



Bilan prévisionnel 2020 :
consultation publique sur le cadrage
et les hypothèses de l'étude de
sécurité d'approvisionnement
pour la période 2020-2030

Appel à contributions

Avant-propos

Date de publication : 26 juin 2020

Date limite de réponse : 20 juillet 2020

Mail : rte-concerte-bp@rte-france.com

Dans le cadre de ses missions et conformément au Code de l'énergie, RTE établit périodiquement un Bilan prévisionnel pluriannuel de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en France. Celui-ci contribue à l'élaboration de la politique énergétique, en éclairant le paysage du système électrique à long terme.

Chaque année, le Bilan prévisionnel établit une analyse de risque de l'équilibre offre-demande sur un horizon de moyen terme. Sur cet horizon, il s'agit d'étudier les effets de l'évolution probable de la consommation ou du parc de production par rapport au critère public de sécurité d'approvisionnement et de vérifier les configurations permettant au système électrique d'être équilibré.

Le Bilan prévisionnel 2020 portera sur l'horizon 2020-2030, y compris l'analyse saisonnière du prochain hiver. Il se déclinera en une analyse détaillée des perspectives d'évolution du mix électrique sur la période 2020-2025 et des états possibles du système électrique à l'horizon 2030.

Le prochain Bilan prévisionnel présentera des perspectives réactualisées, qui intégreront en particulier les conséquences de la crise sanitaire.

RTE a présenté dans un document publié le 11 juin 2020 une analyse préliminaire des répercussions de la crise sanitaire sur la sécurité d'alimentation pour le prochain hiver 2020-2021¹. Cette note préliminaire a ainsi souligné que cet hiver serait soumis à une situation de vigilance particulière en cas de confirmation de l'allongement de la durée d'arrêt pour maintenance des réacteurs nucléaires dû à la crise liée au COVID-19. Les perspectives et conclusions recensées dans ce document préliminaire seront ainsi affinées dans le prochain Bilan prévisionnel qui fait l'objet de cette consultation publique.

Dans la continuité des derniers Bilans prévisionnels, RTE lance un appel à contributions, visant à solliciter les acteurs sur les éléments nécessaires à l'élaboration de cet exercice. L'appel à contributions a pour ambition de renforcer le partage et la transparence sur les hypothèses et la méthodologie utilisées dans le cadre de l'analyse de l'équilibre offre-demande du Bilan prévisionnel.

Cet appel à contributions porte sur les hypothèses principales qui seront retenues dans le cadre de l'analyse de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel 2020 : hypothèses de demande, d'évolution du parc de production, de calendrier de développement d'interconnexion, de coûts de combustibles, ou encore d'hypothèses relatives aux mix énergétique des pays voisins.

¹ https://www.rte-france.com/sites/default/files/analyse_preliminaire_hiver_2020-2021_-_vfinale.pdf

Les parties prenantes peuvent se positionner sur tout ou partie des hypothèses dans le cadre de leur réponse.

Les parties prenantes sont invitées à répondre au document de consultation avant le 20 juillet 2020 inclus sur la page dédiée du site www.concerte.fr ou par mail à l'adresse indiquée ci-dessus. Toute réponse sera considérée par défaut comme publique, sauf demande contraire de la part du répondant.

Synthèse de l'approche proposée

Le Bilan prévisionnel 2019, publié par RTE en novembre dernier, a analysé en détail la période 2019-2025, autour d'un unique scénario central (« cas de base ») complété par de multiples variantes portant sur chaque paramètre important pour la sécurité d'alimentation.

Il a mis en évidence le caractère charnière de la période 2020-2023 et l'importance d'une cohérence temporelle entre les fermetures (réacteurs de Fessenheim, dernières grandes centrales au charbon) et les mises en service (centrale à gaz de Landivisiau, EPR de Flamanville, énergies renouvelables avec notamment les premiers parcs d'éoliennes en mer). Il a souligné que les travaux sur le parc électronucléaire (grand carénage et notamment début du programme de 4^{ème} visites décennales pour le parc 900 MW) et les décisions des pays voisins (fermeture de centrales au charbon dans de nombreux pays, fermeture des centrales nucléaires en Allemagne et en Belgique) constituaient des facteurs dimensionnants de l'analyse.

Depuis, la crise sanitaire est intervenu et a modifié le paysage de l'approvisionnement en électricité, *à minima* pour l'année 2020 : perturbations des activités de maintenance des centrales de production, ralentissement du rythme de développement de nouvelles installations de production, baisse de la consommation d'électricité, etc. Il n'est pas possible, en juin 2020, de prédire avec certitude le calendrier, l'ampleur et la forme que prendra la reprise économique.

Ces incertitudes conduisent à envisager, pour le prochain Bilan prévisionnel, l'établissement de deux scénarios contrastés pour éclairer les options de sortie de crise possibles :

- un scénario « Relance progressive », caractérisé par un ralentissement de l'activité en 2020 suivi d'un retour progressif à la normale à partir de 2021.
- un scénario « Effets durables de la crise », traduisant une influence prolongée de la crise sanitaire et économique sur le système électrique français.

Pour autant, **l'ensemble des scénarios et variantes du Bilan prévisionnel est bien articulé autour de la PPE et de la SNBC adoptées en avril 2020, et intègre les réglementations et incitations récemment mises en place à l'échelle nationale et européenne.** L'objet des différentes variantes est justement d'évaluer les conséquences d'une traduction plus ou moins rapide et profonde de ce cap dans le fonctionnement du système électrique.

Les orientations ouvertes au débat dans le cadre de la consultation publiques sont résumées ci-dessous.

La consommation

Alors que le Bilan prévisionnel 2019 tablait sur une stabilité globale de la demande d'ici à 2025, la perspective d'une diminution importante en 2020 (de l'ordre de 3 à 4% de manière agrégée) sera intégrée au prochain exercice.

Pour la suite de l'horizon d'étude, RTE envisage de retenir des trajectoires fortement contrastées selon l'activité économique mesurée par l'évolution du PIB (depuis un rebond rapide permettant de retrouver en une à deux année le niveau d'avant-crise à une relative atonie).

A moyen long/terme, les tendances de fond demeurent : renforcement de l'efficacité énergétique, transferts d'usage vers l'électricité dans le secteur du transport, du bâtiment, ou de l'industrie via la production d'hydrogène bas-carbone. **L'accélération de ces transferts depuis les énergies fossiles, dans le cadre d'un effort de relance visant à promouvoir une économie bas-carbone, fait partie des points qui peuvent être étudiés dans le cadre de ce Bilan prévisionnel** et/ou des travaux actuellement en cours pour l'analyse sur 2050.

Pour les effacements de consommation, une progression du gisement est anticipée, modérée selon les cas par l'activité économique.

La production

Pour les énergies renouvelables, les trajectoires seront fondées sur une poursuite de l'inflexion vers le rythme de la PPE, en intégrant un retard conjoncturel lié à la crise sanitaire plus ou moins important et durable selon les scénarios et variantes. La possibilité d'une accélération du déploiement des énergies renouvelables, dans le cadre des plans de relance français et européen, fait partie des sujets d'étude du Bilan prévisionnel 2020.

Pour le parc nucléaire, le prochain Bilan prévisionnel poursuivra le travail d'approfondissement des conséquences des travaux de prolongation et de la montée en puissance des énergies renouvelables sur la disponibilité du parc. Au-delà d'une révision générale à la baisse des hypothèses de disponibilité du parc nucléaire pour intégrer les conséquences de la crise sanitaire, le travail sur les stress-tests sera poursuivi pour compléter les études probabilistes et évaluer la résilience du système à l'indisponibilité simultanée de plusieurs réacteurs. A partir de 2027, les deux scénarios centraux sont calés sur le rythme de la PPE avec la fermeture d'un réacteur par an.

Pour les centrales au charbon, la perspective centrale demeure celle de la sortie définitive du charbon d'ici 2022 annoncée par le Gouvernement, selon la même séquence que lors du dernier Bilan prévisionnel. Le maintien en disponibilité de la centrale de Cordemais dans le cadre d'une conversion à la biomasse sera à nouveau étudié comme un levier pour la sécurité d'alimentation de l'ouest de la France.

Pour les autres centrales thermiques : le parc de centrales à gaz est supposé en légère augmentation avec la mise en service du CCG de Landivisiau en 2021, celui de turbines à combustion stable avec une perspective de déclassement des unités les plus anciennes après 2025. Les tendances du dernier Bilan prévisionnel seraient conservées s'agissant des cogénérations et unités de faible puissance unitaire (fermeture accélérée du parc de petites unités au fioul et une contraction plus lente de celui au gaz).

Un travail spécifique sur les capacités d'échange avec la zone CWE doit être poursuivi dans le prochain Bilan prévisionnel afin de correctement rendre compte des dynamiques d'échange dans cette zone fortement interconnectée.

Les évolutions dans les autres pays européens

Le Bilan prévisionnel repose sur une modélisation explicite du système électrique européen, au-delà de la France. Les hypothèses relatives à la consommation et aux autres mix électriques européens se fonderont dans un premier temps sur les données du Midterm Adequacy Forecast de l'ENTSO-E, étude de référence pour la Commission européenne, mais dont les données ont toutefois été réunies en

amont de la crise sanitaire et correspondent aux objectifs nationaux de chaque pays. RTE propose donc d'appliquer des méthodes normatives de retraitement des données de cette étude afin de distinguer, selon le scénario central considéré, un impact plus ou moins fort de la crise sanitaire.

Prix des combustibles et évaluation économique

Compte tenu des incertitudes sur le contexte économique suite à la crise sanitaire, RTE souhaite utiliser deux jeux de référence de prix (pour les combustibles et le CO₂) très segmentés selon les scénarios (avec notamment des prix durablement plus faibles qu'initialement anticipés dans le scénario « Effets durables de la crise »).

Les chiffres précis associés à chaque scénario sont détaillés dans le corps de ce document et repris dans un tableau en dernière partie.

Un large panel de questions ouvertes à toutes les parties prenantes est présenté au sein de chaque partie de cette consultation publique et porte sur l'ensemble des entrants du prochain Bilan prévisionnel.

Les principales questions ouvertes à la consultation publiques sont les suivantes :

- Quel rythme de l'activité économique est-il à envisager en France sur les prochaines années pour calibrer les trajectoires de consommation et production ? (*partie 2.3*)
- Dans quelle mesure les perspectives de décarbonation vers des transferts d'usage vers l'électricité (mobilité, industrie, bâtiment) pourraient-elles être modifiées par la crise ? (*partie 2.4.4*)
- Quelles modifications aux trajectoires de consommations sont-elles à intégrer pour tenir compte du nouveau contexte économiques ? Quels secteurs devraient-ils, selon vous, faire l'objet d'une analyse plus poussée ? (*partie 2.4*)
- Comment souhaitez-vous prendre en compte les perspectives de relance, notamment en ce qui concerne les transitions bas-carbone ou la relocalisation de certaines activités industrielles ? (*partie 2.4.3*)
- Quel développement du parc de véhicules électriques est-il à intégrer sur les dix prochaines années ? (*parties 2.4.4 et 3.2*)
- Comment le rythme de développement de la filière renouvelable est-il susceptible d'être modifié par la crise sanitaire ? (*partie 4.1*)
- Les hypothèses structurantes sur l'évolution du parc nucléaire (mise en service de l'EPR de Flamanville en 2023 et le rythme de la PPE considérant la fermeture d'un réacteur nucléaire par an à partir de 2027) sont-elles toujours les plus pertinentes ? (*partie 4.2.1*)
- Partagez-vous l'analyse de RTE selon laquelle une tendance baissière pour la disponibilité et le fonctionnement du parc nucléaire doit être intégrée sur les prochaines années, pour tenir compte de l'importance des travaux de prolongation et de maintenance, ou des épisodes de prix faibles sur les marchés de l'électricité ? (*partie 4.2.2*)
- Partagez-vous le cadrage général sur le parc thermique (stabilité du parc de CCG et mise en service de Landivisiau fin 2021, fermeture des centrales au charbon d'ici 2022 et variante sur le devenir de la centrale de Cordemais pour gérer les contraintes locales) ? (*partie 4.3*)

- Partagez-vous le cadrage général sur les moyens de flexibilité et de stockage (STEP, batteries, etc.) ? (*partie 4.4*)
- La mise à jour des hypothèses européennes selon le MAF et les plans nationaux, dans la continuité des principes du Bilan prévisionnel 2019, vous convient-elle ? (*partie 5*)
- Avez-vous des remarques à formuler sur la séquence de mise en service et interconnexions présentée par RTE ? (*partie 6*)
- RTE envisage de considérer un scénario de prix de combustible et de CO2 en lien avec la transition énergétique dans le scénario de « relance progressive », et un autre de prix faibles pour les combustibles fossiles et le CO2. Etes-vous d'accord avec ce cadrage ? (*partie 7*)
- Afin de juger de l'utilité et de la proportionnalité du mécanisme de capacité et au titre des nouvelles réglementations européennes, le Bilan prévisionnel doit comporter une analyse de économique sur la rentabilité des moyens de production avec ou sans dispositif de rémunération de capacité. Etes-vous d'accord avec la proposition méthodologique de RTE pour réaliser ces analyses ? (*partie 8*)

Avant-propos	2
Synthèse de l'approche proposée	4
1. Construction des scénarios	10
2. Hypothèses pour les perspectives de demande	13
2.1. Un groupe de travail pour renforcer la robustesse des trajectoires de consommation.....	13
2.2. Une stabilité de la consommation sur les dernières années	13
2.3. Une crise sanitaire dont l'impact à venir sur la consommation est incertain.....	14
2.4. Un impact de la crise sanitaire très différent selon les secteurs	15
2.4.1. Secteur résidentiel.....	15
2.4.2. Secteur tertiaire.....	17
2.4.3. Secteur industriel.....	18
2.4.4. Secteurs des transports, de l'agriculture et de l'énergie	20
2.4.5. Hypothèses proposées dans le Bilan prévisionnel 2020	21
3. Hypothèses relatives au pilotage de la demande.....	24
3.1. Effacements de consommation.....	24
3.2. Pilotage de la recharge des véhicules électriques.....	28
4. Hypothèses d'offre.....	31
4.1. Energies renouvelables	31
4.1.1. Hydraulique.....	31
4.1.2. Eolien terrestre.....	33
4.1.3. Eolien en mer.....	36
4.1.4. Photovoltaïque.....	39
4.1.5. Bioénergies.....	42
4.1.6. Energies marines (hors éolien en mer)	44
4.2. Parc nucléaire	46
4.2.1. Evolution de la capacité installée sur l'horizon d'étude	47
4.2.2. Disponibilité du parc nucléaire (hors EPR).....	49
4.2.3. Disponibilité de l'EPR de Flamanville.....	55
4.3. Parc thermique à flamme.....	56
4.3.1. Charbon.....	56
4.3.2. Cycles combinés au gaz.....	58
4.3.3. Turbines à combustion	59
4.3.4. Cogénérations au gaz et au fioul.....	60
4.3.5. Autres moyens de production thermique	63
4.4. Flexibilités et moyens de stockage.....	65
4.4.1. Stations de transfert d'énergie par pompe	65

4.4.2. Batteries.....	66
4.4.3. Power-to-gas.....	68
5. Hypothèses européennes.....	70
5.1. Des hypothèses européennes s'appuyant sur celles des études de l'ENTSO-E, mais différentes selon le scénario étudié.....	70
5.2. Des analyses de sensibilité pour représenter les incertitudes et comprendre les interactions croisées entre les mix européens.....	73
6. Hypothèses d'évolution des capacités d'échanges	75
7. Hypothèses d'évolution des coûts des combustibles et du CO₂.....	78
8. Principes des analyses de viabilité économique	82
9. Résumé détaillé des hypothèses et comparaison avec le Bilan prévisionnel 2019.....	87

1. Construction des scénarios

Un contexte inédit de crise sanitaire soulevant de nouvelles incertitudes pour le fonctionnement du système électrique à moyen terme

La crise sanitaire liée au virus COVID-19, qui se propage encore actuellement à l'échelle mondiale, a eu et a encore une forte influence sur le système électrique en France. En particulier, la consommation d'électricité a diminué de manière spectaculaire lorsque que les mesures de confinement ont été adoptées.

RTE a recensé dans un premier document publié le 8 avril 2020 les réponses aux questions les plus fréquemment posées sur les conséquences à très court terme, au cœur de la période de l'urgence sanitaire : baisse de consommation d'électricité supérieure à 15% au plus fort de la crise (suivie d'une atténuation les semaines suivantes du fait d'une reprise partielle de l'activité, notamment dans le secteur industriel, pour atteindre une baisse de consommation d'environ 10 %), chute des prix de marché, abondance de production à bas coût conduisant à un solde fortement exportateur et à des modulations importantes du parc nucléaire le week-end et les jours de forte production éolienne, etc.

Au-delà de la période de confinement, le fonctionnement du système électrique et la continuité de l'approvisionnement en électricité à moyen terme suscitent de nouvelles interrogations pour l'horizon de moyen terme.

La crise sanitaire entraîne ainsi de multiples impacts sur la sécurité d'approvisionnement :

- elle perturbe le programme de maintenance des réacteurs nucléaires et peut conduire à des arrêts plus longs et moins bien positionnés, dans des proportions importantes : EDF estime ainsi que sa production nucléaire annuelle sera de l'ordre de 300 TWh en 2020 (contre une cible de 375 à 390 TWh avant la crise) et comprise entre 330 et 360 chaque année en 2021 et en 2022² ;
- elle retarde potentiellement les études et la construction de moyens de production devant être mis en service au cours des prochains mois et années (notamment installations éoliennes ou solaires), qui doivent améliorer structurellement la sécurité d'approvisionnement au cours des prochaines années ;
- elle conduit à une contraction très importante du PIB en 2020 et à des incertitudes sur l'avenir, c'est-à-dire sur un déterminant majeur de la consommation d'électricité. Les perspectives de reprise économique sont encore très changeantes, et dépendront d'évolutions sur le front sanitaire qui sont par nature encore inconnue.

Dans ce contexte, le prochain Bilan prévisionnel (prévu pour novembre 2020) intègre un climat de plus forte incertitude et présentera des trajectoires qui pourraient, pour certaines, s'écarter des prévisions antérieures.

² <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/edf-revise-son-estimation-annuelle-de-production-d-electricite-nucleaire>

Plusieurs scénarios envisageables à la sortie de cette crise

Pour l'analyse saisonnière du prochain hiver 2020-2021, pour lequel la situation effective du système électrique pourra être observée quelques mois en amont, RTE prévoit de considérer un scénario unique, pouvant être complété ensuite par des variantes afin d'analyser la sensibilité du diagnostic à des configurations alternatives.

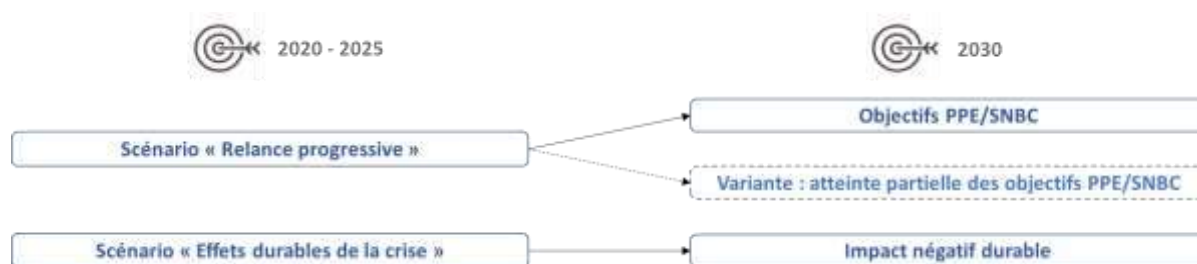
Pour le reste de l'horizon 2021-2030, **RTE propose de retenir deux scénarios centraux contrastés, éclairant des options de sortie de crise possibles :**

- Un **scénario « Relance progressive »**, caractérisé par un ralentissement de l'activité en 2020 suivi d'un retour progressif à la normale sur l'horizon 2021 – 2025. Dit autrement, la crise sanitaire retarde certaines des actions et mesures engagées (chantiers, appels d'offres, ...) mais ne remet pas profondément en cause les objectifs publics en matière de production et de consommation d'électricité (transferts d'usages pour la décarbonation des usages énergétiques et efficacité énergétique).

Ce scénario envisage ainsi un impact de la crise sanitaire sur l'exploitation du système électrique (et ses futures évolutions) essentiellement concentré sur les prochains mois, mais moins prégnant sur l'horizon de moyen terme. Après une année 2020 marquée par le ralentissement de l'activité des secteurs industriels et tertiaires durant la période de confinement, la reprise s'opèrerait alors rapidement. Sur le parc d'énergies renouvelables, le développement serait ralenti dans un premier temps, avant une accélération progressive permettant de se rapprocher des rythmes de la PPE récemment adoptée. Enfin, la viabilité économique des moyens de production thermique retrouverait graduellement un niveau proche des prévisions d'avant la crise.

Dans ce scénario, la cible 2030 consiste en l'atteinte de tous les objectifs de la PPE (avec une variante dans laquelle la transition s'effectue sur un rythme soutenu mais encore insuffisant pour atteindre l'intégralité des objectifs).

Un **scénario « Effets durables de la crise »**, consistant en un recul important de l'activité industrielle en 2020, suivi d'un rebond modéré en 2021 ne permettant pas de retrouver le niveau d'avant-crise, puis d'une relative stagnation les années suivantes. Ce scénario permet de tester l'effet potentiel de spirales économiques défavorables (la moindre activité se traduit sur l'emploi et le revenu des ménages qui alimente à son tour la réduction de l'activité). Dans ce type de scénario, les coûts de combustibles fossiles (pétrole, gaz, charbon) demeurent faibles, ce qui dégrade les perspectives de rentabilité pour les investissements bas carbone, que ce soit du côté de la production (énergies renouvelables, nucléaire) ou de la consommation (efficacité énergétique, transferts d'usage vers l'électricité).



Schématisme des scénarios envisagés dans le Bilan prévisionnel 2020

Les trajectoires proposées pour chacune des hypothèses (consommation, production, pays voisins, coûts) font l'objet de développements spécifiques dans les parties suivantes.

Plus généralement, au vu du niveau des incertitudes présentes à date de juin 2020, les hypothèses macroéconomiques de construction des scénarios seront ajustées entre la période de consultation publique et la publication du Bilan prévisionnel 2020.

Question 1

Partagez-vous les approches proposées pour chacun des deux scénarios centraux ?

Si non, que proposez-vous ?

2. Hypothèses pour les perspectives de demande

2.1. Un groupe de travail pour renforcer la robustesse des trajectoires de consommation

Le Bilan prévisionnel est un exercice de prévision, basé sur une approche *bottom-up* (empilement des usages).

Son volet « consommation » s'appuie, depuis plusieurs mois, sur un groupe de travail méthodologique (installé à l'issue de la réunion plénière de la Commission « Perspectives système et réseau » du 28 septembre 2018). Trois objectifs ont été assignés à ce groupe de travail :

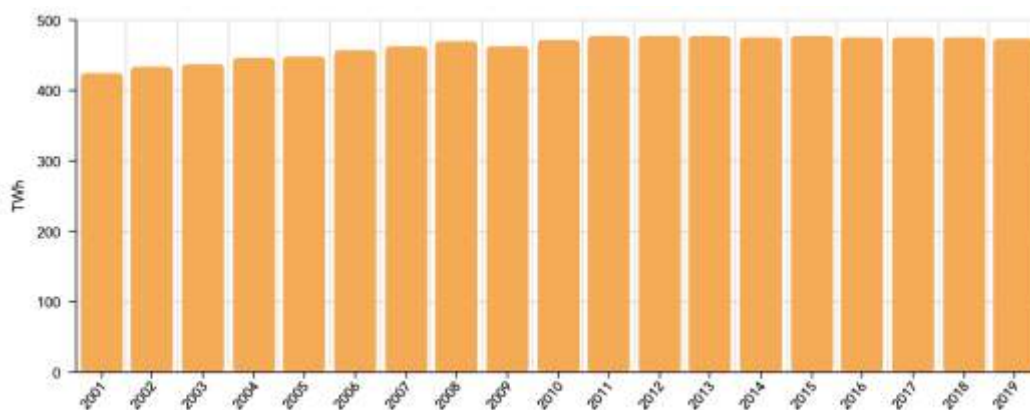
- 1) Renforcer la transparence sur les hypothèses et la méthodologie d'élaboration du Bilan prévisionnel ;
- 2) Entamer la révision des perspectives de consommation pour la période 2020-2035, déjà étudiée dans le Bilan prévisionnel 2017 ;
- 3) Déterminer les principes de construction des trajectoires de consommation qui seront utilisées pour le volet 2050 envisagé pour le prochain Bilan prévisionnel « long terme ».

Les premières conclusions issues de ce groupe de travail et des contributions des parties prenantes ont d'ores et déjà permis de réviser certaines hypothèses, qui seront reprises dans le prochain Bilan prévisionnel 2020.

2.2. Une stabilité de la consommation sur les dernières années

La consommation électrique est entrée dans une phase de stabilité depuis le début des années 2010, principalement sous l'effet de l'amélioration de l'efficacité énergétique, dans un contexte de ralentissement de la croissance économique et de la « tertiarisation » de l'économie (le secteur tertiaire étant moins énergivore que l'industrie).

Cette tendance a été confirmée en 2019, avec une demande d'électricité en légère baisse par rapport à 2018 (-0,5%), avec une activité économique moins dynamique et quelques mouvements sociaux en fin d'année.



Evolution de la consommation corrigée de l'aléa météorologique (source : Bilan électrique 2019)

2.3. Une crise sanitaire dont l'impact à venir sur la consommation est incertain

La crise sanitaire liée au virus COVID-19, qui se propage actuellement à l'échelle mondiale, a une forte influence sur la consommation d'électricité.

Au plus fort de la crise (deuxième et troisième semaines de confinement), les mesures de confinement ont en effet pu entraîner un impact sur la consommation d'électricité supérieur à 15 %, toutes choses étant égales par ailleurs (consommation à conditions météorologiques équivalentes). Cet impact s'est par la suite réduit sur les semaines suivantes, du fait d'une reprise partielle de l'activité, notamment dans le secteur industriel. À fin avril, l'impact estimé sur la consommation d'électricité nationale n'était plus que de l'ordre de 10 %.

Les premiers éléments d'analyse publiés par RTE dès le mois d'avril ont montré que les secteurs les plus touchés étaient la grande industrie (dont la consommation électrique est intimement liée au processus productif), notamment l'automobile, la sidérurgie et les matériaux, et les transports ferroviaires. *A contrario*, la consommation du secteur résidentiel a très légèrement augmenté durant le confinement, du fait d'une présence plus importante à domicile.

Une telle contraction de la consommation est totalement inédite en un temps aussi réduit, quasiment du jour au lendemain. Elle dépasse largement l'impact de la crise économique de 2008-2009, l'événement ayant entraîné le plus fort impact baissier sur la demande électrique depuis la seconde guerre mondiale.

Une évolution à venir de la consommation intimement liée aux contextes économique et sanitaire

Face à tel un événement dont les effets sont d'une ampleur inédite à ce jour, il est particulièrement délicat de projeter des dynamiques de sortie de crise, dont les ressorts demeurent empreints d'une très grande incertitude, notamment sur le contrôle relatif ou non de l'épidémie en Europe de l'Ouest dans les prochains mois.

L'activité économique de la France restera affectée pendant plusieurs semaines, voire plusieurs mois ou années. La rapidité de la reprise de l'activité économique sera soumise à des contraintes d'offre (problèmes d'approvisionnement, reprise progressive selon les secteurs, etc.) et de demande (baisse probable du revenu des ménages et des entreprises, climat d'incertitude, etc.), ce qui rend particulièrement délicat la prévision de l'ampleur et de la dynamique de la reprise de l'activité économique.

Ce profil de sortie de crise va avoir un impact de premier ordre sur celui de l'évolution de la consommation d'électricité, tant il est vrai que les fluctuations conjoncturelles de l'activité économique demeurent le principal facteur d'incertitude sur un horizon de court et moyen terme.

A date, le consensus des économistes envisage une baisse de PIB de 9,7% en 2020, suivie d'un rebond de 7,0% en 2021. Il s'agit là de valeurs médianes sur un panel d'une vingtaine de prévisions, présentant des écarts assez élevés.

RTE propose d'appuyer le scénario « Relance progressive » sur les valeurs issues du consensus, en les actualisant dès que de nouvelles prévisions seront disponibles. Au-delà de 2021, la croissance du PIB

reprendrait le rythme retenu dans la trajectoire AMS de la SNBC (+1,3% par an d'ici 2025, puis +1,4% par entre 2025 et 2030).

Le scénario « Effets durables de la crise » pourrait quant à lui s'appuyer sur une valeur basse du consensus et tabler sur une baisse de 11,1% en 2020 suivie d'un rebond de 5,9% en 2021. Au-delà, la croissance potentielle de la France demeurerait affectée et l'activité économique repartirait sur un rythme modéré (+0,8% par an d'ici 2025, puis +0,9% par entre 2025 et 2030).

2.4. Un impact de la crise sanitaire très différent selon les secteurs

Les analyses sectorielles de l'impact de la crise présentées ci-après visent à illustrer les incertitudes particulièrement importantes qui pèsent sur l'évolution de la consommation d'électricité. Elles devront être renforcées et affinées ultérieurement, au fur et à mesure que des indicateurs macroéconomiques ou des données statistiques sectorielles sur la consommation électrique seront disponibles.

2.4.1. Secteur résidentiel

La disponibilité des données de comptage sur les réseaux de distribution ne permettant pas un diagnostic en temps réel, il n'est pas possible à date de s'appuyer sur des données sectorielles détaillées pour appréhender l'impact du confinement sur la consommation d'électricité du secteur résidentiel.

Compte tenu de la présence permanente des occupants dans les logements, une très légère hausse de la consommation est toutefois plausible. Ce phénomène pourrait partiellement perdurer cet hiver, voire au cours des quelques prochaines années, notamment si le recours au télétravail reste d'actualité pour une partie de la population active ou si le taux de chômage augmentait sensiblement en cas de crise marquée.

Les effets sur la consommation résidentielle devraient toutefois rester limités. L'analyse usage par usage ne permet en effet pas de mettre en évidence un usage qui pourrait être très fortement affecté par la crise sanitaire :

- Le **chauffage électrique** ne devrait être que marginalement affecté : la crise est susceptible d'être à l'origine de retards sur les objectifs de rénovations et sur les transferts vers des solutions électriques performantes mais les effets à moyen terme sont faibles. Un effet comportemental, difficile à quantifier, est également envisageable si la crise économique venait à perdurer et à affecter le pouvoir d'achat des ménages : des arbitrages au détriment du confort thermique (sous-consommation) pourraient intervenir chez les ménages en situation précaire. Enfin, une présence accrue au domicile peut induire un fonctionnement légèrement plus intensif des systèmes de chauffe, partiellement contrebalancé par des apports internes plus élevés.

Au-delà de l'effet de court terme, les trajectoires d'évolution intégreront les orientations de politique énergétique.

En particulier, le nombre annuel de rénovations respectera bien, dans la trajectoire de « relance progressive », les objectifs de la SNBC (plus de 370 000 rénovations complètes équivalentes par an à partir de 2022 pour atteindre 700 000 rénovations complètes équivalentes par an en 2030). Cet objectif ne sera que partiellement atteint dans la trajectoire « effet durable de la crise », en raison de capacités financières plus réduites pour ces investissements.

De même, la volonté de remplacer les chaudières fioul par d'autres formes de chauffage (électricité, gaz, bois, réseaux de chaleur) se traduit dans la trajectoire « relance progressive » par une accélération marquée du rythme de ces substitutions, avec un million de conversions cumulées vers l'électricité à l'horizon 2030 (700 000 dans la trajectoire « effets durables de la crise »).

- La consommation d'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire a vraisemblablement peu évolué pendant le confinement (plus de vaisselle et un lavage des mains plus régulier, mais moins de douches). L'évolution de la consommation de cet usage, à l'instar du chauffage électrique, devrait être peu affectée par la situation économique : seuls les transferts vers les solutions électriques devraient être potentiellement réduits, mais avec un impact minime à un horizon de court et moyen terme.
- La crise pourrait se traduire par un report d'investissement dans des appareils de climatisation, avec en corollaire un très léger impact sur la consommation estivale. L'effet sur la consommation hivernale est en revanche nul.
- L'achat de nouveaux appareils de froid domestique (réfrigérateurs, congélateurs) pourrait être affecté par le contexte économique des prochains mois, avec à la clé un léger retard dans la diffusion des appareils de classes d'efficacité énergétique élevées. L'impact annuel, à l'horizon de court et moyen terme, demeure toutefois minime.
- Un phénomène similaire est à attendre également sur les appareils de lavage (lave-linge, sèche-linge, lave-vaisselle), avec un impact de même ordre. En revanche, si la crise venait à affecter sensiblement le pouvoir d'achat des ménages, les achats de premiers appareils pourraient être différés, avec à la clé une moindre hausse du taux d'équipement des ménages et donc un léger effet baissier par rapport à une trajectoire « hors crise ». Par ailleurs, une présence accrue à domicile pourrait induire une légère réduction du nombre de cycles de lavage/séchage du linge, mais une augmentation du nombre de cycles de lave-vaisselle, avec un effet résultant vraisemblablement minime.
- La consommation électrique liée à la cuisson a probablement augmenté légèrement durant la période de confinement, du fait d'un plus grand nombre de repas méridiens pris à domicile (effet toutefois limité car « en temps normal » 50% des repas méridiens sont déjà préparés à domicile, éventuellement réchauffés sur le lieu de travail). Cet effet pourrait perdurer en partie selon la proportion d'employés demeurant en télétravail et selon l'évolution du nombre de chômeurs. A titre d'illustration, avec une hypothèse de la poursuite du télétravail pour trois millions d'employés, la hausse de consommation annuelle de l'usage pourrait être d'une centaine de gigawattheures.

- La consommation des **technologies de l'information et de la communication** (TIC) a été affectée par la période de confinement. Une utilisation plus intensive des téléviseurs et consoles de jeux a pu générer une centaine de gigawattheures de consommation supplémentaire. L'usage plus soutenu des ordinateurs pour le télétravail a également eu un impact sur la consommation, toutefois limité par le fait qu'il s'agit essentiellement d'ordinateurs portables, moins énergivores que les ordinateurs de bureau. Cumulé avec l'usage accru des smartphones et tablettes, cet impact est estimé à 400 GWh environ, et il pourrait partiellement perdurer sur l'horizon de court et moyen terme selon l'ampleur de la poursuite du télétravail.
- Enfin, la consommation électrique pour l'**éclairage** ainsi que pour les **autres usages diffus** ne devrait pas, au premier ordre, être affectée par la crise.

Question 2

Partagez-vous les tendances présentées pour la part résidentielle de la consommation ?

2.4.2. Secteur tertiaire

L'activité de services a subi un fort ralentissement, notamment dans le secteur de l'hébergement et de la restauration. Le secteur tertiaire englobe un grand nombre de PME-PMI, dont la survie peut être compromise par la crise actuelle.

En outre, le déconfinement sera progressif et certains pans d'activité, comme la restauration, ne devraient pouvoir redémarrer qu'en adoptant des mesures sanitaires susceptibles de réduire le nombre de couverts servis et donc de fragiliser sa santé financière.

Une reprise d'activité progressive, plus ou moins rapide selon les branches d'activité, reste néanmoins envisageable, notamment si la situation sanitaire poursuit son amélioration dans les prochains mois. Dans le cas contraire, la crise sanitaire pourrait se doubler d'une crise économique durable dont les effets seraient perceptibles sur le niveau de consommation des prochaines années.

Les usages thermiques du bâtiment, **chauffage** et **climatisation/ventilation**, devraient être modérément affectés dans la mesure où le parc de bâtiments devrait demeurer relativement constant à court terme (seules les faillites d'entreprises sont de nature à le réduire légèrement). Ces usages étant avant tout liés aux surfaces plus qu'au seul nombre d'occupants, l'impact baissier sur la consommation devrait demeurer modeste.

Les autres types d'usages - **eau chaude sanitaire**, **cuisson**, **froid**, **éclairage**, **électricité spécifique** - sont en revanche également liés au nombre d'occupants, avec à la clé un impact baissier sur la consommation proportionnellement plus important et qui pourrait atteindre quelques térawattheures.

Les consommations du **tertiaire hors bâti** (assainissement, gestion des déchets, bâtiment-construction, centres de recherche énergétique, éclairage public, gestion d'immeuble habitat, gestion d'immeuble tertiaire, télécommunications...) seraient globalement peu affectées, à l'exception notable de celle du secteur de la construction sur lequel l'effet d'une conjoncture morose serait de nature à réduire l'activité.

Question 3

Partagez-vous les tendances présentées pour la part tertiaire de la consommation ?

2.4.3. Secteur industriel

Outre les mesures sanitaires qui ont conduit à l'arrêt de nombreux sites de production, l'industrie a subi le contrecoup de la fermeture des canaux de distribution, de la chute de la demande de biens manufacturés, de l'absentéisme ou des difficultés logistiques induites par le confinement. Seule l'industrie agroalimentaire a été relativement peu affectée du fait d'une demande restée par nécessité soutenue.

De fait, la reprise de l'activité productrice de l'industrie après la levée partielle des mesures de confinement nécessitera dans certains cas quelques semaines pour gérer les contraintes logistiques (aménagement éventuel des postes de travail, redémarrage de chaîne de production...). Au-delà, deux effets potentiels sont à même de jouer en sens inverse : un effet rebond lié à la reconstitution des stocks d'une part, mais un possible effet de perte de croissance potentielle liée à des fermetures définitives de sites d'autre part.

Il existe un risque de voir s'enclencher une spirale économique défavorable dans laquelle les faillites et la réduction de l'emploi conduisent à une réduction du revenu des ménages qui alimente à son tour la réduction de l'activité.

Dans un scénario de reprise (rebond lié à la reconstitution des stocks, mesures de soutien ciblées permettant d'éviter la spirale économique défavorable précédemment évoquée), une reprise progressive de la production industrielle – et donc de la consommation électrique qui lui est intimement associée – est envisagée pour retrouver vers la fin de 2021 ou dans le courant de l'année 2022 un niveau proche de celui d'avant-crise.

Dans le scénario basé sur des effets durables de la crise, en France et à l'international, la croissance potentielle pourrait être entamée par la réduction de l'appareil productif et se traduire, à l'instar des effets de la crise de 2008 (en dépit de ses caractéristiques différentes), par un niveau de production (et de consommation électrique) durablement inférieur à celui d'avant-crise.

L'**industrie agroalimentaire** devrait demeurer très peu affectée par la crise (comme cela avait déjà été le cas en 2008-2009). On peut supposer qu'en cas d'effets négatifs durables de cette crise, quelques arbitrages marginaux des ménages peuvent réduire légèrement la demande, avec un impact limité sur l'activité de la filière.

La **chimie et la parachimie** apparaissent également relativement peu affectées en matière de consommation électrique. L'appareil productif pourrait donc fonctionner à son régime nominal pour peu que la reprise soit rapidement au rendez-vous. En revanche, en cas de contexte économique défavorable, la contraction de la demande pourrait finir par affecter cette branche et se traduire par une baisse de plusieurs points de la production. Le diagnostic est similaire pour le secteur du **papier-carton**, dont une partie de l'activité est soutenue par la filière emballage pour les besoins du commerce.

Enfin, dans les autres secteurs (**sidérurgie, métallurgie et mécanique, minéraux et matériaux, construction automobile, industries diverses**), l'impact de la crise apparaît plus marqué et la baisse d'activité pourrait atteindre des niveaux plus importants.

	Impact de la crise à court terme	Evolution à 2030	
		Scénario « Relance progressive »	Scénario « Effets durables de la crise »
Industrie agroalimentaire	➔	Poursuite d'une légère croissance tendancielle	Poursuite d'une légère croissance tendancielle
Chimie et la parachimie	⬇	Rattrapage du niveau d'avant-crise à l'horizon 2022 et reprise de la tendance d'avant-crise	Relative stagnation jusqu'en 2025, et reprise progressive au-delà
Papier-carton	⬇		
Sidérurgie	⬇⬇		
Métallurgie et mécanique	⬇⬇		
Minéraux et matériaux	⬇⬇		
Construction automobile	⬇⬇		
Industries diverses	⬇⬇		Relative stagnation jusqu'en 2025, et reprise au-delà, sans retrouver le niveau d'avant-crise (perte de capacités productives)

Evolutions envisagées des trajectoires de demande par grandes branches industrielles

Question 4

Partagez-vous les tendances présentées pour la part industrielle de la consommation ?

Dans le cadre des travaux de préparation du Bilan prévisionnel 2050, la thématique de la relocalisation de certaines industries a été abordée. Lors de la Commission « Perspectives système et réseau » organisée par RTE le 28 février 2020, il a notamment été décidé de faire de ce thème un axe spécifique de l'étude à l'horizon 2050, de manière à vérifier ses conséquences sur le système électrique et ses conséquences en matière de réduction de l'empreinte carbone.

La crise sanitaire a encore renforcé l'intérêt de cette thématique, avec la volonté des autorités françaises et européennes de renforcer l'indépendance stratégique de la France et de l'Europe en œuvrant à la relocalisation de certaines industries. De manière générale, les plans de relance pourraient également souhaiter accélérer un certain nombre de programmes relevant de la transition bas carbone, avec des conséquences concrètes sur le système électrique dans les dix prochaines années. Ceci constitue ainsi un objet d'étude pour le Bilan prévisionnel 2020.

Question 5

Considérez-vous nécessaire d'évaluer les perspectives de relance via une accélération des transitions bas-carbone ou la relocalisation de certaines activités industrielles ? Si oui, quelles priorités souhaitez-vous que RTE investigue en priorité ?

2.4.4. Secteurs des transports, de l'agriculture et de l'énergie

La consommation d'électricité du secteur de l'**agriculture** devrait être très modestement affectée par la crise.

Le **secteur de l'énergie** (qui comprend notamment les raffineries, les réseaux de chaleur, la distribution d'eau...) pourrait quant à lui retrouver rapidement un niveau similaire à celui d'avant crise en cas de reprise (le raffinage pourrait être porté par un recours accru à l'automobile individuelle, lié à la crainte de contagion dans les transports collectifs). En revanche, en cas de contexte économique défavorable, l'impact baissier pourrait être plus important.

A plus long terme, le développement d'une production décarbonée d'hydrogène, essentiellement par procédé électrolytique (production d'hydrogène à partir d'électricité et d'eau), apparaît comme un des leviers pour décarboner l'économie.

Conformément à la trajectoire AMS de la SNBC, une consommation de 25 TWh d'électricité devrait être consacrée à ce nouvel usage à l'horizon 2030. A cet horizon, les priorités identifiées par l'Etat consistent à convertir la production conventionnelle de l'hydrogène industriel vers un mode de production décarbonée.

Cet objectif sera pleinement atteint dans le scénario « Relance progressive », mais seulement de façon partielle (10 TWh) dans le scénario « Effets durables de la crise ».

La consommation d'électricité du **secteur des transports** est aujourd'hui liée à hauteur de 94% à celle des transports ferrés (trains, métros, tramways). Le retour à un trafic classique d'avant crise devrait, au-delà des contraintes logistiques (absentéisme du personnel lié à la pandémie notamment), pouvoir intervenir assez rapidement, si la situation sanitaire demeure sous contrôle dans les mois à venir. Si ce n'était pas le cas, le trafic ferré pourrait rester assuré à un niveau partiel, tant pour les voyageurs que pour les marchandises (effet économique de la crise).

Au sein de ce secteur et en amont de la crise sanitaire, la France a affiché des ambitions importantes d'électrification du parc de véhicules. Ainsi, les constructeurs aussi bien que les pouvoirs publics prévoyaient un développement soutenu de la mobilité électrique dès les prochaines années, avec un nombre de véhicules électriques en circulation qui pourrait représenter un million d'unités en 2022 et jusqu'à environ 15 millions en 2035 (soit de l'ordre de 40 % du parc de véhicules légers). Des incitations financières ont par ailleurs été lancées par le gouvernement pour soutenir le développement de la filière en sortie de crise. L'impact de celle-ci sur le développement de cette filière devrait ainsi être modéré.

En mai 2019, RTE a publié une étude³ détaillant les enjeux du développement de la mobilité électrique pour le système électrique à l'horizon 2035. Ce rapport, réalisé en concertation avec les parties prenantes dans le cadre d'un groupe de travail copiloté par l'AVERE-France et RTE a permis de définir des hypothèses concertées et contrastées. RTE propose ainsi de retenir pour le développement du parc :

- La trajectoire « Relance progressive » s'appuierait sur une trajectoire de développement soutenu de l'électromobilité, avec un parc de véhicules électriques ou hybrides rechargeables de 2 millions d'unités en 2025 et de plus de 7 millions en 2030 ;
- La trajectoire « Effets durables de la crise » suppose un contexte moins porteur et un développement du parc légèrement moins dynamique, avec 1,6 millions d'unités en 2024 et 5,4 millions en 2030.

Question 6

Partagez-vous les tendances présentées pour les secteurs des transports, de l'agriculture et de l'énergie dans la consommation ?

2.4.5. Hypothèses proposées dans le Bilan prévisionnel 2020

Les deux scénarios centraux proposés pour le Bilan prévisionnel 2020 visent à couvrir au mieux le spectre des évolutions possibles du contexte macroéconomique des prochaines années, avec en corollaire un effet majeur sur les trajectoires de consommation d'électricité en France.

RTE propose donc de retenir pour le diagnostic du Bilan prévisionnel 2020 deux types de trajectoires de consommation, dont les hypothèses seront affinées avec le retour d'expérience de l'évolution de l'activité économique post-déconfinement.

Les deux trajectoires intégreront ainsi une baisse marquée de la consommation électrique en 2020 (dont le niveau pourrait être de l'ordre de 3 à 4%, soit de 15 à 20 TWh).

³ https://www.rte-france.com/sites/default/files/electromobilite_synthese_9.pdf

Pour la suite :

- Le **scénario « Relance progressive »** table sur une reprise progressive de l'activité productrice de l'industrie et des services, renforcée notamment par un besoin de reconstitution des stocks dans certains secteurs. Dans un contexte qui reste relativement contraint à court et moyen terme, les investissements dans l'efficacité énergétique et dans les transferts d'usage sont légèrement en-deçà des ambitions affichées avant la crise sanitaire. Le niveau d'avant-crise, autour de 475 TWh, serait ainsi retrouvé en une à deux années.

Au-delà de l'horizon de moyen terme (2025), deux trajectoires sont proposées pour 2030. L'une suppose une inflexion haussière forte des actions d'efficacité énergétique et de transferts d'usage qui permet l'atteinte des objectifs de la PPE en fin d'horizon. L'autre table sur la poursuite des trajectoires de 2020-2025, à un rythme soutenu mais ne permettant toutefois pas d'atteindre les objectifs de la PPE.

- Le **scénario « Effets durables de la crise »** suppose l'entrée de l'économie mondiale dans une spirale économique défavorable, avec un fort recul de l'activité industrielle, une révision à la baisse des objectifs d'efficacité énergétique, une moindre électrification, etc. En outre, dans ce contexte dégradé, la pression sur le revenu des ménages est à même de se traduire par une sobriété subie, de nature économique (phénomènes de sous-consommation amplifiés). Ce scénario intègre donc une relative atonie sur le plan de la consommation.

Ce scénario suppose une perte de croissance potentielle (comme on avait pu le constater après la crise de 2008-2009) avec l'activité industrielle qui ne repart timidement à la hausse qu'au-delà de 2025, sans retrouver son niveau d'avant-crise. Dans cette trajectoire, la baisse de consommation électrique de 3 à 4 % de 2020 devrait être suivie par une relative atonie jusqu'en 2025, et par une très légère croissance au-delà.

Le tableau ci-après résume succinctement les orientations proposées pour les trajectoires de demande.

	Scénario « Relance progressive »				Scénario « Effets durables de la crise »			
	2020 - 2025		2030		2020 - 2025		2030	
	Objectifs PPE/SNBC		Variante : Atteinte partielle des objectifs PPE/SNBC					
Consommation totale	Diminution en 2020, et reprise industrielle en France ensuite		Compatible SNBC	Atteinte partielle des objectifs SNBC	Diminution sensible de la consommation sur l'industrie et modérée sur le tertiaire		SNBC ajustée avec diminution sur l'industrie et ambitions à la baisse sur le résidentiel	
Activité économique	Diminution en 2020, puis regain d'activité et rattrapage en 2025 du PIB SNBC		Compatible SNBC	Compatible SNBC	Apparition d'un contexte économique défavorable		Reprise progressive du rythme de croissance antérieur, sans rattrapage	
Production industrielle	Diminution en 2020 puis rebond en 2021-22 (reconstitution des stocks) et rattrapage		Compatible SNBC	Compatible SNBC	Diminution sensible en 2020 puis relative stagnation		Reprise timide au rythme de la reprise économique	
Efficacité énergétique	Retour aux objectifs SNBC vers 2022-23		Compatible SNBC	En-deçà des ambitions de la SNBC	Objectifs de rénovations revus à la baisse par manque de capacité de financement		Légère croissance du nombre de rénovations, mais en-deçà de l'objectif SNBC	
Sobriété	La crise catalyse la diffusion des gestes de sobriété		Compatible SNBC	En-deçà des ambitions de la SNBC	Sobriété subie, de nature économique du fait de la baisse des revenus		Sobriété subie, qui se relâche un peu avec la lente reprise	
Transferts d'usage	Au-delà de la crise, retour aux ambitions de la SNBC		Compatible SNBC	En-deçà des ambitions de la SNBC	Contexte peu porteur pour les investissements d'électrification		Transferts en hausse, mais en-deçà des ambitions SNBC (trajectoire basse des VE/VHR notamment)	

Principes de construction des trajectoires de demande

Question 7

Partagez-vous les approches proposées pour chacune des trajectoires de consommation ?

Êtes-vous d'accord avec l'analyse sur l'impact sectoriel de la crise sanitaire et sur l'ordre de grandeur de son impact global ?

Avez-vous des propositions alternatives sur les hypothèses d'évolution de la consommation électrique ?

3. Hypothèses relatives au pilotage de la demande

Le pilotage de la demande constitue un levier adapté aux besoins croissants de flexibilité du système électrique. Le pilotage de la demande peut prendre plusieurs formes allant d'une adaptation récurrente du profil de consommation (par exemple en déclenchant à heure fixe la production d'eau chaude sanitaire ou la recharge de véhicule électrique) à de l'effacement de consommation (défini comme l'action visant à baisser temporairement la consommation, sur sollicitation ponctuelle envoyée au consommateur).

La France dispose de flexibilités de la consommation à partir d'offres tarifaires. L'option « heures pleines / heures creuses » a ainsi permis de développer l'asservissement de certains usages « déplaçables » (notamment la production d'eau chaude sanitaire) en modifiant le profil quotidien d'utilisation. Les options à pointe mobile (notamment EJP, Tempo) permettent aussi de développer une capacité d'effacement, mobilisable ponctuellement (une vingtaine de jours par an) en fonction des besoins du système électrique.

3.1. Effacements de consommation

Un levier pour la gestion des pointes du système électrique

Les effacements de consommation, au sens d'une adaptation ponctuelle et temporelle de la consommation (indépendamment de la modulation récurrente et systématique d'une courbe de charge par rapport à une courbe de charge « naturelle »), constituent un levier particulièrement adapté pour la gestion des situations de tension sur le système électrique. Certains consommateurs sont capables d'abaisser leur soutirage si cette baisse intervient rarement. Compte-tenu de la nature des aléas qui pèsent sur la sécurité d'approvisionnement en France (où les risques de tension sont rares et ponctuels, avec de forts aléas sur la consommation liés aux conditions climatiques), les effacements de consommation constituent un levier particulièrement pertinent quand ils peuvent fournir la capacité disponible dans des conditions économiquement satisfaisantes.

Pour cette raison, RTE et les pouvoirs publics ont constamment accompagné le développement des effacements depuis 2010 et d'importants efforts réglementaires et techniques ont été réalisés.

L'ensemble des capacités d'effacement en France représente aujourd'hui environ 3 GW, en très légère croissance par rapport à 2018 (environ + 200 MW). Il s'agit du volume effectivement déclaré comme disponible sur le mécanisme de capacité en 2019, composé :

- d'une part des effacements indissociables de l'offre de fourniture (630 MW en 2019). Ce volume correspond à une estimation moyenne de la baisse de la consommation lors des jours de pointe des offres tarifaires EJP et Tempo à destination des clients résidentiels, déclarée par les fournisseurs ;
- d'autre part, des effacements dits explicites certifiés sur le mécanisme de capacité par des opérateurs d'effacement (2240 MW en 2019). Ce volume correspond à une puissance certifiée, c'est à dire fournissant un service équivalent à celui d'un moyen de production sans contrainte. Il s'agit à ce stade d'une valeur déclarée par les opérateurs et non corrigée des constats sur la disponibilité réelle (puissance effectivement offerte, résultats des tests, etc.). Il

représente ainsi la capacité d'effacement déclarée comme disponible durant les heures définies dans les plages horaires des périodes de pointe PP2, soit entre 7h-15h et 18h-20h⁴.

Un objectif de développement de la filière confirmé dans la PPE

La PPE adoptée en avril 2020 fixe un objectif de développement important et progressif de la capacité d'effacement, avec un point de passage à 4,5 GW pour 2023 et un objectif de 6,5 GW à l'horizon 2028, sans détailler précisément ce que recouvre ce chiffre. Les analyses de RTE sont centrées sur la contribution effective à la sécurité d'approvisionnement, en tenant compte des contraintes sur leur disponibilité, les contraintes de stock et leur niveau de fiabilité lors des activations, c'est-à-dire selon l'approche retenue dans le mécanisme de capacité.

Depuis une dizaine d'années, la France a mis en place un cadre réglementaire permettant aux effacements sur tout type de sites (industrie, tertiaire, résidentiel) de participer aux différents services du système électrique: la totalité des marchés sont désormais ouverts aux effacements de consommation (marché de capacité, marché de l'énergie, contractualisation des réserves, mécanisme d'ajustement, services système). Cette ouverture des différents marchés s'est aussi accompagnée de la possibilité offerte à des opérateurs indépendants de fournir ces services et de valoriser les effacements sur les marchés sans l'accord du fournisseur (en mettant en place un dispositif régulé pour compenser l'énergie injectée par le fournisseur et qui est valorisée par l'opérateur d'effacement). En complément de ces adaptations du cadre de régulation, un dispositif de soutien a été mis en place via l'appel d'offres effacement, dont les modalités ont été approuvées par la Commission européenne jusqu'en 2023. Il vise à soutenir le développement de la filière.

RTE et les autorités françaises ont néanmoins fait le constat que ce dispositif de soutien était insuffisant pour atteindre les objectifs fixés dans la PPE. Des propositions ont été formulées aux parties prenantes pour accélérer le développement de la filière. Ces propositions s'articulent autour (i) de l'augmentation du soutien capacitaire (notamment rehaussement des plafonds de rémunération dans l'AO effacement), (ii) la relance des effacements fournisseurs (soutien public, possibilité d'offres de fourniture avec installation de matériel et engagement du consommateur sur une durée minimale), (iii) d'accompagnement des consommateurs à l'identification de leur potentiel de flexibilité et leur mise en valeur et (iv) le perfectionnement du fonctionnement des marchés (expérimentation du contrôle des effacements à la maille de l'usage effacé et non du site, révision de la construction des barèmes de versement). Ces dispositions favorisant le développement de la filière seront accompagnées d'exigences sur la poursuite de la fiabilisation de la filière.

Le soutien public au développement des effacements portent sur des effacements « verts » issus du pilotage des usages et non l'utilisation de groupes électrogènes. Depuis l'appel d'offres de 2020, ces effacements « gris » ne peuvent plus disposer du soutien public (ils représentaient 380 MW de capacités candidates sur l'AOE 2019).

⁴ Les jours PP1 et PP2 (« période de pointe 1 et 2 »), déterminés par RTE, sont signalés de janvier à mars et de novembre à décembre (hors période de vacances scolaires de Noël). La période signalée couvre les plages horaires [7 h 00 ; 15 h 00[et [18 h 00 ; 20 h 00[du jour concerné. Les jours PP1 (10 à 15 jours par an) sont les jours de forte consommation. Les jours PP2 (10 à 25 jours par an) couvrent les jours PP1 ainsi que les jours de tension pour le système électrique.

Par ailleurs, face à la situation inédite pour la sécurité d'approvisionnement électrique durant l'hiver 2020-2021 soumis à vigilance, Élisabeth Borne, ministre de la Transition écologique, a annoncé la mise en place de mesures pour développer la filière dès les prochains mois : doublement du mécanisme de soutien par appel d'offres (de 30 k€/MW à 60 k€/MW pour 2021), bonification pour les nouvelles capacités qui pourraient se rendre disponibles dès le mois de novembre 2020 et un appel d'offres spécifique actuellement en préparation pour soutenir l'effacement tarifaire pour favoriser le développement de nouvelles offres tarifaires dès le mois de septembre 2020.

Un renforcement de la fiabilité de la filière essentiel à sa maturité et son développement

Suite à l'identification de problèmes de fiabilité des effacements soutenus via les appels d'offres, RTE a mis en place à compter de 2017 un « paquet fiabilité » (durcissement des contrôles et des pénalités, suivi rapproché) pour améliorer la disponibilité effective de cette filière.

Les analyses récentes montrent que cette politique porte ses fruits, notamment pour les effacements engagés dans l'AOE (qui sont significativement pénalisés en cas de défaut). La fiabilité atteint aujourd'hui des niveaux satisfaisants en moyenne, même si une forte variabilité des résultats activation par activation est toujours notée. La fiabilité des effacements reste ainsi inférieure à celle de filières de production rendant des services comparables (contribution essentiellement capacitaire) avec notamment une tendance à la surestimation de la puissance disponible ainsi qu'une très forte imprécision à l'activation.

Ce déficit de fiabilité peut s'expliquer en partie par les spécificités de la filière (la puissance effaçable dépend du niveau de consommation, qui est par nature variable) mais il ne constitue pourtant pas une fatalité. Il existe en effet une très forte disparité en matière de fiabilité entre les différents acteurs de la filière, y compris parmi ceux agissant sur des sites aux profils similaires.

Des capacités retenues dans le cadre d'appels d'offres long terme

Le 12 juin 2019, sur décision du ministre de l'énergie, RTE a lancé 4 appels d'offres long terme destinés à des nouvelles capacités. Cette initiative répond à l'engagement pris par les autorités françaises pour mettre en conformité le mécanisme de capacité avec la décision de la Commission européenne du 8 novembre 2016. Ces appels d'offres permettent aux nouvelles capacités lauréates de sécuriser leur rémunération perçue au titre de leur contribution à la sécurité d'approvisionnement sur une période de 7 ans et ainsi faciliter l'investissement (elles ne sont plus exposées aux variations du prix sur le mécanisme de capacité).

Ces appels d'offres technologiquement neutres (ouverts à toutes les capacités émettant moins de 20 g CO₂/kWh) ont fait émerger 124 MW de capacité d'effacement pour les périodes 2021-2027 et 2022-2028, ainsi qu'environ 250 MW de batteries.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Malgré la volonté affichée des pouvoirs publics sur le développement de la filière et les propositions récemment formulées, plusieurs incertitudes importantes demeurent sur l'évolution de la capacité d'effacement et sa contribution réelle à la sécurité d'approvisionnement :

- l'évolution du tissu industriel dans un contexte de crise économique, alors que les deux tiers de la capacité d'effacement reposent sur des sites industriels ;
- la mise en place réelle des mesures proposées aux acteurs, dans un contexte où plusieurs d'entre elles relèvent des aides d'état et nécessitent une nouvelle approbation par la Commission européenne ;
- l'effet réel de ces mesures alors que les gisements potentiels sont en partie inconnus ;
- la capacité de la filière à poursuivre l'amélioration de sa fiabilité.

Au vu des incertitudes présentes pour le développement des effacements à la sortie de la crise sanitaire, RTE propose ainsi de distinguer les rythmes de développement de chacun des scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 :

- Dans le **scénario « Relance progressive »**, le tissu industriel n'est pas impacté significativement par la crise et les pouvoirs publics poursuivre le soutien au développement de la filière.

Pour l'horizon 2020-2025, dans la continuité du dernier Bilan prévisionnel, RTE propose de retenir une augmentation modérée de la capacité équivalente d'effacements permettant notamment d'atteindre 3,7 GW (à haut niveau de fiabilité) fin 2023.

Deux cibles sont ensuite proposées pour 2030 :

- une cible basse considérant une poursuite de la trajectoire de développement sur 2020 – 2025, permettant notamment d'atteindre 4,7 GW fin 2028 ;
- une cible haute correspondant à l'atteinte des objectifs de la PPE en fin d'horizon (6,5 GW en 2028), nécessitant une inflexion forte sur la deuxième partie de la PPE.

Ces trajectoires intègrent la poursuite du travail de fiabilisation engagé depuis le « paquet fiabilité » de 2017, qui a déjà conduit à des améliorations notables.

- Dans le **scénario « Effets durables de la crise »**, la crise entraîne un climat économique fortement défavorable pour le développement de l'effacement, malgré la mise en place de dispositifs permettant de maintenir un développement de la capacité installée sur le premier hiver. Notamment, les effacements tarifaires voient leur volume s'éroder au fil des ans.

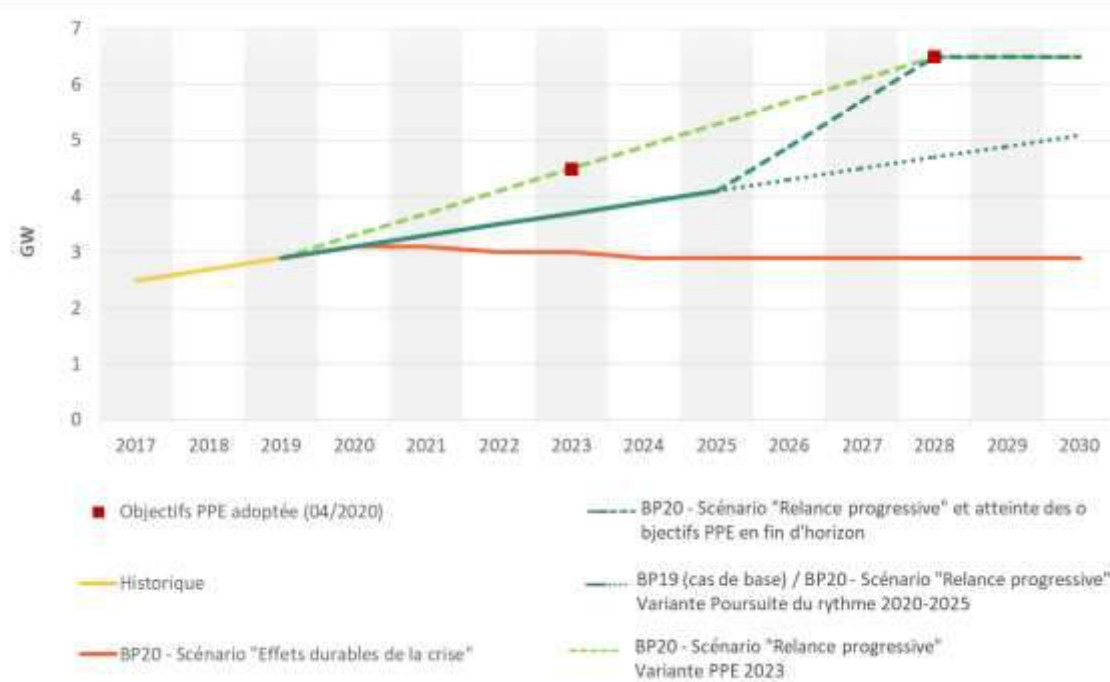
RTE propose de retenir pour ce scénario une augmentation de la capacité d'environ 200 MW pour le premier hiver 2020-2021, suivi d'une contraction très légère et progressive des effacements (tarifaires), avec toutefois une fiabilisation progressive des capacités déjà existantes.

Cette trajectoire porte ainsi à 3 GW la capacité installée fin 2023 et à 2,9 GW fin 2028.

Dans la continuité du dernier Bilan prévisionnel, une trajectoire haute basée sur l'atteinte des objectifs de la PPE, y compris celui à l'horizon 2023 (4,5 GW), est proposée comme variante du scénario « Relance progressive ».

Pour l'ensemble des configurations étudiées, la modélisation distingue les effacements tarifaires et les effacements explicites :

- le volume d'effacements tarifaires est considéré activable sans contraintes de 7h à 22h, du 1er novembre au 31 mars⁵ ;
- le volume d'effacement explicite retenu correspond au volume d'effacement « certifié » sur le mécanisme de capacité ; ces effacements sont considérés activables 10 h par jour (nombre d'heures des plages PP2).



Effacements - Evolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de l'année)

Question 8

Partagez-vous les hypothèses retenues pour l'évolution de la capacité d'effacements et les trajectoires proposées ? Si non, quelle(s) trajectoire(s) alternative(s) proposez-vous ?

3.2. Pilotage de la recharge des véhicules électriques

Le pilotage de la recharge des véhicules électriques : un enjeu important des scénarios de développement significatif de la mobilité électrique

⁵ Plages communes aux jours EJP et Tempo Rouge (1er nov. au 31 mars, [7h ; 1h[pour EJP, [6h ; 22h[)

Dans le rapport dédié à la mobilité électrique et publié en mai 2019, RTE a présenté, en concertation avec les parties prenantes dans le cadre d'un groupe de travail copiloté par l'AVERE-France et RTE, des hypothèses concertées et contrastées sur le comportement des véhicules électriques vis-à-vis du réseau électrique : accès à des points de charge, puissance des points de charge, fréquence de recharge, existence ou non de dispositifs de pilotage, développement du *vehicle-to-grid*, etc.

L'étude a confirmé que le pilotage de la recharge présentait un enjeu important dès lors que le développement de la mobilité électrique est significatif. Dans un scénario avec des hypothèses de référence (sur les lieux et moments d'accès aux bornes de recharge, les puissances des bornes, la fréquence de recharge, les besoins de mobilité, ...), chaque million de véhicule électrique crée un besoin de l'ordre de 700 MW de capacité pour la sécurité d'approvisionnement si les recharges ne sont pas pilotées. Ce besoin devient quasi nul avec un pilotage, même très simple (recharge la nuit et le week-end par exemple). Les véhicules électriques peuvent même contribuer favorablement à la sécurité d'approvisionnement en cas de développement du *vehicle-to-grid*.

Les différents scénarios étudiés dans ce rapport publié en 2019, présentant des hypothèses contrastées mais crédibles sur le développement du pilotage (comprises entre une hypothèse basse d'environ 40% de recharges pilotées de manière simple à une hypothèse haute de 80% de recharges pilotées dont 20% en *vehicle-to-grid*), ont montré un impact de premier ordre sur la sécurité d'approvisionnement. Avec 12 millions de véhicules électriques, l'effet sur la sécurité d'approvisionnement peut ainsi varier de plus de 10 GW selon le scénario considéré.

L'horizon étudié dans le Bilan prévisionnel 2020 nécessite une prise en compte fine du pilotage des véhicules électrique et l'établissement d'hypothèses concertées.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

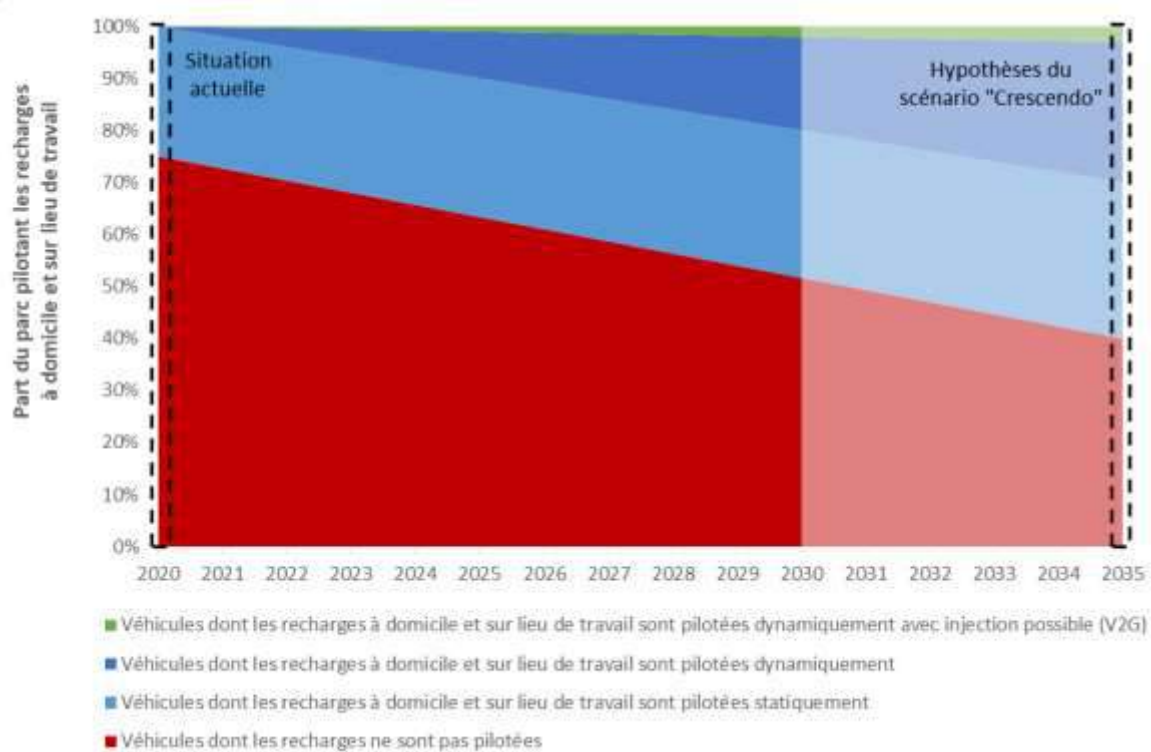
Afin d'établir les hypothèses sur le pilotage de la recharge, RTE propose de s'appuyer sur les travaux menés en concertation dans le cadre du rapport sur la mobilité électrique.

RTE propose ainsi de construire une trajectoire de développement linéaire du taux de pilotage entre la situation actuelle et un scénario de prévision à l'horizon 2035 présenté dans le rapport sur la mobilité électrique.

Les éléments partagés avec les acteurs font état d'un niveau actuel de pilotage de la recharge des véhicules aujourd'hui en circulation relativement faible (de l'ordre d'un quart du parc).

Pour l'horizon 2035, RTE propose de considérer le scénario « Crescendo » du rapport sur la mobilité électrique pour l'ensemble des hypothèses (en dehors du nombre de véhicules, dont les hypothèses seront définies dans les prévisions de consommation), qui constitue le scénario central et relativement consensuel des analyses. Ce scénario est marqué notamment par un développement important du pilotage de la recharge mais sans diffusion significative du *vehicle-to-grid* : 40% de véhicules dont la recharge n'est pas pilotée, environ 55% de véhicules dont la recharge est pilotée en monodirectionnel, et moins de 5% dont la recharge est pilotée en bi-directionnel (*vehicle-to-grid*).

Une trajectoire linéaire entre ces deux horizons amène ainsi à considérer, pour l'année 2030 étudiée dans le Bilan prévisionnel 2020, environ 50 % de véhicules dont la recharge ne serait pas pilotée et près de 50% de véhicules dont la recharge serait pilotée en monodirectionnel.



Hypothèses de développement du pilotage de la recharge des véhicules électriques

Question 9

Partagez-vous les hypothèses proposées pour le pilotage de la recharge des véhicules électriques ?

4. Hypothèses d'offre

La Programmation pluriannuelle de l'énergie a été adoptée en avril 2020

A la suite de la consultation publique lancée par le ministère de la Transition écologique et solidaire qui s'est déroulée de mi-janvier à mi-février 2020, la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été adoptée le 21 avril 2020.

Par rapport à la version mise en consultation publique, deux ajustements ont été apportés à la PPE ; ils concernent le photovoltaïque (élargissement des guichets ouverts pour l'accès au tarif d'achat sans appel d'offres pour les projets sur toitures) et les réseaux de chaleur (accélération de la fin de l'utilisation du charbon dans les réseaux).

Cette PPE, publiée ensuite au *Journal officiel* de la République française le 23 avril 2020, définit pour dix ans (2019-2028) les mesures permettant à la France d'atteindre les objectifs de la loi de transition énergétique et de la loi énergie-climat. La trajectoire proposée s'inscrit également dans un objectif d'atteinte de la neutralité carbone en 2050 défini dans l'accord de Paris sur le climat, en cohérence avec le scénario énergétique établi dans le cadre de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC).

Concernant l'offre de production d'électricité, la PPE précise notamment :

- des objectifs de développement pour les énergies renouvelables, à fin 2023 et 2028, et les mesures pour les atteindre (appels d'offres, ...) ;
- des orientations concernant la trajectoire d'évolution du parc électronucléaire, y compris au-delà de l'horizon de la PPE (2028) ;
- l'objectif de fermeture des dernières centrales au charbon d'ici 2022, et aucun nouveau projet de centrales thermiques fossiles ;
- des orientations sur le développement des moyens de stockage.

Dans leur construction, les hypothèses relatives aux filières d'offre du Bilan prévisionnel tiennent compte des objectifs publics de la PPE, mais aussi des évolutions historiques récentes et des incertitudes liées à la crise sanitaire actuelle.

4.1. Energies renouvelables

4.1.1. Hydraulique

Un potentiel hydraulique largement exploité

L'énergie hydraulique représente aujourd'hui la principale forme d'énergie renouvelable. L'essentiel du parc hydraulique a été construit avant la fin des années 1980. Depuis, les travaux portent principalement sur des modernisations d'équipements ou l'installation de petites unités de quelques mégawatts.

Avec environ 25,3 GW⁶ de puissance de turbinage installée au 31 décembre 2019 (STEP incluses), le potentiel de production hydraulique est considéré comme étant exploité au plus proche de son maximum : la puissance installée progresse peu (de l'ordre d'une dizaine de mégawatts par an sur les cinq dernières années, en dehors du suréquipement récent de la STEP de la Coche).

Un objectif d'augmentation légère des capacités installées affiché dans la PPE

Les ambitions affichées dans la PPE visent essentiellement la pérennisation du productible hydraulique, aucune nouvelle installation de grande ampleur n'étant envisagée. La PPE fixe ainsi les objectifs de 25,7 GW fin 2023 et entre 26,4 et 26,7 GW fin 2028 soit une hausse de 100 MW par an jusqu'en 2023 puis de 140 à 200 MW par an sur la deuxième partie de la PPE.

Des travaux de modernisation pourraient toutefois permettre une progression de la puissance hydraulique installée (sans implantation de nouvelles retenues d'eau).

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Au vu des incertitudes présentes pour le développement de l'hydraulique à la sortie de la crise sanitaire, RTE propose de distinguer les rythmes de développement de chacun des scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020.

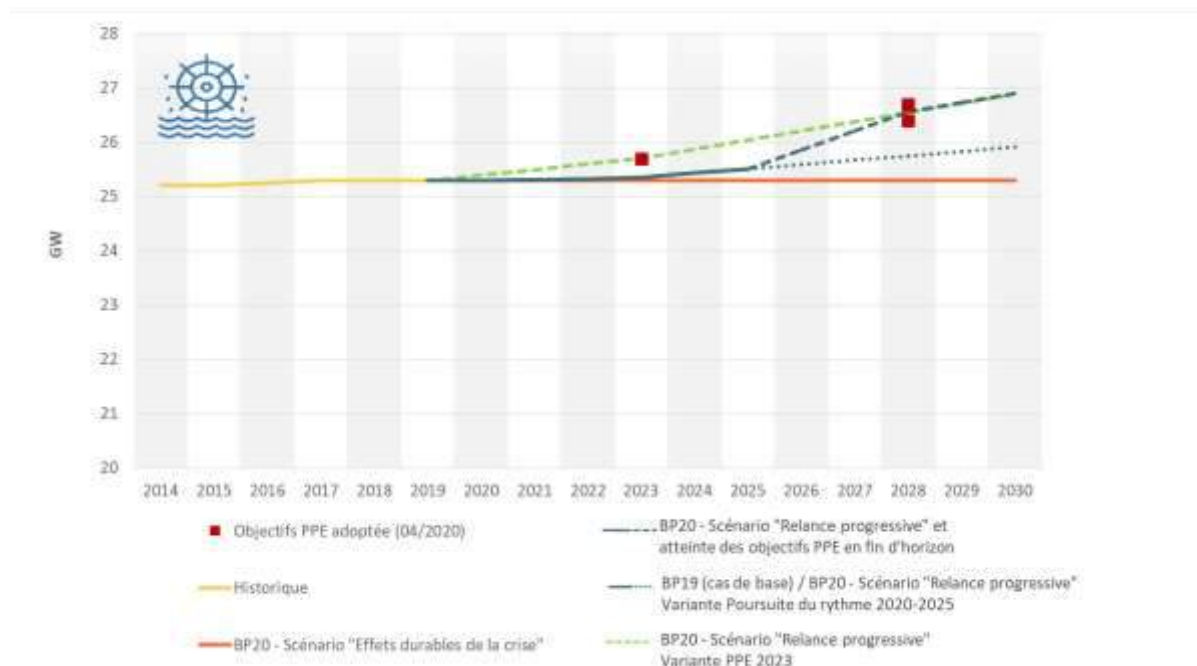
- Le **scénario « Relance progressive »** se fonde sur un développement de la filière, essentiellement via des travaux de modernisation, légèrement en-deçà des objectifs de la PPE. Au-delà d'une stagnation du parc en 2020 due à la crise sanitaire, cette trajectoire considère un accroissement de l'ordre de +20 MW par an jusqu'à 2023 puis +80 MW par an ensuite, permettant d'atteindre notamment 25,4 GW fin 2023. Une trajectoire haute basée sur l'atteinte de l'objectif de la PPE à l'horizon 2023 (25,7 GW) est proposée comme variante.

Pour 2030, la trajectoire de ce scénario correspond à l'atteinte de l'objectif médian de la PPE en fin d'horizon (26,6 GW en 2028), nécessitant une inflexion forte sur la deuxième partie de la PPE.

Une variante intégrant une prolongation de la trajectoire de développement sur 2020-2025 est considérée, permettant notamment d'atteindre 25,8 GW fin 2028.

- Dans le **scénario « Effets durables de la crise »**, RTE propose de retenir une hypothèse de stabilité du parc, de manière à examiner les conséquences d'une annulation ou d'un report durable des travaux de rénovation et d'équipement mentionnés dans la PPE.

⁶ Les chiffres relatifs à la puissance installée ou à la puissance produite de l'ensemble de ce document sont des chiffres hors Corse. Ils peuvent dès lors différer des chiffres du Bilan électrique de RTE (chiffres consolidés à la maille France métropolitaine).



Hydraulique – Evolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de l'année)

Question 10

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière hydraulique ?

Avez-vous des hypothèses alternatives à proposer ?

4.1.2. Eolien terrestre

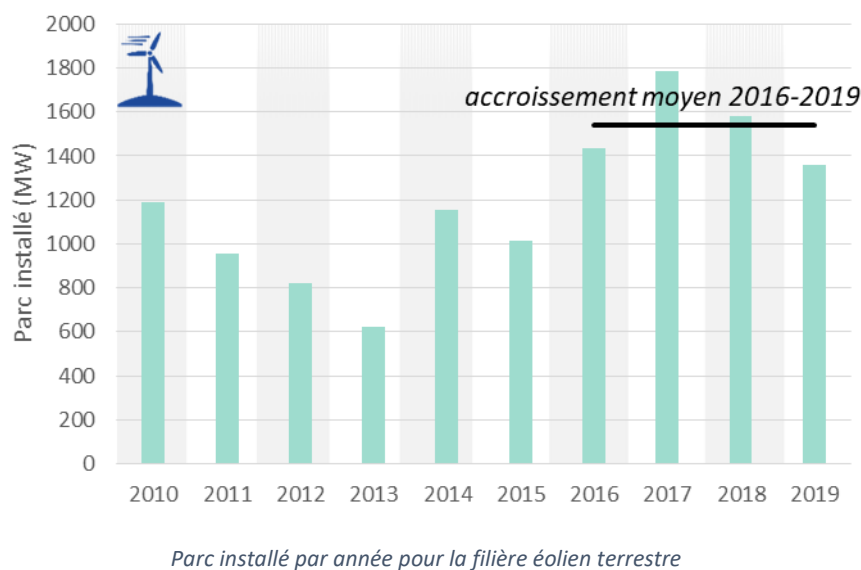
Un dynamisme en léger retrait pour la filière éolienne terrestre en 2019

La progression de la filière éolienne terrestre a connu une évolution contrastée depuis dix ans. En effet, après avoir connu une accélération de son développement entre 2006 et 2010 suite aux travaux du Grenelle de l'environnement, le rythme de développement a fortement ralenti entre 2010 et 2013.

Après une reprise amorcée en 2014, la filière éolienne française connaît depuis 2016 une dynamique régulière. En 2017, le rythme de développement de la filière a atteint un record d'installation de 1,8 GW supplémentaires raccordés. Ce rythme s'est confirmé en 2018 avec 1,6 GW raccordés mais a connu un léger recul en 2019 avec moins de 1,4 GW installés.

Fin 2019, la ministre de la Transition écologique et solidaire a toutefois annoncé de nouvelles mesures visant favoriser un développement harmonieux de l'éolien, en traitant notamment des problématiques de répartition territoriale, de démantèlement et d'insertion paysagère des éoliennes.

Le parc installé atteint ainsi 16,5 GW au 31 décembre 2019.



Des objectifs de développement ambitieux maintenus dans la PPE

La cible définie par les pouvoirs publics dans le cadre de la PPE adoptée est de 24,1 GW à fin 2023 et comprise entre 33,2 et 34,7 GW à fin 2028.

L'atteinte de ces objectifs nécessite un rythme de développement de 1,9 GW par an d'ici 2023, donc supérieur au plus haut historique atteint en 2017, puis entre 1,8 GW et 2,1 GW par an sur la deuxième période de la PPE.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Au vu des incertitudes présentes pour le développement de l'éolien terrestre à la sortie de la crise sanitaire, RTE propose de distinguer les rythmes de développement de chacun des scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 :

- Dans le **scénario « Relance progressive »**, la filière rebondit progressivement après un ralentissement en 2020, sans remise en cause profonde des objectifs de la PPE. Ce scénario est cohérent avec les mesures annoncées par le gouvernement (délais additionnels, appels d'offres décalés) et la priorité réaffirmée au développement des énergies renouvelables. Les chaînes d'approvisionnement et d'assemblage retrouvent au fil des mois un rythme correspondant aux objectifs de développement de la filière, et donc à une maîtrise durable de la situation sanitaire.

Pour l'horizon 2020-2025, RTE propose donc de retenir une trajectoire de développement de la filière suivant trois périodes :

- un ralentissement en 2020 (+ 0,9 GW), en deçà du rythme tendanciel de ces dernières années ;
- une reprise de rythme tendanciel moyen observé depuis 2016 sur les deux années suivantes (+1,5 GW par an) ;
- une accélération du rythme de développement proche de celui atteint en 2018 (+1,8 GW par an) permettant d'atteindre 22,3 GW fin 2023.

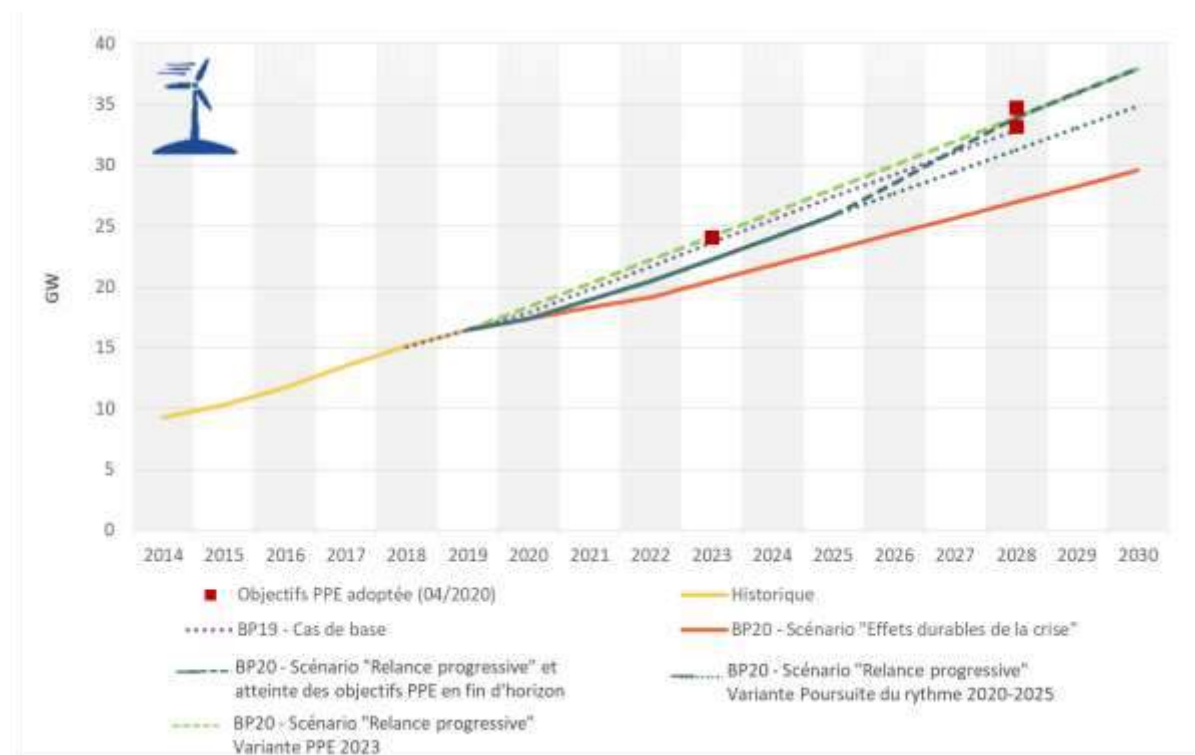
Une trajectoire haute basée sur l'atteinte de l'objectif de la PPE à l'horizon 2023 (24,1 GW) est proposée comme variante.

Le point 2030 de ce scénario correspond à l'atteinte de l'objectif médian de la PPE en fin d'horizon (34 GW en 2028), nécessitant une inflexion forte sur la deuxième partie de la PPE. Une variante prévoyant la poursuite de la trajectoire de développement de 2020-2025 sera également étudiée, elle permet notamment d'atteindre 31,3 GW fin 2028.

- Dans le **scénario « Effets durables de la crise »**, divers facteurs négatifs sont intégrés :
 - sur le plan de l'instruction des projets, avec un retard des études environnementales, dont une partie est habituellement réalisée au printemps ;
 - sur le plan industriel, avec des difficultés sur l'approvisionnement en pièces, provenant aussi bien d'Asie que d'Europe, mais aussi sur l'assemblage, en conséquence des mesures fortes de confinement et de distanciation sociale ;
 - sur le plan économique, avec de nombreuses incertitudes sur les plans de financement.

Ce scénario impliquerait une faible croissance de l'éolien dans un premier temps (+0,9 GW par an) puis légèrement supérieur (+1,3 GW par an) pour le reste de l'horizon d'étude.

Cette trajectoire permet d'atteindre 20,5 GW fin 2023 et 27 GW fin 2028.



Eolien terrestre – Evolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de l'année)

Question 11

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière de l'éolien terrestre ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

4.1.3. Eolien en mer

Des parcs éoliens en mer planifiés dans le cadre de différents appels d'offres

Deux premiers appels d'offres ont permis de lancer la planification de six parcs éoliens en mer posés, pour une puissance de 3 GW :

- dans le cadre du premier appel d'offres (AO 1), les projets de Saint Nazaire, Fécamp, Courseulles-sur-Mer ont été attribués au consortium Eolien Maritime France (EMF)⁷ ; le projet de Saint-Brieuc a été attribué au consortium Ailes marines⁸ ;
- dans le cadre du deuxième appel d'offres (AO 2), les projets de Dieppe et Yeu Noirmoutier ont été attribués au consortium LEM, mené par ENGIE⁹.

Au-delà de ces six projets, un troisième appel d'offres a été lancé en décembre 2016 en vue de l'implantation d'un parc éolien en mer sur la zone de Dunkerque pour une capacité de 600 MW. Le 14 juin 2019, le ministre de la Transition écologique et solidaire a annoncé avoir décidé de retenir le groupement composé d'EDF Renouvelables, Innogy et Enbridge, pour la construction du parc éolien en mer de Dunkerque, avec une puissance proche de 600 MW.

Par ailleurs, l'ADEME a lancé en 2016 un appel à projet portant sur le développement de fermes éoliennes expérimentales basées sur la technologie de l'éolien flottant. Quatre projets pilotes ont été retenus : un en Bretagne et trois en Méditerranée. Ces projets, en phase d'expérimentation, doivent permettre de démontrer la viabilité technique et économique de cette filière.

⁷ EDF Renouvelables / Enbridge

⁸ Iberdrola / Eole-RES

⁹ ENGIE / EDPR / Sumitomo Corporation



Des retards par rapport au planning initial pour les projets de parcs éoliens en mer issus des deux premiers appels d'offres

Les mises en service prévisionnelles des projets des deux premiers appels d'offres ont été retardées en raison des recours systématiques contre les autorisations des parcs (tous les parcs de l'AO 1 ont fait l'objet de recours) et de certaines difficultés liées à la structure-même des appels d'offres (études techniques et environnementales réalisées après l'attribution des appels d'offres, technologies fixées par l'appel d'offres, etc.).

Fin juin 2018, après plusieurs mois de négociation, le gouvernement et les opérateurs sont parvenus à un accord sur les tarifs d'achat des six parcs éoliens en mer lauréats des deux premiers appels d'offres. Le gouvernement a confirmé que les six parcs éoliens en mer seraient réalisés, sur le périmètre initialement prévu, et annoncé des mises en service d'ici 2024.

Le développement de la filière semble désormais amorcé. Le 7 juin 2019, après des années de procédures, le Conseil d'Etat a rejeté le dernier recours contre le parc éolien de Saint-Nazaire. Les travaux de raccordement du parc de Saint-Nazaire ont ainsi pu débuter en novembre 2019.

D'autres projets identifiés dans le cadre de la PPE

Le Gouvernement définit dans la PPE un objectif de développement de 2,4 GW d'éolien en mer d'ici fin 2023 et de 5,2 à 6,2 GW à l'horizon 2028.

La PPE précise par ailleurs un calendrier d'attributions des appels d'offres :

- sur l'éolien posé : avec le lancement d'un appel d'offres en 2020 pour un parc de 1000 MW à sur la côte normande, suivi de projets pour un total de 500 à 1000 MW sur la partie sud-ouest

de la France entre 2021 et 2022, puis d'un autre de 1000 MW en 2023 sur une région encore non déterminée ;

- sur l'éolien flottant : une attribution est prévue de projets de 250 MW en Bretagne en 2021 et de 2 x 250 MW en Méditerranée en 2022 ;
- plus globalement, elle affiche aussi que 1000 MW de projets seront attribués chaque année après 2024 sur de l'éolien flottant ou posé, selon la conjoncture de prix et de gisement.

Les mises en service de ces différents parcs ne pourront cependant pas avoir lieu avant 2025, le délai entre l'attribution de l'appel d'offres et la mise en service étant estimé par la filière à environ 6-7 ans au mieux (sans recours).

Des calendriers de projets réactualisés

Les calendriers des projets d'éolien en mer posé ont fait l'objet de plusieurs réactualisations. Les dates de mise en service actuellement envisagées sont présentées dans le tableau qui suit.

Appel d'offres	Consortium/Localisation	Date de mise en service envisagée
AO1	1 ^{er} parc EMF (Saint-Nazaire)	2022
AO1	2 ^{ème} parc EMF (Fécamp ou Courseulles-sur-Mer)	2023
AO1	Ailes Marines (Saint-Brieuc)	2023
AO2	Les Eoliennes en mer de Dieppe-Le Tréport (Dieppe – Le Tréport)	2023
AO2	Les Eoliennes en mer de Vendée (Yeu Noirmoutier)	2023
AO1	3 ^{ème} parc EMF (Fécamp ou Courseulles-sur-Mer)	2024
AO3	EDF RE-Innogy-Enbridge (Dunkerque)	2026

Calendrier de mises en service des parcs éoliens en mer envisagées (hors recours supplémentaire)

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

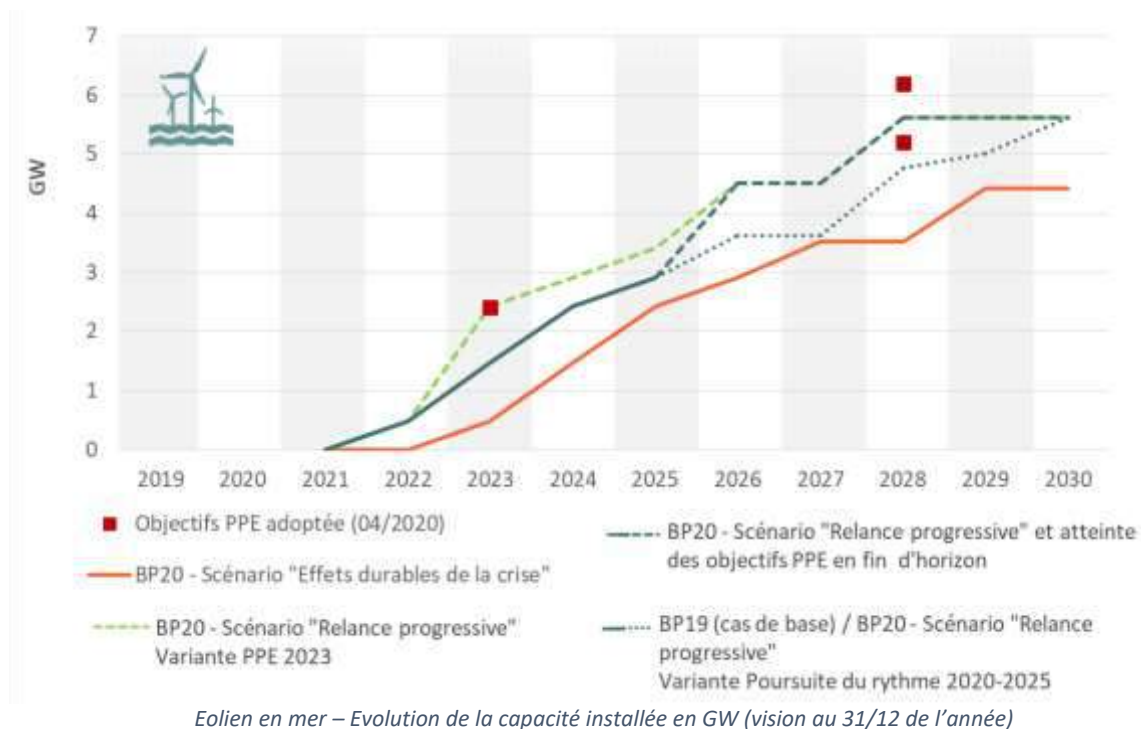
Au vu des incertitudes présentes pour le développement de l'éolien terrestre à la sortie de la crise sanitaire, RTE propose de distinguer les rythmes de développement de chacun des scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 :

- Dans le **scénario « Relance progressive »**, dans la continuité du dernier Bilan prévisionnel, RTE envisage une trajectoire de développement de la filière considérant des délais

supplémentaires dans la réalisation de certains projets, avec une mise en service progressive des projets de l'AO 1 et de l'AO 2 d'ici fin 2025, et une atteinte de l'objectif de la PPE de 2028. Elle conduit à un volume de 5,6 GW en 2030.

Une trajectoire haute basée sur l'atteinte de l'objectif de la PPE à l'horizon 2023 (2,4 GW) est proposée comme variante.

- Dans le **scénario « Effets durables de la crise »**, un rythme plus lent est envisagé, avec un parc de 4,4 GW fin 2030.



Question 12

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière éolien en mer ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

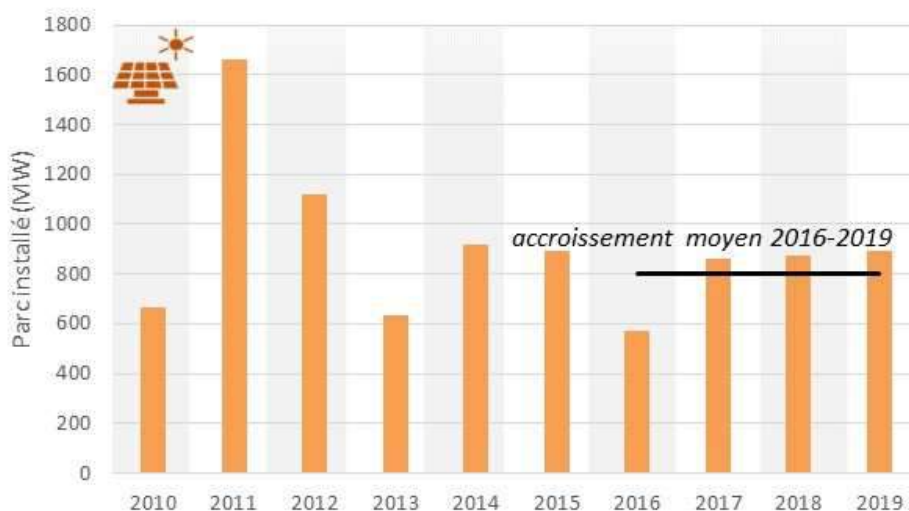
4.1.4. Photovoltaïque

Un rythme de développement marqué par des phases d'accélération et de ralentissement

Le développement de la filière photovoltaïque a été marqué par des cycles successifs d'accélération et de ralentissement importants, en France comme dans le reste des pays de l'Union européenne, au gré de l'évolution des dispositifs de soutien. Pour autant, les baisses de coût significatives des dernières années ont facilité l'émergence de nombreux projets, et les perspectives portent généralement sur un développement important de la filière.

En France, le rythme de progression depuis 2014 reste relativement constant et demeure inférieur à 1 GW par an. Après une année 2016 où moins de 600 MW ont été raccordés, le rythme de développement de la filière ces trois dernières années est compris entre 800 et 900 MW par an.

Au 31 décembre 2019, le parc installé atteint 9,3 GW.



Parc installé par année pour la filière photovoltaïque

Des objectifs publics très ambitieux au regard des rythmes de développement constatés ces dernières années

La cible définie par les pouvoirs publics dans le cadre de la PPE adoptée est de 20,1 GW à fin 2023 et comprise entre 35,1 et 44 GW à fin 2028.

L'atteinte de ces objectifs nécessite une augmentation très forte du rythme de développement, dans un premier temps de 2,7 GW par an d'ici 2023, puis sur la deuxième période de la PPE de 3 GW pour la cible basse, et jusqu'à 4,8 GW pour la cible haute.

Afin d'y parvenir, la PPE vise notamment à privilégier le développement du photovoltaïque au sol, moins coûteux, de préférence sur les terrains urbanisés ou dégradés et les parkings, et à soutenir l'innovation par appel d'offres afin d'encourager de nouvelles solutions au sol (agrivoltaïsme, centrales flottantes...) et sur les bâtiments.

La nouvelle PPE présente un calendrier pluriannuel d'appels d'offres pour la filière pour la période 2019-2024 : chaque année seront proposés en appel d'offres 2 GW pour le solaire au sol et 0,9 GW pour le solaire sur toiture.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Au vu des incertitudes présentes pour le développement du photovoltaïque à la sortie de la crise sanitaire, RTE propose de distinguer les rythmes de développement de chacun des scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 :

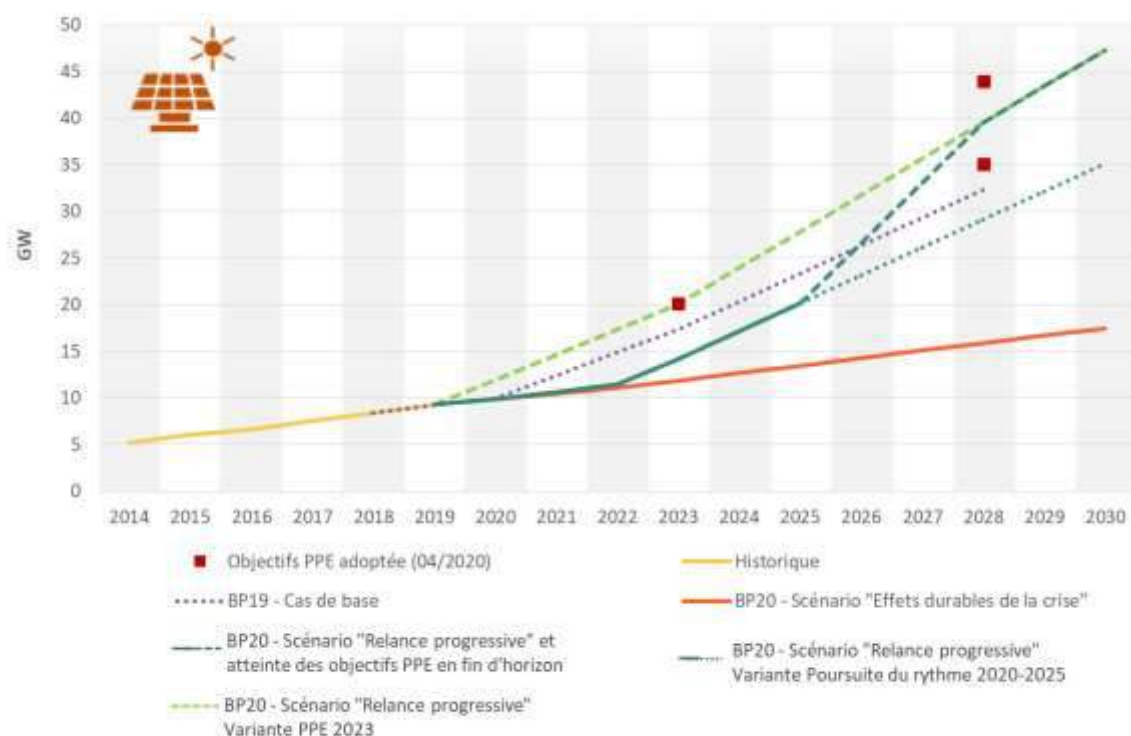
- Dans le **scénario « Relance progressive »**, la trajectoire s'infléchit rapidement pour se caler sur le rythme de la PPE :
 - un ralentissement en 2020, correspondant au rythme le plus bas observé ces dix dernières années (+0,6 GW) ;
 - une reprise de rythme tendanciel moyen observé depuis 2016 sur les deux années suivantes (+0,8 GW par an) ;
 - une accélération importante du rythme de développement correspondant aux accroissements attendus par la PPE (entre +2,7 GW et +3 GW par an), permettant notamment d'atteindre 14,2 GW fin 2023.

Une trajectoire haute basée sur l'atteinte de l'objectif de la PPE à l'horizon 2023 (20,1 GW) est proposée comme variante.

En 2030, ce scénario conduit à une capacité de 39,6 GW en 2028 (objectif médian de la PPE), nécessitant une inflexion conséquente sur la deuxième partie de la PPE pour compenser le retard pris lors des premières années.

En variante, une cible moins élevée (29,2 GW) sans inflexion notable, par exemple du fait d'une possibilité difficile à développer de grands parcs au sol, sera analysée.

- Dans le **scénario « Effets durables de la crise »**, une trajectoire prolongeant durablement le rythme des dernières années est testée. Cette trajectoire conduit à atteindre 11,9 GW fin 2023 et 15,9 GW fin 2028.



Photovoltaïque – Evolution de la capacité installée en GW (vision au 31/12 de l'année)

Question 13

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière photovoltaïque ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

4.1.5. Bioénergies

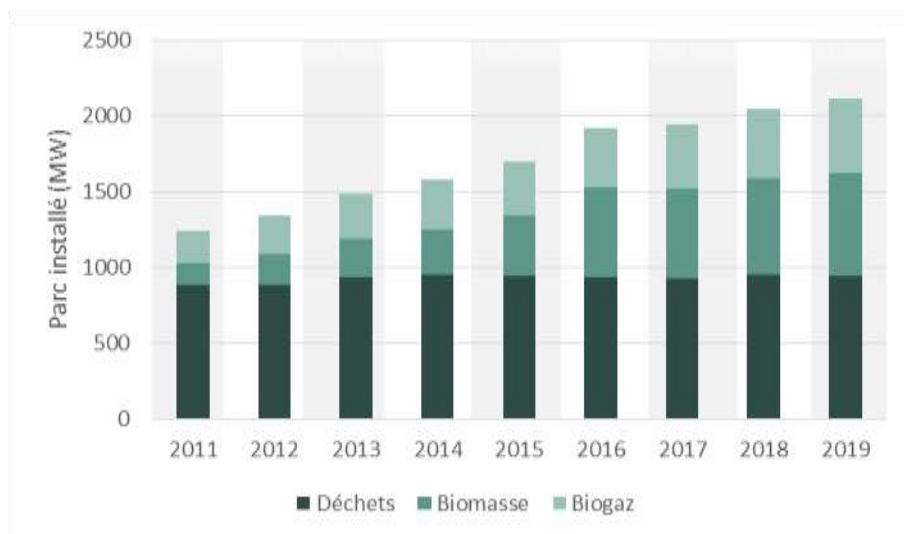
Une filière qui a faiblement mais constamment progressé ces dernières années

La filière bioénergies est constituée des groupes thermiques fonctionnant avec des combustibles d'origine renouvelable. Elle comprend des installations produisant de l'électricité à partir de biomasse (bois, paille, ...), biogaz et déchets (ménagers et papeterie).

Cette filière représente fin 2019 environ 2 GW de puissance installée :

- 950 MW pour l'incinération des déchets ménagers et de papeterie ;
- 675 MW pour la biomasse ;
- 500 MW pour le biogaz.

La filière bioénergies a peu évolué ces dernières années, avec une progression moyenne sur les quatre dernières années de 70 MW raccordés par an (hors prise en compte de la conversion de la centrale de Provence 4 à la biomasse pour 150 MW).



Evolution du parc de la filière bioénergies (vision au 31/12 de l'année)

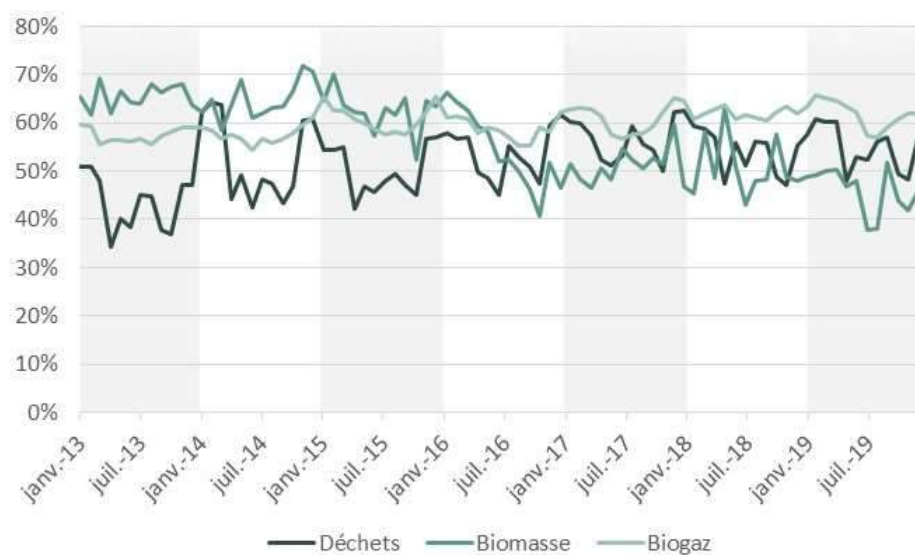
Une évolution attendue uniquement sur la filière biogaz

La PPE indique que le soutien à la filière biomasse solide sera privilégié pour la production de chaleur. Elle fait aussi état d'une volonté d'amélioration de la valorisation énergétique des déchets, sans toutefois préciser de mesures associées.

Concernant le biogaz, la PPE prévoit un développement de la méthanisation principalement pour de l'injection dans les réseaux gaziers (et non pour la production d'électricité). Elle prévoit néanmoins une hausse limitée de la capacité de production électrique à partir de biogaz d'environ 25 MW par an sur l'ensemble de la période couverte.

Une production fonctionnant « en base », garantie tout au long de l'année

En 2019, la production de la filière a été de 9,7 TWh soit un facteur de charge moyen de 52 % pour l'ensemble de la filière se répartissant comme suit : 45% pour la filière biomasse, 59% pour la filière biogaz, 55% pour la filière déchets. La filière bioénergies permet ainsi de garantir aujourd'hui une production en base supérieure à 1 GW.



Evolution des facteurs de charge de la filière bioénergies depuis 2013

L'analyse de l'historique montre que ces facteurs de charge sont relativement stables, en particulier sur les quatre dernières années.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Compte tenu des orientations présentées dans la PPE, priorisant notamment la filière biomasse pour la production de chaleur et l'injection directe de biogaz sur le réseau gaz, RTE propose de retenir les hypothèses suivantes dans les deux scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 et pour l'ensemble de l'horizon d'étude :

- une stabilité du parc de production d'électricité à partir de biomasse et de déchets ;
- une progression du parc biogaz, en retenant une augmentation de 25 MW par an ;
- des facteurs de charge cohérents avec les données historiques de production.

Question 14

Partagez-vous ces hypothèses pour la filière bioénergies ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

4.1.6. Energies marines (hors éolien en mer)

Une filière regroupant diverses technologies

Les énergies marines dépendent des ressources naturelles des eaux des mers et des océans. Elles permettent de produire de l'électricité grâce aux flux naturels d'énergie des courants et des marées, exploités dans différents types d'installations : usine marémotrice, hydrolienne, etc.

La France, pays pionnier dans l'énergie marémotrice

En France, l'usine marémotrice de la Rance, d'une capacité installée de 240 MW, a été mise en service en 1966 ; elle est restée la plus grande usine marémotrice au monde jusqu'à 2011, détrônée par la centrale de Sihwa Lake en Corée du Sud. Elle produit chaque année plusieurs centaines de gigawattheures.

Toutefois le développement de cette filière n'est pas envisagé à court terme, notamment au regard des enjeux environnementaux importants présentés par cette technologie sur de nouveaux sites.

Un potentiel technique exploitable et des projets pilotes sur les hydroliennes

La France, qui dispose des courants marins parmi les plus forts du monde, dispose d'un potentiel technique exploitable, avant prise en compte des contraintes d'usage, de 2 à 3 GW, situé principalement au large du Raz Blanchard en Normandie.

Seuls des projets pilotes se développent actuellement. L'expérimentation menée sur le site de Paimpol-Bréhat a pris fin en novembre 2017 avec le retrait des deux hydroliennes de 1 MW immergées en 2011 et 2016. D'autres projets de démonstrateurs sont d'ores et déjà envisagés sur ce même site ou d'autres, comme au Raz Blanchard en Normandie.

La France souhaite aussi expérimenter l'implantation d'hydroliennes dans les fleuves, mais toutefois la capacité de production des hydroliennes fluviales est encore relativement limitée et peine à dépasser 80 kW.

Quelques prototypes houlomoteurs en Europe

La production d'électricité à partir de l'énergie des vagues reste toujours au stade de la démonstration. Il n'existe pas à ce sujet d'estimation fiable de potentiel technique exploitable compte tenu de la maturité de la filière.

Pas de développement significatif des énergies marines (hors éolien en mer) prévu à moyen terme

Hors éolien en mer, la PPE ne prévoit pas de soutien financier pour le développement de parcs d'énergies marines commerciaux à l'horizon de la PPE. Bien que la filière hydrolienne ait gagné en maturité, les coûts de production restent encore élevés par rapport à d'autres technologies comme l'éolien en mer.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Le développement actuel de la filière et les diverses expérimentations qui sont menées ne permettent pas d'envisager une capacité de production industrielle à grande ampleur sur l'horizon de la PPE.

Une approche prudente est reconduite pour le Bilan prévisionnel 2020, pour les deux scénarios centraux : les projets en cours ne faisant que l'objet d'expérimentations, ils ne sont pas pris en compte pour l'exercice de sécurité d'approvisionnement.

Question 15

Partagez-vous ces hypothèses pour la filière énergies marines ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

4.2. Parc nucléaire

L'évolution de la capacité installée et le niveau de disponibilité du parc nucléaire sont des hypothèses structurantes pour l'analyse de sécurité d'approvisionnement. Si le calendrier de la fermeture de Fessenheim est désormais clarifié, les incertitudes restent fortes sur le calendrier de démarrage de l'EPR. En dehors de Fessenheim, la PPE annonce par ailleurs que de premiers réacteurs seront arrêtés à partir de 2027 (l'arrêt anticipé de deux autres réacteurs pourrait également intervenir en 2025 et 2026 sous certaines conditions cependant).

La maîtrise des durées des visites décennales est un point d'attention, et les allongements constatés par rapport aux durées programmées par l'exploitant font peser des incertitudes sur le niveau de disponibilité des réacteurs.

Par ailleurs, en raison de la crise sanitaire, EDF a annoncé une baisse importante de ses prévisions de production nucléaire pour les trois années à venir¹⁰. L'exploitant estime ainsi que sa production nucléaire annuelle sera de l'ordre de 300 TWh en 2020 et comprise entre 330 et 360 chaque année en 2021 et en 2022. En comparaison, les niveaux de production du parc ont varié entre 380 et 415 TWh lors des dernières années.

Cette baisse résulte de plusieurs facteurs, en particulier :

- les arrêts de réacteurs en cours sont perturbés et durent plus longtemps, et ceci est susceptible de se prolonger pendant plusieurs semaines voire mois (désorganisation du tissu industriel) ;
- certains réacteurs en fonctionnement sont moins sollicités du fait de la baisse de la consommation à l'échelle européenne (les modulations pour manque de débouchés sont systématiques le week-end et même parfois en journée) ;
- l'arrêt temporaire de certains réacteurs pendant l'été est prévu pour qu'ils puissent économiser du combustible et être disponibles pendant l'automne et l'hiver prochains.

Les éléments faisant l'objet de la consultation publique sur le parc nucléaire portent ainsi sur :

- 1) l'évolution de la capacité installée sur l'horizon d'étude ;
- 2) la disponibilité du parc : visites décennales, autres arrêts programmés, autres indisponibilités ;
- 3) la disponibilité de l'EPR.

¹⁰ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/edf-revise-son-estimation-annuelle-de-production-d-electricite-nucleaire>

4.2.1. Evolution de la capacité installée sur l'horizon d'étude

Après la fermeture de la première tranche de Fessenheim en février 2020, le parc nucléaire en exploitation comporte désormais 19 centrales composées de 57 réacteurs en activité à eau pressurisée, pour une puissance totale installée de 62,2 GW.

Ce parc est composé de trois paliers techniques standardisés :

- le palier « 900 MW » comprenant 33 réacteurs, dont un réacteur de Fessenheim encore en activité ;
- le palier « 1 300 MW » comprenant 20 réacteurs ;
- le palier « 1 450 MW » comprenant 4 réacteurs.

L'arrêt du premier réacteur de la centrale de Fessenheim est devenu effectif le 22 février 2020. Le calendrier de fermeture du deuxième réacteur a été confirmé par la PPE adoptée récemment en avril 2020, prévoyant ainsi un arrêt le 30 juin de la même année.

Par la suite, le parc actuel sera complété d'un réacteur supplémentaire de type EPR d'une puissance nominale de 1 650 MW, sur le site de Flamanville. Aucun nouveau projet – en dehors de l'EPR précité – n'est envisagé sur l'horizon de moyen terme.

La PPE fixe aussi des objectifs de réduction à 50 % de la part du nucléaire dans le mix électrique d'ici à 2035, amenant à des premières fermetures, après celle de Fessenheim, à partir de 2027 (l'arrêt anticipé de deux autres réacteurs pourrait également intervenir en 2025 et 2026 sous certaines conditions cependant).

L'incertitude persiste autour du calendrier de démarrage de l'EPR de Flamanville

Les derniers éléments de calendrier pour la mise en service de l'EPR de Flamanville ont été fournis par EDF par communiqué de presse durant l'été 2019¹¹, suite aux contrôles des soudures du circuit secondaire principal. La décision de l'ASN de procéder à la remise en conformité des soudures existantes conduit l'exploitant à mener des travaux supplémentaires. L'exploitant n'envisage désormais plus de mise en service avant fin 2022.

Par ailleurs, le délai maximal de mise en service de l'EPR a été prolongé jusqu'en 2024 dans un décret publié le vendredi 27 mars 2020.

Des trajectoires d'évolution de la capacité nucléaire pour atteindre l'objectif de 50 % de production nucléaire dans le mix électrique

¹¹ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/epr-de-flamanville-edf-privilegie-un-scenario-de-remise-a-niveau-des-soudures-de-traversees-du-circuit-secondaire-principal-par-robots-et-ajuste-le-calendrier-et-l-estimation-du-cout-de>

La PPE et la loi énergie et climat du 8 novembre 2019 fixent le principe d'une diversification progressive du mix de production. Elles actent l'objectif de réduction à 50 % du nucléaire dans le mix électrique d'ici à 2035.

Pour atteindre cet objectif, la PPE annonce des orientations concernant la trajectoire d'évolution du parc électronucléaire, y compris au-delà de l'horizon de la PPE fixé en 2028. La PPE indique que 14 réacteurs seront fermés d'ici 2035, incluant ceux de la centrale de Fessenheim. Elle précise également le principe général de fermeture retenu, à savoir à l'échéance de la cinquième visite décennale d'un réacteur et sans entraîner la fermeture complète de tous les réacteurs d'un même site.

Les orientations du Gouvernement décrites dans la PPE prévoient par ailleurs que de premiers réacteurs seront arrêtés en anticipation de leur cinquième visite décennale, en 2027 et 2028 afin de lisser l'effort de déclassement (sauf en cas de demandes par l'ASN de fermetures d'autres réacteurs d'ici là pour raisons de sûreté ou en cas de risque sur la sécurité d'approvisionnement, qui pourrait être mis en évidence dans le Bilan prévisionnel de RTE).

L'arrêt anticipé de deux autres réacteurs pourrait également intervenir en 2025 et 2026 si un certain nombre de conditions se trouvaient réunies : développement massif de la production d'électricité renouvelable dans les pays voisins conduisant à un solde exportateur réduit de la France, existence d'une marge significative de sécurité d'approvisionnement, niveau faible des prix de marché de l'électricité permettant d'envisager la fermeture de réacteurs sans que cela ne pèse sur les consommateurs français. La PPE prévoit en outre que l'analyse de ces conditions fera l'objet d'un rapport de la CRE devant être remis au Gouvernement avant le 1er décembre 2022. Ce rapport s'appuiera sur les analyses de RTE, publiées en particulier dans le cadre du Bilan prévisionnel.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Compte-tenu des objectifs de la PPE et des informations publiques à ce jour, RTE propose de considérer comme hypothèses pour les deux scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 :

- la fermeture du dernier réacteur de la centrale de Fessenheim selon la date d'arrêt déclarée par le producteur (30 juin 2020) ;
- la mise en service de l'EPR de Flamanville mi-2023 ;
- la fermeture d'un réacteur par an¹² à partir de 2027, portant le nombre de tranches nucléaires en activité à 53 à la fin de l'horizon 2030.

Deux variantes sont aussi envisagées :

- dans la continuité du dernier Bilan prévisionnel, une variante considérant un décalage de la mise en service de l'EPR de Flamanville après 2025 ;
- conformément à la configuration envisagée dans la PPE sous certaines conditions, l'arrêt d'un ou deux réacteurs supplémentaires en 2025 et 2026.

¹² Les premiers réacteurs à être concernés par leur cinquième visite décennale appartiennent au palier « 900 MW ».

Question 16

Avez-vous des commentaires à formuler par rapport à la trajectoire de référence envisagée pour le prochain Bilan prévisionnel ?

Etes-vous d'accord avec l'hypothèse de démarrage de l'EPR de Flamanville retenue dans les deux scénarios centraux ?

Les analyses de sensibilité (retard dans la mise en service de l'EPR ou arrêt d'un à deux réacteurs par anticipation mentionné par la PPE) vous semblent-elles pertinentes ?

4.2.2. Disponibilité du parc nucléaire (hors EPR)

La disponibilité effective des réacteurs nucléaires est un déterminant majeur des études de sécurité d'approvisionnement, en particulier dans un contexte où de nombreux réacteurs vont passer leur quatrième visite décennale visant à prolonger leur durée d'exploitation au-delà de 40 ans.

Cette disponibilité est la résultante de plusieurs motifs, principalement :

- les arrêts structurants planifiés sur un horizon d'au moins cinq ans par l'exploitant : visites décennales (VD), arrêts pour simple rechargement (ASR) et visites partielles (VP), qui sont cadencés selon les cycles de rechargement de combustible (de l'ordre de 12 ou 18 mois selon les tranches) et qui constituent plus de trois quart des pertes de disponibilité constatées ;
- les arrêts fortuits et/ou indépendants des cycles de rechargement de combustible ;
- les variations de puissance maximale effectivement disponible.

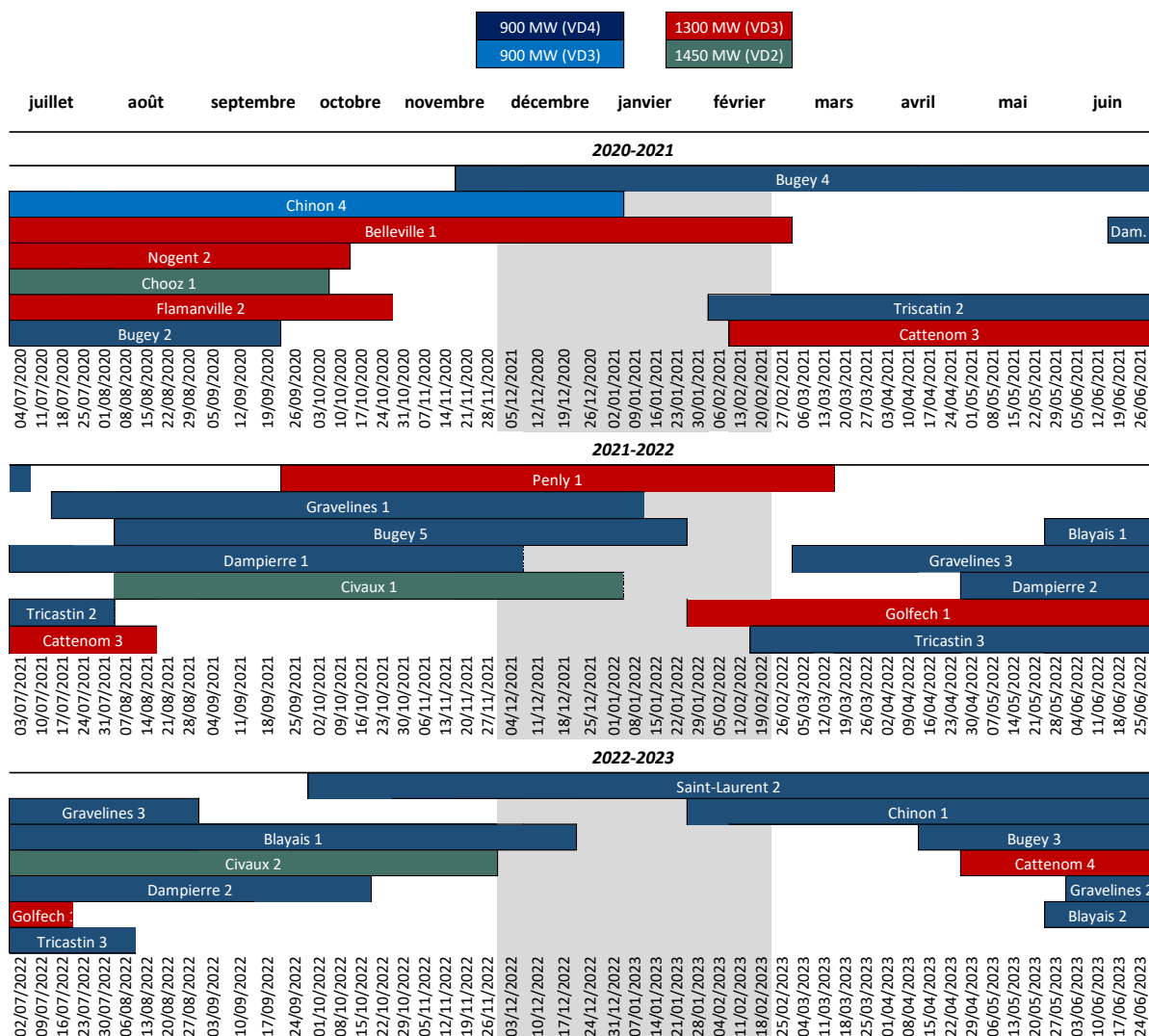
Un grand nombre de visites décennales programmées sur les prochaines années

D'ici à 2025, une quarantaine de réacteurs nucléaires sont concernés par un réexamen périodique de sûreté. Sur le plan industriel, ceci se traduit par des arrêts programmés lors des visites décennales. Ces opérations sont anticipées longtemps en amont, et constituent des étapes normales dans l'exploitation d'un parc nucléaire.

Les visites décennales interviennent selon un référentiel de sûreté renforcé (intégration des préconisations suite à l'accident de Fukushima au Japon et réévaluation de la sûreté au regard des exigences appliquées aux nouvelles installations et de l'état de l'art en matière de technologies nucléaires), et dans le cadre d'une culture de la gestion du risque qui a évolué au cours des dernières années.

Pour rendre compte des enjeux autour du planning des visites décennales, les analyses du Bilan prévisionnel s'appuient sur des hypothèses de disponibilité affinées, différenciées par hiver. Cette modélisation permet d'évaluer la situation spécifique de chacun des prochains hivers en fonction des arrêts de réacteurs déjà planifiés, ainsi que les conséquences liées à d'éventuelles prolongations de ces arrêts au-delà du planning envisagé.

Les dates prévisionnelles des visites décennales planifiées pour les trois années à venir sont publiques ; elles sont déclarées par l'exploitant sur la plateforme de transparence européenne, en application du règlement européen.



Arrêts programmés pour visites décennales d'ici mi 2023
(Source : plateforme européenne de transparence - Données au 29/05/2020)

Au-delà de cet horizon, les plannings transmis par l'exploitant à RTE dans le cadre du contrat de gestion prévisionnelle permettent de disposer, dans le Bilan prévisionnel 2020, des informations relatives aux arrêts planifiés jusqu'à cinq ans à l'avance (soit jusqu'à l'automne 2025). Toute modification de planification des visites décennales sur les cinq prochaines années due au contexte de la crise sanitaire est ainsi reprise par RTE dans le Bilan prévisionnel.

Au-delà de 2025, RTE propose de retenir une hypothèse normative de disponibilité sur l'hiver, basée sur l'historique récent (par exemple les 3 dernières années, dans la continuité des travaux du dernier Bilan prévisionnel).

Question 17

Etes-vous d'accord avec l'hypothèse normative de disponibilité retenue pour les hivers 2025-2026 et 2030-2031 ?

Des modifications conséquentes du calendrier des visites décennales sur les prochains mois dues à la crise sanitaire

La crise sanitaire actuelle perturbe le programme de maintenance des réacteurs nucléaires et conduit à des arrêts plus longs et potentiellement moins bien positionnés. Ces modifications de planification concernent l'ensemble des arrêts programmés (visites décennales, arrêts pour simple rechargement, visites partielles, autres arrêts planifiés) au cours des prochains mois.

RTE a fait état, dans une analyse préliminaire du 11 juin, des enjeux spécifiques de l'hiver prochain, caractérisé par une vigilance particulière. Cette analyse sera actualisée, d'ici la publication du Bilan prévisionnel, en fonction des hypothèses les plus récentes.

Question 18

Avez-vous des suggestions à formuler sur la disponibilité du parc nucléaire pour le prochain hiver 2020-2021 ?

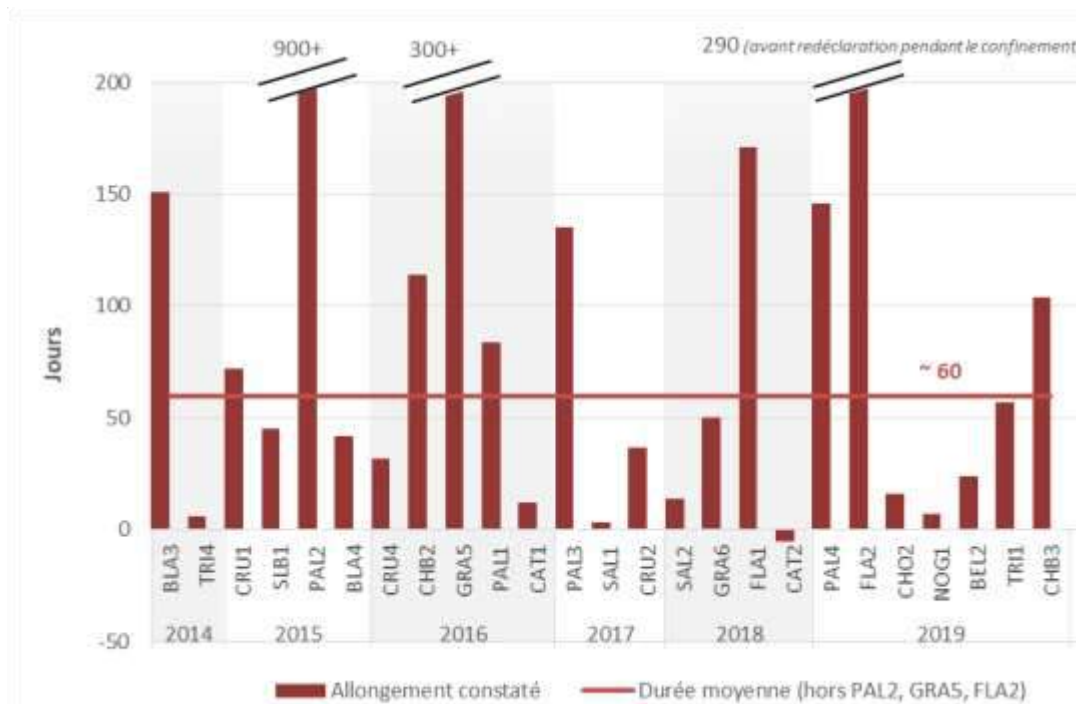
Un allongement de la durée des visites décennales modélisées à plus long terme, conséquence des incertitudes sur le respect des délais annoncés

Le Bilan prévisionnel 2020 reprendra la modélisation des durées d'arrêt en vigueur dans l'édition 2019.

Celle-ci intègre la tendance à l'allongement probabilisé de durées d'arrêt par rapport à l'historique, du fait de contraintes industrielles plus élevées et de la nature spécifique de certains arrêts associés au grand carénage.

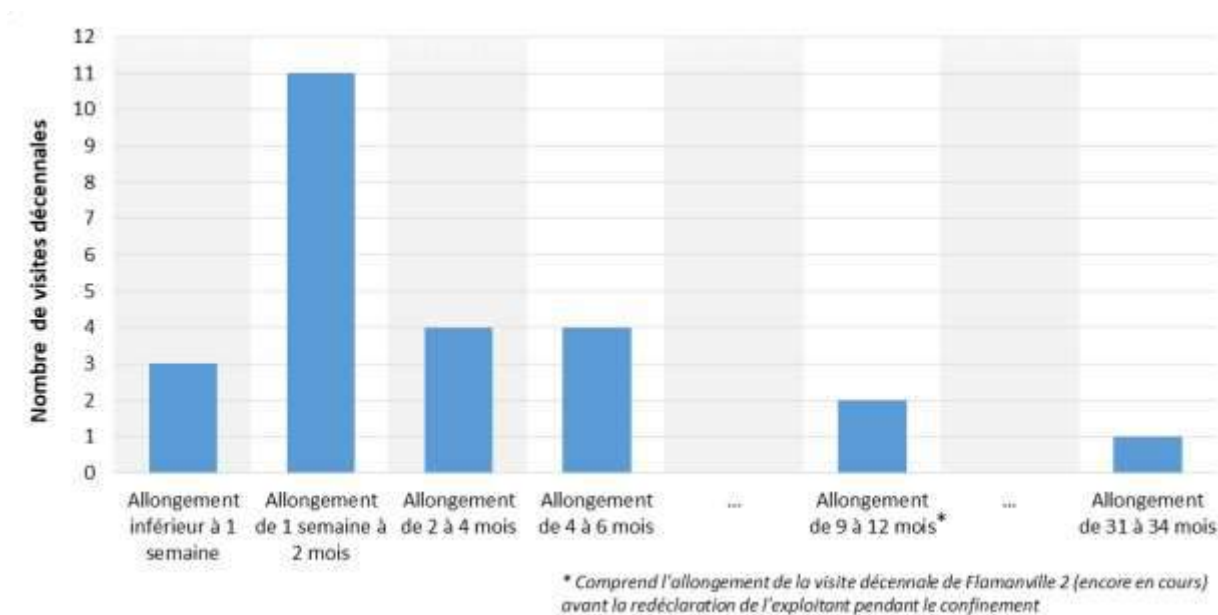
Par rapport au planning fourni par EDF, la modélisation de RTE intègre un allongement moyen de deux mois (hors arrêts exceptionnels), mais pouvant en réalité varier sensiblement réacteur par réacteur. Des tirages probabilistes sont utilisés pour refléter cette variabilité.

Avant la survenue de la crise sanitaire, les dernières visites décennales ont confirmé la justesse de cette analyse, qui permet de rendre compte de manière adéquate de l'impact des arrêts décennaux sur la sécurité d'approvisionnement et le fonctionnement du système électrique.



Allongements des visites décennales constatés (source : plateforme européenne de transparence – Données au 11/05/2020)

Au-delà des arrêts décennaux à proprement parler, certains réacteurs font l'objet d'arrêts particulièrement longs du fait de problématiques spécifiques. C'est actuellement le cas des réacteurs de Flamanville 1 (arrêté depuis le 18/09/2019, avec une durée annoncée de plus de 270 jours) et 2 (arrêt de plus de 290 jours au-delà du terme anticipé de sa troisième visite décennale), ainsi que de celui de Paluel 2 (plus de trois ans).



Historique d'allongement des visites décennales par rapport à la déclaration initiale (source : plateforme européenne de transparence)

RTE envisage d'intégrer, dans la modélisation probabiliste ou sous forme de stress-test, la possibilité d'arrêts longs de ce type.

Question 19

Etes-vous d'accord avec l'hypothèse de dispersion probabiliste des allongements de visite décennale pour les hivers allant de 2021 à 2025 ?

Pensez-vous que les allongements d'arrêt les plus longs doivent être considérés dans cette approche ?

Avez-vous d'autres propositions pour améliorer la modélisation des arrêts pour visites décennales sur le parc nucléaire ?

Des arrêts programmés (autres que les visites décennales) aussi structurants

Les arrêts pour visites décennales sont structurants mais ils ne constituent pas les seuls motifs d'arrêt des réacteurs. Entre deux réexamens périodiques, chaque réacteur est arrêté régulièrement pour simple rechargement ou visite partielle, en général tous les 12 ou 18 mois. Certains de ces arrêts peuvent être assez longs, notamment s'ils incluent des changements de composants industriels majeurs (par exemple les générateurs de vapeur).

Au cours des prochaines années, certains arrêts programmés sensibles sont identifiés en lien avec le programme du grand carénage. Tout comme les visites décennales, les dates prévisionnelles pour les trois années à venir de ces arrêts sont déclarées sur la plateforme de transparence européenne, et celles pour les arrêts planifiés jusqu'à cinq ans à l'avance sont transmises par l'exploitant à RTE dans le cadre du contrat de gestion prévisionnelle.

Pour la modélisation des arrêts pour simple rechargement et des visites partielles du prochain hiver 2020-2021, RTE s'appuiera ainsi sur les informations disponibles les plus récentes au moment de l'élaboration du Bilan prévisionnel. L'impact sur la sécurité d'approvisionnement de potentiels allongements des durées de ces examens périodiques pourra être analysé.

Pour faire face aux incertitudes relatives au calendrier public des arrêts programmés, autres que les visites décennales, deux options sont envisagées pour les hivers suivants:

- dans la continuité des derniers Bilans prévisionnels, une modélisation des indisponibilités liées aux arrêts programmés, hors visites décennales, basée sur les indisponibilités constatées dans l'historique de ces dernières années ;
- une modélisation des indisponibilités liées aux arrêts programmés, hors visites décennales, basée sur les dates prévisionnelles à disposition de RTE, ajustées en fonction des durées effectivement observées.

Afin de ne pas omettre l'impact des arrêts planifiés tardivement qui ne seraient pas visibles plusieurs années avant, ces derniers seront pris en compte lors de la calibration du taux de foruit étalonné sur l'historique.

Question 20

Avez-vous des observations à formuler sur les options envisagées pour la considération des arrêts programmés (hors visites décennales) ?

L'évolution de la modélisation des arrêts programmés en fonction des dates planifiées sur la plateforme de transparence européenne et des dérives observées vous semble-t-elle opportune ?

La prise en compte des variations des puissances maximales disponibles

En fonction de différentes contraintes techniques (usure du combustible en fin de cycle par exemple), de variations de rendements liées aux conditions climatiques (été/hiver notamment), ou encore de contraintes environnementales (températures maximales de rejets de l'eau de refroidissement autorisées dans des fleuves par exemple), la puissance maximale disponible des groupes peut varier.

Des travaux sont engagés par RTE sur la thermo-sensibilité de la disponibilité du parc nucléaire, tant sur le plan technique que réglementaire, dans le cadre du prochain volet long terme du Bilan prévisionnel (portant jusqu'à l'horizon 2050) et seront restitués lors de groupes de travail réunissant l'ensemble des experts et parties prenantes intéressées.

RTE capitalisera sur les conclusions de ces travaux pour faire évoluer la modélisation de ces indisponibilités (totales ou partielles) et les intégrer progressivement dans les prochains Bilans prévisionnels.

Une modélisation des arrêts fortuits basée sur l'historique

En plus des indisponibilités citées précédemment, chaque réacteur est de plus sujet à des arrêts fortuits, par nature imprévisibles.

Ces arrêts sont ainsi modélisés par l'application de taux calculés selon des paramètres statistiques étalonnés sur les données historiques¹³. Les arrêts fortuits représentent alors en moyenne une perte de disponibilité d'environ un gigawatt sur le mois de janvier.

Question 21

Avez-vous des observations à formuler sur la modélisation de la variation des puissances maximales disponibles ?

Etes-vous d'accord avec la modélisation retenue pour les arrêts fortuits ?

Avez-vous d'autres remarques à formuler sur la disponibilité du parc nucléaire français pour l'horizon de moyen terme ?

¹³ La génération est obtenue par des chaînes de Markov, le taux de fortuit prend en compte une saisonnalité avec une espérance variant entre environ 2 % l'hiver et 4 % l'été, conformément aux tendances observées.

4.2.3. Disponibilité de l'EPR de Flamanville

Des incertitudes relatives à la disponibilité de l'EPR après sa phase de chargement et de démarrage

Compte tenu du caractère « tête de série » de l'EPR, des incertitudes existent sur le rythme de montée en puissance du réacteur et sur sa date de fonctionnement à pleine puissance.

Dans une approche prudente nécessaire à l'analyse de sécurité d'approvisionnement du Bilan prévisionnel, la représentation de la disponibilité de l'EPR intègre sur la première année un taux de disponibilité réduit par rapport aux standards observés sur le parc en exploitation. Un taux de disponibilité nominal est ensuite appliqué les années suivantes.

Ainsi, dans la continuité du dernier exercice, les hypothèses proposées pour la modélisation de la disponibilité de l'EPR sont les suivantes, pour les deux scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 :

- une période de six mois démarrant avec la phase de chargement de combustible durant laquelle la puissance produite est considérée très limitée et n'est pas prise en compte dans l'exercice d'analyse de la sécurité d'approvisionnement ;
- une seconde période d'un an (après la phase de six mois décrite précédemment) durant laquelle la disponibilité de l'EPR est considérée réduite. Le taux de fortuit est majoré, de manière à réduire sa disponibilité à environ 50 % en moyenne annuelle (60 % en janvier) ;
- au-delà des 18 premiers mois, un taux de fortuit comparable au taux de fortuit constaté sur le palier le plus récent (palier « 1 450 MW »).

Un premier arrêt pour maintenance prévu d'ici 2025

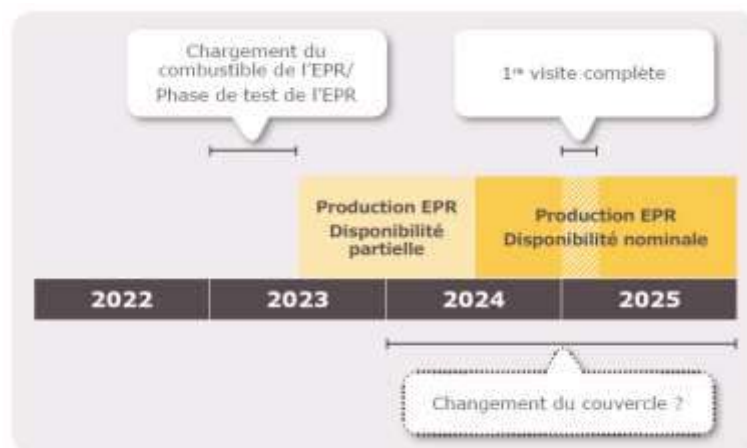
Un premier arrêt du réacteur, d'une durée proche de trois mois, est généralement mené deux ans après le début de la phase de chargement du combustible afin de réaliser la première visite complète. Cet arrêt pourrait entraîner une indisponibilité de l'EPR au cœur de l'hiver 2024-2025.

Dans une approche prudente et dans la continuité du dernier Bilan prévisionnel, RTE propose d'intégrer cette visite complète lors de l'hiver 2024-2025 dans la modélisation du Bilan prévisionnel 2020.

Une autre incertitude concerne le changement du couvercle qui devrait intervenir avant 2025 suite à l'avis de l'ASN du 10 octobre 2017¹⁴. Une étude publiée par l'exploitant fait état d'un chantier d'une durée de 4,5 à 9,5 mois¹⁵. Sans préjuger de l'importance des travaux, ceux-ci représentent une incertitude pour la disponibilité de l'EPR sur l'horizon de moyen terme.

¹⁴ <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Reacteur-EPR-de-Flamanville-l-ASN-rend-son-avis>

¹⁵ https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/production-nucleaire/2017/Juillet/2017-07-05_anccli_scenarios-alternatifs.pdf



Hypothèses proposées pour modéliser le démarrage de l'EPR dans les scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020

Question 22

Etes-vous d'accord avec les principes de planification des arrêts pour maintenance de l'EPR d'ici 2025 ici présentés ?

Si non, quels plannings suggérez-vous de retenir ?

4.3. Parc thermique à flamme

4.3.1. Charbon

Un plan de fermeture des centrales au charbon d'ici 2022

Le parc charbon français se compose aujourd'hui de cinq unités réparties sur quatre sites, pour une puissance installée totale de près de 3 GW.

Annoncée en juillet 2017 dans le cadre du Plan climat, la fermeture des centrales au charbon constitue une priorité du Gouvernement. La PPE réaffirme cet objectif d'arrêt des dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022.

La loi relative à l'énergie et au climat¹⁶ adoptée le 8 novembre 2019, ainsi que le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019, fixent le cadre législatif associé à l'atteinte de cet objectif. Ces textes prévoient notamment le plafonnement des émissions des installations de production d'électricité à partir de combustibles fossiles, émettant plus de 0,550 tonnes d'équivalents dioxyde de carbone par mégawattheure, à compter du 1^{er} janvier 2022¹⁷.

Le calendrier de fermetures de certaines unités en cours de clarification

EDF a précisé mi-2019 que la fermeture de la centrale du Havre interviendrait au printemps 2021, notamment à travers les informations complémentaires de transparence, accessibles sur le portail clients de RTE.

En dehors des centrales du Havre et de Cordemais, les discussions entre l'État et les différents acteurs concernés (exploitants, collectivités territoriales, acteurs associatifs, économiques et syndicaux...) ont abouti à l'élaboration de projets de territoires visant à accompagner la fermeture des différentes centrales au charbon. Au-delà de la signature de ces projets, le calendrier de fermeture n'a pas été précisé.

L'étude du maintien de la centrale de Cordemais comme un potentiel levier pour la sécurité d'alimentation

La centrale de Cordemais joue un rôle particulier dans la sécurité d'alimentation et le maintien du plan de tension sur la zone du Grand Ouest. Le report de la mise en service de l'EPR de Flamanville conduit à une difficulté spécifique, analysée dans le rapport du 3 avril 2019 remis par RTE au ministre de l'énergie, puis dans le Bilan prévisionnel 2019.

EDF étudie un projet de reconversion pour cette centrale appelé « Ecocombust » visant à remplacer progressivement le charbon par des granulés fabriqués à base de déchets de bois (tailles de haies, bois d'ameublement, panneaux, emballages...) pour une exploitation sur la période 2022-2026. L'Etat et EDF ont établi début 2019 un programme de travail préalable à une prise de décision concernant la mise en œuvre du procédé « Ecocombust ». En juin 2020, aucune décision n'a encore été prise concernant une éventuelle conversion de la centrale.

Le maintien en disponibilité ou la conversion à la biomasse de la centrale de Cordemais sera étudié comme variante et levier possible pour maintenir le niveau de sécurité d'approvisionnement.

¹⁶ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/loi-energie-climat>

¹⁷ <http://www.assemblee-nationale.fr/15/projets/pl1908.asp>

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

En l'absence de dates précises de fermeture fixées par les pouvoirs publics ou les exploitants pour certaines centrales, le Bilan prévisionnel 2020 propose de retenir pour ses deux scénarios centraux :

- la fermeture de la tranche du Havre mi-2021 ;
- la fermeture des tranches de Gardanne, Emile Huchet et Cordemais à l'issue de l'hiver 2021-2022.

Dans la continuité du dernier Bilan prévisionnel, le prolongement du fonctionnement des tranches de Cordemais dans le respect des nouvelles dispositions réglementaires sera envisagé en variante.

Question 23

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière du charbon ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

4.3.2. Cycles combinés au gaz

Un parc de cycles combinés aux gaz récent

Dans un contexte d'ouverture du marché à la concurrence et de perspectives fortes de croissance de la consommation électrique, les premiers cycles combinés au gaz (CCG) ont été mis en service en France dans les années 2000. Cette technologie bénéficie d'un rendement énergétique élevé et son impact environnemental est moindre que celui d'une centrale thermique classique (à vapeur), avec un taux d'émission de CO₂ réduit de moitié.

Les perspectives de prix du gaz durablement bas laissaient à l'époque entrevoir une forte compétitivité économique de ces moyens de production. C'est ainsi que la filière a connu un développement assez rapide au cours de la dernière décennie, avec des mises en service principalement concentrées entre 2008 et 2012.

Le parc français est stable depuis plusieurs années et représente une capacité installée de 6,2 GW pour 14 installations.

L'interdiction de nouveaux projets confirmée dans la PPE

La nouvelle PPE adoptée en avril 2020 a réaffirmé l'interdiction de nouveaux projets de centrale thermique à combustible fossile, à l'exception de la centrale à cycle combiné au gaz de Landivisiau actuellement en cours de construction.

Les travaux préparatoires pour la construction de la centrale de Landivisiau ont démarré, mais des oppositions locales demeurent

Le projet de cycle combiné au gaz sur le site de Landivisiau, issu du Pacte électrique breton de 2010, a été attribué à un consortium Direct Énergie-Siemens en 2012 à l'issue d'un appel d'offres. La mise en service du CCG, initialement prévue pour 2016, a connu depuis d'importants retards, liés en particulier à l'enquête approfondie menée par la Commission européenne et aux contentieux portant sur les autorisations du projet.

Total Direct Energie a engagé début 2019 les travaux préparatoires pour la construction de la centrale. Un jalon important dans l'avancée du projet a aussi été franchi avec la signature des conventions de raccordement aux réseaux de transport d'électricité (avec RTE) et de gaz (avec GRTgaz). Ce jalon constitue une étape engageant financièrement le producteur vis-à-vis des gestionnaires de réseaux, conditionnant le démarrage des travaux de raccordement aux réseaux de transport.

L'exploitant a par ailleurs transmis à RTE les éléments attestant de l'avancée du projet et permettant de rendre crédible une mise en service à l'horizon de l'hiver 2021-2022.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Dans la continuité du dernier Bilan prévisionnel et sans information contre-indicative, RTE propose de considérer une mise en service du CCG à la fin de l'année 2021 pour les deux scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020.

Les conséquences d'un retard seront analysées par l'intermédiaire de variantes pouvant intégrer une mise en service ultérieure du CCG.

En dehors de la mise en service du CCG de Landivisiau, le Bilan prévisionnel 2020 considère que la contribution de la filière à la sécurité d'alimentation ne sera pas impactée et retient donc comme hypothèse le maintien du parc existant et l'absence de nouveau CCG a minima jusqu'à 2030.

Question 24

Etes-vous d'accord avec les hypothèses proposées pour les scénarios centraux et les variantes ?

4.3.3. Turbines à combustion

Un parc globalement récent comprenant toutefois quelques installations vieillissantes

Le mix électrique français comprend également des moyens de pointe, et notamment un parc de 2 GW de turbines à combustion (TAC) conçues pour fonctionner entre quelques dizaines et quelques centaines d'heures par an. Il est composé principalement de moyens de production au fioul (1,4 GW) et au gaz (0,6 GW). Ce parc est stable depuis de nombreuses années.

Le parc est relativement récent et conforme aux normes environnementales en vigueur, les deux tiers des installations ayant été mises en service après 2007.

Néanmoins, les turbines à combustion bretonnes les plus anciennes auront atteint quarante années de fonctionnement début 2021 (quatre des cinq turbines à combustion de Brennilis et Dirinon, environ 360 MW de puissance installée). Bien que leur exploitant n'ait pas annoncé à ce jour de dates de fermeture, le déclassement de certaines de ces centrales à moyen terme fait partie des options à envisager dans une étude de sécurité d'approvisionnement.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

En l'absence de déclarations contraires, l'hypothèse proposée pour le Bilan prévisionnel 2020 pour les deux scénarios centraux est le maintien de l'ensemble des turbines à combustion sur l'horizon 2020 – 2025.

Au-delà de 2025, RTE propose de considérer les TAC bretonnes les plus anciennes comme fermées. Cela représente alors un déclassement de l'ordre de 400 MW du parc actuel de TAC.

Une trajectoire de fermeture de l'intégralité des TAC au fioul (1,4 GW) entre 2025 et 2030 est aussi envisagée en variante.

Question 25

Etes-vous d'accord avec les trajectoires proposées ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

4.3.4. Cogénérations au gaz et au fioul

Un parc de plusieurs gigawatts raccordé sur les réseaux publics de transport et de distribution

Fin 2019, la capacité du parc installé est relativement stable par rapport à l'année précédente : 5,3 GW (4,9 GW de cogénérations au gaz et 0,4 GW de cogénérations au fioul). Les unités sont réparties pour moitié sur le réseau de transport et pour moitié sur les réseaux de distribution.

Les cogénérations au gaz sont actuellement constituées d'unités sous contrat d'obligation d'achat et d'unités dont la production électrique est valorisée sur le marché de gros.

Des trajectoires d'évolution incertaines au regard des ambitions climatiques de la France et des conditions de marché en sortie de crise

Le parc de cogénérations au gaz s'est marginalement développé en 2019.

La PPE indique cependant que le développement de cette filière n'est pas compatible avec les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre et que le soutien public fort aux nouvelles installations n'apparaît désormais plus justifié. L'évolution du parc de cogénérations au gaz est ainsi fortement incertaine : d'un côté de nombreuses unités atteignent l'échéance de fin de leur contrat d'obligation d'achat, de l'autre les conditions de marché actuelles sont fortement perturbées par la crise sanitaire et pourraient potentiellement augmenter l'espace économique de cette filière, notamment sous l'effet de la baisse de production nucléaire annoncée. A terme, la suppression des dispositifs de soutien à la filière devrait tout de même amener à diminuer le parc actuel.

Le parc de cogénérations au fioul est quant à lui resté stable en 2019. Dans un contexte de lutte contre les gaz à effet de serre, la contraction du parc devrait apparaître sur l'horizon de moyen terme.

Une production complémentaire saisonnière, qui contribue à l'équilibre du système électrique

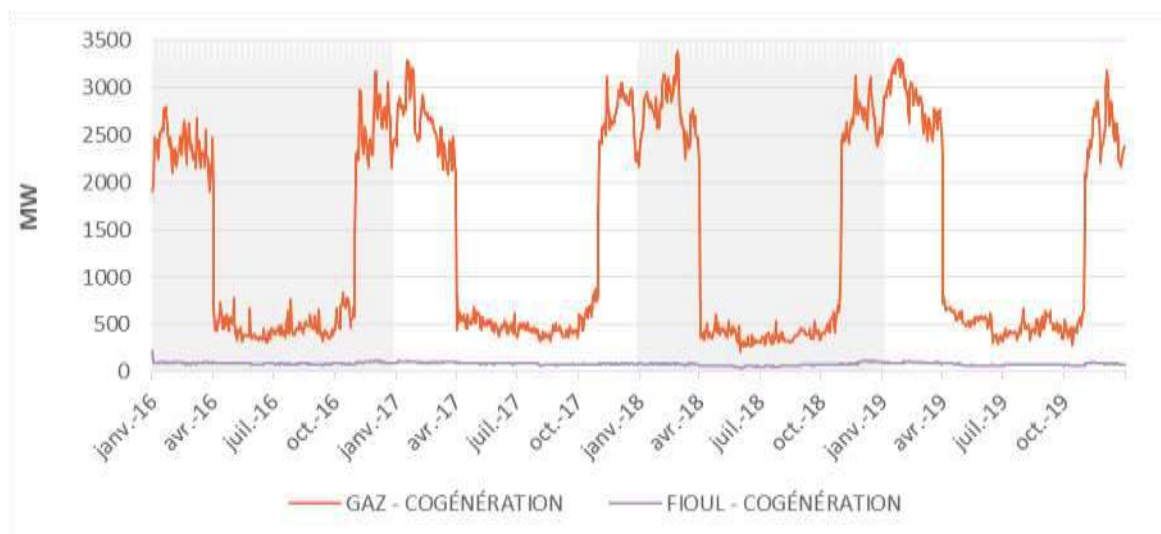
Le volume annuel de production des cogénérations au gaz et au fioul est relativement stable ces dernières années, de l'ordre d'une dizaine de terawattheures (en 2019 : 12,1 TWh pour les cogénérations au gaz et 0,7 TWh pour les cogénérations au fioul).

La production électrique issue des cogénérations au gaz est significativement plus importante en hiver, notamment du fait des installations bénéficiant de l'obligation d'achat d'électricité de novembre à mars. La cogénération permet donc d'apporter une production électrique complémentaire saisonnière.

L'historique de production présenté ci-dessous illustre les différents modes de fonctionnement des cogénérations au gaz, notamment la saisonnalité de la production, avec une production maximale journalière comprise entre 300 et 700 MW en été et entre 2000 et 3400 MW en hiver. Cette production regroupe des unités fonctionnant en bande toute l'année (avec une production de l'ordre de 300 MW), des unités sous obligation d'achat fonctionnant principalement en hiver et des unités vendant leur énergie sur les marchés.

L'analyse du fonctionnement des cogénérations au gaz montre une variation infra-journalière relativement faible, les valeurs minimales et maximales au sein d'une journée étant relativement proches.

Les cogénérations au fioul montrent quant à elles depuis plusieurs années une production minimale « en bande » de l'ordre de 70 MW et pouvant atteindre une centaine de mégawatts en période hivernale.



Puissance maximale journalière des cogénérations depuis 2016

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Au vu des incertitudes économiques présentes pour le devenir du parc de cogénérations à la sortie de la crise sanitaire, RTE propose de distinguer les rythmes de développement de chacun des scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 :

- Dans le **scénario « Relance progressive »**, RTE propose de retenir les hypothèses suivantes :
 - une stabilité du parc de cogénérations au gaz jusqu'en 2025 suivie d'une contraction partielle (de l'ordre de 200 MW/an) ;
 - une contraction progressive du parc de cogénérations au fioul (de l'ordre de 50 MW/an), amenant à une fermeture du parc d'ici 2025 ;
 - un profil de production cohérent avec le profil observé en 2019¹⁸.

¹⁸ Production « en bande » calée sur l'historique, puissance maximale limitée à la puissance maximale observée, etc. (proportionnellement à la capacité installée)

Dans la continuité des travaux du Bilan prévisionnel 2019, les conséquences d'une contraction partielle du parc de cogénérations au gaz (de l'ordre de 500 MW/an) et d'une fermeture accélérée du parc de cogénérations au fioul (environ 100 MW/an) pourront être analysées par l'intermédiaire de variantes.

- Dans le **scénario « Effets durables de la crise »**, les hypothèses suivantes sont proposées :
 - une contraction partielle du parc de cogénérations au gaz (de l'ordre de 200 MW/an) sur l'ensemble de l'horizon d'étude ;
 - une contraction progressive du parc de cogénérations au fioul (de l'ordre de 100 MW/an), amenant à une fermeture du parc d'ici 2023 ;
 - un profil de production cohérent avec le profil observé en 2019¹⁹.

Question 26

Partagez-vous les hypothèses présentées pour le parc de cogénérations ? Si non, quelle(s) hypothèse(s) alternative(s) proposez-vous ?

Pensez-vous qu'une réduction du volume de cogénérations au gaz doit aussi être envisagée sur l'horizon de moyen terme dans le scénario « Relance progressive » ?

4.3.5. Autres moyens de production thermique

Une filière qui devrait, à terme, se contracter

Le reste du parc thermique est constitué de groupes de faible puissance unitaire (de l'ordre de quelques mégawatts), fonctionnant pour près de 70% au fioul (groupes diesel), le reste du parc étant au gaz. Fin 2019, ce parc représente une puissance installée de l'ordre de 1,6 GW.

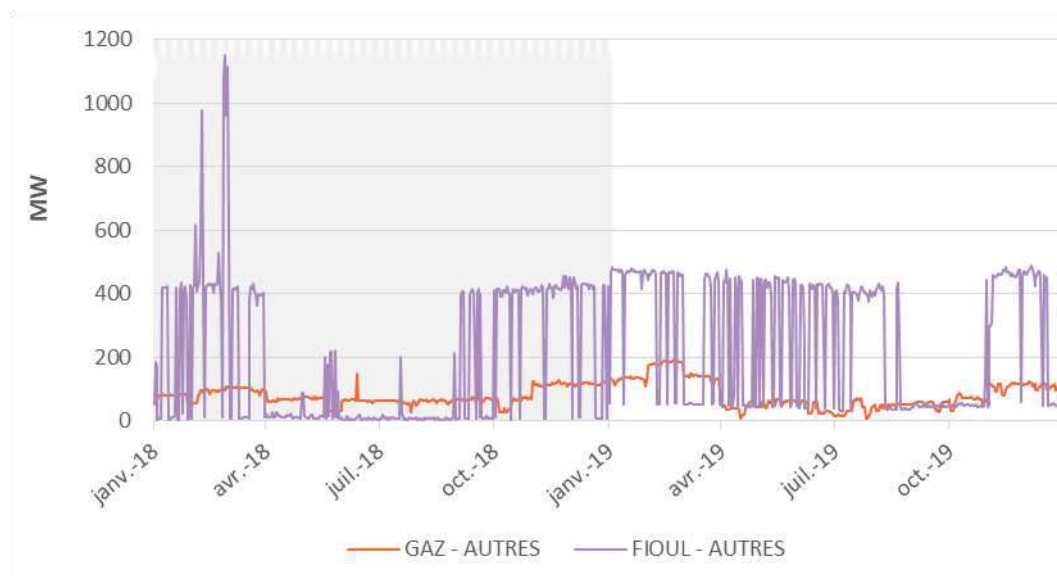
Les objectifs de réduction des émissions de gaz à effet de serre devraient conduire, selon un calendrier qui reste à préciser, à une réduction de la capacité installée de cette filière.

Néanmoins, une contribution à l'équilibre du système électrique

Ces moyens de production contribuent à l'équilibre du système électrique, notamment via des mécanismes de marché.

¹⁹ Production « en bande » calée sur l'historique, puissance maximale limitée à la puissance maximale observée, etc. (proportionnellement à la capacité installée)

La puissance maximale produite en 2019 par ces installations est d'environ 500 MW pour les unités au fioul et 200 MW pour les unités au gaz. Alors que le parc gaz maintient une partie de sa production toute l'année, le parc fioul fait apparaître une production saisonnalisée et concentrée sur l'hiver.



Puissance journalière moyenne des groupes thermiques de faible puissance unitaire depuis 2018

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Au vu des incertitudes économiques présentes pour le devenir du parc de cogénérations à la sortie de la crise sanitaire, RTE propose de distinguer les rythmes de développement de chacun des scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 :

- Dans le **scénario « Relance progressive »**, RTE propose de reconduire les hypothèses du Bilan prévisionnel 2019, à savoir :
 - une stabilité du parc au gaz jusqu'en 2025, suivie d'une contraction (de l'ordre de 50 MW/an), amenant à une fermeture du parc d'ici 2030 ;
 - une contraction progressive du parc fioul (de l'ordre de 100 MW/an) suivie d'une fermeture complète en 2025 ;
 - un profil de production cohérent avec le profil observé en 2019²⁰.

²⁰ Production « en bande » calée sur l'historique, puissance maximale limitée à la puissance maximale observée, etc. (proportionnellement à la capacité installée)

- Dans le **scénario « Effets durables de la crise »**, les hypothèses suivantes sont considérées :
 - une contraction progressive du parc au gaz (de l'ordre de 50 MW/an), amenant à une fermeture du parc d'ici 2025 ;
 - une fermeture accélérée du parc au fioul (environ 200 MW/an), amenant aussi à une fermeture du parc d'ici 2025 ;
 - un profil de production cohérent avec le profil observé en 2019²¹.

Question 27

Partagez-vous les hypothèses présentées pour les unités de faible puissance au gaz et au fioul ?
Si non, quelle(s) hypothèse(s) alternative(s) proposez-vous ?

4.4. Flexibilités et moyens de stockage

Le stockage d'électricité est déjà présent de manière significative dans le système électrique français à travers le stockage gravitaire hydraulique. Dans des mix électriques comprenant une part très importante d'énergies renouvelables, différentes technologies de stockage sont amenées à émerger dans les années à venir pour assurer l'équilibre offre-demande.

Les moyens de stockage journalier, hebdomadaire ou saisonnier, comme les batteries ou les STEP, peuvent par exemple contribuer à la gestion de la pointe du soir en utilisant d'éventuels surplus de production solaire ou d'assurer la fourniture d'énergie complémentaire lors de périodes marquées par une production éolienne faible. A plus long terme, le développement du couplage sectoriel peut être une solution dans la perspective de scénarios à fort développement des énergies renouvelables et est intégré au programme de travail du volet « long terme » du Bilan prévisionnel (horizon 2050).

4.4.1. Stations de transfert d'énergie par pompage

Le parc actuel de stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) se compose de six centrales pour une puissance de pompage de 4,2 GW et une puissance de turbinage de 4,9 GW. La PPE identifie un besoin journalier et infra-hebdomadaire de nouvelles capacités aux horizons 2030 à 2035. Toutefois, pour ces projets, il est nécessaire d'anticiper les décisions de réalisation, au regard de la durée des procédures et travaux à engager (près de 10 ans) et dans la mesure où ces décisions doivent être intégrées dans des procédures d'octroi de concession.

²¹ Production « en bande » calée sur l'historique, puissance maximale limitée à la puissance maximale observée, etc. (proportionnellement à la capacité installée)

Dans ce cadre, la PPE fixe ainsi comme objectif d'engager d'ici à 2023 les démarches permettant le développement des stations de pompage d'électricité pour un potentiel de 1,5 GW identifié en vue des mises en service des installations entre 2030 et 2035.

En dehors du suréquipement sur la STEP de la Coche réalisé en 2019, aucun projet de nouvelle installation n'est à ce jour engagé.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Compte tenu de la durée des procédures et des travaux à engager ainsi que de l'horizon envisagé, aucune évolution de capacité n'est considérée sur l'ensemble de l'horizon et pour les deux scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020.

Question 28

Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ?

4.4.2. Batteries

Le développement du stockage par batterie favorisé par la baisse rapide des coûts

Les évolutions technologiques récentes ouvrent de nouvelles perspectives au stockage d'électricité. En particulier, les capacités de stockage électrochimique pourraient se développer à la faveur de l'amélioration continue des performances des batteries et de la baisse de leurs coûts de production. Plusieurs usages impliquent d'ores et déjà le développement du stockage par batterie à l'horizon des dix prochaines années :

- l'utilisation de batterie pour fournir des services système ;
- le développement des batteries chez les particuliers, en lien avec le développement de l'autoconsommation ;
- le développement du véhicule électrique, qui va permettre la diffusion massive de batteries sur le territoire, et potentiellement offrir de nouveaux services de flexibilité (« vehicle-to-grid ») ;
- le stockage permettant d'éviter ou de différer des investissements pour le renforcement des réseaux, notamment dans les zones contraintes en évacuation de production renouvelable.

Pas de cible chiffrée pour le développement des batteries dans la PPE

La PPE encourage le développement du stockage stationnaire par batterie, mais sans objectif chiffré. Il évoque notamment la poursuite des travaux de R&D ou de démonstration visant à développer des solutions de stockage compétitives, l'étude des possibilités de développement d'une filière industrielle française pour les batteries, ou encore la mise en place d'un cadre pour généraliser le développement de lignes virtuelles.

Expérimentation de la ligne virtuelle « Ringo »

La ligne virtuelle « Ringo », conçue par RTE, consiste en un système de stockage-déstockage simultané sur batteries, à trois endroits du réseau, où les lignes sont congestionnées et absorbent une forte proportion d'énergies renouvelables variables. Sur chaque site, les batteries offriront une capacité de puissance de 10 à 12 MW et une capacité de stockage en énergie de 30 à 40 MWh.

L'expérimentation se déroulera sur trois ans (de 2021 à 2024). À partir de 2024, les batteries seront alors exploitées par des tiers et pourraient rendre plusieurs services : services système fréquence, ajustement production/ consommation, résolution de congestions, etc. Néanmoins, les batteries utilisées dans ce cadre n'ont pas vocation à injecter ou soutirer de l'énergie de manière concurrentielle au marché. Ainsi, la quantité d'électricité prélevée à un instant T pour charger des batteries doit être la même que la quantité d'électricité injectée dans le réseau au même moment par d'autres batteries, situées n'importe où ailleurs sur le réseau.

Le bilan énergétique de l'ensemble du dispositif est alors nul et ne perturbe pas le fonctionnement du marché de l'électricité.

Projets de batteries : un développement industriel qui commence en France, essentiellement pour la fourniture de réglage de fréquence

Au cours des derniers mois, de nombreux acteurs ont lancé ou annoncé des projets d'installations industrielles de batteries, avec des unités atteignant des puissances de plusieurs centaines de kilowatts, voire plusieurs mégawatts : installation d'une centrale de stockage par batterie (6 MW) sur la commune d'Azur par Neoen, développement de « boxes » de stockage par NW Groupe comme à Jonzac en Charente-Maritime, etc. De nombreux autres projets du même type sont portés par une multitude d'acteurs.

Aujourd'hui, la quasi-totalité de ces installations visent à fournir un service de réglage de fréquence (réserve primaire). Le développement des batteries dans le but de fournir un tel service est ainsi observé un peu partout en Europe. Ces perspectives de développement sont conformes à celles envisagées dans les dernières publications de RTE sur la flexibilité du système électrique (étude Réseaux électriques intelligents, Bilan prévisionnel 2017, rapports sur la mobilité électrique et l'hydrogène...). Ces différentes analyses ont montré que la fourniture de réglage primaire de fréquence était, sur les dernières années, le service le plus rémunérateur pour les solutions d'effacement ou de stockage aptes à y participer (dont les batteries qui présentent des caractéristiques de réactivité permettant la fourniture d'un tel service).

La participation de ce type de service offre ainsi un débouché, bien que sur des volumes limités. L'essor rapide des solutions de flexibilité participant à ces mécanismes (en France et en Europe) contribuent en outre à faire baisser le prix de marché associé à ces services, et donc la rémunération potentielle des batteries.

Des capacités retenues dans le cadre d'appels d'offres long terme

La contribution à la sécurité d'approvisionnement via le mécanisme de capacité est une source de valorisation du stockage identifiée par RTE dans le rapport de 2017. Récemment, un volume important

d'installations de stockage par batterie a été retenue à l'issue des appels d'offres long terme organisés en 2019.

Les batteries représentent ainsi deux tiers des offres retenues : 253 MW, dont 93 MW sur la période 2021-2027 avec un prix de rémunération de la capacité garanti s'établissant à 29 k€/MW, et 160 MW sur la période 2022-2028 à 28 k€/MW. Ces résultats montrent ainsi que des capacités de stockage peuvent être compétitives par rapport aux effacements.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Au-delà des capacités se développant dans le cadre des mécanismes spécifiques cités ci-dessus, le développement supplémentaire du stockage par batterie via les mécanismes de marché devrait être marginal à court terme.

RTE propose donc de retenir, pour les scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020, des trajectoires intégrant cette première étape de développement pouvant conduire à des volumes de plusieurs centaines de MW en fonction de la valeur de la capacité.

Question 29

En dehors des appels d'offres long terme, estimez-vous que les batteries pourraient représenter un volume significatif, de l'ordre de quelques centaines de mégawatts sur l'horizon d'étude et pouvant être utile pour la sécurité d'approvisionnement ?

4.4.3. Power-to-gas

Le couplage sectoriel comme outil de flexibilité pour le système électrique

Dans les projections sur l'évolution du mix énergétique à long terme, l'hydrogène est souvent présenté à la fois comme une source de flexibilité et un facteur de réduction des émissions de gaz à effet de serre.

À l'horizon 2030-2035, l'enjeu du développement de l'hydrogène bas carbone participe d'une démarche de décarbonation des usages existants, par exemple pour les usages actuels de l'hydrogène dans l'industrie mais potentiellement aussi pour la mobilité lourde (de manière complémentaire aux solutions entièrement électriques) ou pour alimenter le réseau de gaz existant en substitution du gaz fossile (dans une certaine limite). À ces échéances, l'utilisation de l'hydrogène comme moyen de stockage n'est pas nécessaire pour obtenir une diversification du mix électrique (réduction de la part du nucléaire à 50 %) et accueillir les volumes d'énergies renouvelables prévus par la PPE.

L'hydrogène pourrait aussi contribuer, dans certaines conditions, à l'équilibre du système électrique en apportant une solution de stockage et déstockage (principe du *power-to-gas-to-power*), mais à plus long terme (horizon 2050), dans des scénarios reposant exclusivement ou très majoritairement sur les énergies renouvelables.

Des objectifs publics tournés vers la décarbonation de l'hydrogène industriel à moyen terme

Les priorités identifiées par l'État pour le développement de l'hydrogène à moyen terme consistent à convertir la production conventionnelle de l'hydrogène industriel vers un mode de production décarboné. La PPE prévoit ainsi un taux d'incorporation d'hydrogène par électrolyse de 10 % dans l'hydrogène industriel en 2023 et compris entre 20 % et 40 % en 2028.

S'agissant de la transformation de l'hydrogène en méthane (méthanation, évoquée dans la PPE sous le terme de *power-to-gas*), la PPE ne fixe aucun objectif de mise en service de moyen de production industriel mais uniquement un objectif de lancement de démonstrateur de moins de 10 MW d'ici à 2023 et jusqu'à 100 MW en 2028.

Enfin, s'agissant du stockage saisonnier par gaz de synthèse, la PPE ne prévoit aucun développement ou soutien spécifique à moyen terme.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

En l'état actuel de développement de la filière, RTE propose, pour les deux scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020, de ne pas retenir de développement significatif de stockage saisonnier par gaz de synthèse (hydrogène, méthane...) sur l'ensemble de l'horizon.

Question 30

Partagez-vous le constat exposé sur les technologies de type *power-to-gas* ?

5. Hypothèses européennes

Dans une Europe fortement interconnectée, l'évolution de la situation dans les pays voisins est un facteur de premier ordre pour l'analyse de risque sur la sécurité d'approvisionnement. Ce constat conduit à approfondir le détail de modélisation des pays voisins.

Le Bilan prévisionnel repose sur une modélisation explicite du système électrique européen, au-delà de la France. Depuis le Bilan prévisionnel 2018, ce périmètre est étendu à 18 pays de l'Europe de l'Ouest²².

Pour la partie relative aux hypothèses européennes, la consultation publique porte (i) sur les sources de données à privilégier pour bâtir des hypothèses de perspectives d'évolution de consommation et de mix énergétique en Europe, (ii) sur la méthodologie de construction des scénarios « Relance progressive » et « Effets durables de la crise » et (iii) sur les analyses de sensibilité à réaliser sur ces hypothèses pour approfondir le diagnostic et comprendre les interactions croisées entre les décisions sur le mix européen.

5.1. Des hypothèses européennes s'appuyant sur celles des études de l'ENTSO-E, mais différentes selon le scénario étudié

Le MAF (Midterm Adequacy Forecast), un exercice européen de sécurité d'approvisionnement réalisé par l'ENTSO-E

Conformément à ses missions réglementaires définies par le troisième paquet énergie, l'association des gestionnaires de réseau de transport européens (ENTSO-E) produit chaque année une analyse de la sécurité d'approvisionnement au périmètre paneuropéen.

La dernière étude du MAF, publiée en novembre 2019, présentait l'évaluation des risques sur l'équilibre offre-demande des pays membres de l'ENTSO-E pour les horizons 2021 et 2025.

La prochaine édition du MAF sera publiée à la fin de l'année 2020 et portera sur les années 2025 et 2030.

Les hypothèses retenues pour cet exercice reposent sur une collecte de données réalisées chaque année auprès des gestionnaires de réseau de transport (GRT). Dans ce cadre, chaque GRT fournit les informations relatives à l'évolution de la consommation et du mix de production de son pays, aux horizons demandés. Les hypothèses remontées par les GRT se basent ainsi sur les objectifs publics propres à chaque pays (National Energy and Climate Plans²³).

²² Allemagne, Autriche, Belgique, Danemark, Espagne, France, Grande-Bretagne, Irlande, Irlande du nord, Italie, Luxembourg, Norvège, Pays-Bas, Pologne, Portugal, République tchèque, Suède, Suisse

²³ https://ec.europa.eu/energy/topics/energy-strategy/national-energy-climate-plans_en#

La collecte de données relatives au MAF 2020 a été réalisée en janvier 2020, avant le début de la crise sanitaire actuelle, et est donc cohérente avec les objectifs nationaux définis au préalable. Cette collecte contient ainsi, entre autres :

- les prévisions d'évolution de la consommation ;
- les informations (capacités, paramètres de fonctionnement...) relatives aux unités thermiques centralisées, à la maille du groupe de production ;
- les capacités des autres moyens thermiques, des énergies renouvelables, des effacements année par année.

Des exercices nationaux réalisés par différents pays

A l'image du Bilan prévisionnel (et du Schéma décennal de développement du réseau) de RTE, des exercices nationaux - études d'équilibre offre-demande et/ou plans de développement des réseaux - sont construits par plusieurs pays en Europe.

Ces exercices sont basés sur leurs propres hypothèses, qui peuvent parfois différer des données collectées dans le cadre des exercices européens (données collectées à des échéances différentes, études de scénarios plus ou moins contrastés, ...).

On peut citer notamment :

- le plan de développement des réseaux de transport publié par les gestionnaires de réseau allemands²⁴ ;
- l'exercice publié par le gestionnaire de réseau britannique National Grid, le FES²⁵ ;
- l'analyse de l'équilibre offre-demande à 10 ans publiée par le gestionnaire de réseau belge Elia (exercice qui repose sur les mêmes méthodologies et le même outil de modélisation que ceux de RTE)²⁶.

Les hypothèses européennes du Bilan prévisionnel s'appuient initialement sur celles du MAF mais diffèrent ensuite selon le scénario étudié

La construction des hypothèses européennes utilisées dans le Bilan prévisionnel 2020 est réalisée selon deux étapes.

Dans un premier temps, les données du MAF, étude de référence pour la Commission européenne, sont le point de départ pour décrire l'évolution du mix énergétique et de la consommation des pays voisins dans le Bilan prévisionnel.

Dans un second temps, RTE propose de distinguer, selon le scénario considéré, la méthodologie de construction des hypothèses européennes à partir de ces données. Cette approche permet ainsi, dans

²⁴ <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>

²⁵ <http://fes.nationalgrid.com/fes-document/>

²⁶ <https://www.elia.be/en/electricity-market-and-system/adequacy/adequacy-studies>

une certaine mesure, d'assurer une cohérence globale des deux scénarios centraux à l'échelle de l'Europe, et non seulement de la France.

Ainsi, dans un contexte d'incertitudes sur les perspectives d'évolution du système électrique en France mais aussi dans le reste de l'Europe, RTE propose donc de retenir deux approches de construction des hypothèses européennes, chacune associée à un des scénarios centraux.

Les deux scénarios européens construits reposent ainsi sur des méthodes normatives de retraitement des données du MAF.

- Dans le **scénario « Relance progressive »**, à l'image de l'approche proposée pour la France, le retour progressif à la normale est considéré dans les prochains mois, après une année 2020 marquée par un ralentissement de l'activité européenne.

RTE propose alors de modéliser ce fléchissement temporaire par deux ajustements normatifs :

- d'une part l'application d'une baisse normative sur l'hiver prochain (2020-2021) des trajectoires de consommation des pays voisins utilisées dans le MAF. La baisse de consommation est plus marquée sur le secteur industriel et celui du transport, et appliquée sur la base de décompositions sectorielles publiques²⁷. Cette retouche correspond alors à des ordres de grandeurs similaires à ceux projetés pour la France dans ce scénario.

Un retour aux prévisions d'avant la crise est considéré pour les hivers suivants dans ce scénario.

- d'autre part un léger retard sur le développement des énergies renouvelables dans les pays voisins, par exemple d'un an, par rapport aux objectifs publics de chaque Etat repris dans l'étude du MAF.

- Dans le **scénario « Effets durables de la crise »**, un impact durable de la crise sanitaire est intégré sur le système électrique européen : recul de l'activité industrielle, contexte économique défavorable, recul des investissements en matière de transition énergétique, etc. Similairement à l'autre scénario central, RTE propose alors de modéliser cette tendance négative par deux corrections normatives :

- d'une part l'application d'une baisse normative des trajectoires de consommation des pays voisins utilisées dans le MAF, sur le même procédé que décrit pour le scénario « Relance progressive », mais projeté ici pour l'ensemble de l'horizon d'étude.
- d'autre part l'affectation d'un retard sur le développement des énergies renouvelables dans les pays voisins, par exemple d'un à trois ans, par rapport aux objectifs publics de chaque Etat repris dans l'étude du MAF.

Le reste du parc de production est en revanche fondé sur les hypothèses de l'étude de l'ENTSO-E pour les deux scénarios.

²⁷ Parmi ces décompositions, on peut notamment citer celles réalisées par Eurostat, Enerdata, etc.

Plus généralement, la collecte des données pour le MAF ayant été réalisée en janvier, des éléments d'actualité peuvent modifier de manière significative une partie de ces hypothèses, *a fortiori* dans le contexte actuelle de crise sanitaire et économique, et nécessiter leur mise à jour. Une veille renforcée est mise en place pour identifier les hypothèses les plus pertinentes (en lien avec les travaux de l'ENTSO-E, échanges bilatéraux avec les GRT voisins) et les intégrer dans l'ensemble des scénarios du Bilan prévisionnel.

Question 31

La construction des hypothèses d'évolution du mix énergétique et de la consommation des pays voisins à partir des données du MAF, adaptées selon des aspects normatifs pour chaque scénario, vous semble-elle pertinente ?

Avez-vous d'autres sources de données à proposer ?

5.2. Des analyses de sensibilité pour représenter les incertitudes et comprendre les interactions croisées entre les mix européens

Les incertitudes sur l'évolution du parc de production et de la consommation ne s'appliquent pas uniquement à la France mais concernent tous les pays européens, *a fortiori* dans le contexte actuel de crise sanitaire et économique. Comme en France, c'est la combinaison entre les choix publics, les réalités économiques et industrielles, et les conditions concrètes d'exploitation, qui définit le niveau de sécurité d'alimentation réel.

Des variantes spécifiques permettant de rendre compte des incertitudes sur l'évolution des mix électriques des pays voisins ont été étudiées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019. Ont ainsi été étudiées des configurations alternatives sur :

- le rythme de déclassement des parcs charbon et lignite allemands, espagnols et italiens ;
- le rythme de déclassement du parc nucléaire britannique ;
- la disponibilité du parc nucléaire belge ;
- une accélération ou un ralentissement du développement des énergies renouvelables ;
- l'absence de nouveaux moyens pilotables en Allemagne, Belgique et Grande-Bretagne.

Dans la continuité de ces travaux, RTE propose de reconduire les analyses pertinentes de sensibilité sur les hypothèses retenues pour les pays voisins du dernier Bilan prévisionnel afin de tester la robustesse du diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France.

Dans le contexte d'incertitudes pour la sortie de crise européenne, d'autres cas de figure pourront aussi être étudiés si le niveau d'informations publiques nécessaires le permet, par exemple :

- la fermeture anticipée de certaines centrales thermiques à moyen terme, dont la rentabilité pourrait être désormais re-questionnée ;

- le décalage de la fermeture d'autres centrales thermiques, notamment pour compenser des potentiels retards sur la mise en service de nouveaux moyens de productions initialement prévus dans le même temps et aussi retardés.

Question 32

Pensez-vous que ces variantes apportent des éclairages utiles au diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France ?

Selon vous, quels scénarios alternatifs devraient être étudiés ?

6. Hypothèses d'évolution des capacités d'échanges

L'ensemble des projets d'interconnexions de la France avec ses pays voisins a été repris et décrit dans les différents paquets du Schéma décennal de développement du réseau (SDDR) publié en septembre 2019. Ces paquets reflètent le niveau de maturité et l'intérêt technico-économique de chaque projet et sont repris dans le graphe ci-dessous.

Le calendrier de mise en service des nouvelles interconnexions avec la Grande-Bretagne et l'Italie se précise

Trois projets ont été identifiés dans le paquet 0 du SDDR (pour lesquels les mises en service sont en théorie prévus avant fin 2021) et sont en cours de réalisation : deux nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni (ElecLink et IFA2) et une avec l'Italie (Savoie-Piémont).

La mise en service des projets IFA2 et Savoie-Piémont est aujourd'hui annoncée pour 2020. Des phases de test sont ainsi prévues durant l'été 2020 pour la liaison IFA2, confirmant qu'elle devrait pouvoir être en fonctionnement durant l'essentiel de la période hivernale. En revanche, ces étapes ne sont pas encore planifiées pour la nouvelle interconnexion avec l'Italie.

Le projet d'interconnexion ElecLink, également en cours de réalisation, doit permettre d'accroître les capacités d'échange avec la Grande-Bretagne d'environ 1 GW. Toutefois les incertitudes relatives à l'arrivée de cette interconnexion, initialement prévue pour mi-2020, persistent. En effet la société Getlink, qui porte le projet, ne dispose pas à ce jour de l'agrément de la Commission intergouvernementale, initialement prévue en avril 2020 mais repoussée en raison de la crise sanitaire à une date encore inconnue, afin de pouvoir déployer le câble de la future liaison dans le tunnel sous la Manche. L'exploitant a ainsi revu son calendrier et envisage une mise en service opérationnelle au troisième trimestre 2021.

Les capacités d'interconnexion continuent de se développer à plus long terme

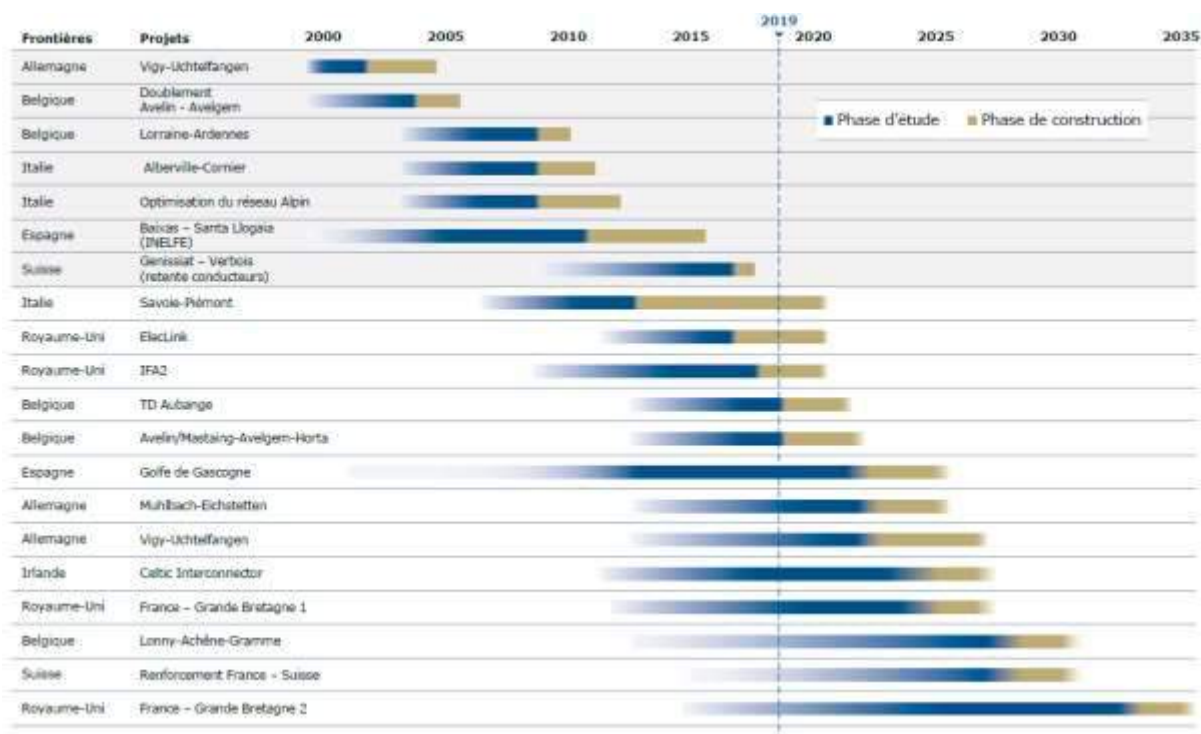
D'autres projets d'interconnexion (nouvelles liaisons et renforcements) pourraient ensuite être mis en service et contribuer à renforcer fortement la sécurité d'approvisionnement.

Parmi les projets envisagés sur les différentes frontières dans le paquet 1 du SDDR (regroupant des interconnexions rentables et politiquement matures déjà engagées ou susceptibles de l'être sous peu), près de 5 GW de capacité supplémentaire pourraient potentiellement apparaître. Sont concernées les frontières :

- France-Espagne avec le projet Golfe de Gascogne ;
- France-Belgique, avec les projets Avelin-Avelgem et TD Aubange, dont les travaux ont débuté en 2019 ;
- France-Allemagne, avec les projets Vigy- Uchtelfangen et Muhlbach-Eichstetten.

Près de 5 GW de capacité supplémentaire sont aussi évoqués dans le paquet 2 du SDDR (regroupant des interconnexions à engager au cours des prochaines années sous certaines conditions) et concernent les frontières :

- France-Suisse, avec un projet de renforcement de ligne, sans qu'un axe spécifique soit à ce jour défini ;
- France-Belgique, avec le projet Lonny-Achène-Gramme ;
- France-Grande-Bretagne, avec deux projets parmi les trois à ce jour évoqués : FAB, GridLink Interconnector et Aquind ;
- France-Irlande, avec le projet Celtic Interconnector.



Planning de développement des interconnexions françaises, historique et prévisionnel selon la proposition de séquençage du SDDR 2019

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2020

Par souci de prudence et au vu des informations publiques à ce jour, le cas de base du Bilan prévisionnel considère, pour ses deux scénarios centraux, une mise en service opérationnelle de la liaison IFA2 fin 2020 et de la liaison Savoie-Piémont fin 2021. Dans la continuité du dernier Bilan prévisionnel, la mise en service du projet ElecLink n'est pas intégrée. Sa contribution à la sécurité d'approvisionnement est analysée dans une variante, en considérant une mise en service en 2021.

Au-delà de ces trois projets, au vu des incertitudes présentes pour les dates effectives de mise en service des interconnexions, RTE propose de distinguer les projets pris en compte dans chacun des scénarios centraux du Bilan prévisionnel 2020 :

- Dans le **scénario « Relance progressive »**, les projets d'interconnexion de la France avec ses pays voisins à l'horizon de 2030 ne sont pas remis en cause par la crise actuelle. RTE propose donc de retenir une mise en service des interconnexions correspondant au séquençage envisagé par RTE dans le SDDR 2019.

- Dans le **scénario « Effets durables de la crise »**, la crise impacte notablement les projets d'interconnexion de la France, au travers de retards sur la mise en service ou d'annulation. RTE propose donc de retenir pour ce scénario une mise en service seulement partielle des projets d'interconnexions du paquet 2 du SDDR 2019 d'ici à 2030.

Des dates de mise en service alternatives sur les projets potentiels à l'horizon 2030 pourront aussi être étudiées en variante.

Question 33

Etes-vous d'accord avec les dates de mises en service proposées pour les deux scénarios centraux et en variantes sur les horizons de moyen terme et de 2030 ?

Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

7. Hypothèses d'évolution des coûts des combustibles et du CO₂

Afin d'établir la préséance économique des différents moyens de production, il est nécessaire de disposer des prix des différents combustibles (gaz, charbon, lignite, uranium, fioul) et des quotas d'émissions de CO₂.

Deux scénarios contrastés de prix pour refléter les incertitudes économiques

S'agissant des données de prix *forward* de chacun des combustibles et du CO₂, jusqu'en 2023 :

- pour le scénario « Relance progressive », RTE propose de retenir leur moyenne avant la crise sanitaire ;
- pour le scénario « Effets durables de la crise », RTE propose de retenir des valeurs dans le bas du spectre des possibles, compatibles avec certains niveaux observés postérieurement à la crise, à l'issue d'une analyse des estimations publiées par différents instituts (par exemple IHS Markit, Bloomberg ou Consensus).

Au-delà de 2023 :

- pour le scénario « Relance progressive », RTE propose de retenir les estimations de prix du World Energy Outlook publié par l'Agence internationale de l'énergie pour les années 2025 et 2030 et de réaliser une interpolation sur cette base pour les années avant 2025. Ces estimations seront également confrontées aux scénarios d'autres instituts (par exemple la Banque mondiale, IHS Markit, Bloomberg ou Consensus) ;
- pour le scénario « Effets durables de la crise », RTE propose de considérer les estimations les plus faibles publiées par différents instituts (cf. ci-dessus).

Une reprise de la méthodologie du dernier Bilan prévisionnel

RTE propose de reconduire les modalités mises en œuvre dans le Bilan prévisionnel 2019 et de les adapter en fonction du retour des acteurs dans le cadre de cette consultation publique pour les deux scénarios centraux « Relance progressive » et « Effets durables de la crise ».

Elles sont présentées plus en détail ci-dessous à titre illustratif.

Détermination du prix du gaz, du charbon, du fioul et du CO₂ (Bilan prévisionnel 2019)

Pour le gaz, le charbon, le fioul et le CO₂, les références de prix sont estimées sur la base des cotations sur les marchés pour les années 2020-2021, 2021-2022 et 2022-2023²⁸. Une moyenne du prix observé de mars à juin 2019 a été utilisée pour lisser la volatilité des cotations.

Les références utilisées sont les suivantes :

- pour le gaz : le produit « base » TTF ;
- pour le charbon : le produit « décembre » du charbon CIF ARA²⁹ ;
- pour le fioul : les estimations du Brent publiés par Deloitte Canada pour le fioul³⁰ ;
- Pour le CO₂ : l'utilisation de *futures* permettant la couverture financière du prix des quotas d'émissions de CO₂.

Pour les années 2023-2024, 2024-2025 et 2025-2026, une interpolation entre la valeur obtenue pour 2023 et les estimations pour 2025 puis 2030 présentées dans le scénario *New Policies* du World Energy Outlook 2019 publié par l'Agence internationale de l'énergie a été réalisée afin d'assurer la cohérence entre les derniers exercices de moyen et long termes du Bilan prévisionnel, soit à titre illustratif pour 2025 :

- 7,8 \$/MBtu pour le gaz
- 80 \$/t pour le charbon
- 88 \$/bbl pour le fioul
- Et 25 \$/t pour le CO₂.

Détermination du prix du lignite (Bilan prévisionnel 2019)

Le prix du lignite est fondé sur l'estimation utilisée dans les travaux d'équilibre offre-demande de moyen et de long terme d'ENTSO-E (MAF, TYNDP). Ce prix est considéré constant sur l'horizon d'étude.

Détermination du prix de l'uranium (Bilan prévisionnel 2019)

Le prix de l'uranium est fondé sur l'estimation utilisée dans les travaux d'équilibre offre-demande de moyen et de long terme d'ENTSO-E (MAF, TYNDP). La valeur de 0,46 €/GJ est retenue et supposée constante sur les années étudiées dans le Bilan prévisionnel 2018.

Néanmoins, une valeur différente a été retenue pour la production nucléaire en France. En effet, celle-ci fait l'objet d'une gestion en coût d'opportunité afin de placer au mieux la production nucléaire compte tenu des contraintes de stock et de remplissage de la flotte des réacteurs. En conséquence, la valeur marginale de fonctionnement des centrales nucléaires françaises considérées dans leur ensemble a été fixée à dire d'expert à 14 €/MWh. Cette valeur n'influence la fixation du prix de

²⁸ Dans le Bilan prévisionnel, le prix de l'année 2020 par exemple est retenu pour toute la période d'étude 2020-2021.

²⁹ Le prix du charbon CIF ARA (*Cost Insurance and Freight Amsterdam, Rotterdam and Antwerp*) est le prix du charbon livré au port d'Amsterdam, Rotterdam et Anvers incluant les coûts d'assurance et de fret jusqu'au port.

³⁰ La Banque Mondiale offre également une estimation du prix du pétrole (inférieure à 70 \$/bbl jusqu'en 2030 pour le Brent) parmi les différents indicateurs qu'elle publie régulièrement. Néanmoins, compte tenu de l'écart avec le prix estimé par l'Agence internationale de l'énergie pour 2025, cette référence n'avait pas été retenue.

l'électricité qu'en situation de marginalité de production nucléaire française, soit durant un nombre d'heures très limité sur l'exercice de moyen terme.

Synthèse des prix de combustibles et du CO₂ retenus pour le Bilan prévisionnel 2019

	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26
Gaz en \$2019/MBtu	Prix du gaz TTF			+ Extrapolation Scenario NP de l'AIE		
	6,3	6,1	5,9	6,7	7,5	8,3
Charbon en \$2019/t	Prix du charbon CIF ARA			+ Extrapolation Scenario NP de l'AIE		
	68,9	69,6	69,5	74,8	80,2	85,5
Lignite en €/GJ	MAF / TYNDP					
	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
Fioul en \$2019/bbl	Estimation Deloitte Canada			+ Extrapolation Scenario NP de l'AIE		
	65,0	66,0	67,0	76,0	85,0	94,1
CO₂ en €2019/t	Prix des futures			+ Extrapolation Scenario NP de l'AIE		
	24,5	24,5	24,4	24,1	23,7	24,5
Uranium en €/GJ	MAF / TYNDP					
	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46

Hypothèses de coûts retenues dans le Bilan prévisionnel 2019

Taux de conversion (Bilan prévisionnel 2019)

Les coefficients suivants ont été considérés afin de convertir les monnaies et les unités en €/MWh³¹ :

- 0,87 €/ \$ sur toute la période considérée
- 3,41 MBtu/MWh_t (pour le gaz)
- 0,14t/MWh_t (pour le charbon)
- 0,58 baril/MWh_t (pour le pétrole)
- 0,28 MWh/GJ (pour le lignite et l'uranium)

³¹ Sources : AIE pour gaz, charbon et pétrole / ENTSO-E pour lignite et uranium

Question 34

Etes-vous favorables au maintien de la méthode utilisée pour le Bilan prévisionnel 2019 ?

Quels aménagements vous semblent pertinents ?

8. Principes des analyses de viabilité économique

Une nouvelle exigence du paquet législatif « Une énergie propre pour tous les citoyens européens »

Le paquet législatif européen « Une énergie propre pour tous les citoyens européens » (*Clean Energy Package*), adopté en 2019, comporte plusieurs dispositions directement applicables aux études de sécurité d'approvisionnement. Il fixe des objectifs méthodologiques aussi bien pour les études européennes, comme le MAF, que pour les études nationales, comme le Bilan prévisionnel. Ces évolutions méthodologiques intègrent notamment des analyses de viabilité économique des parcs de production et d'effacement.

Selon l'article 23.5 du règlement (UE) n°2019/943 du 5 juin 2019 :

« L'évaluation de l'adéquation des ressources [...] est basée sur des scénarios centraux de référence appropriés concernant les prévisions de l'offre et de la demande et comprenant une évaluation économique de la probabilité de la mise hors service définitive, de la mise sous cocon, des nouvelles constructions d'actifs de production, ainsi que des mesures pour atteindre les objectifs en matière d'efficacité énergétique et d'interconnexion électrique et des sensibilités appropriées relatives aux phénomènes météorologiques extrêmes, des conditions hydrologiques et des variations des prix de gros et du prix du carbone. »

Ces analyses de viabilité économique ont deux objectifs principaux :

- d'une part, assurer que les moyens de production ou d'effacement déclarés par les gestionnaires de réseau de transport dans les scénarios des études de sécurité d'approvisionnement soient réalistes économiquement, c'est-à-dire que les capacités considérées soient rentables économiquement pour les acteurs les détenant ou réalisant les investissements (faute de quoi, ils seraient susceptibles de ne pas investir et, pour les capacités existantes, de les fermer/mettre sous cocon) ;
- et, d'autre part, évaluer si des investissements supplémentaires sont susceptibles d'émerger sur la base de la rémunération qui peut être attendue sur les marchés de l'électricité mais aussi d'autres éventuelles rémunérations (par exemple les subventions).

Des analyses structurantes pour le mécanisme de capacité

Les analyses de viabilité économique revêtent une importance particulière dans la mesure où ils interviennent dans le processus de validation de l'ouverture ou de la poursuite des mécanismes de capacité nationaux. Or la France a mis en place un dispositif de ce type depuis 2017, après approbation de la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'Etat.

La pérennisation du mécanisme de capacité est conditionnée à la preuve de son utilité dans l'atteinte de l'objectif de sécurité d'approvisionnement. Concrètement, le règlement (UE) n°2019/943 prévoit que les analyses de sécurité d'approvisionnement soient menées pour deux scénarios :

- l'un prenant en compte les mécanismes de capacité,
- et l'autre considérant son absence.

Dans ce nouveau cadre, les autorités nationales devront justifier régulièrement de l'existence d'un besoin pour la sécurité d'approvisionnement (autrement dit du non-respect du critère de défaillance)

dans le scénario contrefactuel sans mécanisme de capacité. La construction de ces deux scénarios (avec et sans mécanisme de capacité) nécessite l'élaboration d'un nouveau cadre méthodologique dans la mesure où les précédents Bilans prévisionnels élaborés par RTE depuis la mise en place du mécanisme de capacité n'étudiaient pas formellement de scénario sans mécanisme de capacité.

Les années de livraison du mécanisme de capacité étant ouvertes jusqu'à l'année 2022 comprise, les analyses sont susceptibles d'être utilisées pour étudier l'opportunité de l'ouverture de nouvelles années d'échanges, notamment 2023, sur le mécanisme de capacité.

Un cadrage méthodologique européen

Les modalités de mise en œuvre des analyses de viabilité économique sont encadrées par un document méthodologique proposé par ENTSO-E³² et en cours de validation par l'ACER. L'entrée en vigueur de ce document étant prévue pour le début du mois d'août 2020, il est susceptible d'évoluer jusqu'à cette date.

Conformément à la méthodologie proposée par ENTSO-E, RTE testera la rentabilité des moyens de production ou d'effacement existants ou susceptibles d'émerger sur le système électrique. Leurs revenus estimés à partir des signaux de prix de marché simulés seront ainsi mis en regard avec les coûts d'opération et de maintenance des centrales (et les coûts totaux d'investissements pour les potentiels nouveaux arrivants).

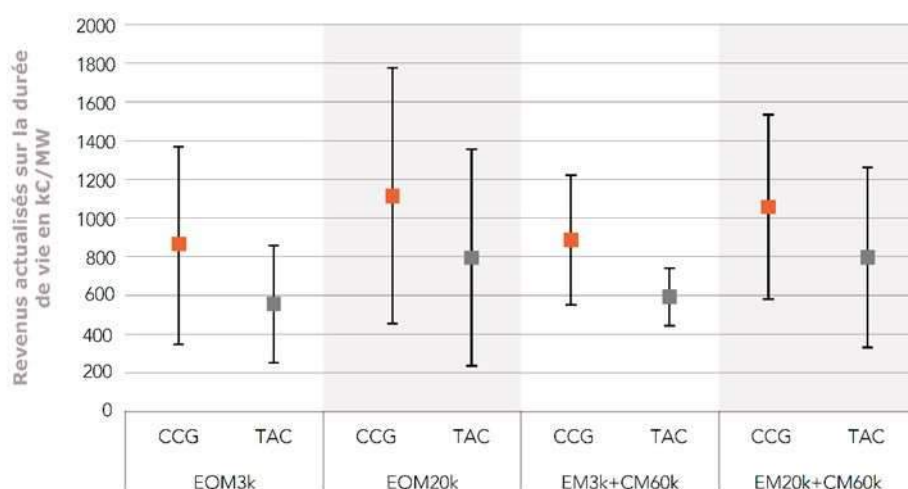
Les moyens de production, d'effacement ou de stockage dont la trajectoire est pilotée par l'Etat ne sont pas remis en question par ces analyses économiques. Ainsi, pour la France, les filières dont la trajectoire est susceptible d'évoluer entre les scénarios avec et sans mécanisme de capacité sont en particulier les unités de production au fioul ou au gaz ainsi que dans une certaine mesure les effacements de consommation. Le cas des centrales nucléaires est particulier, la trajectoire étant décrite par la PPE mais l'exploitant disposant toujours de la faculté d'exploiter ou non certains réacteurs en fonction des conditions économiques. Enfin, conformément à la PPE, aucun nouvel investissement sur les centrales thermiques fossiles ne sera intégré aux scénarios (au-delà de la centrale de Landivisiau).

Les analyses de viabilité économique devront prendre en compte les imperfections de marchés lorsque ces dernières sont susceptibles d'avoir un impact significatif sur les résultats. En particulier, RTE propose de tenir compte de l'intégralité du cadre réglementaire français à l'horizon étudié, notamment l'existence de plafonds de prix sur les marchés de l'énergie et de capacité dans les scénarios considérés.

³² Article 6 of the Methodology for the European resource adequacy assessment pursuant to Article 23(3) of Regulation (EU) 2019/943
[https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/CLEAN_ENERGY_PACKAGE/Documents/Methodology%20for%20European%20Resource%20Adequacy%20Assessment%20\(ERAA\)_for%20submission%20to%20ACER.pdf](https://www.acer.europa.eu/en/Electricity/CLEAN_ENERGY_PACKAGE/Documents/Methodology%20for%20European%20Resource%20Adequacy%20Assessment%20(ERAA)_for%20submission%20to%20ACER.pdf)

Les analyses de viabilité économique s'appuieront sur les résultats des précédentes publications de RTE

Le rapport « Analyse d'impact du mécanisme de capacité » publié en janvier 2018 par RTE a mis en évidence l'importance de l'architecture de marché (avec et sans mécanisme de capacité) sur le risque porté par les investisseurs, leur coût d'accès au capital et in fine les décisions d'investissement. En effet, au-delà d'apporter un revenu supplémentaire en espérance, un mécanisme de capacité conduit à réduire fortement la volatilité des revenus pour des capacités de pointe et favorise leur investissement en réduisant le coût du capital pour l'investisseur. RTE propose de considérer la prise en compte les effets du risque pour l'investissement dans l'analyse de la rentabilité des moyens de production ou d'effacement.



Moyennes et écarts-type des revenus totaux actualisés pour des investissements en capacités de production décidés en 2016

RTE a déjà élaboré différentes analyses portant sur l'équilibre économique des centrales de production ou d'effacement.

Le Bilan prévisionnel 2019 a mis en regard les coûts annuels de fonctionnement et les revenus énergie (calculés à partir des prix Spot historiques) des centrales de production au gaz sur la période 2016 – 2019. Ces analyses sont en cours d'approfondissement dans le cadre des études menées pour le retour d'expérience du mécanisme de capacité. Ces études³³ visent à restituer les revenus espérés par les acteurs au moment où sont prises les décisions de fermeture, de mise sous cocon ou d'investissement. Dans ce cas, les revenus énergie sont calculés *ex-ante* à partir des cotations disponibles sur les années futures. Le retour des parties prenantes à la consultation (sur les coûts annuels de fonctionnement des capacités de production et les modalités d'évaluation de la rentabilité des moyens de production) mise en place pour le retour d'expérience du mécanisme de capacité permettront d'alimenter les analyses de viabilité économique du Bilan prévisionnel 2020.

³³ Les résultats préliminaires ont été restitués lors du Groupe de Travail consacré au retour d'expérience du mécanisme de capacité du 28 Avril 2020.

Question 35

Etes-vous d'accord avec les principes proposés pour l'élaboration des analyses de viabilité économique ?

Avez-vous des suggestions à formuler sur ces analyses économiques ?

Question 36

Avez-vous d'autres observations ou suggestions à formuler sur le contenu de ce document ?

9. Résumé détaillé des hypothèses et comparaison avec le Bilan prévisionnel 2019

		Bilan prévisionnel 2019 Cas de base et variantes principales (Hypothèses sur 2019-2025)	Faits marquants 2019 → 2020	Bilan prévisionnel 2020 (proposition) Scénarios centraux et variantes principales (Hypothèses sur 2020-2030)	
Consommation		Stabilité (478 TWh en 2025) <i>Variantes : baisse (472 TWh en 2025) et hausse (484 TWh)</i>	473 TWh en 2019 Baisse très forte de la consommation pendant le confinement Incertitudes fortes sur la sortie de crise pour la consommation du secteur industriel et modéré pour le tertiaire	Scénario « Relance progressive »	Scénario « Effets durables de la crise »
Effacements		Progression et fiabilisation (4,1 GW fiables en 2025) <i>Variantes : Stabilité (2,9 GW fiables en 2025), PPE (5,3 GW fiables en 2025)</i>	+ 200 MW en 2019 Incertitudes sur les investissements en effacement en sortie de crise	Baisse marquée en 2020 (de l’ordre de 3 à 4%) Rebond assez rapide pour retrouver en une à deux année le niveau d’avant-crise Deux trajectoires à 2030 : atteinte des objectifs publics d’efficacité énergétique et léger retard	Baisse marquée en 2020 (de l’ordre de 3 à 4%) Relative atonie jusqu’en 2025 : fort recul de l’activité industrielle, révision à la baisse des objectifs d’efficacité énergétique, moindre électrification, etc Très légère croissance après 2025
Nucléaire	Capacité installée	Fermeture de Fessenheim en 2020 MES en service de l’EPR en 2023 <i>Variante : MES de l’EPR retardée après 2025</i>	Fermeture de Fessenheim engagée Incertitudes sur le planning de MES de l’EPR (pas avant 2023 selon EDF)	Fermeture de Fessenheim en 2020 MES en service de l’EPR en 2023 Fermeture de 4 réacteurs entre 2027 et 2030 <i>Variantes : MES de l’EPR retardée après 2025, fermeture additionnelle d’1 à 2 réacteurs en 2025 ou 2026</i>	

	Disponibilité	Allongement « probabilisé » des visites décennales avec une espérance de deux mois et une dispersion cohérente avec l'historique Modélisation des arrêts programmés en cohérence avec les dernières années Variantes : Allongements plus courts ou longs des VD	Décalages des plannings de maintenance dus à la crise sanitaire Annonce d'EDF de la baisse de production pour les 3 prochaines années	Allongement « probabilisé » des visites décennales avec une espérance de deux mois et une dispersion cohérente avec l'historique Modélisation intégrant des prolongements de visites décennales « atypiques » (longs) Modélisation des arrêts programmés (hors VD) basée sur le planning déclaré par EDF et allongement « probabilisé » cohérent avec l'historique Variantes : Allongements plus courts ou longs des VD	
Energies renouvelables	Eolien terrestre	Médian (deux ans à +1400 MW/an puis +1900 MW/an, 27,4 GW en 2025) Variantes : Tendanciel (24,9 GW en 2025), PPE (29 GW en 2025)	+ 1400 MW en 2019 Incertitudes sur le maintien du rythme des appels d'offres en sortie de crise	Léger ralentissement du développement puis accélération progressive (de +900 MW/an à +1800 MW/an, 25,9 GW en 2025) Deux trajectoires à 2030 : poursuite du rythme sur le moyen terme (34,9 GW en 2030) et atteinte des objectifs PPE (37,9 GW en 2030) Variante : atteinte de l'objectif PPE 2023 (28 GW en 2025)	Ralentissement fort du développement puis légère relance (de +900 MW/an à +1300 MW/an, 23,1 GW en 2025 et 29,6 GW en 2030)
	Eolien en mer	Entre un et deux parcs par an entre 2022 et 2025 (2,9 GW en 2025) Variantes : Rythmes ralenti (2,4 GW en 2025), accéléré (3,4 GW en 2025)	Rejet du dernier recours contre Saint-Nazaire par le conseil d'Etat Incertitudes sur le maintien du rythme des appels d'offres en sortie de crise	Entre un et deux parcs par an entre 2022 et 2030 (2,9 GW en 2025 et 5,6 GW en 2030) Variante : atteinte de l'objectif PPE 2023 (3,4 GW en 2025)	Entre un et deux parcs par an entre 2023 et 2030, sans mise en service de parcs flottants (2,4 GW en 2025 et 4,4 GW en 2030)
	Photovoltaïque	Médian (deux ans à +1400 MW/an puis trois ans +2400 MW/an puis 30000 MW/an, 23,3 GW en 2025) Variantes : Tendanciel (14,1 GW en 2025), PPE (30,2 GW en 2025)	+ 850 MW en 2019 Incertitudes sur le maintien du rythme des appels d'offres en sortie de crise	Léger ralentissement du développement puis accélération progressive (de +600 MW/an à +3000 MW/an, 20,2 GW en 2025) Deux trajectoires à 2030 : poursuite du rythme sur le moyen terme (35,2 GW en 2030) et atteinte des objectifs PPE (47,3 GW en 2030) Variante : atteinte de l'objectif PPE 2023 (27,9 GW en 2025)	Ralentissement fort du développement puis légère relance (de +600 MW/an à +800 MW/an, 13,5 GW en 2025 et 17,5 GW en 2030)

Thermique (hors nucléaire)	Charbon	Fermeture d'1 tranche mi-2020, 1 tranche mi-2021 et de 3 tranches en 2022 <i>Variante : Dates de fermeture alternatives, conversion de Cordemais à la biomasse</i>	Mouvements sociaux à Gardanne (depuis 12/2018) Incertitudes sur le planning de fermeture de Gardanne et Saint-Avoid Annonce de la secrétaire d'Etat du maintien possible de Cordemais jusqu'à 2024, voire 2026, à bas régime	Fermeture d'1 tranche mi-2021, 2 tranches mi-2022 et de 2 tranches en 2024 (avec fonctionnement à bas régime entre 2022 et 2024) Contribution des tranches cohérentes avec leur disponibilité effective pour le système électrique <i>Variante : Fermeture des tranches de Cordemais dès 2022, Prolongement du fonctionnement des tranches de Cordemais jusqu'à 2026 (à bas régime)</i>	
	CCG	MES de Landivisiau fin 2021 <i>Variante : MES retardée à 2023</i>		MES de Landivisiau fin 2021 <i>Variante : MES retardée à 2023</i>	
	TAC	Maintien des TAC au fioul jusqu'à 2025 <i>Variante : Fermeture des TAC au fioul dès 2019</i>	Incertitudes sur la viabilité économique en sortie de crise	Maintien des TAC au fioul jusqu'à 2025 puis fermeture des TAC bretonnes les plus anciennes <i>Variante : Fermeture de toutes les TAC au fioul après 2025</i>	
	Cogénérations et autre thermique	Maintien du parc au gaz jusqu'à 2025 et fermeture progressive du parc au fioul (complète en 2025) <i>Variante(s) : Contraction du parc au gaz et fermeture accélérée du parc au fioul</i>	Incertitudes sur la viabilité économique en sortie de crise	Maintien du parc au gaz jusqu'à 2025 suivi d'une contraction, et fermeture progressive du parc au fioul (complète en 2025) <i>Variante(s) : Contraction du parc au gaz et fermeture accélérée du parc au fioul</i>	Contraction du parc au gaz sur l'ensemble de l'horizon d'étude et fermeture accélérée du parc au fioul (complète en 2023)
Pays européens		Hypothèses basées sur les données du MAF 2019 <i>Variante : Fermeture accélérée ou ralentie des parcs charbon et nucléaire, Absence de nouveaux moyens de production, Développement ralenti ou accéléré des énergies renouvelables</i>	Incertitudes sur la consommation et les investissements en sortie de crise	Ajustement normatif léger sur les données du MAF 2019 (baisse de la consommation pour le 1 ^{er} hiver avant retour à la normale et décalage d'1 an sur les EnR) <i>Variante : Fermeture accélérée ou ralentie des parcs charbon et nucléaire, Absence de nouveaux moyens de production, Développement ralenti ou accéléré des énergies renouvelables</i>	Ajustements normatifs importants sur les données du MAF 2019 (baisse de la consommation sur 2020-2030 et décalage d'1 à 3 ans sur les EnR) <i>Variante : Fermeture accélérée ou ralentie des parcs charbon et nucléaire, Absence de nouveaux moyens de production, Développement ralenti ou accéléré des énergies renouvelables</i>
Interconnexions françaises		MES IFA2 et Savoie-Piémont en 2021, sans ElecLink <i>Variante : MES retardée d'un an pour IFA2 et Savoie-Piémont, MES d'ElecLink en 2021</i>	Tests sur IFA2 prévus à l'été 2020 Décalage de la Commission intergouvernementale pour l'agrément de déploiement de câble d'ElecLink	MES IFA2 en 2020 et Savoie-Piémont en 2021, sans ElecLink MES des autres projets à 2030 selon le séquençement envisagé par RTE dans le SDDR 2019 <i>Variante : MES d'ElecLink en 2021</i>	MES IFA2 en 2020 et Savoie-Piémont en 2021, sans ElecLink MES des autres projets à 2030 retardés par rapport au séquençement envisagé par RTE dans le SDDR 2019 <i>Variante : MES d'ElecLink en 2021</i>

