire par la production EnR. La trajectoire de déclassement du nucléaire s'effectue ainsi au rythme du développement des énergies renouvelables. Cette réduction de la part du nucléaire dans le mix de production est réalisée sans mise en service de nouveau moyen thermique à combustible fossile.



Fiche synthétique décrivant les caractéristiques du scénario Ampère à horizon 2035

Avec ces hypothèses, la part du nucléaire dans le mix de production se réduit progressivement pour atteindre 50% à l'horizon 2030, entraînant le déclassement de 16 réacteurs, et nécessitant l'installation de plus de 85 GW de production EnR solaire et éolienne, en cohérence avec la trajectoire haute (« rythme PPE haut »).

En plus de ce scénario de base, deux variantes du scénario Ampère sont envisagées pour les analyses prospectives du SDDR :

- *Ampère 2* : Ce scénario teste l'impact d'une dynamique plus mesurée des EnR avec la trajectoire médiane (« rythme PPE »). Il a été testé dans le cadre du Bilan Prévisionnel. Cette variante associée à un rythme de déploiement également médian des EnR à l'étranger,

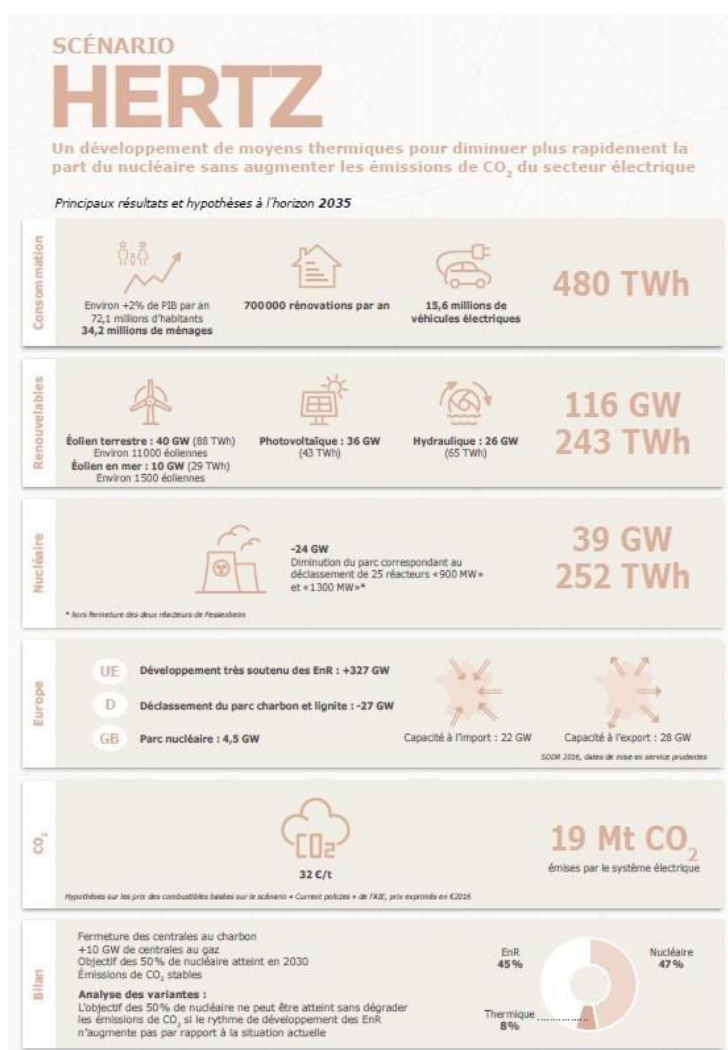
permettra de tester la robustesse des évolutions du réseau, vis-à-vis de la non-atteinte ou du report des ambitions d'*Ampère*. Cette hypothèse entraîne mécaniquement un ralentissement du déclassement du parc nucléaire avec l'atteinte des objectifs de 50% en 2035.

- *Ampère+* : Cette variante du scénario *Ampère* a été demandée par de nombreuses parties prenantes : celle-ci consiste à prolonger la logique de substitution entre EnR et nucléaire au-delà de 2030 (après avoir atteint l'objectif de 50%), et donc à déclasser des réacteurs supplémentaires entre 2030 et 2035.

Le scénario *Hertz*

Le scénario *Hertz* envisage le développement de nouveaux moyens thermiques pour réduire plus rapidement la part du nucléaire dans le mix de production. Il limite néanmoins le développement de nouveaux moyens thermiques dans le but de ne pas dépasser le niveau actuel d'émissions de CO₂ du système électrique. Enfin, il adopte la trajectoire médiane de développement des énergies renouvelables.

Malgré une trajectoire de développement des énergies renouvelables moins ambitieuse que dans *Ampère*, la part du nucléaire dans le mix de production s'établit à 50% dès 2030. Les émissions de CO₂ demeurent à leur niveau actuel. Le solde exportateur se réduit.

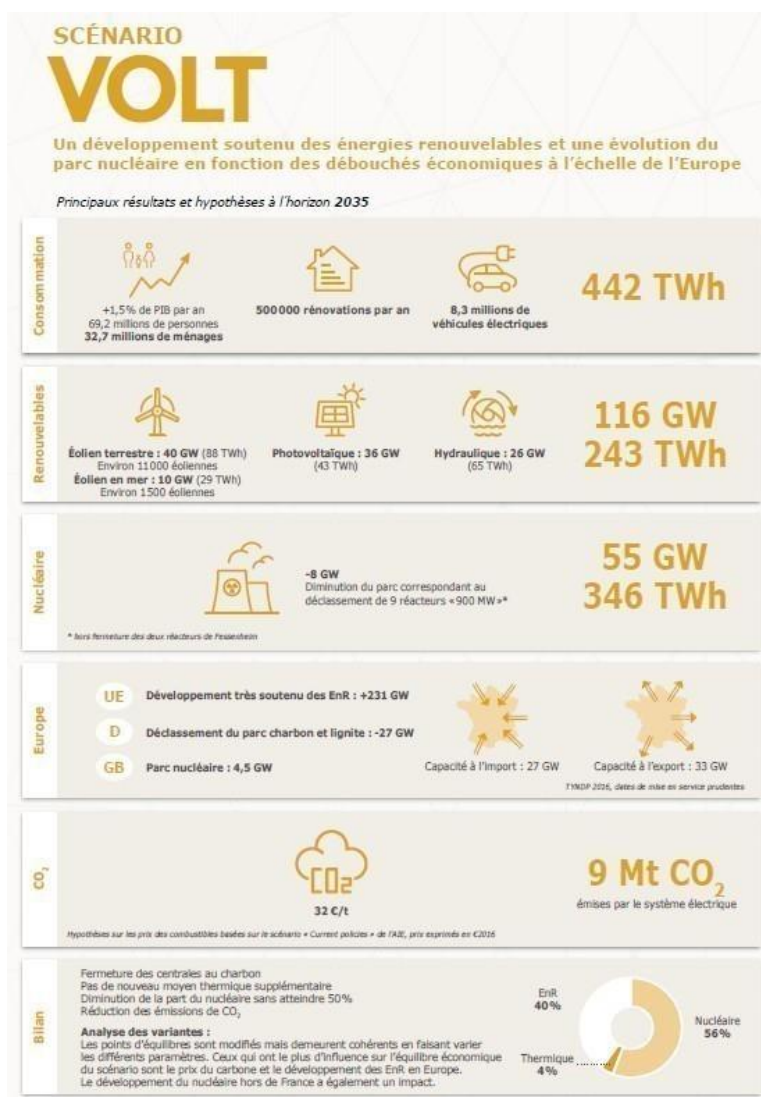


Fiche synthétique décrivant les caractéristiques du scénario Hertz à horizon 2035

Le scénario Volt

Le scénario *Volt* étudie l'évolution du parc nucléaire au regard des débouchés économiques de la filière tout en assurant un développement soutenu des énergies renouvelables conformément à la trajectoire sur le rythme « PPE ». Il en ressort un maintien du parc nucléaire avec 55 GW de capacité installée à l'horizon 2035.

Dans ce scénario, la production du parc nucléaire dans le mix s'établit à 55% en 2035. Les énergies renouvelables se développent malgré tout à un rythme soutenu. Les volumes d'échanges avec les pays voisins sont importants ce qui implique un développement ambitieux des interconnexions (cohérent avec les cibles du TYNDP). Le solde exportateur du scénario excède 150 TWh en 2035 du fait du maintien du parc nucléaire et d'une trajectoire EnR calée sur le rythme « PPE ».

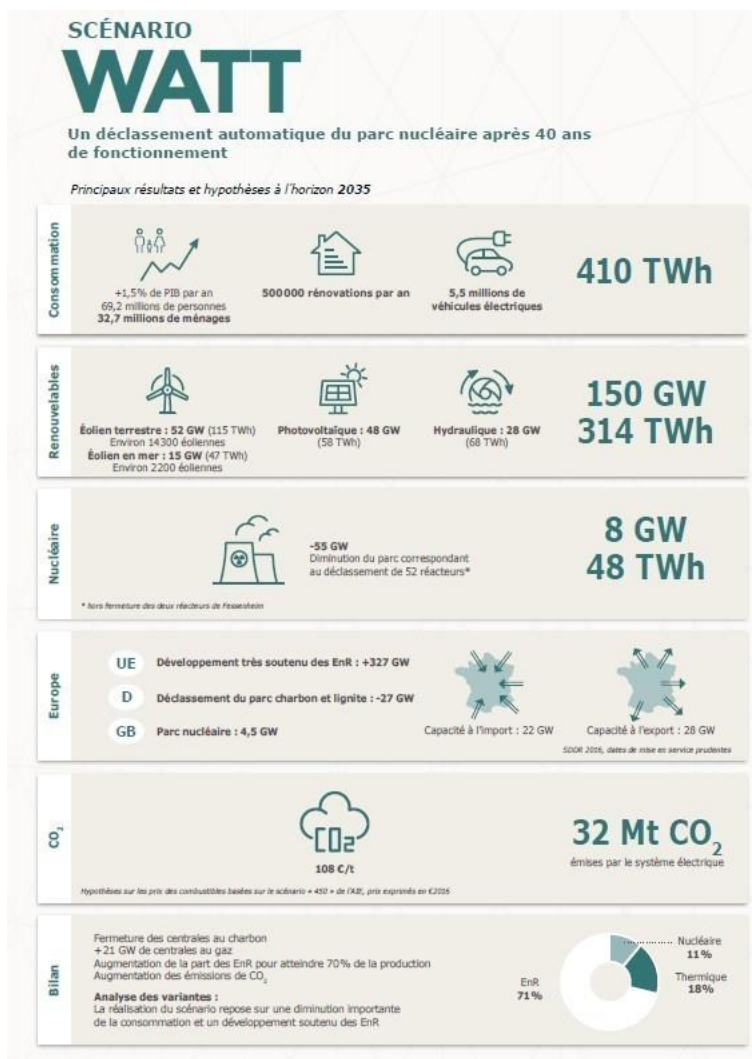


Fiche synthétique décrivant les caractéristiques du scénario Volt à horizon 2035

5.3.1. Le scénario Watt

Le scénario *Watt* repose sur un déclassement systématique des réacteurs nucléaires atteignant 40 ans de fonctionnement. Cette décroissance du parc nucléaire s'accompagne d'un développement rapide des énergies renouvelables est envisagé.

L'installation massive de nouveaux moyens thermiques est nécessaire pour satisfaire aux besoins du système électrique et cela s'accompagne d'une augmentation des émissions de CO₂. Les énergies renouvelables sont en forte croissance et leur production atteint 70% du mix électrique en 2035 sans toutefois couvrir la production correspondant aux réacteurs nucléaires fermés.



Fiche synthétique décrivant les caractéristiques du scénario Watt à horizon 2035

Annexe 3 : La planification du réseau de transport

Les cycles d'études du réseau électrique

Les ouvrages de RTE ont une durée de vie de plusieurs décennies et peuvent représenter des investissements importants. Ainsi, le développement du réseau de transport doit s'inscrire dans une vision de long terme pour garantir une utilité pérenne.

RTE cherche à anticiper les évolutions du système électrique et mène des études permettant d'avoir à la fois :

- une vision à long terme de l'architecture du réseau qui tient compte des incertitudes croissantes.
- une vision actualisée et affinée, à plus court terme qui intègre les évolutions du contexte et l'émergence de nouvelles technologies.

Le processus d'étude permet d'établir en premier lieu un schéma global prospectif des infrastructures nécessaires pour acheminer les flux électriques prévus à très long terme. Les investissements sont précisés au fur et à mesure, tout en minimisant leur coût pour la collectivité et en veillant à la sûreté du système, la sécurité d'alimentation et à la préservation de l'environnement.

Au fur et à mesure que se rapproche l'horizon pour lequel des besoins sont détectés, les études sont affinées. Le besoin et la date effective de mise en service de l'investissement sont réinterrogés, afin d'investir au moment le plus juste et avec une visibilité maximale des évolutions du paysage électrique. Les projets peuvent ainsi être retardés, modifiés ou abandonnés.

Le déroulement d'une étude de réseau

Les règles d'études de développement de réseau, sont partagées au niveau d'ENTSO-E⁸ pour le réseau de grand transport européen et déclinées par RTE pour les réseaux d'importance nationale et régionale. La démarche décrite dans ce paragraphe correspond au cycle d'étude réalisé en amont et pendant le processus décisionnel. Le processus décisionnel correspond à la phase de validation des projets, de leur consistance et de leur budget.

Quel que soit l'horizon temporel de l'étude (prospectif ou décisionnel) les grands principes et étapes sont identiques :

1. établir des hypothèses sur la structure du réseau et sur l'équilibre offre-demande suivant l'horizon temporel considéré,
2. détecter les besoins potentiels de développement ou d'adaptation du réseau,
3. étudier et proposer différentes stratégies en combinant un panel de solutions techniques le plus large possible,
4. choisir la stratégie préférentielle en analysant les avantages et inconvénients en termes technique, économique et environnemental, ainsi que sa date optimale de réalisation.

Les hypothèses d'évolution du réseau

Le réseau évolue continuellement :

⁸ European Network Transmission System Operators of Electricity : il s'agit de l'association européenne des gestionnaires de transport d'électricité.

- Les projets décidés sont régulièrement mis en service. Le portefeuille de ces projet, décrivant la consistance et la date de mise en service, est décrit dans le volet B du SDDR et doivent être intégrés à la structure du réseau analysés en fonction de l'horizon d'étude.
- La durée de vie moyenne d'une infrastructure du réseau électrique (liaison ou poste) est de l'ordre de 60 à 80 ans.

La prise en compte de l'évolution du patrimoine de RTE est nécessaire pour des réaliser des études pertinentes.

Les hypothèses d'équilibre d'offre-demande

Le Bilan Prévisionnel fournit les hypothèses d'équilibre d'offre-demande à différents horizons temporelles, à la maille européenne. Ce jeu d'hypothèses contient :

- Les prévisions de consommation,
- Les prévisions de parcs de production par filière,
- La projection de la capacité d'interconnexion.

Ces hypothèses sont établies aux mailles nationales des pays européens. L'étude d'un réseau électrique nécessite de localiser précisément ces hypothèses aux différents nœuds du réseau. Cette opération de descente d'échelle des volumes fait l'objet de méthodologies différenciées et décrites dans le chapitre 4.

Une étude de réseau envisage systématiquement de multiples variantes, selon les spécificités de la zone analysée. Elles évaluent l'impact de paramètres tels que le volume de production à base d'énergies renouvelables, la localisation d'arrêts de centrale ou le développement de nouveaux usages de l'électricité.

Les hypothèses économiques

L'analyse du réseau repose sur un certain nombre d'hypothèses économiques. L'analyse du réseau est dite multicritères, et un axe de cette analyse repose sur une évaluation économique partielle. Les principales composantes évaluées économiquement sont :

- **Le redispatching de production.** Certaines lignes ne permettent pas toujours aux flux d'électricité des moyens de production les plus économiques de transiter. Pour résoudre ces congestions sur le réseau, le plan de production sera modifié pour changer les flux circulant sur le réseau : généralement, la substitution sera réalisé avec un moyen de production à coût plus élevé, parfois avec plus d'émissions CO₂ également. Lorsque le redispatching d'énergie revient à substituer de l'énergie renouvelable sans possibilité de la stocker, on parle d'**Energie Non Evacuée (ENE)**.

La valeur du redispatching (et par conséquent de l'ENE) dépend des coûts de production. Les coûts de production ont été concertés en 2017 auprès du CURTE et sont retranscrits dans l'exercice du Bilan Prévisionnel 2017.

- **L'Energie Non Distribuée (END).** Dans certaines configurations, le volume d'énergie à transiter dépasse les capacités techniques des ouvrages. Ces « ruptures d'alimentations » ont des conséquences sociales, économiques et industrielles, telles que les pertes de production chez les industriels, la perte de vente pour le secteur tertiaire, l'impact social (gêne à la circulation,

intervention des services de secours, arrêt des transports en commun..). La valeur de l'END a été évaluée par RTE sur la base d'une enquête réalisée auprès d'un large panel de consommateurs⁹.

Les pertes électriques, sous forme de chaleur, inhérentes à la circulation d'un courant électrique dans les câbles, mesurant l'efficacité énergétique du réseau. La valeur des pertes électriques dépend des coûts de production.

- **Les montants d'investissements** nécessaires en matière d'infrastructures de réseau de transport d'électricité, de télécommunications ou de contrôle-commande ; ainsi que les charges d'exploitation et de maintenance associées.

Des hypothèses de coûts des solutions doivent être prises pour évaluer bien en amont la pertinence économique d'une stratégie de réseau. En fonction de l'horizon étudié la précision de ce coût diffère pour intégrer les indéterminations. Par exemple, le parcours d'une liaison souterraine dépendra fortement de l'occupation du sous-sol, nécessitant une étude approfondie qu'une analyse amont ne pourra investiguer.

La détection des besoins

L'étude de réseau consiste dans un premier temps à évaluer dans quelle mesure l'infrastructure existante répond à cette mission. Elle revêt différents aspects techniques :

- **Analyser les transits d'électricité** sur le réseau existant¹⁰ pour vérifier que les ouvrages (lignes aériennes ou souterraines, transformateurs) ne sont pas surchargés. Chaque composant a en effet une capacité maximale de transport d'électricité (intensité de courant maximale admissible). Ces analyses sont menées aussi bien à réseau complet (tous les ouvrages disponibles) que dans chaque situation potentielle de régime dégradé (conséquences d'un ouvrage manquant).
- **Surveiller la tension** en chaque point du territoire. Les ouvrages sont conçus et exploités pour une valeur déterminée de tension (400 kV, 225 kV, 150 kV, 90 kV ou 63 kV) mais en réalité, à tout instant, la tension en chaque point varie en fonction de paramètres électriques complexes. Les exploitants de RTE s'assurent que les tensions ne sont ni trop élevées ni trop basses pour ne pas perturber la qualité d'alimentation des clients et pour éviter tout risque d'instabilité du réseau¹¹.
- **Contrôler la stabilité du système**. Historiquement, le réseau interconnecté européen s'est développé essentiellement sur une technologie en courant alternatif et avec des groupes de production équipés de machines tournantes.¹² Bâti sur ce principe, le réseau d'Europe continentale est exploité à une fréquence de 50 Hertz synchrone¹³ et stable¹⁴.

Le comportement du réseau est simulé avec des outils adaptés pour identifier les points de contraintes dans le temps et l'espace. Les outils utilisés sont différents selon la nature de la contrainte, car l'échelle et les dynamiques en jeu peuvent être très différentes : les contraintes de stabilités nécessitent de

⁹ Brochure « Quelle valeur attribuer à la qualité de l'électricité – L'avis des consommateurs »

¹⁰ En incluant les projets d'ores et déjà décidés

¹¹ Il s'agit principalement des risques d'effondrement du réseau comme l'incident du 12 janvier 1987 (effondrement du réseau en Bretagne).

¹² Ce terme recouvre toutes les centrales de production nucléaire, hydraulique, charbon, gaz qui sont équipées de turbines tournantes et d'alternateurs associés fournissant un courant électrique alternatif à une fréquence de 50 Hz.

¹³ Synchrone signifie que tous les points du réseau alternatif européen oscillent de façon coordonnée

¹⁴ Différents aléas sur la production ou la consommation peuvent perturber la fréquence du système électrique européen. Aujourd'hui, le comportement des machines tournantes assure une résilience vis-à-vis de ces aléas

modéliser des phénomènes rapides à grande échelle, tandis que la tension est une grandeur variant plus localement.

En parallèle, un diagnostic sur l'état technique des ouvrages est réalisé, établissant leur pérennité sans action lourde.

Un large bouquet de solutions pour répondre aux besoins identifiés

Lorsqu'une étude fait apparaître un besoin, plusieurs stratégies d'évolution sont étudiées à partir d'un éventail assez large de solutions, parmi lesquelles l'optimisation de l'utilisation du réseau existant. Elles peuvent être déployées seules ou bien être combinées.

RTE cherche désormais à mettre en œuvre des solutions souples, réactives et flexibles pour articuler au mieux les nouveaux modes de production et de consommation locaux. Par ailleurs dès l'élaboration des stratégies, RTE prend en compte leur faisabilité, tant technique qu'environnemental. L'évaluation des différentes stratégies d'évolution du réseau vise alors à mettre en évidence les avantages et les inconvénients de chacune d'entre elles et à les interclasser.

Le choix de la stratégie préférentielle

Les stratégies sont évaluées à travers un ensemble d'indicateurs techniques, économiques et environnementaux : il s'agit de la grille multicritères d'analyse. Une évaluation coûts-bénéfices est une composante de l'analyse qui permet d'infléchir le choix du projet présentant le meilleur bilan économique. Cette évaluation économique évalue le coût des congestions, de l'Energie Non Distribuée (END), de l'Energie Non Evacuée (ENE) et des pertes électriques.

Parallèlement, des critères techniques ou environnementaux, non quantifiables économiquement, doivent être également intégrés à l'analyse. Ceux-ci modulent alors l'analyse économique établie.

Dans le cadre de ses engagements pour la préservation de l'environnement et de la concertation avec ses parties prenantes, RTE met en œuvre diverses actions volontaires d'évitements :

- évitement stratégique grâce à l'utilisation optimisée du réseau existant, par le recours préférentielle à des solutions flexibles lorsqu'elles répondent au besoin ;
- évitement géographique par le choix de l'emplacement des nouveaux ouvrages ;
- évitement technique, comme par exemple, le choix de recourir, lorsque cela est pertinent, à la technologie souterraine ;
- évitement et réduction des incidences potentielles en phase de conception et de construction des ouvrages.

Au fur et à mesure de l'avancement des études techniques et environnementales et de la concertation qui accompagnent la conception et la mise en œuvre des projets, l'analyse des impacts environnementaux vise à aboutir à la solution de moindre impact sur l'environnement.

Annexe 4 : Projections régionales d'EnR terrestres

Les valeurs du tableau sont exprimées en MW installés.

	Tendanciel			Rythme PPE			Rythme PPE haut		
Eolien terrestre	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Auvergne-Rhône-Alpes	905	1250	1594	1517	2201	2848	1972	2919	3688
Bourgogne-Franche-Comté	1155	1511	1868	1791	2498	3168	2262	3243	4052
Bretagne	1200	1354	1509	1484	1798	2161	1707	2235	2928
Centre-Val-de-Loire	1431	1791	2152	2076	2797	3505	2564	3604	4604
Grand-Est	3898	4320	4741	4683	5531	6474	5281	6660	8383
Hauts-de-France	3864	4393	4922	4816	5875	6931	5538	7092	8688
Île-de-France	172	250	327	311	466	618	415	638	846
Normandie	1079	1297	1514	1471	1911	2362	1774	2437	3178
Nouvelle-Aquitaine	1414	1901	2389	2280	3250	4177	2928	4285	5440
Occitanie	2070	2560	3050	2950	3929	4894	3614	5031	6416
Pays-de-la-Loire	1040	1261	1481	1436	1878	2321	1737	2389	3063
Provence-Alpes-Côte d'Azur	265	356	446	429	609	785	551	810	1058
Total général	18493	22243	25993	25243	32743	40243	30343	41343	52343
	Tendanciel			Rythme PPE			Rythme PPE haut		
Photovoltaïque	2025	2030	2035	2025	2030	2035	2025	2030	2035
Auvergne-Rhône-Alpes	1961	2790	3494	3209	4561	5913	3885	5964	8077
Bourgogne-Franche-Comté	577	821	1029	941	1341	1741	1143	1759	2384
Bretagne	322	404	503	465	673	881	564	884	1209
Centre-Val-de-Loire	304	353	415	391	523	654	454	656	862
Grand-Est	770	974	1207	1116	1599	2083	1352	2096	2851
Hauts-de-France	446	658	843	764	1123	1483	945	1498	2059
Île-de-France	347	521	663	604	874	1145	739	1155	1578
Normandie	310	432	544	498	717	936	608	944	1286
Nouvelle-Aquitaine	2810	3399	4122	3854	5335	6817	4602	6879	9193
Occitanie	2740	3479	4252	3939	5499	7059	4725	7124	9562
Pays-de-la-Loire	607	710	865	808	1146	1484	974	1494	2022
Provence-Alpes-Côte d'Azur	2062	2715	3320	3068	4264	5460	3665	5504	7373
Total général	13256	17256	21256	19656	27656	35656	23656	35956	48456