



Appel à contributions sur le Bilan prévisionnel 2018

Avant-propos

Date de publication : 4 mai 2018

Date limite de réponse : 31 mai 2018

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

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

Chaque année, le Bilan prévisionnel établit une analyse de risque de l'équilibre offre-demande à 5 ans. Sur cet horizon, dit de moyen terme, 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. De manière biannuelle, le Bilan prévisionnel propose un volet dit de long terme, permettant d'explorer plusieurs scénarios d'évolution du mix électrique à un horizon de 15 ans.

Le Bilan prévisionnel 2018 portera sur l'horizon **moyen terme 2019-2023**, l'analyse de risque relative à l'hiver 2018-2019 étant traitée dans le cadre des études saisonnières publiées par RTE.

Conformément aux orientations discutées lors de la Commission « Perspectives système et réseau » du 13 avril 2018, 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 comporte trois parties, la première sur les hypothèses de demande et leur trame d'analyse, la seconde sur les hypothèses d'évolution du parc de production, et la troisième sur les hypothèses relatives à la consommation et aux mix énergétique des pays voisins, avec différentes questions associées à ces hypothèses.

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 31 mai 2018 inclus sur la page dédiée du site www.concerte.fr ou par mail à l'adresse indiquée ci-dessus. Toute réponse sera considérée par défaut comme publique, sauf demande contraire de la part du répondant.

Avant-propos	2
1 Hypothèses pour les perspectives de demande à moyen terme	4
1.1 Contexte général récent.....	4
1.2 Principe d'élaboration des trajectoires de demande.....	4
1.3 Cadrage économique	6
1.4 Secteur industriel	9
1.5 Secteur résidentiel.....	11
1.6 Secteur tertiaire.....	16
1.7 Secteur du transport	18
2 Hypothèses d'offre à moyen terme	20
2.1 Energies renouvelables	20
2.1.1 Hydraulique.....	20
2.1.2 Eolien terrestre.....	21
2.1.3 Eolien en mer.....	23
2.1.4 Photovoltaïque.....	24
2.1.5 Bioénergies.....	26
2.1.6 Energies marines.....	29
2.2 Parc nucléaire	30
2.2.1 Evolution de la capacité installée sur l'horizon de moyen terme.....	30
2.2.2 Disponibilité du parc nucléaire	34
2.2.3 Disponibilité de l'EPR de Flamanville.....	36
2.2.4 Hypothèses pour une analyse du risque de défaillance en cas de défaut générique.....	37
2.3 Parc thermique à flamme.....	38
2.3.1 Charbon.....	38
2.3.2 Cycles combinés au gaz	39
2.3.3 Turbines à combustion	40
2.3.4 Cogénérations au gaz et au fioul.....	41
2.3.5 Autre thermique	42
2.4 Effacements.....	43
2.5 Stockage	45
2.5.1 Stations de transfert d'énergie par pompage	45
2.5.2 Batteries.....	45
2.5.3 Power to gas	46
3 Hypothèses européennes de moyen terme	48
3.1 Une modélisation du système électrique interconnecté	48
3.2 Des hypothèses européennes qui reposent avant tout sur celles des études de l'ENTSOE. 48	
3.3 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.....	49

1 Hypothèses pour les perspectives de demande à moyen terme

Après une présentation des évolutions contextuelles récentes et des principes de construction des scénarios, la consultation sur la [demande en électricité](#) propose des jeux d'hypothèses granulaires par secteur et par usage à l'horizon 2023. Dans le document de consultation, les [effets des politiques de sobriété énergétique](#) sur les propositions d'hypothèses sont mentionnés explicitement. Elles doivent également permettre d'analyser et de mettre en perspective les [transferts d'usage vers l'électricité](#). Le retour des parties prenantes permettra de compléter l'analyse quant à la prise en compte de ces effets.

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

1.1 Contexte général récent

L'année 2017 a été marquée par la présentation par le ministère de la Transition écologique et solidaire, en juillet 2017, du Plan Climat de la France. Celui-ci fixe comme objectif, en cohérence avec l'Accord de Paris, l'atteinte de la neutralité carbone à l'horizon 2050.

Les travaux de révision de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), qui doit décliner les mesures et les leviers pour atteindre cet objectif, ont été lancés et seront finalisés au cours de l'année 2018.

En parallèle et conformément à la loi de transition énergétique pour la croissance verte, la révision de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a été engagée. Elle portera sur deux périodes : 2018-2023 et 2024-2028. La PPE sera publiée d'ici fin 2018.

Par ailleurs, en avril 2018, le gouvernement a présenté un plan de rénovation énergétique des bâtiments qui se donne notamment pour but de rénover 500 000 logements par an, déclinés en :

- 100 000 logements sociaux ;
- 250 000 logements particuliers, grâce à des mécanismes existants tels que le crédit d'impôt ou l'éco-PTZ ;
- 150 000 « passoires thermiques » par an.

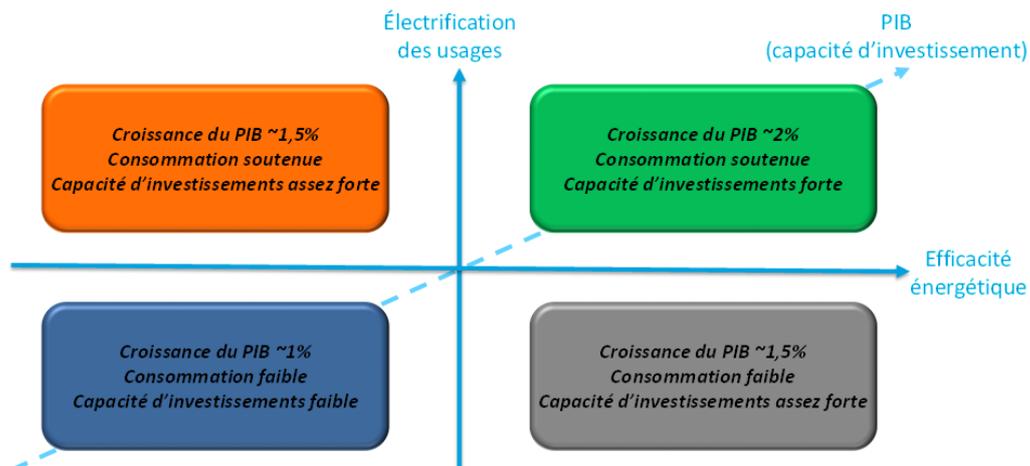
1.2 Principe d'élaboration des trajectoires de demande

La logique d'élaboration des trajectoires de consommation, qui avait recueilli un très large consensus lors de la concertation pour l'élaboration du Bilan prévisionnel 2017, était basée sur différents croisements des principaux déterminants que sont la démographie, la croissance économique, l'efficacité énergétique et l'électrification des usages, tout en visant à conserver la meilleure cohérence macroéconomique d'ensemble.

Cette logique conduisait ainsi à introduire un lien entre croissance économique et investissement renforcé dans l'efficacité énergétique, avec en corolaire un certain rétrécissement de la fourchette de prévision par rapport à une approche encadrante.

Le graphique suivant représente de façon synthétique cette logique de croisement des hypothèses.

Principe d'élaboration des trajectoires de demande du Bilan prévisionnel 2017



Il est proposé de conserver cette logique.

Cette approche n'étant pas encadrante, les trajectoires de demande ont été complétées, dans le Bilan prévisionnel 2017, par une variante « consommation forte » sur l'horizon 2025. Cette variante est notamment utilisée pour les analyses de risques sur l'équilibre offre-demande à moyen terme, et permet de se prémunir contre des fluctuations conjoncturelles. Son principe a été acté à l'issue de la réunion de la CPSR du 5 juillet 2017.

L'intérêt de cette variante s'est révélé patent sur l'année 2017, avec un rebond de l'activité économique non anticipé par le consensus des économistes mi-2017, qui s'est traduit par un rebond de la consommation dans le secteur industriel. Ce phénomène pourrait toutefois n'être que conjoncturel, puisque la demande est de nouveau orientée à la baisse en année glissante à fin mars 2018 (-0,4%).

La variante « consommation forte » élaborée dans le Bilan prévisionnel reposait sur une légère croissance jusqu'en 2020, suivie d'une décroissance pour retrouver en 2025 le niveau de 2016.

Afin de renforcer l'intérêt de cette variante de consommation pour les analyses de risques, et en complément des 4 trajectoires de long terme présentées dans l'analyse 2017, il est proposé de l'élaborer de façon plus explicite, en recourant à une approche encadrante, croisant les hypothèses socioéconomiques hautes et les hypothèses d'efficacité énergétique les moins soutenues.

Question 1

Êtes-vous favorable au maintien, dans la logique de scénarisation, du lien introduit entre croissance économique et investissement renforcé dans l'efficacité énergétique ?

La logique d'élaboration de la variante « consommation forte » vous agrée-t-elle ? Si non, avez-vous d'autres logiques d'élaborations à proposer ?

1.3 Cadrage économique

L'activité économique demeure un déterminant important de l'évolution de la demande intérieure d'électricité en France, et le premier facteur d'incertitude à moyen terme compte tenu des fluctuations conjoncturelles toujours possibles. En particulier, la consommation d'électricité dans l'industrie est intimement liée à l'activité productrice de celle-ci.

Afin de couvrir au mieux les incertitudes conjoncturelles, les hypothèses de croissance du PIB à court terme (deux premières années) retenues dans le Bilan prévisionnel s'appuient jusqu'à présent sur un large panel de projections externes récentes (recensées dans le *Consensus Forecasts*) et d'en retenir les visions médiane et encadrantes pour sous-tendre les prévisions de demande sur les deux premières années de l'horizon étudié.

Dans l'édition du mois de mars 2018 du *Consensus Forecasts*, la valeur médiane de la prévision de croissance du PIB français est de 2,1% pour 2018, et de 1,8% pour 2019 (sur la base de 23 prévisions externes recensées). Pour ces mêmes années, les valeurs minimales sont respectivement de 1,7% et 1,4%, et les valeurs maximales s'établissent à 2,4% et 2,3%. Il est proposé de retenir ces valeurs comme hypothèses médiane, basse et haute pour la croissance économique des deux premières années de prévision.

Au-delà de 2019, RTE propose de conserver les trois niveaux moyens de croissance annuelle du PIB qui avaient été retenus dans le Bilan prévisionnel 2017, à savoir une valeur médiane de +1,5% par an, encadrée par des valeurs basse et haute de 1,0% et 2,0% par an (plage permettant de couvrir l'essentiel des prévisions externes à long terme recensées). Cette évolution légèrement baissière de l'hypothèse médiane au-delà de 2019 s'explique par la fermeture prévisible de l'écart de production (ou « *output gap* ») en 2019¹. La croissance effective de l'activité pourrait alors se rapprocher de son rythme potentiel, autour de 1,3%-1,4%.

Les hypothèses de croissance du PIB proposées sont résumées dans le tableau suivant (les deux premières années pourront faire l'objet d'une actualisation selon les prochaines éditions du *Consensus Forecasts*).

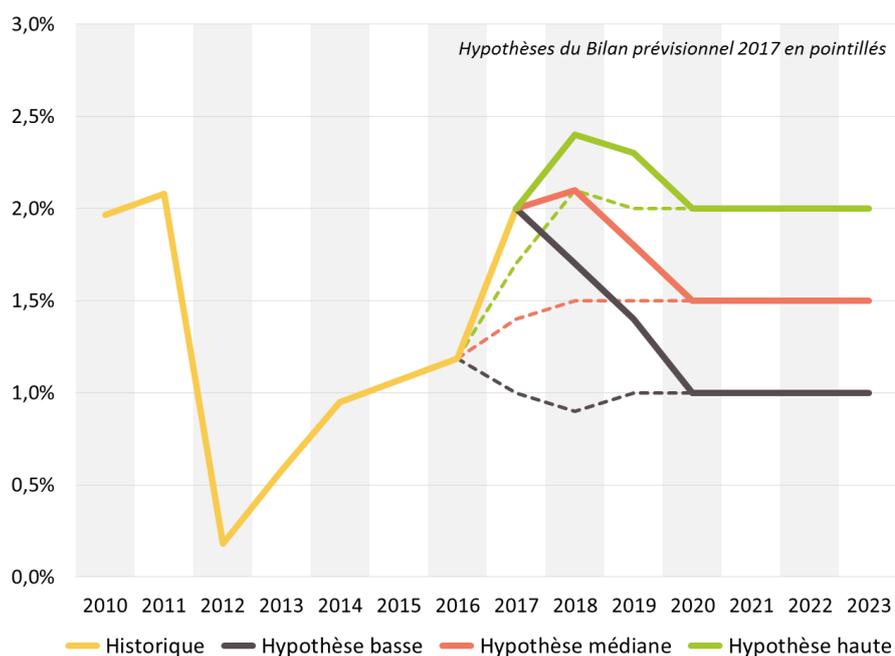
Proposition d'hypothèses de croissance du PIB français à l'horizon 2023

	Trajectoire de demande	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hypothèse basse	Basse	+1,7%	+1,4%	+1,0%	+1,0%	+1,0%	+1,0%
Hypothèse médiane	Intermédiaire 2 Intermédiaire 3	+2,1%	+1,8%	+1,5%	+1,5%	+1,5%	+1,5%
Hypothèse haute	Haute Variante Conso. forte	+2,4%	+2,3%	+2,0%	+2,0%	+2,0%	+2,0%

Le graphique suivant permet de visualiser ces hypothèses et leur évolution par rapport à celles retenues dans le Bilan prévisionnel 2017. La révision haussière du point de calage et les niveaux plus soutenus de l'activité économique projetés en 2018 et 2019 devraient mécaniquement se traduire par un léger recalage à la hausse des trajectoires de consommation.

¹ cf. « *Projections macroéconomiques France* », Banque de France, mars 2018

Proposition d'hypothèses de croissance du PIB français à l'horizon 2023 pour le Bilan prévisionnel 2018 et comparaison avec l'exercice précédent



Question 2

L'approche proposée pour les hypothèses de croissance du PIB sur les deux premières années, consistant à retenir les valeurs médiane et encadrantes d'un large panel de prévisions externes, vous convient-elle ? Les valeurs proposées sur l'horizon de moyen terme vous semblent-elles satisfaisantes ?

Au-delà du niveau de la croissance de l'activité économique, la structure de celle-ci peut également influencer sur l'évolution de la demande d'électricité. En effet, la production d'une unité de valeur ajoutée nécessite 4 à 5 fois moins d'électricité dans le tertiaire que dans l'industrie. L'évolution de la [production industrielle](#) est donc un déterminant important de la demande d'électricité de l'industrie.

Après une très forte contraction de près de 15% en 2009, l'indice de production industrielle a rebondi de 8% environ en deux ans. Après ce rebond technique largement lié à la reconstitution des stocks, la production a de nouveau légèrement décliné avant de repartir à la hausse en 2015. L'année 2017 a été marquée par une production industrielle assez dynamique (indice en hausse de 2,4%), portée par un contexte mondial de reprise et par un important phénomène de reconstitution des stocks (+0,6%).

La déclinaison des trajectoires prévisionnelles de PIB en scénarios de production industrielle proposée par RTE ci-après a été élaborée en prenant en compte l'interdépendance des branches industrielles, afin d'assurer au mieux la cohérence macroéconomique de ces scénarios. Les niveaux de croissance de la production industrielle résultants (qui pourront encore être revus selon les évolutions conjoncturelles des mois à venir et selon les retours de l'appel à contributions sur d'autres hypothèses ayant un impact) sont synthétisés dans le tableau suivant.

Proposition d'hypothèses de croissance de l'indice de production industrielle français à l'horizon 2023

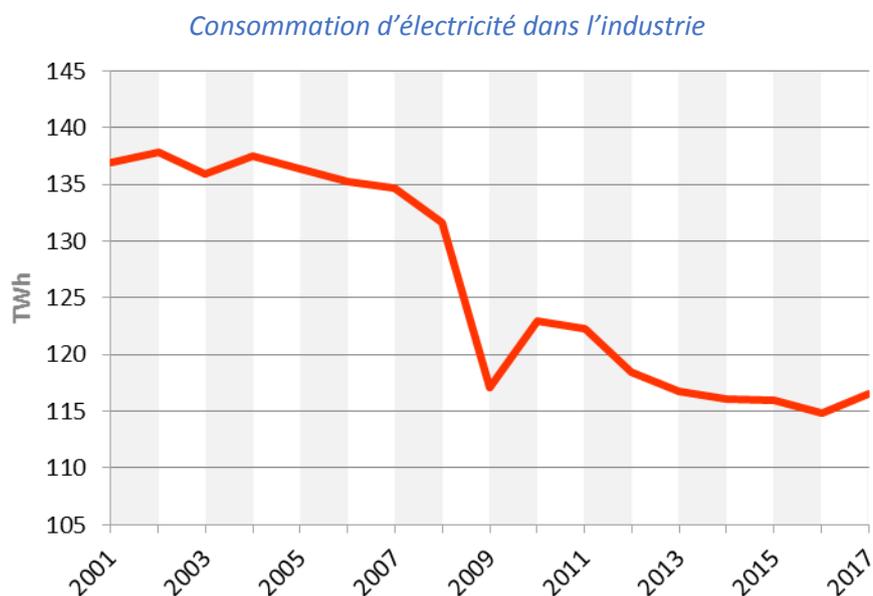
	Trajectoire de demande	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Hypothèse basse	Basse	+0,4%	+0,4%	+0,2%	+0,1%	+0,1%	+0,1%
Hypothèse médiane	Intermédiaire 2 Intermédiaire 3	+0,9%	+0,9%	+0,8%	+0,7%	+0,7%	+0,7%
Hypothèse haute	Haute Variante Conso. forte	+1,3%	+1,3%	+1,3%	+1,2%	+1,2%	+1,2%

Question 3

Les ordres de grandeur proposés pour la croissance de l'activité industrielle vous semblent-ils pertinents ? Avez-vous d'autres valeurs ou des sources à proposer ?

1.4 Secteur industriel

La consommation d'électricité du secteur industriel a connu une baisse quasi continue depuis le début des années 2000, entrecoupée par l'effet de la crise qui s'est traduite par une contraction brutale de 14 TWh en une année.



Cette baisse s'explique par les effets conjugués :

- d'une dynamique de la production industrielle en volume relativement atone, moindre que celle du PIB ;
- du déplacement de l'activité des industries lourdes fortement consommatrices d'énergie vers des industries plus légères, voire d'une certaine désindustrialisation ;
- des actions d'efficacité énergétique qui ont contribué à faire décroître l'intensité électrique² de l'industrie (la baisse de celle-ci a été de 1,9 % par an en moyenne entre 2000 et 2015).

L'année 2017 a été marquée par un rebond de la consommation d'électricité dans l'industrie, lié à un contexte macroéconomique porteur, renforcé par un phénomène de reconstitution des stocks. La production industrielle a ainsi crû de 2,4% en volume, tirée notamment par la chimie, la construction automobile et la construction aéronautique.

Ce rebond d'activité semble toutefois destiné à être plus limité en 2018, avec en outre un léger déstockage anticipé. Les premières données statistiques disponibles montrent un repli de la production industrielle en janvier 2018 (-1,1%), confirmé par celle de la consommation de la grande industrie sur les trois premiers mois de l'année 2018.

La déclinaison des trajectoires prévisionnelles de PIB en scénarios de production industrielle proposée par RTE ci-après a été élaborée en prenant en compte l'interdépendance des branches industrielles, afin d'assurer au mieux la cohérence macroéconomique de ces scénarios. À titre d'exemple, les principaux débouchés de l'aluminium sont les secteurs de la construction (27%), de l'automobile (16%), de l'aéronautique (20%) et de l'emballage (16%). Les évolutions de ces différentes branches vont donc constituer dans la modélisation des déterminants de la production d'aluminium.

Les projections de production en volumes qui en résultent sont fournies dans le tableau ci-après.

² Ratio de la consommation d'électricité sur la valeur ajoutée en volume.

Taux de croissance annuel moyen de la production en volume
dans les grands secteurs industriels entre 2017 et 2023

	PIB bas	PIB médian	PIB haut
PIB TCAM 2017-2023	+1,2%	+1,6%	+2,1%
<i>production tertiaire</i>	+1,3%	+1,8%	+2,2%
<i>production industrielle</i>	+0,2%	+0,8%	+1,2%
Industrie agro-alimentaire	0,0%	0,4%	0,8%
Sidérurgie	-0,4%	0,5%	1,4%
Métallurgie et mécanique <i>(hors industrie automobile)</i>	0,3%	0,9%	1,4%
Minéraux et matériaux	0,0%	0,6%	1,2%
Chimie et parachimie	1,1%	1,7%	2,1%
Construction automobile	-0,5%	-0,2% à 0,0%	0,8%
Industrie du papier et du carton	-0,5%	0,2%	0,6%
Industries diverses	-0,4%	0,2%	0,7%

* selon le niveau d'essor de l'électromobilité

Les gisements d'efficacité énergétique sur les usages transverses (production d'air comprimé, de froid, pompage, ventilation, force motrice, éclairage) sont basés sur les évaluations du CEREN. Une approche similaire est également utilisée sur les usages de process.

De même, des hypothèses d'électrification des procédés industriels (notamment, via l'automatisation, sur l'usage force motrice et via les substitutions vers l'électricité) se traduisent par un effet haussier qui vient modérer l'impact baissier de l'amélioration de l'efficacité énergétique.

Le tableau suivant recense les jeux d'hypothèses proposés pour ces deux effets à l'horizon 2023.

Impact sur la consommation électrique industrielle
de l'efficacité énergétique et de l'électrification des procédés

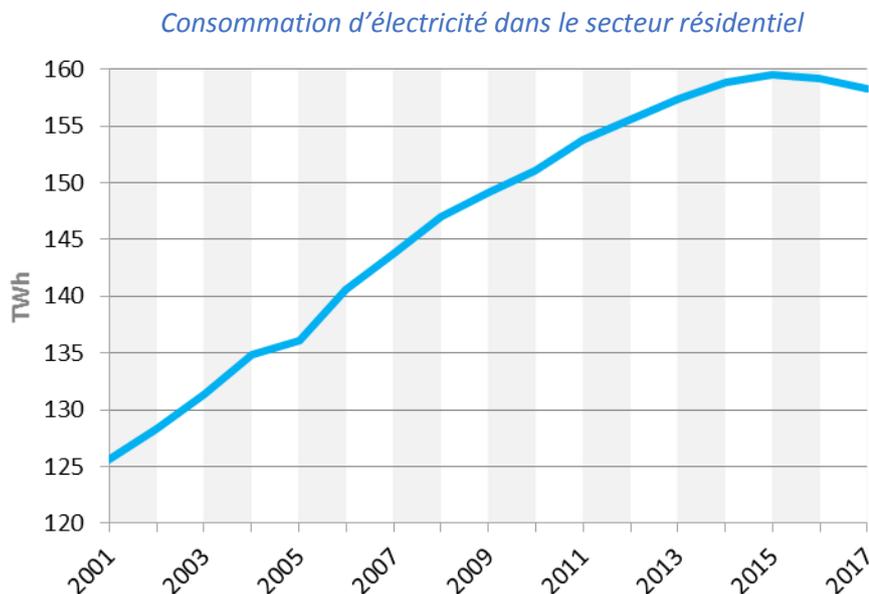
	Efficacité énergétique	Electrification
Trajectoire basse	-5,2%	+1,5%
Trajectoire intermédiaire 2	-6,4%	+1,6%
Trajectoire intermédiaire 3	-5,6%	+1,9%
Trajectoire haute	-6,7%	+2,0%
Variante Conso. forte	-5,2%	+2,0%

Question 4

Les jeux d'hypothèses proposés ci-dessus vous semblent-ils pertinents ? Si non, quels amendements souhaiteriez-vous y apporter ? Avez-vous des sources externes fournissant des projections sensiblement différentes ?

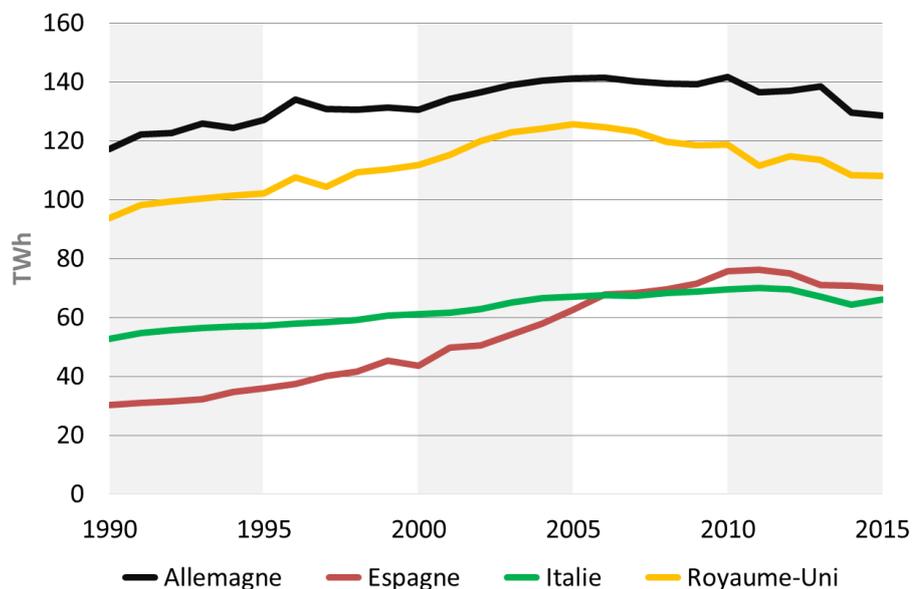
1.5 Secteur résidentiel

La consommation d'électricité dans le secteur résidentiel, longtemps assez vigoureuse, s'est infléchi depuis plusieurs années et s'est même contractée en 2016 et en 2017, essentiellement sous l'effet des réglementations d'efficacité énergétique (règlements d'écoconception des matériels, réglementation thermique...).



Cette tendance n'est pas propre à la France : la consommation du secteur résidentiel est entrée en stagnation voire en baisse dans les principaux pays européens.

Consommation d'électricité dans le secteur résidentiel dans quelques pays européens



Source : base Odyssee

Concernant les [usages thermiques de l'électricité](#), la mise en place de la réglementation thermique 2012 a conduit à une forte baisse des parts de marché de la solution électrique dans la construction neuve. Si la part d'électricité se maintient dans les maisons neuves via l'installation de pompes à chaleur, cette solution n'est pas privilégiée pour les appartements neufs.

Pour autant, l'évolution de la réglementation thermique est incertaine et pourrait conduire à une dynamique de retour de la solution électrique dans la construction neuve, si les émissions de gaz à effet de serre sont intégrées (cf. label E+C en cours d'expérimentation). Cette hypothèse est d'ailleurs mise en avant par la DGEC dans le cadre d'élaboration de la SNBC. En outre, des logements existants changent de solution de chauffage et optent pour l'électricité.

La politique de rénovation des bâtiments est également de nature à en limiter les besoins thermiques. Le plan de rénovation énergétique des bâtiments du gouvernement fait encore débat sur la dynamique possible d'essor du nombre d'opérations de rénovation, ainsi que sur leur accompagnement et leur performance. Des hypothèses contrastées sont donc proposées, allant d'un relatif *statu quo* jusqu'à un essor en ligne avec l'objectif gouvernemental de résorption des « passoires thermiques ».

Les jeux d'hypothèses proposés sont résumés dans les tableaux suivants.

*Proposition d'hypothèses sur l'usage chauffage à l'horizon 2023
Trajectoire « basse »*

	2017 <i>(estimatif)</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Flux annuel de constructions neuves (milliers)	300	330	300	270	265	260	260
<i>dont maisons individuelles</i>	46%	45%	44%	42%	40%	38%	35%
<i>dont logements collectifs</i>	54%	55%	56%	58%	60%	62%	65%
Part de l'électricité dans les maisons individuelles neuves	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Part de l'électricité dans les logements collectifs neufs	20%	20%	20%	20%	20%	20%	20%
Nombre de rénovations annuelles (milliers)	400	400	400	400	400	400	400
Gain sur le besoin de chauffage d'une rénovation	-30%	-33%	-35%	-38%	-40%	-43%	-45%
Substitutions annuelles de solutions à base de combustibles vers l'électricité dans l'existant (milliers)	30	45	45	45	45	45	45

Proposition d'hypothèses sur l'usage chauffage à l'horizon 2023
Trajectoire « intermédiaire 2 »

	2017 <i>(estimatif)</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Flux annuel de constructions neuves (milliers)	300	340	340	335	330	330	330
<i>dont maisons individuelles</i>	46%	45%	44%	42%	40%	40%	40%
<i>dont logements collectifs</i>	54%	55%	56%	58%	60%	60%	60%
Part de l'électricité dans les maisons individuelles neuves	60%	60%	65%	70%	70%	70%	70%
Part de l'électricité dans les logements collectifs neufs	20%	25%	25%	30%	30%	35%	35%
Nombre de rénovations annuelles (milliers)	400	440	460	480	500	500	500
Gain sur le besoin de chauffage d'une rénovation	-30%	-33%	-36%	-40%	-43%	-47%	-50%
Substitutions annuelles de solutions à base de combustibles vers l'électricité dans l'existant (milliers)	30	65	80	80	80	80	80

Proposition d'hypothèses sur l'usage chauffage à l'horizon 2023
Trajectoire « intermédiaire 3 »

	2017 <i>(estimatif)</i>	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Flux annuel de constructions neuves (milliers)	300	340	340	335	330	330	330
<i>dont maisons individuelles</i>	46%	45%	44%	42%	40%	40%	40%
<i>dont logements collectifs</i>	54%	55%	56%	58%	60%	60%	60%
Part de l'électricité dans les maisons individuelles neuves	60%	60%	65%	70%	70%	70%	70%
Part de l'électricité dans les logements collectifs neufs	20%	25%	25%	30%	30%	35%	35%
Nombre de rénovations annuelles (milliers)	400	440	460	480	500	500	500
Gain sur le besoin de chauffage d'une rénovation	-30%	-33%	-35%	-38%	-40%	-43%	-45%
Substitutions annuelles de solutions à base de combustibles vers l'électricité dans l'existant (milliers)	30	65	80	80	80	80	80

Proposition d'hypothèses sur l'usage chauffage à l'horizon 2023
Trajectoire « haute »

	2017 (estimatif)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Flux annuel de constructions neuves (milliers)	300	380	430	430	435	435	440
<i>dont maisons individuelles</i>	46%	45%	44%	42%	40%	42%	44%
<i>dont logements collectifs</i>	54%	55%	56%	58%	60%	58%	56%
Part de l'électricité dans les maisons individuelles neuves	60%	60%	65%	70%	75%	80%	80%
Part de l'électricité dans les logements collectifs neufs	20%	25%	30%	35%	35%	40%	45%
Nombre de rénovations annuelles (milliers)	400	490	540	600	650	700	700
Gain sur le besoin de chauffage d'une rénovation	-30%	-33%	-36%	-40%	-43%	-47%	-50%
Substitutions annuelles de solutions à base de combustibles vers l'électricité dans l'existant (milliers)	30	70	85	95	100	105	105

Proposition d'hypothèses sur l'usage chauffage à l'horizon 2023
Variante « consommation forte »

	2017 (estimatif)	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Flux annuel de constructions neuves (milliers)	300	380	430	430	435	435	440
<i>dont maisons individuelles</i>	46%	45%	44%	42%	40%	42%	44%
<i>dont logements collectifs</i>	54%	55%	56%	58%	60%	58%	56%
Part de l'électricité dans les maisons individuelles neuves	60%	60%	65%	70%	75%	80%	80%
Part de l'électricité dans les logements collectifs neufs	20%	25%	30%	35%	35%	40%	45%
Nombre de rénovations annuelles (milliers)	400	400	400	400	400	400	400
Gain sur le besoin de chauffage d'une rénovation	-30%	-33%	-35%	-38%	-40%	-43%	-45%
Substitutions annuelles de solutions à base de combustibles vers l'électricité dans l'existant (milliers)	30	70	85	95	100	105	105

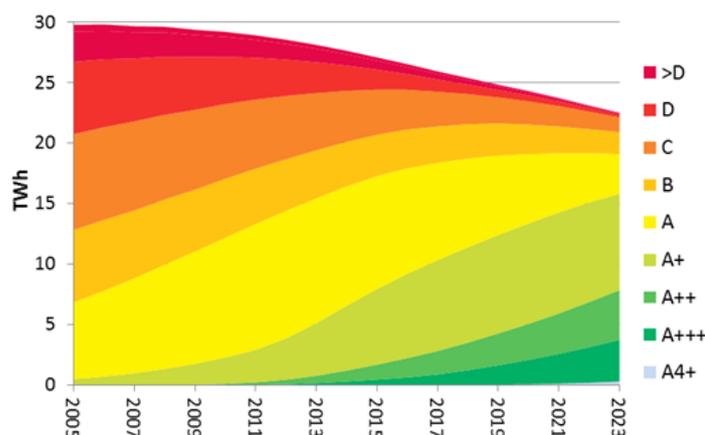
Question 5

Êtes-vous d'accord avec ces jeux d'hypothèses sur le chauffage électrique à l'horizon 2023 ? Avez-vous d'autres valeurs ou des sources à proposer ?

L'essentiel des autres équipements consommateurs d'électricité sont soumis à des règlements en application des directives européennes sur l'écoconception et sur l'affichage énergétique. Ces directives ont déjà été et continueront d'être un stimulant puissant pour la diffusion du progrès technique.

Les hypothèses proposées à l'horizon 2023 se basent sur des modèles de parc, intégrant la durée de vie et la déformation progressive de la structure des ventes vers les classes d'efficacité énergétiques les plus élevées, tout en conservant une certaine prudence sur les modes d'utilisation des appareils et le multi-équipement, susceptibles de réduire quelque peu les gains énergétiques.

Exemple de sortie de modèle de parc : les produits blancs



L'horizon d'étude étant relativement court dans le Bilan prévisionnel 2018, l'impact est limité en 2023 pour les produits donc la durée de vie est plutôt longue (ex : produits blancs). Pour des produits à durée de vie plus réduite, le renouvellement du parc est plus profond d'ici à 2023 et la contraction de la demande est donc plus marquée.

Le tableau suivant propose des propositions d'évolution (qui sont des résultats de calcul, et non des hypothèses fixées *a priori*) pour les principaux types d'équipements.

Proposition d'évolution sur les principaux types d'équipements à l'horizon 2023

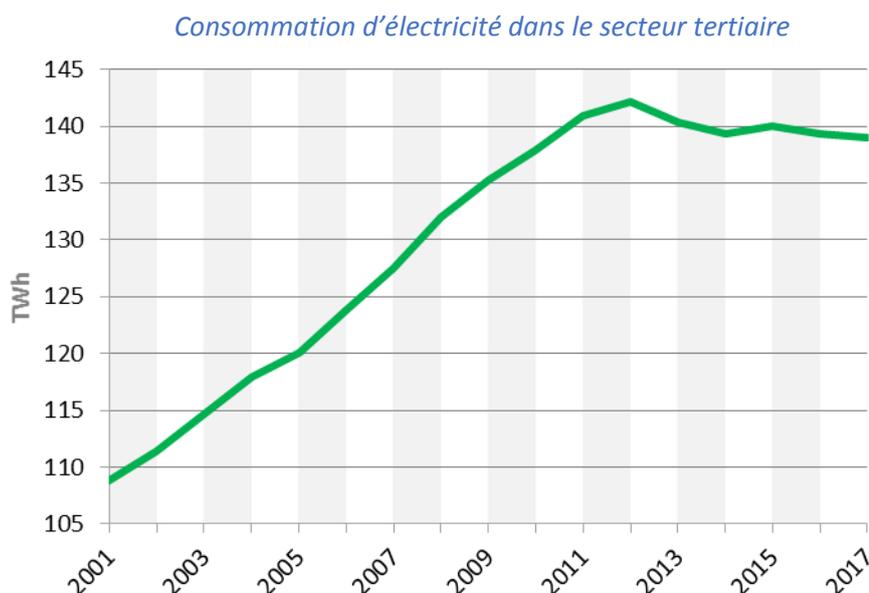
	2017 (estimatif)	2023				
		Trajectoire basse	Trajectoire interm. 2	Trajectoire interm. 3	Trajectoire haute	Variante conso.forte
Produits blancs	25,8 TWh	-13%	-14%	-11%	-13%	-9%
Produits gris et bruns	20,2 TWh	-25%	-26%	-21%	-22%	-18%
Cuisson	11,9 TWh	-3%	-2%	+1%	+2%	+5%
Eclairage	9,3 TWh	-33%	-39%	-31%	-38%	-30%

Question 6

Êtes-vous d'accord avec ces jeux d'hypothèses sur les usages du résidentiel à l'horizon 2023 ?
 Avez-vous des valeurs de calage ou des trajectoires différentes à proposer ?
 Quelle vision avez-vous de l'évolution des usages diffus ?

1.6 Secteur tertiaire

Le secteur tertiaire, principal vecteur de la croissance économique française, s'est longtemps caractérisé par une croissance de demande électrique assez soutenue. A titre d'illustration, son taux de croissance annuel moyen a été de +2,7% entre les années 2005 et 2011. Cependant, les chiffres de consommation se sont stabilisés depuis 2011 et laissent entrevoir une inflexion baissière de la demande. Celle-ci s'est ainsi contractée de 0,3% en 2017, malgré un contexte économique particulièrement porteur.



Les hypothèses d'évolution du parc proposées ci-après font référence aux surfaces chauffées quel que soit le mode de chauffage. Les bâtiments non chauffés et entrepôts sont comptabilisés dans la branche « hors bâtiment ».

L'évolution des surfaces chauffées (toutes énergies confondues) est conditionnée par la construction neuve et la désaffectation des surfaces existantes. Globalement, elle sera d'autant plus soutenue que l'activité économique sera porteuse.

Proposition d'évolution des surfaces tertiaires à l'horizon 2023

	2017 (estimatif)	2023				
		Trajectoire basse	Trajectoire interm. 2	Trajectoire interm. 3	Trajectoire haute	Variante conso.forte
Flux annuel de construction neuve (millions de m ²)	8	8	11	11	15	15
Désaffectation des surfaces existantes (millions de m ²)	4	4	4	4	5	5
Parc total tertiaire (millions de m ²)	980	995	1015	1015	1045	1045

Les jeux d'hypothèses proposés tablent sur des surfaces chauffées à l'électricité restant en progression, sous les effets conjugués de la pénétration de l'électricité pour le chauffage des surfaces neuves (essentiellement sous forme de pompes à chaleur) et des transferts vers l'électricité dans l'existant. Par ailleurs, les rénovations de système de chauffage électrique devraient se poursuivre et stimuler le déploiement de technologies (essentiellement PAC) performantes.

Proposition d'évolution des surfaces tertiaires à l'horizon 2023

	2017 (estimatif)	2023			
		Trajectoire basse	Trajectoire interm. 2	Trajectoire interm. 3	Trajectoire haute
Surfaces neuves chauffées à l'électricité (millions de m² par an)	53%	54%	54%	60%	60%
Transferts vers les systèmes électriques (millions de m² par an)	0,6	0,7	0,7	0,8	0,8
Rénovations des surfaces chauffées à l'électricité (millions de m² par an)	4,1	5,4	6,6	6,6	8,9

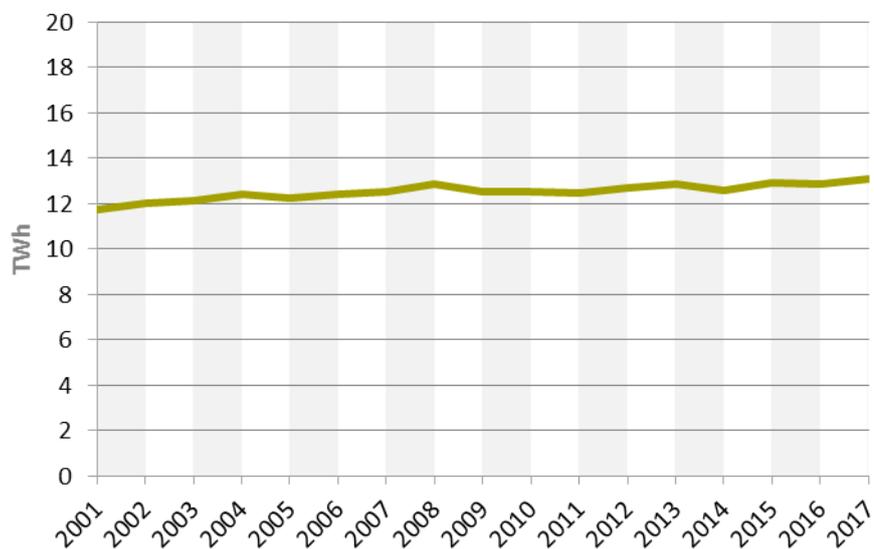
Question 7

Êtes-vous d'accord avec ces jeux d'hypothèses sur l'évolution des surfaces tertiaires à l'horizon 2023 et la pénétration du chauffage électrique ? Avez-vous des hypothèses différentes à proposer ?

1.7 Secteur du transport

Le secteur du transport représente une consommation électrique d'environ 13 TWh, très légèrement croissante sur les dix dernières années (+0,4% par an en moyenne).

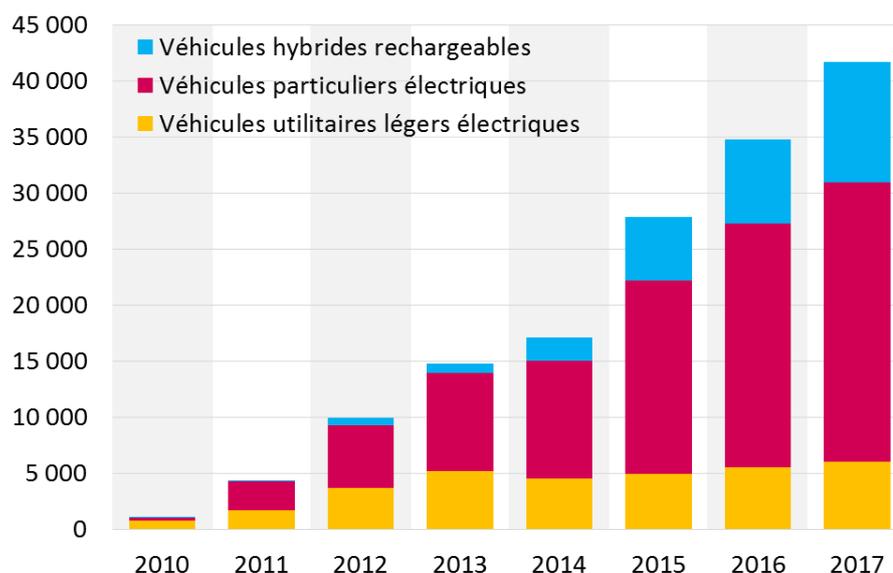
Consommation d'électricité dans le transport



La principale évolution du secteur des transports dans les années à venir est liée au développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables, qui pourraient jouer un rôle de premier plan dans la transition énergétique et la réduction de l'impact environnemental du transport.

Encore émergent en 2010 avec un millier d'unités vendues en France, le marché des véhicules électriques (VE) et des véhicules hybrides rechargeables (VHR) a depuis fortement progressé pour dépasser 40 000 véhicules vendus en 2017, soit une part de marché de 1,6%. Le parc de VE/VHR en circulation a ainsi dépassé la barre de 150 000 unités.

Immatriculations neuves de VE/VHR en France



Dans la continuité des trajectoires du Bilan prévisionnel 2017, quatre rythmes contrastés d'essor des VE/VHR en France sont proposés, dont une trajectoire de développement particulièrement soutenu pouvant préfigurer une illustration de l'impact des annonces du Plan climat de juillet 2017, dans laquelle les VE deviendraient à terme le substitut principal aux véhicules thermiques.

Proposition d'hypothèses de développement des VE/VHR en France à l'horizon 2023

	2016 (estimatif)	2023				
		Trajectoire basse	Trajectoire interm. 2	Trajectoire interm. 3	Trajectoire haute	Variante conso.forte
Parc total de véhicules particuliers (VP) (millions)	32,2	30,8	31,2	31,2	31,6	31,6
Ventes annuelles VP (millions)	2,02	1,94	1,97	1,97	1,99	1,99
Parc total de véhicules utilitaires légers (VUL) (millions)	6,1	6,5	6,7	6,7	6,9	6,9
Ventes annuelles VUL (millions)	0,38	0,40	0,41	0,41	0,42	0,42
Part des VE/VHR dans les ventes automobiles	1,4%	5,5%	7,8%	11,3%	19,7%	19,7%
Parc total de VE/VHR (millions)	0,1	0,6	0,8	1,0	1,6	1,6
<i>dont VE</i>	0,1	0,4	0,5	0,6	1,0	1,0
<i>dont VHR</i>	0,0	0,2	0,3	0,4	0,6	0,6
Part des VE/VHR dans le parc automobile	0,3%	1,6%	2,0%	2,7%	4,2%	4,2%

Question 8

Êtes-vous d'accord sur l'utilisation de ces hypothèses relatives au développement des véhicules électriques et hybrides rechargeables à l'horizon 2023 ? Si non, quels amendements ou compléments souhaiteriez-vous apporter ?

2 Hypothèses d'offre à moyen terme

Un diagnostic de sécurité d'approvisionnement à moyen terme basé sur des trajectoires d'évolution de l'offre

Pour établir un diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement, RTE établit des trajectoires d'évolution de l'offre à moyen terme pour chacune des filières composant le mix énergétique. Pour cela, RTE s'appuie sur un travail de veille intégrant les objectifs fixés par les pouvoirs publics (et notamment la PPE 2016), mais également les annonces publiques des acteurs et les éléments d'actualité.

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 exploité à proximité de son maximum

C'est l'énergie hydraulique qui représente aujourd'hui la principale forme d'énergie renouvelable. Le parc hydraulique a été construit en très grande majorité 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 25,3 GW de puissance de turbinage installée au 31 décembre 2017, le potentiel de production hydraulique est considéré comme étant exploité proche de son maximum : la puissance installée a progressé de 60 MW en 2016, de 35 MW en 2017.

Une ambition de développement affichée dans la PPE dans le cadre de renouvellement des concessions

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

Néanmoins, à horizon 2023, des travaux de modernisation devraient être réalisés à l'occasion des premiers renouvellements des contrats de concession. L'objectif retenu à cette échéance est de développer entre la moitié et les deux tiers du potentiel restant sur les sites existants, soit 2 à 3 TWh et 500 à 750 MW par rapport aux chiffres 2016.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

Trois trajectoires d'évolution de la filière hydraulique sont proposées :

- une trajectoire basse s'inscrivant dans la tendance historique atteignant 25,5 GW fin 2023 et correspondant à une progression du parc de 30 MW par an ;
- une trajectoire médiane visant à atteindre l'objectif bas de la PPE de 25,8 GW fin 2023 et s'accompagnant d'une progression du parc de 75 MW par an ;
- une trajectoire haute visant à atteindre l'objectif haut de la PPE de 26 GW fin 2023 et s'accompagnant d'une progression du parc de 125 MW par an.

Dans une approche prudente pour l'analyse de la sécurité d'approvisionnement, la trajectoire basse est retenue dans le cas de base, les deux autres trajectoires seront utilisées pour des variantes.

Question 9

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

2.1.2 Eolien terrestre

Un rythme de développement contrasté ces dix dernières années

La progression de la filière éolienne terrestre a connu une évolution contrastée depuis dix ans. En effet, entre 2006 et 2010, la filière a connu une accélération de son développement, faisant suite aux travaux sur le Grenelle de l'environnement et traduisant la confiance accrue des investisseurs. Ainsi, la filière éolienne terrestre est passée d'une puissance installée de 750 MW à près de 5 800 MW en l'espace de quelques années. Par la suite, entre 2010 et 2013, la filière a connu de fortes difficultés de développement, notamment en raison de rigidité dans le cadre législatif et réglementaire.

Un dynamisme nouveau pour la filière par la mise en place de simplifications administratives

Le lancement du groupe de travail ministériel sur l'éolien en octobre 2017 a permis d'enclencher une nouvelle dynamique. Son objectif est d'accélérer le développement de la filière tout en protégeant l'environnement et en favorisant l'appropriation des projets par les élus et la population locale. A l'issue de ces travaux, dix mesures ont été présentées. Les plus ambitieuses concernent :

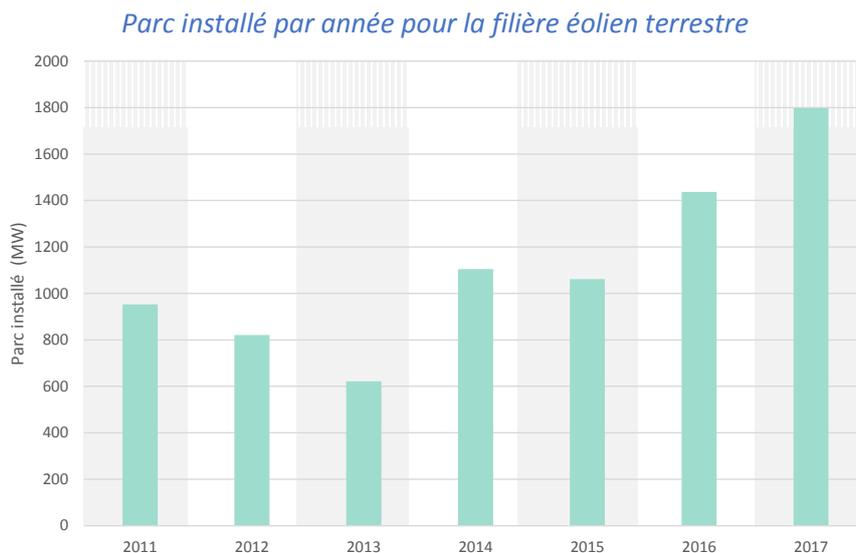
- la suppression d'un niveau de juridiction afin d'accélérer le traitement des contentieux ;
- la révision de la répartition de l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux (IFER) au profit des communes d'implantation des parcs éoliens.

Les autres mesures concernent notamment l'accompagnement des collectivités territoriales, le renouvellement des parcs éoliens terrestres, le balisage des éoliennes, des simplifications administratives ou le financement participatif.

Le développement de l'éolien terrestre semble redynamisé, un record d'installation a été établi en 2017 avec 1 797 MW supplémentaires raccordés. Il s'agit aujourd'hui de la filière connaissant la plus forte croissance en termes de capacité installée.

Le parc installé au 31 décembre 2017 est de 13,5 GW³.

³ 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).



Des objectifs fixés par la PPE en passe d'être atteints

A court terme, la filière tend à rejoindre les objectifs fixés par la PPE qui tablent sur un parc de 15 GW à fin 2018.

A moyen terme, la PPE actuelle ambitionne un parc entre 21,8 GW et 26 GW pour fin 2023 alors que le prolongement du rythme moyen observé ces quatre dernières années mènerait vers un parc de 23 GW.

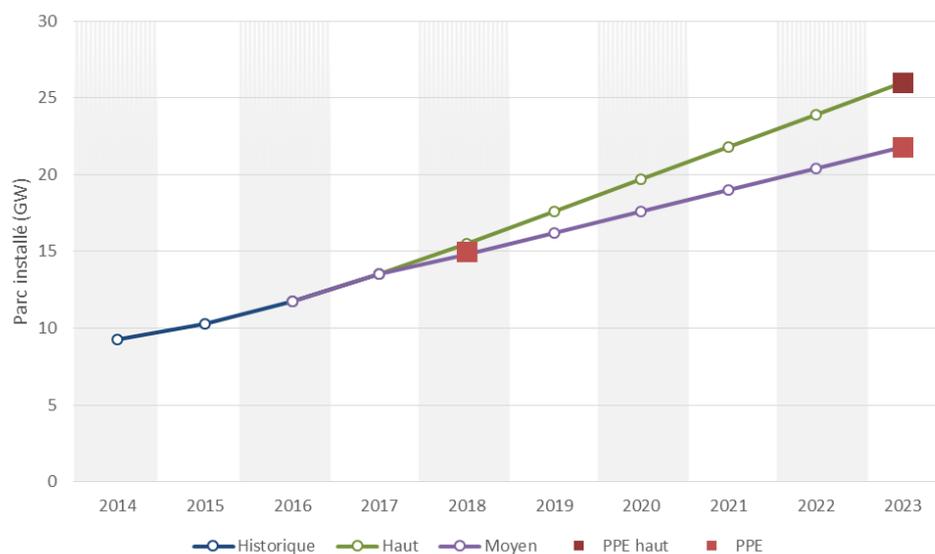
Hypothèses retenues par le Bilan prévisionnel 2018

Il est proposé d'actualiser de la façon suivante les trajectoires du BP 2017 pour l'évolution de la capacité du parc éolien terrestre à moyen terme :

- pour la trajectoire médiane (rythme PPE) : 21,8 GW fin 2023 soit un accroissement moyen de 1,4 GW par an ;
- pour la trajectoire haute (rythme PPE haut) : 26 GW fin 2023 soit un accroissement moyen de 2,1 GW par an.

La trajectoire médiane serait retenue dans le cas de base de l'étude de sécurité d'approvisionnement, la trajectoire haute étant utilisée pour des variantes.

Trajectoires de développement de l'éolien terrestre (vision au 31/12 de l'année)



Question 10

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

2.1.3 Eolien en mer

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

La France bénéficie du deuxième gisement éolien d'Europe, derrière la Grande-Bretagne et devant l'Allemagne. Le cadre de développement de la filière a été décrit au chapitre 2 du Bilan prévisionnel 2017.

Deux appels d'offres ont été lancés en 2011 et 2013 (projets dits AO1 et AO2), pour un total de 3 GW répartis sur six parcs de production constitués d'éoliennes dites « posées », parcs devant être mis en service entre 2018 et 2023. Le premier appel d'offres concerne quatre sites au large de Saint-Nazaire, Fécamp, Courseulles-sur-mer et Saint-Brieuc pour près de 2 GW. Le deuxième appel d'offres concerne deux sites au large de Dieppe-Le Tréport et Noirmoutier pour 1 GW.

Au-delà de ces six sites, deux autres sites au large de Dunkerque et Oléron ont été identifiés pour faire l'objet d'un troisième appel d'offres. La mise en service de ces parcs est envisagée au-delà de l'horizon d'étude de cette édition du Bilan prévisionnel.

Des retards sur le planning de chaque projet

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'AO1 font 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.).

La loi relative aux hydrocarbures adoptée le 19 décembre 2017 et le projet de loi Etat au service d'une société de confiance (ESSOC) comportent des dispositions visant à faciliter le développement de cette filière et à « dérisquer » les projets en s'inspirant de dispositions mises en œuvre dans les pays nordiques. Ces mesures de simplification portent notamment sur (i) la réalisation d'une partie des études techniques et environnementales avant le lancement de l'appel d'offres, (ii) la réalisation du

raccordement par RTE et (iii) la possibilité de réaliser des plateformes offshore (hub) permettant d'accueillir plusieurs parcs éoliens.

Par ailleurs, le Gouvernement a annoncé sa volonté de renégocier les conditions économiques et techniques des deux premiers appels d'offres, considérant que le cadre juridique et les tarifs d'achat définis en 2011 n'étaient plus en adéquation avec le contexte actuel. Ces discussions se prolongeront dans les prochaines semaines. Dans ce contexte, il existe une incertitude sur la date de mise en service effective des premiers parcs éolien en mer dans l'horizon prévisionnel du Bilan prévisionnel 2018.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

Pour rendre compte des incertitudes entourant les dates de mises en service, il est proposé de tester plusieurs variantes :

- une trajectoire prévoyant une mise en service fortement retardée, conduisant à de faibles volumes de production, et en 2022 au plus tôt ;
- une trajectoire retenant une mise en service décalée avec un seul parc (500 MW) finalisé pour l'hiver 2021-2022, et un second pour l'hiver 2022-2023 (total de 1 GW) ;
- une trajectoire caractérisée par la mise en service de quatre parcs (2 GW) de manière progressive entre 2021 et 2022.

Ces hypothèses seront actualisées en fonction des retours lors de la consultation publique et des déclarations des exploitants, mais aussi de l'évolution des discussions parlementaires sur le projet de loi ESSOC et de la négociation menée sous l'égide de l'Etat.

Question 11

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière éolienne en mer ? Proposez-vous des hypothèses alternatives ? Notamment, quelles pourraient être selon-vous les valeurs à prendre en compte dans les différentes trajectoires ?

2.1.4 Photovoltaïque

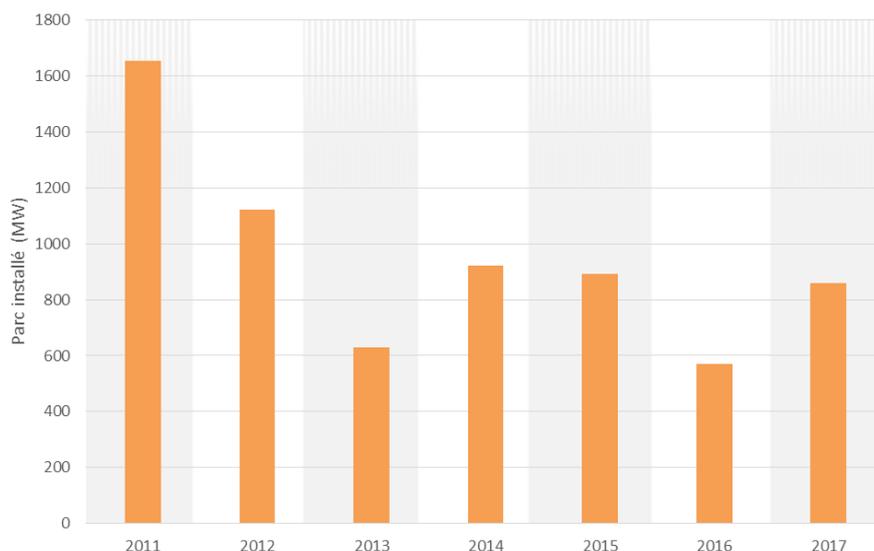
Un rythme de développement marqué par des phases d'accélération et de ralentissement

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 reste cependant inférieur à 1 GW par an, avec une année 2016 où moins de 600 MW ont été raccordés, et une année 2017 ayant connu un léger rebond avec 858 MW installés.

Au 31 décembre 2017, le parc installé atteint 7,5 GW.

Parc installé par année pour la filière photovoltaïque



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

La cible définie par les pouvoirs publics dans le cadre de la PPE est de 10,2 GW à fin 2018 et comprise entre 18,2 et 20,2 GW à fin 2023. Au vu du parc installé et du rythme de développement actuel, la cible PPE de 10,2 GW à fin 2018 ne devrait pas être atteinte.

En décembre 2017, l'Etat a annoncé l'augmentation du volume annuel des appels d'offres pour le porter à 2 450 MW, permettant d'envisager une dynamique nouvelle pour la filière.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

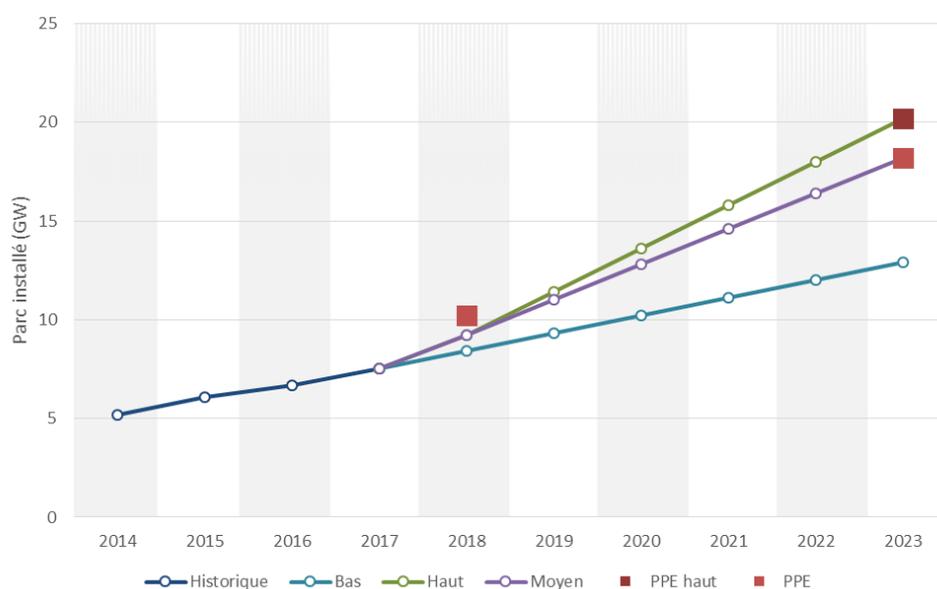
Le Bilan prévisionnel propose d'utiliser, dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018, les trois trajectoires définies l'an passé, en les réactualisant de la manière suivante sur le moyen terme :

- trajectoire basse : 12,9 GW fin 2023, soit un accroissement moyen de 0,9 GW par an ;
- trajectoire médiane (rythme PPE) : 18,2 GW fin 2023 soit un accroissement moyen de 1,8 GW par an ;
- une trajectoire haute (rythme PPE haut) : 20,2 GW fin 2023 soit un accroissement moyen de 2,2 GW par an.

La trajectoire médiane repose sur une inflexion effective par rapport aux rythmes de développement constatés ces dernières années.

Enfin, dans le cadre des discussions sur la préparation de la future PPE, des perspectives de développement du PV supérieure à la trajectoire haute du BP 2017 de RTE ont été présentées par plusieurs acteurs de la filière. Des analyses testant l'influence d'un accroissement des objectifs, sur la sécurité d'approvisionnement ou l'économie du système, sont donc envisageables.

Trajectoires de développement du parc photovoltaïque (vision au 31/12 de l'année)



Question 12

Partagez-vous les hypothèses retenues pour la filière photovoltaïque ? Doit-on envisager une trajectoire plus ambitieuse que la trajectoire rythme PPE haut proposée ?

2.1.5 Bioénergies

Une filière qui a sensiblement progressé ses dernières années, malgré un ralentissement en 2017

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).

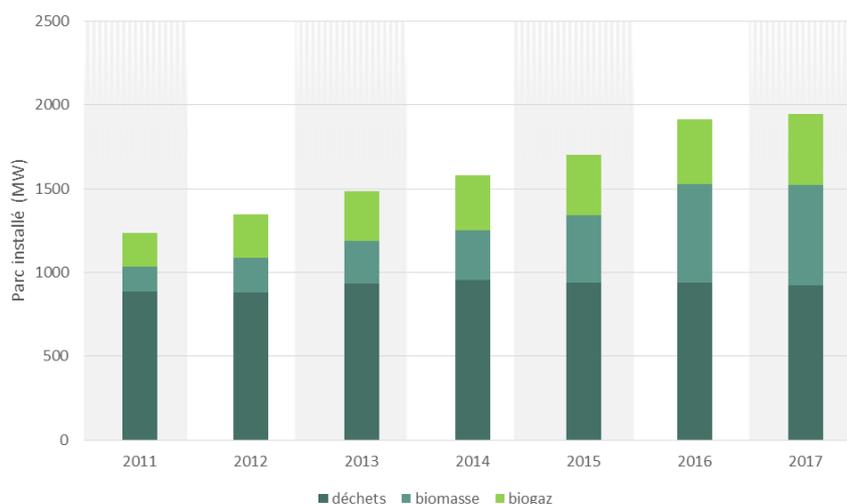
Cette filière représente au 31 décembre 2017 près de 2 GW de puissance installée :

- 900 MW pour l'incinération des déchets ménagers et de papeterie ;
- 600 MW pour la biomasse ;
- 400 MW pour le biogaz.

La filière bioénergies progresse sensiblement depuis 2011, avec une progression moyenne sur les cinq dernières années de 90 MW raccordés par an (hors prise en compte de la conversion de la centrale de Provence 4 à la biomasse pour 150 MW).

En 2017, la progression de la filière a été de 30 MW.

Parc installé de la filière bioénergies (vision au 31/12 de l'année)



Des objectifs pour les filières bois-énergie et le biogaz dans la PPE

La PPE considère que l'atteinte des objectifs nationaux 2030 pour la production d'électricité à partir de sources renouvelables requiert une accélération du développement de la filière biomasse. Au regard de la ressource en biomasse forestière en France, la production d'électricité à partir du bois est considérée dans la PPE comme présentant le potentiel de développement le plus élevé par rapport aux différentes filières composant la filière bioénergie.

Des rythmes de développement sont attendus pour la filière bois-énergie au sein de la filière biomasse, et pour la filière biogaz.

- pour la filière bois-énergie, les rythmes de développement attendus par la PPE sont de 50 à 100 MW par an,
- pour la filière biogaz, l'accroissement attendu est de 50 à 60 MW par an.

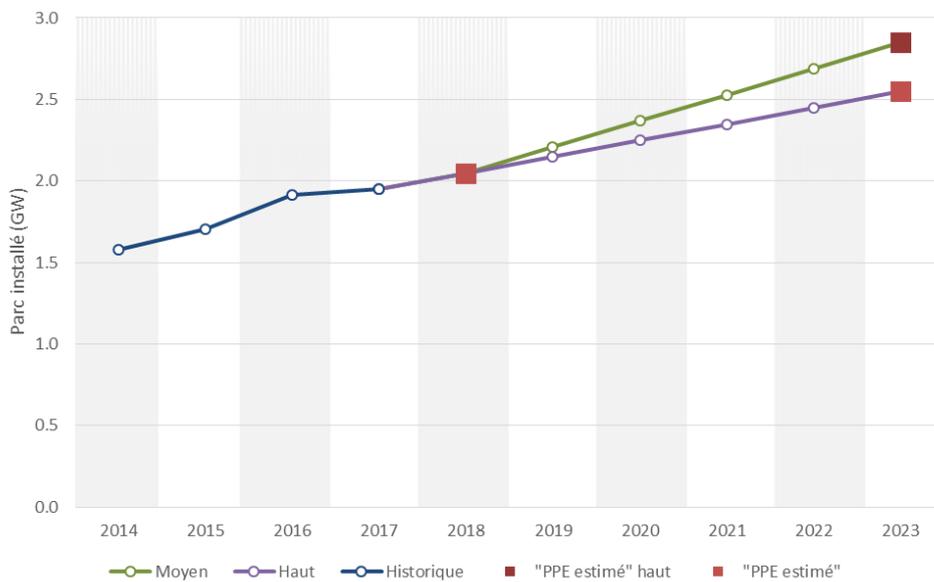
Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

La PPE n'établit pas explicitement des objectifs de puissance installée pour l'ensemble de la filière bioénergies au périmètre considéré par RTE. Des objectifs haut et bas (dits *PPE_estimé_haut* et *PPE_estimé_bas*) pour l'ensemble de la filière bioénergies sont donc estimés, en cohérence avec le parc installé fin 2017 et les rythmes de développement attendus pour différentes filières composant la filière bioénergies.

RTE propose de retenir deux trajectoires de développement de la filière bioénergies sur l'horizon de moyen terme :

- une trajectoire basse, basée sur une atteinte d'un objectif *PPE_estimé_bas* de 2,5 GW à fin 2023 associé à un accroissement de 100 MW par an (accroissement cohérent avec la progression tendancielle sur les cinq dernières années et les hypothèses moyen terme du Bilan prévisionnel 2017) ;
- une trajectoire haute, basée sur une atteinte d'un objectif *PPE_estimé_haut* de 2,9 GW à fin 2023 soit un accroissement de 160 MW par an.

Trajectoires de développement du parc bioénergies (vision au 31/12 de l'année)



L'hypothèse retenue dans le cas de base pour l'exercice de sécurité d'approvisionnement est la trajectoire basse. L'autre trajectoire sera utilisée comme variante.

Question 13

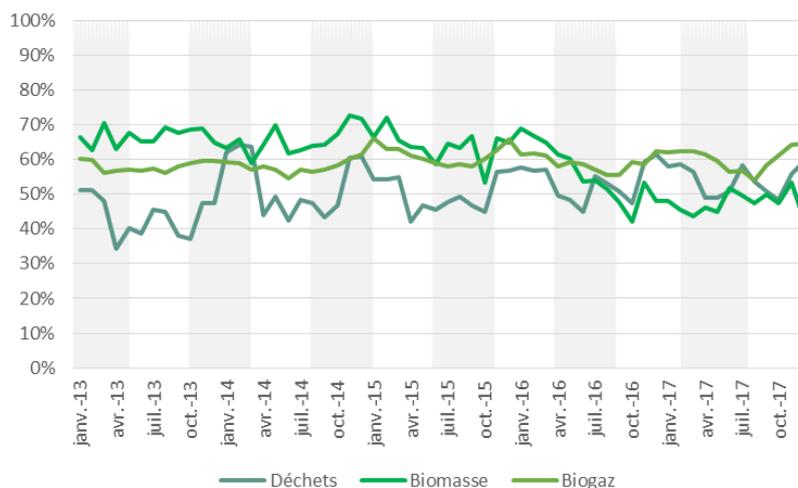
Partagez-vous ces hypothèses pour le développement de la filière bioénergies ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

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

En 2017, la production de la filière a été de 16,9 TWh soit un facteur de charge moyen de 53 %.

L'analyse de l'historique sur la période 2012-2017 montre que ce facteur de charge varie très peu au cours de l'année. Ainsi, la filière bioénergie permet de garantir aujourd'hui une production en base supérieure à 1 GW.

Facteurs de charge de la filière bioénergies



Les facteurs de charge de chacune des filières sont relativement stables sur l'année. On constate néanmoins une baisse du facteur de charge de la filière biomasse concomitant à la mise en service de la centrale de Provence 4 mi 2016.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

L'hypothèse proposée est de considérer un facteur de charge constant⁴ sur l'année pour chacune des filières calculé sur l'ensemble de l'historique depuis 2013. Ce facteur de charge est de :

- 50% pour la biomasse ;
- 49% pour le biogaz ;
- 42% pour les déchets.

Question 14

Partagez-vous ce point de vue sur la modélisation de la production et les facteurs de charge de la filière bioénergies ? Si non, quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

2.1.6 Energies marines

Une filière émergente regroupant diverses technologies

La filière énergies marines recouvre les unités de production électrique utilisant les courants, les marées ou les vents en mer en dehors de l'éolien en mer posé. Les projets en cours portent sur les technologies : éolien en mer flottant, hydrolien marin, houlomoteur.

Des appels d'offres pour lancer des expérimentations sur l'éolien flottant

En 2016, un appel à projets a été lancé par l'ADEME et a porté sur le développement de fermes éoliennes expérimentales basées sur la technologie de l'éolien flottant. Quatre projets de fermes pilotes d'une puissance de 24 MW ont été retenus. Les parcs sont localisés en Bretagne au large de Groix et de Gruissan pour les deux premiers et en Méditerranée au large de Faraman et Leucate pour les deux suivants. Le total des projets attribués est de 96 MW. Ces appels à projets ont vocation à encourager la filière et à identifier les pistes permettant de pérenniser son développement en France.

Le 22 octobre 2017, le ministre en charge de l'énergie a annoncé le lancement d'études de site et de vent, qui permettront d'initier de futurs appels d'offres commerciaux au large de la Bretagne et en Méditerranée. L'avancée des concertations a permis d'identifier des zones propices, sur lesquelles l'Etat engagera des débats publics au cours de l'année 2018.

Des projets pilotes sur les hydroliennes

L'expérimentation menée au large de Bréhat a pris fin en novembre 2017 avec le retrait des deux hydroliennes de 1 MW immergées depuis 2011 pour la première et depuis 2016 pour la seconde. Ces essais vont désormais bénéficier à la ferme expérimentale dans la baie de Fundy au Canada pour permettre in fine de valider la technologie qui sera utilisée au sein du projet du raz Blanchard au large de Cherbourg.

Le 4 avril 2017, l'Etat a donné son feu vert pour l'implantation de 7 turbines sur le site du raz Blanchard. Le parc devrait délivrer une puissance de 14 MW.

⁴ La PPE prévoit le développement de cogénérations pour les filières bois énergie, combustible solide de récupération et biogaz. A terme, le développement de ce mode de fonctionnement est susceptible de modifier le facteur de charge, en fonction des débouchés chaleurs (a priori plus importants l'hiver). Par prudence et en attente de retour d'expérience, cet effet n'est pas pris en compte sur le moyen terme.

Quelques prototypes houlomoteur en Europe

La production d'électricité à partir de l'énergie des vagues reste encore à l'état d'expérimentations. Parmi la dizaine de prototypes testés, aucune technologie n'émerge vers une industrialisation. Les espoirs d'exploiter l'important gisement existant sur les façades européennes restent fondés et reposent sur une baisse des coûts afin de rendre cette technologie compétitive.

Des objectifs publics limités pour la filière énergies marines sur l'horizon de moyen terme

La PPE a fixé un objectif d'installation de 0,1 GW d'ici fin 2023 pour les énergies marines (éolien flottant et hydrolien).

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

Une approche prudente est reconduite pour le Bilan prévisionnel 2018. 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 15

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

2.2 Parc nucléaire

Le Bilan prévisionnel 2017 a largement porté sur les scénarios possibles pour l'évolution du parc électronucléaire en France. L'analyse sur les cinq prochaines années (chapitre 4) a permis d'envisager les conséquences d'un maintien ou d'un arrêt des premiers réacteurs atteignant une durée d'exploitation de 40 ans, et d'examiner la sensibilité de la sécurité d'alimentation à des scénarios d'allongement des quatrièmes visites décennales. Les scénarios de long terme (chapitres 5 à 9) ont passé en revue différents principes de pilotage du parc nucléaire.

Dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018, un approfondissement du volet moyen terme est indispensable. Les éléments faisant l'objet de la consultation publique sur le parc nucléaire sont donc plus détaillés, et 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 ;
4. les hypothèses pour l'analyse du risque de défaillance en cas de défaut « générique », c'est-à-dire pouvant affecter sur une même période temporelle plusieurs réacteurs.

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 notamment les 2 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 cadre réglementaire fixe un objectif de réduction de la part du nucléaire dans le mix énergétique

La loi fixe différents objectifs en mode de politique énergétique, et notamment un objectif de diminution de la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50% d'ici à 2025. Elle limite également la capacité nucléaire à son niveau actuel. D'ici fin 2018, la nouvelle PPE en cours d'élaboration pourrait fixer des orientations sur la dynamique et les critères de déclassement des réacteurs.

Le compte-rendu du Conseil des Ministres du 7 novembre 2017 contient une communication sur la trajectoire d'évolution de l'énergie électrique sur les priorités à intégrer pour mettre en œuvre les objectifs et indique que la priorité en matière de déclassement doit être axée sur les centrales au charbon. En janvier 2018, les pouvoirs publics ont privilégié les scénarios *Ampère* et *Volt* du Bilan prévisionnel 2017 de RTE pour la suite des discussions. Si l'ambition de ces scénarios est de proposer des trajectoires de long terme d'évolution du parc nucléaire, leur éventuelle mise en œuvre oriente les choix à effectuer sur les tranches nucléaires dès l'horizon de moyen terme. Ainsi :

- le scénario *Ampère* conduit à une baisse progressive du parc nucléaire dès 2021, pour atteindre une puissance installée de 48,5 GW en 2030 puis une stabilisation jusqu'en 2035 ;
- le scénario *Volt* conduit à une réduction progressive du parc nucléaire à compter de 2025, pour atteindre 55 GW en 2035.

La prolongation d'une partie du parc au-delà de 40 ans de fonctionnement est conditionnée au passage d'une quatrième visite décennale

A compter de 2020, les premiers réacteurs nucléaires du parc actuel arrivent à l'échéance des 40 ans de fonctionnement ; onze réacteurs sont concernés d'ici 2023, soit 10 GW de capacité installée.

La prolongation éventuelle de ces réacteurs est conditionnée au passage de leur quatrième visite décennale. Ces réacteurs pourront ainsi voir leur durée de vie prolongée sous le contrôle de l'Autorité de sûreté nucléaire, ou seront arrêtés. L'ASN a prévu de rendre un avis générique sur le réexamen de sûreté des quatrièmes visites décennales ; cet avis est aujourd'hui annoncé pour 2020.

Calendrier des quatrièmes visites décennales des réacteurs « 900 MW » (date de remise du rapport de réexamen) - hors Fessenheim⁵

				Blayais 1 (décembre)
				Dampierre 2 (novembre)
		Bugey 4 (décembre)		Gravelines 1 (septembre)
		Tricastin 2 (novembre)	Bugey 5 (juin)	Gravelines 3 (avril)
Tricastin 1 (février)	Bugey 2 (avril)	Dampierre 1 (février)	Tricastin 3 (janvier)	
2020 915 MW	2021 2 705 MW	2022 4 480 MW	2023 1 825 MW	

Le calendrier de fermeture de Fessenheim se précise

Le producteur a annoncé comme date d'arrêt de Fessenheim le 31 décembre 2018 sur la plateforme de transparence européenne⁶.

Cette information n'est néanmoins à ce jour qu'indicative, et aucune annonce précise de calendrier de fermeture du site n'a été faite, ni par les pouvoirs publics, ni par l'exploitant.

Néanmoins, un Comité de pilotage sur l'avenir du territoire de Fessenheim a été mis en place et est présidé par le Secrétaire d'Etat auprès du Ministre d'Etat en charge de la Transition écologique et solidaire. Ce comité de pilotage s'est réuni deux fois au premier semestre 2018 et le Ministre a affirmé le caractère irréversible de fermeture de la centrale de Fessenheim.

Le calendrier de démarrage de l'EPR de Flamanville reste toujours incertain

L'exploitant a fourni par communiqué de presse le 9 octobre 2017 des éléments de calendrier pour la mise en service de l'EPR.

« L'EPR de Flamanville avance conformément au planning annoncé en septembre 2015. Les essais d'ensemble, qui permettent de vérifier et de tester le fonctionnement de tous les circuits de l'EPR, ont débuté au 1er trimestre 2017 et se poursuivront jusqu'au **chargement du combustible et au démarrage du réacteur à la fin du 4ème trimestre 2018**. Après avoir terminé les opérations dites de « chasse en cuve » au cours de l'été 2017, les équipes préparent désormais deux nouvelles phases, dans le cadre des essais d'ensemble :

- les essais dits « à froid » qui débiteront lors de la deuxième quinzaine de décembre 2017,
- les essais dit « à chaud » qui débiteront en juillet 2018. »

Ce calendrier reste néanmoins incertain. En effet, l'exploitant a indiqué, le 10 avril dernier et par communiqué de presse⁷ :

« A partir du 21 mars 2018, EDF a détecté des écarts de qualité dans la réalisation de soudures sur les tuyauteries du circuit secondaire principal de l'EPR de Flamanville. A l'issue de l'expertise en cours

⁵ Basé sur le dernier calendrier publié sur le site de l'ASN, mis à jour le 2 octobre 2017

<https://www.asn.fr/Controler/Reexamens-periodiques-et-poursuite-de-fonctionnement/Calendrier-des-reexamens-periodiques-des-centrales-nucleaires>

⁶ <https://transparency.entsoe.eu/>

⁷ <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiques-de-presse/edf-detecte-des-ecarts-de-qualite-sur-certaines-soudures-du-circuit-secondaire-principal-de-l-epr-de-flamanville-et-lance-des-contrôles-complémentaires>

et de la démarche d'instruction qui sera retenue par l'ASN, EDF sera en mesure de préciser si le projet nécessite un ajustement de son planning et de son coût. »

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

Compte tenu des éléments de contexte présentés et des incertitudes associées, les hypothèses d'évolution du parc installé suivantes sont proposées :

- un arrêt des réacteurs de Fessenheim au 31 décembre 2018, en cohérence avec les informations retranscrites dans la plateforme de transparence européenne ;
- le chargement du combustible et le démarrage du réacteur de l'EPR début janvier 2019, en cohérence avec le calendrier fourni par le producteur (*la disponibilité de l'EPR les premiers mois suite à cette phase de chargement du combustible et de démarrage est analysée au paragraphe 3*) ;
- à compter de 2020, trois trajectoires d'évolution du parc nucléaire sont considérées :
 - une trajectoire considérant le maintien de la capacité actuelle⁸ du parc sur l'horizon de moyen terme, conformément à la trajectoire adoptée par le scénario *Volt* du Bilan prévisionnel 2017 et aux annonces de l'exploitant ;
 - une trajectoire basée sur une réduction progressive de la capacité installée, avec la non-prolongation de cinq réacteurs du palier « 900 MW » entre 2021 et mi-2023 (soit une capacité installée de 58,5 GW en fin d'horizon). Cette trajectoire s'appuie sur le principe de substitution « en énergie » étudiée dans le scénario *Ampère* du Bilan prévisionnel 2017 : un réacteur nucléaire ne peut être fermé en année N que si la capacité installée en énergies renouvelables durant l'année N-1 permet de produire, en moyenne, autant d'électricité que ce même réacteur ;
 - une trajectoire basée sur une fermeture des réacteurs atteignant quarante années de fonctionnement, selon le principe introduit par le scénario *Watt* du Bilan prévisionnel 2017 et dans l'attente de l'avis générique de l'ASN et du résultat des premières visites décennales. Cette trajectoire implique l'arrêt de 11 réacteurs, soit une réduction de près de 10 GW de la capacité installée d'ici mi-2023.

Pour faire face aux incertitudes relatives au calendrier de mise en service de l'EPR, une analyse de sensibilité est proposée en considérant un décalage d'un an sur son planning de mise en service. Cette sensibilité permet d'évaluer les impacts sur la sécurité d'approvisionnement d'une situation cumulant l'absence des deux réacteurs de Fessenheim et de celui de l'EPR. Pour étudier cette sensibilité, un décalage d'un an est nécessaire pour prendre en compte l'impact sur un hiver.

Question 16

Avez-vous des observations à formuler sur l'hypothèse considérée concernant l'arrêt des réacteurs de Fessenheim ?

⁸ On considère ici que la capacité des deux réacteurs de Fessenheim est pratiquement compensée par la capacité de l'EPR. Néanmoins, la disponibilité de l'EPR les premiers mois suite à cette phase sera très vraisemblablement nettement inférieure à la disponibilité moyenne de deux réacteurs du palier 900 MW.

Question 17

Avez-vous des observations à formuler sur l'hypothèse considérée pour le démarrage de l'EPR de Flamanville ?

Question 18

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

2.2.2 Disponibilité du parc nucléaire

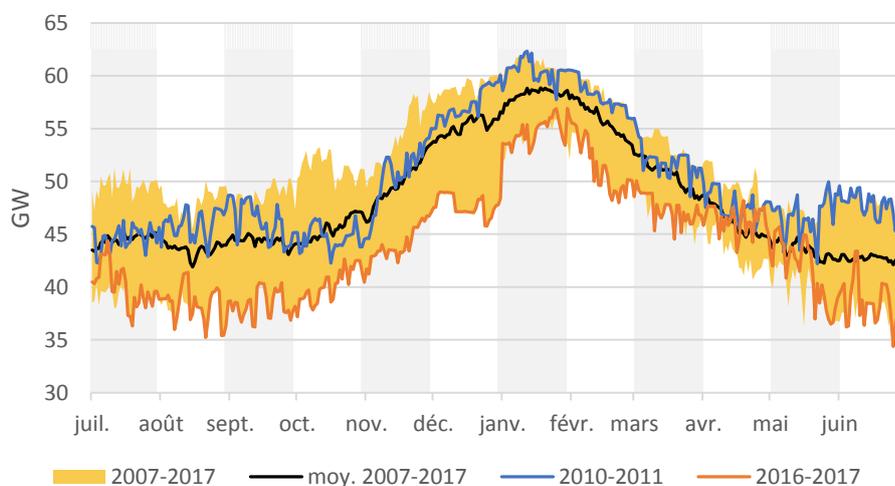
Une disponibilité du parc nucléaire maximale lors des mois d'hiver

La disponibilité du parc nucléaire dépend principalement de la durée des opérations de maintenance programmées par l'exploitant (rechargement en combustible, arrêt pour maintenance lourde, ...) mais également des indisponibilités fortuites (non prévues par le producteur).

L'analyse de la disponibilité historique sur les dix dernières années montre que les moyens mis en œuvre par l'exploitant permettent de maximiser la disponibilité du parc durant la période hivernale. En moyenne, celle-ci est de l'ordre de 90% entre décembre et février. Par ailleurs la disponibilité présente une variabilité plus réduite en hiver que le reste de l'année.

Pour autant, les derniers hivers (notamment 2016-2017 et 2017-2018) ont été caractérisés par une disponibilité en deçà de la moyenne historique.

Historique de la disponibilité journalière du parc nucléaire sur la période 2007-2017

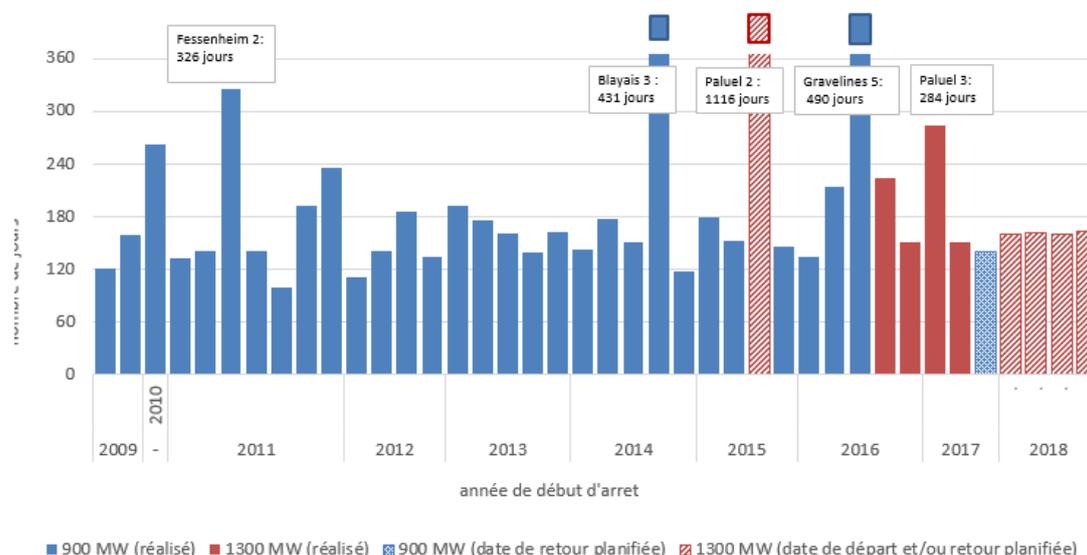


Certaines des dernières visites décennales ont conduit à des arrêts de tranche de longue durée

La durée des visites décennales est une hypothèse structurante pour la sécurité d'approvisionnement. Limitée à six mois, une visite décennale peut être réalisée en dehors de la période où le risque de défaillance survient le plus fréquemment, notamment janvier et février.

La durée moyenne des troisièmes visites décennales observées sur les dix dernières années est de l'ordre de six mois, avec néanmoins une forte variabilité. Certaines des dernières visites décennales ont ainsi conduit à des arrêts de tranches significativement supérieurs, avec des arrêts pouvant excéder un an dans certains cas.

Durée des troisièmes visites décennales réalisées depuis 2009



Un nombre important de réacteurs doivent passer leur quatrième visite décennale d'ici 2023

Onze réacteurs du palier 900 MW arrivent à l'échéance des 40 ans de fonctionnement d'ici 2023 (cf. calendrier des quatrièmes visites décennales des réacteurs « 900 MW » présenté précédemment). L'objectif affiché par l'exploitant pour les années à venir est néanmoins de maintenir le taux de disponibilité à un haut niveau, notamment en hiver, pour faire face aux pics de consommation⁹.

Les incertitudes relatives aux conditions techniques de ces quatrièmes visites décennales, le rallongement constaté des visites décennales de ces dernières années incite à analyser les conséquences d'un éventuel allongement de ces travaux.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

Afin de prendre en compte les incertitudes liées aux durées d'arrêts à venir, il est proposé d'examiner 3 variantes sur la disponibilité du nucléaire :

- une variante basée sur l'historique de disponibilité sur le temps long : dans la continuité des Bilans prévisionnels précédents, une modélisation de la disponibilité du parc nucléaire conforme à la disponibilité constatée ces dix dernières années, tant en espérance qu'en dispersion. Cette modélisation permet de prendre en compte la variabilité des dates d'arrêts, de leurs durées et également la variabilité des puissances maximales des groupes (fonction de la température et de contraintes d'exploitation). Elle permet ainsi de disposer aussi bien de chroniques de forte disponibilité du parc nucléaire que de chroniques représentatives d'années dont la disponibilité était dégradée telle que l'année 2009, ou plus récemment l'hiver 2016-2017 ;
- une variante spécifique « VD 4 longues » : comme dans le Bilan prévisionnel 2017, cette variante suppose un arrêt de tous les réacteurs concernés par leur quatrième visite décennale durant les douze mois précédents la date limite de remise du rapport de réexamen ;

⁹ <https://www.edf.fr/groupe-edf/producteur-industriel/nucleaire/atouts/expertise-nucleaire/exploitation>

- une variante portant sur des durées panachées pour les visites décennales pour analyser le risque lié à l' « effet d'apprentissage » et aux spécificités de chaque type de visite décennale (VD 2, 3 et 4 pour les différents paliers), conduisant à une moindre disponibilité par rapport à l'historique. Cette variante serait caractérisée (i) par un arrêt long pour les réacteurs dits « tête de série » et (ii) par des durées supérieures à l'historique pour certains réacteurs, mais ne s'étendant pas systématiquement jusqu'à douze mois.

Question 19

Considérez-vous adaptée la modélisation retenue pour la disponibilité du parc nucléaire ? Les variantes proposées vous semblent-elles pertinentes ? 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 les premiers mois après sa phase de chargement et de démarrage

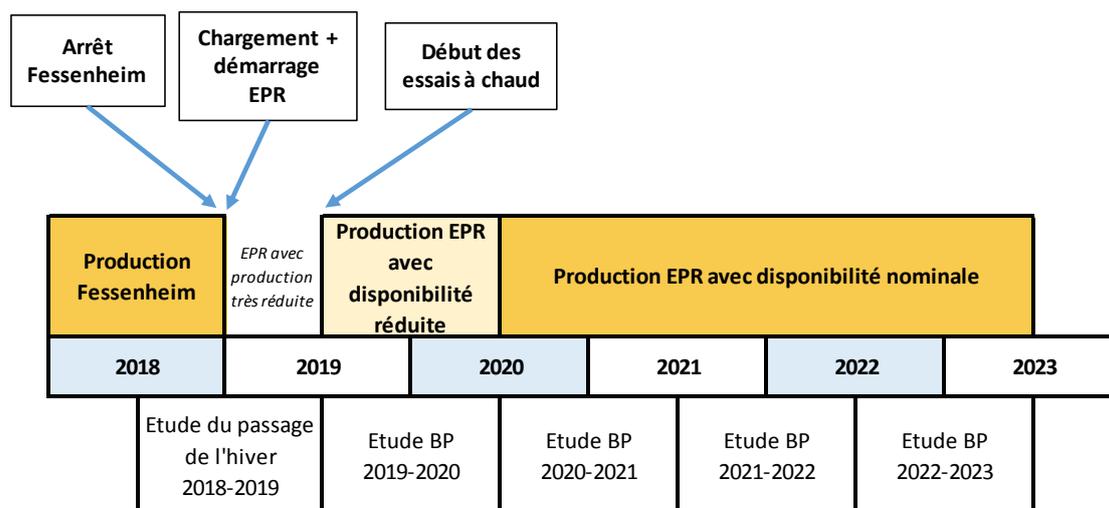
Des incertitudes demeurent sur le rythme de montée en puissance du réacteur et sur sa date de fonctionnement à pleine puissance, du fait du caractère « tête de série » de l'EPR.

Pour faire face à ces incertitudes et dans le cadre des analyses de risques menées dans le 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.

Dans la continuité des précédents Bilan prévisionnels, les hypothèses proposées pour la modélisation de la disponibilité de l'EPR sont les suivantes :

- dans la phase qui précède les essais à chaud, c'est à dire durant les six mois qui suivent le démarrage de l'EPR, la puissance produite est considérée très limitée, et n'est pas prise en compte dans l'exercice d'analyse de la sécurité d'approvisionnement ;
- pour la première année de fonctionnement après le début des essais à chaud, 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 ;
- les chroniques d'arrêts programmés sont extrapolées à partir des arrêts constatés sur les dix dernières années sur les réacteurs du palier « 1450 MW ».

Illustration des hypothèses de disponibilité pour l'EPR pour un démarrage à l'hiver 2019-2020



Question 20

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

2.2.4 Hypothèses pour une analyse du risque de défaillance en cas de défaut générique

Dans son rapport annuel 2016¹⁰, l'Autorité de sûreté nucléaire considère la nécessité, pour le système électrique français, de disposer de marges pour faire face à l'arrêt de plusieurs réacteurs imposé par la détection d'une anomalie générique. Le rapport de la mission CGE-CGEDD relatif à la sécurité d'approvisionnement¹¹ publié en février 2018 recommande quant à lui d'engager, sous la conduite de la DGEC, en liaison avec RTE et l'ASN, une étude de l'impact d'un incident générique affectant l'équilibre entre offre et demande d'électricité.

En cohérence, RTE propose d'étudier dans le cadre du Bilan prévisionnel 2018, les conséquences d'un défaut générique pouvant affecter l'équilibre entre l'offre et la demande, tel que l'indisponibilité simultanée d'un certain nombre de réacteurs nucléaires.

Un défaut générique est par nature difficile à probabiliser et donc difficile à intégrer dans un critère exprimé en durée de défaillance avec une espérance mathématique. Aussi, pour évaluer l'impact d'un éventuel défaut générique, RTE propose de tester la robustesse du système en considérant indisponible l'ensemble des réacteurs d'un même « palier » technique.

Répartition des 57 réacteurs du parc nucléaire (hors Fessenheim) par palier technique

Palier	Puissance	Nombre de réacteurs
CPO		4
CP1	900 MW	18
CP2		10
P4	1 300 MW	8
P'4		12

¹⁰ <https://www.asn.fr/Informer/Publications/Rapports-de-l-ASN/La-surete-nucleaire-et-la-radioprotection-en-France-en-2016>

¹¹ http://www.cgedd.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/011108-01_rapport_cle2fda86.pdf

N4	1 450 MW	4
EPR	1 650 MW	1

Question 21

Une approche consistant à évaluer les conséquences d'un défaut générique sur l'ensemble des réacteurs d'un même « palier » technique vous semble-t-elle pertinente ? Si oui, que proposez-vous comme priorité pour cette étude (palier à examiner, méthode, etc.) ?

2.3 Parc thermique à flamme

2.3.1 Charbon

Un parc qui se contracte depuis plusieurs années

Dans un contexte de lutte contre les gaz à effet de serre et de réduction des émissions de CO₂, le parc thermique classique a été largement réduit depuis le début des années 2000.

Le parc charbon français, dont la puissance installée était encore de 6,9 GW en 2013, a fait l'objet d'une première rationalisation au cours des dernières années. Il se limite aujourd'hui à cinq unités de 600 MW (dont trois ont fait l'objet d'investissements pour porter leur durée de vie jusqu'à 2035), réparties sur trois sites. Il n'existe pas de nouveau projet en cours de développement.

Un objectif de déclassement du parc charbon à moyen terme précisé par les pouvoirs publics

La Programmation pluriannuelle de l'énergie adoptée en 2016, actuellement en vigueur, a posé un premier jalon concernant la filière charbon, en interdisant la construction de toute nouvelle installation dépourvue de système de captage, stockage ou valorisation du CO₂. Elle prévoit également, dans le document de synthèse, de se préparer à un arrêt de la production d'électricité à partir de charbon à l'horizon 2023.

Le Plan climat rendu public en juillet 2017 a défini de nouvelles lignes directrices sur la politique climatique de la France. La sortie du charbon y figure en bonne place, et est assortie d'une échéance précise (d'ici à 2022). Ces annonces ont par la suite été confirmées lors du conseil des ministres du 7 novembre 2017.

Une reconversion de certains sites évoqués

Le Plan climat évoque également une possible évolution des centrales au charbon vers des solutions moins carbonées. Notamment, la reconversion de certaines unités charbon vers la biomasse pourrait voir le jour.

Une ancienne centrale au charbon (Provence 4) a déjà été convertie à la biomasse entraînant une baisse de sa puissance de 250 MW à environ 150 MW. Un projet de reconversion des centrales au charbon de Cordemais et du Havre est en cours d'étude¹², une expérimentation est menée sur le site de Cordemais (projet Ecocombust), pour une décision annoncée par l'exploitant avant fin 2018.

¹² https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/producteur-industriel/carte-des-implantations/minisite-cordemais/1_Presentation/edf_up_cordemais_-_dossier_de_presse.pdf

Pas de fermetures annoncées par les exploitants

En date du 20 avril 2018, les exploitants de centrales au charbon n'ont pas communiqué de date de déclassement pour leurs centrales sur la plateforme européenne de transparence¹³.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

L'étude du Bilan prévisionnel consistera à prévoir différents calendriers de fermeture, dans le respect d'une fermeture des centrales concernées d'ici l'été 2022. Les calendriers précis pourront être affinés sur la base des réponses des producteurs concernés.

Question 22

Etes-vous d'accord avec le principe proposé pour l'élaboration des trajectoires de fermeture des centrales au charbon existante ? Le cas échéant, quelle(s) autre(s) trajectoire(s) de fermeture de ces centrales au charbon proposez-vous d'étudier ?

Question 23

Estimez-vous que tout ou partie des unités actuelles fonctionnant au charbon pourraient faire l'objet d'une reconversion vers la biomasse ? Le cas échéant, combien de tranches pourraient être concernées, et à quelle échéance ? Selon quelles modalités de fonctionnement (proportion de biomasse, puissances maximales, nombres d'heures de fonctionnement autorisées, ...) ?

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 ont été mis en service en France dans les années 2000. Cette technologie bénéficie d'un rendement énergétique élevé et son impact environnemental est moindre que celui d'une centrale thermique classique (à vapeur), avec un taux d'émission de CO₂ réduit de moitié.

Les perspectives de prix du gaz durablement bas 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 2017, le parc français représente une capacité installée de 6,2 GW et compte 14 installations.

Un unique projet de cycle combiné au gaz en cours

Le CCG de Landivisiau est le seul projet envisagé à moyen terme. Ce projet de 422 MW a été retenu à l'issue de l'appel d'offres mené en 2011 par les pouvoirs publics dans le cadre de la sécurisation de l'alimentation électrique en Bretagne.

Initialement prévu pour être mis en service en 2016, le projet de CCG a connu d'importants retards :

- d'une part du fait de l'enquête pour aide d'état lancée en novembre 2015 par la Commission européenne, et qui a gelé l'avancement du projet jusqu'à l'approbation du dispositif d'appel d'offre en mai 2017 ;
- d'autre part du fait des différents recours déposés par les opposants locaux au projet.

¹³ <https://transparency.entsoe.eu/>. Le règlement européen prévoit notamment l'obligation de publication des arrêts planifiés et non planifiés des unités de production de puissance nominale supérieure à 100 MW jusqu'à 3 ans à l'avance.

Les dernières annonces font état d'une mise en service du CCG en décembre 2021.

Des trajectoires d'évolution de l'énergie électrique qui n'intègrent pas de nouveaux moyens thermiques en dehors du CCG de Landivisiau

En dehors du soutien au projet de CCG de Landivisiau, la Programmation pluriannuelle de l'énergie ne mentionne pas de cible d'investissement sur cette filière.

Le conseil des ministres du 7 novembre 2017¹⁴ a annoncé que désormais « l'évolution de notre système électrique ne devra nécessiter aucun nouveau projet de centrale thermique à combustibles fossiles ».

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

En dehors de la mise en service du CCG de Landivisiau, le Bilan prévisionnel retient comme hypothèse l'absence de nouveau CCG à moyen terme. Au vu des incertitudes reposant sur le planning du projet de CCG de Landivisiau, le Bilan prévisionnel considère deux trajectoires :

- une trajectoire cohérente avec les déclarations les plus récentes du porteur de projet avec une mise en service au 1^{er} décembre 2021 ;
- une trajectoire prudente, qui retient une mise en service du CCG courant 2022 pour être opérationnel avant l'hiver 2022-2023.

Question 24

Etes-vous d'accord avec les trajectoires proposées ? Si non, quelles alternatives proposez-vous ?

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. Ces centrales sont conçues pour fonctionner entre quelques dizaines et quelques centaines d'heures par an.

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 quatre unités les plus anciennes situées en Bretagne auront atteint quarante années de fonctionnement mi 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 2018

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

Une analyse de sensibilité portant sur la contribution des turbines à combustion pourrait néanmoins être réalisée en complément, de manière à rendre compte des potentielles incertitudes pour leurs exploitants.

¹⁴ <http://www.gouvernement.fr/conseil-des-ministres/2017-11-07/trajectoire-d-evolution-de-l-energie-electrique>

Question 25

Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ? Un déclassement d'une partie des turbines à combustion doit-il être envisagé d'ici 2023 ?

2.3.4 Cogénérations au gaz et au fioul

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

Au 31 décembre 2017, la capacité du parc installé est de 5,1 GW (4,6 GW de cogénérations au gaz, et 0,5 GW de cogénérations au fioul). Les unités sont réparties pour moitié sur le réseau de transport distribution et pour moitié sur les réseaux de distribution.

Les cogénérations au gaz sont constituées d'unités sous contrat d'obligation d'achat¹⁵ et d'unités dont la production électrique est valorisée sur le marché de gros.

Aucun objectif quantitatif de développement de nouvelles capacités n'est fixé pour la filière par les pouvoirs publics

Le volet offre de la PPE¹⁶ ne prévoit pas de mécanisme de soutien fort pour la filière de cogénérations au gaz, et aucun objectif chiffré de développement n'est défini. La filière de cogénérations au fioul n'est quant à elle pas mentionnée dans la PPE.

Des trajectoires d'évolution du parc qui restent incertaines

Le parc de cogénérations au gaz s'est sensiblement développé en 2017 avec une augmentation de 200 MW des capacités installées en contrat d'obligation d'achat.

Le parc de cogénérations au fioul est quant à lui resté stable, mais dans un contexte de lutte contre les gaz à effet de serre, ce parc devrait à terme se contracter.

Un parc qui contribue à l'équilibre du système électrique depuis plusieurs années

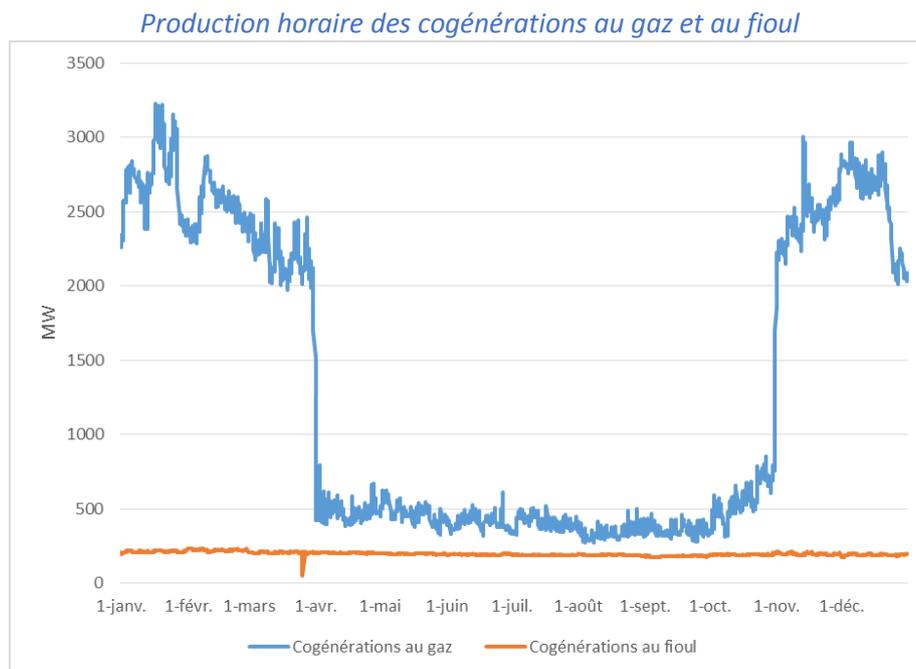
La production des centrales à cogénérations au gaz et au fioul a été en 2017 de 13,1 TWh. Le volume annuel de production est relativement stable sur les 5 dernières années.

L'historique de production présenté ci-dessous laisse apparaître différents modes de fonctionnement :

- pour les cogénérations au fioul, une production « en bande » annuelle de l'ordre de 200 MW ;
- pour les cogénérations au gaz, une production saisonnalisée comprise entre 300 et 700 MW en été et entre 1700 et 3200 MW en hiver. Cette production regroupe des unités fonctionnant en bande toute l'année (production de l'ordre de 300 MW), des unités sous obligation d'achat fonctionnant essentiellement sur la période hivernale de novembre à mars et des unités vendant leur énergie sur les marchés.

¹⁵ http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/prod/OA_prevision_production.jsp?typeObjet=capaciteOA

¹⁶ <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/sites/default/files/Volet%20Offre.pdf>



Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

RTE propose de retenir pour les parcs de cogénérations au gaz et au fioul différentes variantes sur l'horizon de moyen terme (stabilité ou érosion) et un profil de production cohérent avec le profil historique observé.

RTE souhaite recueillir l'avis des parties prenantes sur les variantes à considérer pour les parcs de cogénérations au gaz et au fioul.

Question 26

Partagez-vous le panorama présenté pour le parc de cogénérations ?

Selon vous, quelles évolutions respectives des parcs de cogénérations au gaz et au fioul doivent être considérées ? Une réduction du volume de cogénérations doit-elle être envisagée sur l'horizon d'étude ?

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 au fioul (groupes diesel) pour plus de 80% ou encore au gaz.

Au 31 décembre 2017, ce parc représente une puissance installée de l'ordre de 1,8 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

Une partie de ces moyens de production contribue à l'équilibre du système électrique, notamment via des mécanismes de marché.

Ainsi, la puissance produite a atteint en 2017 un maximum de 150 MW pour les unités au gaz et 350 MW pour les unités au fioul.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

Dans une approche prudente, le Bilan prévisionnel propose de considérer pour ces filières des capacités offertes sur les marchés correspondant aux puissances maximales produites en 2017. Différentes variantes sont envisageables, et seront précisées en fonction des attentes des parties prenantes.

Question 27

Partagez-vous cette présentation ? Une érosion du parc sur l'horizon de 5 ans doit-elle être envisagée ? Quelle(s) alternative(s) proposez-vous ?

2.4 Effacements

Les effacements de consommation : une filière en construction

Du fait de la structure de la consommation française, la mobilisation d'un potentiel d'effacement permet de réduire significativement le risque de défaillance. En effet, par leur nature, les effacements « ciblent » les périodes de tension du système, et peuvent ainsi contribuer de manière efficace à la sécurité d'approvisionnement, au même titre que tout moyen de pointe.

Depuis le creux atteint en 2012, la capacité a augmenté pour atteindre 2,5 GW en 2017, puis sa valeur actuelle de 2,7 GW.

Depuis 2010, un travail considérable a été réalisé en France pour ouvrir les différents marchés aux effacements de consommation. Cette politique a consisté en la mise en œuvre d'un cadre technique pour rendre possible l'agrégation de sites de caractéristiques hétérogènes d'une part, ainsi que de réglementations permettant l'activité d'opérateurs d'effacement indépendants des fournisseurs d'autre part. Les effacements de consommation peuvent aujourd'hui être valorisés par les fournisseurs dans le cadre de leur gestion de portefeuille, mais également être rémunérés directement sur les marchés, entièrement ouverts (mécanisme d'ajustement, marché de gros via le dispositif NEBEF, réserves rapide et complémentaire, services système). Enfin, un dispositif dédié (appel d'offres effacements) a été mobilisé pour contribuer au développement de la filière.

La loi de 2015 a modifié le cadre de référence en organisant un pilotage public de la pénétration des effacements dans le mix. La PPE prévoit un objectif de développement des capacités d'effacement électrique, tous types confondus, de 6 GW en 2023.

Des incertitudes réglementaires, liées à la modification du régime de soutien des effacements dans le cadre des dispositions de la loi de transition énergétique et à la validation de ce nouveau cadre par la Commission européenne au titre du contrôle des aides d'État, ont joué sur la visibilité des acteurs de la filière.

Les discussions poussées entre les autorités françaises et la Commission européenne au cours de l'année 2017 ont néanmoins permis de garantir la sécurité juridique de l'appel d'offres effacement en obtenant sa validation par la Commission européenne (décision du 7 février 2018). Un échéancier précis des volumes d'effacement à constituer par appel d'offres entre 2018 à 2023 a été diffusé auprès des parties prenantes, et RTE a d'ores et déjà lancé deux appels d'offres pour constituer ces volumes pour les années 2018 et 2019.

Des gains en maturité et en fiabilité permettraient de lancer véritablement le développement de cette filière, dont le potentiel a été bien identifié

La place effective des effacements dans le mix sera d'autant plus forte que leur fiabilité pourra être garantie, dans la mesure où les effacements se trouvent en concurrence avec des moyens de production pour contribuer à la réduction du risque de défaillance.

Un historique désormais détaillé existe en France sur cette question : si les effacements contractualisés par RTE ont initialement présenté des performances satisfaisantes (notamment pour la réserve rapide ou les services système), des défaillances répétées pour plusieurs opérateurs d'effacement ont été observées en 2016, conduisant à des taux de disponibilité effective non satisfaisants au regard des attentes et exigences du système électrique. Suite à ce constat, un « paquet fiabilité » a été proposé puis mis en œuvre par RTE dans le cadre de l'appel d'offres pour 2017.

Un point d'étape est prévu mi-2018 sur la question de la fiabilité des effacements.

Des capacités certifiées sur le mécanisme de capacités pour l'année 2018

La capacité actuelle d'effacement de 2,7 GW correspond au volume déclaré sur le mécanisme de capacité pour l'année 2018¹⁷ : 2 GW de capacités certifiées dans le registre des capacités certifiées et 0,7 GW de capacités déclarées dans le registre des mesures visant à maîtriser la consommation.

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 20h¹⁸.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

La France est à ce jour le seul pays de l'Union européenne à procéder à un pilotage public du volume d'effacement de consommation dans le cadre d'une politique de diversification de son mix électrique (hors dispositif d'urgence de type interruptibilité). La filière effacements est récente et en cours de structuration, et il apparaît nécessaire de rendre compte des perspectives en retenant un ensemble de trajectoires contrastés. Il est proposé de retenir trois trajectoires d'évolution de la filière effacements :

- une trajectoire basse considérant un volume d'effacements stable, de 2,7 GW pour la capacité certifiée ainsi que les effacements indissociables de la fourniture, sur tout l'horizon ;
- une trajectoire haute consistant à augmenter le rythme de développement des effacements en cohérence avec la cible de 6 GW en fin d'horizon et sa traduction dans les volumes à constituer lors des appels d'offres spécifiques 2018-2023 ;
- une trajectoire médiane prévoyant une augmentation sensible du volume d'effacement constitué par appel d'offres, mais intégrant un taux d'abattement du fait des contraintes de stock et des effets d'apprentissage.

Ces trajectoires intégreront également les résultats de l'analyse de la fiabilité en cours de finalisation par RTE au titre des suites du « paquet fiabilité » de 2016.

¹⁷ http://clients.rte-france.com/lang/fr/visiteurs/vie/meca_capa/meca_capa.jsp

¹⁸ Les plages horaires des périodes de pointe PP1 et PP2 sont [7h00 ; 15h00[et [18h00 ; 20h00[.

Question 28

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, notamment pour la trajectoire médiane ?

2.5 Stockage

Le stockage d'électricité est déjà présent de manière significative dans le système électrique français à travers le stockage gravitaire hydraulique. Différentes technologies de stockage sont amenées à émerger dans les années à venir et permettront de modifier le paysage énergétique. Ces nouvelles formes de flexibilité permettront de rendre des services au système électrique en évitant la construction de nouveaux moyens de production et en réduisant la sollicitation des capacités de production les plus onéreuses lors des pointes de consommation.

2.5.1 Stations de transfert d'énergie par pompage

La capacité actuelle de pompage des STEP est de 4,2 GW, mais le développement de ce parc semble limité par la raréfaction des nouveaux sites à équiper.

L'objectif affiché dans le PPE est néanmoins d'engager d'ici à 2023 des projets de stockage sous forme de stations de transfert d'électricité par pompage, en vue d'un développement de 1 à 2 GW de capacités entre 2025 et 2030.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

Sur l'horizon moyen terme, la capacité de pompage de STEP est supposée stable.

Question 29

Etes-vous d'accord avec cette hypothèse ?

2.5.2 Batteries

Hormis dans le cadre de démonstrateurs, il n'existe pas de batterie connectée au réseau. Cette forme de stockage est toutefois amenée à se développer.

Une progression de la performance et des coûts des batteries

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 spectaculaire des performances des batteries et de la baisse de leurs coûts de production.

Différentes technologies émergentes

Plusieurs formes de déploiement des batteries peuvent être envisagées :

- les batteries diffuses connectées chez les consommateurs, notamment dans le cadre de projet d'autoconsommation individuelle ou collective – ce point a notamment fait l'objet d'un développement spécifique dans le Bilan prévisionnel pour ce qui concerne l'autoconsommation dans le secteur résidentiel (chapitre 10) ;
- les batteries de capacité plus importante raccordées au réseau public ou sur les sites de production ;

- l'utilisation des batteries des véhicules électriques pour la fourniture de services au système électrique – ce point fait l'objet d'un prolongement spécifique annoncé lors de la Commission perspective système et réseau du 13 avril 2018, avec la création d'un GT dédié.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

Les acteurs de marché révèlent actuellement un intérêt marqué pour l'installation de batteries, en particulier pour fournir des services système pour le réglage primaire de la fréquence. Plusieurs dizaines de mégawatts pourraient apparaître sur l'horizon considéré, mais toutefois sans certitude absolue. Par ailleurs, le développement du parc de véhicules électriques dans les cinq prochaines années ne permet pas d'envisager un volume suffisant pour contribuer à la sécurité d'approvisionnement.

En conséquence, compte tenu du volume de l'ensemble des batteries actuellement estimé sur l'horizon de moyen terme et de l'utilisation prévue (réglage primaire de fréquence), elles ne devraient pas participer de façon significative à la sécurité d'approvisionnement d'ici 2023.

Question 30

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 Power to gas

Le *power to gas*, une solution flexible en devenir

Le *power to gas* constitue une forme de stockage émergente. Il s'agit d'un procédé de conversion d'électricité en gaz, il permet ainsi de stocker la production d'électricité excédentaire sous forme de gaz. Deux options peuvent être retenues :

- la conversion en hydrogène directement injectable dans le réseau gaz avec toutefois une limite sur le volume injectable ;
- la méthanisation, procédé plus coûteux mais complètement miscible avec le gaz et permettant de capter le CO₂.

Des objectifs publics limités à moyen terme

La PPE ne fixe aucun objectif de mise en service moyen de production industriel mais uniquement un objectif de lancement de démonstrateur d'ici 2023.

Des démonstrateurs apparaissent

Le projet Jupiter 1000 marque l'intérêt suscité par cette technologie. Il s'agit d'un projet innovant de démonstrateur industriel de la technologie *power to gas*. Localisée à Fos-sur-Mer, la plateforme ambitionne de mettre en œuvre une installation de production d'hydrogène de 1 MWe en testant deux technologies différentes. La mise en service est prévue courant 2018 et les premiers résultats seront analysés en 2019. Les conclusions de ce démonstrateur seront éclairantes pour le développement industriel de la technologie.

Deux autres démonstrateurs font également l'objet d'expérimentations en France : le premier Myrte a été déployé en Corse en 2012 et le second GRHYD près de Dunkerque en 2018.

Le *power to gas* à la recherche d'un espace économique porteur

L'enjeu majeur autour de ces expérimentations est de déterminer un modèle économique. Le développement de la filière est donc lié à la mise en place d'un écosystème viable, notamment à

travers la mise en place d'un cadre réglementaire adapté sur la production et le stockage d'hydrogène, ou encore d'un contexte propice à une coopération forte entre électriciens et gaziers.

Hypothèses proposées pour le Bilan prévisionnel 2018

RTE ne retient aucune mise en service industrielle pour la technologie *power to gas* d'ici 2023.

Question 31

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

3 Hypothèses européennes de moyen terme

3.1 Une modélisation du système électrique interconnecté

Comme l'ont établi les précédentes éditions du Bilan prévisionnel, l'analyse de sécurité d'approvisionnement de la France n'a de sens qu'en prenant en compte les échanges avec les pays voisins.

Pour mener cette analyse, le Bilan prévisionnel repose sur une modélisation du mix énergétique et de la consommation dans onze pays de l'ouest de l'Europe (en plus de la France)¹⁹.

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 tester la robustesse du diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France.

3.2 Des hypothèses européennes qui reposent avant tout 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 une analyse de la sécurité d'approvisionnement au périmètre paneuropéen. Cette étude est réalisée chaque année. De nombreuses évolutions ont été apportées par les gestionnaires de transport européens, qui disposaient initialement d'expériences très hétérogènes en matière d'études d'adéquation, pour améliorer la qualité de cette étude.

En novembre 2017, la seconde étude MAF a été publiée présentant une évaluation des risques sur l'équilibre offre-demande des pays membres de l'ENTSO-E pour les horizons 2020 et 2025. La prochaine édition sera publiée à l'automne 2018, l'analyse portera de nouveau sur les années 2020 et 2025.

Pour cet exercice chaque gestionnaire de réseau fournit les informations relatives à l'évolution de la consommation et du mix de production de son pays à moyen terme.

Le Penta Lateral Energy Forum publie un exercice d'adéquation bi annuel

Le PLEF est une initiative lancée en 2005 par les ministres de l'énergie du Benelux, de l'Allemagne et la France, rejoints en 2011 par l'Autriche et la Suisse. Cette structure de coopération rassemble les autorités nationales, les régulateurs, les gestionnaires de réseau et les acteurs de marché des pays membres participant à ses travaux. Elle a mis à son programme de travail la réalisation d'une analyse conjointe de la sécurité d'approvisionnement à une maille régionale (au sens supranationale et à un périmètre restreint par rapport à une étude paneuropéenne). Après une première publication en 2015, une nouvelle étude a été publiée au début de l'année 2018. Cette étude a été réalisée par les gestionnaires de réseau des pays concernés.

¹⁹ Espagne, Portugal, Royaume-Uni, Irlande, Belgique, Pays-Bas, Luxembourg, Allemagne, Suisse, Autriche et Italie

Des exercices nationaux réalisés par différents pays

A l'image du Bilan prévisionnel de RTE, plusieurs pays en Europe construisent leur propre étude d'adéquation. On ainsi peut citer :

- l'exercice publié par les gestionnaires de réseau allemands²⁰ ;
- l'exercice publié par le gestionnaire de réseau britannique National Grid, le FES²¹ ;
- l'exercice publié par le gestionnaire de réseau belge, Elia (exercice qui repose sur les mêmes méthodologies et le même outil que ceux de RTE)²².

Les hypothèses européennes du Bilan prévisionnel reposent avant tout sur celles du MAF

Parmi l'ensemble des hypothèses existant dans ces différentes études, les données du MAF sont utilisées en priorité pour décrire l'évolution du mix énergétique et de la consommation des pays voisins.

Cette source est privilégiée car le MAF est une étude de référence pour la Commission européenne, et de manière opérationnelle, est la seule étude qui permet de disposer de données constituées de manière cohérente pour chacun des pays.

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

- La collecte des données du MAF ne concerne que les années 2020 et 2025. Des compléments sont nécessaires pour l'étude d'adéquation du Bilan prévisionnel qui couvre chacune des années sur un horizon de 5 ans. Ces informations complémentaires pourront être issues des autres études (PLEF, exercices nationaux), ou de base de données privées de type PLATTS.
- La collecte des données du MAF est réalisée à l'automne de l'année qui précède sa publication, la dernière collecte date aujourd'hui de plus de six mois. Des éléments d'actualité ont ainsi pu modifier de manière significative une partie de ces hypothèses, et nécessiter leur mise à jour.
- 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 32

Pensez-vous que les sources de données utilisées soient les plus pertinentes ? Avez-vous d'autres sources de données à proposer ?

3.3 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

Les hypothèses retenues pour les pays voisins dans le cadre des exercices européens constituent *a priori* les données de références pour l'analyse du Bilan prévisionnel, et sont publiques. Néanmoins compte tenu de l'horizon d'étude, une partie de ces hypothèses fait l'objet de réévaluation fréquente, et il peut être nécessaire réaliser des analyses de sensibilité s'en écartant pour prendre en compte l'ensemble des paramètres pertinents.

²⁰ <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/netzentwicklungsplaene/netzentwicklungsplaene-2030-2017>

²¹ <http://fes.nationalgrid.com/fes-document/fes-2017/>

²² http://www.elia.be/~media/files/elia/publications-2/studies/160421_elia_adequacyreport_2017-2027_fr.pdf

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.

Les évolutions de mix énergétique qui semblent aujourd'hui les plus à même d'exercer une influence significative sur le diagnostic de sécurité d'approvisionnement concernant aujourd'hui le rythme de déclassement pour les moyens thermiques qui, en Europe, voient leur espace économique se restreindre dans un contexte de stagnation de la consommation et de développement des énergies renouvelables. Aussi, deux analyses de sensibilité sont proposées :

- une analyse sur la fermeture accélérée des parcs charbon, notamment en Allemagne et en Grande-Bretagne ;
- une sensibilité relative à la fermeture des parcs thermiques surcapacitaires, notamment des cycles combinés à gaz en Espagne et en Italie.

L'incertitude sur les hypothèses augmentant avec l'horizon d'étude, les sensibilités pourraient être étudiées en priorité sur le dernier hiver du Bilan prévisionnel (hiver 2022-2023).

Question 33

Pensez-vous que ces sensibilités apportent des éclairages utiles au diagnostic de sécurité d'approvisionnement de la France ? Avez-vous d'autres analyses de sensibilité à proposer ?