Scénario alternatif aux "Futurs énergétiques 2050" de RTE

Rapport final

Paris, 22 avril 2022

Roland Berger GmbH, 62-64 rue de Lisbonne, 75008 Paris, France
Tel. +33 (0)1 53 67 03 20 · Fax +33 (0)1 53 67 03 75· www.rolandberger.com
RCS Paris B 353 439 144 APE 7022Z SIRET 353 439 144 000 75
Siège social : Sederanger 1, 80538 Munich · Allemagne · HRB 64318
TVA Intracommunautaire FR 65 353 439 144

Table des matières

Préambule - Avertissement 5

Introduction : objectifs et méthodologie 6

Objectifs 6

Méthodologie adoptée 6

I. Le scénario N03 de RTE, qui sert de base aux annonces de Belfort, propose un mix électrique équilibré face à une demande inférieure à 700 TWh mais laisse ouvertes des incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement du pays et sa décarbonation 8

A. Le scénario N03 du rapport Futurs Energétiques de RTE, qui sert de base aux annonces de Belfort du 10 février 2022, propose un mix électrique diversifié et acte une prolongation et un remplacement partiel des capacités nucléaires 8

1. Une construction importante de moyens décarbonés et intermittents, éolien et solaire 8
2. La prolongation du parc nucléaire en exploitation lorsque cela est possible, et le lancement d'un programme appuyé sur l'architecture EPR2 8

B. En raison de la part importante de capacités intermittentes, ce scénario doit cependant faire l'hypothèse de leur bonne disponibilité à la pointe, ce qui à défaut impliquera un recours significatif aux importations d'électricité et impactera la sécurité d'approvisionnement 9

1. Une capacité disponible significativement réduite en cas de conditions météorologiques défavorables en raison de la part importante d'EnR 9
   a. A la pointe, en hiver 9
   b. Face à une forte demande, en été 10
2. Conséquence : un passage de la pointe 2050 dépendant de la capacité d'importation en cas de conditions météorologiques défavorables 12
   a. A la pointe, en hiver 12
   b. Face à une forte demande, en été 14

C. La dépendance aux importations en cas de conditions défavorables à la pointe rend la disponibilité d'électricité importée critique à ce moment, et le bilan carbone non maîtrisable 15

1. Une sécurité d'approvisionnement dépendante des politiques d'investissement des pays européens voisins – et qui pourrait devoir se résoudre par l'utilisation de capacités gaz en France, dans lesquelles il faudra investir par sécurité 15
2. Une atteinte de l'objectif de neutralité carbone en partie dépendante de la réussite des plans des pays voisins 15

II. La prolongation du parc nucléaire historique et un plan ambitieux de construction de nouveaux réacteurs permettraient de limiter ces risques pour des coûts raisonnables .. 16

A. Une capacité à passer les pointes avec un recours limité aux importations 17

1. A la pointe, en hiver 17
2. Face à une forte demande en été 18

B. Un mix alternatif 2050 comportant une part marginale de thermique à décarboner 20

C. Des investissements et des coûts d'exploitation mesurés en comparaison au scénarios RTE N03 et Belfort 21

1. Des coûts d'investissements plus limités sur la période, inférieurs de près de 20% à ceux du scénario RTE N03 21

2. Des coûts fixes d'exploitation légèrement plus élevés que ceux du scénario RTE N03, proches de ceux du scénario de Belfort 23

3. Un mix moins vulnérable aux variations des prix du gaz 24

III. Une forte réindustrialisation, en ligne avec les ambitions stratégiques et les objectifs climatiques nationaux, mènerait à une demande plus forte en énergie électrique qu'attendue dans les scénarios N03 / Belfort, à laquelle le mix proposé serait en mesure de répondre, en 2035 et en 2050 25

A. Nous estimons une demande de 616 TWh en 2035 avec une pointe à 101,0 GW et de 836 TWh en 2050 avec une pointe à 115,2 GW 25

1. Plusieurs tendances de fond vont affecter la demande en énergie électrique, dont la réindustrialisation et la décarbonation, en ligne avec les ambitions politiques nationales .. 25

a. Evolution des usages existants : croissance de la demande en lien avec la croissance économique, et modérée par les progrès de l'efficacité énergétique 25

b. Apparition et développement de nouveaux usages 28

2. Résultats : dès 2035, une demande de 616 TWh et 101 GW à la pointe 30

a. Une demande tirée par l'industrie, la production d'hydrogène et les recharges de véhicules électriques 30

b. Une demande en hausse sur toute l'année et à toutes les heures 31

3. En 2050, une demande de 836 TWh et 115,2 GW à la pointe 33

a. Une demande dominée par l'industrie et la production d'hydrogène 34

b. Une demande qui dépasse largement les maximums actuels et se stabilise à l'échelle de l'année et de la journée 36

B. Le mix alternatif proposé permet de passer les pointes avec un besoin en moyens thermiques maîtrisé et à des coûts limités 38

1. En 2035 38

a. Un mix dominé par le nucléaire historique et comportant une part non négligeable d'EnR, héritées des programmes engagés jusqu'en 2022 38

b. Un mix construit dans l'objectif de passer la pointe tout en intégrant les contraintes temporelles, climatiques et financières 39

c. Un montant d'investissement total de 244 Md € et un coût moyen de l'énergie électrique de 58,8 €/MWh 43

d. Un total de 616 TWh produits en 2035, dont 44 TWh par du gaz, théoriquement effaçables par de l'éolien offshore mais à un coût de 536 € par tonne de CO_2 évitée 45

e. Des décisions cruciales à prendre dès le prochain quinquennat pour sécuriser l'approvisionnement en électricité à horizon 2035 47

2. En 2050 47

a. Un mix composé essentiellement de capacités nucléaires, dont une part non négligeable est héritée du parc historique qui devra être prolongé jusqu'à 70 ans 47

b. Un mix construit dans l'objectif de passer la pointe sous la triple contrainte climatique, financière et temporelle 48

c. Entre 2035 et 2050, montant d'investissement total de 349 Md € et un coût moyen de l'électricité de 74,4 €/MWh 54

d. Un total de 836 TWh produits, dont 32 TWh par des moyens thermiques 56

e. Les moyens thermiques carbonés peuvent être évités par un ensemble de moyens – dont le renouvelable serait sans doute le plus coûteux 57

f. Des plans de long terme à lancer à court terme pour anticiper la demande attendue pour 2050 59

Conclusion : face aux défis qui pèsent sur le système électrique, une relance ambitieuse dès que possible de la filière nucléaire apparait comme une option sans regret 60

ANNEXES 61

1. Détail des taux de disponibilités - Annexe 1 61
2. Détail des hypothèses de coûts - Annexe 2 62
3. Détail des hypothèses de la demande Roland Berger - Annexe 3 64
4. Courbes de charge projetées, demande Roland Berger, par saison et par type de jour, en 2035 et en 2050 - Annexe 4 65
5. Détail sur les capacités installées d'EnR sur la période 2019-2050 dans le mix Cérémé - Annexe 5 75
6. Détail des hypothèses retenues pour la construction des nouveaux réacteurs nucléaires, temps et coûts de construction - Annexe 6 75

Préambule - Avertissement

Le CEREME a mandaté Roland Berger pour produire une modélisation du système électrique français visant à explorer, de façon simplifiée mais à partir d'une méthodologie et de principes comparables, des scénarios complémentaires à ceux bâtis par RTE et finalisés en février 2022.

En particulier, ces scénarios visent à étudier une relance volontariste des capacités électronucléaires sur la base de réacteurs EPR2, dans un contexte de réindustrialisation marquée de la France. Ils vont au-delà du scénario envisagé aujourd'hui de 3 paires de tranches (6 réacteurs) suivies de 4 autres éventuelles (8 réacteurs), tel qu'annoncé à Belfort le 10 février 2022 par le Président de la République.

A ce titre le présent rapport, produit par Roland Berger pour le CEREME et mettant en jeu les hypothèses privilégiées par cet organisme, ne vise pas à critiquer ou contredire l'immense travail réalisé par RTE sur les deux dernières années, mais bien à le compléter en poussant "le curseur" de certains scénarios tout en restant dans une optique réaliste. Nous nous comparerons en particulier très souvent au scénario N03 de RTE et à la trajectoire choisie par le Président de la République à Belfort ("scénario Belfort"), qui mettent en jeu la décision "6+8" décrite ci-dessus.

La présente étude et la comparaison avec les scénarios N03 de RTE et "Belfort" s'appuient sur notre compréhension et notre interprétation des documents publiés par RTE. Ces documents sont très complets mais, par force vu l'étendue du travail réalisé, ne fournissent pas tous les résultats de tous les scénarios ni l'ensemble des hypothèses sous-jacentes. Nous voulons donc attirer l'attention du lecteur sur le fait qu'il ne nous est pas possible de garantir l'absence totale d'erreurs d'interprétations de notre part sur les résultats du travail de RTE, ni la contradiction éventuelle entre nos conclusions et certains des résultats qui n'ont pas été publiés et dont nous extrapolons le contenu.

Les comparaisons effectuées dans le rapport portent uniquement sur l'année 2050 lorsqu'elles utilisent la demande d'électricité prévue par RTE. En effet nous ne disposions pas de détail des chiffres de RTE pour l'année 2035 (caractéristiques de la demande, composition du mix électrique). En revanche nous avons recomposé l'ensemble des paramètres pour l'année 2035 lorsque la modélisation de la demande était celle de Roland Berger : l'étude de 2035 prend donc place uniquement lorsque nous réalisons notre propre scénario offre-demande (partie III).

Il est à noter enfin que la question de la faisabilité industrielle des scénarios du CEREME n'est pas abordée dans notre travail. La capacité de EDF et plus largement de la filière à mobiliser suffisamment de ressources, l'existence des compétences de gestion d'un programme d'une telle envergure, l'atteinte du niveau de qualité nécessaire qui a pu faire défaut dans le passé, en particulier en métallurgie, sont considérés comme acquis à ce stade. Spécifiquement, les scénarios étudiés, privilégiant le nucléaire pour répondre à la demande, font l'hypothèse de la faisabilité d'un rythme de construction élevé de nouveaux réacteurs (2 réacteurs par an à la suite des 3 premières paires) et de la possibilité d'une prolongation du parc nucléaire existant jusqu'à 70 ans au moins dans des conditions opérationnelles et de sureté satisfaisantes. Ces deux hypothèses, fortes et structurantes, ne font pas l'objet d'une analyse dans la présente étude.

Introduction : objectifs et méthodologie

Objectifs

L'ambition à l'origine de ce travail est de compléter les travaux de RTE pour mettre en lumière les besoins d'adaptation du système électrique, notamment en matière de décisions d'investissement.

En particulier, l'objectif poursuivi par le Cérémé est d'analyser un scénario central comportant une part plus importante de nucléaire que les scénarios évoqués ci-dessus (N03 et Belfort) et de valider sa **pertinence du point de vue de 3 critères :**

- **Sécurité d'approvisionnement :** capacité à passer les pointes de demande dans le cas d'une demande forte, en particulier liée à une réindustrialisation volontariste, et face à des conditions météorologiques défavorables, sans dépendance excessive aux importations (et donc aux capacités disponibles dans les pays voisins), dépendance qui induit un risque économique
- **Performance climatique :** atteinte de l'objectif de neutralité carbone au travers d'une minimisation du recours aux centrales thermiques et de la réduction de leurs émissions de gaz à effet de serre, ainsi que d'une minimisation du recours aux importations, dont la décarbonation reste incertaine
- **Performance financière :** coûts totaux du système raisonnables en regard des services rendus et inférieurs aux principaux scénarios à l'étude dans le débat public

La pertinence de ce scénario sera analysée de manière approfondie à **deux échéances clés :**

- **2035** : horizon rapproché pour lequel des décisions majeures devront être prises au plus tard lors du prochain quinquennat (2022-2027), tant en raison du niveau de tension sur le système prévu à cette date (fermeture programmée de 14 réacteurs nucléaires d'ici 2035 dans la loi de Programmation Pluriannuelle de l'Energie, PPE) qu'en raison des délais entre la prise de décision et la mise en service de nouvelles capacités (par exemple : mise en service d'au plus un réacteur EPR 2 d'ici à 2035 à partir de maintenant). Plus que 2050, 2035 apparaît un horizon critique pour l'équilibre énergétique français dans le cadre de la PPE, en particulier en matière de sécurité d'approvisionnement - tous les scénarios en présence le montrent ;
- **2050** : horizon de long terme qui correspond à la date retenue pour l'atteinte de la neutralité carbone à l'échelle nationale, impliquant une transformation du système électrique (décarbonation de la production) mais aussi de la demande (efficacité énergétique, électrification des procédés et des usages, notamment de la mobilité).

Méthodologie adoptée

L'approche adoptée s'est voulue classique, appuyée sur un modèle simplifié du système électrique français, à savoir :

- Reconstitution de la demande d'électricité à partir des réalisés de 2019 aux différents niveaux de tension, par grand secteur de demande (résidentiel, industrie, tertiaire…)
- Projection de l'activité jusqu'en 2050 selon différents scénarios macro-économiques, mettant en scène de nouvelles sources de demande comme le véhicule électrique ou l'hydrogène par électrolyse
- Modélisation de la courbe de charge saisonnalisée, en fonction du type de jours, et de la pointe. Cela a été fait sur une base déterministe et non probabiliste, i.e., sur une somme des demandes additionnées par secteur et non par des tirages aléatoires sur une probabilité de distribution de ces demandes. Nous prenons de ce fait une marge de sécurité (classiquement, 10%) au-delà du chiffre obtenu sur une base déterministe
- Dimensionnement d'un système électrique permettant de passer cette pointe avec des moyens pilotables en se mettant dans des conditions adverses de faible disponibilité des énergies intermittentes (solaire, éolien) appuyées sur leur minimum observé

- Modélisation des coûts du système, intégrant notamment les coûts d'investissements totaux et les coûts fixes et variables d'exploitation permettant de calculer un coût moyen de l'énergie
- Modélisation du bouclage thermique et des émissions de CO_2, afin d'évaluer l'efficacité écologique et économique du déploiement d'EnR permettant de réduire le recours aux centrales thermiques.

I. Le scénario N03 de RTE, qui sert de base aux annonces de Belfort, propose un mix électrique équilibré face à une demande inférieure à 700 TWh mais laisse ouvertes des incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement du pays et sa décarbonation

A. Le scénario N03 du rapport Futurs Energétiques de RTE, qui sert de base aux annonces de Belfort du 10 février 2022, propose un mix électrique diversifié et acte une prolongation et un remplacement partiel des capacités nucléaires

1. Une construction importante de moyens décarbonés et intermittents, éolien et solaire

Le scénario N03 du rapport *Futurs énergétiques 2050* de RTE propose un mix de production électrique à 2050 divisé à parts égales entre le nucléaire et les énergies renouvelables. Cette production serait assurée par **70 GW de capacité installée pour le solaire, 43 GW de capacité installée pour l'éolien onshore et 22 GW de capacité installée pour l'éolien offshore.**

Le scénario présenté par le Président de la République le 10 février 2022 à Belfort ("scénario Belfort") propose une accélération du développement des capacités installées en solaire et en éolien offshore et un ralentissement du déploiement des capacités installées en éolien onshore à horizon 2050 par rapport au scénario N03. Même sans chiffrage exhaustif à date, scénario semble en mesure de répondre à une demande en énergie plus forte, notamment grâce à une production d'origine renouvelable supérieure. Le scénario de Belfort considère en détail :

- une multiplication par 10 de la capacité installée solaire d'ici 2050 afin de "dépasser 100 GW". On peut donc s'attendre **à environ 109 GW de capacité installée pour le solaire** compte-tenu des capacités déjà installées ;
- 40 GW de capacité installée en 2050 pour l'éolien offshore, "soit une cinquantaine de parcs en mer" ;
- un doublement de la capacité installée en éolien onshore par rapport à 2021, soit une capacité installée de 37 GW. Ce chiffre était originellement un objectif fixé à 2030, ce qui marque un ralentissement des ambitions françaises sur l'éolien onshore et sans doute un changement d'approche.

2. La prolongation du parc nucléaire en exploitation lorsque cela est possible, et le lancement d'un programme appuyé sur l'architecture EPR2

Le scénario N03 affiche une capacité installée en nucléaire historique de 24 GW à horizon 2050. Cette capacité repose sur une prolongation de tous les réacteurs en service à une durée de vie de 60 ans et sur la prolongation de certains réacteurs au-delà de 60 ans. Pour le nouveau nucléaire, le scénario N03 affiche une capacité installée de 27 GW en 2050, ce qui correspond à quatorze réacteurs EPR2 (dont le premier serait mis en service en 2035) et à environ 4 GW d'autres types de réacteurs tels que les petits réacteurs modulaires (SMR).

Le scénario nucléaire proposé à Belfort par le Président de la République arrive à des chiffres proches du scénario N03 de RTE. En effet, ce scénario envisage dans un premier temps une prolongation du nucléaire existant au-delà de 50 ans. De plus, ce scénario prévoit la construction de six EPR2, avec pour le premier un début de construction à horizon 2028 et une mise en service en 2035. La construction de huit autres EPR2 est une option envisagée par le scénario, ce qui permettrait d'atteindre au total quatorze EPR2 d'ici 2050. Enfin, ces EPR2 pourraient être accompagnés d'autres sortes de réacteurs, dont les SMR, afin d'arriver à une capacité installée totale en nouveau nucléaire de 25 GW en 2050.

Capacités installées par moyen de production pour les scénarios RTE N03 et Belfort [2050 ; GW]

Capacités installées en 2050	Scénario RTE N03 [GW]	Scénario Belfort [GW]	
Nucléaire historique	24,0	24,0	
Nouveau nucléaire	27,0	25,0[1]	
Hydraulique – fil de l'eau	13,6	13,6	
Hydraulique – de pointe	8,5	8,5	
Hydraulique – STEP	8,0	8,0	
Solaire	70,0	108,6	
Eolien onshore	43,0	37,0	
Eolien offshore	22,0	40,0	
Batteries & V2G	2,7	2,7	
Biogaz et autres bioénergies[2]	2,5	2,5	*Thermique*
Gaz historique & gaz/biogaz additionnel	0,0	0,0	
Total – hors interconnexions	**221,3**	**269,9**	
Interconnexions	*39,0*	*39,0*	

1) Dont 4 GW de SMR pour N03, 2 GW pour Belfort ; 2) Capacités historiques et communes à tous les scenarios de RTE ; 3) Dont capacités historiques et capacités additionnelles

Note : *capacités hors nucléaire et EnR considérées identiques entre les scénarios RTE N03 et Belfort*

B. En raison de la part importante de capacités intermittentes, ce scénario doit cependant faire l'hypothèse de leur bonne disponibilité à la pointe, ce qui à défaut impliquera un recours significatif aux importations d'électricité et impactera la sécurité d'approvisionnement

Nous avons voulu tester la performance de ce mix énergétique aux moments de tension du système, soit par forte demande (pointe d'hiver), soit par plus faible disponibilité de l'offre (programmée) en été.

1. Une capacité disponible significativement réduite en cas de conditions météorologiques défavorables en raison de la part importante d'EnR

a. A la pointe, en hiver

A partir des conclusions de RTE concernant la demande, on peut s'attendre à ce que la pointe de 2050 intervienne en hiver aux environs de 19h00 en semaine. Afin de dimensionner le système électrique pour le passage de cette pointe, il faut prendre en compte les taux de disponibilité des différents moyens de production, en particulier dans le cas de conditions météorologiques défavorables (vent faible, l'ensoleillement étant nul à cette heure-là) :

- Pour le nucléaire (nouveau et historique), la météo défavorable et l'horaire n'ont pas d'impact. Néanmoins, c'est au cours de l'hiver que les taux de disponibilité sont les plus élevés dans l'année, les autres saisons étant privilégiées pour les opérations de maintenance. Ainsi, un taux de disponibilité élevé de 85% est retenu à la fois pour le nucléaire historique et le nouveau nucléaire, l'organisation de la maintenance étant réalisée dans le but de permettre ce taux. Il est à noter que nous retenons cependant une disponibilité moyenne du nucléaire historique de 75% (et donc une disponibilité bien inférieure à 85% hors hiver) pour tenir compte de la performance historiquement observée et du vieillissement des installations. Ce taux de 75% correspond cependant à une remontée par rapport aux taux observés en 2021-2022, perturbée par le Grand Carénage et le COVID ;

- Pour le solaire, le taux de disponibilité est de 0% puisque la pointe intervient pendant la nuit en hiver, à 19h00 ;
- Pour l'éolien onshore, le taux de disponibilité est de 5%, aligné sur l'hypothèse du rapport *Futurs énergétiques 2050* de RTE dans le cas d'un vent faible ;
- Pour l'éolien offshore, le taux de disponibilité est de 29%, ce qui correspond à une moyenne constatée dans des conditions défavorables par l'IEA Wind à partir des sites existants en Europe ;
- Pour l'hydraulique fil de l'eau, le taux de disponibilité retenu est de 60% (estimation fondée sur la moyenne des maximums constatés sur la période 2012 – 2021) ;
- Pour les autres moyens pilotables tels que l'hydraulique de pointe, les STEP, le biogaz et les bioénergies, le taux de disponibilité retenu est de 100% (placement des maintenances pour maximiser la disponibilité à la pointe) ;
- Pour les batteries et le V2G, le taux de disponibilité moyen est de 72% : les batteries centralisées ayant un taux de disponibilité de 100% tandis que 55% de la capacité maximale du parc de V2G est estimé disponible à l'heure de la pointe.

Le détail des taux de disponibilité retenus par saison est à retrouver en Annexe 1.

Au total, lors de la pointe hivernale en 2050 et dans des conditions météorologiques défavorables, la capacité disponible totale des moyens de production (sans prendre en compte les importations) serait de **81,0 GW** pour le scénario N03 de RTE.

Pour le scénario proposé à Belfort par le Président de la République, la capacité totale des moyens de production (hors importations) dans les mêmes conditions pourrait être de **84,3 GW**. Cette différence avec le scénario N03 s'explique notamment par le développement plus ambitieux des capacités installées en éolien offshore.

Taux de disponibilité à la pointe et en moyenne journalière selon les conditions météorologiques [Hiver 2050 ; %]

Moyens de production	Hiver, jour standard Taux de disponibilité, moyenne journalière [%]	Hiver, vent et ensoleillement faibles Taux de disponibilité à la pointe (19h00) [%]
Nucléaire – *historique*	85%	85%
Nucléaire – *nouveau*	85%	85%
Solaire	6%	0%
Eolien – *onshore*	29%	5%
Eolien – *offshore*	40%	29%
Hydraulique – *fil de l'eau*	40%[1]	60%
Hydraulique – *de pointe*	85%	100%
Hydraulique – *STEP*	100%	100%
Biogaz et autres bioénergies – historique	100%	100%
Batteries & V2G	78%[2]	72%[3]
Gaz ou Biogaz – *dont cogénération et capacité additionnelles* [uniquement mix Cérémé]	100%	100%
Importations	100%	100%

1) Moyenne constatée en hiver sur la période 2012-2021
2) Moyenne pondérée des taux de disponibilité des batteries (100%) et du V2G (65%) en conditions standards sur la journée
3) Moyenne pondérée des taux de disponibilité des batteries (100%) et du V2G (55%) en conditions défavorables à 19h00

Source: RTE Eco2mix, RTE Futurs énergétiques 2050, IEA Wind, Roland Berger

b. Face à une forte demande, en été

A partir des données de RTE concernant la demande, la demande maximale à l'été 2050 pourrait intervenir autour de 20h00. Comme pour la pointe attendue en hiver, afin de dimensionner le système électrique pendant la demande maximale à l'été 2050 (où il sera plus sollicité qu'aujourd'hui en raison du changement climatique), il faut prendre en compte les taux de disponibilité des différents moyens de

production dans le cas de conditions météorologiques défavorables (vent et ensoleillement faibles). Les taux de disponibilité suivants sont retenus :

- Pour le nucléaire, la météo défavorable et l'horaire n'ont pas d'impact mais le taux de disponibilité est affecté par les opérations de maintenance habituelles placées l'été
  - Pour le nucléaire historique, un taux de disponibilité de 64% est retenu. La faiblesse de ce taux en été par rapport à l'hiver s'explique par la tenue des principales opérations de maintenance sur cette saison. Le taux de disponibilité retenu pour 2050 est plus élevé que celui constaté actuellement (50%), la fin du programme Grand Carénage attendue pour 2025 expliquant la remontée de ce taux
  - Pour le nouveau nucléaire, un taux de disponibilité de 85% est retenu, en raison des besoins en maintenance moindres pour des installations plus récentes
- Pour le solaire, le taux de disponibilité retenu est d'environ 2%, expliqué par les conditions défavorables mises en scène et par l'heure tardive (20h00) à laquelle une forte demande est attendue en été (note : le taux de disponibilité moyen constaté à 20h au printemps est également d'environ 2%) ;
- Pour l'éolien onshore, le taux de disponibilité retenu est de 5% à cause du vent faible. On note par ailleurs que l'été est la saison avec le plus faible taux de disponibilité dans des conditions météorologiques standards (en moyenne 14%) ;
- Pour l'éolien offshore, le taux de disponibilité est de 29%, ce qui correspond à une moyenne constatée dans des conditions défavorables par l'IEA Wind à partir des sites existants en Europe ;
- Pour l'hydraulique, les taux de disponibilités varient en fonction du moyen de production :
  - Pour l'hydraulique fil de l'eau, le taux de disponibilité retenu est de 60% (estimation fondée sur la moyenne des maximums constatés sur la période 2012 – 2021) ;
  - Pour l'hydraulique de pointe et les STEP, qui sont pilotables, le taux de disponibilité retenu est de 100% (hypothèse favorable fondée sur le postulat de la conservation d'un volume d'eau suffisant en retenues pour pouvoir faire face aux fortes demandes estivales) ;
- Pour les autres moyens pilotables tels que le biogaz et les bioénergies, le taux de disponibilité est de 90% en raison des opérations de maintenance estivales ;
- Pour les batteries et le V2G, le taux de disponibilité moyen est de 62% puisque les batteries centralisées et le V2G ont respectivement des capacités disponibles de 90% et 45%, d'une part en raison des opérations de maintenance estivales et d'autre part en raison de la plus forte mobilité le soir en été en comparaison avec le soir en hiver ;

A la pointe estivale 2050 et dans des conditions météorologiques défavorables, la capacité disponible totale (hors importations) des moyens de production proposés dans le scénario N03 pourrait atteindre **77,1 GW**.

Dans les mêmes conditions, le scénario de Belfort atteindrait une capacité disponible totale (hors importations) de **81,3 GW**. Comme pour la pointe d'hiver, c'est la capacité installée supplémentaire en éolien offshore du scénario de Belfort qui rend la capacité disponible totale supérieure à celle du scénario N03 de RTE.

Taux de disponibilité à la pointe et en moyenne journalière selon les conditions météorologiques [Été 2050 ; %]

Moyens de production	Été, jour standard Taux de disponibilité, moyenne journalière [%]	Été, vent et ensoleillement faibles Taux de disponibilité à la pointe (20h00) [%]
Nucléaire – *historique*	64%	64%
Nucléaire – *nouveau*	85%	85%
Solaire	18%	2%
Eolien – *onshore*	14%	5%
Eolien – *offshore*	40%	29%
Hydraulique – *fil de l'eau*	40%[1]	60%
Hydraulique – *de pointe*	75%	100%
Hydraulique – *STEP*	100%	100%
Biogaz et autres bioénergies – historique	90%	90%
Batteries & V2G	62%[2]	62%[3]
Gaz ou Biogaz – *dont cogénération et capacité additionnelles* [uniquement mix Cérémé]	90%	90%
Importations	100%	100%

1) Moyenne constatée en été sur la période 2012-2021
2) Moyenne pondérée des taux de disponibilité des batteries (90%) et du V2G (45%) en conditions standards sur la journée
3) Moyenne pondérée des taux de disponibilité des batteries (90%) et du V2G (45%) en conditions défavorables à 20h00

Source: RTE Eco2mix, RTE Futurs énergétiques 2050, IEA Wind, Roland Berger

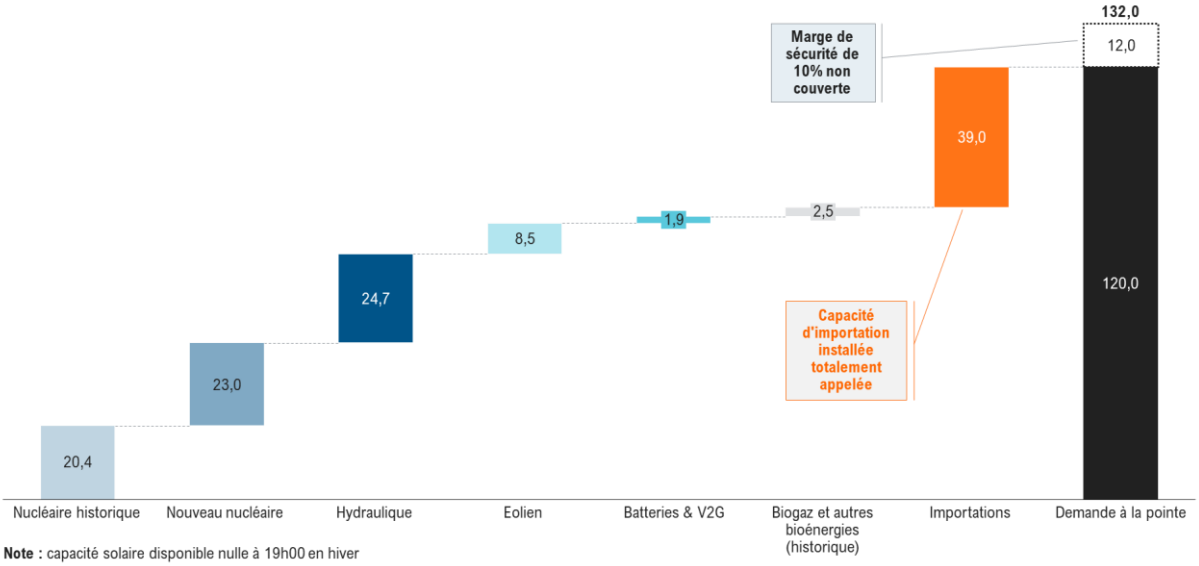
2. Conséquence : un passage de la pointe 2050 dépendant de la capacité d'importation en cas de conditions météorologiques défavorables

a. A la pointe, en hiver

Les projections de demande formulées par RTE semblent converger vers une pointe intervenant vers 19h00 en hiver et ayant une valeur de 120 GW en 2050 (pour le scénario de référence).

Dans le scénario N03 du rapport *Futurs énergétiques 2050* de RTE et dans des conditions météorologiques défavorables aux renouvelables, la capacité disponible des moyens de production à la pointe à l'hiver 2050 serait de 81,0 GW (hors importations). Ainsi, pour passer la pointe, il faudrait faire appel à 39 GW de capacité disponible supplémentaire, correspondant à la capacité d'interconnexions prévues par RTE. RTE prévoit effet une extension de cette capacité de 15 GW aujourd'hui à 39 GW en 2050. Dans le cas de conditions météorologiques défavorables au jour de la demande la plus forte de l'hiver 2050 (à la pointe) et avec le mix de production proposé par le scénario N03 de RTE, la disponibilité de l'intégralité de la capacité d'importation apparait alors indispensable.

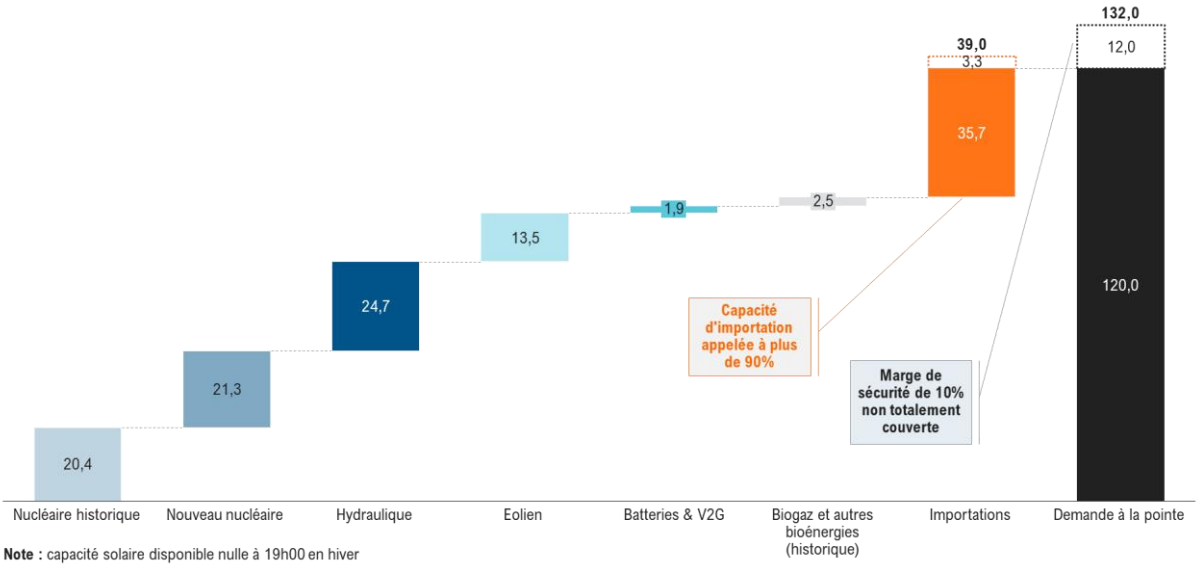
Capacité disponible en conditions défavorables à la pointe par moyen de production
[Mix RTE N03 ; Demande RTE ; 19h00, Hiver, 2050 ; GW]



Note : capacité solaire disponible nulle à 19h00 en hiver

Dans le scénario Belfort, la capacité disponible serait de 84,3 GW (hors importations) à la pointe dans les mêmes conditions météorologiques. Ainsi, pour passer la pointe de 120 GW, le recours aux importations semble être également indispensable (+ 35,7 GW).

Capacité disponible en conditions défavorables à la pointe par moyen de production
[Mix Belfort ; Demande RTE ; 19h00, Hiver, 2050 ; GW]



Note : capacité solaire disponible nulle à 19h00 en hiver

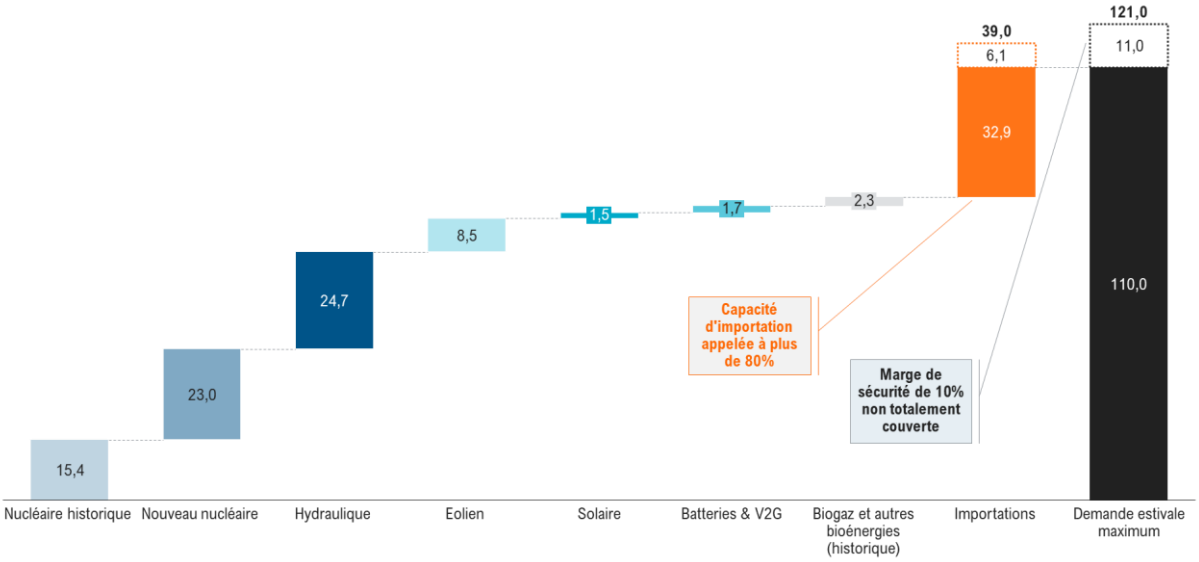
Si la pointe avait lieu le matin, et non le soir comme cela est souvent le cas en hiver, la situation serait différente mais les conclusions seraient inchangées. Une telle pointe matinale est montrée comme possible dans le scénario RTE – et on peut supposer qu'elle est aussi pour le scénario Belfort. Dans ce cas pour un jour d'hiver à ensoleillement faible (pour respecter nos hypothèses de conditions défavorables), le taux de disponibilité du solaire varie entre 0 et ~9% (à 13h) avec une moyenne journalière à 2%. La luminosité diurne permet en effet un minimum de production. Si la pointe devait intervenir à 13h, le solaire fournirait au maximum ~6,3 GW avec le mix RTE N03, ~10 GW avec le mix Belfort et ~4,5 GW avec le mix Cérémé. La performance de tous les scénarios serait donc sensiblement meilleure. Mais on doit quand même dans le scénario Belfort (le moins dépendant des importations) importer environ 26 GW à la pointe.

b. Face à une forte demande, en été

Les travaux présentés dans les *Futurs énergétiques 2050* semblent indiquer une demande maximale en été plus tardive et moins importante qu'en hiver : 110 GW aux environs de 20h00 (pour le scénario de référence).

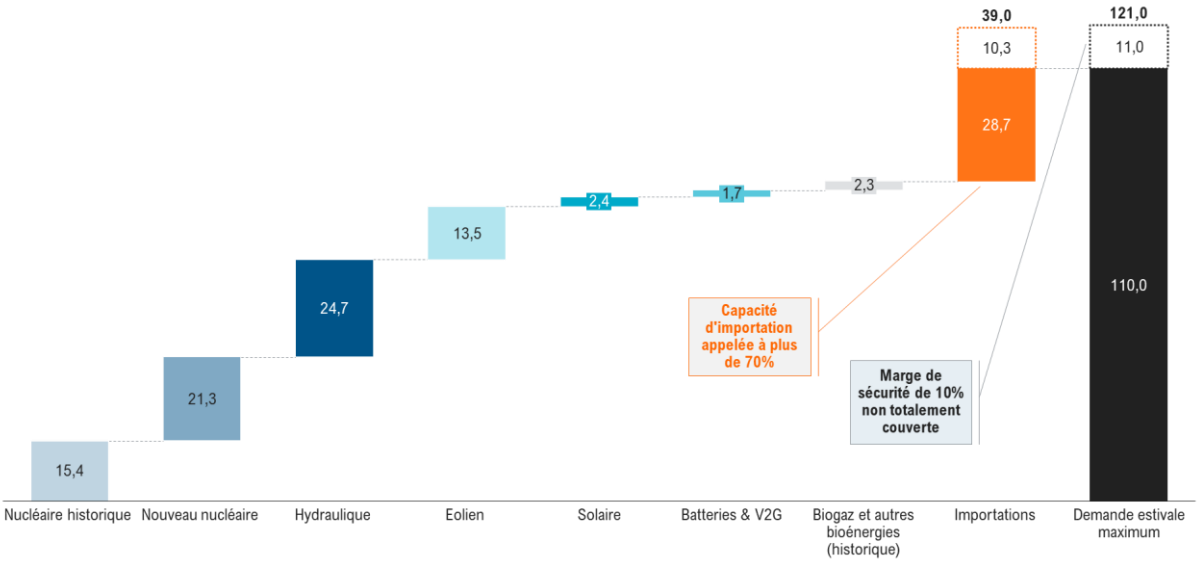
Dans le scénario N03 de RTE, si des conditions défavorables interviennent à l'heure de la demande la plus forte, la capacité disponible des moyens de production pourrait être de 77,1 GW (hors importations), il faudrait donc a priori faire appel à 32,9 GW d'importations et donc mobiliser une partie conséquente de la capacité installée en interconnexions (39 GW).

Capacité disponible en conditions défavorables avec la demande estivale maximum par moyen de production
[Mix RTE N03 ; Demande RTE ; 20h00, Été, 2050 ; GW]



Dans le scénario Belfort et dans des conditions identiques, la capacité disponible des moyens de production pourrait être de 81,3 GW (hors importations) à la pointe. Ainsi, pour passer la pointe fixée à 110 GW, il faudrait importer pour 28,7 GW via les interconnexions avec les pays voisins.

Capacité disponible en conditions défavorables avec la demande estivale maximum par moyen de production
[Mix Belfort ; Demande RTE ; 20h00, Été, 2050 ; GW]



C. La dépendance aux importations en cas de conditions défavorables à la pointe rend la disponibilité d'électricité importée critique à ce moment, et le bilan carbone non maîtrisable

1. Une sécurité d'approvisionnement dépendante des politiques d'investissement des pays européens voisins – et qui pourrait devoir se résoudre par l'utilisation de capacités gaz en France, dans lesquelles il faudra investir par sécurité

Si l'ensemble des scénarios proposés par RTE prévoient 39 GW de capacité installée en interconnexions, la capacité ou la volonté d'exporter de l'électricité vers le réseau national via ces interconnexions appartiendra aux voisins exportateurs de la France. Par exemple, en cas de conditions météorologiques défavorables, la production et la capacité d'exportation des pays voisins seront plus faibles en raison de la part d'énergies renouvelables attendue dans leurs mix de production en 2050, faisant peser un risque supplémentaire sur la possibilité de faire appel aux importations. L'éventuelle incapacité à exporter de l'électricité vers la France de la part de ses voisins européens menacerait donc la sécurité d'approvisionnement en électricité du système national. En un mot, cela pourrait revenir à faire reposer l'équilibre du système électrique français, au moins à la pointe, sur un pari à importer cette électricité pour une capacité importante – ou sur des délestages au-delà des flexibilités mobilisables (qui sont déjà incluses dans la demande de pointe).

Par ailleurs cette dépendance aux importations signifie également une dépendance à leur prix – et pas uniquement à leur volume. Plus les importations seront élevées, en particulier à la pointe, moins la France maîtrisera son budget électricité total.

On note enfin que cette dépendance serait par ailleurs plus forte dans le cas d'une demande plus importante.

2. Une atteinte de l'objectif de neutralité carbone en partie dépendante de la réussite des plans des pays voisins

Lorsque le recours aux importations est nécessaire pour faire face à la demande du réseau, la France perd mécaniquement la maîtrise sur les intrants de production de l'électricité consommée sur son réseau. En cas de réussite des stratégies de décarbonation des voisins européens, les importations permettraient alors à la France de remplir ce même objectif. En cas d'échec de ces stratégies, la France deviendrait alors importatrice d'une énergie carbonée, mettant à mal l'atteinte de ses propres objectifs en 2050. En effet, dans cette situation, le système électrique français serait indirectement émetteur en CO_2, ce qui est en contradiction avec les engagements nationaux et européens. Bien entendu ce raisonnement n'est vrai qu'à la pointe et le bilan global du système français, qui sera par moment exportateur d'électricité décarbonée, sera in fine sans doute globalement équilibré en carbone, de sorte que l'argument d'importation de CO_2 n'est pas déterminant dans l'analyse.

II. La prolongation du parc nucléaire historique et un plan ambitieux de construction de nouveaux réacteurs permettraient de limiter ces risques pour des coûts raisonnables

N.B.: Le mix alternatif proposé par le Cérémé fait l'objet d'une présentation détaillée en partie III.B.2 (pour 2050).

Un mix alternatif reposant principalement sur le nucléaire : prolongation significative de l'existant et nouveau programme ambitieux

Capacités installées par moyen de production pour les scénarios Cérémé, RTE N03 et Belfort [2050 ; GW]

Capacités installées en 2050	Scénario Cérémé [GW]	Scénario RTE N03 [GW]	Scénario Belfort [GW]
Nucléaire historique	59,0	24,0	24,0
Nouveau nucléaire	39,6	27,0	25,0[1]
Hydraulique – fil de l'eau	13,6	13,6	13,6
Hydraulique – de pointe	8,5	8,5	8,5
Hydraulique – STEP	8,0	8,0	8,0
Solaire	49,6	70,0	108,6
Eolien onshore	0,0	43,0	37,0
Eolien offshore	0,0	22,0	40,0
Batteries & V2G	0,0	2,7	2,7
Biogaz et autres bioénergies[2]	2,5	2,5	2,5
Gaz historique & gaz/biogaz additionnel[3]	20,1	0,0	0,0
Total – hors interconnexions	**200,9**	**221,3**	**269,9**
Interconnexions	*15,0*	*39,0*	*39,0*

1) Dont 4 GW de SMR pour N03, 2 GW pour Belfort ; 2) Capacités historiques et communes à tous les scenarios de RTE ; 3) Dont 7,8 GW de capacité gaz historique et 12,3 GW de capacités gaz/biogaz additionnelles

Le mix alternatif dont les principes ont été proposés par le Cérémé et modélisés par Roland Berger est construit à partir d'une approche pragmatique, visant avant tout à sécuriser le passage de la pointe de demande avec des moyens pilotables et en mobilisant en priorité des moyens existants.

Ainsi, ce mix prend d'abord l'hypothèse d'une relance ambitieuse du programme électronucléaire français, reposant sur deux piliers :

- la prolongation du parc nucléaire historique jusqu'à 70 ans, durée déjà réalisée dans certains pays, permettant de disposer d'une capacité de 59 GW moyennant des investissements limités ;
- la construction de 24 nouveaux réacteurs de type EPR 2 d'ici 2050, permettant de disposer d'une capacité de 39,6 GW.

Ces moyens nucléaires sont complétés par d'autres moyens pilotables existants ou communs à tous les scénarios de RTE dans son rapport Futurs Energétiques 2050 :

- les moyens hydrauliques existants et projetés par RTE dans son rapport *Futurs énergétiques 2050* (capacités communes à tous les scénarios), permettant de disposer d'une capacité de 30,1 GW ;
- les capacités thermiques existantes et projetées par RTE (pour les capacités communes à tous les scénarios, notamment les bioénergies) permettent de disposer de 10,3 GW en 2050 ;

Le mix alternatif proposé par le Cérémé ne comprend qu'une part marginale d'EnR (49,6 GW de photovoltaïque) en comparaison avec le scénario N03 de RTE et le scénario de Belfort. Ce mix prend

en effet l'hypothèse de l'arrêt du développement et du non-renouvellement des capacités renouvelables centralisées. Seul le photovoltaïque diffus, dont le développement n'est pas directement à la main des pouvoirs publics, sera dans ce scénario amené à se développer.

12,3 GW de capacités thermiques pilotables (gaz ou biogaz) viennent compléter ce mix, installées notamment pour sécuriser le passage de la pointe de demande entre 2025 et 2035, période à laquelle le nouveau parc nucléaire ne sera pas encore entré en service.

Enfin, les capacités d'interconnexion actuelles avec les pays voisins sont maintenues (environ 15 GW), permettant un recours aux importations en ligne avec les niveaux pratiqués sur les dernières décennies mais sans augmenter la dépendance de la France à ses voisins.

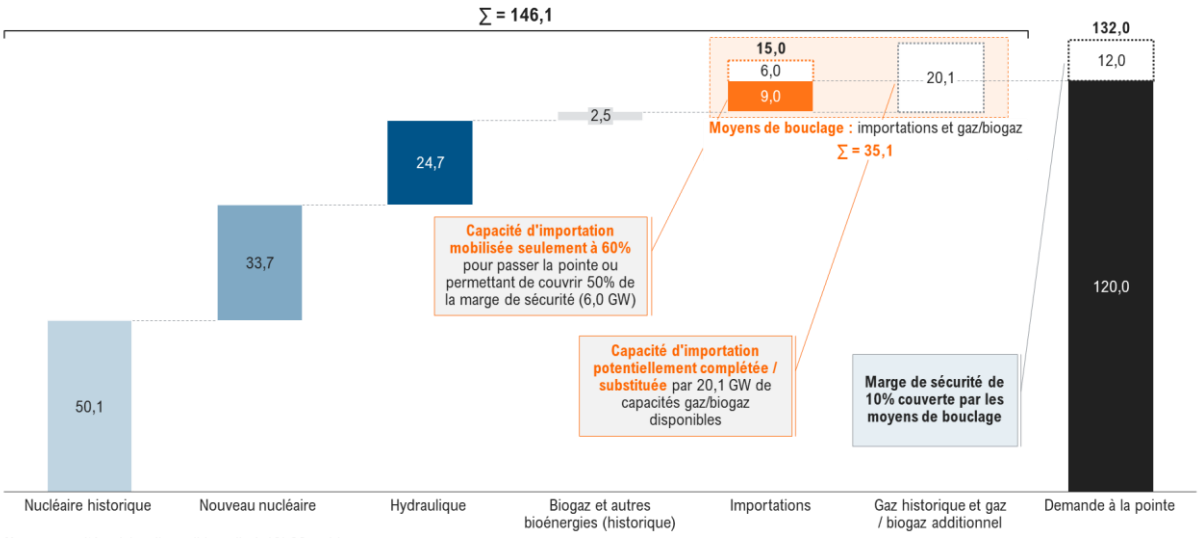
A. Une capacité à passer les pointes avec un recours limité aux importations

Afin d'évaluer le mix présenté dans la partie précédente, la méthodologie suivie sera la même que celle utilisée en partie I.B.1. pour les scénarios N03 et Belfort. Ainsi, il s'agit de déterminer la capacité disponible de ce mix à la pointe (hiver 2050) et pendant une forte demande à l'été 2050 dans des conditions météorologiques défavorables et donc avec les mêmes taux de disponibilité que ceux utilisés en partie I.B.1.

1. A la pointe, en hiver

A la pointe en hiver 2050 et dans des conditions défavorables, ce mix pourrait atteindre une capacité disponible de 146,1 GW (incluant 15 GW d'importations). Ainsi, il pourrait être capable de passer, la pointe du scénario de demande de référence de RTE, qui semble s'établir à environ 120 GW, en s'appuyant sur 9,0 GW d'importations uniquement. En considérant une marge de sécurité classique de 10%, la pointe à couvrir atteindrait 132 GW. Pour passer cette pointe, seuls 6 GW supplémentaires seraient appelés en importations via les interconnexions, complétés par la mobilisation des capacités thermiques de bouclage à hauteur de 5,9 GW (7,8 GW de capacités gaz historique et 12,3 GW de capacités gaz / biogaz additionnelles installées avant 2035). Les moyens de bouclage (dont capacités d'interconnexion existantes de 15 GW) seraient alors suffisants et, par ailleurs, le recours aux seules capacités nationales permettrait de couvrir 131,1 GW, soit 99% de la demande projetée intégrant une marge de sécurité de 10%.

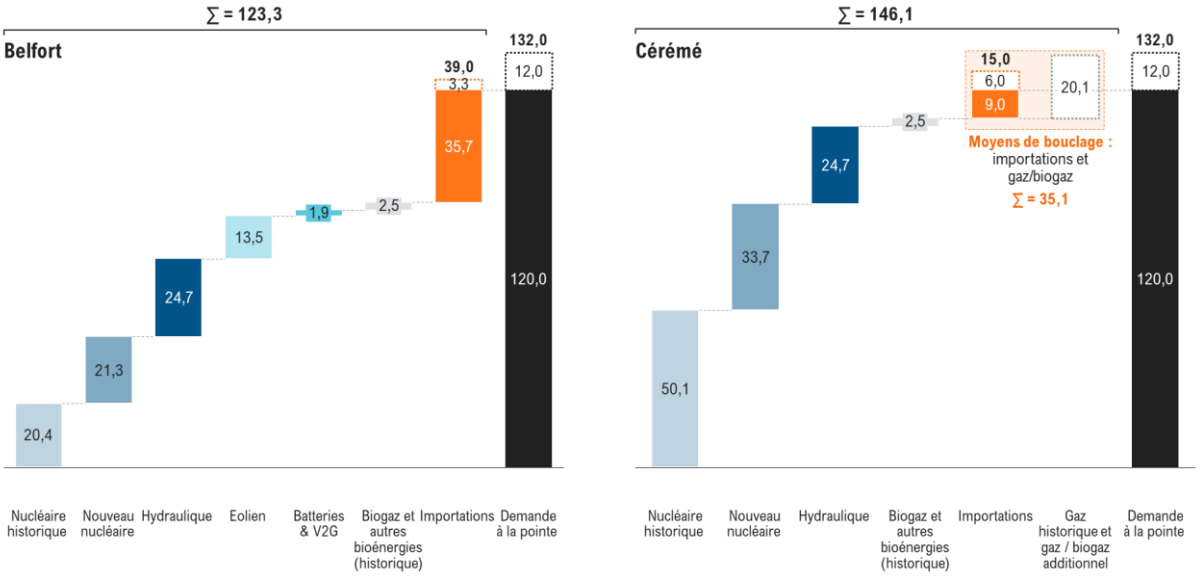
Capacité disponible en conditions défavorables à la pointe par moyen de production
[Mix Cérémé ; Demande RTE ; 19h00, Hiver, 2050 ; GW]



Note : capacité solaire disponible nulle à 19h00 en hiver

Ce mix permettrait donc de passer la pointe de demande (hors marge de sécurité) sans avoir recours à la mobilisation de capacités thermiques de bouclage, néanmoins conservées en sécurité. Ces résultats sont à mettre en perspective avec les scénarios RTE N03 et Belfort qui pourraient faire appel aux importations à la pointe (hors marge de sécurité) pour respectivement 39,0 et 35,7 GW. Ces scénarios RTE N03 et Belfort sont donc particulièrement tendus. En effet, le premier ne dispose d'aucune marge de sécurité face à la demande à la pointe tandis que le second ne dispose que d'une marge de 3,3 GW, soit moins de 3% de la demande à la pointe.

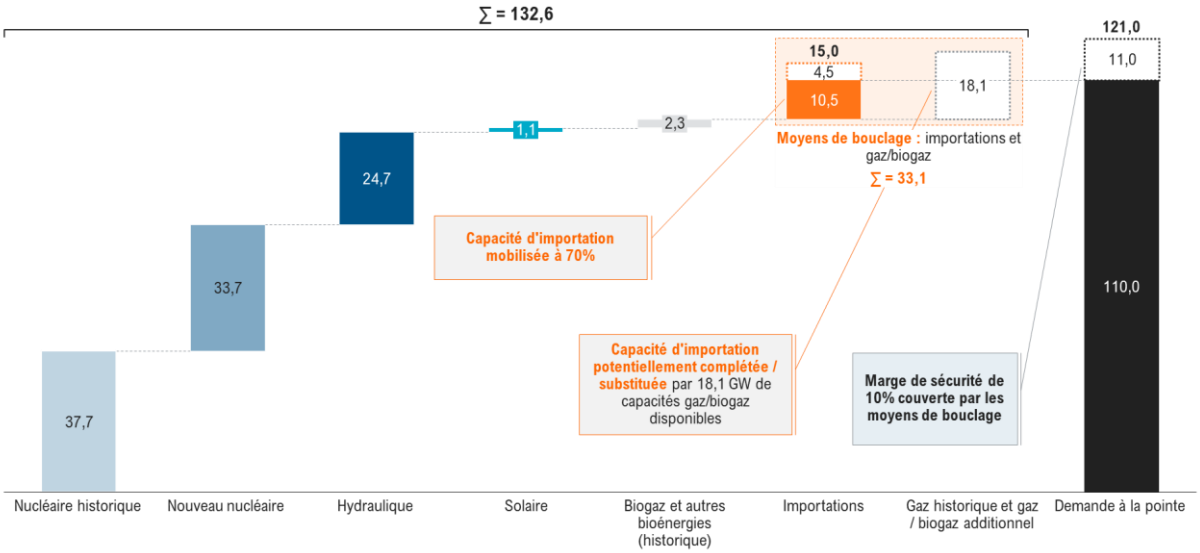
Capacité disponible en conditions défavorables à la pointe par moyen de production pour les mix Belfort et Cérémé [Demande RTE ; 19h00, Hiver, 2050 ; GW]



2. Face à une forte demande en été

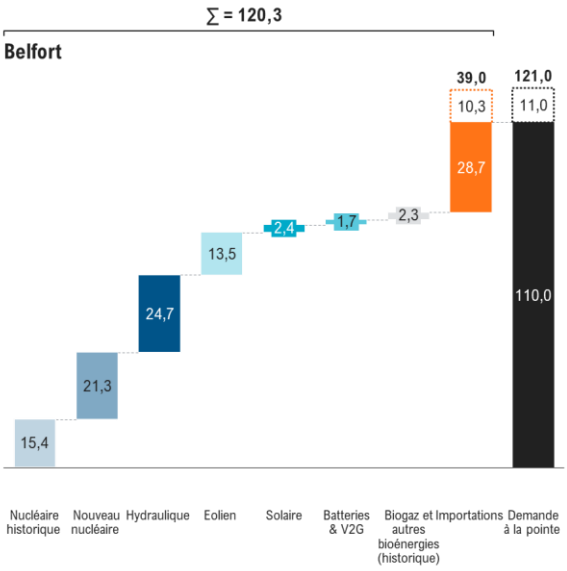
Face au maximum de la demande à l'été 2050 et dans des conditions défavorables, le mix proposé pourrait atteindre une capacité disponible de 132,6 GW (dont 15 GW d'importation). Les conclusions sur la demande présentées par RTE dans le rapport Futurs Energétique 2050 semblent indiquer un maximum de demande estivale à 110 GW. Le mix proposé passerait alors cette forte demande sans recours aux capacités thermiques de bouclage (7,8 GW de capacités gaz historiques et 12,3 GW de capacités gaz / biogaz additionnelles), en s'appuyant uniquement sur des importations de l'ordre de 10,5 GW. Si l'on considère une marge de sécurité de 10% à satisfaire, la capacité disponible mobilisée devrait être complétée par 4,5 GW d'importations supplémentaires (pour atteindre le maximum de 15 GW) et 6,5 GW de capacités thermiques de bouclage. Le mix proposé permettrait donc de répondre à cette demande estivale maximum majorée (121 GW) sans besoin d'extension des capacités d'interconnexions et avec un recours limité au gaz.

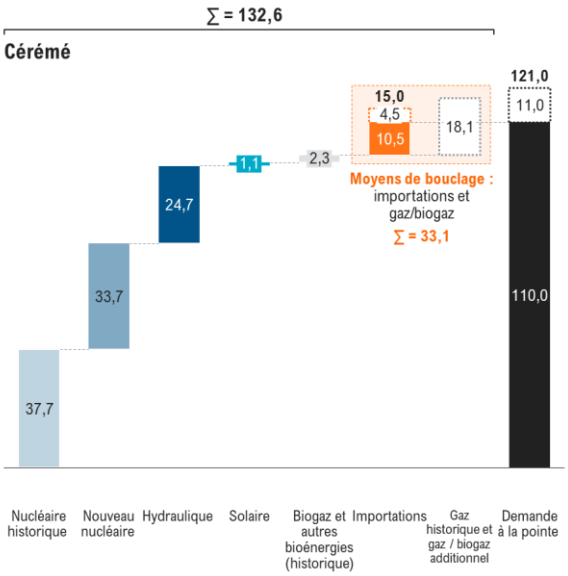
Capacité disponible en conditions défavorables avec la demande estivale maximum par moyen de production [Mix Cérémé ; Demande RTE ; 20h00, Été, 2050 ; GW]



Comme pour la pointe en hiver, ce mix permettrait de passer la demande estivale maximum (hors marge de sécurité) avec un recours limité aux importations (10,5 GW) et sans mobilisation des moyens thermiques de bouclage installés en sécurité. En comparaison, les scénarios RTE N03 et Belfort pourraient faire appel à respectivement 32,9 GW et 28,7 GW d'importations pour passer cette forte demande (hors marge de sécurité). Les scénarios RTE N03 et Belfort sont donc particulièrement tendus. En effet, le premier ne dispose que d'une marge de sécurité de 6,1 GW (moins de 6% de la demande considérée) face à la demande estivale maximum tandis que le second dispose d'une marge de 10,3 GW (environ 9,4% de la demande considérée).

Capacité disponible en conditions défavorables avec la demande estivale maximum par moyen de production pour les mix Belfort et Cérémé [Demande RTE ; 20h00, Été, 2050 ; GW]





B. Un mix alternatif 2050 comportant une part marginale de thermique à décarboner

Le mix alternatif proposé est en mesure de servir une demande avoisinant les 100 GW chaque jour en 2050 et de produire une quantité d'énergie totale de 645 TWh en ne mobilisant qu'environ 45 % des capacités thermiques installées prévues (10,3 GW de capacités historiques au gaz ou biogaz et aux bioénergies) pour un total d'environ 3,5 TWh sur l'année.

Le rapport Futurs Energétiques 2050 de RTE anticipe une demande ne dépassant les 100 GW en 2050 que 2,4% du temps, soit environ 210 heures. En supposant que l'intégralité des moyens de pointe disponibles détaillés dans les sections II.A et II.B (12,3 GW de nouvelles capacités au gaz ou biogaz, 10 GW d'importations sur les 15 GW d'interconnexions) doivent être mobilisés sur ces 210 heures, la demande supplémentaire maximale serait de :

- 2,5 TWh d'électricité produits par les nouvelles capacités à gaz ou biogaz nationales
- 2,1 TWh d'électricité importée

En conclusion, le mix proposé par le CEREME permet de répondre à la demande anticipée par le rapport Futurs Energétiques 2050 de RTE en ayant recours, au maximum, à une production carbonée pour seulement 6,0 TWh (3,5 + 2,5 TWh, soit moins de 1% du total) et aux importations pour 2,1 TWh.

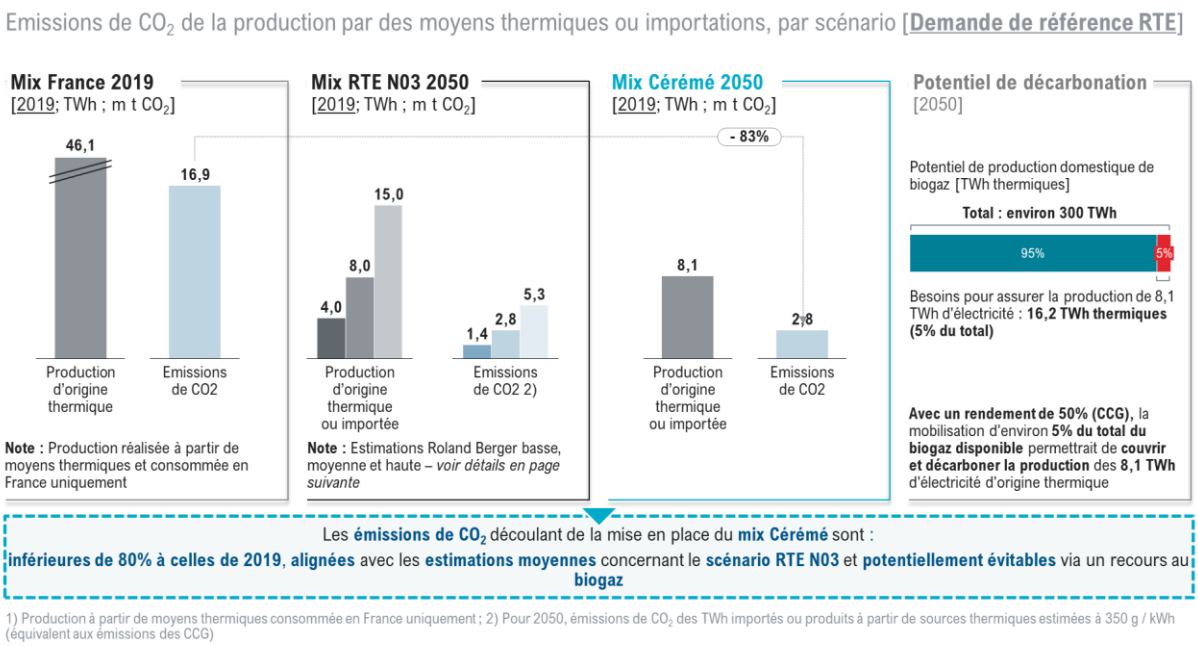
En comparaison, en raison de sa difficulté à faire face aux pointes de demande en condition météorologiques défavorables, le mix proposé par RTE dans son scénario N03 s'appuie sur d'importantes capacités d'importations. La quantité d'énergie appelée via ces capacités d'importations semble varier entre 4 et 15 TWh selon les hypothèses retenues, avec une hypothèse moyenne à 8,0 TWh :

- Dans sa variante "France isolée", RTE anticipe une production d'environ 4 TWh d'électricité d'origine thermique en 2060 avec le mix N03 ;
- Un épisode de vent faible sur une durée de 7 semaines à l'hiver 2050 entrainerait un déficit de production d'environ 15 TWh (perte de 12,8 GW de capacité disponible sur 1150 heures).

Hors disponibilité d'électricité décarbonée sur le marché européen aux heures où ce besoin en importations se manifeste, on peut faire l'hypothèse de la production de ces 8,0 TWh par des centrales à gaz. Ainsi, la part d'énergie à décarboner dans le scénario N03 apparaît proche de celle estimée pour le scénario Cérémé.

La production de ces 6 TWh (8,1 TWh en substituant les importations) à partir de sources thermiques correspond à une consommation de 12 TWh (16,2 TWh) de gaz (pour un rendement estimé à 50%). Dans leur rapport *Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? – Etude de faisabilité technico-économique* de 2018, l'ADEME, GRDF et GRTgaz estiment le potentiel total de biogaz produit à partir de biomasse disponible en France à environ 300 TWh pour 2050. Il apparaît alors possible d'arbitrer entre les usages en faveur de la décarbonation quasi-intégrale du système électrique et de mobiliser pour la production électrique, à côté d'un usage majoritairement réservé à l'injection dans les réseaux, 12 TWh (16,2 TWh) parmi ces 300 TWh (4 à 5% du total).

Il est à noter que ce chiffre de 300 TWh est débattu. Même si le potentiel était inférieur de moitié (ce qui correspond à peu près au potentiel souvent évoqué pour 2035), les volumes nécessaires pour la production d'électricité décarbonées à correspondraient donc à moins de 10% du total de biogaz.



Le mix alternatif proposé permet au système électrique d'obtenir la neutralité carbone de la production nationale en 2050 et de limiter la dépendance aux politiques menées hors des frontières.

C. Des investissements et des coûts d'exploitation mesurés en comparaison au scénarios RTE N03 et Belfort

Le mix de production proposé apparait, du point de vue des coûts d'investissement et des coûts d'exploitation, comme une alternative viable aux mix issus des scénarios RTE N03 et Belfort. En effet, ce mix alternatif impliquerait des investissements inférieurs de 20% à ceux attendus pour le scénario N03 de RTE et de plus de 35% à ceux du scénario Belfort. Parallèlement, les coûts fixes d'exploitation dans ce scénario, pour l'année 2050, restent inférieurs à ceux du scénario Belfort (bien que relativement proches et plus élevés que ceux du scénario RTE N03).

1. Des coûts d'investissements plus limités sur la période, inférieurs de près de 20% à ceux du scénario RTE N03

Le montant total d'investissements requis sur la période 2019 – 2050 pour la mise en place du mix proposé est de 593 milliards d'euros, soit environ 20% de moins que le scénario N03 de RTE (745 milliards d'euros) ou environ 35% de moins que le scénario Belfort (912 milliards d'euros).

Le mix alternatif proposé se caractérise par des investissements conséquents dans la filière nucléaire, de l'ordre de 323 milliards d'euros, contre 237 milliards d'euros pour le scénario N03 de RTE et 224 milliards d'euros pour le scénario Belfort. Cet écart s'explique par des investissements plus forts pour le parc nucléaire historique et pour le nouveau parc :

- Pour le parc historique : la prolongation de la durée de vie des réacteurs existants jusqu'à 70 ans (contre un peu plus de 60 ans pour le scénario N03 de RTE) implique d'importants investissements afin de répondre aux exigences de sureté (revue décennale, rénovations). Ces investissements s'élèvent à 118 milliards d'euros pour le scénario alternatif proposé, soit environ 30% de plus que les montants attendus pour les scénarios RTE N03 et Belfort (environ 89 milliards d'euros).
- Pour le nouveau parc nucléaire : la construction de 24 réacteurs de type EPR 2 au total pour une capacité de 39,6 GW en 2050 implique un investissement à hauteur de 204 milliards

d'euros. En comparaison, les scénarios N03 de RTE et Belfort ne prévoient que 14 EPR 2 mais respectivement 4,0 et 2,0 GW assurés par d'autres types de réacteurs (dont des SMR), pour des montants d'investissements totaux respectifs de 148 milliards d'euros pour RTE N03 (dont 26,3 milliards d'euros pour les SMR) et de 135 milliards d'euros pour Belfort (dont 13,1 milliards d'euros pour les SMR).

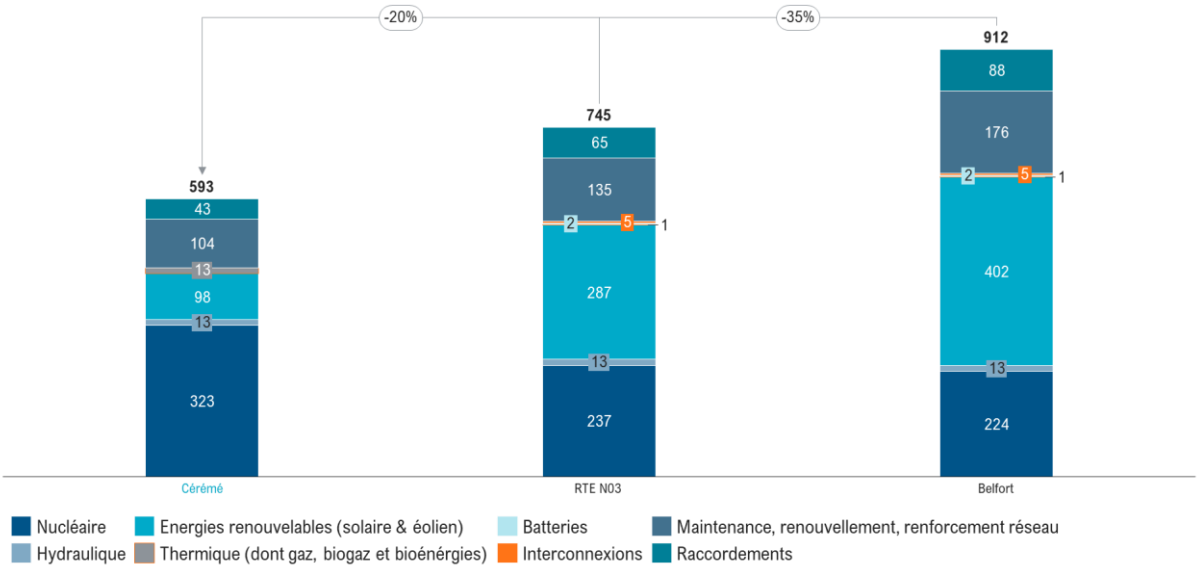
Ces forts investissements dans la filière nucléaire sont compensés par des montants plus faibles alloués aux EnR dans le mix alternatif proposé. Le montant total d'investissement pour les EnR sur la période 2019 – 2050 sera en effet de 98 milliards d'euros, dont 68 milliards d'investissements pour le solaire diffus qui seront portés principalement par des acteurs privés (autoproduction). En comparaison, les scénarios N03 de RTE et Belfort requièrent respectivement 287 et 402 milliards d'euros pour les EnR. Les investissements particulièrement élevés du scénario de Belfort s'expliquent notamment par l'effort important en matière de solaire (155 milliards d'euros) et d'éolien offshore (193 milliards d'euros), partiellement compensés par un investissement plus faible sur l'éolien onshore (55 milliards d'euros, contre 66 pour RTE N03).

La forte part d'EnR dans les scénarios RTE N03 et Belfort explique également un investissement plus élevé dans le réseau en raison de coûts de raccordements plus élevés. En cohérence avec les niveaux des plans d'investissements prévus aujourd'hui par RTE et Enedis dans le cadre de la PPE, nous estimons ces derniers à environ 65 milliards d'euros pour RTE N03 et 88 milliards pour Belfort, tirés par le raccordement des 40 GW d'éoliennes offshore, contre environ 43 milliards d'euros dans notre scénario, en partie tirés par le raccordement des nouveaux réacteurs nucléaires. De plus, les coûts de maintenance, de renouvellement et de renforcement du réseau apparaissent aussi plus faibles dans le mix alternatif proposé (104 milliards d'euros) que dans les scénarios RTE N03 (135 milliards d'euros) et Belfort (176 milliards d'euros), en raison de la plus faible part d'EnR et de la plus grande centralisation des moyens de production, ce qui diminue la nécessité d'étendre le réseau et de créer de nouvelles connexions.

Les choix retenus par les différents scénarios quant aux moyens déployés pour faire face aux pointes semblent par ailleurs avoir un impact limité sur les investissements totaux requis. En effet, le mix alternatif proposé requiert un investissement à hauteur de 12,3 milliards d'euros dans des capacités thermiques de bouclage quand les scénarios N03 de RTE et Belfort semblent requérir un total de 6,8 milliards d'euros pour l'ajout de nouvelles interconnexions (+24 GW) et l'installation de batteries centralisées.

Les hypothèses retenues pour le calcul des investissements sont à retrouver en Annexe 2. Il est à noter que les opérations de maintenance lourde dans le parc nucléaire sont comptées dans les investissements ("investissements de maintenance") ci-dessous.

Investissement cumulées par scénario selon les hypothèses de coûts Roland Berger [2019 – 2050; € Md]

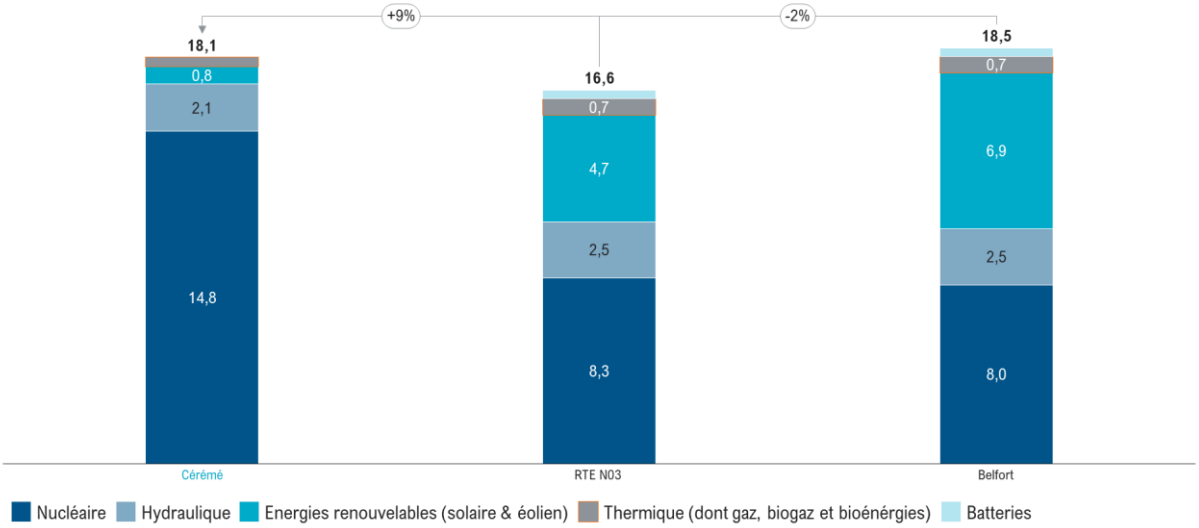


2. Des coûts fixes d'exploitation légèrement plus élevés que ceux du scénario RTE N03, proches de ceux du scénario de Belfort

En 2050, le mix proposé se traduira par des coûts fixes d'exploitation de 18,1 milliards d'euros.

Ces coûts sont, en valeur absolue, plus élevés que ceux du scénario N03 de RTE (16,6 milliards d'euros) tout en restant plus faibles que ceux du scénario Belfort (18,5 milliards d'euros).

Coûts fixes d'exploitation par scénario selon les hypothèses de coûts Roland Berger [2050; € Md]



Les hypothèses retenues pour le calcul des coûts fixes d'exploitation sont à retrouver en Annexe 2.

Ces écarts entre scénarios en termes de coûts d'exploitation pourraient cependant être modifiés par l'intégration des coûts variables d'exploitation (notamment : coût du combustible gaz pour les centrales thermiques, prix du CO_2, coûts des importations). L'estimation fine de ces coûts variables ne peut cependant être réalisée que sous la condition de disposer de données complémentaires sur les scénarios N03 de RTE et Belfort, notamment une courbe de charge détaillée heure par heure permettant de déduire le facteur de charge de chaque moyen au cours de l'année.

3. Un mix moins vulnérable aux variations des prix du gaz

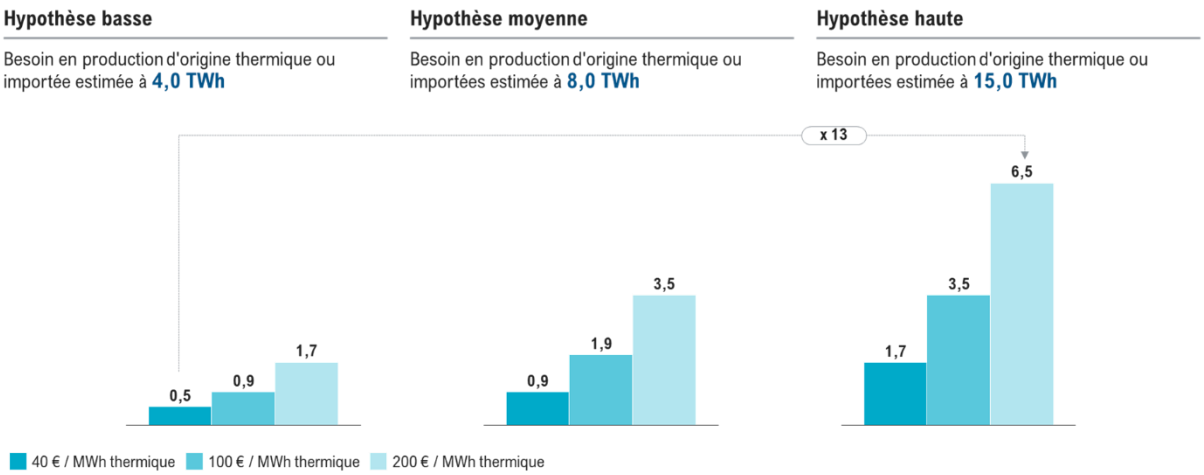
Selon les hypothèses retenues, répondre à la demande de référence de RTE implique une production d'origine thermique (au gaz), nationale ou importée, qui peut être estimée entre 4,0 et 15,0 TWh avec le mix N03 de RTE. Cette production représenterait alors une demande de 8,0 à 30,0 TWh de gaz (rendement des CCG : 50%). Les 24 derniers mois ainsi que les évolutions attendues de la production de combustibles fossiles laissent présager une volatilité des prix du gaz à horizon 2050 a minima équivalente à celle des dernières décennies.

Avec le mix N03, le coût total du gaz pour le système électrique sur l'année 2050 pourrait s'élever à :

- 6,5 milliards d'euros dans le scénario le plus défavorable (15 TWh d'électricité produits par des centrales à gaz, prix du gaz à 200 € / MWh thermique), en incluant le coût du CO2 (hypothèses retenues : 100 € / tonne équivalent CO_2 ; 0,350 t de CO_2 par MWh produit avec un CCG, chiffre ADEME)
- 0,5 milliards d'euros dans le scénario le plus favorable (4 TWh d'électricité produits par des centrales à gaz, prix du gaz à 40 € / MWh thermique), en incluant le coût du CO_2

En comparaison, le coût total du gaz sur l'année 2050 oscillerait entre 0,9 et 3,5 milliards d'euros avec le mix Cérémé (incluant les coûts du CO_2).

Coût total du gaz avec le mix N03, selon hypothèses de prix du gaz et de besoins en production thermique ou importations [2050; Md €]



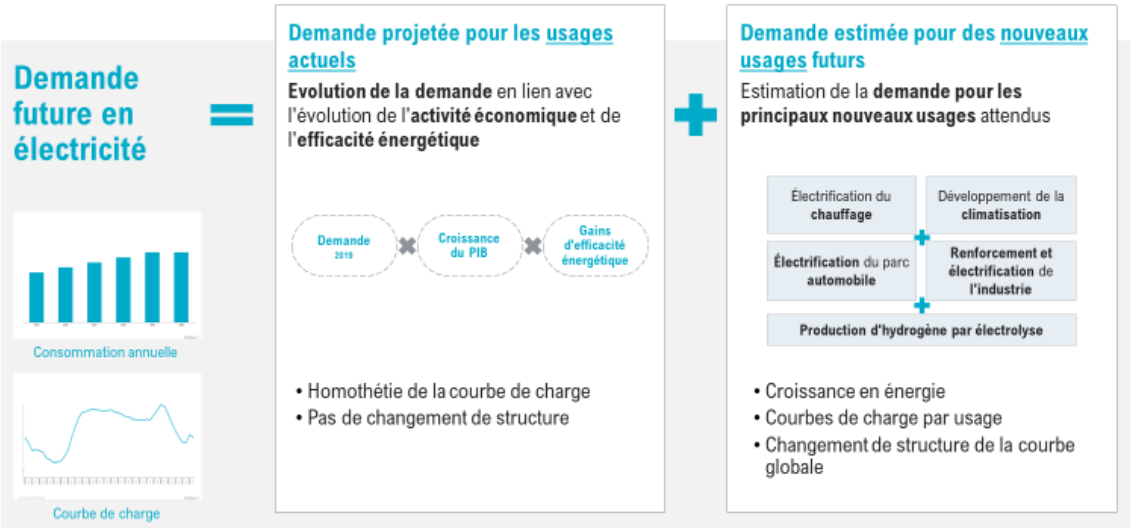
Note : Coût du CO_2 inclus dans le calcul du coût du gaz (hypothèses retenues : 100 € / tonne équivalent CO_2; 0,350 t de CO_2 par MWh produit avec un CCG)

III. Une forte réindustrialisation, en ligne avec les ambitions stratégiques et les objectifs climatiques nationaux, mènerait à une demande plus forte en énergie électrique qu'attendue dans les scénarios N03 / Belfort, à laquelle le mix proposé serait en mesure de répondre, en 2035 et en 2050

A. Nous estimons une demande de 616 TWh en 2035 avec une pointe à 101,0 GW et de 836 TWh en 2050 avec une pointe à 115,2 GW

Le modèle proposé s'appuie sur une estimation de la demande en énergie et en puissance construite sur une vision de l'économie de la France à horizon 2050 qui se veut ambitieuse mais réaliste. Elle s'appuie à la fois sur une évolution anticipée des usages existants et sur le développement attendu de nouveaux usages de l'électricité. En conséquence le niveau de la demande en énergie va évoluer par rapport à 2019, et la courbe de charge va également changer de forme.

Modélisation de la demande d'électricité future – Approche retenue



1. Plusieurs tendances de fond vont affecter la demande en énergie électrique, dont la réindustrialisation et la décarbonation, en ligne avec les ambitions politiques nationales

a. Evolution des usages existants : croissance de la demande en lien avec la croissance économique, et modérée par les progrès de l'efficacité énergétique

Afin de mesurer l'évolution de la demande pour les usages existants, le taux de croissance du PIB français est pris à 1,3% par an sur la période, aligné avec l'hypothèse retenue dans le rapport Futurs Energétiques 2050 de RTE.

Résidentiel : une évolution à la marge de la demande en énergie électrique

Les paramètres retenus pour la projection de la demande d'électricité provenant du secteur résidentiel sont l'électrification des usages, l'efficacité énergétique, l'effet du changement climatique, les rénovations thermiques, la stabilité des effacements et les habitudes de consommation. Parmi ces éléments, certains tirent la demande à la hausse :

- La croissance du PIB ;
- L'électrification des usages ;
- L'impact du climat via la hausse de l'usage de la climatisation.

La poursuite de l'électrification, notamment pour les usages tels que le chauffage, la cuisson et l'eau chaude sanitaire (facilitée par la RE 2020 qui interdit les chaudières à gaz dans le neuf), devrait avoir un impact haussier sur la demande en électricité. L'usage des pompes à chaleur en particulier connaît un fort développement (1,6 millions de foyers équipés en 2019 contre possiblement 11,2 millions en 2050). Les hypothèses retenues sont en ligne avec celles du rapport Futurs Energétiques 2050 de RTE.

Le changement climatique, modélisé avec les hypothèses du scénario RCP 4.5 du GIEC, identiques à celles du rapport Futurs Energétiques 2050, au travers de températures plus chaudes en été (+1,3 °C d'ici 2050) augmenterait la consommation de climatisation de 7,4%. En effet, le taux d'équipement en climatisation passerait de 22% en 2019 à 65% en 2050 pour le secteur résidentiel, porté par une augmentation de la fréquence et de la durée des épisodes caniculaires.

A l'inverse, d'autres éléments ont un impact baissier :

- Les progrès de l'efficacité énergétique des appareils et des machines ;
- Les rénovations thermiques des bâtiments (autre forme de l'efficacité énergétique);
- La hausse de la température en hiver permettant une moindre consommation de chauffage.

Les éléments haussiers de la demande devraient être modérés par les progrès de l'efficacité énergétique sur la période. En effet, la progression de l'efficacité énergétique, de 1,3% par an sur la période, serait en légère accélération par rapport aux décennies précédentes (environ 1,0% par an de 2000 à 2019).

De plus, la croissance de la demande en énergie devrait également être ralentie par l'accélération de la rénovation des bâtiments. Ces chiffres reposent sur les hypothèses RTE. En effet, en 2019, 400 000 logements ont été rénovés, contre 800 000 attendus par an d'ici à 2050. La réduction de la consommation du fait de l'acte de rénovation devrait progresser de 30% à 40% en 2050.

Le changement climatique, au travers de températures moins froides en hiver (+1 °C en moyenne d'ici 2050) diminuerait la consommation de chauffage de 6%.

Deux tendances mentionnées fréquemment dans le résidentiel ne devraient pas d'après notre étude avoir d'impact significatif sur la demande en énergie :

- les effacements en puissance ;
- la modification des habitudes de consommation

Les effacements sont attendus stables pour le secteur résidentiel à 2050 (hors véhicules électriques qui sont des usages nouveaux, voir ci-dessous). En effet, on constate un taux d'équipement déjà élevé concernant l'eau chaude sanitaire (abonnement heures creuses) et un plus faible potentiel de pénétration pour d'autres appareils où la réduction ou même le déplacement de la consommation vers des heures creuses est beaucoup moins aisé.

Dans tous les cas ces effacements concernent l'appel de puissance et n'engendrent pas au premier ordre de réduction des volumes d'énergie consommée.

Nous faisons aussi l'hypothèse prudente du maintien des habitudes et modes de vie actuels. Cette hypothèse tient compte de l'incertitude concernant la pénétration des comportements dits de sobriété, qui ont jusqu'ici rencontré peu d'écho sur une base volontaire dans la majeure partie de la population. Des effets de rebond concomitants aux rénovations thermiques peuvent par exemple être attendus.

Tertiaire : électrification des usages

Les paramètres retenus pour l'estimation de la demande d'électricité provenant du secteur tertiaire sont l'électrification des usages, l'efficacité énergétique, le changement climatique, les rénovations thermiques et la progression des effacements.

Parmi ces éléments, certains tirent la demande à la hausse :

- La croissance du PIB ;
- L'électrification des usages ;
- L'impact du climat via la hausse de l'usage de la climatisation en été.

La poursuite de l'électrification, notamment concernant les usages tels que le chauffage, la cuisson et l'eau chaude sanitaire devrait avoir un impact haussier sur la demande en électricité. Les hypothèses retenues sont en ligne avec celles du rapport Futurs Energétiques 2050 de RTE.

Le changement climatique, au travers des hausse de la température l'été, pourrait induire une hausse de la consommation de climatisation en été. En effet, le taux d'équipement en climatisation dans le secteur tertiaire passerait de 40% en 2019 à 65% en 2050, porté par une augmentation de la fréquence et de la durée des épisodes caniculaires.

A l'inverse, d'autres éléments ont un impact baissier :

- Les progrès de l'efficacité énergétique ;
- Les rénovations thermiques ;
- La hausse de la température en hiver permettant une moindre consommation de chauffage ;
- La progression des effacements.

La hausse de la demande pourrait en particulier être modérée par un rythme de rénovation bâtimentaire plus soutenu. La réduction de la consommation par m^2 du fait de la rénovation devrait progresser, passant de 15% en 2019 à 50% en 2050.

Enfin, on prévoit une légère augmentation de la demande effaçable sur la période, de l'ordre de 0,1 GW, notamment du fait du déploiement des solutions de chauffage et climatisation pilotables et/ou intelligents.

Industrie : réindustrialisation marquée couplée à l'électrification des procédés

Les paramètres retenus pour l'estimation de la demande d'électricité relative à l'industrie sont la hausse de la part de l'industrie dans le PIB, l'efficacité énergétique, l'électrification des procédés et la progression des effacements.

Certains de ces paramètres devraient avoir un effet haussier :

- La hausse visée de la part de l'industrie dans le PIB ;
- L'électrification des procédés ;

Le modèle proposé repose sur une vision de la France marquée par une réindustrialisation volontariste, faisant passer progressivement la part de l'industrie dans le PIB de 10% en 2019 à 13% en 2050 (variante haute pour RTE), retrouvant son niveau d'avant crise de 2008 et rapprochant légèrement la France de l'Allemagne (23% du PIB en 2015).

A cela s'ajoute l'électrification de l'industrie, passant de 36% à 70%. Cette hypothèse est alignée sur le rapport Futurs Energétiques 2050 de RTE. L'électrification de l'industrie, motivée par l'objectif de décarbonation de l'économie, induit une hausse de la consommation d'électricité.

Ces effets haussiers devraient être contrebalancés par :

- L'efficacité énergétique ;
- La progression des effacements industriels.

La progression de l'efficacité énergétique dans le secteur industriel devrait être de 1,5% par an, notamment tirée par l'amélioration continue des machines et par les gains en énergie primaire liés à l'électrification des procédés.

Enfin, la capacité d'effacement devrait augmenter d'environ 1,7 GW sur la période (hypothèse proche de celle retenue par RTE) notamment en raison de la poursuite de l'équipement de la filière en dispositifs de flexibilité et de la croissance de l'électrification.

Transport : Un impact durable de la crise sanitaire qui a introduit de nouveaux comportements de déplacements

Le secteur des transports devrait être durablement impacté par la crise de la Covid-19 au travers de l'augmentation du recours au télétravail et de la baisse des voyages d'affaires. En effet, en 2022 la consommation électrique des systèmes de transports urbains et ferroviaires devrait remonter mais à un niveau inférieur à celui de 2019. De plus, grâce à la progression de l'efficacité énergétique dans le secteur, la consommation est amenée à baisser de 3% entre 2022 et 2050.

b. Apparition et développement de nouveaux usages

Au-delà de la modification des usages existants, et de façon importante, de nouveaux usages vont apparaître d'ici 2050 et modifier la demande aussi bien en énergie électrique qu'en puissance.

Véhicules électriques : vers une électrification intégrale du parc de véhicules légers

Compte tenu des objectifs et des réglementations nationales et européennes visant à limiter puis interdire les véhicules thermiques légers, une forte électrification de la mobilité automobile légère est attendue. Cela portera :

- la part des véhicules électriques à batterie et hybrides rechargeables à 99,8% du parc de véhicules légers ;
- la part des véhicules électriques à batterie et hybrides rechargeables à 90% du parc de véhicules utilitaires légers en 2050 ;
- la part des bus urbains électriques à 42% du parc des bus urbains en 2050.

En revanche, concernant les poids lourds (hors bus urbain), l'hypothèse de décarbonation retenue est la généralisation du fonctionnement au di-hydrogène, avec un impact indirect sur la demande.

L'étude prend l'hypothèse que les progrès faits sur les véhicules électriques permettront une utilisation identique à celle de véhicules thermiques. De plus, ce développement devrait permettre de répondre aux mêmes attentes des utilisateurs en termes de disponibilité.

L'estimation de la demande quotidienne intègre :

- les variations saisonnières ;
- l'impact météo avec notamment une hausse de la consommation en hiver.
- différentes modalités de charge, selon les lieux (domicile, travail, lieux publics et commerces, autoroute), les vitesses de charge et les systèmes d'optimisation de la charge des véhicules ;
- le smart-charging qui permet de lisser l'appel de puissance au réseau aux heures de pointe.

Focus : Véhicules électriques et flexibilisation de la demande

Le **smart-charging** permet d'étaler au cours de la soirée la demande en électricité provenant des recharges des VL et VUL électriques et hybrides rechargeables et limite donc en partie les fortes pointes de demande liées à cet usage. Cette technologie est supposée se déployer au domicile des propriétaires de véhicules électriques et hybrides rechargeables (ou sur les sites des entreprises pour le cas des flottes professionnelles) et porter exclusivement sur les recharges lentes. Le smart-charging concernerait alors 52% des recharges quotidiennes et permettrait d'étaler entre 18h et 01h le déclenchement de 80% de ces recharges (soit environ 40% du total). Sans le smart-charging, le déclenchement de ces recharges serait concentré entre 18h et 21h30.

A l'inverse, la technologie de **Vehicle-to-Grid (V2G)** n'a elle pas été prise en compte puisque son déploiement semble, à date, présenter un rapport coût-bénéfice peu favorable sur quatre plans :

- D'un point de vue technique, pour les utilisateurs, en raison de la détérioration progressive des batteries des véhicules due à l'alternance entre charge et décharge ;
- D'un point de vue technique, pour le réseau, en raison de l'injection d'un courant de qualité parfois insuffisante ;
- D'un point de vue économique, en raison des coûts d'installation d'onduleurs à domicile ou sur les bornes de recharge ;
- D'un point de vue d'usage, pour les utilisateurs, en raison de la dégradation du service rendu par le véhicule du fait de l'absence de prévisibilité sur sa disponibilité et son autonomie.

Production de dihydrogène : vers une forte progression de la demande pour l'électrolyse

L'apparition d'une forte demande pour la production d'hydrogène par électrolyse, en ligne avec les objectifs nationaux et européens, est anticipée dans notre modélisation.

Cette demande serait principalement tirée par la mobilité (notamment la mobilité lourde et le transport aérien) et l'industrie (notamment la chaleur et la substitution de l'hydrogène d'origine fossile). Une forte accélération de la demande est attendue dès la deuxième partie de la décennie 2020-2030, se traduisant par une hausse correspondante des capacités installées d'électrolyse. Les plans nationaux (Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné en France, ADEME) et européens (Commission Européenne) convergent vers une capacité installée d'électrolyse atteignant 6,5 GW en 2030 et avoisinant 25 GW en 2050.

Les acteurs de la filière estiment qu'un facteur de charge compris entre 75 et 85% est nécessaire pour assurer la rentabilité des électrolyseurs compte tenu de leurs coûts fixes élevés et des prix de l'hydrogène. Ce facteur d'utilisation cible n'exclut pas cependant la modulation de l'utilisation des électrolyseurs pour en faire des leviers de flexibilité, étant donné que le processus d'électrolyse est interruptible sans coûts ou risques opérationnels.

La production de dihydrogène par électrolyse sera appelée à être modulée à chaque instant selon le niveau de demande totale sur le réseau, tout en garantissant l'approvisionnement des processus industriels nécessitant un flux continu de dihydrogène, même lors des heures les plus tendues. Ainsi, la puissance appelée par les électrolyseurs devrait varier entre 100 et 15% de la capacité maximale. A l'échelle de l'année, l'utilisation des électrolyseurs est logiquement privilégiée pour les saisons les moins consommatrices en électricité afin de lisser la charge. A l'échelle de la journée, la puissance que peuvent appeler les électrolyseurs remonte à son maximum saisonnier lors des heures de demande les plus creuses : en général de minuit à 6h30 et de 15h à 17h30 ce qui permet d'optimiser la demande en électricité.

Les hypothèses retenues pour la modélisation de la demande sont à retrouver en Annexe 3.

2. Résultats : dès 2035, une demande de 616 TWh et 101 GW à la pointe

a. Une demande tirée par l'industrie, la production d'hydrogène et les recharges de véhicules électriques

Nos hypothèses conduisent aux résultats suivants. **En 2035, la demande en électricité serait de 616 TWh** (hors exportations) quand la demande en électricité en 2019 était de 470 TWh (hors exportations) ce qui représente une croissance annuelle de 1,7% sur la période. Dès avant 2035, on pourrait constater une forte hausse de la demande en lien avec le renforcement de l'industrie, le développement des véhicules électriques et des électrolyseurs. La demande du secteur résidentiel semble en faible progression tandis que celle du secteur tertiaire semble se tasser.

Pour l'industrie, la demande serait de 154 TWh en 2035 contre 101 TWh en 2019, soit une augmentation de 52%. De plus, la part de l'industrie dans la demande totale passerait de 22% en 2019 à 25% (hors exportations). Cette augmentation de 53 TWh résulte des effets de la réindustrialisation pour 18 TWh et de l'électrification des procédés déjà existants pour environ 40 TWh, modérés par les effets de l'efficacité énergétique pour - 5 TWh.

Pour la production d'hydrogène par électrolyse, la demande atteindrait 64 TWh, ce qui représenterait une part de 10% du total de la demande hors exportations. A cet horizon, la capacité installée en électrolyseurs serait de l'ordre de 9 GW.

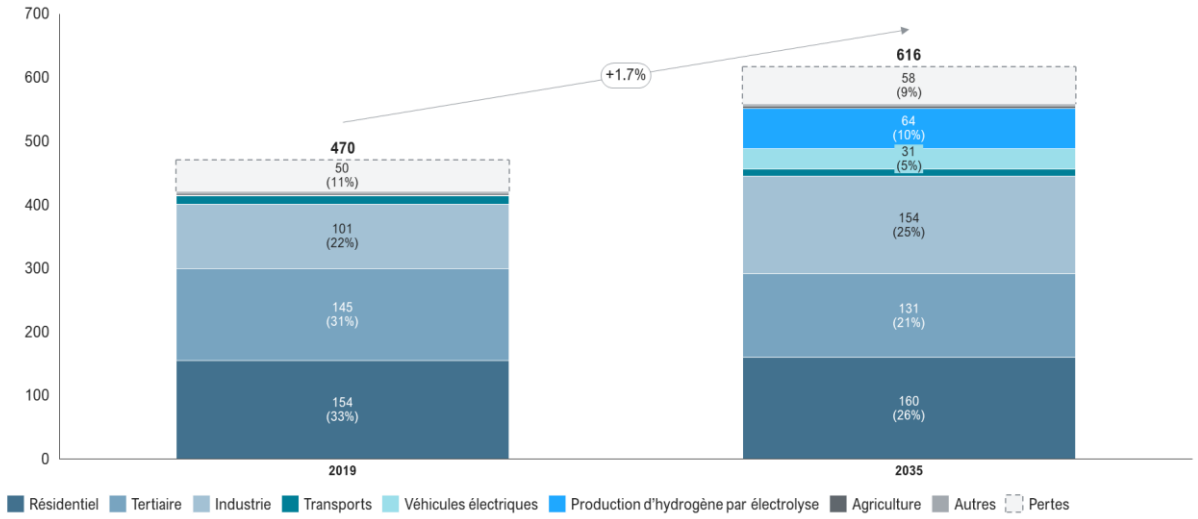
Pour les transports, la demande s'élèverait à 42 TWh contre 13,5 TWh en 2019, tirée par le véhicule électrique :

- Le développement des recharges des véhicules électriques et hybrides rechargeables semble être le principal facteur de cette augmentation de demande. En effet, la demande pour les véhicules électriques et hybrides rechargeables atteindrait 31 TWh en 2035 (5% de la demande totale en électricité hors exportations) alors que cette demande ne dépassait pas 1 TWh en 2019 ;
- Pour le reste des transports, la demande serait de 11,0 TWh en 2035 contre 12,6 TWh en 2019 en raison de l'impact durable de la covid-19 qui n'est plus rattrapé.

Pour le résidentiel, la demande atteindrait 160 TWh contre 154 TWh en 2019, cependant la part du résidentiel dans le total de la demande baisserait de 33% à 26% sur la période. Cette augmentation semble majoritairement due à la forte électrification des systèmes de chauffage (+ 28,4 TWh), partiellement compensée par les rénovations thermiques (- 10 TWh) et les progrès de l'efficacité énergétique.

Pour le tertiaire, la demande représenterait 131 TWh là où cette demande était de 145 TWh en 2019, soit une baisse de 14 TWh qui paraît majoritairement imputable à la progression de l'efficacité énergétique et à la baisse des surfaces (liée aux effets du télétravail et du e-commerce).

Projections de demande en électricité à horizon 2035 [Demande Roland Berger ; 2019-2035 ; TWh]



b. Une demande en hausse sur toute l'année et à toutes les heures

En 2035, la pointe s'établirait à 101 GW (hors exportations), soit une augmentation de 14% par rapport à la pointe de 2019 qui était de 88,5 GW. La pointe de 2035 avoisinerait ainsi le record historique de demande de 102 GW, atteint en février 2012.

A horizon 2035, une demande qui était exceptionnelle en 2019 (88,5 GW) deviendrait donc courante. En effet, à l'hiver 2035, la pointe de 2019 serait en moyenne dépassée tous les jours de semaine, généralement de 9h à 10h et à 19h.

A l'échelle d'une année, la demande serait aussi plus homogène entre les saisons et l'été pourrait voir sa demande nettement augmenter. En outre, à l'été 2035, la demande minimale moyenne en semaine (56,3 GW) serait plus élevée que la demande maximale moyenne de l'été 2019 (54,6 GW). Cette tendance haussière de la consommation à l'été 2035 s'expliquerait :

- Par la hausse du nombre de foyers équipés en climatisations (40% contre 22% en 2019) ;
- Par la demande en recharge des véhicules électriques et hybrides rechargeables (demande moyenne de 4,5 GW lors d'une semaine d'été) ;
- Par la modulation de la demande des électrolyseurs, à son maximum lorsque la demande totale est la plus faible.

Sur ce dernier point, puisque la production d'hydrogène commencerait à peser dans la demande en 2035, la modulation de la puissance pouvant être appelée par les électrolyseurs permettrait de réduire l'écart entre les saisons les plus consommatrices en électricité et les saisons avec une demande traditionnellement plus faible comme l'été : cette puissance serait plafonnée à 47% de la puissance maximale en semaine à l'hiver 2035 contre 89% en semaine à l'été 2035. L'écart entre les maximums de demande moyenne d'une semaine d'hiver et d'une semaine d'été de 2035 serait ainsi de 15,1 GW contre 21,9 GW en 2019.

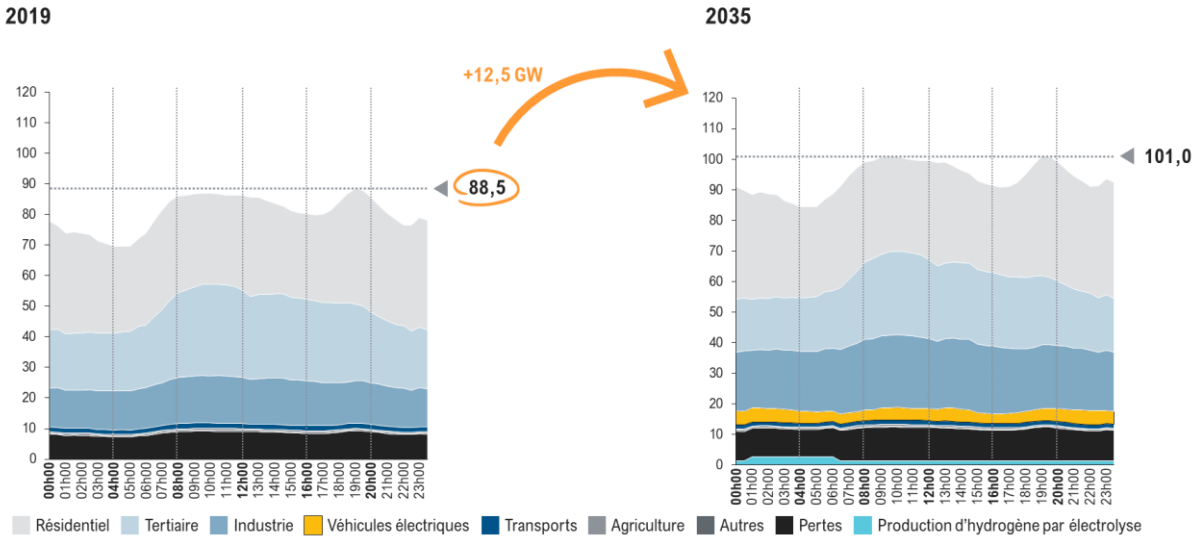
La courbe de charge voit donc sa structure changer et sera plus "aplatie" en 2035 qu'en 2019. En effet, le facteur de charge (rapport entre l'énergie électrique produite, ici sur l'année, et l'énergie électrique qui aurait pu être produite sur la même période si le système avait fonctionné à sa puissance nominale) en 2035 pourrait être de 70% contre 61% en 2019. A l'échelle d'une journée, certains effets permettront d'obtenir une demande plus homogène. Ces effets sont composés d'effacements supplémentaires, de la recharge intelligente des VL et VUL électrifiés, de la part croissante des

nouveaux procédés industriels dans la consommation quotidienne et enfin de la modulation de la puissance que peuvent appeler les électrolyseurs au sein de la journée. Par exemple, au jour de la pointe, la puissance pouvant être appelée par les électrolyseurs pourrait être réduite à 2,7 GW, et même à 1,4 GW pour les heures les plus tendues (capacité installée des électrolyseurs en 2035 : 9 GW).

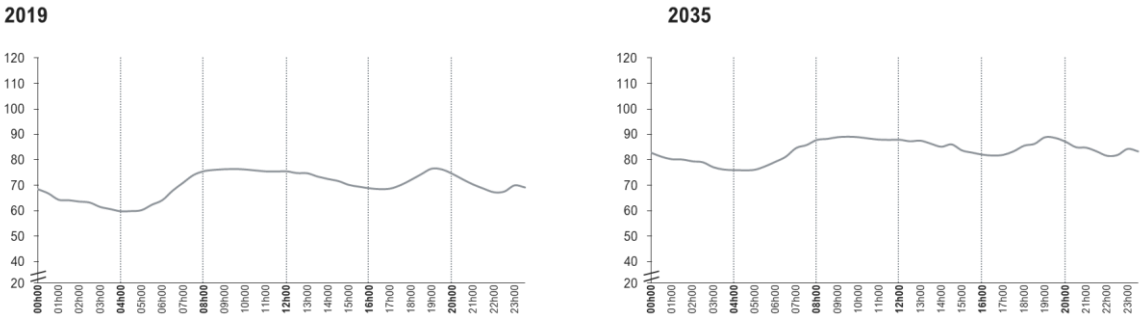
On s'oriente donc, par la nature de la demande et sa pilotabilité, vers **une courbe de charge "vertueuse"** beaucoup plus favorable à la gestion et à la performance du système électrique dans son ensemble.

Les courbes de charge projetées par saison et par type de jour en 2035 sont à retrouver en Annexe 4.

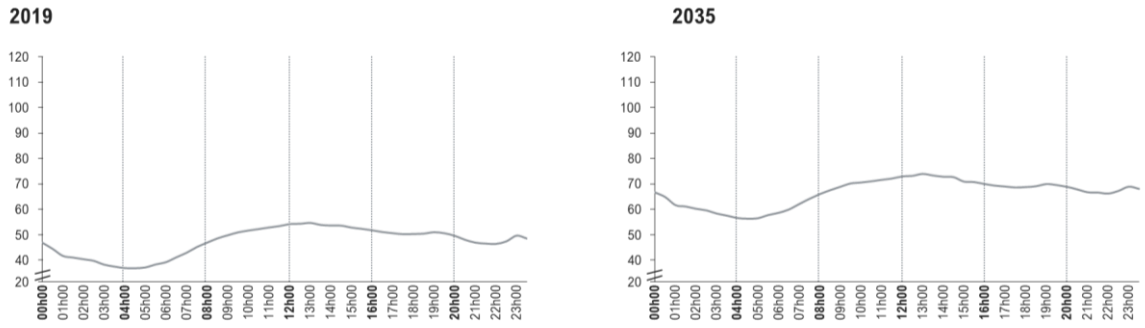
Comparaison entre les pointes hivernales de 2019 et de 2035
[Demande Roland Berger, hors exportations, GW]



Comparaison entre la demande moyenne d'un jour de semaine d'hiver de 2019 et de 2035
[Demande Roland Berger, hors exportations, GW]



Comparaison entre la demande moyenne d'un jour de semaine d'été de 2019 et de 2035
[Demande Roland Berger, hors exportations, GW]



3. En 2050, une demande de 836 TWh et 115,2 GW à la pointe

La demande totale atteindrait 836 TWh en 2050 (hors exportations) tandis que cette demande était de 470 TWh en 2019 (hors exportations) soit une croissance annuelle de 1,9% sur la période. Par rapport à 2035 (616 TWh hors exportations), cela représente une croissance annuelle de 2,0% sur la période 2035-2050.

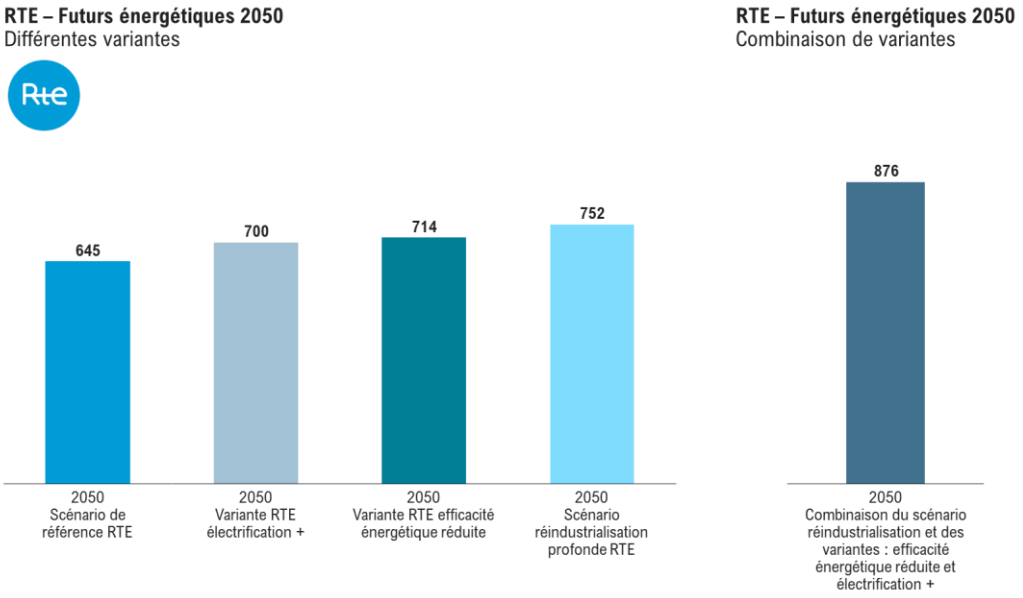
On constate alors que, s'il est plus élevé d'environ 190 TWh que le scénario de référence du rapport *Futurs Energétiques 2050* de RTE, ce niveau de demande apparaît cohérent avec les scénarios hauts de RTE et de l'ADEME.

En effet, la demande de référence du rapport *Futurs énergétiques 2050* de RTE atteint 645 TWh en 2050. Cependant RTE ne propose pas dans ce rapport de combinaisons entre les scénarios (référence, réindustrialisation profonde, sobriété) et les variantes ("efficacité –", "électrification +", "électrification –", "hydrogène +"). **En combinant le scénario réindustrialisation profonde et les variantes "efficacité –" et "électrification +", la demande pourrait avoisiner 876 TWh en 2050.** Cette augmentation de 231 TWh par rapport au scénario de référence, considérée par RTE comme moins probable que le scénario central, se décomposerait comme suit :

- +107 TWh par une réindustrialisation plus marquée ;
- +69 TWh par une efficacité énergétique réduite ;
- +55 TWh par une électrification renforcée.

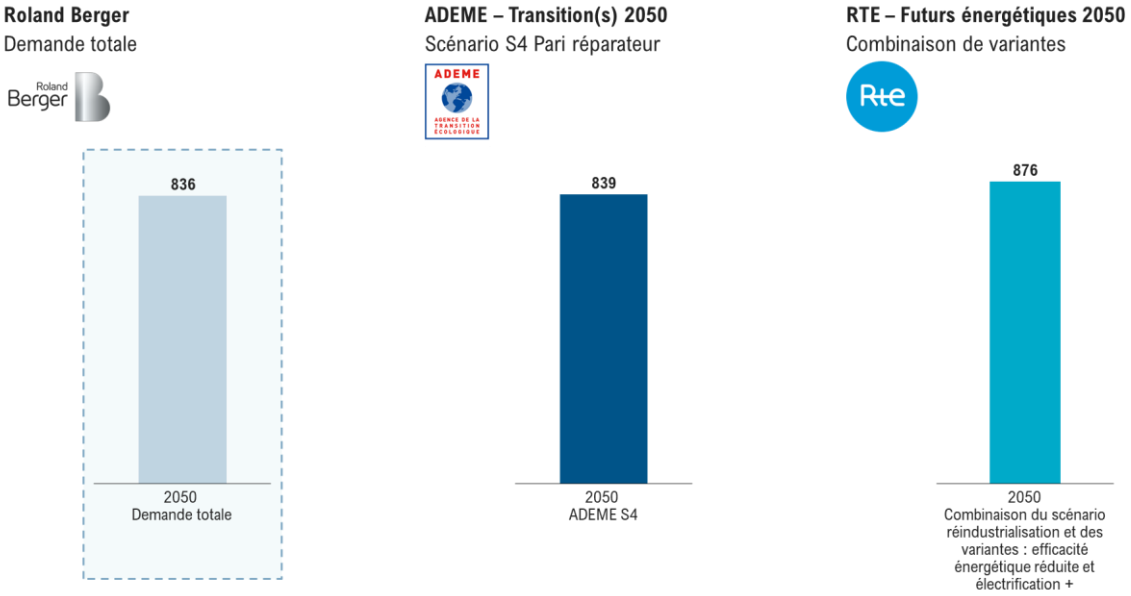
La réalisation de ce scénario de demande plus ambitieux pourrait éventuellement se traduire par une hausse de la dépendance aux importations selon les conditions à la pointe de demande, mais aussi pour d'autres périodes de l'année.

Combinaison des scénarios et variantes de RTE [2050 ; TWh]



De son côté, l'ADEME prévoit dans le rapport Transition(s) 2050 un scénario de demande haut, baptisé S4 2050 Pari réparateur qui atteint 839 TWh en 2050.

Comparaison de la demande projetée Roland Berger avec les résultats de RTE et de l'ADEME [2050 ; TWh]



a. Une demande dominée par l'industrie et la production d'hydrogène

La demande obtenue de 836 TWh résulte dans notre cas, par écart, principalement des fortes réalisations de demande sur l'industrie et sur la production d'hydrogène par électrolyse, qui représenteraient respectivement 28% et 21% de la demande finale (hors exportations) en électricité à 2050.

Pour l'industrie, la demande atteindrait 236 TWh en 2050. Ces 236 TWh représenteraient plus qu'un doublement de la demande de 2019 qui était alors de 101 TWh. Cette demande est à mettre en regard de la demande du scénario de réindustrialisation profonde du rapport *Futurs énergétiques 2050* de RTE

(239 TWh). Cette augmentation de 135 TWh serait due à la combinaison de deux tendances : une tendance haussière liée à l'électrification des industries existantes (+ 88 TWh) et à la demande des nouvelles industries (+ 55 TWh), partiellement compensée par une tendance baissière liée aux progrès de l'efficacité énergétique pour les industries existantes (- 8 TWh).

Pour la production d'hydrogène par électrolyse, la demande s'élèverait à 179 TWh en 2050 soit quasiment un triplement de la demande entre 2035 et 2050, en lien avec la croissance de la capacité des électrolyseurs jusqu'à 25 GW en 2050. Cette demande est cohérente avec la variante "*hydrogène +*" de RTE qui prévoit une demande de 171 TWh, soit un écart résiduel de 8 TWh.

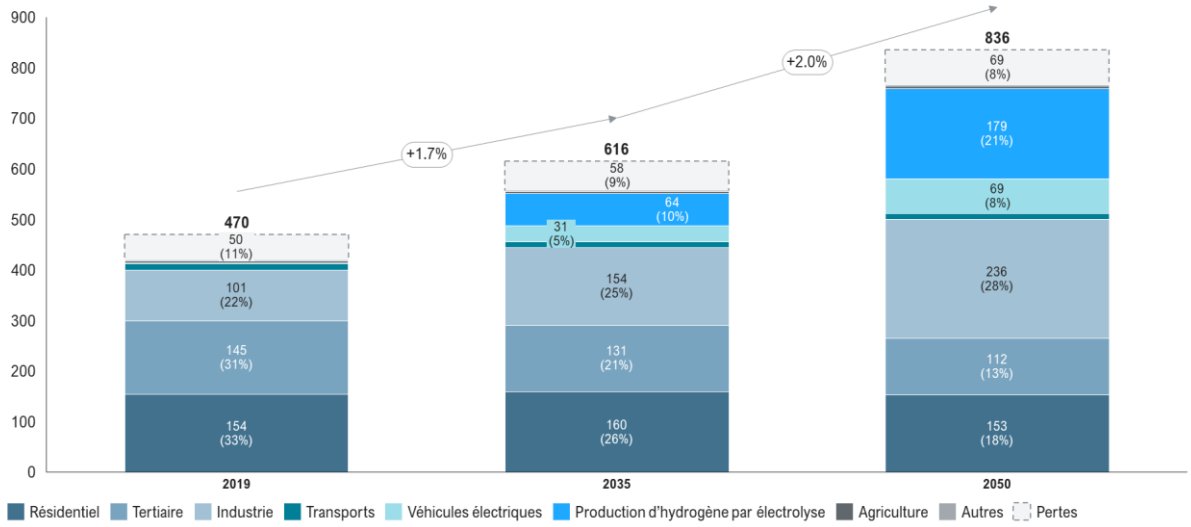
Pour les transports, la demande atteindrait 80 TWh contre 13,5 TWh en 2019. Pour ce segment, RTE prévoit une demande de 99 TWh. Cette différence est principalement due au fait que l'électrification des poids lourds n'est pas prise en compte car ils sont considérés comme fonctionnant à l'hydrogène. Néanmoins, pour l'électrification des VL et des VUL, les hypothèses sont alignées avec celles du scénario de référence de RTE.

- La demande pour les recharges des véhicules électriques et hybrides rechargeables pourrait atteindre 69 TWh (8% de la demande totale en électricité hors exportations) alors que cette demande ne dépassait pas 1 TWh en 2019 ;
- Pour le reste des transports, la demande serait d'environ 11 TWh en 2050 contre 12,6 TWh en 2019.

Pour le résidentiel, la demande serait de 153 TWh, soit une demande quasiment identique à celle de 2019 qui était de 154 TWh, grâce notamment aux progrès de l'efficacité énergétique et aux travaux de rénovations thermiques sur la période 2035-2050 (rénovations qui éviteraient une consommation de 25 TWh en 2050) qui compenseraient entre autres la hausse de la consommation liée à l'électrification du chauffage. Les pompes à chaleur qui vont être amenées à fortement se développer vont finir par équiper plus de 11 millions de foyers contre environ 1,6 millions en 2019. En 2019, le résidentiel représentait 33% du total de la demande contre potentiellement 18% en 2050, représentant un important tassement relatif.

Pour le tertiaire la demande s'élèverait à 112 TWh, ce qui représenterait seulement 13% de la demande totale alors que la part du tertiaire était plus importante en 2019 (31% soit 145 TWh). Cette baisse de la part du tertiaire dans la consommation totale s'expliquerait entre autres par l'impact des rénovations thermiques à hauteur de 24,8 TWh mais aussi par la décroissance des surfaces liées au secteur tertiaire (en lien avec le télétravail et le développement de l'e-commerce) et, comme indiqué précédemment, par le progrès de l'efficacité énergétique. Ces trois facteurs entraineraient une baisse de la demande totale malgré l'électrification des systèmes de chauffage qui pourrait être à l'origine d'une hausse de consommation de 4 TWh en 2050.

Projections de demande en électricité à horizon 2050 [Demande Roland Berger ; 2019-2050 ; TWh]



b. Une demande qui dépasse largement les maximums actuels et se stabilise à l'échelle de l'année et de la journée

En 2050, la pointe atteindrait 115,2 GW, ce qui représenterait une augmentation de 15% par rapport à la pointe de 2035 (101,0 GW) et une augmentation de 30% par rapport à la pointe de 2019 (88,5 GW).

Schématiquement, une demande qui était exceptionnelle en 2019 (pointe située à 88,5 GW) deviendrait quasiment le minimum système en 2050. En effet, le minimum de la demande moyenne lors d'une semaine d'été 2050 atteindrait 85,3 GW. De plus, en 2050, le minimum moyen d'un jour de semaine d'hiver (99,8 GW) pourrait approcher la pointe de 2035 (101,0 GW).

A l'échelle d'une année, on pourrait constater, comme pour 2035, un rapprochement de la demande entre les saisons, l'écart entre les maximums de la demande moyenne d'une semaine d'hiver et d'été ne serait en effet plus que de 7,5 GW en 2050 contre 15,1 GW en 2035 et 21,9 GW en 2019. Cette réduction des écarts, principalement liée à une hausse de la demande estivale s'expliquerait :

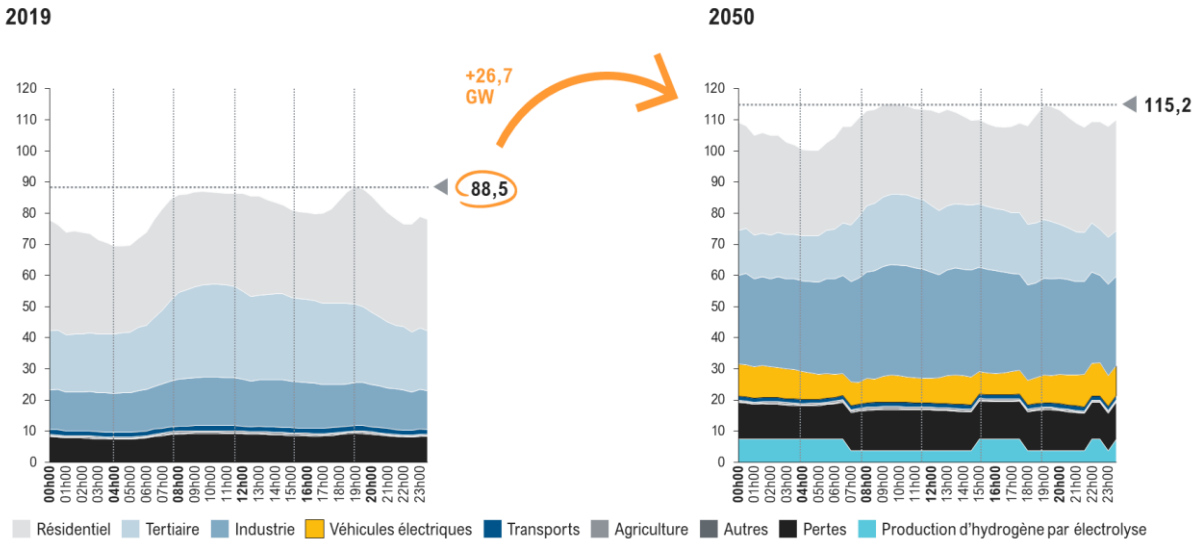
- Par la hausse du nombre de foyers équipés en climatisations (65% contre 22% en 2019) ;
- Par la demande en recharges des véhicules électriques et hybrides rechargeables (99,8% du parc pour les VL et 90% du parc pour les VUL), cette dernière représentant un appel moyen de 10 GW lors d'une semaine d'été ;
- Par la modulation de la puissance pouvant être appelée par les électrolyseurs, dont l'impact serait d'autant plus important en 2050 qu'en 2035 grâce à leur généralisation (passage de 9 à 25 GW de capacité installée). A l'été 2050, la puissance pouvant être appelée par les électrolyseurs en semaine pourrait être plafonnée à 85% de la puissance maximale contre seulement 58% pour une semaine d'hiver 2050.

En 2050, la courbe de charge apparaît beaucoup moins creusée qu'en 2019. En effet, le facteur de charge (rapport entre l'énergie électrique produite, ici sur l'année, et l'énergie électrique qui aurait pu être produite sur la même période si le système avait fonctionné à sa puissance nominale) en 2050 pourrait être de 83% contre 61% en 2019. A l'échelle de la journée, les moyens d'homogénéisation de la demande détaillés pour 2035 sont d'autant plus efficaces en 2050. D'abord, la mobilisation des effacements industriels et tertiaires pourrait permettre de réduire la demande. Le smart-charging pourrait donner lieu à une réduction de puissance appelée jusqu'à 4 GW en 2050. Ensuite, la part conséquente de la demande associée à l'industrie (28%) permettrait d'obtenir une demande importante

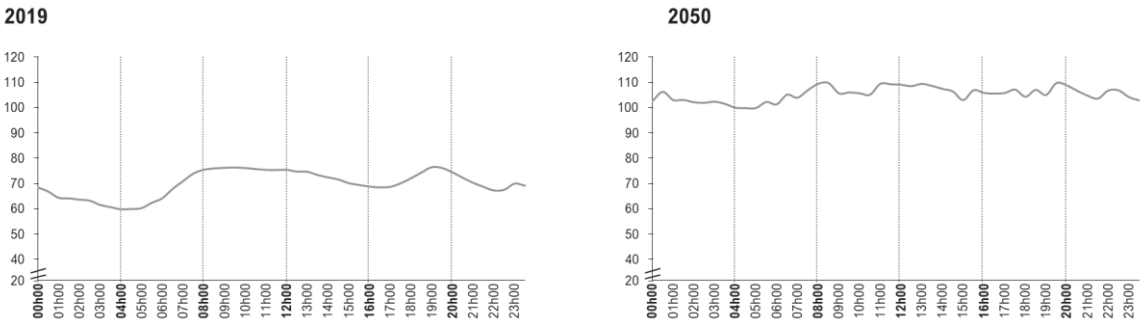
et continue tout au long de la journée. Enfin, l'utilisation optimisée des électrolyseurs (dont la capacité installée est de 25 GW en 2050) permettrait de réduire la puissance qu'ils peuvent appeler à seulement 7,5 GW voire 3,8 GW lors des heures les plus tendues du jour de la pointe. La combinaison de ces éléments favoriserait une courbe de charge beaucoup moins creusée qu'en 2019 et qu'en 2035.

Les courbes de charge projetées par saison et par type de jour en 2050 sont à retrouver en Annexe 4.

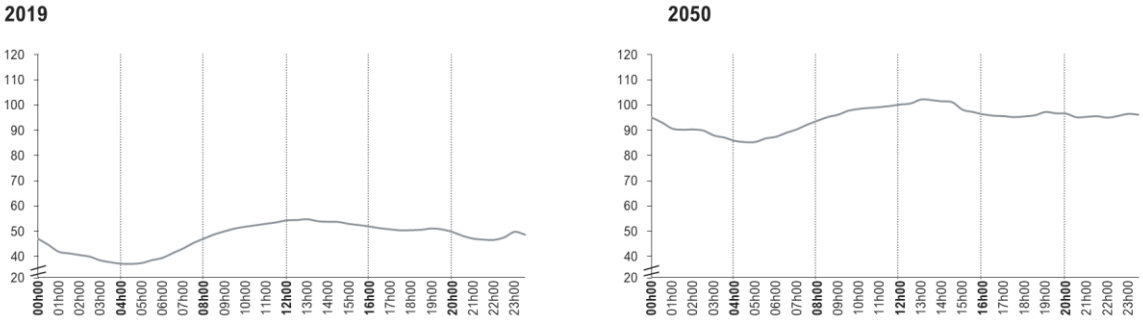
Comparaison entre les pointes hivernales de 2019 et de 2050
[Demande Roland Berger, hors exportations, GW]



Comparaison entre la demande moyenne d'un jour de semaine d'hiver de 2019 et de 2050
[Demande Roland Berger, hors exportations, GW]



Comparaison entre la demande moyenne d'un jour de semaine d'été de 2019 et de 2050
[Demande Roland Berger, hors exportations, GW]



B. Le mix alternatif proposé permet de passer les pointes avec un besoin en moyens thermiques maîtrisé et à des coûts limités

1. <u>En 2035</u>

a. Un mix dominé par le nucléaire historique et comportant une part non négligeable d'EnR, héritées des programmes engagés jusqu'en 2022

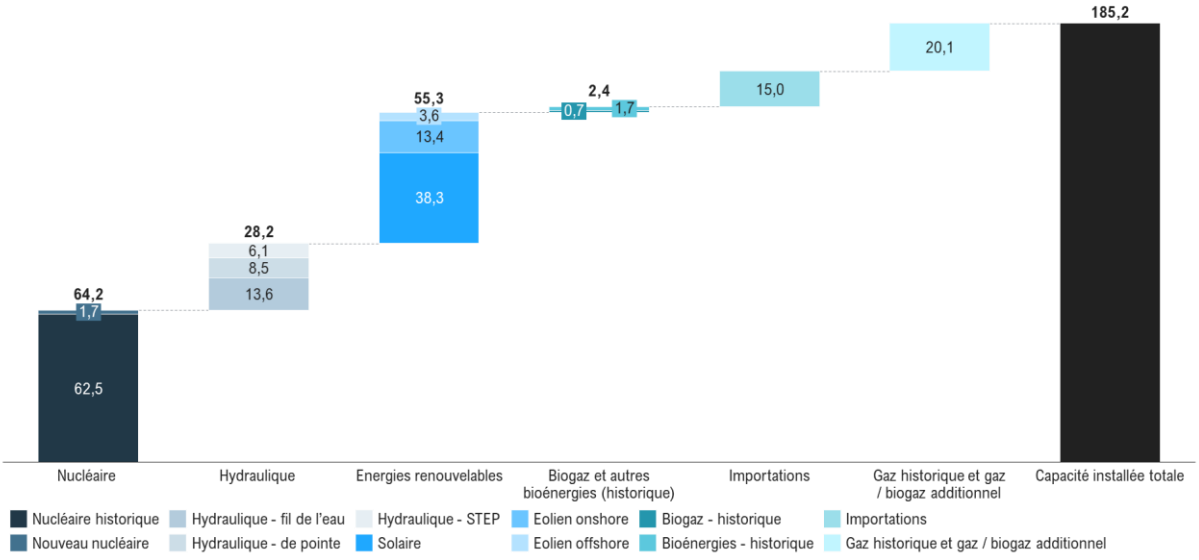
Capacités installées par moyen de production pour le scénario Cérémé [2035; GW]

Capacités installées en 2035	Scénario Cérémé [GW]
Nucléaire historique	62,5
Nouveau nucléaire	1,7
Hydraulique – fil de l'eau	13,6
Hydraulique – de pointe	8,5
Hydraulique – STEP	6,1
Solaire	38,3
Eolien onshore	13,4
Eolien offshore	3,6
Batteries & V2G	0,0
Biogaz et autres bioénergies[1]	2,4
Gaz historique & gaz/biogaz additionnel[2]	20,1
Total – hors interconnexions	**170,2**
Interconnexions	*15,0*

1) Capacités historiques et communes à tous les scenarios de RTE ; 2) Dont 7,8 GW de capacité gaz historique et 12,3 GW de capacités gaz/biogaz additionnelles

En 2035 le nouveau nucléaire réalisable même dans un scénario optimiste sur les délais à partir de maintenant conduira à l'existence d'une seule tranche, ce qui semble néanmoins techniquement réalisable.

Capacité installée par moyen de production [Mix Cérémé ; 2035 ; GW]



b. Un mix construit dans l'objectif de passer la pointe tout en intégrant les contraintes temporelles, climatiques et financières

Un mix construit pour sécuriser le passage de la pointe de demande

La modélisation de la demande permet d'anticiper une pointe de 101,0 GW pour 2035, atteinte un jour d'hiver de semaine à 19h00. L'ajout d'une marge de sécurité de 10%, alignée sur les normes du secteur, conduit à dimensionner le système électrique de manière à assurer une capacité disponible suffisante pour répondre à une demande maximale de 111,1 GW, quelles que soient les conditions météorologiques.

La pointe étant attendue pour 19h00 en hiver, il ne sera pas possible de compter sur la capacité photovoltaïque. Par ailleurs, dans le cas de conditions météorologiques défavorables (vent faible), on s'attend à un taux de disponibilité de l'éolien onshore réduit, de l'ordre de 5% contre plus de 29% en moyenne. De même le taux de disponibilité de l'éolien offshore serait de 29%, contre 40% en moyenne.

En conclusion, le niveau de demande attendue et la possible indisponibilité des moyens renouvelables non pilotables à la pointe mène à dimensionner le système électrique pour intégrer un minimum d'environ 111,1 GW de moyens pilotables, comportant éventuellement 15 GW d'importations à la pointe, en ligne avec les capacités d'interconnexions et niveaux d'importations actuels.

On note par ailleurs une demande maximale attendue de 88,9 GW en moyenne chaque jour de semaine à l'hiver 2035.

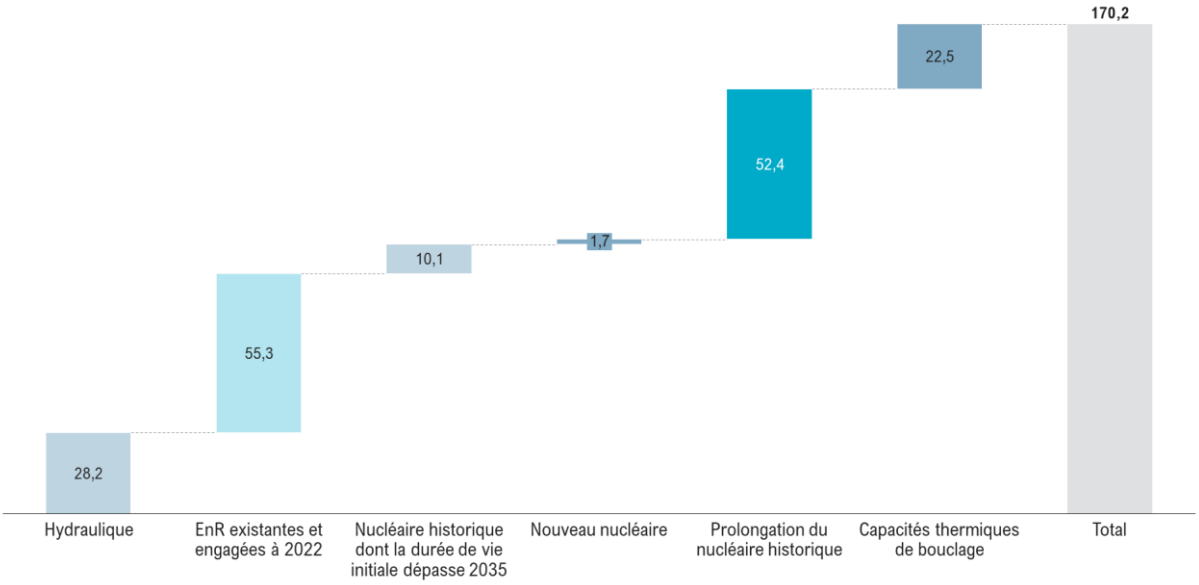
Une approche pragmatique, visant à mobiliser en priorité des capacités existantes

L'approche retenue pour définir le mix de production de 2035 se veut résolument pragmatique, cherchant avant tout à mobiliser des capacités déjà existantes pour assurer la capacité à répondre à la demande de pointe :

- Maintien du parc hydraulique existant et ajout progressif des quelques capacités additionnelles identifiées par RTE (28,2 GW) ;

- Croissance du parc renouvelable, entrainé par l'inertie des projets engagés en 2022 et par le développement du solaire diffus (55,3 GW dont 38,3 GW de solaire, 13,4 GW d'éolien onshore et 3,6 GW d'éolien offshore) ;
- Maintien du parc nucléaire existant dont la durée de vie initiale excède 2035 (10,1 GW) ;
- Mise en service d'une première tranche EPR 2 en 2035 (1,7 GW) ;
- Prolongation du parc nucléaire existant jusqu'à, à minima, 60 ans (52,4 GW) ;
- Ajustement des capacités thermiques pour assurer le passage de la pointe :
    - Maintien des capacités existantes (hors cogénération, fioul et charbon), (10,2 GW) ;
    - Ajout progressif de capacités de gaz complémentaires (12,3 GW) ;

Construction du mix de production retenu [2035 ; GW]



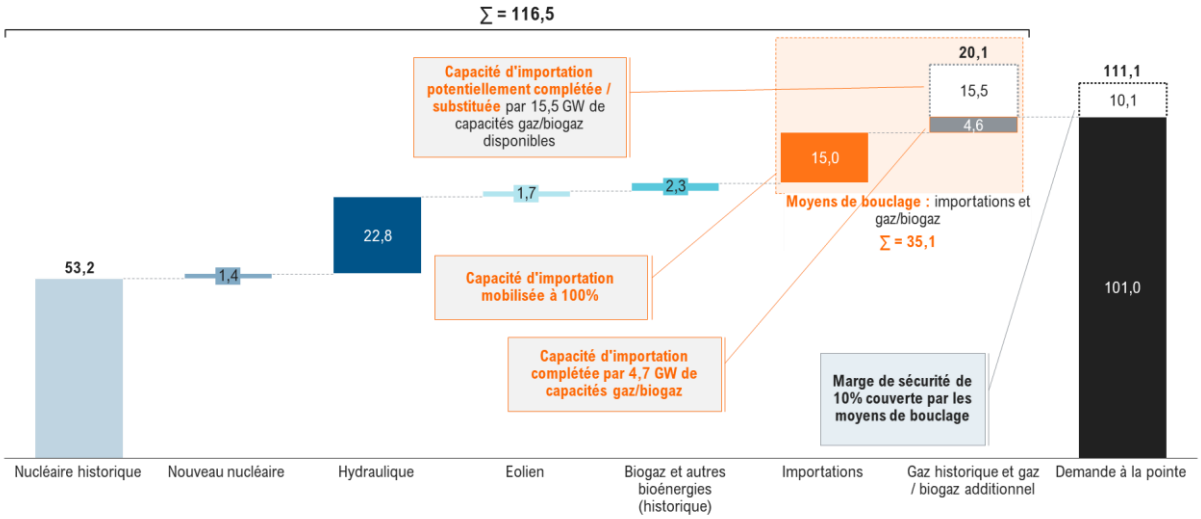
En détail : capacités disponibles à la pointe

Les caractéristiques du mix proposé permettent d'aligner une capacité disponible de 111,5 GW au jour et à l'heure de la pointe (en hiver, un jour de semaine à 19h00) même face à des conditions météorologiques défavorables (vent et ensoleillement faibles). Cette capacité disponible permet de passer la pointe de demande en intégrant une marge de sécurité de 10%, soit 111,1 GW. La capacité disponible du mix en conditions météorologiques défavorables au jour et à l'heure de la pointe est composée de :

- 54,6 GW de nucléaire, dont 1,4 GW pour le nouveau nucléaire et 53,2 GW pour le nucléaire historique ;
- 1,7 GW d'EnR, dont 0 GW pour le solaire, 0,7 GW pour l'éolien onshore et 1,0 GW pour l'éolien offshore ;
- 22,8 GW d'hydraulique, dont 8,2 GW pour l'hydraulique fil de l'eau, 8,5 GW pour l'hydraulique de pointe, 6,1 GW pour les STEP ;
- 2,4 GW de biogaz et autres bioénergies historiques, dont environ 1,7 GW de bioénergies et environ 0,7 GW de biogaz historique ;
- 20,1 GW de gaz ou biogaz, dont 7,8 GW de gaz historique et 12,3 GW de gaz ou biogaz additionnel ;

- Environ 15 GW d'importations seraient considérées disponibles, soit un niveau proche des niveaux actuels et correspondant à la capacité déjà installée en 2022.

Capacité disponible en conditions défavorables à la pointe par moyen de production
[Mix Cérémé ; Demande Roland Berger ; 19h00, Hiver, 2035 ; GW]



Note : capacité solaire disponible nulle à 19h00 en hiver

En détail : un parc nucléaire composé essentiellement du parc historique dont la prolongation apparait indispensable

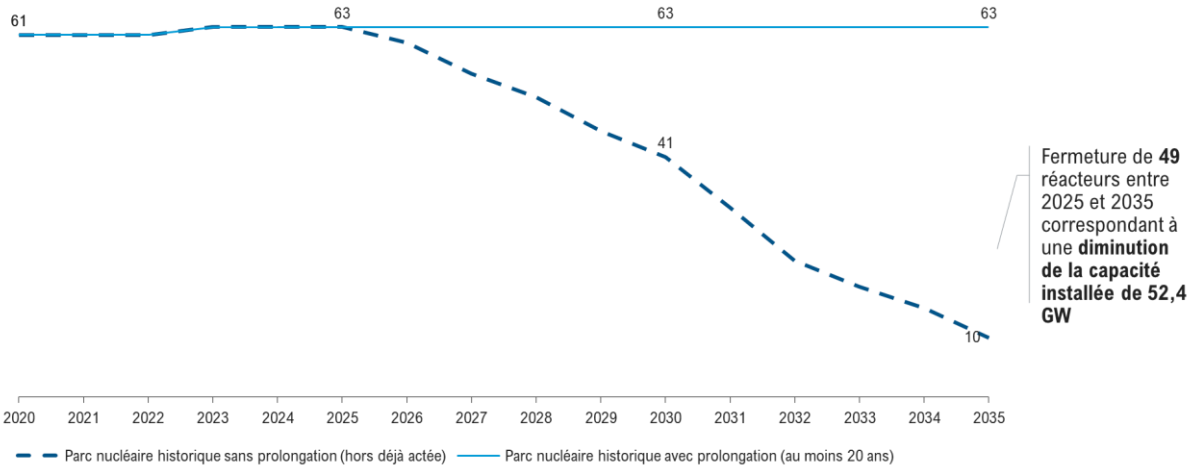
Sans prolongation du parc nucléaire historique au-delà des délais déjà accordés, sa capacité installée devrait chuter à partir de 2025 pour atteindre 10,1 GW en 2035.

La non-prolongation du parc nucléaire historique entrainerait alors le besoin de déployer 47,7 GW de capacité installée pilotable pour faire face à la demande attendue (hors marge de sécurité), ce qui parait difficile à réaliser dans le temps imparti et le respect des objectifs climatiques fixés. En effet, seulement une centrale nucléaire supplémentaire pourra être mise en service d'ici à 2035 (soit 1,7 GW) et le potentiel hydraulique résiduel ne permettrait pas de couvrir ce niveau de demande.

La prolongation du parc historique, sous contrainte des prescriptions de sureté de l'ASN, permettrait en revanche de conserver 52,4 GW de capacité installée pour des coûts mesurés (voir section suivante).

La prolongation du parc nucléaire historique jusqu'à 60 ans au moins apparaît alors comme une condition indispensable pour répondre à la demande attendue en 2035 (pointe à 101,0 GW, soit 111,1 GW en intégrant une marge de sécurité de 10%, demande maximale de 88,9 GW pour un jour de semaine d'hiver moyen).

Capacité installée du parc nucléaire à 2035 selon les scénarios de prolongement retenus [GW]



En détail : un parc EnR constitué des capacités déjà existantes ou engagées en 2022

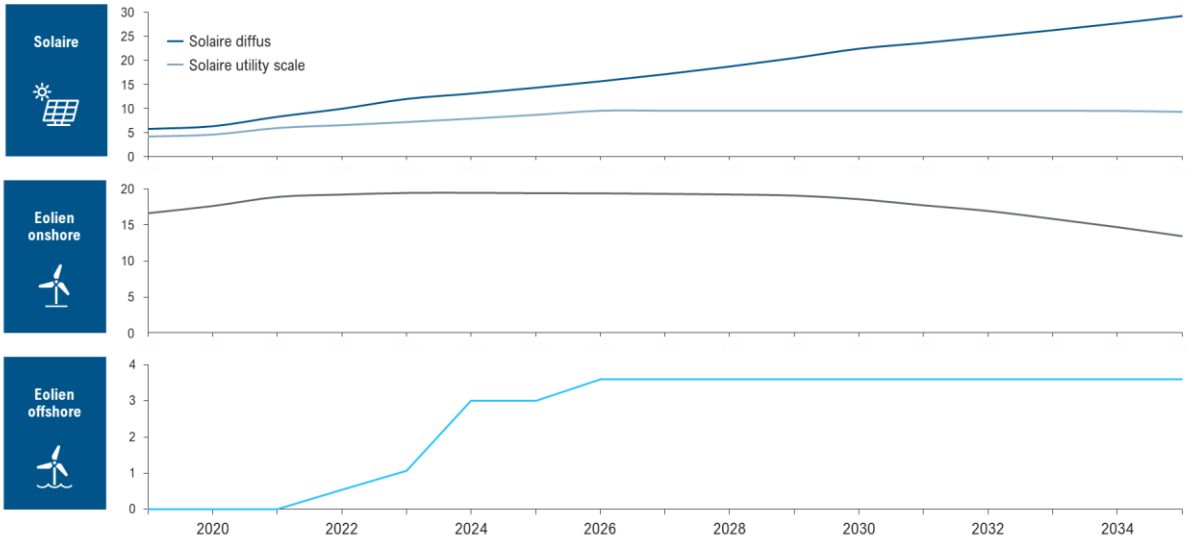
En raison de leur non-pilotabilité et donc de leur possible indisponibilité à la pointe, les EnR n'apparaissent pas comme un moyen permettant de sécuriser le passage de la pointe de demande. Leur déploiement est donc volontairement ralenti dès 2022, se limitant :

- Aux capacités centralisées éoliennes et solaires engagées en 2022 (projets déjà attribués) ;
- Au solaire diffus (résidentiel, tertiaire et industriel), dont le déploiement ne dépend que marginalement de l'action publique.

En 2035, le parc renouvelable se décomposera donc de la manière suivante :

- 38,3 GW de photovoltaïque, dont 9,2 GW pour des centrales solaires déjà existantes ou engagées en 2022, sans renouvellement de ces centrales au-delà de leur durée de vie anticipée (25 ans), et 29,1 GW de solaire diffus ;
- 13,4 GW d'éolien onshore, composé des parcs déjà existants ou engagés en 2022, sans renouvellement au-delà de leur durée de vie anticipée (25 ans) ;
- 3,6 GW d'éolien offshore, composé des parcs engagés en 2022 sans renouvellement au-delà de leur durée de vie anticipée (20 ans).

Capacités installées des EnR – Scénario Cérémé [GW ; 2019 – 2035]



c. Un montant d'investissement total de 244 Md € et un coût moyen de l'énergie électrique de 58,8 €/MWh

La période 2019 – 2035 concentre 41% du total d'investissement prévu d'ici à 2050 (244 milliards d'euros sur 593, hors coûts de développement).

Le principal poste d'investissement est le nucléaire historique avec 71 milliards d'euros soit 29% du total sur 2019 – 2035. En effet, la plupart des investissements permettant la prolongation des réacteurs existants jusqu'à 70 ans seront à réaliser sur cette période. On retient notamment, en lien avec les coûts constatés actuellement pour les visites décennales en cours et la mise à niveau post-Fukushima :

- 1,0 milliard d'euros par tranche pour le passage de 40 à 50 ans – investissements à réaliser entre 2022 et 2035
- 670 millions d'euros par tranche pour le passage de 50 à 60 ans – investissements à réaliser entre 2022 et 2035 pour l'essentiel

Il s'agit d'investissements en maintenance lourde, de rénovation et de sûreté qui sont conduits de manière continue et dont les coûts sont étalés sur les dix ans. Il faudra également compter 1,0 milliard d'euros par tranche pour le passage de 60 à 70 ans (investissements à réaliser entre 2035 et 2050).

La maintenance, le renouvellement et le renforcement du réseau apparaissent comme le second poste d'investissement, notamment en raison de "l'effet falaise" attendu concernant le renouvellement du réseau, dont l'essentiel a été installé entre les années 1960 et 1980. Ces investissements, d'un montant de 58 milliards d'euros sont plus faibles que ceux des scénarios N03 de RTE et Belfort, en raison du moindre développement des énergies renouvelables. Environ 17,0 milliards d'euros doivent par ailleurs être investis dans le réseau pour assurer le raccordement des nouvelles installations.

Les projets EnR déjà engagés en 2022 doivent se traduire par des investissements d'un montant total de 64,2 milliards d'euros, dont 7,7 milliards pour le solaire centralisé, 5,1 milliards pour l'éolien onshore et 16,8 milliards pour l'éolien offshore. En raison du non-renouvellement de ces capacités et de l'arrêt de leur développement, il s'agira des derniers investissements dans ces moyens de production sur la période.

Le développement du solaire diffus, à la main d'acteurs locaux indépendants, entrainera des investissements de 34,6 milliards d'euros d'ici à 2035 et qui se poursuivront jusqu'en 2050.

Enfin, le développement des capacités thermiques de bouclage se traduira par des investissements d'un montant de 12,3 milliards d'euros dans l'ouverture de nouvelles capacités au gaz ou au biogaz. 12,3 GW devront notamment avoir été installés avant 2034 pour permettre le passage de la pointe. Ces capacités seront ensuite maintenues et utilisées ponctuellement jusqu'en 2050 sans que de nouveaux investissements ne soient requis.

Investissement cumulées pour le mix Cérémé [2019 – 2035; Milliards d'€]

Moyens de production	Coûts d'investissement et de rénovation
Nucléaire historique	71,2
Nouveau nucléaire	10,9
Hydraulique – hors STEP	9,3
Hydraulique – STEP	1,1
Solaire – diffus	34,6
Solaire – utility scale	7,7
Eolien onshore	5,1
Eolien offshore	16,8
Biomasse et autres bioénergies[1]	0,2
Biogaz[1]	0,2
Gaz historique & gaz/biogaz additionnel[2]	12,3
Maintenance, renouvellement, renforcement réseau	57,6
Raccordement	17,0
Total	**244,0**

1) Capacités historiques et communes à tous les scenarios de RTE ; 2) Dont 7,8 GW de capacité gaz historique et 12,3 GW de capacités gaz/biogaz additionnelles

En tenant compte de l'ensemble des coûts du système, le coût moyen de l'énergie électrique sur la période 2019 – 2035 s'établit à 58,8 €/MWh

Le mix proposé par le scénario alternatif étudié produit un total de 8 917 TWh sur la période 2019 – 2035.

Par ailleurs, le coût total du système s'élève à 524,2 milliards d'euros, se décomposant en :

- 8,7 milliards d'euros en coûts de développement ;
- 244,0 milliards d'euros en coûts d'investissement et de rénovation ;
- 177,0 milliards d'euros en coûts fixes d'exploitation ;
- 94,5 milliards d'euros en coûts variables d'exploitation avec des hypothèses de prix combustible et du CO2 correspondant respectivement à 100 €/MWh et 100 €/tCO2.

Le détail des hypothèses de coûts est présenté en Annexe 2.

Ainsi, le coût moyen de l'énergie électrique dans ce système est de 58,8 €/MWh pour un coût annuel moyen de 32,8 milliards d'euros sur 2019 – 2035.

d. Un total de 616 TWh produits en 2035, dont 44 TWh par du gaz, théoriquement effaçables par de l'éolien offshore mais à un coût de 536 € par tonne de CO_2 évitée

La production sera dominée par le nucléaire, représentant 68% du total avec 419 TWh, soit une part comparable à celle de 2020.

Les autres moyens décarbonés représenteront 24% du total, avec 149,1 TWh, dont :

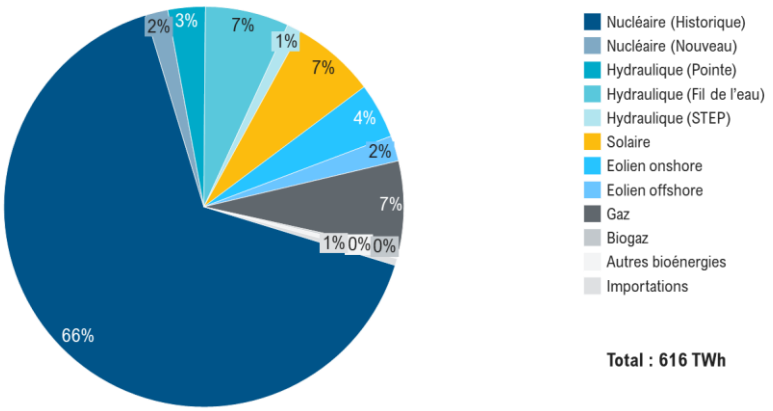
- 67,3 TWh pour l'hydraulique ;
- 41,7 TWh pour le solaire photovoltaïque ;
- 40,1 TWh pour l'éolien, dont 27,6 TWh onshore et 12,6 TWh offshore.

Des moyens thermiques devront assurer environ 8% de la production, soit 48,4 TWh), dont :

- 44 TWh par du gaz ou du biogaz (capacités gaz historiques et nouvelles capacités) ;
- 1,4 TWh par les capacités biogaz historiques ;
- 3,0 TWh par d'autres bioénergies (biomasse solide, déchets).

Enfin, les importations représenteront un total d'environ 1%, soit 6 TWh, notamment mobilisées pour passer les pointes de demande.

Production d'électricité par moyen en France en 2035 [hors exportations ; %]



En détail : 48,4 TWh produits par des sources thermiques, à éviter ou à décarboner en 2035

Le mix proposé en scénario principal implique le maintien d'une part conséquente de la production réalisée à partir de sources thermiques (48,4 TWh, soit environ 8% du total), néanmoins en baisse par rapport à la situation actuelle (46,1 TWh en 2019 hors production exportée, soit environ 9% du total). Cette production repose notamment sur du nouveau gaz ou biogaz à hauteur de 44 TWh, soit 7% du total.

La réduction de la dépendance au gaz fossile est un des objectifs principaux des scénarios proposés par RTE et de la présente étude en raison des nombreux inconvénients de cette source d'énergie (émissions de CO_2, dépendance aux pays producteurs de gaz, imprévisibilité des prix). Plusieurs leviers sont envisageables afin de réduire cette dépendance à son minimum :

- Le déploiement d'énergies renouvelables sur le territoire national permettant de remplacer cette production ;
- Le recours au biogaz et aux autres procédés de décarbonation de la production thermique ;

- L'importation d'électricité décarbonée en remplacement de cette production lorsque cela est possible.

Le recours au biogaz peut apparaitre comme une solution partielle pour décarboner cette production thermique mais ne constitue pas une solution suffisante. En effet, les gestionnaires de réseaux de gaz anticipent, dans leur scénario haut, une production de 130 TWh de biométhane en France en 2035. La production de 44 TWh d'électricité à partir de gaz représentant une demande de 88 TWh avec un rendement moyen de 50%, la filière biométhane ne semble pas en mesure d'assurer seule l'ensemble de cette production et donc sa décarbonation sachant que priorité est donnée aujourd'hui à l'injection du biométhane dans le réseau.

Les technologies de capture du CO_2 en sortie de centrale sont, pour leur part, toujours en cours de développement et leur disponibilité à échelle suffisante et à des coûts compétitifs en 2035 n'est pas encore assurée.

L'importation d'électricité décarbonée, lorsqu'elle est disponible pourrait permettre de remplacer cette production sans qu'aucun investissement supplémentaire ne soit requis. En effet, la France dispose déjà d'une capacité d'interconnexion avec ses voisins de 15 GW, permettant de compenser la production des nouvelles centrales à gaz (12,3 GW) en dehors des périodes de pointes. Avec une quantité d'énergie importée de 3,4 TWh en 2035 dans le scénario principal, ces interconnexions ont un facteur de charge d'environ 2,6%, laissant la porte ouverte à des importations complémentaires.

Le déploiement d'énergies renouvelables visant à remplacer intégralement cette production apparait comme coûteux, requérant un investissement total de 167,6 milliards d'euros (sur la période 2025-2035) et menant en conclusion à un coût de 536 euros par tonne de CO2 évitée entre 2025 et 2050 (*voir encadré dédié ci-dessous*).

En conclusion, le mix proposé réduit les émissions de CO_2 du système électrique en comparaison à 2019 mais à un niveau ne permettant pas encore d'atteindre la neutralité carbone en 2035 – objectif visé par la France pour 2050. La production thermique à l'origine de ces émissions devra être décarbonée via le recours à une combinaison de solutions, incluant des technologies en cours de montée en puissance industrielle (biogaz), des technologies en cours de développement (capture du CO_2), l'importation d'électricité décarbonée lorsque celle-ci est disponible ou encore le développement d'un parc EnR dédié.

Par ailleurs, il convient de rappeler que ce système électrique produit dès 2035 une énergie suffisante pour contribuer fortement à la décarbonation d'autres activités. En effet, dès 2035, le mix proposé permet :

- d'assurer le fonctionnement d'électrolyseurs d'une capacité totale de 9,1 GW produisant du dihydrogène permettant de décarboner des moyens de transports (notamment : poids lourds, transport aérien) ou des processus industriels ;
- de servir près de 50% de la demande en énergie de l'industrie (contre 36% en 2019) ;
- d'assurer l'alimentation en énergie de 40% du parc de véhicules légers (particuliers et utilitaires) et 30% des bus urbains.

Focus : coûts relatifs au déploiement d'énergies renouvelables en remplacement de la production thermique

L'installation d'une capacité de 30,7 GW d'éolien offshore entre 2025 et 2035 permettrait de remplacer jusqu'à environ 40 des 44 TWh produits au gaz par des TWh de source renouvelable. Les 4 TWh restant correspondant à une demande en pointe, leur remplacement par des moyens non pilotable parait plus difficilement réalisable.

Si le choix de limiter ainsi la consommation de gaz devait être fait, un surcoût de 146,4 milliards d'euros est attendu pour 2035, se décomposant de la manière suivante :

- 167,6 milliards d'euros d'investissement et raccordement (143,0 milliards d'euros pour l'installation de 30,7 GW d'éoliennes offshore, 24,6 milliards d'euros pour leur raccordement) ;
- 15,0 milliards d'euros de coûts fixes d'exploitation, correspondant à 488,6 m EUR par GW installé d'éolienne offshore (44,5 milliards entre 2025 et 2050) ;
- 36,2 milliards d'euros d'économie réalisés sur le fonctionnement des centrales à gaz, dont 85 % du fait du coût du combustible, 15% du fait du prix du CO2 et moins de 1 % du fait des coûts variables de maintenance des centrales (172,1 milliards d'euros entre 2025 et 2050).

On éviterait ainsi l'émission de 53,9 millions de tonnes de CO2 sur la période 2025 – 2035.

Les investissements réalisés pour installer les capacités éoliennes considérées ayant vocation à être utilisés jusqu'en 2050 au moins, **il convient d'évaluer le montant de ces investissements à l'aune des émissions de CO_2 évitées jusqu'à 2050 et non pas uniquement jusqu'à 2035**. Dans le cadre du mix de production retenu, ces émissions devraient représenter un total de 256,2 millions de tonnes entre 2025 et 2050. **L'intégration de la totalité des coûts sur la période** (137,3 milliards d'euros décomposés en 264,9 milliards d'euros d'investissements et raccordement, 44,5 milliards d'euros de coûts fixes d'exploitation et 172,1 milliards d'euros d'économies sur le fonctionnement des centrales à gaz) conduit à un **coût final d'environ 536 euros par tonne de CO_2.**

e. Des décisions cruciales à prendre dès le prochain quinquennat pour sécuriser l'approvisionnement en électricité à horizon 2035

Afin de permettre le passage de la pointe en 2035 et plus généralement de sécuriser l'approvisionnement en électricité de la France, plusieurs décisions décisives devront être prises dès le prochain quinquennat :

- la prolongation du parc nucléaire existant, au moins jusqu'à 60 ans, apparaît comme essentielle pour sécuriser l'approvisionnement en électricité à horizon 2035 - cela semble confirmé par la décision annoncée à Belfort ;
- le lancement de la construction de capacités supplémentaires en gaz afin de répondre aux pointes attendues entre 2025 et 2035 – sans doute malheureusement inévitables sauf à accepter une dépendance très conséquente aux importations ;
- le choix et la mise en œuvre de solutions permettant de décarboner la production thermique résiduelle (accélération du développement de la production de biogaz, soutien au développement des technologies de capture du CO_2, analyse de la capacité des voisins et accords sur les importations, installation de parcs éoliens offshore, …) ;
- la finalisation des projets de parcs d'énergies renouvelables engagés en développement.

2. <u>En 2050</u>

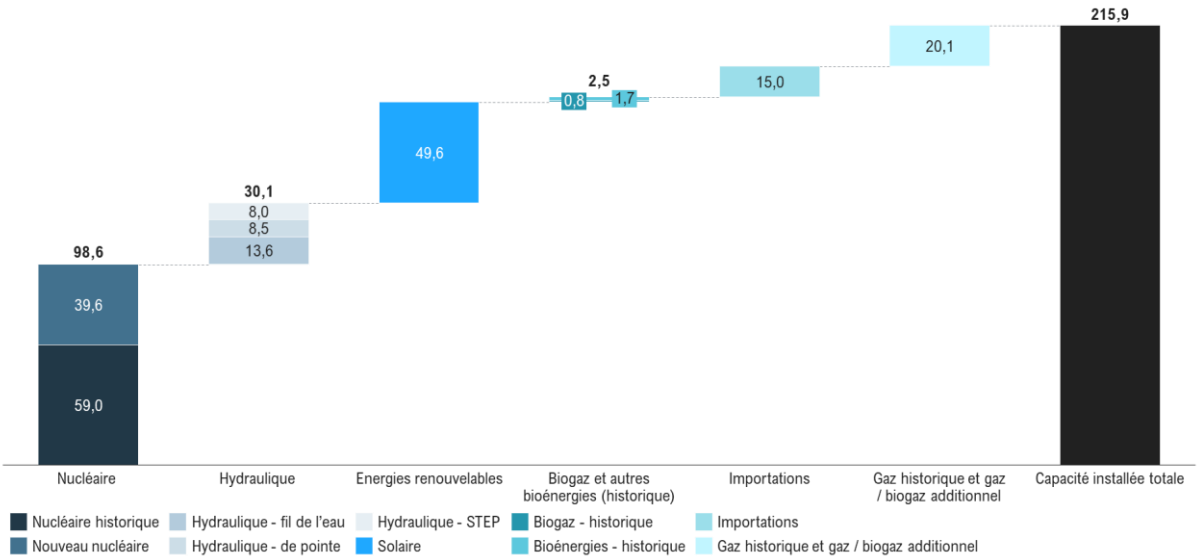
a. Un mix composé essentiellement de capacités nucléaires, dont une part non négligeable est héritée du parc historique qui devra être prolongé jusqu'à 70 ans

Capacités installées par moyen de production pour les scénarios Cérémé, RTE N03 et Belfort [2050 ; GW]

Capacités installées en 2050	Scénario Cérémé [GW]	Scénario RTE N03 [GW]	Scénario Belfort [GW]
Nucléaire historique	59,0	24,0	24,0
Nouveau nucléaire	39,6	27,0	25,0[1]
Hydraulique – fil de l'eau	13,6	13,6	13,6
Hydraulique – de pointe	8,5	8,5	8,5
Hydraulique – STEP	8,0	8,0	8,0
Solaire	49,6	70,0	108,6
Eolien onshore	0,0	43,0	37,0
Eolien offshore	0,0	22,0	40,0
Batteries & V2G	0,0	2,7	2,7
Biogaz et autres bioénergies[2]	2,5	2,5	2,5
Gaz historique & gaz/biogaz additionnel[3]	20,1	0,0	0,0
Total – hors interconnexions	**200,9**	**221,3**	**269,9**
Interconnexions	*15,0*	*39,0*	*39,0*

1) Dont 4 GW de SMR pour N03, 2 GW pour Belfort ; 2) Capacités historiques et communes à tous les scenarios de RTE ; 3) Dont 7,8 GW de capacité gaz historique et 12,3 GW de capacités gaz/biogaz additionnelles

Capacité installée par moyen de production [Mix Cérémé ; 2050 ; GW]



b. Un mix construit dans l'objectif de passer la pointe sous la triple contrainte climatique, financière et temporelle

Un mix construit pour sécuriser le passage de la pointe de demande

La modélisation de la demande permet d'anticiper une pointe de 115,2 GW pour 2050, atteinte un jour d'hiver de semaine à 09h30 – pointe matinale et non vespérale à cet horizon. L'ajout d'une marge de sécurité de 10%, alignée sur les normes du secteur, conduit à dimensionner le système électrique de manière à assurer une capacité disponible suffisante pour répondre à une demande maximale de 126,7 GW, quelles que soient les conditions météorologiques.

Dans le cas de conditions météorologiques défavorables (vent et ensoleillement faibles) et en sachant que la pointe est attendue pour 09h30 en hiver, on peut s'attendre à un taux de disponibilité du solaire

d'environ 2% contre environ 7% en conditions moyennes. Les conditions défavorables baisseraient aussi le taux de disponibilité de l'éolien onshore à 5% contre plus de 29% en conditions moyennes. De même le taux de disponibilité de l'éolien offshore serait de 29%, contre 40% en conditions moyennes.

En conclusion, le niveau de demande attendue et la possible indisponibilité des moyens renouvelables non pilotables à la pointe mènent à dimensionner le système électrique pour intégrer un minimum d'environ 126,7 GW de moyens pilotables, comportant éventuellement 15 GW d'importations, en ligne avec les capacités d'interconnexions et niveaux d'importations actuels.

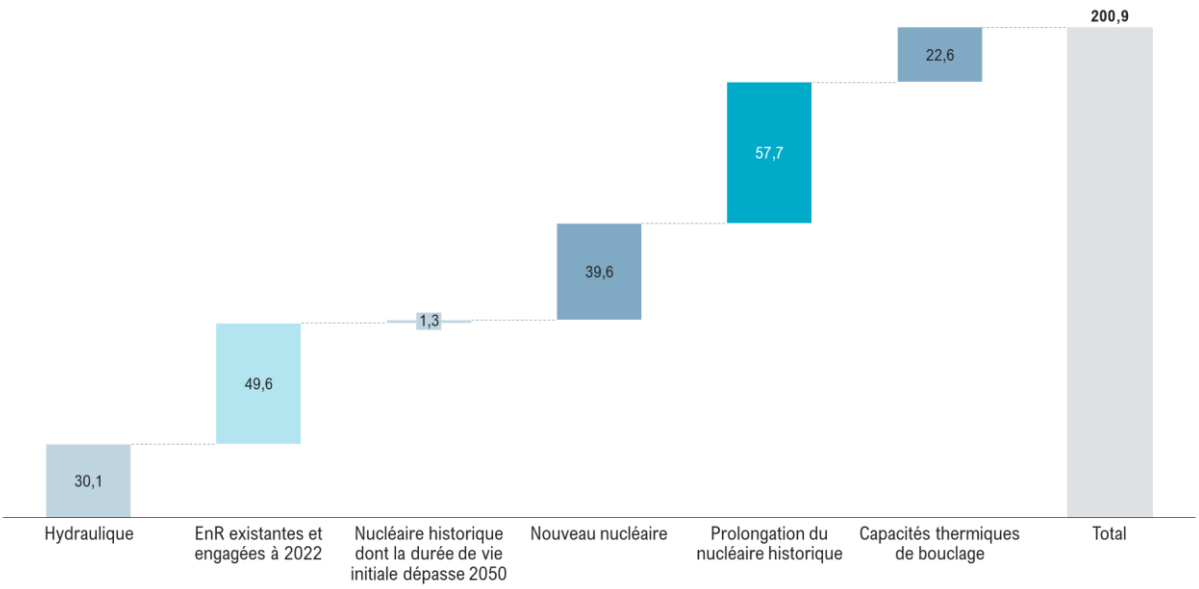
On note par ailleurs une demande maximale attendue de 109,7 GW en moyenne chaque jour de semaine à l'hiver 2050.

Une approche pragmatique, visant à mobiliser en priorité des capacités existantes

L'approche retenue pour définir le mix de production de 2050 se veut pragmatique afin de minimiser les coûts, cherchant avant tout à mobiliser des capacités déjà existantes pour assurer la capacité à répondre à la demande de pointe :

- Maintien du parc hydraulique existant et ajout progressif des quelques capacités additionnelles identifiées par RTE (30,1 GW) ;
- Mobilisation du parc renouvelable diffus (48,7 GW de photovoltaïque) et centralisé résiduel, composé des parcs existants ou engagés en 2022 dont la durée de vie anticipée dépasse 2050 (0,9 GW de photovoltaïque) ;
- Maintien du parc nucléaire actuel et dont la durée de vie initiale excède 2050 (1,3 GW) ;
- Mise en service de 24 nouveaux réacteurs nucléaires entre 2035 et 2050 (39,6 GW, dont 1,7 mis en service dès 2035) ce qui correspond à un peu moins de 2 tranches par an, loin des rythmes historiques observés lors de la construction du parc actuel ;
- Prolongation du parc nucléaire existant jusqu'à 70 ans (57,7 GW) ;
- Maintien des capacités thermiques installées pour assurer le passage de la pointe :
    - Maintien des capacités existantes (hors cogénération, fioul et charbon) (10,3 GW) ;
    - Maintien des capacités de gaz complémentaires ajoutées avant 2035 (12,3 GW) ;

Construction du mix de production retenu [2050 ; GW]

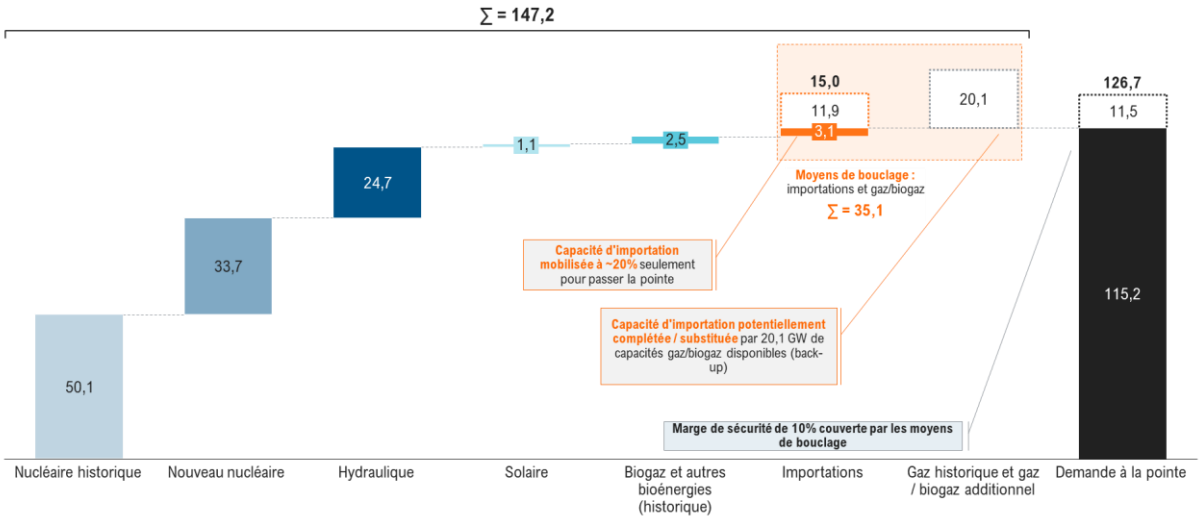


En détail : capacités disponibles à la pointe

Les caractéristiques du mix proposé permettent d'aligner une capacité disponible de 147,2 GW au jour et à l'heure de la pointe (en hiver, un jour de semaine à 09h30) même face à des conditions météorologiques défavorables. Cette capacité disponible permet de passer la pointe de demande en intégrant une marge de sécurité de 10%, soit 126,7 GW. La capacité disponible du mix en conditions météorologiques défavorables au jour et à l'heure de la pointe est composée de :

- 83,8 GW de nucléaire, dont 33,7 GW pour le nouveau nucléaire et 50,1 GW pour le nucléaire historique ;
- 1,1 GW d'EnR, dont 1,1 GW pour le solaire, 0 GW pour l'éolien ;
- 24,7 GW d'hydraulique, dont 8,2 GW pour l'hydraulique fil de l'eau, 8,5 GW pour l'hydraulique de pointe, 8,0 GW pour les STEP ;
- 2,5 GW de biogaz et autres bioénergies historiques, dont 1,7 GW de bioénergies et 0,8 GW de biogaz historique ;
- 20,1 GW de gaz ou biogaz, dont 7,8 GW de gaz historique et 12,3 GW de gaz ou biogaz additionnel ;
- environ 15 GW d'importations, soit un niveau proche des niveaux actuels et correspondant à la capacité d'interconnexion déjà installée en 2022.

Capacité disponible en conditions défavorables à la pointe par moyen de production
[Mix Cérémé ; Demande Roland Berger ; 09h30, Hiver, 2050 ; GW]



En détail : un parc nucléaire renforcé par de nouvelles capacités mais encore composé à 60% des installations historiques

<u>1,3 GW persistants du parc historique, sans prolongation supplémentaire</u>

En 2050, un réacteur du parc historique sera encore en service en raison de sa durée de vie initiale : Flamanville 3, dont la mise en service est prévue pour 2023.

<u>39,6 GW de nouvelles capacités, représentant un total de 24 nouveaux réacteurs</u>

Dans le cas d'une relance ambitieuse de la filière nucléaire et d'une mobilisation renforcée des acteurs, la construction de 24 nouveaux réacteurs est envisageable entre 2035 et 2050.

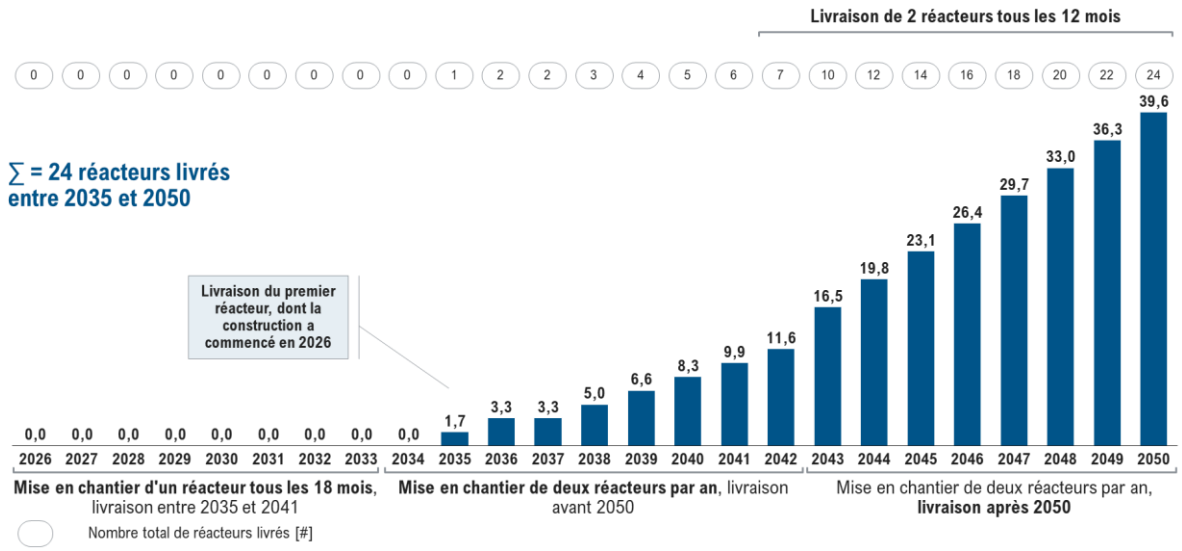
Pour atteindre ce résultat, il sera nécessaire de lancer la construction de deux réacteurs par an à partir de 2035. Cette cadence et ce nombre de réacteurs élevé se traduiront par des effets de série, de rythme

et d'apprentissage, permettant de réduire progressivement la durée de construction des réacteurs, passant, dans nos hypothèses, progressivement de 110 mois pour le premier (entre premier béton et mise en service industrielle) à 92 mois à partir du dixième et pour les suivants.

Ce rythme de construction sera notamment dépendant de certains prérequis, ici considérés comme acquis :

- **Fort investissement de la filière sur la reconstruction et le maintien de compétences**, permettant de maximiser les effets d'apprentissage et de limiter les risques de malfaçons ;
- **Lancement cadencé et régulier de la construction des réacteurs**, permettant de maximiser les effets de série et les effets d'apprentissage ;
- **Stabilité du référentiel règlementaire**, permettant d'éviter de nouveaux développements et modifications de planning en cours de série ;
- **Uniformité des réacteurs construits dans la série,** permettant d'éviter de nouveaux temps de développement (nouvelle ingénierie nécessaire seulement pour adaptation aux sites, en particulier pour le premier bord de rivière, les premières tranches étant bord de mer).

Progression de la capacité installée du nouveau parc nucléaire [Scénario Cérémé ; GW]



<u>57,7 GW du parc historique conservables via prolongation jusqu'à 70 ans</u>

En cas de prolongation du parc nucléaire jusqu'à 60 ans uniquement, 46 réacteurs seraient amenés à fermer entre 2035 et 2050, entrainant une réduction de 43,8 GW de la capacité installée. La capacité installée du parc historique s'élèverait alors à 15,2 GW en 2050, contre 62,5 en 2035.

Pour répondre à une demande de 115,2 GW en pointe à l'hiver 2050 (soit 126,7 GW en intégrant une marge de sécurité de 10%) et à 109,7 GW un jour moyen de semaine à l'hiver 2050, le besoin en capacités disponibles pilotables est évalué à 126,7 GW. Dans le cas d'une prolongation à 60 ans, le parc nucléaire comporterait alors 54,8 GW de capacité installée pour une capacité disponible de 46,6 GW durant l'hiver. Il manquerait 19,2 GW de capacité pilotable disponible qui ne pourraient être facilement compensés par la construction de nouveaux réacteurs nucléaires additionnels, le rythme de construction retenu étant déjà ambitieux (sauf à monter à 3 tranches par an), ni par des capacités hydrauliques, le potentiel national restant largement insuffisant. La compensation de l'intégralité de ce manque par des moyens thermiques apparaît incompatible avec l'atteinte des objectifs climatiques nationaux, dans l'état actuel des possibilités de décarbonation de ces moyens :

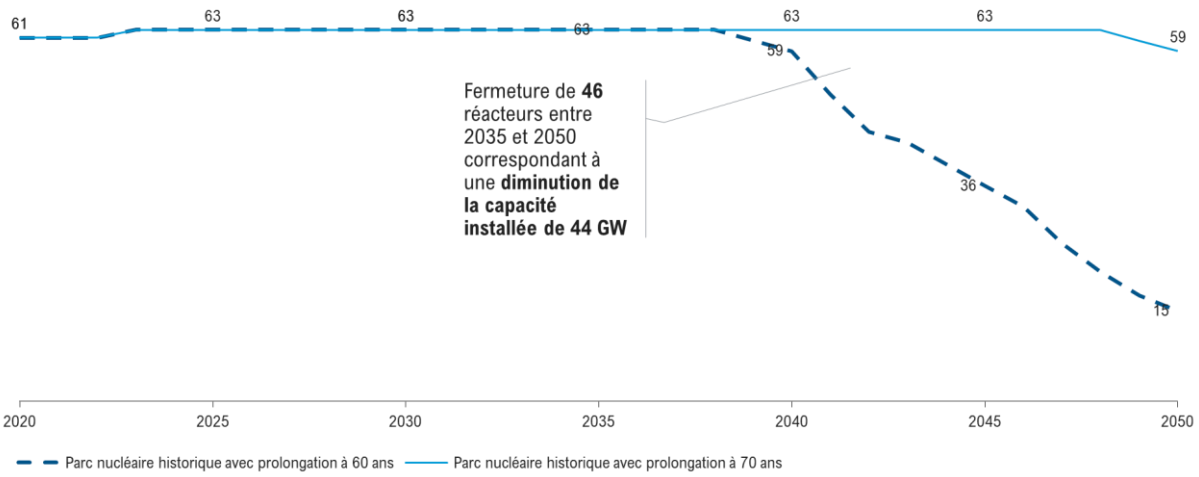
- Comme en 2035, le biogaz ne fournira pas les quantités nécessaires qui vont en priorité à l'utilisation en chaleur par le biais de l'injection dans les réseaux ;

- L'utilisation d'hydrogène vert en combustion directe comme par le biais de piles à combustible pour produire de l'électricité fait peu de sens économique par comparaison avec l'utilisation directe de l'électricité d'origine au lieu d'électrolyser de l'eau (rendement de 30% environ sur l'intégralité de la chaîne power-to-H_2-to-power). Seul le cas d'une électricité renouvelable fatale disponible en très gros volumes (venant presque automatiquement de capacités éoliennes offshore) pourrait justifier économiquement le transfert temporel par le vecteur hydrogène, ce qui est une configuration très peu probable en France.

La prolongation du parc historique jusqu'à 70 ans, déjà pratiquée dans certains pays, sous réserve de faisabilité technique et de validation par l'ASN, permettrait de conserver 53 réacteurs et donc une capacité installée de 59 GW d'électricité décarbonée, soit une capacité disponible de 50,1 GW à l'hiver 2050.

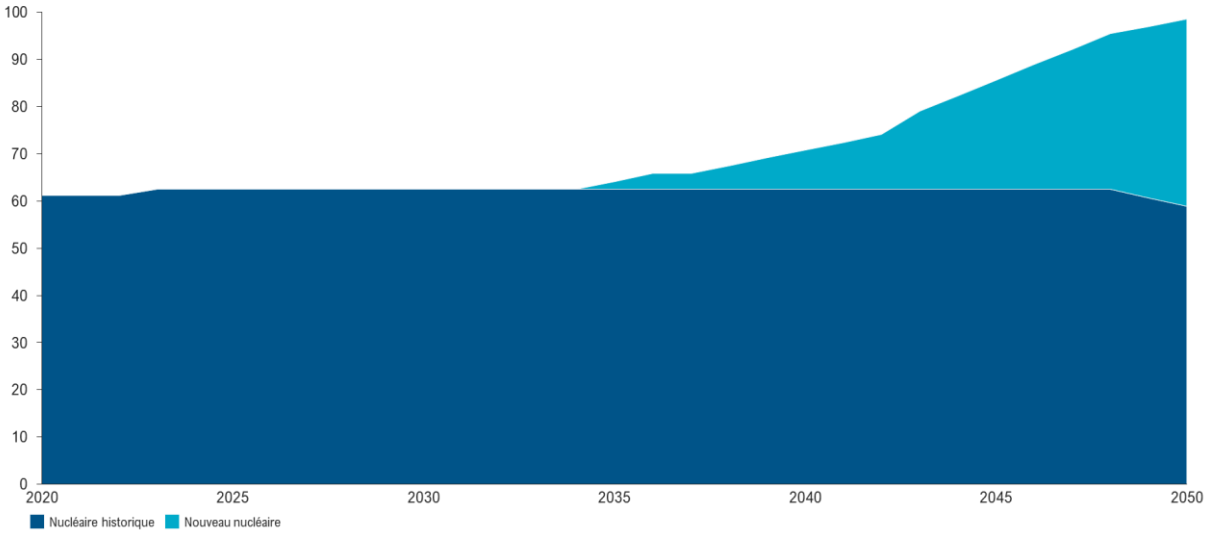
La prolongation du parc historique jusqu'à 70 ans apparait comme un choix pratiquement indispensable dans un cas de demande haute d'électricité en France d'ici 2050 pour répondre à la demande anticipée tout en respectant les objectifs climatiques nationaux.

Capacité installée du parc nucléaire à 2050 selon les scénarios de prolongement retenus [GW]



Le maintien du parc existant devra être couplé à la construction de nouvelles tranches à accélérer dès que possible.

Capacité installée du parc nucléaire historique (avec prolongation à 70 ans) et du parc de nouveau nucléaire [2020-2050 ; GW]

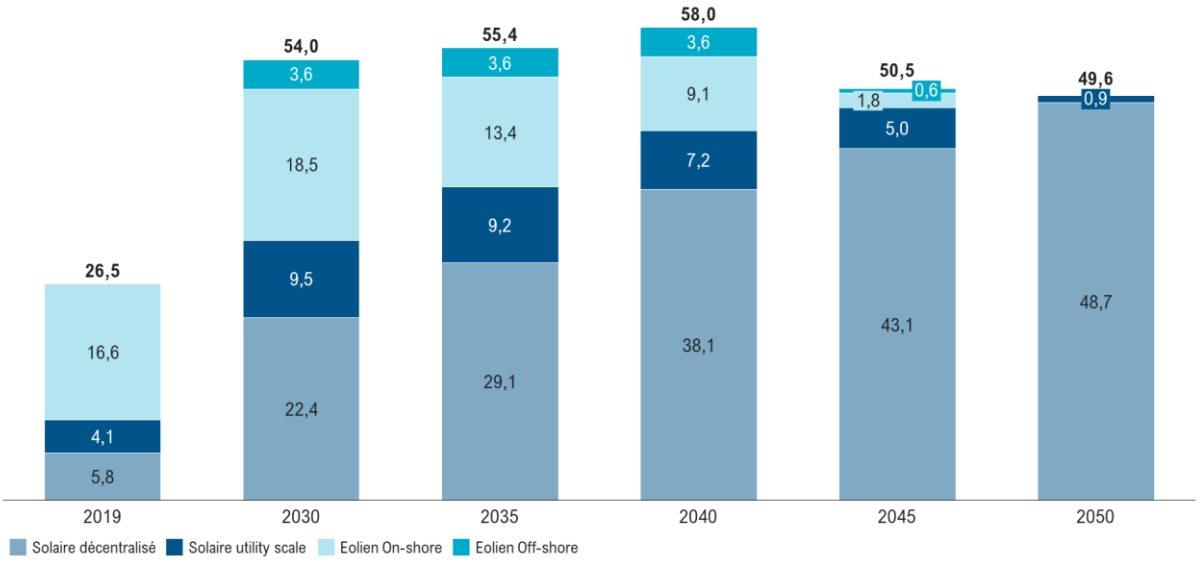


En détail : un parc EnR composé essentiellement de solaire diffus

Le non-renouvellement (dont nous faisons une des hypothèses structurantes du scénario testé) des capacités renouvelables centralisées existantes et engagées en 2022 sur la période 2019 – 2050 entraine une baisse progressive de ces capacités du fait de leur vieillissement. Le parc renouvelable centralisé chute alors à environ 0,9 GW de photovoltaïque en 2050 et le parc éolien disparait, la totalité des parcs onshore et offshore ayant respectivement été construits avant 2025 et 2020 (durée de vie respective estimée à 25 et 20 ans).

Le parc diffus résidentiel et entreprises, composé exclusivement de photovoltaïque dont l'installation ne dépend que marginalement de la puissance publique, s'élèvera à environ 48,7 GW en 2050.

Capacité installée en solaire et en éolien [Mix Cérémé ; 2019-2050 ; GW]



Le détail des capacités installées en solaire et en éolien sur la période 2019-2050 est présenté en Annexe 5.

En détail : des capacités thermiques de bouclage héritées du passage de la pointe en 2035

Les centrales hydrauliques, les EnR et le parc nucléaire projetés à 2050 permettent de disposer d'une capacité disponible de 109,6 GW à l'hiver 2050 en conditions défavorables. Un total de 17,1 GW de capacités pilotables apparait alors manquant pour sécuriser le passage de la demande à la pointe, attendue à 115,2 GW à laquelle on ajoute une marge de sécurité de 10% (126,7 GW au total). Ce manque sera comblé par les 22,6 GW de capacités thermiques dont l'essentiel a déjà été installé pour le passage de la pointe de demande en 2035 (10,3 GW de capacités historiques et 12,3 GW de capacités de gaz ajoutées entre 2022 et 2035)

c. Entre 2035 et 2050, montant d'investissement total de 349 Md € et un coût moyen de l'électricité de 74,4 €/MWh

La mise en place du mix proposé par le scénario alternatif requiert des investissements d'un montant de 349 milliards d'euros entre 2035 et 2050, soit 59% du total sur 2019 – 2050 (593 milliards).

Le principal de l'effort sur la période 2035 – 2050 portera sur le parc nucléaire. En effet, aucune construction ou rénovation de parcs EnR centralisés n'est prévue sur la période et les capacités thermiques de bouclage auront été construites entre 2019 et 2035.

En particulier, la construction du nouveau parc nucléaire va représenter un investissement total de 194 milliards d'euros sur 2035 – 2050 (204,3 milliards au total). La mise en chantier de 16 des 24 réacteurs prévus est attendue entre 2035 et 2050, entrainant des coûts de construction avant intérêts intercalaires ("*overnight*") d'un total de 147 milliards d'euros, complétés par 47 milliards d'euros de frais financiers (taux d'intérêt fixé par hypothèse à 4%, niveau retenu dans les scénarios de RTE).

Le détail des hypothèses concernant les coûts et délais de construction des nouveaux réacteurs nucléaires est présenté en Annexe 6.

La prolongation du parc nucléaire existant engendrera encore un total de 47 milliards d'euros d'investissements de maintenance étalés sur la période, principalement liés à la prolongation des réacteurs existants jusqu'à 70 ans (1,0 milliards d'euros estimé par réacteur pour passer cette échéance qui demandera sans doute certaines remises à niveaux importantes, i.e., "grosses modifications").

Des investissements dans le réseau d'un montant total de 73 milliards d'euros sont par ailleurs estimés sur la période 2035 - 2050, dont 26 milliards pour le raccordement des nouveaux moyens de production et 46 milliards pour la maintenance, le renouvellement et le renforcement du réseau pour accommoder les nouvelles capacités. Ce montant de 46 milliards est inférieur aux montants prévus par les scénarios RTE N03 et Belfort pour le même poste d'investissement en raison de la part moins importante d'énergies renouvelables dans le scénario proposé.

Investissement cumulées pour le mix Cérémé [2019 – 2050; Milliards d'€]

Moyens de production	Coûts d'investissement et de rénovation
Nucléaire historique	118,4
Nouveau nucléaire	204,3
Hydraulique – hors STEP	9,3
Hydraulique – STEP	3,6
Solaire – diffus	68,1
Solaire – utility scale	7,7
Eolien onshore	5,1
Eolien offshore	16,8
Biomasse et autres bioénergies[1]	0,4
Biogaz[1]	0,3
Gaz historique & gaz/biogaz additionnel[2]	12,3
Maintenance, renouvellement, renforcement réseau	103,7
Raccordement	43,4
Total	**593,3**

1) Capacités historiques et communes à tous les scenarios de RTE ; 2) Dont 7,8 GW de capacité gaz historique et 12,3 GW de capacités gaz/biogaz additionnelles

En tenant compte de l'ensemble des coûts du système, le coût moyen de l'énergie sur la période 2035 – 2050 s'établit à 74,4 €/MWh.

Le mix proposé par le scénario alternatif étudié produit un total de 10 674 TWh sur la période 2035 – 2050 et 19 590 TWh sur la période 2019 - 2050

Par ailleurs, le coût total du système s'élève à 795 milliards d'euros sur 2035 - 2050, se décomposant en :

- 0,1 milliards d'euros en coûts de développement ;
- 349 milliards d'euros en coûts d'investissement et de rénovation ;
- 211 milliards d'euros en coûts fixes d'exploitation ;
- 234 milliards d'euros en coûts variables d'exploitation avec des hypothèses de prix combustible et du CO_2 correspondant respectivement à 100 €/MWh et 100 €/tCO2

Le détail des hypothèses de coûts est présenté en Annexe 2.

Ainsi, le coût moyen de l'énergie dans ce système est de 74,4 €/MWh entre 2035 et 2050 pour un coût annuel moyen de 53,0 milliards d'euros sur cette période.

Sur la période 2019 – 2050, le coût moyen de l'énergie s'établit à 67,3 €/MWh.

Au total, 19 590 TWh seront produits sur les 31 ans de la période 2019 – 2050 pour un coût total du système de 1 316 milliards d'euros, soit un coût moyen de l'énergie de 67,3 €/MWh un coût annuel moyen du système de 42,5 milliards d'euros.

Par ailleurs, et de façon annexe, outre la robustesse à un scénario de demande élevé et sans doute souhaitable pour la France, le mix proposé ouvre à notre pays la possibilité de rester un grand exportateur d'électricité décarbonée. En effet, si la demande devait être plus faible qu'attendue et atteindre le niveau projeté par RTE dans le scénario de référence de son rapport Futurs Energétiques 2050, soit 645 TWh en 2050, il serait possible d'exporter a minima 190 TWh sur l'année, représentant un revenu annuel potentiel de 14,1 milliards d'euros (hypothèse de marge à l'exportation sur coût moyen de l'énergie de 10%) et réduisant d'autant le coût annuel du système.

d. Un total de 836 TWh produits, dont 32 TWh par des moyens thermiques

La production sera dominée par le nucléaire, représentant environ 80% du total avec 668 TWh, un chiffre cohérent avec les niveaux actuels dans notre mix électrique, et qui, s'il est atypique internationalement, n'a rien d'incongru au vu de l'historique. Il demande cependant de revenir sur l'objectif inscrit dans la loi de faire descendre la part du nucléaire à 50% de l'électricité totale produite.

Les autres moyens décarbonés représenteront 15% du total, avec 123,4 TWh, dont :

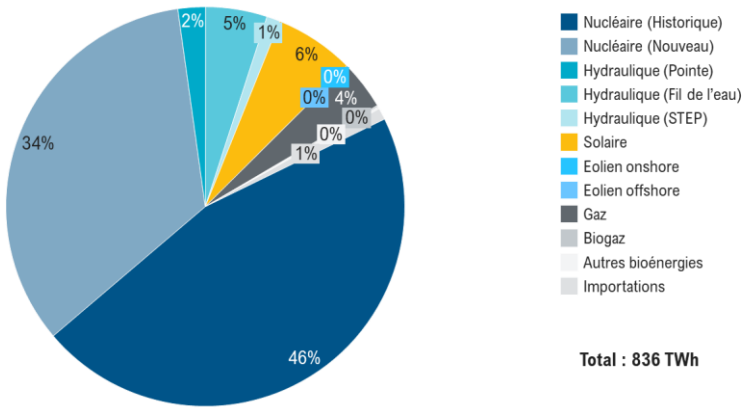
- 69,4 TWh pour l'hydraulique ;
- 54,0 TWh pour le solaire photovoltaïque ;

Des moyens thermiques devront assurer environ 4% de la production, soit 35,8 TWh, dont :

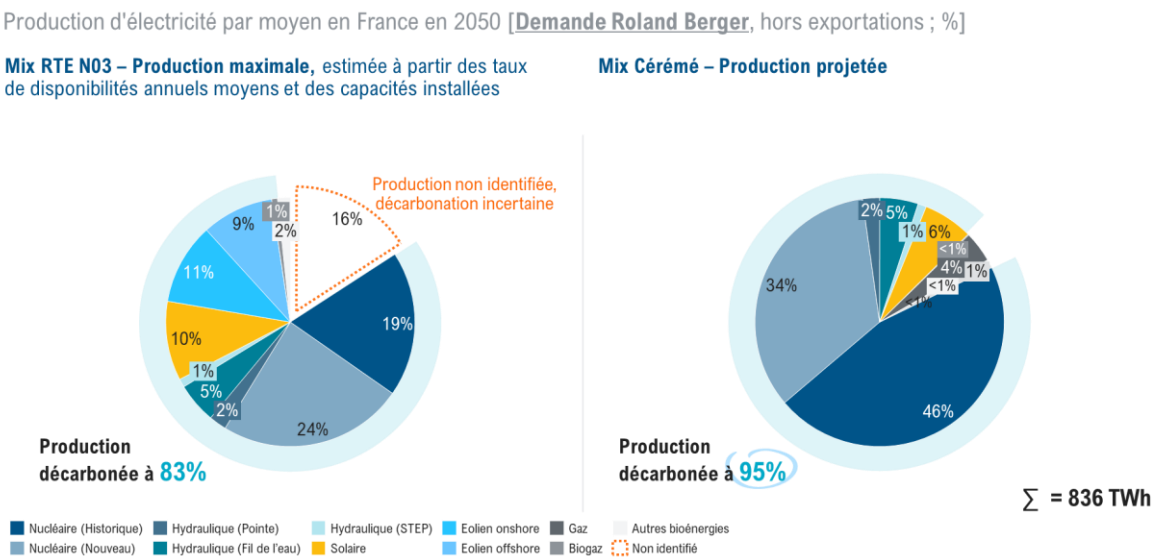
- 33,3 TWh par du gaz ou du biogaz (capacités gaz historiques et nouvelles capacités) ;
- 1,0 TWh par les capacités biogaz historiques ;
- 1,5 TWh par d'autres bioénergies (biomasse solide, déchets).

Enfin, les importations représenteront un total d'environ 1% de l'énergie, soit 8 TWh, notamment mobilisées pour passer les pointes de demande.

Production d'électricité par moyen en France en 2050 [hors exportations ; %]



En comparaison, la performance du scénario N03 de RTE face à cette demande est plus incertaine. La mobilisation au maximum de leur disponibilité des capacités installées dans ce scénario ne serait en effet en mesure de fournir que 702 TWh, soit 84% de la demande projetée par Roland Berger. 134 TWh apparaissent alors manquants, à produire par des moyens et dans des conditions (coûts, émissions de CO2) encore à définir.



Par ailleurs, il convient de rappeler que ce système électrique produit en 2050 une énergie suffisante pour contribuer fortement à la décarbonation d'autres activités. En effet le mix proposé permet :

- d'assurer le fonctionnement d'électrolyseurs d'une capacité totale de 25 GW produisant du dihydrogène permettant de décarboner des moyens de transports (notamment : poids lourds, transport aérien) ou des processus industriels ;
- de servir près de 70% de la demande en énergie de l'industrie (contre 36% en 2019) ;
- d'assurer l'alimentation en énergie de plus de 90% du parc de véhicules légers (99% des véhicules particuliers et 90% des utilitaires) et 42% des bus urbains.

e. Les moyens thermiques carbonés peuvent être évités par un ensemble de moyens – dont le renouvelable serait sans doute le plus coûteux

Le mix proposé en scénario principal implique le maintien d'une part conséquente de la production réalisée à partir de sources thermiques (35,8 TWh, soit environ 4,3% du total), néanmoins en baisse par rapport à la situation actuelle (46,1 TWh en 2019 hors production exportée, soit environ 9% du total). Cette production repose notamment sur du nouveau gaz ou biogaz à hauteur de 33,4 TWh, soit 4,0% du total. En raison de la mise en service de nouveaux réacteurs nucléaires, la demande en gaz diminue entre 2035 et 2050, passant de 44 à 33 TWh et de 7% du total de la production d'électricité à 4%.

Cette production d'origine thermique engendrerait des émissions de CO_2 estimées à 12,5 millions de tonnes, représentant une baisse de 26% par rapport à 2019 (environ 16,9 millions de tonnes pour les 470,5 TWh consommés en France, hors importations et autoconsommation industrielle). Rapportées à l'énergie produite (836 TWh en 2050 contre 470,5 TWh en 2019), ces émissions seraient en baisse de 60% (environ 15 g eq. CO_2 /kWh contre environ 36 en 2019).

La réduction des émissions de CO_2 et de la dépendance au gaz fossile, dont les inconvénients sont nombreux (dépendance aux pays producteurs de gaz, imprévisibilité des prix), sont des objectifs centraux des scénarios proposés par RTE et de la présente étude. Plusieurs leviers sont à envisager afin de réduire d'avantage ces émissions et cette dépendance, jusqu'à un niveau minimum :

- Le recours au biogaz et aux autres procédés de décarbonation de la production thermique ;
- L'importation d'électricité décarbonée en remplacement de cette production lorsque cela est possible ;

- Le déploiement d'énergies renouvelables sur le territoire national permettant de remplacer cette production

Le recours au biogaz peut apparaitre comme une solution partielle pour décarboner cette production thermique mais ne constitue pas une solution suffisante. Dans leur rapport *Un mix de gaz 100% renouvelable en 2050 ? – Etude de faisabilité technico-économique* de 2018, l'ADEME, GRDF et GRTgaz estiment le potentiel total de biogaz produit à partir de biomasse disponible en France à environ 300 TWh pour 2050. La production de 33 TWh d'électricité à partir de gaz représenterait une demande de 66 TWh de gaz, soit 22% de la production nationale potentielle de biogaz. Il apparait donc imprudent de faire reposer l'intégralité de l'effort de décarbonation de cette production sur cette seule technologie étant donné le fait qu'il s'agit d'un potentiel estimé, et d'autre part que les usages qui seront privilégiés seront ceux du biométhane en remplacement du méthane fossile actuel.

Les technologies de capture du CO_2 en sortie de centrale, qui sont actuellement à l'étude, pourront avoir progressé d'ici à 2050 et pourront éventuellement considérer une alternative viable à cet horizon.

L'importation d'électricité décarbonée, lorsqu'elle est disponible, restera possible en mobilisant les capacités d'interconnexion existantes de 15 GW. Avec une quantité d'énergie importée de 7,7 TWh en 2050 dans le scénario principal, ces interconnexions ont un facteur de charge d'environ 5,9%, laissant la porte ouverte à des importations complémentaires.

Le déploiement d'énergies renouvelables visant à remplacer intégralement cette production apparait comme coûteux, requérant un investissement total de 97,3 milliards d'euros (sur la période 2035-2050) et menant en conclusion à un coût de 536 euros par tonne de CO_2 évitée entre 2025 et 2050 (voir encadré dédié ci-dessous).

Focus : coûts relatifs au déploiement d'énergies renouvelables en remplacement de la production thermique

La mobilisation des 30,7 GW d'éolien offshore dont l'installation est suggérée en option pour 2035 permettrait de remplacer jusqu'à environ 32 des 33 TWh produits au gaz par des TWh de source renouvelable. La quantité restante (environ 1 TWh) correspondant à une demande en pointe, son remplacement par des moyens non pilotable parait plus difficilement réalisable.

Si le choix de limiter ainsi la consommation de gaz devait être fait, un surcoût de 137,3 milliards d'euros est attendu pour 2050, se décomposant de la manière suivante :

97,3 milliards d'euros d'investissement (rénovation des 18,5 GW d'éoliennes offshore installées avant 2030), venant s'ajouter aux 143,0 milliards d'euros déjà investis avant 2035 pour la construction des 30,7 GW d'éoliennes offshore et aux 24,6 milliards d'euros aussi investis avant 2035 pour leur raccordement ;

44,5 milliards d'euros de coûts fixes d'exploitation (1,4 Md EUR par GW installé d'éolienne offshore) ;

172,1 milliards d'euros d'économies réalisés sur le fonctionnement des centrales à gaz, dont 85 % du fait du coût du combustible, 15% du fait du prix du CO2 et moins de 1% du fait des coûts variables de maintenance des centrales.

L'émission de 256 millions de tonnes de CO_2 serait ainsi évitée sur la période 2025 - 2050, pour un coût de 536 euros par tonne de CO_2 évitée – ce qui correspond à près de 10 fois le prix de marché actuel sur le système PNAQ européen. Pour rappel, le coût est calculé comme celui de la période 2025-2035 (et est identique) car les investissements ont une durée de vie s'étalant jusqu'à 2050, et c'est leur coût total qui est pris en compte.

En conclusion, le mix proposé réduit les émissions de CO_2 du système électrique au minimum de l'ordre de 40% par TWh par rapport à 2019. Pour attendre la neutralité carbone, la production thermique à

l'origine de des émissions restantes pourra être décarbonée via la mise en place d'un ensemble de mesures complémentaires : importation d'électricité décarbonée lorsque celle-ci est disponible, soutien volontariste à la filière de production de biogaz, accélération du déploiement des technologies de capture du CO_2. Le recours à un parc dédié éolien intermittent serait techniquement possible mais à coût très élevé du carbone évité (voir encadré ci-dessous).

f. Des plans de long terme à lancer à court terme pour anticiper la demande attendue pour 2050

D'ici à 2050, la demande en électricité pourrait être amenée à croître à un rythme de 2% par an. Afin d'anticiper et de répondre à cette hausse de la demande et de permettre le passage de la pointe à 2050, des solutions sur le long-terme doivent être déployées rapidement.

La prolongation du parc nucléaire existant au moins jusqu'à 70 ans semble être le premier levier à activer pour permettre une sécurité de l'approvisionnement en électricité à horizon 2050. Des études sur la faisabilité d'une telle prolongation doivent être lancées au plus vite afin de permettre l'élaboration de plans alternatifs en cas d'impossibilité.

Ensuite, il semble nécessaire de lancer la construction de deux EPR2 par an à partir de 2035. Ce rythme de construction suppose plusieurs prérequis :

- la filière devra être préparée dès maintenant afin de répondre efficacement aux enjeux de formation, de développement et de maintien des compétences mais aussi de production des composants ;
- le respect de ce rythme de construction reposera aussi sur une construction cadencée du programme, sur une reproduction presque à l'identique des tranches et sur une stabilité du référentiel règlementaire.

Conclusion : face aux défis qui pèsent sur le système électrique, une relance ambitieuse dès que possible de la filière nucléaire apparait comme une option sans regret

L'analyse des scénarios officiels proposant une relance du nucléaire (RTE N03, Belfort) montre que le système électrique sera soumis à de fortes tensions en 2050. Notamment, la réalisation de ces scénarios pourrait rendre la France dépendante de ses voisins pour environ un tiers de son approvisionnement en électricité à la pointe face à des conditions météorologiques défavorables (39 GW importés pour une demande de 120 GW dans le scénario N03).

Par ailleurs, une modélisation de la demande intégrant des plans volontaires de réindustrialisation et de décarbonation de l'économie font attendre une demande de pointe en 2035 de 101 GW, avoisinant le record historique de février 2012 (102 GW). Le système électrique sera alors dès cette période – et sans doute déjà aux alentours de 2030 - soumis à de fortes tensions dans le cas d'une non-prolongation du parc nucléaire existant, le rythme actuel de construction des nouveaux réacteurs ne permettant pas de remplacer les capacités fermées. La construction accélérée d'un large parc EnR n'apparaît pas à même de combler ce manque en capacités pilotables du fait de leur caractère intermittent.

Face à ces défis identifiés pour 2035 et 2050, toute décision permettant d'accélérer la mise en service des nouveaux réacteurs nucléaires ou de prolonger le parc existant, capacités pilotables et bas carbone, apparait, du point de vue de l'équilibre du système électrique, comme rationnelle. Maintenir et développer des capacités nucléaires importantes doterait en outre la France de garanties supplémentaires sur la sécurité de son approvisionnement en énergie, d'une électricité compétitive, et d'outils accélérant la décarbonation de ses activités. Même si la demande devrait être plus faible que projetée dans la modélisation Roland Berger (et plus en ligne avec les prévisions centrales de RTE), ces capacités permettraient à la France de conserver son statut de grand exportateur d'électricité décarbonée.

Nous n'avons pas dans cette étude couvert les questions importantes des retombées économiques et sociales d'une telle politique : création d'emplois, balance commerciale, maintien des compétences, souveraineté, impacts des différentes filières sur l'environnement (par exemple impact esthétique, artificialisation des sols). Ces dimensions, qui dépassent l'ambition de ce document, sont des aspects importants à prendre en compte dans la décision publique de politique énergétique.

La question de la faisabilité d'une relance d'un programme électronucléaire volontariste de cette ampleur en France doit donc se poser. Cette faisabilité passe certainement par un travail important sur l'organisation industrielle actuelle de la filière, afin d'améliorer sa capacité à relever les défis techniques et managériaux d'une telle politique.

ANNEXES

1. Détail des taux de disponibilités - Annexe 1

Taux de disponibilité en moyenne journalière selon les conditions météorologiques [Hiver 2050 ; %]

Moyens de production	Hiver, jour standard Taux de disponibilité, moyenne journalière [%]	Hiver, vent et ensoleillement faibles Taux de disponibilité, moyenne journalière [%]
Nucléaire – *historique*	85%	85%
Nucléaire – *nouveau*	85%	85%
Solaire	6%	2%
Eolien – *onshore*	29%	5%
Eolien – *offshore*	40%	29%
Hydraulique – *fil de l'eau*	40%	60%
Hydraulique – *de pointe*	85%	100%
Hydraulique – *STEP*	100%	100%
Biogaz et autres bioénergies – historique	100%	100%
Gaz ou Biogaz – *dont cogénération et capacité additionnelles* [uniquement mix Cérémé]	100%	100%
Importations	100%	100%

Source: RTE Eco2mix, RTE Futurs énergétiques 2050, IEA Wind, Roland Berger

Taux de disponibilité en moyenne journalière selon les conditions météorologiques [Été 2050 ; %]

Moyens de production	Été, jour standard Taux de disponibilité, moyenne journalière [%]	Été, vent et ensoleillement faibles Taux de disponibilité, moyenne journalière [%]
Nucléaire – *historique*	64%	64%
Nucléaire – *nouveau*	85%	85%
Solaire	18%	6%
Eolien – *onshore*	14%	5%
Eolien – *offshore*	40%	29%
Hydraulique – *fil de l'eau*	40%	60%
Hydraulique – *de pointe*	75%	100%
Hydraulique – *STEP*	100%	100%
Biogaz et autres bioénergies – historique	90%	90%
Gaz ou Biogaz – *dont cogénération et capacité additionnelles* [uniquement mix Cérémé]	90%	90%
Importations	100%	100%

Source: RTE Eco2mix, RTE Futurs énergétiques 2050, IEA Wind, Roland Berger

Taux de disponibilité en moyenne journalière selon les conditions météorologiques [Printemps ; Automne ; 2050 ; %]

Moyens de production	Printemps, jour standard Taux de disponibilité, moyenne journalière [%]	Automne, jour standard Taux de disponibilité, moyenne journalière [%]
Nucléaire – *historique*	76%	73%
Nucléaire – *nouveau*	85%	85%
Solaire	14%	11%
Eolien – *onshore*	25%	26%
Eolien – *offshore*	40%	40%
Hydraulique – *fil de l'eau*	30%	30%
Hydraulique – *de pointe*	75%	85%
Hydraulique – *STEP*	100%	100%
Biogaz et autres bioénergies – historique	90%	90%
Gaz ou Biogaz – *dont cogénération et capacité additionnelles* [uniquement mix Cérémé]	90%	90%
Importations	100%	100%

Source: RTE Eco2mix, RTE Futurs énergétiques 2050, IEA Wind, Roland Berger

2. Détail des hypothèses de coûts - Annexe 2

Hypothèses sur les coûts (overnight) d'investissement et de rénovation par moyen de production

Moyens de production	Coûts d'investissement et de rénovation
Nucléaire	
Prolongation de 40 à 50 ans	1,00 Md €/réacteur
Prolongation de 50 à 60 ans	0,67 Md €/réacteur
Prolongation de 60 à 70 ans	1,00 Md €/réacteur
Coûts de construction overnight moyen par réacteur pour la série de 24 EPR2	6,44 Mds €/réacteur
Détail des effets de série et d'apprentissage en Annexe 5	
Hydraulique – hors STEP	4 601 €/kW
Hydraulique – STEP	1 000 €/kW
Solaire – diffus	1 570 €/kW
Solaire – utility scale	1 420 €/kW
Eolien onshore	1 740 €/kW
Eolien offshore	4 473 €/kW
Biomasse et autres bioénergies[1]	3 990 €/kW
Biogaz[1]	916 €/kW
Gaz historique & gaz/biogaz additionnel	916 €/kW
Les coûts présentés ci-dessus sont des coûts overnight (hors frais financiers) *Les intérêts intercalaires sont estimés à un taux de 4% (commun à tous les moyens de production)*	

1) Capacités historiques et communes à tous les scenarios de RTE

Source: Lazard, EDF, IEA, RTE Futurs énergétiques 2050, Roland Berger

Hypothèses sur les coûts fixes d'exploitation par moyen de production [2019-2050 ; €/kW/an]

Moyens de production	Coûts fixes d'exploitation
Nucléaire historique	150
Nouveau nucléaire	150
Hydraulique – hors STEP	30€/MWh
Hydraulique – STEP	30€/MWh
Solaire – diffus	14,6
Solaire – utility scale	68,4
Eolien onshore	27,2
Eolien offshore	64,1
Biomasse et autres bioénergies[1]	50€/MWh
Biogaz[1]	14,6
Gaz historique & gaz/biogaz additionnel	14,6

1) Capacités historiques et communes à tous les scenarios de RTE

Source: Lazard, EDF, IEA, RTE Futurs énergétiques 2050, Roland Berger

Hypothèses sur les coûts variables d'exploitation par moyen de production [2019-2050]

Moyens de production	Coûts variables d'exploitation	Coûts du combustible	Coûts du CO_2
Nucléaire historique	0,64€/MWh	7€/MWh	-
Nouveau nucléaire	0,64€/MWh	7€/MWh	-
Hydraulique – hors STEP	0,00	0,00	-
Hydraulique – STEP	0,00	0,00	-
Solaire – diffus	0,00	0,00	-
Solaire – utility scale	0,00	0,00	-
Eolien onshore	0,00	0,00	-
Eolien offshore	0,00	0,00	-
Biomasse et autres bioénergies[1]	0,00	0,00	-
Biogaz[1]	3,42€/MWh	230€/MWh	-
Gaz historique & gaz/biogaz additionnel	3,42€/MWh	200€/MWh[2]	100€/t

1) Capacités historiques et communes à tous les scenarios de RTE ; 2) Rendement des CCG estimé à 50% et coût du MWh thermique estimé à 100€

Source: Lazard, EDF, IEA, RTE Futurs énergétiques 2050, Roland Berger

3. Détail des hypothèses de la demande Roland Berger - Annexe 3

Hypothèses clés utilisées dans la modélisation de la demande en énergie

Usages existants

Facteur clé	2019	2030	2040	2050	Source
Croissance du PIB [%]	1,8%	1,3%	1,3%	1,3%	RTE
Progression de l'efficacité énergétique de l'économie [%]	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%	Roland Berger
Croissance des exportations [%]	*Exportations considérées comme un **terme de bouclage** fonction de la capacité*				

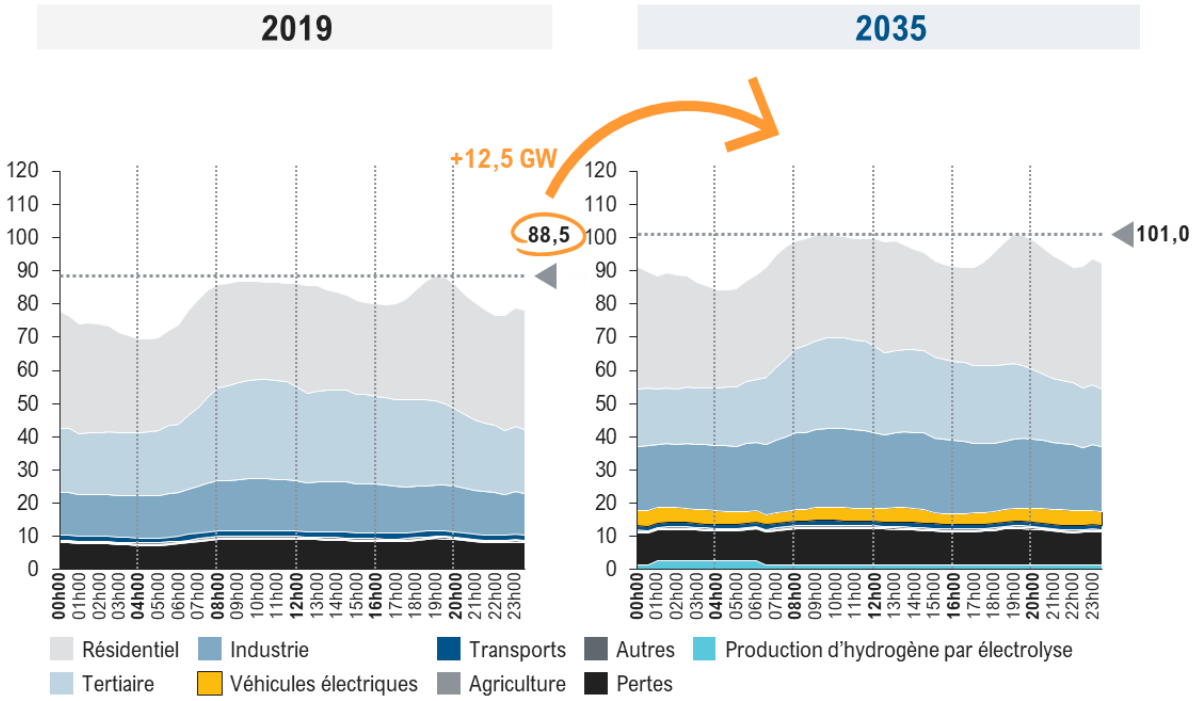
Nouveaux usages

Facteur clé	2019	2030	2040	2050	Source
Electrification du chauffage					
Part des logements chauffés à l'électricité [% du total]	37%	47%	59%	73%	MTE (SDES), RTE - scénario de référence
m² de tertiaire chauffés à l'électricité [% du total]	29%	40%	55%	65%	MTE (SDES), RTE - scénario de référence
Pompes à chaleur [%]	*20%*	*19%*	*17%*	*16%*	
Autres chauffages électriques [%]	*80%*	*81%*	*83%*	*84%*	
Développement de la climatisation					
Logements climatisés [%]	22%	34%	47%	65%	Roland Berger, RTE, ADEME
m² de tertiaire climatisés [%]	40%	47%	55%	65%	Roland Berger, RTE, ADEME
Electrification du parc automobile					
Parc de VL & VUL [1] [m unités]	39,2	40,5	40,5	40,5	Roland Berger
Croissance des km parcourus par les VL [%]	-0,6% *(2021-2050)*				Roland Berger
Croissance des km parcourus par les VUL [%]	-0,5% *(2021-2050)*				Roland Berger
Part des électriques et hybrides rech. dans le parc de VL [% du parc]	1%	23%	63%	99,8%	Roland Berger
Part des électriques et hybrides rech. dans le parc de VUL [% du parc]	*2%*	*15%*	*52%*	*90%*	Roland Berger
Part des bus urbains électriques [% du parc]	3%	24%	33%	42%	Roland Berger
Part des poids lourds et bus interurbains électriques [% du parc]	*Décarbonation via recours à l'H_2*				
Industrie – Réindus. & Electrification					
Part de l'industrie dans le PIB [%]	10,0%	10,8%	11,9%	13,0%	Roland Berger
Part de l'électricité dans la consommation énergétique de l'industrie [%]	36%	46%	56%	70%	RTE
Progression de l'efficacité énergétique de l'industrie [%]	1,5% *(2021-2050)*				Roland Berger
Croissance prod. d'H_2 par électrolyse					
Capacité d'électrolyse déployée [GW]	<0,01	6,5	12,7	25	[2]
Facteur d'utilisation des électrolyseurs	-	~80%	~80%	~80%	Roland Berger

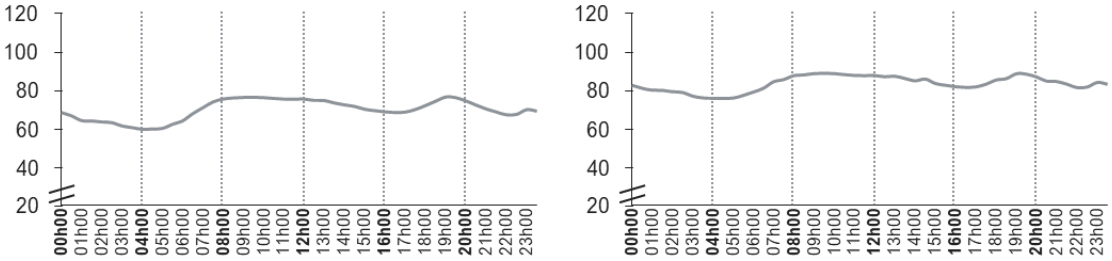
1) VL : véhicules légers, VUL : véhicules utilitaires légers ; 2) Stratégie nationale pour le développement de l'hydrogène décarboné, France Hydrogène, IEA, Roland Berger

4. Courbes de charge projetées, demande Roland Berger, par saison et par type de jour, en 2035 et en 2050 - Annexe 4

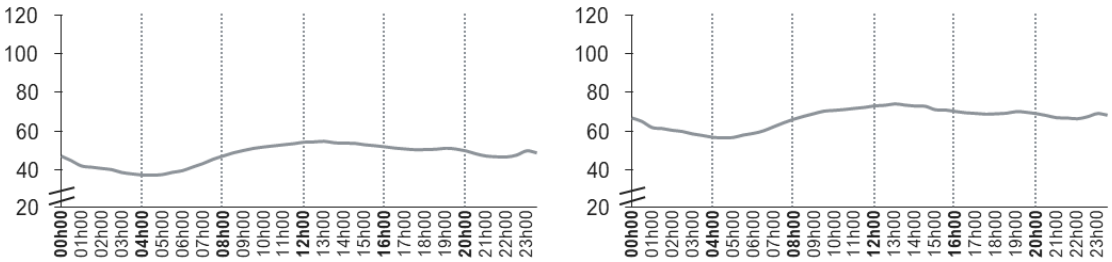
Comparaison de la demande entre 2019 et 2035 : pointe hivernale, demande moyenne hivernale, demande moyenne estivale



Comparaison entre les pointes hivernales de 2019 et de 2035 [hors exportations; GW]

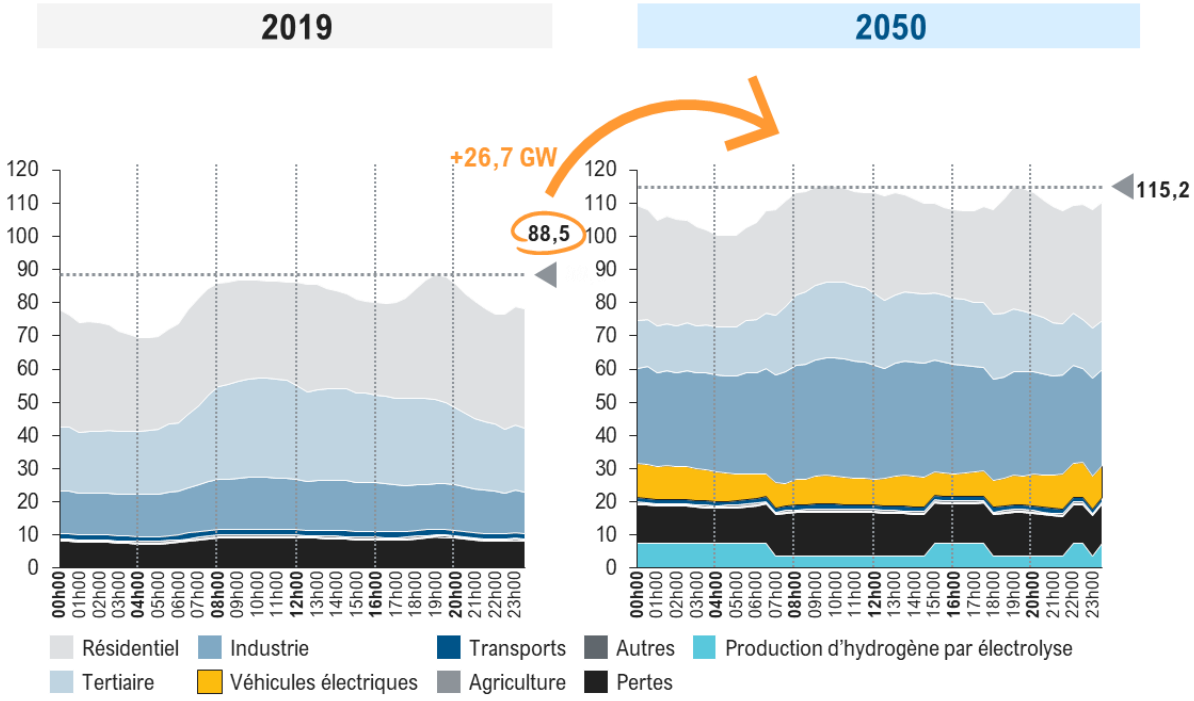


Demande moyenne, jour de semaine d'hiver [hors exportations; GW]

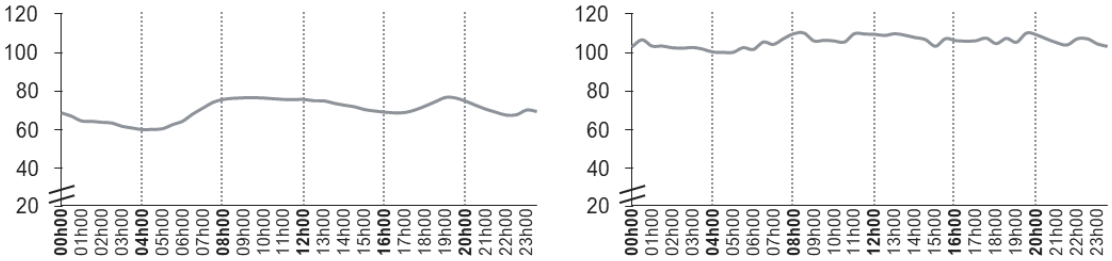


Demande moyenne, jour de semaine d'été [hors exportations; GW]

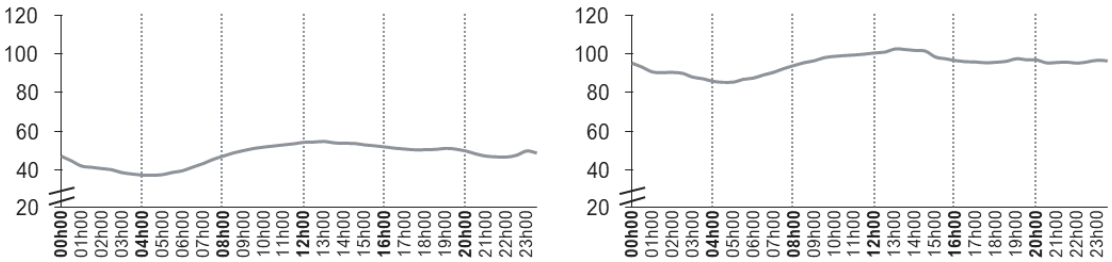
Comparaison de la demande entre 2019 et 2050 : pointe hivernale, demande moyenne hivernale, demande moyenne estivale



Comparaison entre les pointes hivernales de 2019 et de 2050 [hors exportations; GW]



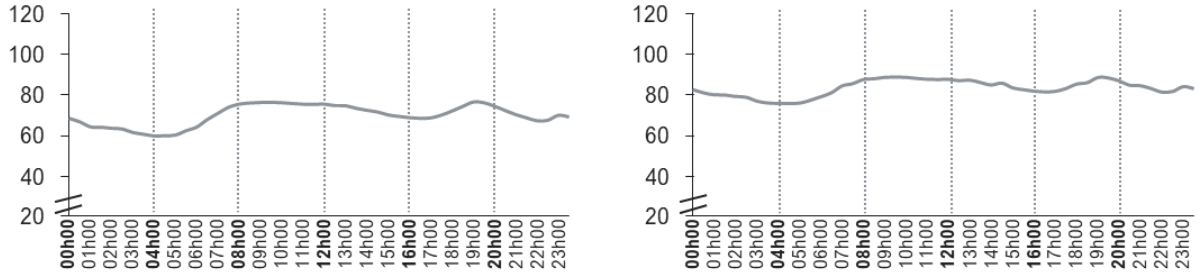
Demande moyenne, jour de semaine d'hiver [hors exportations; GW]



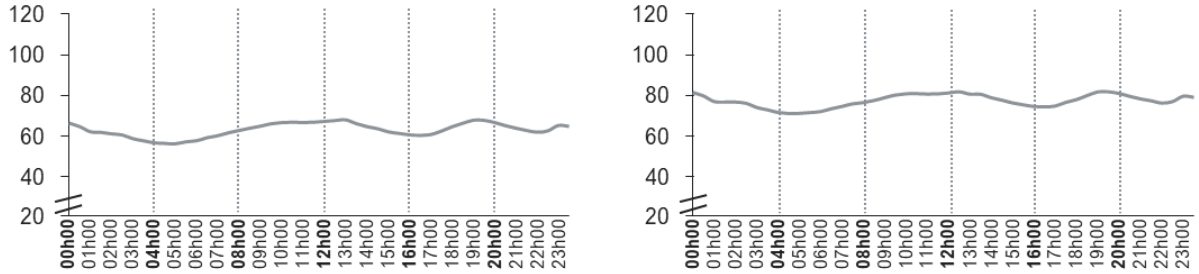
Demande moyenne, jour de semaine d'été [hors exportations; GW]

Comparaison de la demande moyenne hivernale entre 2019 et 2035 : semaine, samedi, dimanche et jours fériés

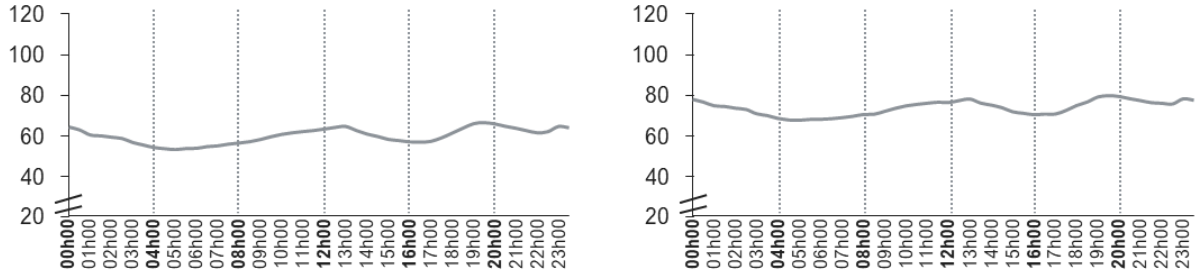
2019 | **2035**



Demande moyenne, jour de semaine d'hiver [hors exportations; GW]



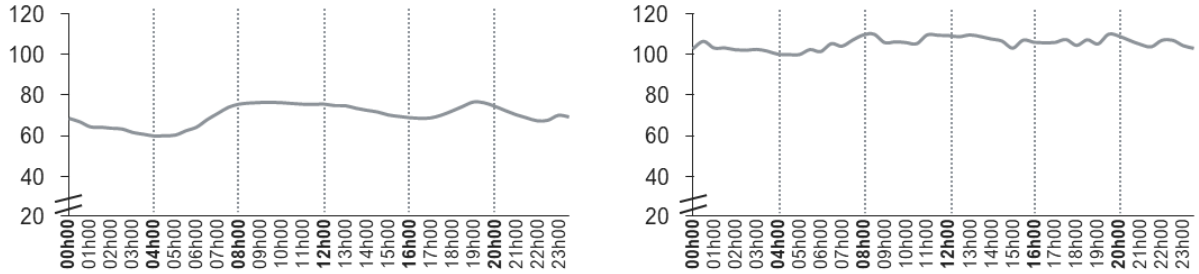
Demande moyenne, samedi d'hiver [hors exportations; GW]



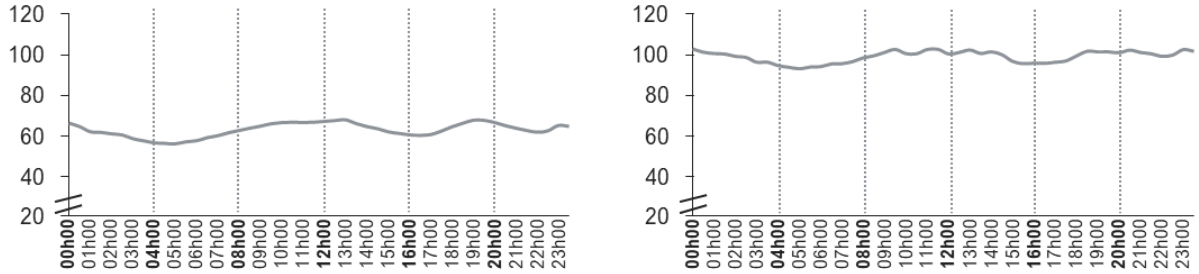
Demande moyenne, dimanche/jour férié d'hiver [hors exportations; GW]

Comparaison de la demande moyenne hivernale entre 2019 et 2050 : semaine, samedi, dimanche et jours fériés

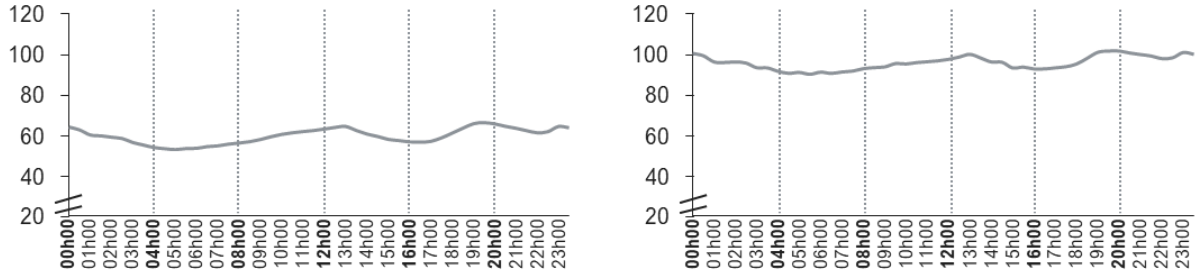
2019 | **2050**



Demande moyenne, jour de semaine d'hiver [hors exportations; GW]



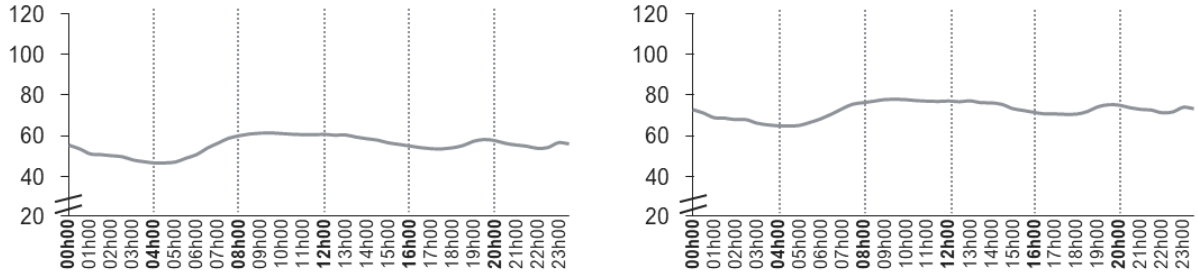
Demande moyenne, samedi d'hiver [hors exportations; GW]



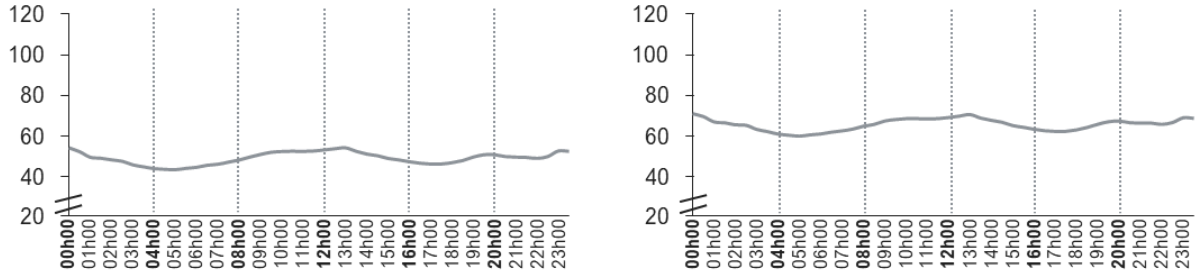
Demande moyenne, dimanche/jour férié d'hiver [hors exportations; GW]

Comparaison de la demande moyenne printanière entre 2019 et 2035 : semaine, samedi, dimanche et jours fériés

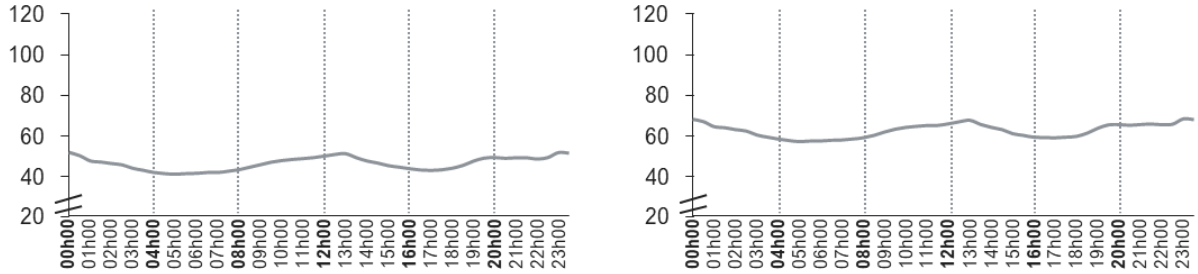
2019 | **2035**



Demande moyenne, jour de semaine de printemps [hors exportations; GW]



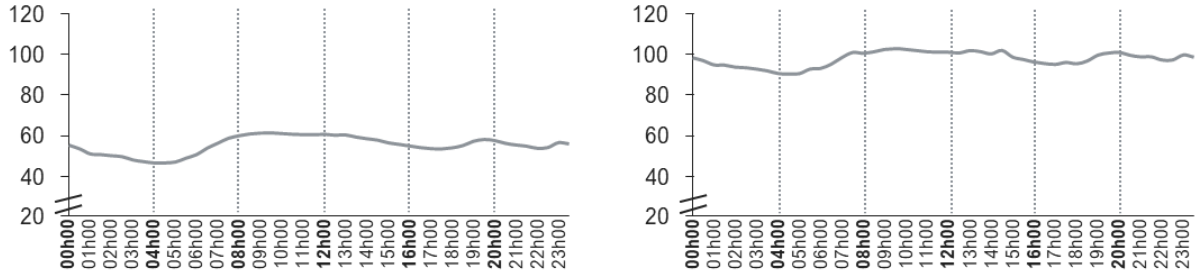
Demande moyenne, samedi de printemps [hors exportations; GW]



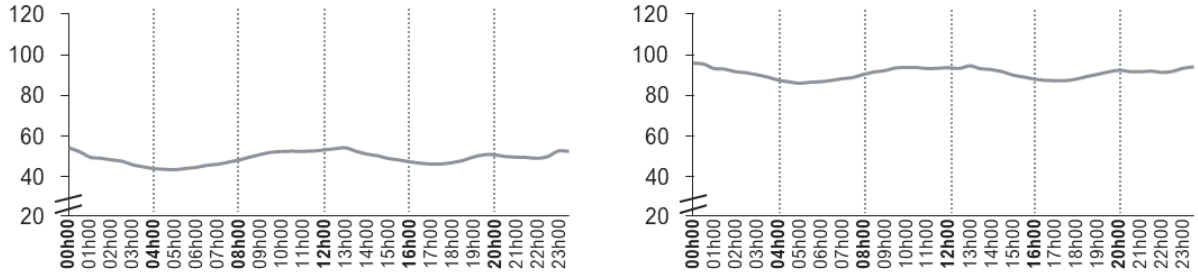
Demande moyenne, dimanche/jour férié de printemps [hors exportations; GW]

Comparaison de la demande moyenne printanière entre 2019 et 2050 : semaine, samedi, dimanche et jours fériés

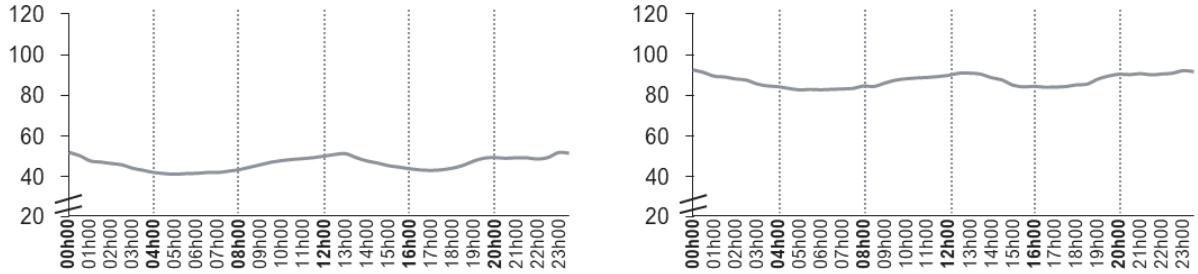
2019 | **2050**



Demande moyenne, jour de semaine de printemps [hors exportations; GW]



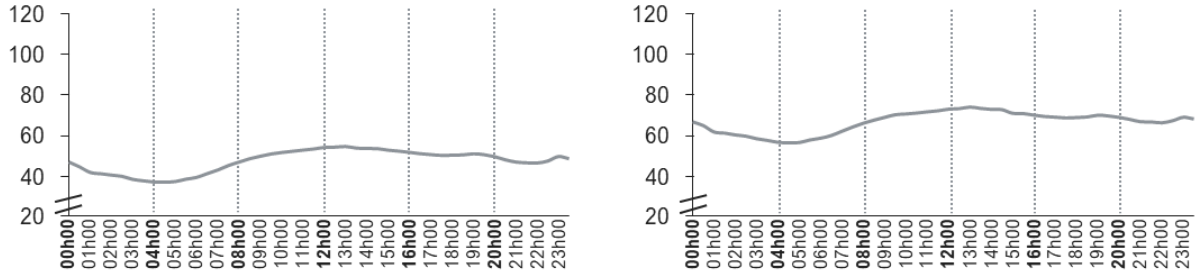
Demande moyenne, samedi de printemps [hors exportations; GW]



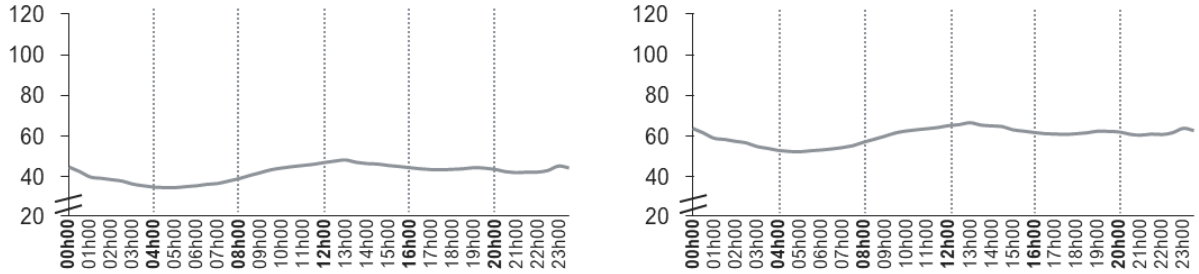
Demande moyenne, dimanche/jour férié de printemps [hors exportations; GW]

Comparaison de la demande moyenne estivale entre 2019 et 2035 : semaine, samedi, dimanche et jours fériés

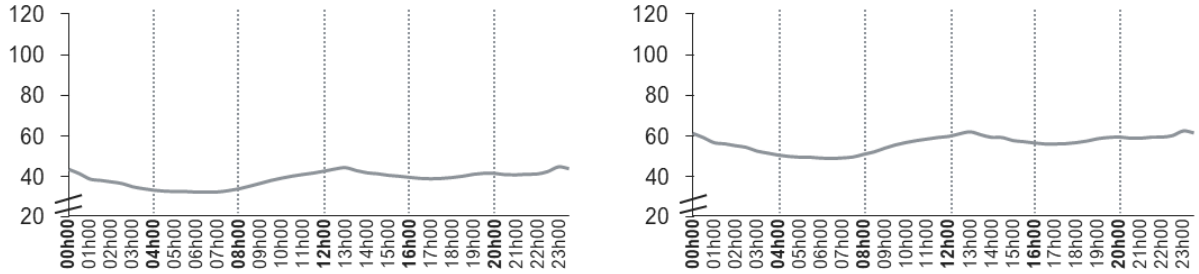
2019 | **2035**



Demande moyenne, jour de semaine d'été [hors exportations; GW]



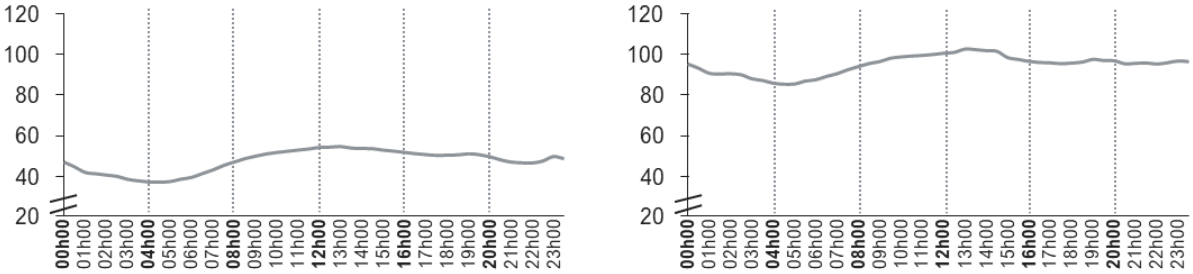
Demande moyenne, samedi d'été [hors exportations; GW]



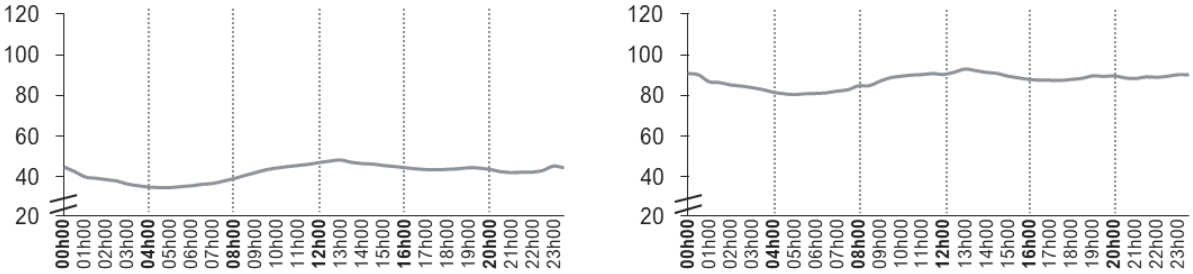
Demande moyenne, dimanche/jour férié d'été [hors exportations; GW]

Comparaison de la demande moyenne estivale entre 2019 et 2050 : semaine, samedi, dimanche et jours fériés

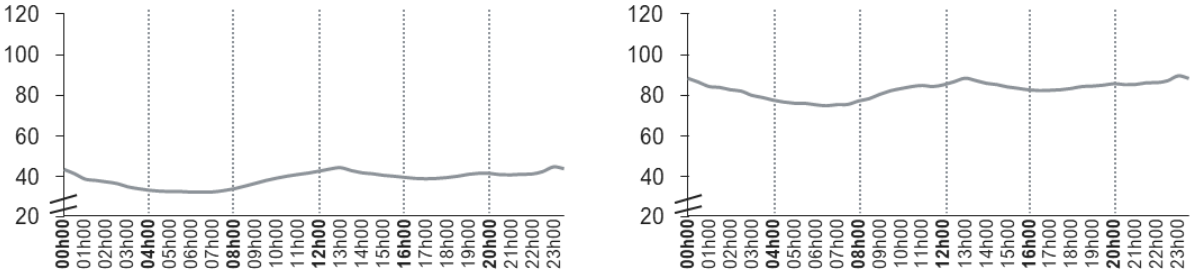
2019 | **2050**



Demande moyenne, jour de semaine d'été [hors exportations; GW]



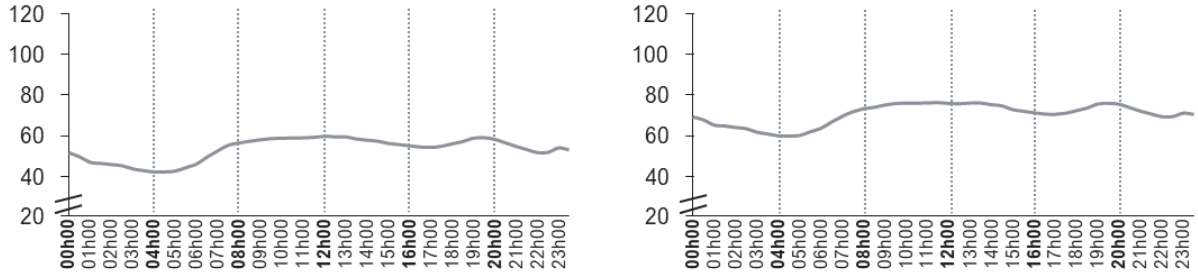
Demande moyenne, samedi d'été [hors exportations; GW]



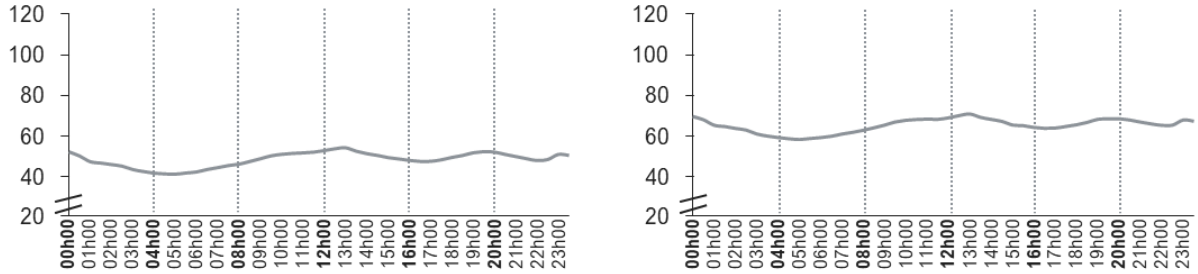
Demande moyenne, dimanche/jour férié d'été [hors exportations; GW]

Comparaison de la demande moyenne automnale entre 2019 et 2035 : semaine, samedi, dimanche et jours fériés

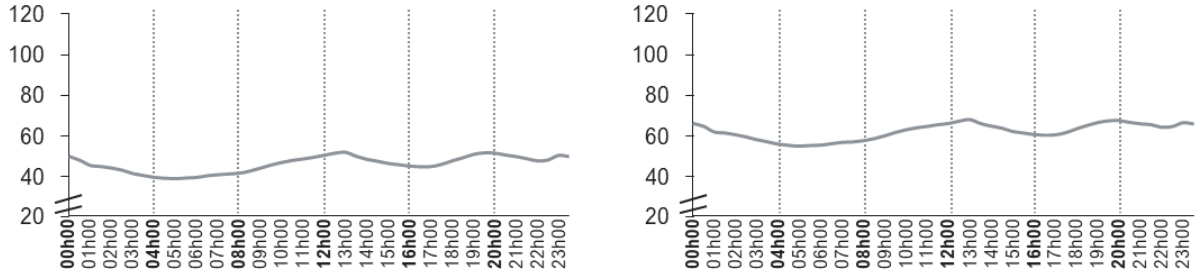
2019 | **2035**



Demande moyenne, jour de semaine d'automne [hors exportations; GW]



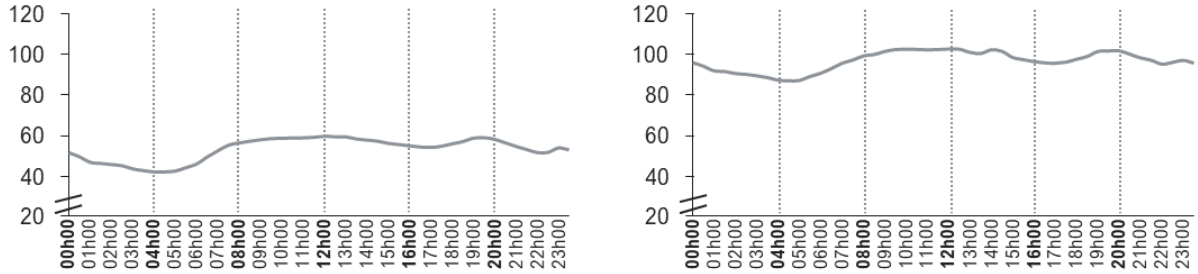
Demande moyenne, samedi d'automne [hors exportations; GW]



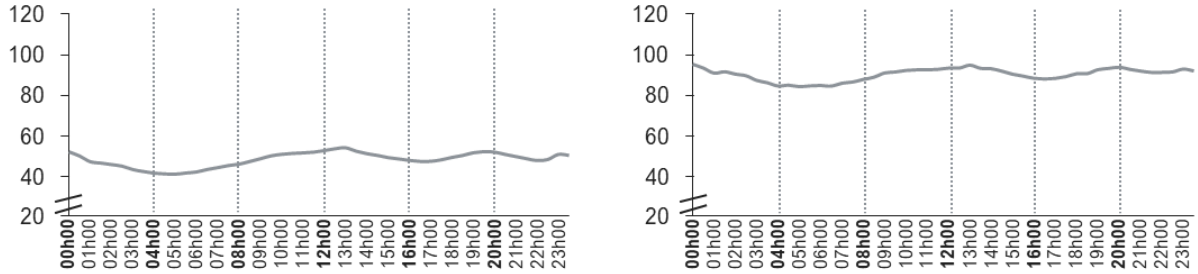
Demande moyenne, dimanche/jour férié d'automne [hors exportations; GW]

Comparaison de la demande moyenne automnale entre 2019 et 2050 : semaine, samedi, dimanche et jours fériés

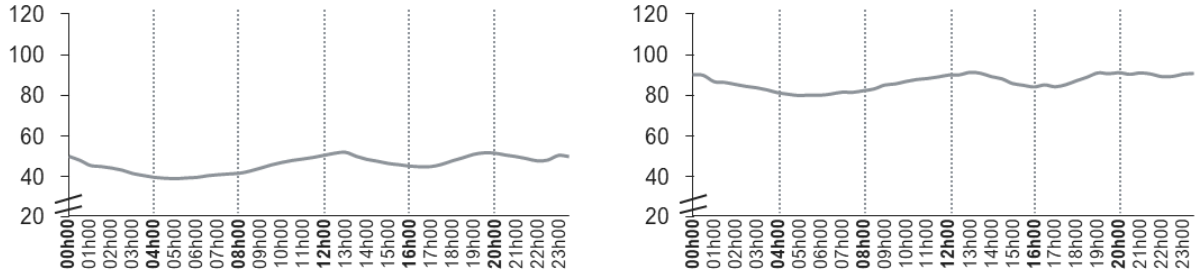
2019 | **2050**



Demande moyenne, jour de semaine d'automne [hors exportations; GW]



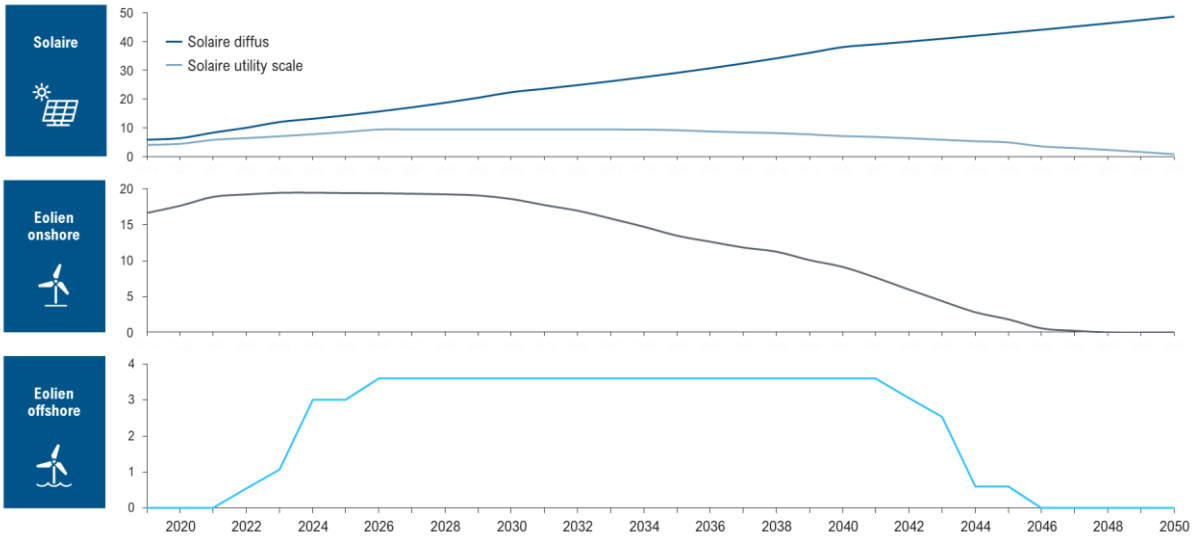
Demande moyenne, samedi d'automne [hors exportations; GW]



Demande moyenne, dimanche/jour férié d'automne [hors exportations; GW]

5. Détail sur les capacités installées d'EnR sur la période 2019-2050 dans le mix Cérémé - Annexe 5

Capacités installées des EnR – Scénario Cérémé [GW ; 2019 – 2050]



6. Détail des hypothèses retenues pour la construction des nouveaux réacteurs nucléaires, temps et coûts de construction - Annexe 6

Temps de construction des centrales nucléaires – Hypothèses retenues

Temps de construction pour la tranche 1	Délai optimal de construction entre deux tranches d'un même site	Réduction des temps de construction entre deux tranches d'un même site	Réduction du temps de construction entre la dernière tranche d'un site et la première tranche du suivant
~110 mois entre le premier béton et la mise en service industrielle	**18 mois**, permettant d'optimiser les études, la mobilisation du génie civil et le REX des essais de la première tranche	**~ 6 mois** *réduction maximale atteinte à la 10ème tranche*	**~ 3 mois** *réduction maximale atteinte à la 10ème tranche*

Coûts des centrales nucléaires – Hypothèses retenues

Coûts de développement	Coûts de construction *overnight* pour la première paire de tranches	Réduction progressive des coûts par effet de série
2,7 Mds € amortissables sur la totalité des tranches construites	**14,9 Mds €**	**15%** dès la troisième tranche **20%** à la sixième tranche maximum de **21%** atteint à la neuvième tranche