



## Appel à contributions sur le Bilan prévisionnel 2019

## Avant-propos

---

Date de publication : 18 juin 2019

Date limite de réponse : 05 juillet 2019

Mail : [rte-concerte-bp@rte-france.com](mailto: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 2019 portera sur l'horizon moyen terme 2020-2025**, l'analyse de risque relative à l'hiver 2019-2020 étant traitée dans le cadre des études saisonnières publiées par RTE.

Conformément aux orientations discutées lors de la Commission « Perspectives système et réseau » du 17 mai 2019, 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 2019 : 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.

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 en langue française, avant le 05 juillet 2019 inclus sur la page dédiée du site [www.concerte.fr](http://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.

<b>Avant-propos .....</b>	<b>2</b>
<b>1. Hypothèses pour les perspectives de demande à moyen terme.....</b>	<b>4</b>
<b>2. Hypothèses d'offre à moyen terme .....</b>	<b>6</b>
2.1. Energies renouvelables .....	6
2.1.1. Hydraulique.....	6
2.1.2. Eolien terrestre.....	8
2.1.3. Eolien en mer.....	10
2.1.4. Photovoltaïque.....	13
2.1.5. Bioénergies.....	15
2.1.6. Energies marines (hors éolien en mer) .....	17
2.2. Parc nucléaire .....	18
2.2.1. Evolution de la capacité installée sur l'horizon de moyen terme.....	19
2.2.2. Disponibilité du parc nucléaire .....	22
2.2.3. Disponibilité de l'EPR de Flamanville.....	26
2.3. Parc thermique à flamme.....	28
2.3.1. Charbon.....	28
2.3.2. Cycles combinés au gaz.....	30
2.3.3. Turbines à combustion .....	31
2.3.4. Cogénérations au gaz et au fioul.....	32
2.3.5. Autre thermique .....	34
2.4. Effacements.....	35
2.5. Stockage .....	37
2.5.1. Stations de transfert d'énergie par pompage .....	37
2.5.2. Batteries.....	38
2.5.3. Hydrogène et power to gas.....	39
<b>3. Hypothèses européennes à moyen terme .....</b>	<b>41</b>
3.1. Des hypothèses européennes basées sur celles des études de l'ENTSOE .....	41
3.2. Des analyses de sensibilité sur les hypothèses retenues pour les pays voisins pour tester la robustesse du diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France.....	43
<b>4. Hypothèses d'évolution des capacités d'échanges .....</b>	<b>44</b>
<b>5. Hypothèses d'évolution des coûts des combustibles et du CO<sub>2</sub> à moyen terme.....</b>	<b>46</b>
<b>6. Synthèse des hypothèses / Principaux points d'attention.....</b>	<b>50</b>

## 1. Hypothèses pour les perspectives de demande à moyen terme

### *Un groupe de travail pour renforcer la robustesse des trajectoires de consommation*

Le Bilan prévisionnel est traditionnellement un exercice de prévision, basé sur une approche *bottom-up* (empilement des usages). Suite à la publication du Bilan prévisionnel 2017 (exercice long terme), de nombreuses parties prenantes ont toutefois questionné la construction des trajectoires d'évolution de la consommation réalisée par RTE.

La décision a été adoptée, lors de réunion plénière de la Commission « Perspectives système et réseau » du 28 septembre 2018, de lancer un groupe de travail sur l'élaboration des trajectoires de consommation à long terme.

En effet, la consommation d'électricité, de par ses disparités sectorielles, présente une complexité qui appelle à un partage approfondi des hypothèses et de la méthodologie de modélisation avec les acteurs.

Trois objectifs sont assignés à ce groupe de travail :

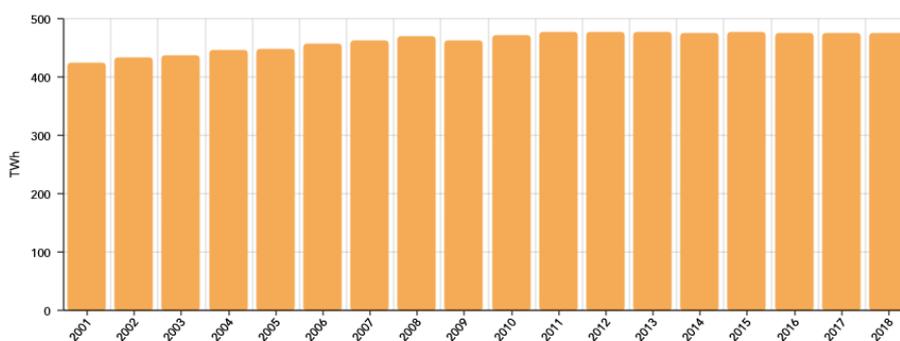
- 1) Renforcer la transparence sur les hypothèses et la méthodologie d'élaboration du Bilan prévisionnel ;
- 2) Entamer la révision des perspectives de consommation pour la période 2020-2035, déjà étudiée dans le Bilan prévisionnel 2017 ;
- 3) Déterminer les principes de construction des trajectoires 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 sont attendues pour la fin d'année, et ne pourront être exploitées pour le Bilan prévisionnel 2019.

### *Une évolution stable depuis plusieurs années*

La consommation électrique est entrée dans une phase de stabilité depuis le début des années 2010, principalement sous l'effet des actions d'efficacité énergétique, du 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 2018, avec une demande d'électricité en légère baisse par rapport à 2017 (-0,3%), conséquence des facteurs conjoncturels, notamment une croissance économique moins soutenue qu'en 2017 et des mouvements sociaux importants dans le transport ferroviaire au printemps.



Evolution de la consommation corrigée de l'aléa météorologique (source : Bilan électrique 2018)

**Hypothèses proposées dans le Bilan prévisionnel 2019**

Dans le prolongement du Bilan prévisionnel 2018, RTE propose de retenir pour le diagnostic central du Bilan prévisionnel 2019 une hypothèse de stabilité de la consommation.

Des analyses de sensibilité sont proposées en considérant des trajectoires de consommation à la hausse et à la baisse. Ces trajectoires seront construites en appliquant des taux de croissance annuels moyen, dont les valeurs seront calées en cohérence avec le cône du Bilan prévisionnel 2018.

**Question 1**

**Etes-vous d'accord avec l'hypothèse de stabilité de la consommation pour le diagnostic central, et l'utilisation pour les analyses de sensibilité de trajectoires construites en appliquant des taux de croissance constants sur l'horizon d'étude ?**

## 2. Hypothèses d'offre à moyen terme

### *Le projet de PPE a été publié au début de l'année 2019*

Le début de l'année 2019 a été marqué par la publication du projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) par le Ministère de la Transition écologique et solidaire.

Ce projet de PPE, publié en le 25 janvier 2019, définit pour les dix années à venir (2018-2028) les mesures permettant à la France d'atteindre les objectifs de la loi de transition énergétique et ceux de la loi énergie-climat en cours de discussions au Parlement. 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 d'électricité, le projet de 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 objectifs de développement des effacements de consommation ;
- des orientations sur le développement des moyens de stockage.

### *La consultation porte sur les hypothèses relatives à l'ensemble des filières d'offre*

A l'occasion de cette consultation publique, les principales hypothèses de développement de chacune des filières composant le mix électrique français sont présentées. Ces hypothèses concernent donc aussi bien les filières raccordées au réseau public de transport, que les filières raccordées sur les réseaux de distribution.

### 2.1. Energies renouvelables

#### 2.1.1. 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 25,5 GW de puissance de turbinage installée au 31 décembre 2018 (STEP incluses), le potentiel de production hydraulique est considéré comme étant exploité proche de son maximum : la puissance installée progresse peu (de l'ordre d'une dizaine de mégawatts par an sur les cinq dernières années).

### **Un objectif d'augmentation des capacités installées affiché dans la PPE, notamment dans le cadre de renouvellement des concessions**

Les ambitions affichées dans le projet de PPE visent essentiellement la pérennisation du productible hydraulique, aucune nouvelle installation de grande ampleur n'étant envisagée.

Néanmoins, durant la période de la PPE, la remise en concurrence de concessions échues et les travaux de modernisation de la concession du Rhône devraient permettre une progression de la puissance hydraulique installée (sans implantation de nouvelles retenues d'eau). L'objectif affiché à fin 2023 dans le projet de PPE est de 25,7 GW (en léger retrait par rapport à la PPE précédente), soit une augmentation du parc de l'ordre de 200 MW par rapport à aujourd'hui.

Par ailleurs, le projet de PPE envisage un rythme de développement plus élevé sur la période 2024-2028 avec un objectif affiché entre 26,4 GW et 26,7 GW à fin 2028.

### **Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019**

Trois trajectoires d'évolution de la filière hydraulique sont retenues pour le Bilan prévisionnel 2019 :

- une trajectoire basse, considérant une stabilité du parc hydraulique français ;
- une trajectoire médiane basée sur un rythme de développement supérieur au rythme moyen historique mais en deçà du rythme du projet de PPE, permettant d'atteindre 25,6 GW fin 2023 puis 26 GW fin 2028 (+20 MW par an puis +80 MW par an sur la deuxième partie de la PPE) ;
- une trajectoire haute basée sur l'atteinte des objectifs du projet de PPE, permettant d'atteindre 25,7 GW à fin 2023 et 26,5 GW à fin 2028<sup>1</sup> (+40 MW par an puis +160 MW par an sur la deuxième partie de la PPE).

Dans la continuité du Bilan prévisionnel précédent, la trajectoire médiane est retenue dans le « cas de base » ; les deux autres trajectoires sont utilisées pour des variantes.

#### **Question 2**

**Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière hydraulique ? Proposez-vous des hypothèses alternatives ?**

<sup>1</sup> La valeur à fin 2028 est une valeur moyenne comprise entre les objectifs bas et haut du projet de PPE.

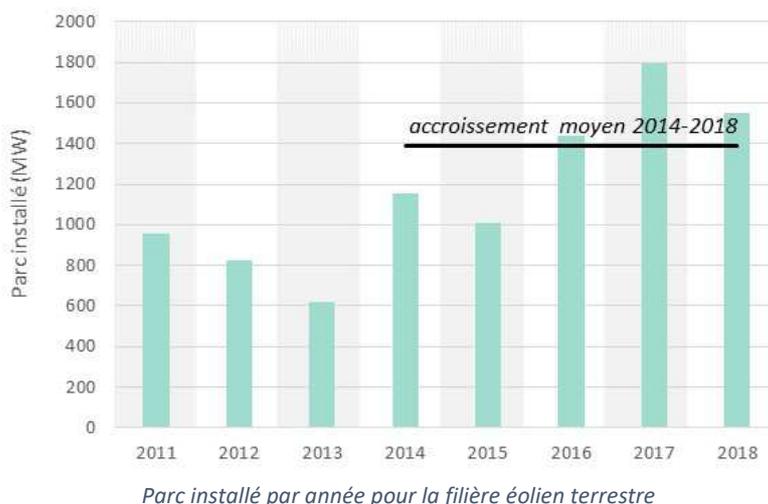
## 2.1.2. Eolien terrestre

### *Un dynamisme confirmé pour la filière éolienne terrestre*

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 sur le Grenelle de l'environnement, la filière a connu de fortes difficultés de développement entre 2010 et 2013, notamment en raison de rigidité dans le cadre législatif et réglementaire.

Après une reprise amorcée en 2014, la filière éolienne française connaît depuis 2016 une dynamique sans précédent. En 2017, le rythme de développement de la filière a même dépassé le rythme nécessaire à l'atteinte des objectifs PPE adoptés en 2016, avec un record d'installation de 1,8 GW supplémentaires raccordés. Ce rythme s'est confirmé en 2018 avec 1,6 GW raccordés, le parc installé atteignant 15,1 GW<sup>2</sup> au 31 décembre 2018, dépassant l'objectif fixé par la précédente PPE à cet horizon.

La mise en place définitive du cadre réglementaire complet pour la filière et les mesures de simplification et d'accélération identifiées dans le cadre du groupe de travail ministériel sur l'éolien au cours de l'année 2017 devraient permettre de consolider durablement le développement de la filière.



### *Des objectifs de développement ambitieux confirmés par le projet de PPE*

Dans ce contexte, le nouveau projet de PPE confirme les objectifs ambitieux de développement de la filière avec une cible affichée de 24,6 GW de capacités installées fin 2023, en cohérence avec la précédente PPE (entre 21,8 et 26 GW). L'atteinte de cet objectif nécessite d'accélérer le rythme de développement annuel pour atteindre un rythme d'installation moyen de 1,9 GW par an, supérieur au record d'installation atteint en 2017.

Sur le deuxième horizon d'étude de la PPE, le gouvernement envisage un rythme de développement potentiellement plus important, avec une cible haute de 35,6 GW fin 2028, soit un rythme de développement de 2,2 GW par an sur cette période.

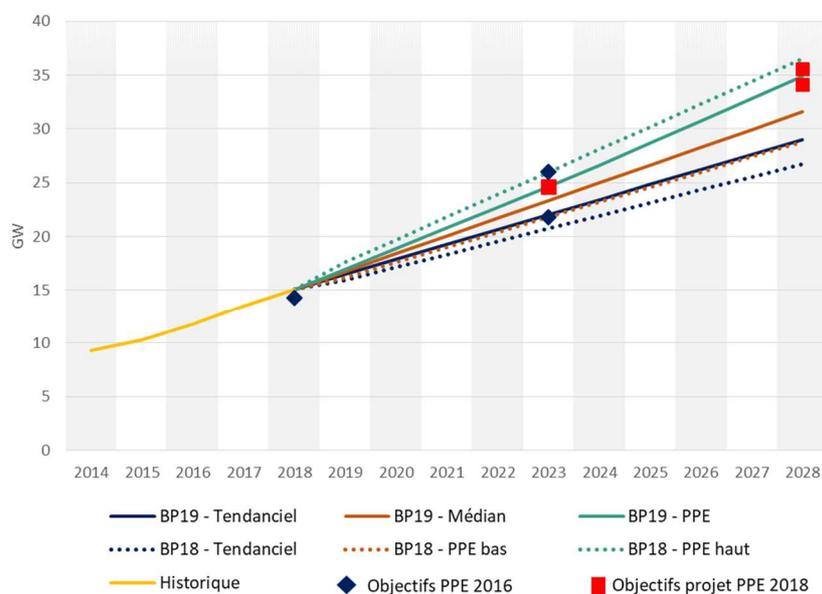
<sup>2</sup> Les chiffres relatifs à la puissance installée ou à la puissance produite de l'ensemble de ce document sont des chiffres hors Corse. Ils peuvent dès lors différer des chiffres du Bilan électrique de RTE (chiffres consolidés à la maille France métropolitaine).

### Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019

Trois trajectoires d'évolution sont proposées pour le Bilan prévisionnel 2019 :

- une trajectoire basse basée sur le rythme tendanciel moyen observé depuis 2014, permettant d'atteindre 22,1 GW fin 2023 puis 29,1 GW fin 2028 (+1,4 GW par an) ;
- une trajectoire médiane basée sur un rythme de développement supérieur au rythme moyen historique, permettant d'atteindre 23,3 GW fin 2023 puis 31,6 GW fin 2028 (+1,7 GW par an) ;
- une trajectoire haute basée sur l'atteinte des objectifs du projet de PPE, permettant d'atteindre 24,6 GW à fin 2023 et 34,8 GW à fin 2028<sup>3</sup> (+1,9 GW par an puis +2,1 GW par an sur la deuxième partie de la PPE).

Dans la continuité du Bilan prévisionnel précédent, la trajectoire médiane est retenue dans le « cas de base » ; les deux autres trajectoires sont utilisées pour des variantes.



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

### Question 3

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

<sup>3</sup> La valeur à fin 2028 est une valeur moyenne comprise entre les objectifs bas et haut du projet de PPE.

### 2.1.3. 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 de l'AO 1, les projets de Saint Nazaire, Fécamp, Courseulles-sur-Mer ont été attribués au consortium Eolien Maritime France (EMF)<sup>4</sup> ; le projet de Saint-Brieuc a été attribué au consortium Ailes marines<sup>5</sup> ;
- dans le cadre de l'AO 2, les projets de Dieppe et Yeu Noirmoutier ont été attribués au consortium LEM, mené par ENGIE<sup>6</sup>.

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 de Dunkerque pour une capacité comprise entre 400 et 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.



Localisation des projets d'éolien en mer en France

<sup>4</sup> EDF Renouvelables / Enbridge

<sup>5</sup> Iberdrola / Eole-RES

<sup>6</sup> ENGIE / EDPR / Sumitomo Corporation

### *Des retards par rapport au planning initial pour les projets de parcs éoliens en mer posés*

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 prévus, 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.

### *Le projet de PPE fixe des objectifs de développement à l'horizon 2023 en léger repli par rapport à la précédente PPE*

Le Gouvernement définit dans le projet de PPE un objectif de développement de 2,4 GW d'éolien en mer d'ici fin 2023 (contre 3 GW dans la précédente PPE), et de l'ordre de 5 GW de capacités installées à horizon 2028.

Le projet de PPE précise par ailleurs un nouveau calendrier d'attributions des appels d'offres d'éolien posé avec, entre autres, le lancement d'un appel d'offres en 2020 pour un parc de 1000 MW en Normandie.

Des appels d'offres spécifiques à l'éolien flottant sont également prévus dans le cadre du projet de PPE, avec une attribution de projets de 250 MW en Bretagne en 2021, 250 MW en Méditerranée en 2022, et entre 250 et 500 MW en 2024. Enfin, le projet de PPE affiche aussi qu'un projet de 500 MW sera attribué chaque année après 2025 sur de l'éolien flottant ou posé, selon la conjoncture de prix et de gisement.

Le Gouvernement a par ailleurs annoncé début juin que le volume annuel attribué par appel d'offres serait probablement rehaussé à 1000 MW par an dans la version finale de la PPE.

Les mises en service de ces différents parcs ne devraient cependant pas avoir lieu sur l'horizon de moyen terme, 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.

### 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 les suivantes.

AO	Consortium / Localisation	Dates de mise en service envisagées
AO 1	1 <sup>er</sup> parc EMF (Saint Nazaire)	2022
AO 1	2 <sup>e</sup> parc EMF (Fécamp ou Courseulles-sur-Mer)	2023
AO 1	3 <sup>e</sup> parc EMF (Fécamp ou Courseulles-sur-Mer)	2024
AO 1	Ailes marines (Saint-Brieuc)	2023
AO 2	Les Eoliennes en mer de Dieppe-Le Tréport (Dieppe – Le Tréport)	2023
AO 2	Les Eoliennes en mer de Vendée (Yeu Noirmoutier)	2023
AO 3	EDF RE-Innogy-Enbridge (Dunkerque)	2025 ?

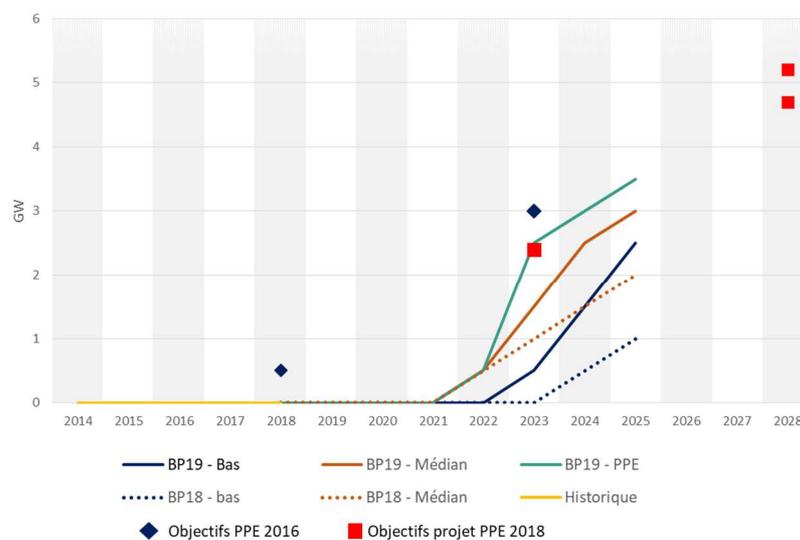
### Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019

Pour rendre compte des incertitudes entourant les dates de mises en service, plusieurs trajectoires sont envisagées pour le développement de l'éolien en mer posé :

- une trajectoire haute, cohérente avec les dates de mise en service envisagées pour les différents projets ;
- une trajectoire médiane, considérant des délais supplémentaires dans la réalisation des projets, avec une mise en service progressive des projets de l'AO 1 et de l'AO 2 d'ici fin 2025;
- une trajectoire basse retardée d'un an par rapport à la trajectoire médiane.

La trajectoire médiane est retenue dans le « cas de base » ; les deux autres trajectoires sont utilisées pour des variantes.

Par ailleurs, compte tenu du calendrier d'appels d'offres envisagés pour l'éolien flottant, RTE propose de ne prendre en compte aucune mise en service industrielle pour cette filière sur l'horizon d'étude, au-delà des projets pilotes en cours de développement.



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

#### Question 4

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

**Estimez-vous que des projets d'éoliennes en mer flottantes pourraient représenter une capacité significative d'ici la fin de l'horizon moyen terme ?**

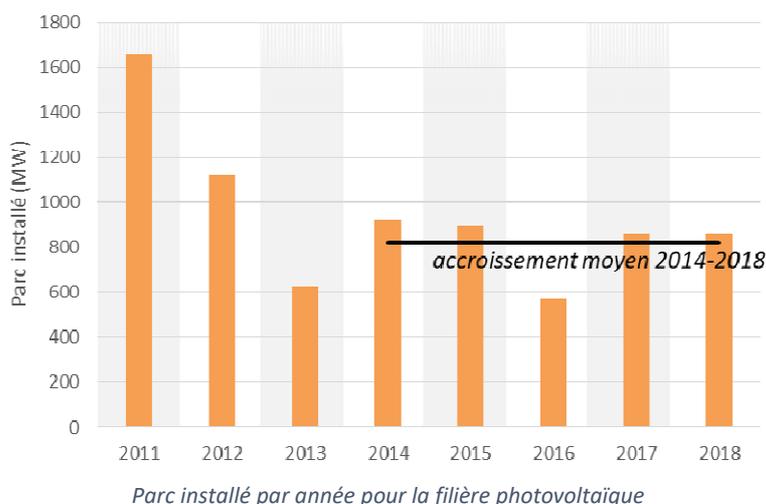
#### 2.1.4. Photovoltaïque

##### *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 constaté ces dernières années reste cependant 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 deux dernières années est de 850 MW par an.

Au 31 décembre 2018, le parc installé atteint 8,4 GW, en deçà des 10 GW de l'objectif de la précédente PPE de 2016.



### 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 du projet de PPE est de **20,6 GW à fin 2023 et comprise entre 35,6 et 44,5 GW à fin 2028**. Ces objectifs ont été revus à la hausse par rapport à la précédente PPE qui envisageait un parc photovoltaïque compris entre 18,2 et 20,2 GW pour fin 2023. L'atteinte de ces objectifs nécessite un rythme de développement de 2,4 GW par an d'ici 2023, puis de plus de 3 GW sur la deuxième période de la PPE. Au vu du parc installé et du rythme de développement actuel, ces cibles semblent difficiles à atteindre.

Afin d'y parvenir, le projet de 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.

Dans le prolongement de la PPE de 2016, le projet de PPE reconduit les appels d'offres pluriannuels pour la filière en annonçant un nouveau calendrier 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, soit des volumes deux fois plus importants que ceux proposés dans les appels d'offres de la précédente PPE.

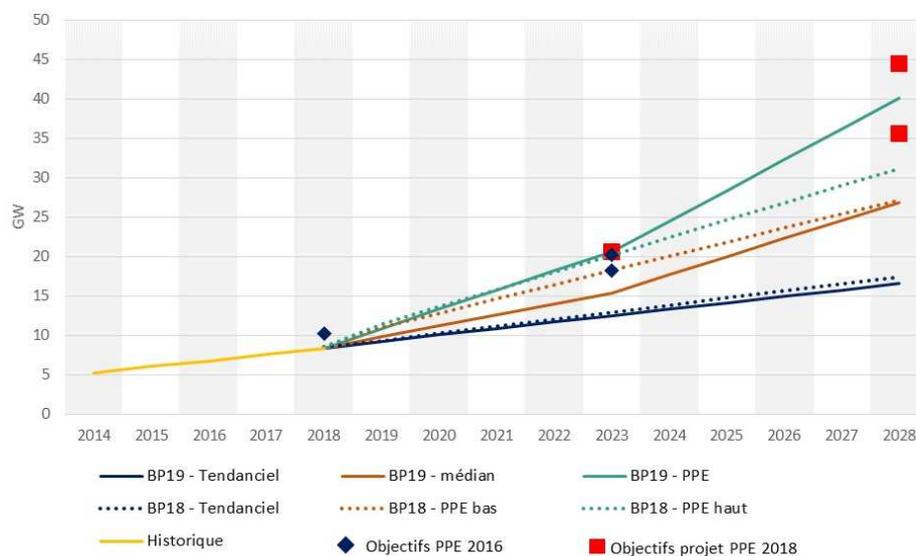
### Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019

Trois trajectoires d'évolution sont proposées pour le Bilan prévisionnel 2019 :

- une trajectoire basse basée sur le rythme tendanciel moyen observé depuis 2014, permettant d'atteindre 12,5 GW fin 2023 puis 16,6 GW fin 2028 (+0,8 GW par an) ;
- une trajectoire médiane basée sur un rythme de développement supérieur au rythme moyen historique, permettant d'atteindre 15,4 GW fin 2023 et 26,9 GW fin 2028 (+1,4 GW par an puis +2,3 GW par an sur la deuxième partie de la PPE) ;
- une trajectoire haute basée sur l'atteinte des objectifs du projet de PPE, permettant d'atteindre 20,6 GW à fin 2023 et 40,1 GW à fin 2028<sup>7</sup> (+2,4 GW par an puis +3,9 GW par an sur la deuxième partie de la PPE).

<sup>7</sup> La valeur à fin 2028 est une valeur moyenne comprise entre les objectifs bas et haut du projet de PPE.

Dans la continuité du Bilan prévisionnel précédent, la trajectoire médiane est retenue dans le « cas de base » ; les deux autres trajectoires sont utilisées pour des variantes.



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

#### Question 5

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

#### 2.1.5. Bioénergies

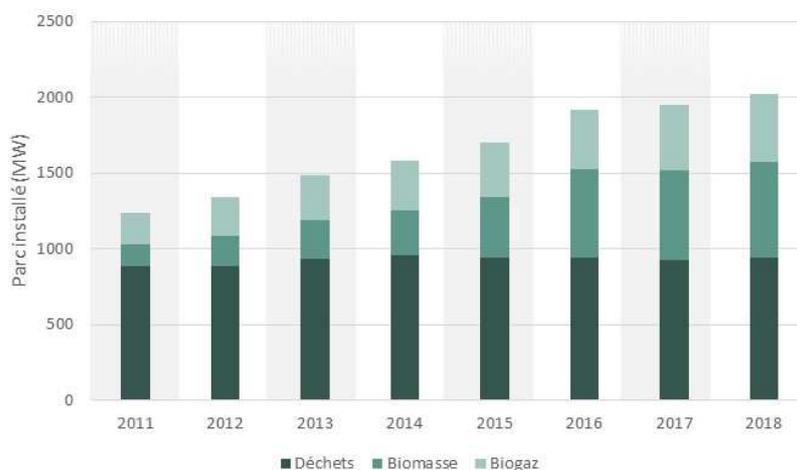
##### Une filière qui a peu progressé ces dernières années

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

Cette filière représente fin 2018 environ 2 GW de puissance installée :

- 940 MW pour l'incinération des déchets ménagers et de papeterie ;
- 640 MW pour la biomasse ;
- 450 MW pour le biogaz.

La filière bioénergies a peu progressé ces dernières années, avec une progression moyenne sur les cinq dernières années de 80 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

Afin d'optimiser le coût global des objectifs d'énergies renouvelables et de favoriser la plus grande efficacité énergétique, le projet de PPE indique que le soutien à la filière biomasse sera privilégiée pour la production de chaleur. Il fait aussi état d'une volonté d'amélioration de la valorisation énergétique des déchets, toutefois sans préciser de mesures associées.

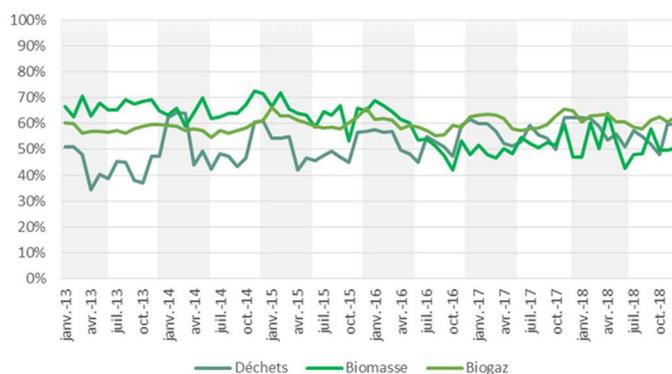
Concernant le biogaz, le projet de PPE n'établit pas explicitement d'objectifs de capacité installée pour l'ensemble de la filière bioénergies sur le même périmètre que celui considéré par RTE (seule la méthanisation semble considérée dans le projet de PPE, au contraire du « gaz de décharge »). Il fixe toutefois comme objectif une hausse de l'ordre de 25 MW par an sur l'ensemble de la période couverte.

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

En 2018, la production de la filière a été de 9,7 TWh soit un facteur de charge moyen de 56 %.

L'analyse de l'historique sur la période 2013-2018 montre que ce facteur de charge varie peu au cours de l'année. Ainsi, la filière bioénergies permet de garantir aujourd'hui une production en base supérieure à 1 GW.

Les facteurs de charge de chacune des filières sont relativement stables d'une année sur l'autre.



Evolution des facteurs de charge de la filière bioénergies depuis 2013

### *Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019*

Compte tenu des orientations nouvelles présentées dans le projet de 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 le Bilan prévisionnel 2019 :

- 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 sur l'ensemble de l'horizon étudié ;
- des facteurs de charge cohérents avec les données historiques de production.

#### **Question 6**

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

### **2.1.6. 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, ...

#### *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 de l'ordre de 500 GWh, soit l'équivalent de la consommation d'une ville comme Rennes.

Le développement de cette filière n'est cependant pas envisagé à court terme.

#### *Un potentiel technique exploitable et des projets pilotes sur les hydroliennes*

La France, qui dispose des courants 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. La filière hydrolienne n'est cependant pas encore mature et seuls des projets pilotes se développent actuellement.

Notamment, 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<sup>8</sup>.

<sup>8</sup> <https://www.meretmarine.com/fr/content/paimpol-brehat-nouveaux-projets-hydroliens>

Deux projets pilotes français devaient également être développés au large du Raz-Blanchard en Normandie, mais EDF EN, Naval Energy et Engie ont récemment jeté l'éponge. Le leader écossais de l'hydrolien Atlantis energy s'est positionné fin 2018 pour exploiter ce potentiel ; dans un premier temps, un projet de démonstration de 20 MW devrait être développé pour 2021<sup>9</sup>.

#### *Quelques prototypes houlomoteur 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.

#### *Des objectifs publics fermés pour la filière énergies marines sur l'horizon de moyen terme*

Dans la continuité de la précédente PPE, le projet de PPE en cours estime que la filière hydrolienne n'est pas mature et présente des coûts de production très élevés, dont les perspectives de baisse ne sont pas suffisantes pour assurer la compétitivité face à l'éolien en mer notamment.

Plus généralement, aucun objectif public pour le développement de la filière énergies marines n'est annoncé.

#### *Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019*

Une approche prudente est reconduite pour le Bilan prévisionnel 2019. 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 de moyen terme.

#### **Question 7**

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

## **2.2. 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 se précise, les incertitudes restent fortes sur le calendrier de démarrage de l'EPR. 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.

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

- 1) l'évolution de la capacité installée sur l'horizon de moyen terme ;
- 2) la disponibilité du parc et notamment la prise en compte de la durée des visites décennales (et pas uniquement des quatrièmes visites) ;
- 3) la disponibilité de l'EPR.

<sup>9</sup> <https://www.francebleu.fr/infos/economie-social/signature-a-londres-d-un-accord-pour-l-implantation-d-hydroliennes-dans-le-raz-blanchard-1542881198>

### 2.2.1. Evolution de la capacité installée sur l'horizon de moyen terme

Le parc nucléaire actuellement en exploitation comporte 19 centrales composées de 58 réacteurs à eau pressurisée, pour une puissance totale installée de 63,1 GW.

Ce parc est composé de trois paliers techniques standardisés :

- le palier « 900 MW » comprenant 34 réacteurs, dont les deux réacteurs de Fessenheim ;
- le palier « 1 300 MW » comprenant 20 réacteurs ;
- le palier « 1 450 MW » comprenant 4 réacteurs.

Le parc actuel sera complété d'un réacteur supplémentaire de type EPR (*European Pressurised Water Reactor*) 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.

#### *Le calendrier de fermeture de la centrale de Fessenheim désormais précisé*

Début octobre 2018, suite à l'annonce du nouveau report de la date de mise en service de l'EPR de Flamanville, le ministre de la Transition écologique a pour la première fois dissocié le calendrier de fermeture de la centrale de Fessenheim de celui de la mise en service de l'EPR.

Au-delà d'un choix politique sur la date de fermeture ou de la contrainte de plafonnement de la capacité nucléaire, EDF et l'ASN ont indiqué fin octobre 2018 par échange de courrier<sup>10</sup> qu'ils n'envisageaient pas de prolongation de Fessenheim au-delà du quatrième réexamen (respectivement septembre 2020 et août 2022 pour les réacteurs n°1 et n°2).

Le projet de PPE, publié en janvier, va plus loin et précise ce calendrier de fermeture, en annonçant **l'arrêt des deux réacteurs de Fessenheim au printemps 2020, non conditionné à la mise en service de l'EPR.**

Ces éléments de calendrier sont confirmés par les dates d'arrêt déclarées par le producteur sur la plateforme de transparence européenne en mai dernier (respectivement 22/02/2020 et 30/06/2020 pour les réacteurs n°1 et n°2).

#### *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 ont été fournis par l'exploitant par communiqué de presse fin juillet 2018<sup>11</sup>, suite aux contrôles des soudures du circuit secondaire principal.

*« Sur les 148 soudures contrôlées, 33 soudures présentent des écarts de qualité et vont faire l'objet d'une réparation. [...]*

*En conséquence, le Groupe ajuste le planning et l'objectif de coût du chantier de construction de l'EPR de Flamanville. **Le chargement du combustible est désormais prévu au 4ème trimestre 2019 [...].***

*Les conséquences sur l'exploitation des deux réacteurs de Fessenheim sont à l'étude [...]. »*

<sup>10</sup> Comme indiqué dans le courrier de l'ASN à EDF le 19 octobre 2018 (<https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Centrale-nucleaire-de-Fessenheim-modifications-de-prescriptions>)

<sup>11</sup> <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/soudures-du-circuit-secondaire-principal-de-l-epr-de-flamanville-edf-met-en-place-des-actions-correctives-et-ajuste-le-planning-ainsi-que-l-objectif-de-cout-de-construction>

Ce calendrier reste néanmoins incertain.

Le Président de l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) a indiqué le 29 janvier 2019 que l'ASN se prononcera sur le programme de validation des soudures du circuit secondaire principal en mai prochain et que « s'il s'avère finalement que les huit soudures situées au niveau de l'enceinte doivent être refaites elles aussi, les délais ne pourront pas être tenus. »

Suite à l'émission de l'avis du Groupe permanent d'experts pour les Equipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures le 11 avril 2019, l'exploitant a confirmé par communiqué de presse<sup>12</sup> un potentiel impact des recommandations et solutions suggérées par le GP ESPN sur le planning.

*« EDF a pris connaissance de l'avis du Groupe Permanent d'experts pour les équipements sous pression nucléaires (GP ESPN) au sujet des écarts affectant les soudures des tuyauteries vapeur principales en exclusion de rupture de l'EPR de Flamanville, émis le 11 avril 2019.*

*Les recommandations formulées et les pistes de solution suggérées par le Groupe Permanent pourraient impacter le calendrier de mise en service et le coût de construction.*

*EDF poursuit ses échanges avec l'Autorité de Sûreté Nucléaire (ASN) qui se prononcera dans quelques semaines sur la suite donnée à l'instruction de ce dossier.*

*Un point précis sur le calendrier et le coût de construction de l'EPR de Flamanville sera effectué après la publication de l'avis de l'ASN. »*

### **Les conséquences d'un retard important de l'EPR analysées dans le Bilan prévisionnel 2018**

Pour rendre compte des incertitudes liées à la date de mise en service de l'EPR, le Bilan prévisionnel 2018 a analysé les conséquences d'une mise en service effective retardée à 2022, soit trois ans plus tard que la date aujourd'hui planifiée par le producteur.

A la demande du Ministre, les conséquences d'un décalage significatif de la mise en service de l'EPR au-delà de 2023 ont été étudiées dans les Analyses complémentaires publiées en avril 2019.

### **L'objectif de 50% de nucléaire reporté à 2035 dans le projet de PPE**

La loi de Transition énergétique pour la croissance verte de 2015 avait fixé un objectif de diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% d'ici à 2025.

Les études menées par RTE dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017 ont mis en avant les difficultés pour combiner l'objectif des 50% de nucléaire dans la production d'électricité et la réduction des émissions de CO<sub>2</sub> en 2025. D'autres scénarios ont été étudiés par RTE, et retenus par les pouvoirs publics pour les discussions menées dans le cadre de l'élaboration de la nouvelle PPE.

---

<sup>12</sup> <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/point-d-actualite-sur-l-epr-de-flamanville>

Le projet de PPE et le projet de loi énergie-climat actuellement en discussion au Parlement fixent le principe d'une diversification progressive du mix de production et actent le report à 2035 de l'objectif de réduction à 50 % du nucléaire dans le mix, en cohérence avec les engagements climatiques du gouvernement (pas de construction de nouvelles centrales thermiques fossiles et fermeture du parc charbon d'ici 2022)<sup>13</sup>.

#### *Et des trajectoires d'évolution de la capacité nucléaire annoncées*

Pour atteindre cet objectif, le projet de PPE annonce des orientations concernant la trajectoire d'évolution du parc électronucléaire, y compris au-delà de l'horizon de la PPE (2028).

Le projet de PPE indique que 14 réacteurs seront fermés d'ici 2035, dont ceux de la centrale Fessenheim. Il précise également le principe général de fermeture retenu. Ainsi, hors Fessenheim, les réacteurs seront fermés à l'échéance de leur 5<sup>ème</sup> visite décennale, soit entre 2029 et 2035, avec la possibilité de fermer deux réacteurs par anticipation en 2027 et 2028 pour lisser la trajectoire de fermeture.

L'arrêt de deux réacteurs supplémentaires en 2025 et 2026 est également évoqué. Cette option est néanmoins conditionnée à un contexte précis : développement massif des énergies renouvelables en Europe, marge de capacités significative en matière de sécurité d'approvisionnement et prix de marché maintenus à un faible niveau.

#### *Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019*

Le Bilan prévisionnel 2019 considère la fermeture de la centrale de Fessenheim d'ici mi 2020, selon les dates d'arrêt déclarées par le producteur (respectivement 22/02/2020 et 30/06/2020 pour Fessenheim 1 et 2).

Conformément au projet de PPE, le maintien du parc existant – hors Fessenheim – est retenu sur tout l'horizon d'étude. L'arrêt d'un ou deux réacteurs en fin d'horizon pourra être étudié en variante.

#### **Question 8**

**Etes-vous d'accord avec l'hypothèse de maintien du parc existant (hors Fessenheim) sur l'horizon d'étude retenue dans le « cas de base » ?**

**L'analyse de l'arrêt d'un ou deux réacteurs par anticipation en 2025 vous paraît-elle pertinente ?**

<sup>13</sup> Présenté en conseil des ministres le 30 avril 2019, le projet de loi énergie-climat acte le report à 2035 de l'objectif de réduction à 50 % du nucléaire dans le mix électrique

Pour faire face aux incertitudes relatives au calendrier de mise en service de l'EPR, et dans l'attente d'éléments nouveaux (avis de l'ASN, communication de l'exploitant, ...), différentes options sont envisagées :

- en cohérence avec l'hypothèse retenue dans le « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018, le chargement du combustible de l'EPR au printemps 2020, considérant un retard par rapport au planning actuel du producteur (*la disponibilité de l'EPR les premiers mois suite à cette phase de chargement du combustible et de démarrage est analysée au paragraphe 2.2.3*) ;
- une mise en service de l'EPR retardée à 2022, dans le prolongement des variantes du Bilan prévisionnel 2018 ;
- une mise en service de l'EPR retardée à 2024, soit l'hypothèse la plus dégradée dont l'étude a été demandée par le ministre dans le cadre de l'Analyse complémentaire.

Ces hypothèses seront précisées en septembre pour prendre en compte les éléments les plus récents et définir l'hypothèse retenue dans le « cas de base » de l'étude. Des analyses de sensibilité considérant un retard dans la mise en service de l'EPR seront également étudiées.

#### Question 9

**Avez-vous des observations à formuler sur les options envisagées pour le démarrage de l'EPR de Flamanville ?**

**Les analyses de sensibilité considérant un retard dans la mise en service de l'EPR vous semblent-elles pertinentes ? Si oui, quel(s) décalage(s) doit-on envisager ?**

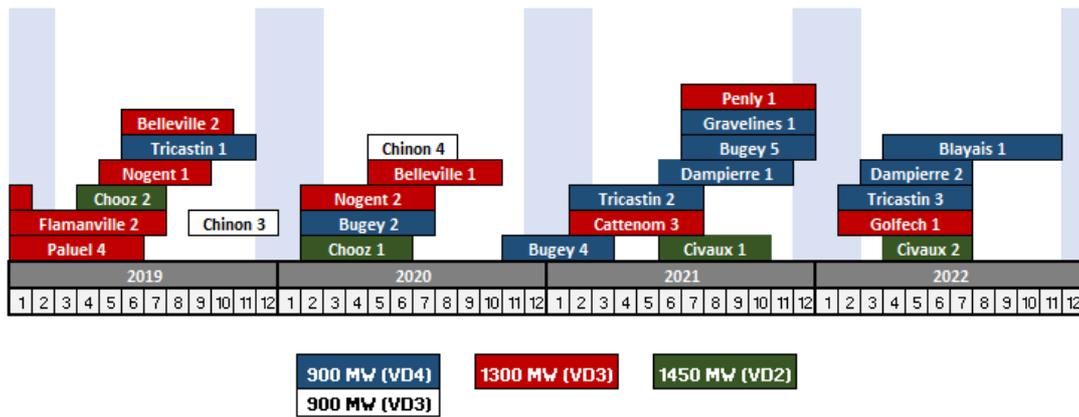
### 2.2.2. Disponibilité du parc nucléaire

#### *Un grand nombre de visites décennales programmées sur les prochaines années*

Sur l'horizon d'étude, 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.

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 2022  
 (Source : plateforme européenne de transparence - Données au 24/05/2019)

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 2019, des informations relatives aux arrêts planifiés jusqu'à cinq ans à l'avance (soit jusqu'à l'automne 2024).

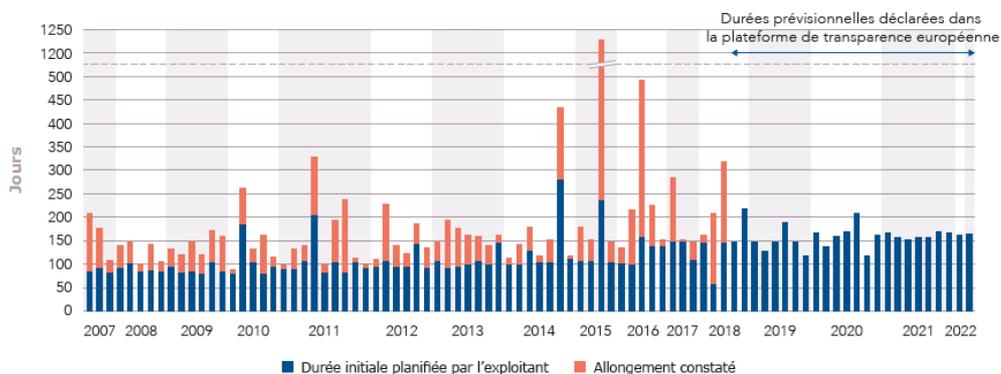
En revanche, RTE ne dispose d'aucune information sur les visites décennales qui seront réalisées sur la fin de l'horizon d'étude. Une information relative à leur planification par l'exploitant, ou une hypothèse normative de disponibilité sur l'hiver, est nécessaire pour permettre l'exercice de sécurité d'approvisionnement sur les deux derniers hivers étudiés (2024-2025 et 2025-2026).

#### Question 10

**Quelle planification de visites décennales doit être retenue pour les hivers 2024-2025 et 2025-2026 ? A défaut d'une planification disponible à cet horizon, quelle hypothèse normative de disponibilité doit être retenue ?**

#### Des incertitudes sur la durée des visites décennales

L'analyse de la durée effective des visites décennales a permis de constater une tendance à un allongement de la durée des arrêts par rapport aux durées initialement annoncées (en moyenne de l'ordre de 60 jours).



Durées initiales planifiées par l'exploitant et écarts constatés au 28 février 2019 (source : Bilan prévisionnel 2018)

La nature et la complexité de la visite décennale sont a priori déjà intégrées au planning de l'exploitant, par des durées prévisionnelles différentes (par exemple 116 jours pour la VD3 de Chinon B3 et 180 jours pour la VD4 de Tricastin 1). Pour autant, des dépassements de durée de visites décennales sont constatés.

### ***Une représentation affinée de la disponibilité des réacteurs nucléaires sur les années à venir initiée dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018***

Les analyses du Bilan prévisionnel 2018 se sont appuyées sur des hypothèses de disponibilité différenciées par hiver, en fonction du planning de visites décennales. Cette modélisation permet d'évaluer la situation spécifique de chacun des prochains hivers en fonction des arrêts de réacteurs déjà planifiés, ainsi que des conséquences liées à d'éventuelles prolongations de ces arrêts au-delà du planning envisagé.

L'incertitude sur la durée des visites décennales a été prise en compte dans le Bilan prévisionnel 2018 en envisageant différents scénarios d'allongement de ces arrêts. Ces scénarios ont été construits en appliquant :

- le planning déclaré par le producteur, sans allongement de la durée des visites décennales ;
- un allongement « systématique » de 2 mois pour l'ensemble des arrêts pour visites décennales (« cas de base ») ;
- un allongement supérieur pour les premiers réacteurs de chaque site à passer une visite décennale (4 mois pour les premières « VD4 » des réacteurs du palier 900 MW, 3 mois pour les premières « VD2 » des réacteurs du palier 1 450 MW) et un allongement de 2 mois pour les autres visites décennales.

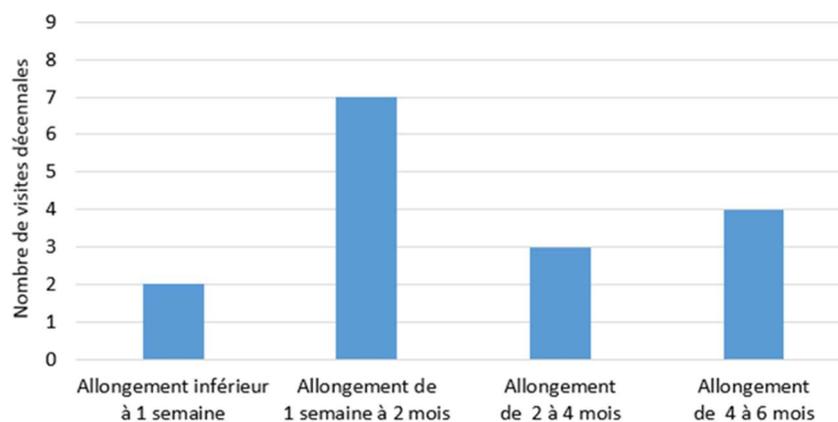
Cette démarche a été présentée par RTE lors de la consultation publique menée au printemps 2018, et ses résultats sont intégralement restitués dans le Bilan prévisionnel 2018.

Les analyses menées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018 ont montré que les prolongations de visites décennales ont un impact majeur sur le diagnostic de sécurité d'approvisionnement en France. Plus précisément, un allongement de la durée des visites décennales de réacteurs achevant leurs travaux au cours de l'été a un impact limité sur la sécurité d'approvisionnement alors qu'une prolongation d'arrêt d'un réacteur achevant ses travaux au début de l'hiver est plus dimensionnante.

### ***Une approche probabiliste pour modéliser la durée d'allongement des visites décennales***

Les analyses montrent la forte variabilité de la durée d'allongement des visites décennales.

Les allongements observés sur les 16 dernières visites décennales varient de 0 à 6 mois (en excluant les visites décennales de Paluel 2 et Gravelines 5 considérées hors dimensionnement), avec notamment 25% des visites décennales prolongées de 4 à 6 mois.



Historique d'allongement des visites décennales (source Transparence), hors Paluel 2 et Gravelines 5

Pour rendre compte de cette variabilité, RTE propose de retenir une approche probabiliste d'allongement des visites décennales dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019.

Cette approche consiste à modéliser, pour le « cas de base », une dispersion des prolongations des visites décennales cohérente avec la dispersion constatée historiquement, tout en conservant une espérance d'allongement de deux mois. Cette moyenne de deux mois correspond pour rappel au prolongement moyen de visites décennales constaté sur les 16 dernières visites décennales (hors Paluel 2 et Gravelines 5).

#### Question 11

**Cette évolution vous semble-t-elle opportune ? L'espérance et la dispersion des prolongations de visites décennales doivent-elles être identiques pour tous les types de VD, ou doivent-elles être particularisées par type de VD ?**

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

#### *Une modélisation des autres arrêts basée sur l'historique*

En dehors des visites décennales, d'autres arrêts sont planifiés par l'exploitant, notamment les visites périodiques et les arrêts simples pour rechargement du combustible. Chaque réacteur est de plus sujet à des arrêts fortuits, par nature imprévisibles.

L'analyse des arrêts pour visites périodiques, qui constituent les arrêts programmés les plus longs hors visites décennales (de l'ordre de deux mois et demi en moyenne), a conduit à constater une forte variabilité des dates de début d'arrêt planifiées plusieurs années en avance. Sur les dix dernières visites périodiques réalisées, seulement trois ont démarré à plus ou moins un mois de la date initialement prévue<sup>14</sup>, et le décalage moyen observé par rapport à la date de début planifiée est de l'ordre de deux mois et demi.

<sup>14</sup> En comparaison, sur les dix dernières VD réalisées, sept ont démarré à plus ou moins un mois de la date initialement prévue.

Compte tenu de l'écart entre les plannings prévisionnels et les dates effectives de ces arrêts, RTE propose de reconduire une modélisation des indisponibilités liées aux arrêts programmés (hors visites décennales) cohérente avec celle constatée au cours des dix dernières années. Cette modélisation est par la suite complétée par l'application d'un taux d'arrêts fortuits calculé selon des paramètres statistiques étalonnés sur le réalisé<sup>15</sup>.

#### Question 12

**Etes-vous d'accord avec la modélisation retenue pour les arrêts hors visites décennales ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?**

### 2.2.3. 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 dans un premier temps un taux de disponibilité réduit par rapport aux standards observés sur le parc en exploitation. Un taux de disponibilité nominal est appliqué les années suivantes.

Ainsi, dans la continuité des précédentes études, les hypothèses proposées pour la modélisation de la disponibilité de l'EPR sont les suivantes :

- une période de six mois déarrant 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) ;
- pour les années suivantes, un taux de fortuit comparable au taux de fortuit constaté sur le palier le plus récent (palier « 1450 MW ») est retenu.

#### *Des interrogations sur les arrêts pour maintenance prévus pour l'EPR d'ici 2025*

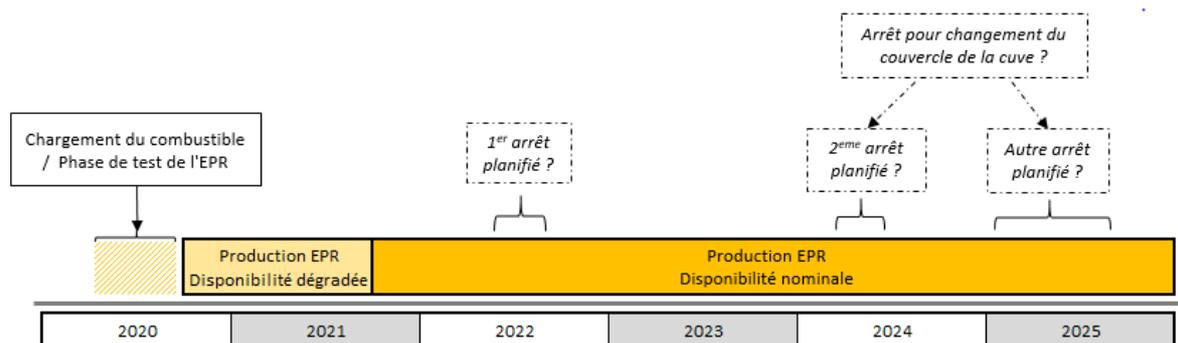
L'horizon d'étude du Bilan prévisionnel couvre une période durant laquelle des arrêts pour maintenance de l'EPR sont d'ores et déjà envisagés.

Un premier arrêt du réacteur, d'une durée proche de trois mois, est annoncé deux ans après le début de la phase de chargement du combustible, un second arrêt de deux mois est planifié pour 2023.

<sup>15</sup> La génération est obtenue par des chaînes de Markov, le taux fortuit prend en compte une saisonnalité avec une espérance variant entre environ 2 % l'hiver et 4 % l'été, conformément aux tendances observées.

Par ailleurs, dans son avis du 10 octobre 2017, l'ASN a indiqué que le couvercle actuel de l'EPR ne peut être utilisé au-delà de 2024<sup>16</sup>. Une étude publiée par l'exploitant fait état d'un chantier d'une durée de 4,5 à 9,5 mois<sup>17</sup>.

Sans préjuger de l'importance des travaux, ceux-ci représentent une inconnue forte pour la disponibilité de l'EPR sur la fin d'horizon d'étude. A ce jour, les plannings d'arrêts transmis par l'exploitant (jusqu'à fin 2024) n'indiquent pas d'arrêt d'une durée compatible avec la durée estimée pour le changement du couvercle de la cuve ; des éléments de planification sont ici nécessaires pour consolider le diagnostic de sécurité d'approvisionnement.



Hypothèses proposées pour modéliser le démarrage de l'EPR dans le « cas de base »

### Question 13

**Quels plannings d'arrêts pour maintenance de l'EPR d'ici 2025 suggérez-vous de retenir pour le « cas de base » du diagnostic prévisionnel d'équilibre offre-demande ?**

**Quels principes de planification doivent être retenus pour les variantes analysant des retards de mise en service de l'EPR ?**

<sup>16</sup> <https://www.asn.fr/Informer/Actualites/Reacteur-EPR-de-Flamanville-l-ASN-rend-son-avis>

<sup>17</sup> [https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/production-nucleaire/2017/Juillet/2017-07-05\\_anccli\\_scenarios-alternatifs.pdf](https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/production-nucleaire/2017/Juillet/2017-07-05_anccli_scenarios-alternatifs.pdf)

## 2.3. Parc thermique à flamme

### 2.3.1. Charbon

#### *Un objectif de fermeture du parc charbon d'ici 2022 qui se précise*

Le parc charbon français se limite aujourd'hui à quatre centrales, 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 forte du Gouvernement. Le projet de PPE en cours réaffirme cet objectif d'arrêt des dernières centrales électriques fonctionnant exclusivement au charbon d'ici 2022.

Le projet de loi relatif à l'énergie et au climat, publié le 30 avril 2019, fixe le cadre législatif associé à l'atteinte de cet objectif. Ce texte de loi prévoit 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<sup>er</sup> janvier 2022<sup>18</sup>.

#### *Une reconversion envisagée pour certains sites*

Le Plan climat, et le projet de PPE qui a suivi, évoquent la possible évolution des centrales au charbon vers des solutions moins carbonées, notamment la reconversion de certaines unités charbon vers la biomasse. Le projet de PPE précise cependant que, conformément aux orientations sur la valorisation prioritaire de la biomasse sous forme de chaleur, aucun soutien financier ne sera accordé par l'Etat pour les projets de production d'électricité à partir de biomasse.

Le projet « Ecocombust » d'EDF vise à remplacer progressivement le charbon par des granulés fabriqués à base de déchets de bois (tailles de haies, bois d'ameublement, panneaux, emballages...). Ce projet concerne les centrales au charbon de Cordemais et du Havre. L'Etat et EDF ont établi un programme de travail préalable à une prise de décision à l'automne 2019 concernant la mise en œuvre du procédé « Ecocombust ».

#### *Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019*

##### *Calendrier de fermeture des centrales au charbon*

En l'absence de calendrier fixé par les pouvoirs publics ou les exploitants, le Bilan prévisionnel 2018 a retenu une fermeture progressive des centrales au charbon, consistant à fermer deux tranches mi-2020, deux en 2021 et une en 2022. La fixation de cette trajectoire « technique » était indispensable pour réaliser les études. La publication récente du projet de loi relatif à l'énergie et au climat ne met pas fin à l'incertitude sur la trajectoire précise de fermeture des groupes charbon, qui résultera de la décision des exploitants soumis à un nouveau régime de limitation de leurs émissions.

---

<sup>18</sup> <http://www.assemblee-nationale.fr/15/projets/pl1908.asp>

En date du 7 juin 2019, la presse fait état d'une communication interne d'EDF annonçant un plan de fermeture de la centrale du Havre au printemps 2021<sup>19</sup>. Cet objectif a été confirmé par une communication de l'exploitant dans les informations complémentaires de transparence, accessible sur le portail clients de RTE<sup>20</sup>. Ce calendrier reste néanmoins à consolider ; aucun calendrier de fermeture pour les autres groupes charbon n'a été publié.

Dans l'attente d'informations complémentaires, RTE propose de retenir une hypothèse de fermeture d'une tranche mi 2021, et du reste du parc à l'issue de l'hiver 2021-2022.

#### Question 14

**La trajectoire proposée vous semble-t-elle pertinente ? Quelle(s) autre(s) trajectoire(s) de fermeture des centrales au charbon proposez-vous d'étudier ?**

##### Hypothèses relatives à la conversion à la biomasse

Suite à la consultation publique menée en amont de la réalisation du Bilan prévisionnel, le « cas de base » et les variantes du Bilan prévisionnel 2018 n'ont pas analysé les conséquences de la conversion à la biomasse de centrales au charbon dans le cadre du projet « Ecocombust ».

A la demande du Ministre de la Transition écologique et solidaire, cette analyse a été menée sous forme de variantes pour la conversion des deux unités de Cordemais, et publiée dans les Analyses complémentaires d'avril 2019.

RTE propose de reconduire cette étude pour le Bilan prévisionnel 2019. De manière cohérente avec les hypothèses retenues pour les Analyses complémentaires, la modélisation des tranches reposera alors sur les hypothèses suivantes :

- une puissance légèrement réduite (520 MW par tranche convertie contre 580 MW actuellement) ;
- une disponibilité des tranches équivalente à la disponibilité avant conversion à la biomasse ;
- un coût de production supérieur à celui des CCG et des groupes charbon, mais inférieur à celui des turbines à combustion ;
- un nombre d'heures de fonctionnement annuel limité à 800 heures<sup>21</sup>.

#### Question 15

**Etes-vous d'accord avec une variante retenant l'hypothèse de reconversion vers la biomasse des deux tranches de Cordemais et les modalités de fonctionnement associées ? Si non, quelle(s) hypothèse(s) proposez-vous d'étudier ?**

<sup>19</sup> <http://www.lefigaro.fr/flash-eco/la-fermeture-de-la-centrale-a-charbon-du-havre-aura-finalement-lieu-en-2021-edf-20190607>

<sup>20</sup> [http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/publications/declarations\\_list.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/publications/declarations_list.jsp)

<sup>21</sup> La demande du Ministre d'Etat du 15 janvier 2019 a annoncé le souhait d'un fonctionnement en Arrêt Garanti Long (AGL) à 800 heures maximum par an.

### 2.3.2. 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 CO<sub>2</sub> réduit de moitié.

Les perspectives de prix du gaz durablement bas laissent 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. En 2018, le parc français représente une capacité installée de 6,2 GW et compte 14 installations.

#### *L'interdiction de nouveaux projets confirmée dans le projet de PPE*

Le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie publié en janvier 2019 a réaffirmé l'interdiction de nouveaux projets de centrale thermique à combustible fossile, à l'exception du cycle combiné au gaz de Landivisiau.

#### *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. Depuis la publication du Bilan prévisionnel 2018, un jalon important dans l'avancée du projet a 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.

Plusieurs recours formulés par les opposants au projet restent cependant en attente de jugement devant la cour administrative d'appel de Nantes. À ce stade, aucune juridiction n'a émis de décision de fond négative sur les différents points du contentieux relatif à la centrale de Landivisiau.

#### *Les conséquences d'un retard important du projet analysées suite à la demande du Ministre*

Le « cas de base » du Bilan prévisionnel 2018 a retenu une mise en service du projet fin 2021. L'analyse du retard d'un an a fait l'objet d'une première variante.

Un retard supplémentaire, avec une mise en service du CCG reportée à 2023, a été étudié à la demande du Ministre. Les résultats de cette étude ont été publiés dans les Analyses complémentaires d'avril 2019.

### *Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019*

Le calendrier de mise en service du CCG de Landivisiau du Bilan prévisionnel 2018 est reconduit pour le « cas de base ». En cohérence avec les déclarations les plus récentes du porteur de projet, le CCG de Landivisiau est considéré en service à l'hiver 2021-2022. Cette hypothèse sera néanmoins réinterrogée à la fin de l'été en fonction de l'avancement du chantier.

Les conséquences de retards par rapport au « cas de base » seront analysées par l'intermédiaire de variantes, pouvant intégrer une mise en service du CCG au-delà de 2023.

En dehors de la mise en service du CCG de Landivisiau, le Bilan prévisionnel 2019 retient comme hypothèse le maintien du parc existant et l'absence de nouveau CCG à moyen terme.

#### **Question 16**

**Etes-vous d'accord avec les hypothèses proposées, pour le « cas de base » et les variantes ?**

### **2.3.3. Turbines à combustion**

#### *Un parc globalement récent et 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).

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 (turbines à combustion de Brennilis et Dirinon, 370 MW de puissance installée). Bien que leur exploitant n'ait pas annoncé à ce jour leur fermeture, ces centrales pourraient être déclassées pour obsolescence à cet horizon.

#### *Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019*

En l'absence de déclarations contraires et d'objectifs publics spécifiques à cette filière, l'hypothèse proposée pour le Bilan prévisionnel dans le « cas de base » est le maintien de l'ensemble des turbines à combustion sur l'horizon d'étude.

Pour prendre en compte les incertitudes entourant le devenir des turbines à combustion au fioul, une analyse de sensibilité portant sur leur déclassement dès le premier hiver est proposée, en cohérence avec les variantes réalisées dans le Bilan prévisionnel 2018.

#### **Question 17**

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

#### 2.3.4. Cogénérations au gaz et au fioul

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

Fin 2018, la capacité du parc installé est de 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*

Le parc de cogénérations au gaz s'est sensiblement développé en 2018, la puissance installée en obligation d'achat a progressé de plus 300 MW<sup>22</sup>.

Le projet de 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 fixés et que le soutien public fort aux nouvelles installations n'apparaît désormais plus justifié. Le parc de cogénérations au gaz devrait donc se stabiliser et à terme diminuer, notamment suite à la suppression des dispositifs de soutien à la filière.

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

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

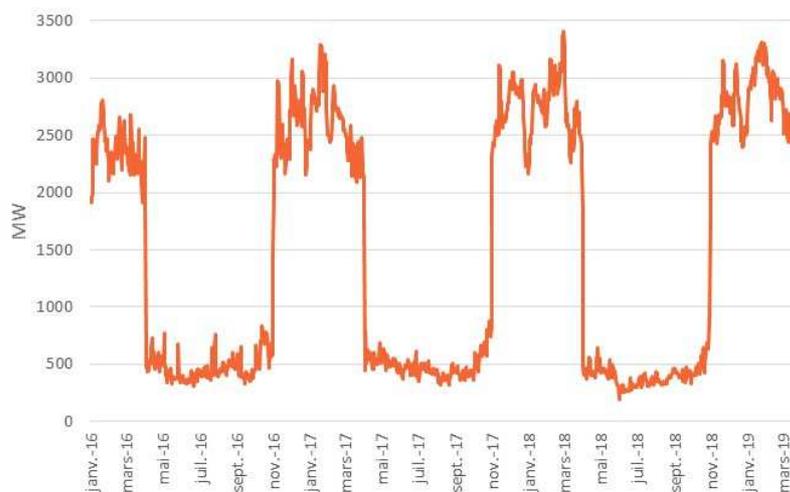
Le volume annuel de production des cogénérations au gaz et au fioul est relativement stable ces dernières années, de l'ordre d'une dizaine de terawattheures (12,6 TWh en 2018).

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 comprise entre 300 et 600 MW en été et entre 2000 et 3500 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.

---

<sup>22</sup> [http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/OA\\_prevision\\_production.jsp?typeObjet=capaciteOA](http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/OA_prevision_production.jsp?typeObjet=capaciteOA)



Puissance maximum journalière des cogénérations au gaz depuis 2016

Les cogénérations au fioul montrent quant à elles depuis plusieurs années une production « en bande » de l'ordre de 75 MW constante sur l'année.

#### **Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019**

Compte tenu des éléments présentés précédemment, RTE propose de retenir les hypothèses suivantes dans le Bilan prévisionnel 2019 :

- une stabilité du parc de cogénérations au gaz ;
- une contraction progressive du parc de cogénérations au fioul (de l'ordre de 50 MW/an) ;
- un profil de production cohérent avec le profil observé en 2018<sup>23</sup>.

Dans la continuité des travaux du Bilan prévisionnel 2018, 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.

#### **Question 18**

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

**Une réduction du volume de cogénérations au gaz doit-elle être envisagée sur l'horizon d'étude ?**

<sup>23</sup> Production « en bande » calée sur l'historique, puissance maximale limitée à la puissance maximale observée, ... (proportionnellement à la capacité installée)

### 2.3.5. Autre thermique

Le reste du parc thermique est constitué d'un grand nombre de groupes de faible puissance unitaire (quelques mégawatts), fonctionnant essentiellement au fioul (groupes diesel) pour près de 70% ou encore au gaz.

Fin 2018, ce parc représente une puissance installée de l'ordre de 1,6 GW.

#### *Une filière qui devrait à terme se contracter*

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.

La puissance maximale produite en 2018 par ces installations est du même ordre que celle observée en 2017 : environ 500 MW pour les unités au fioul et 150 MW pour les unités au gaz.

#### *Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019*

En l'absence d'éléments complémentaires et dans une approche prudente, RTE propose de reconduire les hypothèses du Bilan prévisionnel 2018, à savoir :

- une stabilité du parc gaz sur l'horizon d'étude ;
- une contraction progressive du parc fioul (de l'ordre de 100 MW/an) ;
- un profil de production cohérent avec le profil observé en 2018<sup>24</sup>.

Dans la continuité des travaux du Bilan prévisionnel 2018, les conséquences d'une contraction du parc gaz (de l'ordre de 25 MW/an) et d'une fermeture accélérée des moyens au fioul (environ 400 MW/an) pourront aussi être analysées par l'intermédiaire de variantes.

#### **Question 19**

**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 ?**

---

<sup>24</sup> Production « en bande » calée sur l'historique, puissance maximale limitée à la puissance maximale observée, ... (proportionnellement à la capacité installée)

## 2.4. Effacements

### *Les effacements de consommation : un levier adapté aux besoins croissants de flexibilité du système électrique*

L'effacement constitue un levier adapté à la gestion des pointes électriques et de manière plus générale aux besoins croissants de flexibilité du système électrique. Pour cette raison, RTE et les pouvoirs publics ont constamment accompagné son développement depuis 2010 et d'importants efforts réglementaires et techniques ont été engagés pour aboutir à ce résultat en France.

L'ensemble des capacités d'effacement en France représente aujourd'hui environ 2,9 GW, en légère croissance par rapport à 2018 (+ 200 MW).

Il s'agit du volume effectivement disponible sur le mécanisme de capacité en 2019<sup>25</sup>, composé :

- d'une part des effacements indissociables de la fourniture (630 MW en 2019) (= offres tarifaires). Ce volume correspond à une estimation moyenne de la baisse de la consommation lors des jours PP1<sup>26</sup> ;
- d'autre part, des effacements dits explicites certifiés sur le mécanisme de capacité (2240 MW en 2019) par des opérateurs d'effacement. 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 représente la capacité d'effacement disponible durant les heures définies dans les plages horaires des périodes de pointe PP1 et PP2, soit entre 7h et 20h.

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

Les problèmes de fiabilité de la filière effacement sont identifiés depuis plusieurs années, et les remèdes apportés (durcissement des contrôles et des pénalités) ne semblent toujours pas suffisants pour assurer la crédibilité de la filière.

En juillet 2018, au sein de son instance de concertation<sup>27</sup>, RTE a présenté des indicateurs sur la performance des offres d'effacement sur le mécanisme d'ajustement, qui reste insuffisante au regard de la performance des autres filières, pour un même service proposé.

Suite à ce nouveau constat, RTE a initié plusieurs actions pour consolider une vision globale sur la fiabilité, et contribuer à améliorer la fiabilité de la filière, à travers notamment :

- la mise en place de processus de suivi « rapproché » de la performance des effacements ;
- des tests d'activation réalisés sur l'hiver 2018/2019.

Les résultats de ces actions sont en cours de consolidation et les premiers résultats devraient être disponibles prochainement.

<sup>25</sup> [http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca\\_capa/meca\\_capa.jsp](http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa.jsp)

<sup>26</sup> 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 [7h00 ; 15h00] et [18h00 ; 20h00] 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.

<sup>27</sup> Commission Accès aux Marchés du 11/07/2018

### **Un objectif de développement de la filière confirmé dans le nouveau projet de PPE**

Le nouveau projet de PPE fixe un objectif de 6,5 GW de capacité d'effacement à l'horizon 2028, tout en retenant une approche plus progressive en ramenant le point de passage à 2023 à 4,5 GW.

Le cadre réglementaire mis en place en France doit permettre d'atteindre cet objectif. La totalité des marchés sont désormais ouverts aux effacements de consommation et l'appel d'offres effacement, approuvé par la Commission européenne jusqu'en 2023, vise à soutenir le développement de la filière effacement.

D'autres efforts engagés par RTE s'inscrivent dans ce cadre. A ce titre, par exemple, RTE a mené avec les acteurs un travail de simplification sur l'appel d'offres effacement 2020, dans l'objectif de mobiliser un gisement plus important. Par ailleurs, le lancement des appels d'offres long terme du mécanisme de capacité devrait faciliter l'émergence et le développement de certains types d'effacements, en leur apportant une plus grande visibilité pluriannuelle.

### **Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019**

La filière effacements est toujours en cours de structuration, et il apparaît nécessaire de rendre compte des perspectives en retenant un ensemble de trajectoires contrastées. Il est proposé de retenir deux trajectoires d'évolution de la filière effacements :

- une trajectoire basse considérant un volume d'effacements stable sur tout l'horizon (2,9 GW) et une fiabilisation progressive des effacements explicites ;
- une trajectoire haute prévoyant une augmentation du volume d'effacements permettant d'atteindre les objectifs de la PPE, à savoir 4,5 GW fin 2023 et 6,5 GW fin 2028, avec une fiabilisation progressive des effacements explicites.

La modélisation est affinée en différenciant les effacements tarifaires et les effacements explicites :

- le volume d'effacements tarifaires est considéré stable sur tout l'horizon (600 MW) ; ils sont considérés fiables et activables sans contraintes de 7h à 22h, du 1er novembre au 31 mars<sup>28</sup> ;
- le volume d'effacements explicites retenu correspond au volume d'effacement « certifié » sur le mécanisme de capacité ; ces effacements sont considérés activables 10h par jour (nombre d'heures des plages PP).

Dans le prolongement du Bilan prévisionnel 2018, la trajectoire haute est retenue dans le « cas de base ».

---

<sup>28</sup> Plages communes aux jours EJP et Tempo Rouge (1er nov. au 31 mars, [7h ; 1h] pour EJP, [6h ; 22h])

		19-20	20-21	21-22	22-23	23-24	24-25	25-26	26-27	27-28
Trajectoire basse	Capacité installée	2,9 GW								
	<i>Dont eff. explicites</i>	2,3 GW								
Trajectoire haute	Capacité installée	2,9 GW	3,3 GW	3,7 GW	4,1 GW	4,5 GW	5,0 GW	5,5 GW	6,0 GW	6,5 GW
	<i>Dont eff. explicites</i>	2,3 GW	2,7 GW	3,1 GW	3,5 GW	3,9 GW	4,4 GW	4,9 GW	5,4 GW	5,9 GW

*Evolution des capacités installées pour les effacements et disponibilité*

### Question 20

**Partagez-vous les hypothèses retenues pour l'évolution de cette filière et les trajectoires proposées ? Si non, quelle(s) trajectoire(s) alternative(s) proposez-vous ?**

## 2.5. 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, les STEP ou le *power-to-gas*, pourront, par exemple, permettre de passer la pointe du soir en utilisant d'éventuels surplus de production solaire ou de pallier à plusieurs jours sans vent.

A l'horizon de la PPE (2028), aucun besoin additionnel de stockage ne semble cependant identifié. Néanmoins, compte tenu du temps nécessaire pour mettre en service certains investissements ou développer certaines filières, il est nécessaire de mettre en place des actions au cours de la PPE.

### 2.5.1. Stations de transfert d'énergie par pompage

Le parc actuel de Stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) est composé de six centrales pour une puissance de pompage de 4,2 GW et une puissance de turbinage de 4,9 GW.

Le projet de PPE identifie un besoin de nouvelles capacités aux horizons 2030 à 2035 et affiche un potentiel de développement d'1,5 GW identifié qui pourrait être à terme développé dans le cadre de la remise en concurrence des concessions hydro-électriques à attribuer avant 2025.

Dans ce cadre, le projet de PPE fixe comme objectif l'engagement, au cours de la première période de la PPE, des démarches permettant le développement des STEP pour un potentiel de 1,5 GW en vue de mises en service entre 2030 et 2035.

### *Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019*

En dehors du suréquipement en cours sur la STEP de la Coche (+240 MW de puissance en turbinage), aucun projet de nouvelle installation n'est à ce jour engagé.

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'horizon de moyen terme, en dehors de celles engagées sur les sites existants.

#### **Question 21**

**Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ?**

### **2.5.2. 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 10 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 diffuser des batteries sur le territoire, et potentiellement offrir de nouveaux services de flexibilité (« véhicule-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.

#### *Une ambition de la PPE non chiffrée*

La PPE fixe les mesures nécessaires au développement du stockage, mais sans objectif chiffré.

Elle évoque notamment la mise en place d'un cadre permettant de généraliser d'ici à 2028 le développement de « lignes virtuelles » à l'aide d'installations de stockage par batterie et la poursuite des travaux de R&D ou de démonstration visant à développer des solutions de stockage compétitives.

#### *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. Les batteries offriront une capacité de 12 MW pour 24 MWh sur chaque site.

L'expérimentation se déroulera sur trois ans (de 2021 à 2024). A 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.

### Fermes de batteries : une industrialisation qui commence en France

Début 2019, la commune d'Azur inaugurerait sur son territoire la plus grande centrale de stockage d'électricité directement raccordée au réseau en France métropolitaine. Installée par le groupe français spécialiste des énergies renouvelables NEOEN, cette centrale est soutenue par une unité à base de batteries lithium-ion capable de stocker une puissance de 6 MW. Cette unité de stockage aura avant tout une fonction bien précise : maintenir la fréquence du courant à 50 Hz, en fournissant de la réserve primaire.

Sur le même principe, mais à une échelle plus modeste, une centaine de « boxes » de stockage vont être installées dans toute la France par le groupe NW Groupe. Composées de batteries lithium-ion, elles auront la même fonction : proposer un service de régulation de fréquence au système électrique. L'une des premières a été inaugurée à Jonzac, en Charente-Maritime, fin 2018. Certifiée par RTE, c'est la première installation de stockage batteries lithium-ion à participer au service de la réserve primaire.

### Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019

Compte tenu du volume de l'ensemble des batteries actuellement estimé sur l'horizon de moyen terme et de l'utilisation prévue (ligne virtuelle, réglage primaire de fréquence), les batteries ne devraient pas participer de façon significative à la sécurité d'approvisionnement à moyen terme (quelques MW ou dizaines de MW tout au plus).

RTE propose de ne retenir aucun développement significatif de batterie sur l'horizon de moyen terme.

#### Question 22

**Estimez-vous que les batteries pourraient représenter un volume significatif, de l'ordre de quelques centaines de mégawatts d'ici la fin de l'horizon moyen terme et pouvant être utile pour la sécurité d'approvisionnement ?**

### 2.5.3. Hydrogène et power to gas

#### Le power to gas, un nouvel usage émergent

Le développement du *power to gas*, procédé de conversion d'électricité en gaz (hydrogène ou méthane en particulier), est envisagé par les pouvoirs publics pour deux raisons distinctes, souvent confondues dans le débat :

- 1) Décarboner le vecteur hydrogène / gaz : en vue d'atteindre l'objectif de neutralité carbone à l'horizon 2050, les pouvoirs publics mettent en œuvre des mesures visant à décarboner les vecteurs hydrogène (aujourd'hui produit par vaporeformage, procédé émetteur de CO<sub>2</sub>) ou méthane. Ainsi, le Gouvernement prévoit un développement de la production d'hydrogène par électrolyse pour des volumes significatifs dès l'horizon 2025 dans les projets de PPE et SNBC ;

- 2) Offrir une flexibilité au système électrique : les analyses menées dans le cadre du Bilan prévisionnel 2017 et de ses prolongements montrent qu'un tel service n'est pas nécessaire dans les scénarios *Volt*, *Ampère*, *PPE* à horizon 2035. En particulier, le *power to gas* est généralement évoqué comme solution pour absorber et valoriser la production d'électricité décarbonée à bas coût, lors des périodes de surplus de production. Ces situations ne sont cependant pas envisagées en France à grande échelle à horizon 2035 dans les scénarios considérés. De même, les scénarios ne présentent pas de besoin de stockage saisonnier à cet horizon. Le besoin de mise en œuvre industrielle du *power to gas* pour les besoins du système électrique n'apparaîtra donc vraisemblablement pas en France avant 2035 ou 2040.

En réponse à une demande du ministre dans le cadre du plan hydrogène, RTE publiera à l'été une analyse approfondie sur les services que peut rendre l'électrolyse au système électrique.

#### **Des objectifs publics limités à moyen terme**

Pour la production d'hydrogène par électrolyse, le projet de PPE prévoit un taux d'incorporation d'hydrogène décarboné dans l'hydrogène industriel de 10% en 2023 et compris entre 20% et 40% en 2028, correspondant à environ 10 à 15 TWh à cet horizon. Pour autant, cette trajectoire nécessite une transformation industrielle ambitieuse et le projet de PPE apporte peu de précision sur les mesures permettant d'atteindre ces objectifs ou sur un éventuel cadre pour le soutien public à la filière. De plus, aucune usine de production d'hydrogène par électrolyse à l'échelle industrielle n'est en service à ce jour en France. Des projets existent et pourraient être mis en service progressivement à partir de 2022 au mieux.

S'agissant de la transformation de l'hydrogène en méthane (méthanation, évoquée dans le projet de PPE sous le terme de *power to gas*), le projet de 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.

#### **Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2019**

Les trajectoires de développement de production d'hydrogène décarboné sont supposées incluses dans les trajectoires de consommation, au même titre que les autres nouveaux usages. Ces projets n'ont toutefois pas d'impact sur l'offre, aucune centrale à gaz décarboné ou pile à combustible n'étant envisagée à ce stade.

#### **Question 23**

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

### 3. Hypothèses européennes à moyen terme

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 2018, ce périmètre est étendu à 16 pays de l'ouest de l'Europe (en plus de la France)<sup>29</sup>.

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, et (ii) 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.

#### 3.1. Des hypothèses européennes basées sur celles des études de l'ENTSOE

##### *Le MAF (Mid term Adequacy Forecast), un exercice européen d'adéquation réalisé par l'ENTSOE*

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

La dernière étude du MAF, publiée à l'automne 2018, présentait l'évaluation des risques sur l'équilibre offre-demande des pays membres de l'ENTSO-E pour les horizons 2020 et 2025.

La prochaine édition du MAF sera publiée à l'automne 2019 et portera sur les années 2021 et 2025.

Les hypothèses retenues pour cet exercice reposent sur une collecte de données réalisées chaque année auprès des gestionnaires de réseau de transport. 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.

La collecte de données relatives au MAF 2019 a été réalisée au début de l'année 2019. Le périmètre de cette collecte a été significativement enrichi par rapport aux exercices précédents, renforçant la robustesse des données collectées :

- les informations relatives aux unités thermiques les plus importantes sont désormais remontées à la maille du groupe de production (les données étaient agrégées par « catégorie de moyen de production » lors de l'exercice précédent) ;
- les autres données sont collectées *a minima* pour les années 2021 et 2025 (seules les données relatives aux années 2020 et 2025 étaient collectées lors de l'exercice précédent).

---

<sup>29</sup> Espagne, Portugal, Royaume-Uni, Irlande, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Allemagne, Suisse, Autriche, Italie, Danemark, Suède, Norvège, Pologne et République Tchèque

### 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 allemands<sup>30</sup> ;
- l'exercice publié par le gestionnaire de réseau britannique National Grid, le FES<sup>31</sup> ;
- l'analyse de l'équilibre offre-demande publiée tous les ans par le gestionnaire de réseau belge Elia dans le cadre du dimensionnement de la réserve stratégique belge (exercice qui repose sur les mêmes méthodologies et le même outil que ceux de RTE)<sup>32</sup>.

### Les hypothèses européennes du Bilan prévisionnel reposent sur celles du MAF

Les données du MAF, étude de référence pour la Commission européenne, sont utilisées en priorité pour décrire l'évolution du mix énergétique et de la consommation des pays voisins.

Néanmoins, des travaux complémentaires restent indispensables pour disposer d'une base de données cohérente pour le Bilan prévisionnel :

- la collecte des données du MAF concerne *a minima* les années 2021 et 2025. Des compléments sont nécessaires pour l'étude d'adéquation du Bilan prévisionnel qui couvre chaque année de de l'horizon d'étude (utilisation d'autres sources de données, extrapolation linéaire, ...) ;
- la collecte des données pour le MAF 2019 a été réalisée en début d'année, des éléments d'actualité ont ainsi pu modifier de manière significative une partie de ces hypothèses, 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'ENTSOE, rencontres bilatérales avec les GRT voisins) ;
- des variantes sont utiles au-delà des cas de référence remontés par certains Etats membres, de manière à disposer d'une analyse de risque complète.

#### Question 24

**La construction des hypothèses d'évolution du mix énergétique et de la consommation des pays voisins à partir des données du MAF vous semble-elle pertinente ? Avez-vous d'autres sources de données à proposer ?**

<sup>30</sup> <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplan-2030-2019>

<sup>31</sup> <http://fes.nationalgrid.com/fes-document/>

<sup>32</sup> [http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/2018/20181128\\_Adequacy-study.pdf](http://www.elia.be/~media/files/Elia/Products-and-services/Strategic-Reserve/2018/20181128_Adequacy-study.pdf)

### 3.2. Des analyses de sensibilité pour comprendre les interactions croisées entre les décisions sur le mix en Europe

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. Comme en France, c'est la combinaison entre les choix publics, les réalités économiques et industrielles, et les conditions concrètes, qui importe.

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 2018. Notamment, l'impact d'un déclassé accéléré des parcs charbon et lignite allemands sur les marges de capacités en France a été étudié.

Dans le prolongement de ces travaux, des analyses de sensibilité sur les hypothèses retenues pour les pays voisins sont ainsi proposées pour tester la robustesse du diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France. Davantage de cas de figure décrivant le fonctionnement du système en cas de fermeture simultanée de moyens de production dans différents pays seront testés.

Les cas de figure suivants pourront par exemple être étudiés :

- la fermeture accélérée des parcs charbon, notamment en Allemagne et en Grande-Bretagne ;
- la fermeture anticipée de certaines centrales thermiques à moyen terme, dans des parcs surcapacitaires, notamment des cycles combinés au gaz en Espagne et / ou en Italie ;
- la fermeture du parc nucléaire belge repoussée au-delà de 2025, en cas de décision de prolongation de tout ou partie du parc ;
- la fermeture simultanée de moyens de production dans l'ensemble des pays voisins de la France, en considérant par exemple que chaque pays respecte « au plus juste » son critère de sécurité d'approvisionnement (analyse « pays voisins à 3h »).

#### Question 25

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

**Quels scénarios de déclassé commun devraient selon vous être étudiés ?**

## 4. Hypothèses d'évolution des capacités d'échanges

Plusieurs projets d'interconnexion sont en cours de réalisation, et devraient être mis en service sur l'horizon d'étude : deux nouvelles interconnexions avec le Royaume-Uni (Eleclink et IFA2) et une avec l'Italie (Savoie-Piémont).

Le calendrier retenu dans le Bilan prévisionnel 2018 a considéré, dans le « cas de base », la mise en service d'Eleclink et Savoie-Piémont en 2020, et IFA 2 en 2021. En complément, une sensibilité à un éventuel retard d'un an pour l'ensemble des projets a été analysée.

### *Des incertitudes autour du calendrier de mise en service de l'interconnexion Eleclink*

Le projet d'interconnexion Eleclink est un projet privé, porté par la société Eleclink filiale d'Eurotunnel. Cette interconnexion doit permettre d'accroître les capacités d'échanges avec le Royaume-Uni d'environ 1 GW. L'arrivée de cette interconnexion conduira à renforcer les possibilités d'exports d'électricité de la France vers l'Angleterre mais également à augmenter la contribution des imports depuis l'Angleterre lors des situations de tension en France. La mise en service de cette interconnexion participe ainsi de la sécurité d'approvisionnement au Royaume-Uni et en France.

En janvier 2019, le gestionnaire d'interconnexion Eleclink a demandé à participer de manière explicite au mécanisme de capacité français (à partir du 1er janvier 2021). Cette demande a été accompagnée d'un versement financier de la part de l'exploitant de la future liaison en vertu d'une procédure prévue par la réglementation, conduisant à rendre crédible la mise en service de l'interconnexion d'ici 2021.

Récemment, sont parues dans la presse spécialisée des informations faisant état de la possibilité que la société Getlink ne dispose pas de l'agrément nécessaire de la Commission intergouvernementale pour pouvoir déployer le câble de la future liaison dans le tunnel sous la Manche. RTE n'a pourtant été informé par Getlink d'aucun élément en ce sens.

Par ailleurs, à la demande du Ministre de la Transition écologique et solidaire, une analyse de l'impact sur la sécurité d'approvisionnement d'un décalage de la mise en service de l'interconnexion au-delà de 2023 a été menée et publiée dans les Analyses complémentaires d'avril 2019.

En application des articles L.141-8 et D.141-11 et suivants du Code de l'énergie, RTE a demandé à Eleclink de lui transmettre, sous deux mois, un planning actualisé de mise en service de l'interconnexion, ainsi qu'une évaluation des risques associés. A ce jour, les retours d'Eleclink confirment la tenue du planning annoncé, à savoir une mise en service avant l'hiver 2020-2021.

### **Question 26**

**Partagez-vous le fait de retenir dans le « cas de base » la mise en service de l'interconnexion Eleclink en 2020, conformément au planning annoncé, et de tester en variantes un raccordement en 2021 ou au-delà de 2023 ?**

**Des calendriers de mise en service qui seront précisés pour les autres interconnexions**

Les calendriers des autres projets d'interconnexion, IFA2 et Savoie-Piémont, seront reprécisés en prenant en compte les derniers éléments d'actualité. Des variantes analysant les conséquences de retards potentiels sur ces projets seront également analysées ; *a minima*, en cohérence avec les analyses du Bilan prévisionnel 2018, des retards d'un an seront étudiés.

**Question 27**

**Proposez-vous d'autres analyses de sensibilité pour sur ces projets d'interconnexion ?**

**D'autres projets d'interconnexion pourraient être mis en service en fin de l'horizon d'étude**

D'autres projets d'interconnexion devraient être mise en service à l'horizon 2025, et contribuer à renforcer fortement la sécurité d'approvisionnement.

Parmi les projets envisagés sur les différentes frontières, certains ne présentent plus d'incertitudes majeures, que ce soit sur les plans techniques ou économiques. Ainsi, près de 5 GW de capacité supplémentaire pourraient apparaître. Sont concernées, les frontières :

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

Des informations plus complètes sur ces différents projets d'interconnexion seront fournies dans le Schéma Décennal de Développement de Réseau qui sera publié par RTE d'ici l'été.

Des scénarios avec et sans prise en compte de ces projets sur la fin d'horizon d'étude seront étudiés dans le cadre du Bilan prévisionnel 2019.

**Question 28**

**Proposez-vous d'autres analyses de sensibilité pour sur ces projets d'interconnexion ?**

## 5. Hypothèses d'évolution des coûts des combustibles et du CO<sub>2</sub> à moyen terme

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 CO<sub>2</sub>.

Les modalités mises en œuvre pour établir les valeurs utilisées dans le Bilan prévisionnel 2018 sont présentées ci-dessous. Celles-ci seront reconduites et/ou adaptées en fonction du retour des acteurs.

Lors du Bilan prévisionnel 2018, les modalités suivantes ont été mises en œuvre afin d'établir ces valeurs. Elles reprennent les modalités mises en œuvre par ENTSO-E pour ses propres exercices de perspectives (MAF, TYNDP).

### Détermination du prix du gaz

Le prix du gaz TTF a été pris comme référence. Les produits « base » ont été considérés pour les différentes années d'étude, soit « base 2019 », « base 2020 », « base 2021 », « base 2022 » et « base 2023 ». Une moyenne du prix observé sur les quatre mois avant juillet a été utilisée pour lisser la volatilité des cotations.

Les valeurs obtenues ont été retenues pour les années 19-20, 20-21 et 21-22<sup>33</sup>.

Pour les années 22-23 et 23-24, une interpolation entre la valeur obtenue pour 2022 et le prix du gaz estimé pour 2025 dans le scénario *New Policies* de l'AIE (8,1 \$/MBtu)<sup>34</sup> a été réalisée afin d'assurer la cohérence entre les exercices de moyen terme et de long terme du Bilan prévisionnel.

### Détermination du prix du charbon

Le prix du charbon CIF ARA<sup>35</sup> a été pris comme référence. Les produits « décembre » ont été considérés pour les différentes années d'étude, soit « décembre 2019 », « décembre 2020 », « décembre 2021 » et « décembre 2022 ». Une moyenne du prix observé sur les quatre mois précédent le mois de juillet a été utilisée pour lisser la volatilité des cotations.

Les valeurs obtenues ont été retenues pour les années 19-20, 20-21 et 21-22.

Pour les années 22-23 et 23-24, une interpolation entre la valeur obtenue pour 2022 et le prix du charbon estimé pour 2025 dans le scénario *New Policies* de l'AIE (79,1 \$/MBtu) a été réalisée afin d'assurer la cohérence entre les exercices de moyen terme et de long terme du Bilan prévisionnel.

### Détermination du prix du lignite

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

<sup>33</sup> Dans les Bilans prévisionnels, le prix de l'année 2020 est retenu pour toute la période d'étude 2020-2021 par exemple.

<sup>34</sup> Scénario *New Policies* de l'Agence internationale de l'énergie publié dans le *World Energy Outlook 2018*

<sup>35</sup> 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.

### Détermination du prix du fioul

Le prix du fioul retenu est supposé égal à celui du pétrole. Les estimations de prix publiés par Deloitte Canada ont été prises comme référence pour les différentes années d'étude<sup>36</sup>.

Ces estimations ont été retenues pour les années 19-20, 20-21 et 21-22.

Pour les années, 22-23 et 23-24, une interpolation entre ces estimations et le prix du pétrole estimé pour 2025 dans le scénario *New Policies* de l'AIE (85 \$/bbl) a été réalisée afin d'assurer la cohérence entre les exercices de moyen terme et de long terme du Bilan prévisionnel.

### Détermination du prix de l'uranium

Le prix de l'uranium est fondé sur l'estimation utilisée dans les travaux d'adéquation de moyen et de long terme d'ENTSO-E (MAF, TYNDP). La valeur de 0,46 €/GJ a été 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 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.

### Détermination du prix du CO<sub>2</sub>

Le prix des produits de *futures* (permettant la couverture financière du prix des quotas d'émissions de CO<sub>2</sub>) a été pris comme référence. Les prix des *futures* de décembre ont été considérés pour les différentes années d'étude. Une moyenne du prix observé sur les quatre mois avant le mois de juillet a été utilisée pour lisser la volatilité des cotations.

Les valeurs obtenues ont été retenues pour les années 19-20, 20-21 et 21-22.

Pour les années, 22-23 et 23-24, une interpolation entre la valeur obtenue pour 2022 et le prix du CO<sub>2</sub> estimé pour 2025 dans le scénario *New Policies* de l'AIE (25 \$/t) a été réalisée afin d'assurer la cohérence entre les exercices de moyen terme et de long terme du Bilan prévisionnel.

---

<sup>36</sup> 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'Energie pour 2025, cette référence n'a pas été retenue.

	19-20	20-21	21-22	22-23	23-24
<b>Gaz</b> en \$2018/MBtu	Prix du gaz TTF			+ Extrapolation Scenario NP de l'AIE	
	6,9	6,2	6,0	6,4	6,8
<b>Charbon</b> en \$2018/t	Prix du charbon CIF ARA			+ Extrapolation Scenario NP de l'AIE	
	104,1	94,5	89,8	87,7	83,4
<b>Lignite</b> en €/GJ	MAF / TYNDP				
	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
<b>Fioul</b> en \$2018/bbl	Estimation Deloitte Canada			+ Extrapolation Scenario NP de l'AIE	
	66,0	64,5	67,0	71,6	76,1
<b>Uranium</b> en €/GJ	MAF / TYNDP				
	0,46	0,46	0,46	0,46	0,46
<b>CO<sub>2</sub></b> en \$2018/t	Prix des futures			+ Extrapolation Scenario NP de l'AIE	
	14,3	14,3	14,3	15,7	17,1

Hypothèses de coûts retenues dans le Bilan prévisionnel 2018

### Taux de conversion

Les coefficients suivants ont été considérés afin de convertir les monnaies et les unités en €/MWh<sup>37</sup> :

- 0,83 €/ \$ sur toute la période considérée
- 3,41214163 MBtu/MWh<sub>t</sub> (pour le gaz)
- 0,1433076 t/MWh<sub>t</sub> (pour le charbon)
- 0,2778 MWh<sub>t</sub>/GJ (pour le lignite et l'uranium)
- 0,58128478 baril/MWh<sub>t</sub> (pour le pétrole)

### Question 29

Etes-vous favorables au maintien de la méthode utilisée pour le Bilan prévisionnel 2018 ? Quels aménagements vous semblent pertinents ?

<sup>37</sup> Sources : AIE pour gaz, charbon et pétrole / ENTSO-E pour lignite et uranium

## 6. Stress-tests

Les bilans prévisionnels 2017 et 2018 ont apporté des éclairages sur la mesure de la sécurité d'approvisionnement en France :

- en illustrant que le « risque zéro n'existe pas », y compris lorsque le critère réglementaire de sécurité d'approvisionnement est respecté ;
- en explicitant les marges de manœuvre pouvant être dégagées par les leviers « post marché ».

Pour approfondir la description de la résilience du système électrique, RTE propose de compléter l'approche probabiliste mise en œuvre dans le Bilan prévisionnel par des analyses déterministes ciblées.

Les cas de figures suivants pourront être étudiés :

- le fonctionnement du système pendant une vague de froid longue, en prenant comme référence la vague de froid de février 2012 ;
- le fonctionnement de l'équilibre offre-demande dans des situations de vent très faible, en retenant pour l'analyse des situations historiques ou des scénarios climatiques présentant des facteurs de charge éoliens très faibles (« queue de distribution ») ;
- la robustesse du diagnostic à des indisponibilités simultanées du nucléaire, en reproduisant la disponibilité nucléaire constatée sur l'hiver 2016-2017 ou en simulant un défaut générique affectant un ensemble de réacteurs (par exemple d'un même « palier » technique).

### Question 30

**Les stress-tests proposés vous semblent-ils pertinents ? Quel(s) autre(s) cas de figure pourraient être étudiés ?**

**Les modalités proposées pour tester la robustesse du diagnostic à de indisponibilités simultanées du nucléaire vous semblent-elles pertinentes ? Dans le cas d'une approche consistant à évaluer les conséquences d'un défaut générique, quel(s) critère(s) proposez-vous pour définir les réacteurs impactés ?**

### Question 31

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

## 7. Synthèse des hypothèses / Principaux points d'attention

		Bilan prévisionnel 2018 & Analyses complémentaires « Cas de base » & Variantes principales	Faits marquants 2018 → 2019	Bilan prévisionnel 2019 (proposition) « Cas de base » & Variantes principales
Nucléaire	Capacité installée	Transition Fessenheim-EPR « corrélée » (fermeture de Fessenheim au printemps 2020 et MES de l'EPR dès l'hiver 20-21) <i>Variantes : MES de l'EPR retardée en 2022 ou 2023</i>	Fermeture de Fessenheim annoncée par EDF Incertitudes sur le planning de MES de l'EPR	Fermeture de Fessenheim en 2020 MES en service de l'EPR à déterminer, en fonction des annonces à venir (ASN, exploitant, ...) <i>Variantes : MES de l'EPR retardée</i>
	Disponibilité	Allongement « systématique » de deux mois des visites décennales (durée moyenne constatée)		Allongement « probabilisé » avec une espérance de deux mois et une dispersion cohérente avec l'historique
Energies renouvelables	Eolien terrestre	PPE bas (+1400 MW/an, 21,8 GW en 2023) <i>Variantes : Tendanciel (+1200 MW/an), PPE haut (+2100 MW/an)</i>	+ 1600 MW en 2018	Médian (+1900 MW/an, 24,6 GW en 2023) <i>Variantes : Tendanciel (+1400 MW/an), PPE (+1900 MW/an)</i>
	Eolien en mer	Premier parc en 2021 puis MES d'un parc par an (1 GW en 2023) <i>Variante(s) : Premier parc en 2024 (0 GW en 2023)</i>	Fin des recours pour le parc de Saint-Nazaire	Premier parc en 2022, puis 2 en 2023 (1,5 GW en 2023) <i>Variante(s) : Premier parc en 2023 (0,5 GW en 2023)</i>
	Photovoltaïque	PPE bas (+1800 MW/an, 18,2 GW en 2023) <i>Variantes : Tendanciel (+900 MW/an), PPE haut (+2200 MW/an)</i>	+ 860 MW en 2018	Médian (+1400 MW/an, 12,5 GW en 2023) <i>Variantes : Tendanciel (+800 MW/an), PPE (+2400 MW/an)</i>
Thermique (hors nucléaire)	Charbon	Fermeture progressive (2 tranches en 2020, 2 en 2021 et 1 en 2022) <i>Variante(s) : Conversion de Cordemais à la biomasse</i>	Loi énergie-climat (plafond d'émissions à compter du 1 <sup>er</sup> janvier 2022) Annonce d'EDF sur la fermeture du Havre mi 2021	Fermeture d'1 tranche mi 2021 et de 4 tranches en 2022 au printemps 2022 <i>Variante(s) : Conversion de Cordemais à la biomasse</i>
	CCG	MES de Landivisiau fin 2021 <i>Variante(s) : MES retardée</i>	Démarrage des travaux préparatoires début 2019	MES de Landivisiau fin 2021 <i>Variante(s) : MES retardée</i>
	TAC	Maintien des TAC au fioul <i>Variante(s) : Fermeture des TAC au fioul</i>		Maintien des TAC au fioul <i>Variante(s) : Fermeture des TAC au fioul</i>
	Cogénérations et autre thermique	Maintien du parc au gaz et contraction du parc au fioul <i>Variante(s) : Contraction du parc au gaz et fermeture accélérée du parc au fioul</i>		Maintien du parc au gaz et contraction du parc au fioul <i>Variante(s) : Contraction du parc au gaz et fermeture accélérée du parc au fioul</i>
Effacements		Progression et fiabilisation (4 GW fiables en 2023) <i>Variantes : Stabilité et fiabilisation (2,7 GW fiables en 2023)</i>	+ 200 MW en 2018 Objectifs publics confirmés dans le projet de PPE	Progression et fiabilisation (4,5 GW fiables en 2023) <i>Variantes : Stabilité et fiabilisation (2,9 GW fiables en 2023)</i>

<p><b>Pays européens</b></p>	<p>Hypothèses basées sur les données du MAF 2017  <i>Variantes : Déclassement accéléré en Allemagne, maintien des surcapacités, résorption des surcapacités</i></p>		<p>Hypothèses basées sur les données du MAF 2018  <i>Variantes : Fermeture accélérée des parcs charbon (notamment DE / GB), résorption des parcs thermiques surcapacitaires (CCG ES et IT), fermeture simultanée de moyens de production, ...</i></p>
<p><b>Interconnexions françaises</b></p>	<p>MES Eleclink et Savoie Piémont en 2020 et IFA 2 en 2021  <i>Variantes : MES retardée d'un an pour tous les projets, MES Eleclink retardée en 2023</i></p>	<p>Incertitudes sur le calendrier la mise en service d'Eleclink</p>	<p>MES Eleclink et Savoie Piémont en 2020 et IFA 2 en 2021  <i>Variantes : MES retardée d'un an pour tous les projets, MES Eleclink retardée en 2023</i></p>