

PPE : APPLIQUER LA LOI DE TRANSITION ÉNERGÉTIQUE

Note – Greenpeace France, juillet 2016

Le texte de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publié par le ministère de l'Environnement et de l'Énergie le 1^{er} juillet 2016 ne respecte pas la loi de transition énergétique votée l'été dernier. En effet, le texte prévoit une réduction de 10 à 65 TWh de la production nucléaire en 2023 par rapport à 2015¹. Cela correspond à l'arrêt définitif de 2 à 12 réacteurs nucléaires à cette échéance, soit une part du nucléaire stable, comprise entre 65 et 75 % de la production d'électricité en 2023, loin de l'objectif de 50 % en 2025.

A travers les éléments d'analyse présentés dans cette note, Greenpeace propose au ministère de corriger les trois pages consacrées au nucléaire dans la PPE, d'ici au 13 juillet, date de la mise en consultation officielle du texte.

L'objectif de 50 % de nucléaire dans la production d'électricité en 2025 doit être traduit dans la PPE en nombre de réacteurs à fermer. Pour ce faire, **il faut identifier les besoins en production d'électricité en 2025**. Ils reposent sur deux facteurs : **l'évolution de la consommation domestique d'électricité et les exportations d'électricité**.

Dans cette note, Greenpeace applique *stricto sensu* le code de l'énergie, afin d'identifier les trajectoires de fermetures de réacteurs nucléaires qui en résultent.

1. État des lieux

La loi de transition énergétique, votée à l'été 2015, fixe pour objectif dans l'article 1^{er} de « *réduire la part du nucléaire dans la production d'électricité à 50 % à l'horizon 2025* ». Elle fixe également l'objectif faire passer la part des énergies renouvelables, d'ici à 2030, à 32 % de la consommation d'énergie et à 40 % de la production d'électricité. Au-delà de l'électricité, la loi impose une réduction de 20 % de la consommation d'énergie d'ici à 2030, moyen le plus efficace de réduire les émissions de gaz à effet de serre (GES) de 40 % en 2030, par rapport à 1990².

L'article L141-1 du code de l'énergie précise qu'afin d'atteindre les objectifs définis précédemment, la programmation pluriannuelle de l'énergie, fixée par décret, « **établit les priorités d'action des pouvoirs publics pour la gestion de l'ensemble des formes d'énergie sur le territoire métropolitain continental** ».

Pour ce qui est de la méthode, l'article L141-2 du même code précise que cette « *programmation pluriannuelle de l'énergie se fonde sur des scénarios de besoins énergétiques associés aux activités consommatrices d'énergie, reposant sur différentes hypothèses d'évolution de la démographie, de la situation économique, de la balance commerciale et d'efficacité énergétique* ». Prévue pour s'étaler sur deux périodes de cinq ans à partir du début de chaque mandat législatif, la première PPE française présentera ses trajectoires pour **2018 et 2023**.

¹ Page 41 du document http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/3b_-_Volet_PPE_Offre.pdf

² Article L104 du code de l'énergie

Dans cette optique, l'arrêté du 24 avril 2016 relatif au développement des énergies renouvelables en précise les objectifs à échéance 2018 et 2023³. C'est ce que la ministre de l'Énergie a présenté comme la « PPE renouvelables ». Une PPE sans plan de réduction du nucléaire, qui ressemble donc à s'y méprendre à un Grenelle de l'environnement *bis repetita*. En effet, l'absence de plan de réduction du nucléaire dans le Grenelle de l'environnement (2007-2012) a été fatal aux énergies renouvelables, plaçant la France à la 15^e place des pays européens ayant le plus développé les énergies renouvelables, loin derrière les autres grandes puissances économiques européennes⁴.

La ministre de l'Énergie a ensuite déclaré que la PPE présenterait « *une fourchette du nombre de réacteurs à fermer, en fonction de deux scénarios d'évolution de la consommation électrique* »⁵. Il est désormais plus que temps que la PPE soit publiée dans son intégralité sans plus de retard, la loi imposant une mise en consultation⁶ à la fin de l'année 2015.

Une version a été mise en ligne vendredi 1^{er} juillet à 21h par le ministère de l'Environnement et de l'Énergie.

Les trois erreurs du gouvernement dans la PPE du 1^{er} juillet 2016

Le 1^{er} juillet, le ministère de l'Environnement et de l'Énergie a mis en ligne trois documents concernant la production et la consommation d'énergie.

Sur les 300 pages publiées, seules 3 traitent des moyens engagés pour réduire la part du nucléaire à 50 % en 2025. Le texte prévoit une réduction de 10 à 65 TWh de la production nucléaire en 2023 par rapport à 2015⁷. Cela correspond à l'arrêt définitif de 2 à 12 réacteurs nucléaires à cette échéance.

Ce texte est pauvre en analyse :

- Il ne présente pas les données d'évolution de consommation d'électricité ;
- La surproduction nucléaire en 2023 y est exposée sans aucune justification ni lien avec les besoins énergétiques.

Au final, ces trois pages présentent des éléments incohérents entre eux, des analyses sans lien avec l'évolution des contextes économique et énergétique des cinq dernières années, et des recommandations qui ne permettent pas de tenir l'objectif de réduction de la part du nucléaire à 50 % d'ici à 2025.

³ Arrêté du 24 avril 2016 relatif aux objectifs de développement des énergies renouvelables : <http://bit.ly/2929Yyk>

⁴ Panorama de l'électricité renouvelable 2016, Syndicat des Energies Renouvelables

⁵ « Nucléaire : une « feuille de route » le 1^{er} juillet, mais pas de décision avant 2019 », *Le Monde*, 13 avril 2016 : <http://bit.ly/29nMSyX>

⁶ Sont concernés par cette consultation : le Conseil national de la transition écologique, le Conseil supérieur de l'énergie, le Comité d'experts créé par le projet de loi, l'Autorité environnementale (trois mois). Enfin, une consultation du public (durée minimale d'un mois) doit aussi être organisée.

⁷ Page 41 du document http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/3b_-_Volet_PPE_Offre.pdf

Erreur n°1 : En décidant d'arrêter seulement 2 à 12 réacteurs d'ici à 2023, ce sont 6 à 12 réacteurs qui verront leur durée d'exploitation dépasser 40 ans. **Le gouvernement considère ainsi qu'EDF pourra garantir un niveau de sûreté suffisant pour obtenir de l'Autorité de sûreté nucléaire l'autorisation d'exploiter au-delà de 40 ans ; un pari plus que risqué.**

En effet, EDF n'est pas en capacité technique de mener de tels travaux en respectant les normes de qualité et de sûreté : déjà aujourd'hui, 27 réacteurs sont concernés par les affaires d'anomalies et de potentielles falsifications. Par ailleurs, les difficultés à financer le projet Hinkley Point C montrent bien que les finances du groupe ne permettent pas d'investir les dizaines de milliards d'euros supplémentaires nécessaires au grand carénage.

L'hypothèse de la prolongation de l'essentiel du parc nucléaire au-delà de 40 ans est très imprudente de la part du ministère car elle n'est pas cohérente avec la capacité d'EDF à mener les travaux nécessaires et à les financer.

En 2015, les centrales nucléaires françaises produisaient 417 TWh. Pour 2023, le ministère de l'Énergie envisage une production nucléaire comprise entre 352 et 407 TWh, d'après les documents publiés le 1^{er} juillet.

Sans apporter de justification, le ministère considère dans ces documents que les perspectives de consommation domestique seront stables, à 475 TWh, à horizon 2023. Le ministère considère aussi que l'export sera stable à 65 TWh, conduisant à un besoin de production total de 540 TWh en 2023⁸.

Erreur n°2 : Dans le document, la part du nucléaire dans la production d'électricité se situera entre 65% et 75% en 2023, loin des 50% devant être atteints en 2025 selon la loi.

Le texte du gouvernement justifie ces chiffres par des besoins en électricité élevés. Pourtant, avec 150 à 167 TWh de renouvelable en 2023⁹ et 32 à 65 TWh d'énergie fossile¹⁰, le besoin en électricité nucléaire se situe entre 308 et 358 TWh pour satisfaire une production totale de 540 TWh.

Le gouvernement, qui n'a pas publié les hypothèses d'évolution de la consommation, des exports et de la production d'électricité pour justifier ses résultats, s'est trompé. **Le ministère ayant identifié une production nucléaire comprise entre 308 et 358 TWh (ce qui reste trop élevé), devrait conclure que c'est entre 59 et 109 TWh de nucléaire qu'il faudrait supprimer d'ici à 2023, soit 10 à 18 réacteurs.**

⁸ Page 5 du document http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/3b_-_Volet_PPE_Offre.pdf

⁹ Page 38 du document http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/3b_-_Volet_PPE_Offre.pdf

¹⁰ Page 35, entre 6 et 12% de fossile dans la production d'électricité, dans le document http://www.developpement-durable.gouv.fr/IMG/pdf/3b_-_Volet_PPE_Offre.pdf

Erreur n°3 : L'hypothèse du gouvernement est que la France continuera à exporter massivement son électricité en Europe, jusqu'à 65 TWh, le plus haut niveau d'export depuis 2002.

Pourtant, l'exportation ne rapporte pas beaucoup aux producteurs compte tenu des fortes baisses des prix du marché ces cinq dernières années. Par ailleurs, de plus en plus d'électricité est échangée en Europe, rendant ce commerce extrêmement concurrentiel. Enfin, et surtout, la quantité d'électricité exportée est un choix, et en aucun cas une résultante de la production d'électricité.

Le gouvernement doit choisir d'ajuster les volumes exportés afin de respecter les objectifs de part de production d'électricité renouvelable et nucléaire.

2. Evolutions des besoins de production d'électricité d'ici à 2025

Pour évaluer combien de réacteurs nucléaires ou de puissance nucléaire seront nécessaires en 2025 pour couvrir 50 % des besoins de production d'électricité, il faut avant tout évaluer quels seront ces besoins en 2025. La production d'électricité doit couvrir la consommation domestique d'électricité (la disponibilité brute pour être exact) et l'export. Greenpeace a donc étudié les potentielles évolutions de ces deux éléments d'ici à 2025.

A. Évolution de la consommation domestique d'électricité

Consommation de référence

La consommation domestique d'électricité regroupe l'ensemble des consommations des activités ayant lieu sur le territoire français. Ainsi, elle correspond au cumul des consommations des secteurs résidentiel, tertiaire, de l'industrie, de l'agriculture et des transports. À cela s'ajoute aussi l'ensemble des consommations ou pertes du système énergétique : les pertes d'électricité liées aux transports et à la distribution de l'électricité (ENEDIS¹¹ et RTE principalement), les dépenses énergétiques utilisées pour l'enrichissement de l'uranium, le retraitement, mais aussi pour le fonctionnement des raffineries, et enfin l'électricité utilisée pour le fonctionnement des réacteurs nucléaires (ou autoconsommation) ou le stockage dans les barrages hydroélectriques (pompage).

Depuis 2010, où le pic de consommation domestique d'électricité a été atteint, celle-ci a baissé, rompant avec plusieurs décennies de hausse continue. Cette évolution s'explique par des tendances de long terme (baisse continue de la croissance économique depuis 1950, stabilisation démographique,...), auxquelles s'ajoutent deux phénomènes plus récents : les effets de l'efficacité énergétique dans l'ensemble des secteurs et le changement de méthode d'enrichissement de l'uranium en 2011-2012, qui a permis d'épargner l'équivalent de production de trois réacteurs sur 58¹².

¹¹ Anciennement ERDF, ENEDIS est le gestionnaire du réseau de distribution de l'électricité, filiale à 100 % d'EDF

¹² En 2012, l'usine d'enrichissement par diffusion gazeuse de Tricastin, George Besse I, a été remplacée par une usine d'enrichissement par centrifugeuse, George Besse II. Si George Besse I consommait

Le dernier facteur influant sur la consommation est le climat. En harmonisant les données chaque année sur la base d'une année climatique moyenne, RTE identifie que depuis 2011 la consommation domestique française est stable, à près de 500 TWh¹³ (considérée par la suite comme la consommation d'électricité de référence). Les variations climatiques peuvent générer une hausse de quelques pourcents selon les années (les plus froides).

Principales dynamiques

Chaque année, RTE produit et met à jour des scénarios d'évolution de la consommation domestique d'électricité. Cette analyse est essentielle pour le gestionnaire du réseau car elle lui permet d'anticiper, parfois une dizaine d'années en amont, les investissements nécessaires sur le réseau pour garantir à chaque instant la fourniture de l'électricité.

Ces analyses reposent sur des jeux multiples d'hypothèses telles que la croissance économique (entre 1,2 et 1,9 % entre 2020 et 2030), l'évolution du nombre de ménages de quelques centaines de milliers à plus d'un million d'ici à 2030, l'ampleur et l'efficacité du déploiement des solutions de maîtrise de l'énergie (écoconception, étiquetage énergétique, rénovation...), ou encore le développement de nouveaux usages énergétiques (nouvelles technologies, mobilité électrique, etc.). Cette liste, non exhaustive, contient les facteurs principaux qui influencent la consommation des différents secteurs.

Evolution des besoins électriques, secteur par secteur aux horizons 2020 et 2030, selon les données RTE et Enerdata ¹⁴ :

- **Le secteur résidentiel** : l'intensification des efforts de maîtrise des factures énergétiques des ménages devrait entraîner le secteur vers une **stabilisation progressive entre 2020 et 2030**, avec des variations comprises entre -1,7 TWh et +5,8 TWh d'ici à 2020, et entre -11 et +13 TWh d'ici à 2030.
- **Le secteur tertiaire** : malgré des perspectives de croissance, l'effort mis sur l'efficacité énergétique des équipements du tertiaire et des bâtiments, conduit à une **stabilisation de la consommation du secteur tertiaire** : entre -3,3 et +5,8 TWh d'ici à 2020, et entre -11 et +5 TWh d'ici à 2030.
- **Le secteur industriel** : la **tendance à la baisse** de la demande électrique se confirme malgré un retour de croissance attendu. La consommation du secteur industriel devrait varier entre -0,3 et -7,2 TWh d'ici à 2020 et +0,3 et -17 TWh d'ici à 2030.
- **L'agriculture** devrait voir **sa consommation d'électricité se maintenir ou baisser** (jusqu'à -1 TWh) d'ici à 2020 et augmenter de manière marginale d'ici à 2030 (+0,7 TWh), par rapport à 2014.
- **Le secteur des transports** voit sa consommation augmenter depuis dix ans. Cette hausse devrait se poursuivre dans les quinze prochaines années par le développement du fret ferroviaire et des véhicules électriques. Cela conduira à une **hausse sensible de la consommation d'ici à 2020 et plus encore d'ici à 2030** : entre +1,7 et +3,2 TWh en 2020 et entre +5,3 et +20 TWh en 2030.

20 TWh annuellement (la consommation de trois des quatre réacteurs du site de Tricastin), George Besse II consomme quant à elle 50 fois moins.

¹³ Source : consommation domestique hors sous tirage secteur électrique : 476 TWh (Bilan électrique 2015 de RTE) + 23 TWh d'autoconsommation (Enerdata 2014) = 500 TWh.

¹⁴ Source : Bilan prévisionnel 2014 et 2015 de RTE et Bilan électrique Enerdata 2014, détails en annexe 1.

- **Le secteur de l'énergie** regroupe les consommations de pompage, les pertes de réseau, l'autoconsommation du système et les besoins d'énergie relative au cycle du combustible nucléaire et aux raffineries. Les prévisions indiquent que **la consommation de ce secteur devrait poursuivre sa baisse** pour se stabiliser autour de 70 TWh en 2030.

Évolution de la consommation domestique à horizon 2025

Le décompte secteur par secteur permet d'identifier que les variations de la consommation domestique à horizon 2020 et 2030 seront modestes. Elle devrait être contenue entre -25 TWh et +18 TWh en 2020, conduisant à des besoins électriques compris entre 485 et 518 TWh. En 2030, les variations de l'ensemble des secteurs se situeraient entre -37 et +15 TWh¹⁵ pour une consommation électrique totale comprise entre 463 TWh et 515 TWh.

Ces deux perspectives conduisent à une consommation domestique d'électricité en 2025 assez stable, entre 474 et 517 TWh, par rapport à la consommation de ces cinq dernières années (500TWh).

B. Évolution de l'export

L'export d'électricité n'est pas un paramètre déterminant de la politique énergétique de la France.

Les bénéfiques des exportations sont mineurs

Chaque année, la France dépense des dizaines de milliards d'euros dans son approvisionnement énergétique. Depuis 2012, cette facture énergétique se situe entre 55 et 70 Md€ chaque année pour le gaz (importé à 98 %), le pétrole (99 %) et le charbon (99 %). Certes, le système électrique français exporte et les recettes de ses exportations dépassent les dépenses liées aux importations d'électricité (chaque année, il rapporte entre 1,5 et 2,3 Md€ à la France, auquel il faut retirer quelque 800 M€ d'approvisionnement en uranium, importé à 100 %), mais ce gain est sans commune mesure avec la facture énergétique du pays : les gains de l'export d'électricité ne couvrent que 3 à 5 % de la facture énergétique française totale.

Les perspectives d'exports sont incertaines et modestes

On observe une baisse des prix d'exportation depuis 2010. Si la France a exporté en 2014 à un prix moyen de 34,76 €/MWh¹⁶, c'est trois euros de moins qu'en 2013 et près de 13 euros de moins qu'en 2011. Une tendance qui se poursuivra en 2015 et 2016. Ainsi, les prix d'export sont aujourd'hui bien inférieurs aux prix fixés comme référence de rentabilité de la production nucléaire, à savoir l'Accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH), à 42 €/MWh.

Parallèlement, **la France exporte son électricité à des prix plus bas que ceux auxquels elle importe** : la France exporte quand elle produit trop (prix bas) et importe quand elle a besoin (l'hiver, prix élevés). Une situation que ne connaît pas l'Allemagne, qui importe essentiellement quand la France doit se débarrasser de sa

¹⁵ Un autre scénario cumule des variations par secteur plus hautes et atteint un total de près de 570 TWh en 2030. Ce scénario n'est pas ici pris en compte, car il envisage des évolutions liées à une reprise économique forte qui reposerait sur un modèle énergétique très peu efficace.

¹⁶ Source : Bilans énergétiques de 2011 à 2014 de RTE et du Commissariat Général du Développement Durable.

production nucléaire (l'été). Ainsi, une baisse des volumes d'importations sera toujours plus profitable qu'une hausse des exportations.

Enfin, depuis 2011, l'Allemagne n'a eu de cesse d'augmenter ses exportations d'électricité en Europe où la consommation baisse de manière régulière depuis 2010. Dans ce contexte, il n'est pas simple d'imaginer que la France pourrait exporter de plus en plus d'électricité à des niveaux de rentabilité acceptables.

Les bilans d'export brut des trois dernières années illustrent bien ce phénomène :

- En 2013, 6 TWh supplémentaires ont été exportés par rapport à l'année 2012, mais en réalité ils n'ont pas rapporté d'argent, puisque les bénéficiaires ont chuté de près de plus de 100 millions d'euros.
- En 2014, la France a exporté 13 TWh de plus par rapport à l'année 2013, mais ils n'ont rapporté que 6,4 €/MWh (contre un prix du nucléaire facturé à 42 €/MWh sous l'ARENH).

L'export ne doit pas se faire au détriment de la sûreté, ni de la sécurité sanitaire et financière du pays

L'export d'électricité, au même titre que l'import, a une fonction de stabilisation sur le réseau. Quand certains ont des besoins, les échanges d'électricité permettent de combler des besoins passagers.

La France va au-delà en faisant de l'export une stratégie de commerce extérieur. Si la balance économique de ce commerce semble à première vue équilibrée (1,5 à 2,3 Md€/an¹⁷), elle a un coût énorme pour la société française. Celui du risque d'accident tout d'abord. La France, avec 58 réacteurs, est, avec les USA, le pays le plus nucléarisé au monde. En 2015, 12 réacteurs n'ont servi qu'à exporter de l'électricité aux pays voisins. Mais 100 % du risque lié à cette activité était assumé par les Français.

De plus, avec 58 réacteurs, ce sont 2 kg de déchets radioactifs¹⁸ par personne et par an qui sont produits. Si l'électricité est exportée, les déchets restent chez nous. Le centre de stockage de CIGEO pourrait coûter plus de 32 Md€¹⁹ ! Ces déchets sont eux-mêmes transportés dans toute la France et accroissent le risque de pollution sévère en cas d'accident.

Enfin, pour maintenir cette capacité d'export, il faudra réinvestir entre 2 et 4 Md€ par réacteur²⁰. Qui paiera la facture ? Certainement pas les voisins qui achètent notre électricité moins cher que le coût de revient de l'électricité nucléaire.

Les hypothèses d'export raisonnables doivent tenir compte du fait qu'il n'est pas justifiable de maintenir des capacités d'export d'électricité dont la rentabilité décroît au fur et à mesure que le volume d'export augmente, entraînant par ailleurs des risques sanitaires et financiers inacceptables.

Il apparaît ainsi raisonnable de **considérer que le bilan net d'export sera nul d'ici à 2025** (il y aura autant d'importations que d'exportations d'électricité). Toute volonté d'augmentation du bilan net d'export devra s'accompagner d'une stratégie de renforcement de l'efficacité énergétique et d'augmentation des ambitions de

¹⁷ Source : Bilans énergétiques du Commissariat Général du Développement Durable.

¹⁸ Source : ANDRA

¹⁹ Source : ANDRA

²⁰ Source : « [L'échéance des 40 ans pour le parc nucléaire](#) », Wise Paris, février 2014

développement des énergies renouvelables.

Bilan de l'évolution des besoins de production

Compte tenu des évolutions de la consommation domestique d'électricité et du bilan nul d'export net envisagé, les besoins de production d'électricité en 2025 se situeront entre 474 et 517 TWh.

3. Trajectoire de réduction de la part du nucléaire

En 2025, la production totale d'électricité en France se situera entre 474 et 517 TWh.

- Le passage à 50 % de production d'origine nucléaire en 2025 se traduit arithmétiquement par une production d'origine nucléaire comprise entre 237 et 259 TWh à cette date.
- Le plan de développement des énergies renouvelables jusqu'en 2023 conduit à une production renouvelable comprise entre 166 et 188 TWh en 2025.

En maintenant le bilan CO₂ du système électrique en dessous des 25 MtCO₂²¹, il est possible de compter sur une production électrique de 70 TWh à base de gaz fossile pour une période de transition²². Cette production fossile, limitée, permet de stabiliser le réseau électrique en période de demande forte (pointe de consommation saisonnière). Ce gaz fossile pourra ensuite être intégralement remplacé par du biogaz, ou par d'autres moyens de production renouvelable ou de stockage, ou encore par une meilleure maîtrise de la demande en électricité pendant les périodes de pointe²³.

Les mix de production électrique correspondant aux fourchettes haute et basse de production d'électricité en 2025 sont donc les suivants :

Production basse d'électricité en 2025, 474 TWh, couverte par:

- 237 TWh de nucléaire (soit 50 % de la production brute)
- de 167 à 188 TWh de renouvelables (soit 35 à 40 % de la production brute)
- de 49 à 70 TWh de gaz fossile²⁴ (soit 10 à 13 % de la production brute)

Production haute d'électricité en 2025, de 517TWh, couverte par:

- 259 TWh de nucléaire (soit 50% de la production brute)
- 188 TWh de renouvelables (soit 36% de la production brute)
- 70 TWh de gaz fossile²⁵ (soit 14% de la production brute)

²¹ 25 MtCO₂ est le bilan CO₂ du système électrique français, soit 5 % des quelque 500 MtCO₂ émises chaque année en France.

²² Nous reprenons ici la méthodologie de RTE. 70 TWh produits à 80 % par des CCG et à 20 % par des centrales gaz cogénération électricité-chaleur, émettant en moyenne 0,357 tonnes de CO₂ par MWh.

²³ Voir pour cela [le scénario de transition énergétique](#) de Greenpeace pour la France, 2013.

²⁴ Bilan CO₂ + capacité installée.

²⁵ Bilan CO₂ + capacité installée.

Ces deux mix électriques conduisent aux trajectoires de puissance nucléaire suivantes :

Production basse d'électricité en 2025 : 474 TWh.

Les 237 TWh de nucléaire en 2025 correspondent à une puissance nucléaire installée de 35,3 GW²⁶, ce qui correspond **à la fermeture de 31 réacteurs d'ici à 2025**. Les trajectoires de réduction de la puissance nucléaire pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023 de la PPE doivent être les suivantes :

	Surcapacité de puissance nucléaire <i>(nombre de réacteurs 900 MW à arrêter)</i>	Puissance nucléaire restante en fin de période <i>(référence 2016 : 63,2 GW)</i>
2016 - 2018	4,5 GW <i>(5 réacteurs à arrêter)</i>	58,7 GW
2019 - 2023	16,2 GW <i>(18 réacteurs à arrêter)</i>	42,5 GW

Production haute d'électricité en 2025 : 517 TWh.

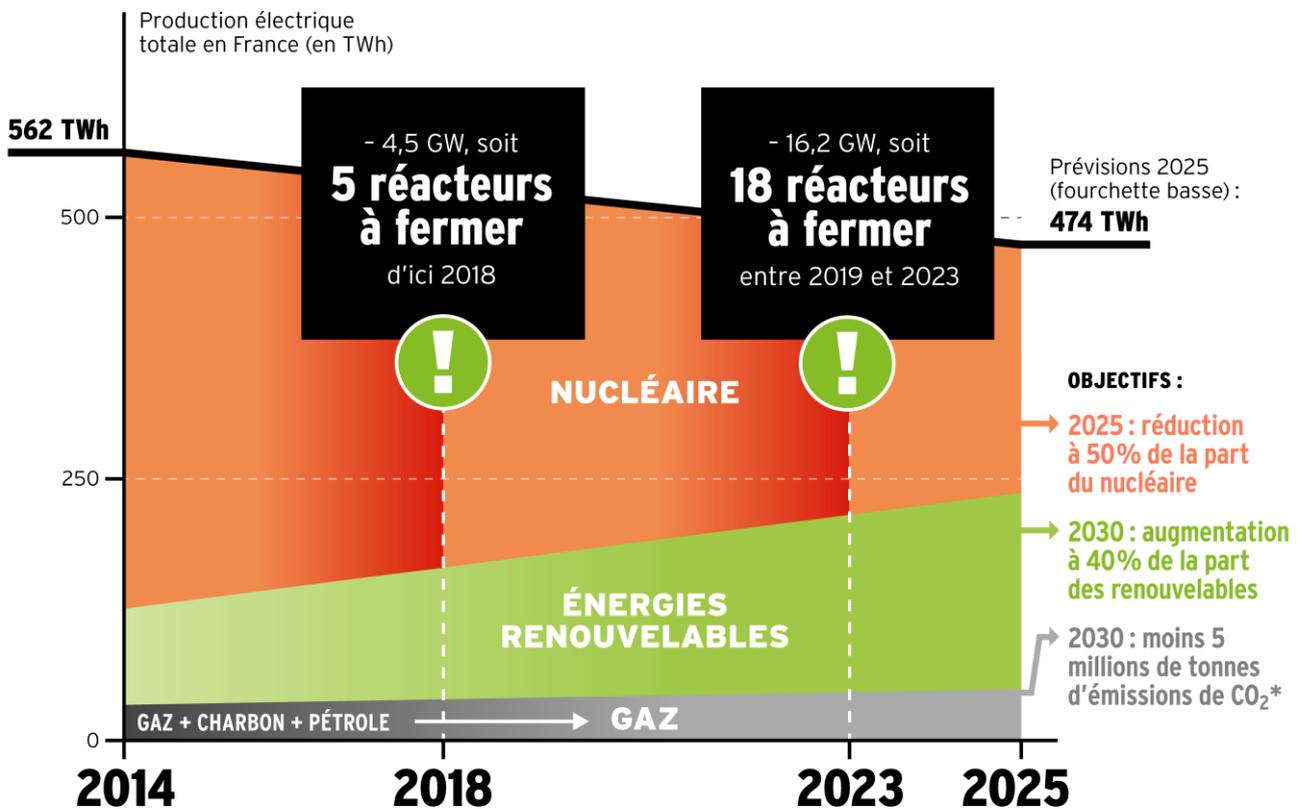
Les 259 TWh de nucléaire en 2025 correspondent à une puissance nucléaire installée de 38,9 GW²⁷, ce qui correspond **à la fermeture de 27 réacteurs d'ici à 2025**. Les trajectoires de réduction de la puissance nucléaire pour les périodes 2016-2018 et 2019-2023 de la PPE doivent être les suivantes :

	Surcapacité de puissance nucléaire <i>(nombre de réacteurs 900 MW à arrêter)</i>	Puissance nucléaire restante en fin de période <i>(référence 2016 : 63,2 GW)</i>
2016 - 2018	4,5 GW <i>(5 réacteurs à arrêter)</i>	58,7 GW
2019 - 2023	14,4 GW <i>(16 réacteurs à arrêter)</i>	44,3 GW

²⁶ Pour un facteur de charge de 76,6 %.

²⁷ Pour un facteur de charge de 76 %.

Evolution du mix électrique en France d'ici à 2025, selon les objectifs définis par la loi de transition énergétique



* Contribution du secteur électrique à l'objectif de réduction des émissions de GES produites en France en 2030, via l'abandon des fossiles les plus émetteurs (charbon et pétrole).

4. Conclusion

En fonction des besoins en production d'électricité en 2025 présentés dans cette note et fondés sur les analyses de RTE, il apparaît clairement que pour appliquer la loi de transition énergétique, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) doit imposer la fermeture de 21 à 23 réacteurs d'ici son échéance la plus lointaine en 2023.

Il s'agit d'une perspective accessible : le parc nucléaire français actuel comprend des réacteurs présentant des difficultés de fonctionnement, de sûreté, ou encore ayant un âge avancé²⁸. Par ailleurs, actuellement, près d'un tiers du parc de production nucléaire n'est pas utilisé, et chaque jour ce sont en moyenne 8 à 12 réacteurs nucléaires qui sont utilisés uniquement pour satisfaire les exportations.

Non seulement la fermeture de ces réacteurs est possible, mais c'est désormais la prolongation de leur exploitation au-delà de 40 ans qui est improbable voire impossible.

²⁸ Voir annexe 2 : synthèse de l'état des réacteurs français.

En effet, **l'accident de Fukushima** a démontré la vulnérabilité de la France en raison son extrême dépendance à l'atome.

Par ailleurs, on assiste depuis quelques années à **l'effondrement de l'industrie nucléaire française**. À la perte inquiétante de savoir-faire d'Areva et d'EDF viennent s'ajouter leurs grandes difficultés financières, qui réduisent leur capacité à investir dans la prolongation de l'exploitation d'une majorité des réacteurs nucléaires.

Enfin, **le coût de production des énergies renouvelables a considérablement baissé** et elles deviennent le moyen le moins cher et le plus sûr de produire de l'électricité. Face à cela, le marché du nucléaire a considérablement réduit depuis la fin des années 90 et représente aujourd'hui un investissement 10 fois inférieur à celui des énergies renouvelables²⁹.

A travers la trajectoire future du parc nucléaire français, c'est à la fois la question de la sûreté à venir des réacteurs et celle de l'avenir de l'industrie française de l'énergie qui sont posées. Plus que jamais, la fermeture de réacteurs, à l'approche des 40 années d'exploitation, est la réponse la plus raisonnable.

La mise en œuvre de la transition énergétique en France passe aujourd'hui par la publication d'une PPE complète et cohérente qui doit permettre une plus grande maîtrise de l'énergie et de ses coûts, et fournir enfin aux entreprises une orientation claire vers un projet industriel générateur d'emplois qui leur garantit durablement de nouveaux revenus.

Il reste au gouvernement jusqu'au 13 juillet prochain pour corriger le texte mis en ligne et le rendre cohérent avec la réalité des besoins en électricité et avec l'application de la loi de transition énergétique.

²⁹ « EDF doit s'engager dans un nouveau projet industriel », tribune de Jean-François Julliard, directeur général de Greenpeace France, *Le Monde*, 18 avril 2016 : <http://bit.ly/1TjAuAE>

Annexe 1

Évolution des besoins électriques, secteur par secteur aux horizons 2020 et 2030³⁰ :

- **Secteur résidentiel** : il consomme chaque année plus d'électricité (158,5 TWh en 2015). Ces dernières années, les évolutions de consommation sont principalement dues au renouvellement des équipements de la maison (appareils électroménagers, nouvelles technologies ou eau chaude sanitaire) par des appareils plus efficaces, à la rénovation énergétique des bâtiments, et à l'évolution démographique et au nombre de ménages.
L'intensification des efforts vers la réduction des factures énergétiques des ménages semble orienter le secteur vers une stabilisation progressive entre 2020 et 2030. Le résidentiel devrait voir sa consommation varier entre -1,7 TWh et +5,8 TWh d'ici à 2020, et entre -11 et +13 TWh d'ici à 2030.
- **Secteur tertiaire** : la croissance économique de ce secteur impacte directement sa consommation d'électricité. Celle-ci dépend de la surface commerciale supplémentaire à horizon 2020 et 2030, de la qualité énergétique des bâtiments, et de la qualité des équipements, notamment de chauffage ou d'éclairage. En 2015, la consommation du secteur s'élevait à 139 TWh.
L'effort mis sur l'efficacité énergétique des équipements du tertiaire (climatisation, chauffage, éclairage, écrans) et des bâtiments, conduit à évaluer une tendance à la stabilisation de la consommation du secteur tertiaire : entre -3,3 et +5,8 TWh d'ici à 2020, et entre -11 et +5 TWh d'ici à 2030. À noter que dans le cas d'une relance économique qui reposerait sur le gaspillage énergétique (bâtiment peu rénové, équipements anciens), il faudrait envisager une hausse de 15 TWh d'ici à 2030.
- **Secteur industriel** : la demande de ce secteur, qui s'élevait à 115 TWh en 2015, a connu une baisse continue de 1,8 % depuis 1998. Sur la période 2001-2014, l'ensemble des secteurs industriels (hors industrie agroalimentaire) a connu des baisses de demandes électriques de 10 à 35%. Une tendance qui, malgré un retour de croissance, semble se confirmer avec une baisse de la consommation du secteur entre -0,3 à -7,2 TWh d'ici à 2020 et +0,3 à -17 TWh d'ici à 2030.
À noter qu'une hausse (+15 TWh d'ici à 2030 par rapport à 2014) n'est pas exclue mais celle-ci reposerait sur un retour d'activités industrielles accompagné d'une moins grande efficacité des procédés industriels.
- **Secteur de l'agriculture** : faiblement consommateur d'électricité (3,3 TWh en 2014), l'agriculture devrait voir sa consommation se maintenir ou baisser (jusqu'à -1 TWh) d'ici à 2020 et éventuellement augmenter d'ici à 2030 (+0,7 TWh), par rapport à 2014.
- **Secteur des transports** : il représente à ce jour une consommation modeste (12,7 TWh en 2014), mais il connaît une hausse continue de 0,3 % par an depuis 10 ans. Une hausse qui devrait se poursuivre dans les quinze prochaines années. Si la majeure partie du rail français est aujourd'hui électrique, l'augmentation du trafic ferroviaire (marchandises et personnes) et

³⁰ Source : Bilan prévisionnel 2014 et 2015 de RTE, Enerdata 2014 et Bilan énergétique français 2011 à 2014 du CGDD.

le déploiement de véhicules électriques (tous types) devraient conduire à une augmentation sensible de la consommation d'ici à 2020 et plus encore d'ici à 2030. 50 000 véhicules électriques circulent en France aujourd'hui, de 200 000 à 660 000 pourraient circuler d'ici à 2020 et de 1 million à 7 millions en 2030, contribuant en grande partie à la hausse des besoins électriques du secteur d'ici à 2020 et 2030 : de +1,7 à 3,2 TWh en 2020 et de +5,3 à +20 TWh en 2030.

- **Secteur de l'énergie** : en 2014, il consommait 77 TWh, soit près de 16 % de la consommation intérieure. Quatre types de consommation concernent le système de l'énergie : le pompage, les pertes de réseau, l'autoconsommation du système et les besoins d'énergie relative au cycle du combustible nucléaire et aux raffineries.
 - **Le pompage** : il s'agit de l'énergie utilisée pour remonter l'eau dans les stations de turbinage et pompage. Il n'y a pas de perspective de développement massif des besoins en stockage. Égale à 7,9 TWh en 2015, une variation de +/- 1 TWh tout au plus est envisagée dans les 10-15 prochaines années.
 - **Les pertes de réseau** : elles se situent en général entre 7 et 8 % de la consommation domestique pour l'ensemble des réseaux de distribution et de transport.
 - **L'autoconsommation du système** : il s'agit pour la majeure partie de la consommation liée au fonctionnement des centrales nucléaires, actuellement de 23 TWh³¹. Une réduction de moitié du nombre de réacteurs en fonctionnement devrait réduire de près de moitié cette consommation. Par la suite on considérera que la fermeture de 25 à 30 réacteurs devrait réduire cette consommation à 15 TWh.
 - **Les besoins d'énergie relative au cycle du combustible nucléaire et aux raffineries** : de la même manière, une baisse de la production nucléaire ainsi que la poursuite des fermetures de raffineries devraient réduire légèrement cette consommation. C'est en tout cas l'hypothèse retenue par RTE qui considère une baisse légère d'ici à 2020 de 0,3 TWh par rapport à 2014.

Ces prévisions indiquent que la consommation de ce secteur devrait poursuivre sa baisse pour se stabiliser autour de 70 TWh entre 2020 et 2030.

³¹ Source : CGDD et Enerdata

Annexe 2 – Synthèse de l'état des réacteurs français (âge, anomalies, défauts, arrêts, plaintes...)

Nom de la centrale	Nombre de réacteurs	Année des 40 ans après la première divergence <i>(Source ASN)</i>	Année de la quatrième Visite Décennale <i>(Source ASN)</i>	Réacteurs dépassant 40 ans en 2025 depuis la première divergence <i>(source ASN)</i>	Réacteurs dépassant la quatrième visite décennale en 2025 <i>(source ASN)</i>	Réacteurs concernés par les anomalies et soupçons de falsifications au Creusot <i>(source EDF)</i>	Réacteurs concernés par les défauts de ségrégation type «EPR Flamanville» <i>(source ASN)</i>	Réacteurs arrêtés au 30 juin 2016 <i>(source EDF)</i>	Réacteurs à fermer en priorité selon les critères de sureté <i>(source Greenpeace)</i>	Réacteurs visés par des plaintes des pays voisins <i>(source Etats)</i>	Réacteur abîmé et arrêté après la première opération de grand carénage <i>(source EDF)</i>	Nombre de réacteurs dédiés à l'export <i>(source RTE)</i>
Nombre de réacteurs	58			38	28	21	18	21	20	10	1	12
Fessenheim	2	2017 (1 et 2)	2020 (1), 2021 (2)	1 et 2	1 et 2	1 et 2	1	2	1 et 2	1 et 2		
Bugey	4	2018 (2 et 3) 2019 (4 et 5)	2020 (2 et 4) 2021 (5), 2023 (3)	2 3, 4 et 5	2 3, 4 et 5	2, 3 et 4	4	2,3 et 5	2 3, 4 et 5	2 3, 4 et 5		
Tricastin	4	2020 (1, 2 et 3) 2021 (4)	2019 (1), 2021 (2), 2022 (3), 2024 (4)	1, 2, 3 et 4	1, 2, 3 et 4	2 et 3	1, 2, 3 et 4	3	1, 2, 3 et 4			
Gravelines	6	2020 (1, 2 et 3) 2021 (4) 2024 (5) 2025 (6)	2021 (1), 2022 (2 et 3), 2024 (4), 2026 (5), 2028 (6)	1, 2, 3, 4, 5 et 6	1, 2, 3 et 4	3	2 et 4	3 et 5	1, 2, 3, 4, 5 et 6			
Dampierre	4	2020 (1) 2021 (2,3 et 4)	2021 (1), 2022 (2), 2023 (3), 2024 (4)	1, 2, 3 et 4	1, 2, 3 et 4	1, 3 et 4	2, 3 et 4	1, 2 et 4				
Blayais	4	2021 (1) 2022 (2) 2023 (3 et 4)	2022 (1), 2023 (2), 2024 (3), 2025 (4)	1, 2, 3 et 4	1, 2, 3 et 4	1 et 3	1	1 et 3	1, 2, 3 et 4			
St Laurent	2	2020 (B1) 2021 (B2)	2025 (B1) 2023 (B2)	B1 et B2	B1 et B2	B1 et B2	B1 et B2	B1				
Chinon	4	2022 (B1) 2023 (B2) 2026 (B3) 2027 (B4)	2023 (B1), 2026 (B2), 2029 (B3), 2030 (B4)	B1 et B2	B1	B1 et B3	B1 et B2	B4				
Cruas	4	2023 (1) 2024 (2,3 et 4)	2025 (1), 2027 (2), 2024 (3), 2031 (4)	1, 2, 3 et 4	1 et 3			4				
Paluel	4	2024 (1 et 2) 2025 (3) 2025 (4)	2026 (1) 2025 (2) 2027 (3), 2028 (4)	1, 2, 3 et 4	2	1		1 et 2			2	
St Alban	2	2025 (1) 2026 (2)	2029 (1), 2028 (2)	1				1				
Flamanville	2	2025 (1) 2026 (2)	2028 (1 et 2)	1								
Cattenom	4	2026 (1), 2027 (2) 2030 (3), 2031 (4)	2026 (1), 2027 (2) 2031 (3), 2032 (4)			1		1		1, 2, 3 et 4		
Belleville	2	2027 (1) 2028 (2)	2030 (1) 2029 (2)					1				
Nogent	2	2027 (1) 2028 (2)	2029 (1) 2030 (2)									
Golfech	2	2030 (1) 2033 (2)	2031 (1) 2032 (2)			2						
Penly	2	2030 (1) 2032 (2)	2031 (1) 2032 (2)									
Chooz	2	2036 (B1) 2037 (B2)	2040 (B1) 2039 (B2)					B2				
Civaux	2	2037 (1) 2039 (2)	2041 (1) 2042 (2)			2	1 et 2					