



Quelle sécurité d’approvisionnement électrique en Europe à horizon 2030 ?

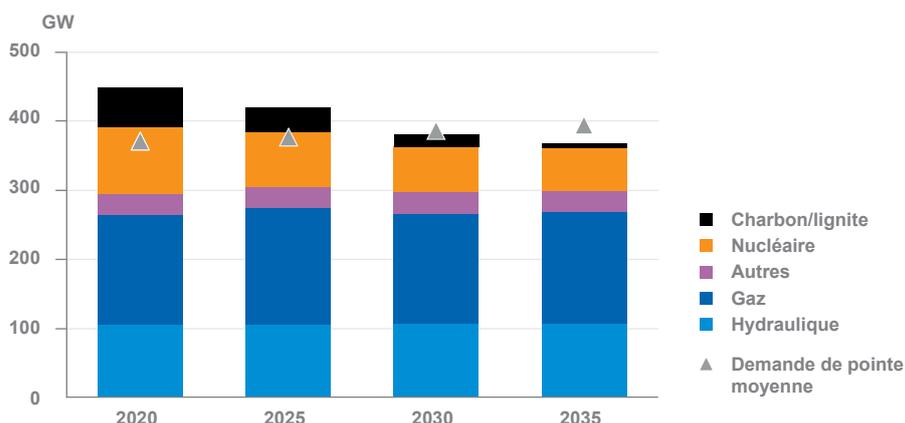
Après qu’à l’automne le gestionnaire de réseau a mis en garde sur de potentielles difficultés d’approvisionnement en électricité en cas de grand froid cet hiver, la question d’éventuelles défaillances des systèmes électriques en Europe et en particulier en France a été remise dans le débat alors qu’elle avait quasiment disparu des préoccupations du grand public. Dans la prochaine décennie, les nombreux arrêts de centrales pilotables, au charbon ou nucléaires, actuellement programmés et dont les conséquences concrètes semblent assez peu intégrées dans le débat public, pourraient renforcer l’importance de cette question. L’objet de cette note d’analyse est de fournir quelques éléments permettant d’appréhender l’évolution de ces risques de défaillance afin d’engager à temps les politiques adéquates.

Des objectifs très ambitieux de développement d’énergies renouvelables ont été décidés, mais les solutions en termes de pilotage et de maîtrise de la demande, de capacités de stockage et, plus généralement, de flexibilité et d’intégration au réseau restent à l’heure actuelle insuffisamment développées. La capacité à assurer la sécurité d’approvisionnement telle qu’elle est définie aujourd’hui est donc incertaine dans les périodes de tension et nécessitera un développement approprié des solutions de flexibilité et de stockage. Les systèmes électriques européens étant interconnectés, c’est à cette échelle qu’il faut s’intéresser au dimensionnement des capacités de production, qui constitue un des déterminants de la sécurité d’approvisionnement.

Après avoir dressé le bilan des politiques et objectifs des principaux États membres, cette note offre une étude détaillée de l’évolution prévisible du mix électrique européen, des conséquences possibles au regard de nos objectifs climatiques ainsi qu’énergétiques. Elle permet de détecter des points de vigilance. Elle vise aussi à proposer des éléments de discussion sur la sécurité d’approvisionnement, dont les termes, appelés à évoluer dans le cadre de la transition énergétique, devraient faire l’objet d’une discussion dans l’espace public.

La présente étude fait le constat des limites de la coordination politique existant entre les pays européens sur ces questions. En particulier, si les mesures préconisées par le nouveau paquet législatif européen constituent un progrès en ce sens, elles sont insuffisantes pour fournir les signaux économiques nécessaires au déclenchement des investissements qui garantissent la sécurité d’approvisionnement. Enfin, quelques recommandations de politique énergétique européenne concluent cette note d’analyse.

Prévision de capacités électriques pilotables de la France et des pays européens limitrophes (2020-2035)



Lecture : la demande de pointe moyenne pour la France est celle évaluée par RTE dans son bilan prévisionnel et pour les autres pays par les organismes accrédités correspondants.

Source : France Stratégie d’après des hypothèses de RTE, BNetzA, BMWi, Elia

Étienne Beeker

avec la participation de
Marie Dégremont

Département Développement
durable et numérique

La *Note d’analyse* est publiée sous la responsabilité éditoriale du commissaire général de France Stratégie. Les opinions exprimées engagent leurs auteurs et n’ont pas vocation à refléter la position du gouvernement.

INTRODUCTION

La crise sanitaire vécue en 2020 a désorganisé et fragilisé financièrement tous les acteurs du secteur électrique, ou presque¹. Les inquiétudes relatives à d'éventuelles défaillances du système électrique reviennent au premier plan – même si le confinement de cet automne ainsi que les mesures mises en place par l'État et les opérateurs du secteur devraient temporairement les éloigner. Outre-Atlantique, les pannes des étés 2019 et 2020 en Californie ont également attiré l'attention sur ces enjeux.

Cette note d'analyse met en perspective les réflexions conjoncturelles publiées en avril 2020² sur l'impact du premier confinement sur le secteur de l'électricité, en développant les éléments structurants de fragilisation du système électrique. Si un regard s'impose sur les défis de court terme, la présente publication analyse les évolutions à moyen terme des mix électriques européens. Elle interroge les attentes relatives aux services rendus par le système électrique français et invite à débattre des moyens correspondant à leur satisfaction.

Dans la décennie à venir, de nombreuses mises à l'arrêt de centrales pilotables³ (essentiellement au charbon ou nucléaires) sont programmées en Europe⁴. La lutte contre le réchauffement climatique implique une transformation forte des systèmes électriques, qui doit être articulée avec ceux de protection de l'accès à ce bien essentiel. Ces mutations sont-elles abordées de manière satisfaisante ? Quels risques peut-on anticiper et quelles pistes peut-on proposer pour s'assurer de l'atteinte de ces objectifs dans de bonnes conditions ? Une réflexion considérant l'ensemble des solutions envisageables est essentielle. Elle suppose de faire un bilan des transformations récentes.

Cette réflexion est d'autant plus nécessaire que l'électricité devrait satisfaire une part croissante des besoins en énergie. En France, les stratégies énergétiques et climatiques adoptées au printemps 2020 consacrent le rôle de l'électricité. Représentant près de 25 % de la demande finale aujourd'hui, elle devrait en satisfaire 54 % en 2050. L'Union européenne affiche pour sa part un objectif de 50 %⁵.

Les systèmes électriques européens étant interconnectés, c'est à la maille européenne qu'il faut s'intéresser au dimensionnement des capacités de production et à la cohérence des décisions politiques à cet égard.

Après avoir rappelé quelles conditions sont requises pour assurer la sécurité d'approvisionnement d'un système, cette note dresse un bilan de l'évolution du mix électrique des principaux États membres.

Alors qu'une concertation européenne existe au niveau technique, une coordination entre les politiques de choix de leur mix par chacun des États membres est quasiment inexistante⁶. Partant de ce constat, la dernière partie de ce travail formule une série de recommandations.

COMMENT CARACTÉRISE-T-ON LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT ?

Pour les consommateurs, la sécurité d'approvisionnement est assimilée à une absence de panne, quelles qu'en soient l'origine et la nature. Des définitions et des typologies plus officielles existent qui incluent la capacité d'un système à les approvisionner de manière fiable et, en cas d'incident, à rétablir rapidement cet approvisionnement, le tout à coût raisonnable. Cela implique de la part des acteurs de mener des actions allant du long terme (choix des investissements) au très court terme (piloteage du système), sachant qu'elles sont liées.

L'adéquation offre-demande à long et moyen termes

En amont, les bons choix technico-économiques doivent avoir été effectués de telle sorte que le système électrique ait une composition (un « mix ») en adéquation avec la consommation qui, rappelons-le, varie en permanence, alors que l'électricité ne se stocke pas, ou très mal, ou à des coûts encore très élevés. C'est le sujet central de cette note. RTE, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité (GRT) français, rappelle dans son bilan prévisionnel (BP) 2019⁷ que, dans un tel système, le « mix électrique doit disposer d'assez de capacités pour assurer l'équilibre offre-demande dans la plupart des situations [...] telles que des vagues de froid, des avaries imprévues de moyens de production ou encore des épisodes de vent faible. Un critère statistique fixé par les pouvoirs publics définit le niveau de risque accepté par la collectivité en matière de déséquilibre entre l'offre et la demande ».

En France, ce critère a été défini dans la PPE (Programmation pluriannuelle de l'énergie) d'avril 2020. Il correspond à une durée moyenne de défaillance de trois heures par an⁸. Une défaillance s'entend comme le recours à des moyens exceptionnels pour assurer cet équilibre entre l'offre et la

1. Les revenus des producteurs de certaines énergies renouvelables sont garantis.

2. <https://www.strategie.gouv.fr/point-de-vue/impacts-de-crise-covid-19-systeme-electrique>

3. Les moyens de production pilotables permettent de suivre la demande quand elle varie. Ce sont en particulier les barrages hydrauliques (qui sont les plus flexibles), les centrales à charbon, à gaz, au fioul, nucléaires et biomasse. L'éolien, le solaire, l'hydraulique au fil de l'eau sont des moyens non pilotables.

4. Les scénarios de mises à l'arrêt sont détaillés dans l'annexe.

5. Commission européenne (2020), *Paquet « Une énergie propre pour tous les Européens »* ; *Impact Assessment on Stepping up Europe's 2030 Climate Ambition*, part 2, https://ec.europa.eu/clima/sites/clima/files/eu-climate-action/docs/impact_en.pdf

6. Renforcée récemment par le paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens ».

7. RTE (2019), *Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France*.

8. Code de l'énergie, article D 141-12-6 : « Le critère de défaillance du système électrique mentionné à l'article L 141-7 est fixé à une durée moyenne de défaillance annuelle de trois heures pour des raisons de déséquilibre entre l'offre et la demande d'électricité. »



demande : interruption de la consommation de grands sites industriels, baisses de tension ou appel à des gestes volontaires des consommateurs. En dernier recours, RTE peut procéder à des coupures, momentanées, localisées et tournantes. Dans les autres pays européens, ce critère peut être différent voire même non explicite.

La transition énergétique en cours induit un changement de paradigme et peut amener à faire évoluer la définition même de la sécurité d'approvisionnement, qui aujourd'hui repose sur un kWh livrable à tout moment, à tous et en tout lieu du territoire national. Face à la montée de la part des ENR intermittentes et à la lenteur des progrès sur le stockage de l'électricité, assurer la sécurité d'approvisionnement de tous pourrait impliquer de recourir beaucoup plus aux contrats permettant d'alléger la demande lorsque l'équilibre est menacé. Cela impliquerait une extension des clauses contractuelles d'interruption ou d'allègement avec les industriels, et pourrait aussi s'étendre, si nécessaire, à des usages plus diffus, comme ceux de l'internet des objets.

Les situations de tension se produisent aujourd'hui généralement lors des pointes de consommation, qui, en raison de la proportion importante de chauffage électrique en France, ont lieu les soirs d'hiver. Les analyses (des GRT en particulier), réalisées sur la base de statistiques climatiques, montrent qu'avec la pénétration des énergies renouvelables intermittentes (ENRi)⁹ la nature des risques évolue pour le système électrique : la probabilité qu'une défaillance se produise diminue, mais avec une profondeur (puissance, en GW) et une durée qui augmentent très significativement, ces situations correspondant en général à des vagues de froid sans vent pouvant durer plusieurs jours¹⁰. Les situations de tension pourront donc également survenir lors des creux de production, en particulier éolienne, et cela en toute saison et à toute heure de la journée. Ce que l'on nomme « paysage de défaillance » est donc susceptible d'évoluer dans les prochaines années, mettant à l'épreuve les solutions traditionnellement disponibles.

Pour finir, un réseau doit être en place afin d'acheminer les kWh produits depuis les centres de production vers ceux de consommation. Bien que l'existence d'un réseau solide et bien maillé soit une des conditions essentielles de la sécurité d'approvisionnement, cette question n'est pas l'objet principal de cette note, mais on pourra, le cas échéant, se reporter aux travaux récents de France Stratégie sur ce sujet¹¹⁻¹².

Le pilotage du système à court terme

Les incidents affectant le système électrique peuvent être de toute nature (panne de moyens de production, perte d'ouvrages sur le réseau, etc.) et de diverses origines (défaut de maintenance, événement météorologique extrême, malveillance, etc.). Certains des risques à maîtriser sont bien connus, d'autres plus évolutifs. Ainsi, l'intégration des systèmes électriques et numériques accroît la vulnérabilité aux cyberattaques, lors desquelles des terroristes pourraient prendre le contrôle d'une centrale de production, d'un réseau de transport ou de distribution ou des équipements électriques d'un consommateur, généralement industriel.

C'est le GRT qui doit veiller à la sécurité opérationnelle et au pilotage du système électrique en veillant à conserver suffisamment de puissance en réserve et de flexibilité pour faire face à tous les aléas pouvant survenir en temps réel : variation imprévue de consommation, panne subite d'une centrale, perte d'une ligne à très haute tension, brusque saute de vent...

Un même moyen ne permettra pas nécessairement de répondre à des aléas brefs ou à des pannes plus longues ou profondes. Cela suppose que ces moyens soient disponibles en temps utile, que leur maintenance ait été effectuée, que les centrales soient, le cas échéant, approvisionnées en combustible, que les barrages hydrauliques aient un bon niveau de remplissage, etc. À long terme, les facteurs structurels sont plus déterminants.

LA FERMETURE PROGRAMMÉE EN EUROPE DE CAPACITÉS PILOTABLES DOIT ÊTRE MIEUX PRISE EN COMPTE POUR GARANTIR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT AVANT 2030

Dans les prochaines années, la plupart des gouvernements européens envisagent de déclasser d'importantes capacités de production pilotable. D'ici à 2030-2035, Elia, le GRT belge, évalue dans l'édition de 2019 de son étude bi-annuelle¹³ que ce seront plus de 110 GW de puissance pilotable qui seront retirés du réseau européen¹⁴. Ils se répartissent en 23 GW de nucléaire (dont environ 13 GW en France et 10 GW en Allemagne), 70 GW de charbon/lignite (dont environ 40 GW en Allemagne) et 10 GW de gaz ou fioul. En dehors de l'Allemagne et de la France qui totalisent près des deux tiers de ces déclassements se trouvent également la Belgique, le

9. ENR intermittentes, presque exclusivement l'éolien et le solaire, plus marginalement le marémoteur et peut-être un jour l'hydrolien.

10. D'après RTE (BP 2019), il existe une chance sur vingt de connaître près de trente heures de défaillance lors de l'hiver le plus contraint, en 2022-2023. Voir également le graphique de Météo France dans l'annexe.

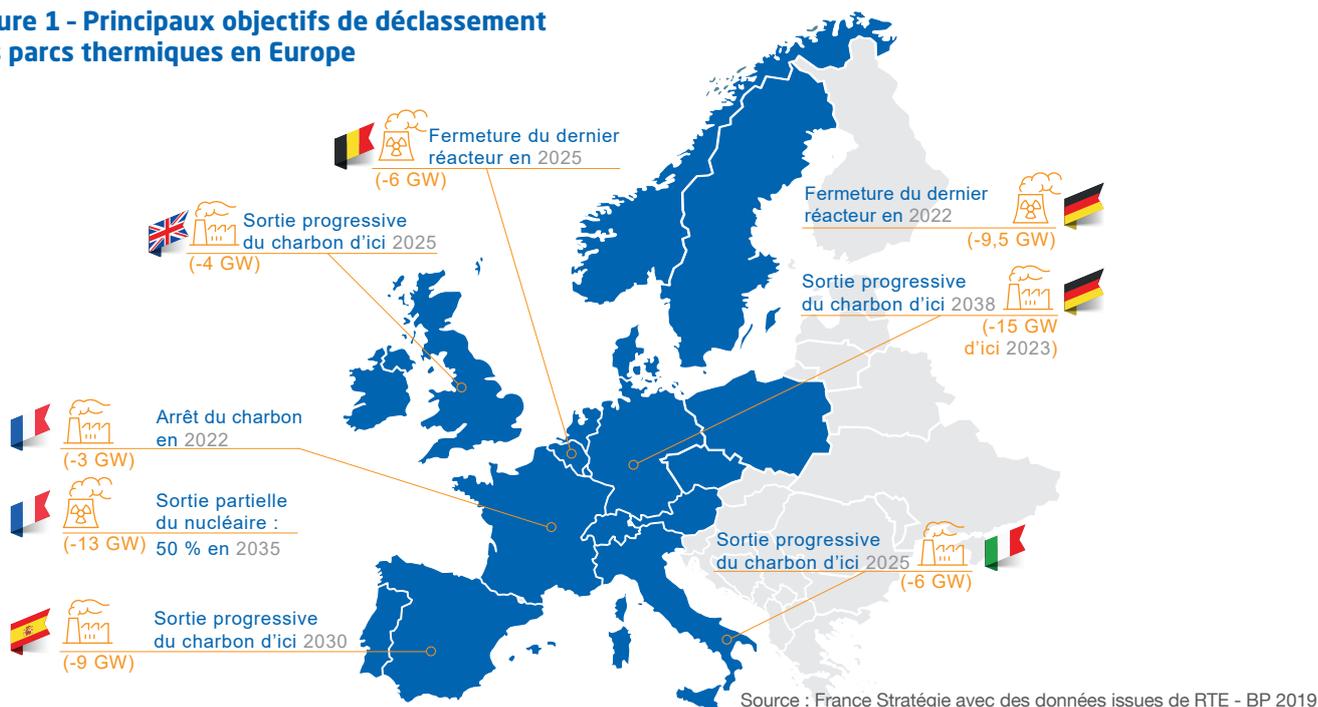
11. Pour mémoire, les choix d'investissement doivent tenir compte d'un certain nombre de facteurs comme la dépendance au gaz, aux métaux stratégiques et aux technologies essentielles à la transition énergétique qui sont d'autres illustrations des menaces existantes. Une acception plus large de la sécurité d'approvisionnement peut inclure la capacité des filières industrielles européennes à satisfaire ces nouveaux besoins : enjeux de propriété industrielle, de disponibilité des technologies, de main-d'œuvre dans des domaines tels que les batteries, les unités de production, l'électrotechnique, les nouveaux usages (véhicule électrique, pompes à chaleur), le numérique (logiciels).

12. Beeker E. (2019), *Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique*, Document de travail n° 2019-07, France Stratégie, novembre.

13. Elia (2019), *Adequacy and flexibility study for Belgium 2020-2030*, juin.

14. Pays concernés : Autriche, Belgique, Suisse, République tchèque, Allemagne, Danemark, Espagne, France, Finlande, Royaume-Uni, Hongrie, République d'Irlande, Italie, Luxembourg, Pays-Bas, Norvège, Pologne, Portugal, Slovaquie, Suède.

Figure 1 - Principaux objectifs de déclassement des parcs thermiques en Europe



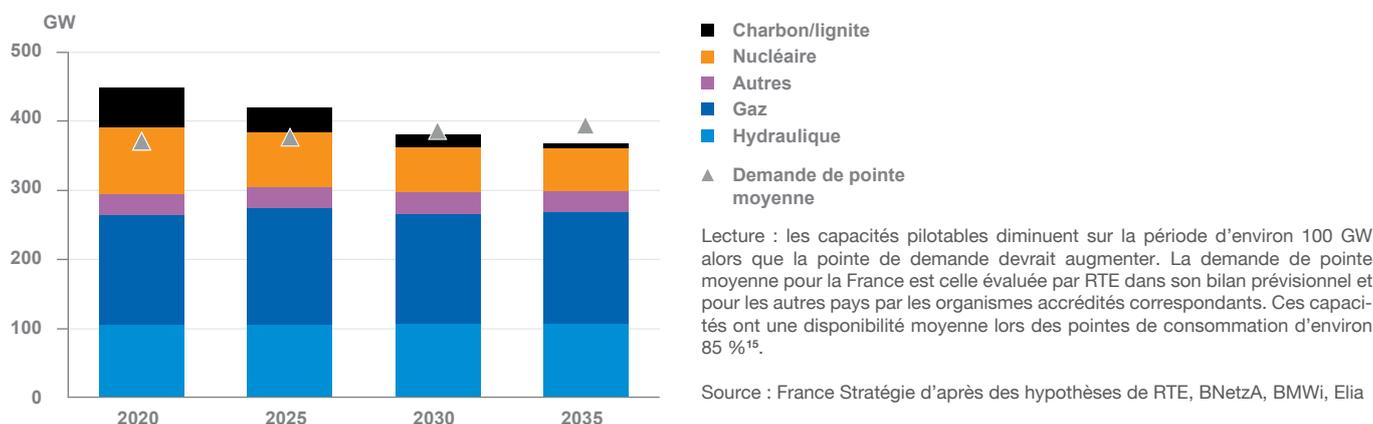
Royaume-Uni, l'Italie et l'Espagne (voir carte *supra*). France Stratégie a compilé les hypothèses d'évolution des mix européens des GRT ou régulateurs français, belge et allemand. Une feuille de calcul a été établie qui recense pour les six pays frontaliers de la France (GB incluse mais hors Luxembourg) les moyens de production, la demande, les flexibilités et les interconnexions, pour les années 2020, 2025, 2030 et 2035. Quand celles-ci étaient manquantes, en général après 2030, ou différaient suivant les GRT, France Stratégie a introduit ses propres hypothèses dont le choix est explicité. Cette feuille de calcul est publiée et commentée en annexe, et résumée dans le graphique 1.

Ce graphique montre que dès 2030 et vraisemblablement à une date plus rapprochée, si les tendances actuelles se maintiennent, les seuls moyens pilotables ne seront pas

en mesure de satisfaire toutes les demandes de pointe moyennes (leur définition est abordée ci-dessous et plus en détail dans l'annexe). Cette nouvelle donne invite à considérer l'ensemble des solutions disponibles pour remédier à ce déficit (flexibilité et maîtrise de la demande, disponibilité de moyens de production non pilotables, etc.).

La crise sanitaire de 2020 donne un aperçu des conséquences d'une telle situation, avec la dégradation de la disponibilité du nucléaire français (mais pas seulement) et un développement insuffisant des flexibilités. En France, RTE s'est en effet déclaré en « vigilance particulière » pour l'hiver 2020-2021 : le risque de devoir recourir à des moyens exceptionnels est élevé, en particulier par temps froid et en cas d'absence de vent. Il convient donc d'anticiper un défi qui pourrait devenir structurel à la fin de cette décennie.

Graphique 1 - Prévision de capacités électriques pilotables de la France et des pays européens limitrophes (2020-2035)



15. Le choix de cette valeur est détaillé dans l'annexe.



Encadré 1 – Mécanisme de capacités et puissance de pointe moyenne

Afin d'assurer le respect des objectifs publics de sécurité d'approvisionnement, la France a mis en place un mécanisme de capacités qui instaure une obligation de capacités pour les « acteurs obligés » (fournisseurs et consommateurs). Ces acteurs doivent disposer de garanties de capacités à hauteur du niveau de leur obligation, qui reflète la consommation de leur portefeuille de clients dans une situation définie de vague de froid).

RTE publie régulièrement une estimation de l'obligation de capacités totale pour la France, sur la base des dernières trajectoires d'évolution de la consommation. C'est cette valeur que France Stratégie a retenue en la nommant « puissance de pointe moyenne ». Dans le scénario médian du

dernier bilan prévisionnel 2019, RTE considère cette valeur stable pendant cinq ans à 94,3 GW. Sa définition est complexe, mais correspond selon RTE à une vague de froid décennale, avec une température en moyenne inférieure de -2,6°C aux normales saisonnières.

Les garanties de capacités des acteurs obligés sont calculées en appliquant un coefficient d'abattement aux moyens de production dont ils disposent, appelé « crédit de capacité ». Ces coefficients, évalués chaque année par RTE, se rapportent à la disponibilité médiane du moyen de production correspondant lors des pointes de consommation moyenne. France Stratégie a retenu 85 % pour les moyens thermiques conventionnels, 10 % pour l'éolien à terre et 2 % pour le solaire photovoltaïque. Ces valeurs sont différentes des valeurs de référence utilisées pour le mécanisme de capacités.

L'ESSOR DES ÉNERGIES RENOUVELABLES INTERMITTENTES DOIT SE FAIRE AU RYTHME DU DÉVELOPPEMENT DE MOYENS D'ÉQUILIBRAGE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Les ENRi offrent une puissance garantie réduite

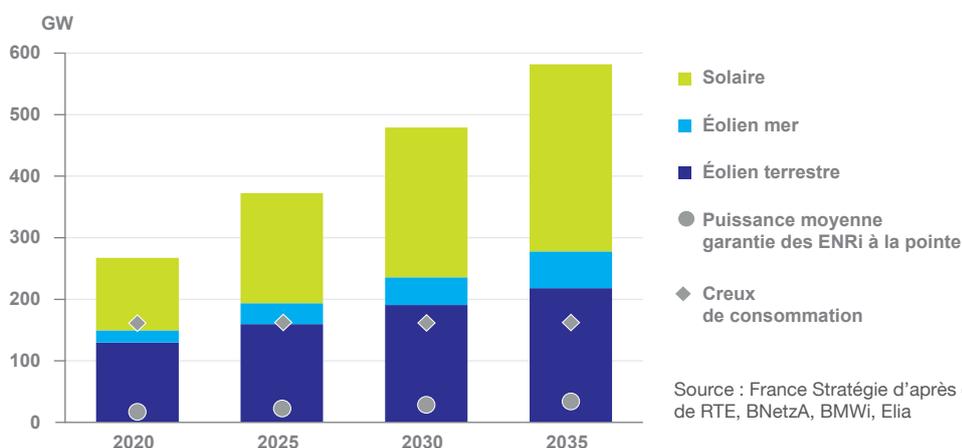
Dans le cadre de leurs différentes transitions énergétiques, les pays européens se sont fixé des objectifs très ambitieux de développement de l'éolien (terrestre et maritime) et de solaire photovoltaïque (PV). Ainsi en 2030, près de 200 GW d'ENRi devraient être installés en Allemagne d'après la dernière loi EEG 21, et 75 GW en France, 20 GW en Belgique, 100 GW en Espagne, 70 GW en Italie, etc. France Stratégie a intégré les hypothèses des GRT européens dans la feuille de calcul publiée en annexe, que résume le graphique 2.

Comme ce graphique l'illustre, les capacités installées en ENRi sont très importantes : avec environ 400 GW, elles devraient dépasser peu après 2025 celles des moyens

conventionnels (grand hydraulique inclus). Mais 1 GW d'ENRi n'est pas de même nature que 1 GW de puissance pilotable et sa participation lors des situations de tension du système électrique n'est pas garantie car elle dépend de la météorologie (température, présence ou non de soleil et surtout de vent). Dans son bilan prévisionnel 2019, RTE indique que l'éolien contribue à la pointe à un niveau équivalent à sa contribution moyenne sur l'année, mais signale que le minimum de production éolienne peut atteindre 1 % de la capacité installée ou encore que le passage des pointes de production s'effectue dans 90 % des cas par des moyens pilotables.

Une étude d'adéquation offre/demande doit donc impliquer des tirages probabilistes et seuls les GRT et les groupes d'étude spécialisés sont « outillés » pour effectuer ce genre de calculs complexes qui nécessitent de compiler des quantités très importantes de données. C'est de cette façon qu'opère RTE pour définir les paramètres de son mécanisme de capacités¹⁶⁻¹⁷. Il s'agit principalement de

Graphique 2 - Prévion de capacités de production d'ENRi électriques de la France et des pays européens limitrophes (2020-2035)



Source : France Stratégie d'après des hypothèses de RTE, BNetzA, BMWi, Eia

16. RTE, Bilan prévisionnel 2019, rapport technique, p. 31.

17. Pour une définition plus détaillée : <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/participez-au-mecanisme-de-capacite.html>.

l'obligation de capacité totale pour la France qui correspond à l'évaluation que RTE fait de la pointe de demande moyenne, puis de « crédits de capacité » permettant forfaitairement d'évaluer la participation médiane à la pointe des moyens de production des acteurs obligés. Les effacements participent au mécanisme de capacités et sont donc assimilés à un moyen de production.

Dans sa feuille de calcul, France Stratégie a intégré les paramètres de ce mécanisme de capacités et cela pour les sept pays étudiés. Les hypothèses retenues pour la demande de pointe moyenne sont celles des publications des organismes en charge de l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement (GRT, régulateur ou ministère) ou d'organismes académiques. Les « crédits de capacité » sont basés sur diverses publications scientifiques (dont les références figurent dans l'annexe) : la disponibilité moyenne à la pointe retenue pour l'éolien terrestre est de 10 %, de 20 % pour l'éolien en mer qui est beaucoup plus régulier et de 2 % pour le solaire PV, les pointes de consommation ayant généralement lieu les soirs d'hiver mais de plus en plus souvent également le matin¹⁸. Le graphique 2 illustre le bilan des objectifs d'ENRi dans les pays étudiés et leur puissance garantie moyenne.

L'application de ces critères ne garantit pas la sécurité d'approvisionnement dans toutes les situations. RTE, conformément aux dispositions réglementaires, mène ses études par rapport à un critère probabiliste fixé à une espérance de durée de défaillance de trois heures par an. Mais il a détecté plusieurs situations de « stress tests¹⁹ », en particulier une vague de froid longue (du type de celle de février 2012), des épisodes sans vent ayant occasionné une très faible production éolienne (début janvier 2017, le facteur de charge des parcs éoliens français a été ponctuellement de 1 %) ou l'indisponibilité simultanée et imprévue de plusieurs réacteurs nucléaires.

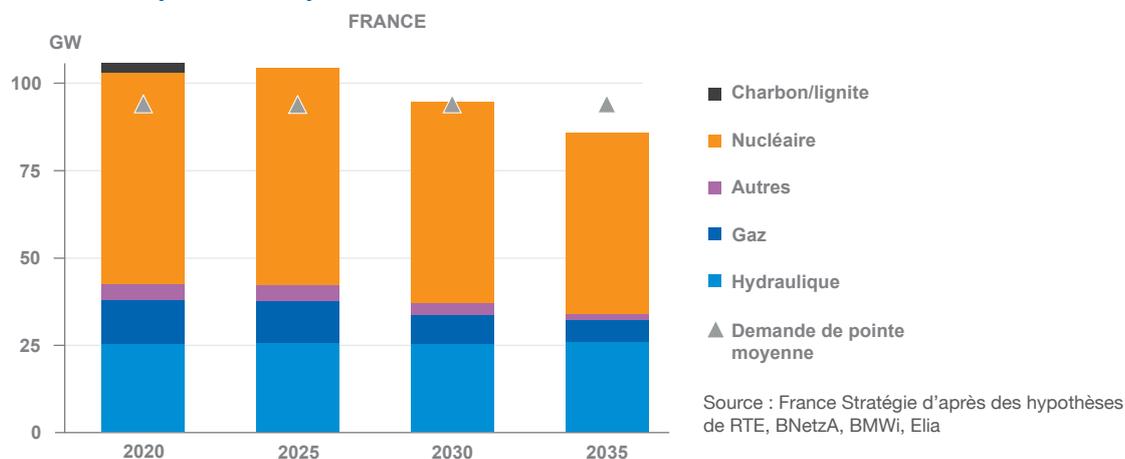
France Stratégie n'a pas les moyens d'effectuer les simulations que peuvent faire les professionnels spécialisés, mais se réfère aux niveaux d'obligation de capacités reposant sur les producteurs et fournisseurs. Les bilans effectués constituent cependant un bon « proxy » car ils permettent de détecter des écarts à la moyenne dont l'importance indique qu'un problème d'adéquation du mix électrique se pose de toute façon. L'ampleur des risques courus est telle que, si des solutions ne sont pas trouvées, on est en droit d'exiger beaucoup plus de détails sur les simulations prouvant qu'on pourrait surmonter les jours sans vent et sans soleil.

La notion d'« ampleur du risque » mérite par ailleurs réflexion car la relation entre la durée de défaillance et le déficit de puissance n'est pas linéaire. RTE annonce par exemple que « par ailleurs, certaines combinaisons d'aléas particulièrement défavorables conduisent à des durées de défaillance relativement élevées : il existe ainsi une chance sur vingt d'avoir près de trente heures de défaillance lors de l'hiver le plus contraint, en 2022-2023²⁰ ». Cet événement est certes rare (et correspond très vraisemblablement à une longue période froide et sans vent), mais ses conséquences sont potentiellement plus graves que dix défaillances de trois heures cumulées. Les études probabilistes de RTE pourraient être utilement complétées par des évaluations économiques des conséquences des aléas les plus extrêmes observés.

La France, l'Allemagne et la Belgique présentent les plus forts déficits de puissance pilotable

Pour l'ensemble des sept pays étudiés, si aucun moyen pilotable autre que ceux déjà prévus n'est ajouté au réseau pendant cette période et dans l'hypothèse où les objectifs de développement d'ENR sont respectés, les marges passent de +34 GW en 2020, à +16 GW en 2025 puis deviennent négatives à -7,5 GW en 2030 et -10 GW en 2035. Mais ces chiffres cachent des disparités entre l'Espagne, l'Italie et la Suisse

Graphique 3 - Prévision de capacités des moyens de production électrique pilotables en France hors interconnexion (2020-2035)

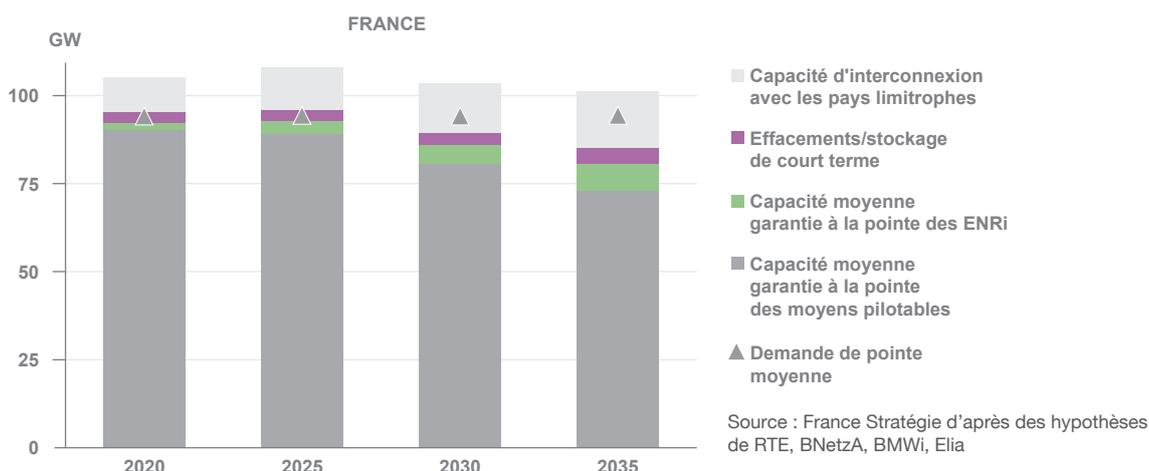


18. La contribution du solaire PV devrait augmenter avec la possibilité de stocker cette énergie pendant quelques heures dans la journée, mais cela reste incertain à un horizon de dix ans.

19. RTE, Bilan prévisionnel 2019, p. 35.

20. RTE, Bilan prévisionnel 2019, p. 93 (celui-ci ayant été publié avant la crise sanitaire, cette date peut donc être rapprochée).

Graphique 4 - Prévission de la capacité électrique moyenne disponible à la pointe de consommation en France (2020-2035)



d'une part, qui conservent des marges positives sur toute la période, et la France, l'Allemagne, la Belgique et le Royaume-Uni d'autre part, qui deviennent déficitaires dès avant 2025 pour certains.

À moyen terme, dans l'Hexagone, la fermeture des centrales à charbon est prévue au plus tard en 2022, la part du nucléaire dans le mix électrique devrait passer d'environ 70 % aujourd'hui à 50 % en 2035, et la construction de centrales fonctionnant exclusivement aux énergies fossiles est désormais interdite (voir graphique 3 page précédente).

Le graphique 4 intègre la capacité moyenne garantie à la pointe des ENRi. Les années 2020 et 2025 indiquent des marges légèrement positives, respectivement 1 et 1,7 GW, très proches des prévisions de RTE²¹ dans son bilan prévisionnel 2019, ce qui permet de valider le choix des facteurs d'abattement. En 2030 et 2035, sans construction de nouveaux moyens pilotables, et dans l'hypothèse où les trajectoires de l'éolien et du photovoltaïque sont respectées, ces marges deviennent négatives à environ -5 GW et -9 GW.

Sans développement de flexibilités supplémentaires, notre pays devrait alors compter sur les importations, sachant qu'au niveau européen les marges sont également négatives, qu'il ne sera pas toujours possible de compter sur les importations²² pour boucler l'équilibre offre-demande, et, faut-il le rappeler, que tous les pays ne pourront pas importer en même temps 100 % de leur capacité d'interconnexion. Du fait des modes de vie, d'une électrification différente de l'économie et parfois de fuseaux horaires différents entre les pays, les situations de tension ne sont pas nécessairement synchrones, ce qui apporte un peu de flexibilité au système européen, le réseau permettant de faire foisonner usages et production.

Atteindre la neutralité carbone en 2050 nécessite de tenir ces engagements de fermeture des centrales pilotables fonctionnant aux énergies fossiles, ce qui limite les solutions pour rem-

placer ces capacités de production déficitaires. Mais la satisfaction des objectifs climatiques et celle d'un accès fiable à l'électricité à moyen terme reste une question ouverte car les choix gouvernementaux n'ont pas encore été publiés.

Dans un rapport de novembre 2020²³, le *think tank* EMBER regrette ainsi que le plan énergie-climat français « ne fournisse des données que pour 2023 et 2028 », qu'il s'agisse de la production ou de la demande d'énergie. RTE distingue les efforts d'efficacité énergétique permettant de réduire la consommation, et donc le niveau des appels de puissance lors des pointes hivernales, et le pilotage spécifique des appels de puissance qui permet d'effacer les pointes journalières. Son potentiel et ses implications restent insuffisamment considérés dans le débat public alors que, selon RTE, « chacune [de ces actions] peut conduire à un abaissement de la puissance appelée à la pointe de l'ordre de quelques dizaines à quelques centaines de mégawatts », ce qui reste pour l'instant modeste et doit être renforcé.

La situation est similaire en Allemagne, où la sortie du nucléaire est prévue en 2022, et celle du charbon en 2038. À ce stade, les moyens destinés à les remplacer restent à déterminer (voir graphique 5 page suivante). Il est probable que les centrales au gaz y tiennent une place importante. Cela pose un double problème : environnemental, car elles émettent des gaz à effet de serre, et géopolitique, puisque cela entretient une dépendance au gaz, russe en particulier. Les tensions autour du projet Nord Stream II illustrent cet enjeu.

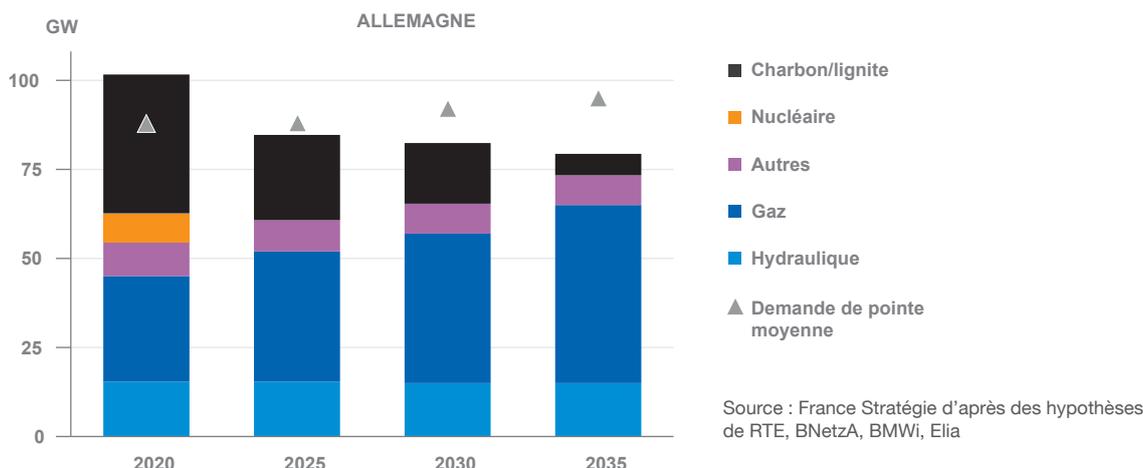
Alors que les marges sont positives de plus de 6 GW en 2020, le déficit de capacité de production garantie atteint -4 GW en 2025 et même avant, les dernières centrales nucléaires devant être arrêtées avant 2022 ainsi qu'environ 10 GW de centrales au charbon (voir graphique 6 page suivante). Ce déficit reste stable jusqu'en 2035, mais une certaine incertitude règne d'une part sur le nombre de centrales à gaz qui seront installées et d'autre part sur la capacité

21. Il s'agit d'évaluations faites avant la crise sanitaire pour 2020.

22. Les analyses de RTE indiquent que notre pays doit déjà compter sur les interconnexions pour assurer le passage de la pointe de froid.

23. Moore C. (2020), *Vision or division? What do National Energy and Climate Plans tell us about the EU power sector in 2030?*, EMBER, novembre.

Graphique 5 - Prédiction de capacités des moyens de production électrique pilotables en Allemagne (2020-2035)



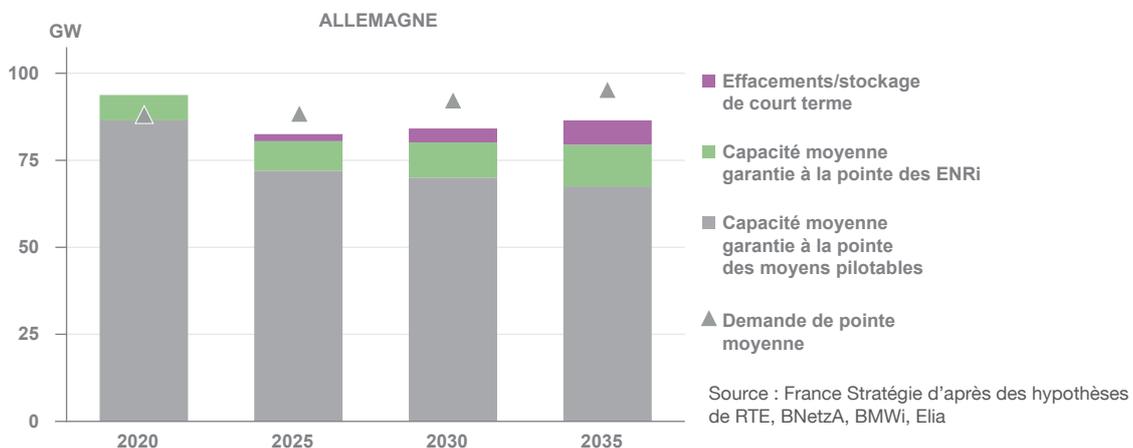
de l'Allemagne à atteindre des objectifs de développement de l'éolien particulièrement ambitieux. En effet, une opposition de plus en plus grande s'est fait jour soit à la construction des machines, soit à celle des lignes à haute tension nécessaires pour acheminer le courant produit.

Le système électrique européen, et en particulier les systèmes français, belge et allemand, entre donc dans une décennie de transition, dont les enjeux, majeurs, tardent à pénétrer dans le débat public. Une partie de la puissance pilotable manquante doit être reconstituée, alors que les capacités de production électriques se caractérisent par des durées de construction relativement longues – de l'ordre de la décennie. Les technologies susceptibles de satisfaire la demande d'ici à une dizaine d'années sont avant tout celles disponibles actuellement. Cela limite l'éventail des possibles à horizon 2030, et même 2035. Par ailleurs, les technologies décarbonées sont très intensives en capital à mobiliser, alors que les temps de retour sur investissement sont longs. Il convient donc, dès maintenant, de s'intéresser à ces questions en tenant compte de toutes ces dimensions.

Une forte part d'ENRi dans le mix électrique augmente la probabilité de déstabilisation du réseau et en complexifie le pilotage

Jusqu'au début des années 2010, les premiers GW d'ENRi installés ont été absorbés sans mettre à l'épreuve l'équilibre du système électrique, la part des centrales pilotables restant très majoritaire. Les cartes sont complètement rebattues lorsque cette proportion s'inverse – comme le montrent les graphiques 1 et 2 – et que la puissance totale installée en ENRi excède de loin la demande dans les creux de consommation, jusqu'à atteindre près du triple en 2035. Ces situations typiques des jours chômés de mai à août, mais potentiellement aussi d'une période de fêtes de fin d'année douce et très ventée, sont tout aussi critiques pour le système électrique. Elles engendrent de plus en plus fréquemment des prix négatifs sur les marchés, preuve que certains producteurs manquent de flexibilité pour piloter leurs centrales²⁴. Ces prix négatifs sont autant d'incitations à consommer dans ces périodes creuses qui devraient mieux être mises à profit par les acteurs y ayant accès (gros consommateurs industriels ou fournisseurs pouvant proposer des contrats particuliers à leurs clients).

Graphique 6 - Prédiction de la capacité électrique moyenne disponible à la pointe de consommation en Allemagne (2020-2035)



24. Certaines d'entre elles sont en « must-run » comme les centrales nucléaires en fin de cycle combustible ou devant rester à puissance constante pour stabiliser les flux neutroniques du cœur, soit parce que les coûts d'arrêts-redémarrages sont prohibitifs, soit parce que le matériel se dégrade en faisant du suivi de charge, ce qui a un coût.

Par ailleurs de fortes proportions d'ENRi complexifient le pilotage des réseaux, comme l'a montré la première période de confinement²⁵. L'apparition de congestions de plus en plus fréquentes sur les réseaux, en particulier de distribution, oblige les GRT²⁶ à faire du « *redispatching* » et à déconnecter sélectivement un certain nombre d'installations (« écrêtement²⁷ »). Ces opérations sont d'autant plus complexes²⁸ que les ENR ont priorité d'injection sur le réseau, sont très réparties sur le territoire et peuvent connaître des variations de production très rapides. L'Observatoire Capgemini a rappelé dans son édition datée du 3 novembre 2020²⁹ que l'Allemagne et le Royaume-Uni ont subi pour ces raisons des quasi *black-out* respectivement les 21 avril et 23 mars 2020, en pleine crise de la Covid, les gestionnaires de réseau s'étant trouvés à court de moyens permettant de conserver l'équilibre du système. Pendant cette période, la consommation avait baissé, ce qui avait permis d'analyser *in vivo* l'impact d'une proportion plus importante d'ENRi. Pour Capgemini, les réseaux et la réglementation ne sont à ce jour pas adaptés pour faire face à la forte proportion d'énergies renouvelables prévue pour la fin de la décennie. Ainsi en Grande-Bretagne, le gestionnaire de réseau National Grid réclame un changement de la réglementation dans ce sens au régulateur Ofgem.

Plus le système est étendu, plus il devient possible de bénéficier de complémentarités entre différentes zones de production et de consommation. Comme l'ont montré diverses études³⁰⁻³¹⁻³²⁻³³, un petit système non interconnecté (une île électrique) devient instable avec moins de 20 % d'ENRi (en énergie). Ce seuil est actuellement évalué à 40 % pour le système électrique européen dans son ensemble.

Le mix européen est composé en 2020 d'environ 20 % d'ENRi³⁴, mais ce chiffre masque de grandes disparités entre les pays. Ainsi, si la proportion est d'environ 60 % au Danemark et de 35 % en Allemagne, elle n'est que de 5 % dans la plupart des pays de l'est de l'Europe et de 10 % en France. Le cas du Danemark est très particulier car ce pays est un véritable « couloir » électrique entre la Scandinavie, bien dotée en centrales hydrauliques, et l'Allemagne. Cette dernière profite de sa

position géographique centrale et sa forte interconnexion avec les pays limitrophes lui permet d'évacuer aisément ses surplus d'électricité ou d'en importer en cas de nécessité³⁵.

Encadré 2 – La Californie, eldorado en demi-teinte de la transition énergétique³⁶

La Californie est un pionnier de la libéralisation accélérée du secteur de l'électricité et du développement rapide des énergies renouvelables. Elle a été confrontée plus tôt que les autres aux écueils d'une anticipation insuffisante des contraintes techniques associées à ces ambitions. Les black-out, récurrents dans les années 2000 du fait du manque de planification et de coordination des acteurs et infrastructures (le scandale ENRON en était une conséquence indirecte), réapparaissent aujourd'hui. À l'été 2020 en particulier, des coupures d'électricité ont découlé d'un déficit de capacités de production par rapport à la demande. Entre 2010 et 2019, son parc de centrales conventionnelles est ainsi passé de 50 GW environ à 43 GW³⁷, tandis que la demande de pointe est restée stable, peu flexible. 33 % de sa production d'électricité (hors grandes centrales hydroélectriques) est de source renouvelable, et les capacités de stockage par batteries de l'État, de l'ordre de quelques centaines de mégawatts, demeurent insuffisantes.

Adapter les réseaux et développer la flexibilité de la demande

RTE, dans ses travaux sur les schémas de développement des réseaux à moyen terme (SDDR) et dans ses bilans prévisionnels, insiste sur ces besoins de flexibilité, massifs dans tous les scénarios à horizon 2035. Les sites montagneux capables d'accueillir des STEP (stations de pompage hydrauliques) en Europe sont pratiquement tous équipés. En alternative à l'écrêtement, la possibilité d'utiliser les heures d'excédents d'ENRi pour produire de l'hydrogène par électrolyse (*power-to-gas*) pour le réutiliser par ailleurs est souvent évoquée. Pour RTE, cette solution ne paraît pas pertinente économiquement avant 2030-2035, les

25. Beeker É. et Dégremont M. (2020), « Impacts de la crise du Covid-19 sur le système électrique », *Point de vue*, France Stratégie, avril.

26. Gestionnaires de réseau de Transport, en charge en général des études prévisionnelles sur la sécurité d'approvisionnement du pays (en France RTE).

27. Le terme anglais « *curtailment* » est souvent employé.

28. Le terme « acrobatique » avait été utilisé à l'époque par F. Brottes, président de RTE.

29. 22^e édition du World Energy Markets Observatory, Capgemini, novembre 2020.

30. Hirth L. (2016), « The Optimal Share of Variable Renewables », *The Energy Journal*, n° 36.

31. Burtin A. et Silva V. (2015), *Technical and economic analysis of the European electricity system with 60 % RES*, EDF, R&D, juin ; RTE (2019), « Schéma décennal de développement du réseau » ; ENTSO-E (2020), *Ten-Year Network Development Plan. Completing the Map – Power system needs in 2030 and 2040 – Draft version prior to public consultation*, août.

32. Keppler J. H. et Cometto M. (2013), « L'interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone », *Annales des Mines – Responsabilité et environnement*, vol. 69, n° 1, p. 29-35.

33. Finon D. (2020), « Évaluer le coût des politiques climat-énergie à base de renouvelables. Du bon usage des modèles d'optimisation sectorielle », in *Revue française d'économie*, 2020/2 (vol. XXXV), p. 81 à 127.

34. <https://ember-climate.org/project/renewables-beat-fossil-fuels/>

35. Cela n'empêche pas l'Allemagne de connaître dans ces situations des congestions réseau entre le nord et le sud du pays, la construction des lignes THT étant freinée par l'opposition d'une partie de la population. L'électricité excédentaire passe alors par certains pays limitrophes (*loop-flows*) dont les réseaux peuvent subir de graves perturbations.

36. Voir Dégremont M. (2020), « Même la Californie peine à relever le défi de l'électricité verte », in *La Recherche*, n° 563, novembre-janvier 2021. Accessible en ligne : <https://www.larecherche.fr/chronique-transition-%C3%A9nergie-%C3%A9tique-climat-energie/m%C3%Aame-la-californie-peine-%C3%A0-relever-le-d%C3%A9fi-de>

37. <https://www.energy.ca.gov/data-reports/energy-almanac/california-electricity-data/electric-generation-capacity-and-energy> <https://www.caiso.com/Documents/CaliforniaSOPeakLoadHistory.pdf>.

durées d'utilisation ne suffisant pas à amortir l'investissement pour rentabiliser l'installation³⁸. Mais cela ne résout pas la question du stockage de long terme car la reconversion de cet hydrogène en électricité n'est pas envisageable avant une date encore plus lointaine, en raison de la faiblesse des rendements³⁹.

À court terme, c'est-à-dire au cours d'une même journée, des solutions émergent qui permettent de réduire les risques de défaillance et les coûts pour le système, comme le stockage décentralisé et de court terme⁴⁰ ainsi que le pilotage de la demande⁴¹. Cependant, la régulation – en particulier tarifaire – de ces solutions, dont l'équation économique est à confirmer, reste inadaptée et leur rythme de développement d'ici 2030 est incertain. Ces solutions ont une action limitée, car elles ne permettent pas de déplacer de l'énergie d'une saison à l'autre.

Les réseaux restent à ce jour le premier vecteur d'intégration des ENR mais leur développement est freiné par l'opposition d'une partie de la population, comme le montre l'exemple allemand (voir note de bas de page 35). Par ailleurs, la régulation économique, en particulier des réseaux de distribution, ne reflète pas pleinement leur nouveau rôle⁴². Dans son SDDR publié en septembre 2019, RTE pointait également le risque de désoptimisation du système si l'on ne remédie pas au manque de coordination des investissements et des plans d'action régionaux.

LA TRANSITION PEU COORDONNÉE AU NIVEAU EUROPÉEN RENFORCE CETTE FRAGILISATION

Des systèmes électriques nationaux interdépendants

Dans le bilan prévisionnel 2017 de RTE, tous les scénarios étudiés donnent à voir une hausse des échanges d'électricité, et soulignent l'importance de l'intégration technique et économique à l'échelle européenne pour gérer l'intermittence et optimiser les capacités de production. La valorisation économique ainsi que la gestion du système français et de chacun des systèmes nationaux dépendent largement de l'évolution des parcs des autres pays européens.

Les choix des différents États européens ont un impact sur l'éventail des décisions politiques possibles en matière de mix énergétique national. Bien que le constat de ces interdépendances soit partagé par tous les États, la coordination entre ceux-ci reste limitée. L'Electricity Coordination Group, qui permet un échange de vues entre les régulateurs, les gestionnaires de réseau, la Commission européenne et les États membres, semble jouer un rôle secondaire à cet égard. Le Forum Pentalatéral de l'énergie tente de nouer un dialogue politique entre régulateurs, gestion-

naires de réseau, acteurs de marché et exécutifs nationaux pour l'Allemagne, le Benelux, la France, l'Autriche et la Suisse. Mais les décisions structurantes se prennent de manière indépendante, les États membres tirant parti de leur capacité consacrée par le droit européen (TFUE, article 194) à décider seuls de leur approvisionnement et de la structure de leur mix électrique.

La décision de sortie du nucléaire en 2011 de l'Allemagne a été unilatérale (comme celle de la Belgique ou d'autres pays), et sa sortie du charbon a été organisée de manière administrative, hors du cadre européen. La Grande-Bretagne, après avoir conduit l'Europe dans les années 1990 sur la voie de la libéralisation des marchés, entre autres énergétiques, a décidé en 2014 de faire cavalier seul dans la reprise en main étatique de son secteur électrique. Elle a mis en place des « *Contracts for Difference* », soit une sorte de tarifs d'achat garantis à long terme, permettant de donner de la visibilité aux investisseurs, de déterminer un mix jugé optimal et de rémunérer les actifs *via* un système d'enchères. Ce pays a parallèlement mis en place unilatéralement un prix plancher du carbone qui lui a permis de sortir du charbon en quelques années.

Ces décisions modifient la structure de la production disponible et la sollicitation d'un réseau européen interconnecté, qui de plus est régi par des règles de marché à cette échelle. On a ainsi vu que plusieurs États comptaient sur des importations pour assurer leur sécurité d'approvisionnement, alors que ces décisions relèvent de la souveraineté des États voisins.

Par ailleurs, si l'ampleur des conséquences de la crise sanitaire sur le secteur de l'énergie est encore inconnue, elle rend d'autant plus importante une réflexion sur le rôle joué par la puissance publique pour piloter les investissements stratégiques. Les énergéticiens sont fragilisés financièrement depuis plusieurs années, une situation qui ne pourra être qu'amplifiée par la crise, obérant leur capacité à mener des investissements de long terme. Au plan mondial, l'AIE anticipe une chute des investissements dans le secteur électrique de 20 % en 2020, qui pourrait être durable et menacer l'atteinte de nos objectifs énergétiques et climatiques.

Le secteur électrique européen reste en attente de réorganisation

Ces raisons plaident pour une clarification des priorités assignées aux politiques énergétiques nationales et européennes. Cela est d'autant plus pressant que l'organisation du secteur électrique européen présente de nombreuses faiblesses.

38. RTE (2020), *La transition vers un hydrogène bas carbone*, <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-07/rapport%20hydrogene.pdf>.

39. Académie des technologies (2020), *L'hydrogène, le nouvel eldorado vert ?*, Rapport, juillet.

40. RTE, dans son bilan prévisionnel 2017, évalue que le volume d'énergie consommée par jour devant être déplacé devrait passer d'une soixantaine de GWh en 2017 à un niveau de 95 à 130 TWh en 2035.

41. Étienne Beeker (2019), *Les réseaux de distribution d'électricité dans la transition énergétique*, op. cit. Voir entre autres le chapitre consacré au numérique.

42. *Ibid.*

Plusieurs publications comme celles de France Stratégie⁴³ en ont analysé les causes. L'arrivée de quantités massives d'ENRi, avec des coûts marginaux quasi nuls, sans tenir compte des conditions d'intégration au système électrique, a entraîné une chute des prix de marché de gros, de plus en plus souvent négatifs. Ce marché ne permet plus de déclencher les investissements nécessaires à la transition énergétique, ou simplement au maintien d'un accès fiable à l'électricité.

Pour pallier les déficiences de ce marché, les États ont pour la plupart mis en place des mécanismes de capacités, dont le but est de permettre et favoriser ces investissements. Mais ceux-ci sont très hétérogènes⁴⁴ et surtout ne sont pas couplés entre eux, chacun retenant ses propres règles comme par exemple dans la définition du critère de défaillance (voir *supra*) alors qu'une coordination limitée rend plus difficile l'optimisation des mix et l'atteinte des objectifs européens en ce sens. Ce critère est structurant au regard des mesures à prendre dans les domaines de la maîtrise et de la flexibilité de la demande ainsi que de la production. Un pilotage politique éclaté entre les différents États membres portant sur un système électrique connecté à l'échelle de l'Union européenne est donc un facteur de fragilité pour l'avenir. Il peut rendre hypothétique la réalisation des ambitions climatiques dans des conditions économiques satisfaisantes.

À des fins d'illustration, en 2014 le BMWi⁴⁵ saluait l'introduction d'un marché de capacités en France. Il y voyait un moyen de favoriser l'émergence de capacités supplémen-

taires dans notre pays qui contribueraient à la sécurité d'approvisionnement de l'Allemagne : « La capacité des centrales nucléaires en Allemagne peut diminuer d'autant dans la mesure où le marché allemand de l'électricité dispose de la capacité des centrales françaises grâce aux interconnecteurs transfrontaliers en place⁴⁶. »

La nouvelle réglementation européenne dans ce domaine (« *Green Deal* »)⁴⁷ est ambitieuse et devrait renforcer la coordination entre États. Elle introduit des réflexions sur les coopérations techniques et économiques : intégration européenne des marchés d'équilibrage, coordination des gestionnaires de réseau, objectifs de développement des interconnexions, dialogue technique sur la convergence des critères de sécurité d'approvisionnement, etc. Elle renforce des efforts – entrepris depuis quelques années déjà – d'harmonisation et de convergence technique par les gestionnaires de réseau européens, à travers l'élaboration de plans concertés de développement des réseaux à moyen et long termes ou encore d'analyses conjointes de la capacité des réseaux à assurer la sécurité d'approvisionnement (Schémas décennaux de développement des réseaux, études d'adéquation à moyen terme).

Ce nouveau cadre européen de gouvernance tend à valoriser les investissements vertueux d'un point de vue environnemental, en particulier avec la taxonomie verte. Cependant, pour assurer l'atteinte de ses objectifs, il est essentiel d'assumer ses implications politiques.

CONCLUSION

Alors que l'électricité est un bien particulier, essentiel à la continuité de la vie de la Nation, la situation du système électrique réclame à moyen terme des mesures ambitieuses pour garantir un accès fiable et abordable à une électricité décarbonée. Les conséquences concrètes de la fermeture de centrales conventionnelles pilotables, fossiles ou nucléaires, au cours de la décennie qui vient semblent assez peu intégrées dans le débat public. D'autre part, des objectifs très ambitieux de développement d'énergies renouvelables ont été décidés, alors que les solutions en termes de pilotage et de maîtrise de la demande, de capacités de stockage et, plus généralement, de flexibilité et d'intégration au réseau restent actuellement insuffisamment développées. Avant toute chose, afin de diminuer les tensions possibles à venir, il convient de conduire une politique volontariste de maîtrise de la consommation énergétique comme celle que mène l'État en matière de rénovation thermique des logements. Cette mesure sans regret facilitera en outre l'électrification des usages comme les PAC ou la mobilité électrique qui devront être flexibles de manière à pouvoir réduire les pointes de consommation.

Concernant l'offre, à un horizon de dix ans (2030), les investissements ne peuvent porter que sur des technologies éprouvées et matures à ce jour, sans fermer la porte aux innovations. Les énergies décarbonées présentent la particularité d'une structure de coûts principalement composée de CAPEX avec des OPEX très peu dépendants de la production. Leurs coûts marginaux sont donc très faibles et contribuent à déprimer les prix du marché « *energy-only* », qui se révèlent insuffisants pour rémunérer des investissements. À l'origine, les mécanismes de capacités ont été créés pour apporter le complément de rémunération nécessaire, mais plus la proportion d'énergies décarbonées augmente dans le mix, plus ce complément devient important, distordant l'équilibre de rémunération entre la puissance et l'énergie. Pour ces raisons, dans l'esprit même de leurs concepteurs, les mécanismes de capacités ne devaient être qu'une solution temporaire.

43. Auverlot D., Beeker É., Hossie G., Oriol L. et Rigard-Cerison A. (2014), « La crise du système électrique européen. Diagnostic et solutions », janvier ; France Stratégie (2019), « Les systèmes électriques dans la transition énergétique, en France et en Europe », novembre.

44. Schématiquement cohabitent l'instauration de réserves stratégiques, retenue par les Allemands, ou des marchés de capacités, à l'instar de la France.

45. Ministère fédéral des Affaires économiques et de l'Énergie d'Allemagne.

46. Ministère fédéral de l'Économie et de l'Énergie (2014), *An Electricity Market for Germany's Energy Transition (Green Paper)*, octobre. <https://institutdelors.eu/wp-content/uploads/2018/01/mecanismescapacite-grigorjeva-jdib-mai15.pdf>

47. Paquet législatif « Une énergie propre pour tous les Européens ».

RECOMMANDATIONS

Des mécanismes plus robustes de soutien aux énergies décarbonées doivent d'ores et déjà être imaginés. Le coût des projets étant largement déterminé par leur mode de financement⁴⁸, l'implication de l'État peut être un atout. Ses formes restent à définir et à discuter : contrats de long terme garantissant un niveau de rémunération de l'électricité produite, complément de rémunération, « contrats pour différence » sur le modèle britannique, niveau de financement direct de l'investissement par la puissance publique, par exemple.

Les énergies renouvelables matures posent des problèmes spécifiques d'intégration au réseau alors même qu'elles devraient voir à court terme leur part en puissance dépasser celle des centrales conventionnelles. Au risque de rendre non pilotable le système électrique, elles doivent donc le plus rapidement possible être en mesure de contribuer à son équilibre technique (participation à la réserve, au traitement des congestions réseaux...) ⁴⁹.

Au niveau européen, on observe qu'en contradiction avec les objectifs climatiques et d'indépendance énergétique, plusieurs pays européens ont décidé de compenser les fermetures de centrales au charbon ou nucléaires par la mise en service de centrales à gaz, un moyen de production flexible et peu capitalistique. Cela se fait dans l'urgence pour certains (Belgique), de façon plus planifiée pour d'autres (Italie, Allemagne, Espagne) ou de manière prévisionnelle pour d'autres encore (pays de l'est de l'Europe).

Plutôt que sur les moyens d'y parvenir, la politique communautaire doit mettre au premier plan l'objectif de réduction des émissions de gaz à effet de serre, afin d'inscrire les investissements dans une trajectoire cohérente avec nos objectifs à horizon 2050. Le marché européen du carbone est toujours en attente des réformes structurelles permettant de fournir un signal-prix clair pour les investissements de long terme. L'introduction de prix plancher et plafond est à étudier de près.

Si les États veulent continuer à conserver un rôle important dans le choix de la structure générale de leur approvisionnement énergétique, et donc garder la liberté de choix de leur mécanisme de capacité, une coordination est indispensable entre gouvernements européens. Cela doit être possible sans remettre en cause le principe de subsidiarité *via* des travaux de mise en cohérence des différents scénarios nationaux. Des coopérations existent, mais elles devraient être renforcées et institutionnalisées à une échéance la plus rapprochée possible, par exemple au travers de groupes de travail communs aux différentes administrations.

Les mesures préconisées par le nouveau paquet législatif européen sont un progrès en ce sens mais restent insuffisantes pour fournir les signaux économiques adéquats. Pour ce qui a trait à la sécurité d'approvisionnement, le niveau d'assurance choisi et les moyens que l'on se dispose à lui consacrer ne sont pas explicités, alors même que cela contraint les choix de mix énergétique et a des répercussions sur leur financement et leur bon fonctionnement.

Cette coordination doit inclure des réflexions sur les politiques industrielles permettant de mettre en adéquation les objectifs avec les moyens technologiques dont l'Europe dispose, sur la géostratégie recensant les ressources extérieures dont elles dépendent et leurs conditions d'accès. Elles doivent aussi inclure les nouveaux risques pesant sur les systèmes électriques comme le cyberterrorisme.

Mots clés : sécurité d'approvisionnement, système électrique, *black-out*, énergies renouvelables, politique énergétique européenne

48. Cour des Comptes (2020), *La filière EPR*, juillet.

49. Certaines des recommandations du rapport de 2014 précédemment cité sont ainsi toujours d'actualité, tout comme celles élaborées en novembre 2019 : (<https://www.strategie.gouv.fr/sites/strategie.gouv.fr/files/atoms/files/fs-2019-dt-systeme-electrique-auverlot-novembre.pdf>) par les mêmes experts.



Directeur de la publication : Gilles de Margerie, commissaire général ;
directeur de la rédaction : Cédric Audenis, commissaire général adjoint ;
Secrétariat de rédaction : Valérie Senné ;
dépôt légal : janvier 2021 - N° ISSN 2556-6059 ;

contact presse : Matthias Le Fur,
directeur du service Édition-Communication-Événements,
01 42 75 61 37, matthias.lefur@strategie.gouv.fr

RETROUVEZ LES DERNIÈRES ACTUALITÉS DE FRANCE STRATÉGIE SUR :



www.strategie.gouv.fr



@Strategie_Gouv



france-strategie



FranceStrategie



@FranceStrategie_



StrategieGouv

Institution autonome placée auprès du Premier ministre, France Stratégie contribue à l'action publique par ses analyses et ses propositions. Elle anime le débat public et éclaire les choix collectifs sur les enjeux sociaux, économiques et environnementaux. Elle produit également des évaluations de politiques publiques à la demande du gouvernement. Les résultats de ses travaux s'adressent aux pouvoirs publics, à la société civile et aux citoyens

Annexe

Principe de calcul – Résumé des hypothèses principales – Incertitudes – Observations

Étienne Beeker, Département Développement durable et numérique,
avec la participation de Marie Dégremont,

15 janvier 2021

À l'horizon 2030-2035, des déclassements importants de puissance pilotable sont prévus en Europe (en Allemagne, la sortie du nucléaire est prévue avant 2022 et la sortie totale du charbon en 2038, la sortie totale du fossile et la réduction à 50 % du nucléaire en France, la sortie du fossile et du nucléaire en Belgique...). Des études d'adéquation détaillées ont été réalisées pour les cinq années à venir, mais généralement pas au-delà. C'est ce qui a motivé cette investigation et un calcul même simplifié, afin de déterminer si des marges négatives n'apparaissent pas, qui soient suffisamment importantes pour jeter le doute sur la couverture du risque pour tous les scénarios probabilistes.

Hypothèses principales

Une feuille de calcul, fournie à la fin de cette annexe, a été établie en ce sens pour observer l'adéquation offre/demande sur la période 2020-2035. Pour chacune des années 2020, 2025, 2030 et 2035, les hypothèses de trois entités européennes en charge des études prévisionnelles sur la sécurité d'approvisionnement de leur pays ont été compilées :

- RTE - Bilan prévisionnel de l'équilibre offre-demande d'électricité en France - ÉDITION 2019 ;
- Elia (2019), *Adequacy and flexibility study for Belgium 2020–2030* ;
- *Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten*, janvier 2019, pour le compte du BMWi (Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, ministère de l'Économie et de l'Énergie).

Les données recensées et renseignées dans la feuille de calcul portent sur l'évolution des mix des six pays frontaliers de la France (Royaume-Uni inclus mais hors Luxembourg). Cela constitue le « **scénario technique** ». De nombreuses hypothèses étant manquantes ou non publiées dans les études des GRT (en particulier au-delà de 2030), France Stratégie a été amenée à faire des choix ou à définir les siennes propres en s'appuyant sur des études scientifiques comme celle de l'EWI de Cologne en Allemagne, selon :

- un « **scénario probable** », basé sur des estimations prolongeant une tendance « naturelle » du scénario technique ou appliquant des objectifs légaux (exemple : 50 % de nucléaire en France en 2035) ;
- un « **scénario possible** », basé sur des estimations à dire d'expert de France Stratégie.

Les données portent sur les puissances :

- installées en moyens pilotables : charbon/lignite, gaz, nucléaire, grand hydraulique et autres (biomasse) ;
- installées en ENRi : éolien terrestre, maritime, solaire photovoltaïque ;
- de flexibilité à court terme (stockage et effacements) ;
- de demande de pointe moyenne (les demandes moyennes et en creux sont rappelées pour mémoire) ;
- pour la France, le niveau d'interconnexion avec ses voisins est mentionné pour information, son utilisation lors des périodes de tension ne pouvant pas être évaluée sans modèles adaptés.

La France et l'Allemagne sont les deux pays dont l'évolution du mix a un impact fort au niveau européen, et les hypothèses sur les vitesses de déclassement du nucléaire en France (-21 GW en 2035 pour atteindre 50 %) et du charbon/lignite en Allemagne (sortie en 2038) diffèrent selon les instituts. Les tableaux 1 et 2 suivants les résument :

Tableau 1 – Hypothèses de déclassement du nucléaire en France

En gras les hypothèses retenues par France Stratégie dans la feuille de calcul

GW	2020	2025	2030	2035
RTE (PPE)	61,4	63	58	52
BMWi (Allemagne)	61,4	52,2	37,6	
Elia (Belgique)	61,4	52,2	63	59,3

Tableau 2 – Hypothèses de déclassement du charbon/lignite en Allemagne

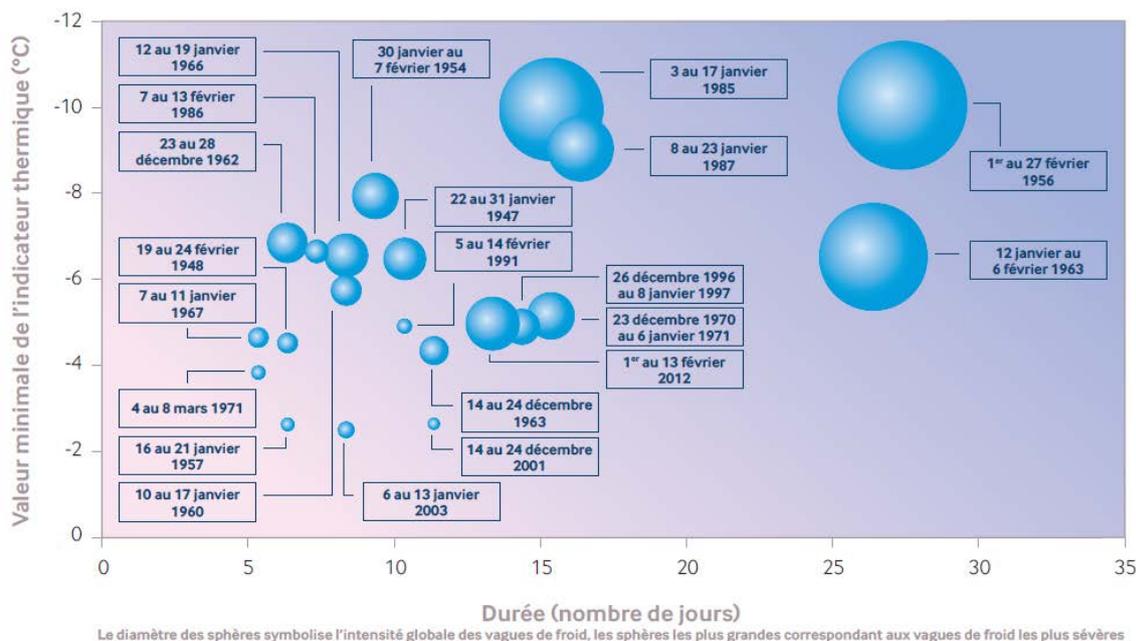
En gras les hypothèses retenues par France Stratégie dans la feuille de calcul

GW	2020	2025	2030	2035
BNetzA (Régulateur)	39	23,9	17,0	6
BMWi (Ministère)	39,5	35,0	27,0	
Elia	34,5	25,2	17,0	

Établissement des bilans offre/demande à la pointe

Une étude d'adéquation offre/demande doit habituellement impliquer des tirages probabilistes que seuls les GRT et les groupes d'étude spécialisés sont capables d'effectuer car cela nécessite de compiler des quantités très importantes de données. Ces tirages s'appuient sur des chroniques climatiques observées dans le passé, comme celles représentées dans la figure 1 qu'il reste à coupler avec la ventosité pendant ces périodes.

Figure 1 – Vagues de froid en France, période 1947-2017



Source : Météo France

C'est de cette façon qu'opère RTE qui en déduit un certain nombre de paramètres qu'il introduit ensuite dans son mécanisme de capacités^{1 2}, principalement l'obligation de capacité totale pour la France qui correspond à l'évaluation que RTE fait de la pointe de demande moyenne et de « crédits de capacité ». Ceux-ci représentent le pourcentage de la capacité totale installée d'un moyen de production disponible pour la production d'électricité à un certain niveau de confiance, qui lui-même dépend du critère que l'on applique à la sécurité d'approvisionnement (en France moins de trois heures par an en moyenne). Cette méthode est utilisée par RTE, à l'instar de divers autres pays européens, dans son mécanisme de capacités afin d'évaluer la puissance moyenne garantie qui doit être fournie par les acteurs obligés. Les effacements participent au mécanisme de capacités et sont donc assimilés à un moyen de production.

Cette modélisation reste indicative car il est très difficile d'agrèger en un coefficient la probabilité d'occurrence d'un phénomène et ses conséquences pour le système (par exemple, une période de froid sans vent et longue aura une probabilité faible mais un impact très grave sur la sécurité d'approvisionnement). RTE établit ces coefficients après avoir effectué de nombreuses évaluations croisant des chroniques climatiques, d'évolution de la demande et du mix de production.

¹ RTE, Bilan prévisionnel 2019, Rapport technique, page 31.

² Pour une définition plus détaillée : <https://www.services-rte.com/fr/decouvrez-nos-offres-de-services/participez-au-mecanisme-de-capacite.html>

Dans sa feuille de calcul, France Stratégie a reconstitué le fonctionnement de ce mécanisme de capacités et l'a appliqué aux sept pays étudiés. Les hypothèses retenues pour la demande de pointe moyenne sont fondées sur celles des publications des organismes en charge de l'évaluation de la sécurité d'approvisionnement (GRT, régulateur ou ministère) ou d'organismes académiques. Les « crédits de capacité » sont basés sur diverses publications scientifiques (dont les références figurent ci-dessous) et celles évaluées par RTE. Les valeurs suivantes ont été retenues :

- 85 % pour tous les moyens conventionnels. Dans le cas du nucléaire français ce chiffre est trop élevé pour 2020, mais il a été conservé afin d'être homogène au BP 2019 de RTE qui a été établi avant la crise sanitaire. Pour les années suivantes, ce chiffre apparaît également élevé pour deux raisons. D'une part, la PPE estime la puissance nucléaire installée en 2035 à 52 GW, ce qui, pour se conformer à l'objectif légal de 50 % de nucléaire à cette date, implique un facteur de charge extrêmement bas ne dépassant pas 50 % pour certaines tranches, soit celui d'un moyen de semi-base. D'autre part, le « grand carénage » qu'aborde le parc nucléaire dans la décennie qui vient doit diminuer significativement sa disponibilité, surtout si l'on tient compte des nouvelles conditions que l'Autorité de sûreté nucléaire envisage d'imposer à EDF en vue de la prolongation de la durée de vie des centrales ;
- 10 % pour l'éolien terrestre, soit la moyenne des chiffres compris entre 5 % et 15 % avancés par diverses études (Mines-Ademe³, AIE cité par⁴, EDF⁵, EWI⁶, OCDE⁷...). À noter que le crédit de capacité de l'éolien diminue quand la taille du parc installé augmente, car le risque de défaillance augmente en raison de la proportion de moyens pilotables qui diminue. À noter également que la puissance éolienne atteint régulièrement 1 % de la capacité installée ;
- 20 % pour l'éolien maritime qui est beaucoup plus régulier ;
- 2 % pour le solaire photovoltaïque, soit une valeur plutôt favorable. En effet, certaines études retiennent 0 % car il ne produit jamais les soirs d'hivers, d'autres retiennent des valeurs supérieures car elles voient la pointe journalière du matin s'amplifier avec le développement des moyens d'effacement, principalement utilisés lors de la pointe du soir, plus pointue.

³ Balea L., Siebert N., Kariniotakis G. et Peirano E. (2020), "Quantification of capacity credit and reserve requirements from the large scale integration of wind energy in the french power system", École des Mines de Paris-ADEME (Proc. of the Global WindPower 2004 Conference, Chicago, USA, March 2004).

⁴ Crassous R. et Roques F. (2013), *Les coûts associés à l'insertion des ENR intermittentes dans le système électrique. Une revue de la littérature*, Fondation Paris Dauphine, décembre.

⁵ Burtin A. et Silva V. (2015), *Technical and economic analysis of the European electricity system with 60 % RES*, juin.

⁶ Paulus M., Grave K et Lindenberger D. (2011), "A methodology to estimate security of supply in electricity generation: results for Germany until 2030 given a high level of intermittent electricity feed-in", *EWI Working Paper*, n° 10/2011.

⁷ Keppler J. H. et Cometto M. (2013), « L'interaction entre les énergies nucléaire et renouvelables et ses effets systémiques dans les réseaux électriques bas carbone », LEDa-Laboratoire d'économie de Dauphine, OCDE.

Observations

Période 2020-2025

Les calculs effectués par France Stratégie confirment les prévisions pour la France du BP 2019 de RTE qui voit des marges légèrement positives et laisse entrevoir les tensions annoncées par les GRT français et belge pour les hivers à venir, dues à une disponibilité plus faible du nucléaire des suites de la crise sanitaire. Les années qui vont suivre 2022, date du déclassé des dernières tranches nucléaires en Allemagne (8 GW) mais aussi de plus de 12,5 GW de centrales à charbon (sur 39 GW début 2020), font apparaître un déficit important de puissance pilotable dans ce pays.

Période 2025-2035

Toujours en Allemagne, ce déficit augmente sur la période 2030-2035 uniquement en raison de l'augmentation attendue de la pointe de consommation, elle-même due à l'électrification des usages. À cet horizon, une certaine incertitude existe cependant quant aux capacités de centrales à gaz devant remplacer les centrales au charbon qui seront effectivement déployées.

En France, après 2030, la puissance nucléaire aura diminué significativement et la situation apparaît sensiblement tendue si aucun nouveau moyen pilotable n'est intégré au réseau ou les flexibilités suffisamment développées, sachant qu'il est interdit de construire de nouveaux moyens à base d'énergie fossile.

La France et l'Allemagne devront donc toutes deux compter sur les importations dans les périodes de tension, sachant que les pays limitrophes ont tous des marges en baisse. L'Italie, la Suisse et l'Espagne gardent des marges positives, mais la Grande-Bretagne et la Belgique montrent des marges franchement négatives.

Pour l'ensemble des sept pays étudiés, si aucun nouveau moyen pilotable n'est ajouté au réseau pendant cette période, et dans l'hypothèse où les objectifs de développement d'ENR sont respectés, les marges passent de +34 GW en 2020 à +16 GW en 2025 puis deviennent négatives à -7,5 GW en 2030 et -10 GW en 2035.

Incertitudes sur les hypothèses

Sur la demande :

Celle-ci dépendra :

- de la vigueur de la reprise économique à court et moyen terme post-crise sanitaire ;
- de l'atteinte des objectifs d'efficacité énergétiques des politiques gouvernementales, en particulier dans la rénovation thermique des bâtiments ;
- du développement des nouveaux usages (VE, PAC – Pompes à Chaleur) ;
- pour la pointe des flexibilités intra journalières, des comportements, des tarifs, du niveau de demande moyen...

Sur les flexibilités :

- la puissance totale en énergies fatales (éolien, solaire et en partie hydraulique, la biomasse n'étant pas comptabilisée) est susceptible d'atteindre plus de trois fois la puissance pendant les creux de demande, ce qui pose un énorme problème de gestion des flexibilités et en particulier du stockage ;
- stockage par batteries : RTE ne voit que quelques centaines de MW en 2030. Les batteries ne sont pas adaptées pour un stockage sur des durées dépassant quelques jours ;
- les solutions Hydrogène ne seront pas mûres avant 2030 (et très vraisemblablement 2035) ;
- effacements : RTE en voit de 3 à 6 GW en 2030 en France. Pour l'instant, le modèle économique et la régulation ne sont pas définis. Peu d'hypothèses sont publiées pour les autres pays et France Stratégie a retenu des chiffres du même ordre de grandeur que pour le système français.

Réseaux et interconnexions

- leur développement reste lent en terrestre à cause de la mauvaise acceptabilité des populations. Ajouté à cela, l'absence de réelle coordination fait que ce ne sont pas toujours les segments les plus pertinents qui sont construits en premier.

Résumé des résultats

Codes couleur « scénario technique »

« scénario probable »

« scénario possible »

résultat de calcul Excel

2020 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	90,3	86,4	12,7	53,2	55,4	64,9	17,5	381,2
Puissance ENRi	2 à 15%	27,9	117,5	7,4	38,2	36,5	34,2	2,9	264,6
Demande de pointe		94,3	90,2	12,6	41,0	60,0	60,0	11,0	369,1
Effacements/stockage CT		3,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,0
Marge à la pointe		1,0	4,6	0,9	15,2	-1,0	6,4	6,6	33,6
Interconnexions		9,8	2,4	1,6	1,8	1,8	1,0	1,2	9,8
2025 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	89,2	72,0	9,6	53,7	50,2	64,6	17,3	357,3
Puissance ENRi	2 à 15%	53,7	147,6	10,5	66,6	46,0	40,0	4,5	368,9
Demande de pointe		94,3	91,0	13,9	46,9	60,0	60,0	11,0	377,1
Effacements/stockage CT		3,0	2,0	0,5	1,0	1,0	3,0	0,5	11,0
Marge à la pointe		1,7	-7,0	-2,8	12,3	-3,7	9,4	6,9	16,7
Interconnexions		12,0	2,4	1,6	1,8	3,0	2,0	1,2	12,0
2030 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	80,8	70,0	7,6	46,0	45,9	58,5	14,7	323,4
Puissance ENRi	2 à 15%	75,0	186,0	15,0	96,5	50,0	45,9	6,3	474,7
Demande de pointe		94,3	92,0	14,5	49,6	60,0	62,0	11,0	383,4
Effacements/stockage CT		3,5	4,0	1,0	2,0	2,0	6,0	1,0	19,5
Marge à la pointe		-4,9	-5,9	-4,5	4,3	-6,3	4,8	4,9	-7,5
Interconnexions		14,0	2,4	1,6	3,0	3,8	2,0	1,2	14,0
2035 - GW	coeff	FR	DE	BE	SP	GB	IT	CH	TOTAL
Puissance pilotable	85%	73,1	67,5	8,1	45,1	45,9	58,5	14,7	312,8
Puissance ENRi	2 à 15%	105,0	220,0	15,0	115,0	55,0	58,9	8,5	577,4
Demande de pointe		94,3	95,0	15,5	52,0	60,0	65,0	11,0	392,8
Effacements/stockage CT		4,5	7,0	1,5	5,0	5,0	6,0	1,5	30,5
Marge à la pointe		-9,2	-6,1	-4,5	4,8	-2,3	2,3	5,4	-9,6
Interconnexions		16,0	2,4	1,6	3,5	4,3	3,0	1,2	16,0

Résultats détaillés par pays

France		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	61,4	63,0	58	52	
	Charbon/lignite	85%	2,4	0,0	0	0	
	Gaz	85%	12,0	12,0	8	6	
	Hydraulique	85%	25,8	26,0	26	26	
	Autres	85%	4,6	3,9	3	2	
	Total pilotable à la pointe			90,3	89,2	80,8	73,1
	Eolien terrestre	10%	17,9	27,4	35	45	
	Eolien mer	20%	0,0	3,0	5	10	
	Solaire	2%	10,0	23,3	35	50	
	Participation à la pointe ENRi			2,0	3,8	5,2	7,5
	Effacements/stockage de court tern			3,0	3,0	3,5	4,5
	Total disponible à la pointe			95,3	96,0	89,5	85,1
Demande	Moyenne		55,4	55,0	55	55	
	Pointe		94,3	94,3	94	94	
	Creux		35,0	35,0	35	35	
	Puissance fatale maximum	85%	32	54	72	98	
	Marge à la pointe		1,0	1,7	-4,9	-9,2	
Capacité d'interconnexion avec les pays limitrophes	Total Importations		9,8	12,0	14	16	
Allemagne		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	8,1	0,0	0	0	
	Charbon/lignite	85%	39,0	23,9	17	6	
	Gaz	85%	29,7	36,6	42	50	
	Hydraulique	85%	15,4	15,4	15	15	
	Autres	85%	9,5	8,8	8	8	
	Total pilotable à la pointe			86,4	72,0	70,0	67,5
	Eolien terrestre	10%	57,7	63,5	71	80	
	Eolien mer	20%	7,7	10,8	15	20	
	Solaire	2%	52,1	73,3	100	120	
	Participation à la pointe ENRi			8,4	10,0	12,1	14,4
	Effacements/stockage de court tern			0,0	2,0	4,0	7
	Total disponible à la pointe			94,8	84,0	86,1	88,9
Demande	Moyenne		61,3	61,3	63	65	
	Pointe		90,2	91	92	95	
	Creux		30,0	30,0	30	30	
	Puissance fatale maximum	85%	105	131	163	192	
	Marge à la pointe		4,6	-7,0	-5,9	-6,1	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		2,4	2,4	2,4	2,4	

Belgique		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	5,9	0,0	0	0	
	Charbon/lignite	85%	0,0	0,0	0	0	
	Gaz	85%	5,8	8,3	5	5	
	Hydraulique	85%	1,4	1,5	1,5	1,5	
	Autres	85%	1,8	1,5	2	3	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			12,7	9,6	7,6	8,1
	Eolien terrestre	10%	2,8	3,6	4,5	4,5	
	Eolien mer	20%	2,3	2,3	4,0	4	
	Solaire	2%	5,1	8,2	11,0	11	
	Effacements/stockage CT		0,0	0,5	1,0	1,5	
	<i>Total disponible à la pointe</i>			13,5	11,1	10,0	11,0
Demande	Moyenne		9	9	9	9	
	Pointe		12,6	13,9	14,5	16	
	Creux		7,0	7,0	7,0	7,0	
	<i>Puissance fatale maximum</i>	85%	9	12	17	17	
	<i>Marge à la pointe</i>		0,9	-2,8	-4,5	-4,5	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,6	1,6	1,6	1,6	
Espagne		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	7,1	7,1	3,2	0	
	Charbon/lignite	85%	4,3	4,3	0,0	0	
	Gaz	85%	29,6	28,8	27,5	30	
	Hydraulique	85%	20,4	21,4	21,4	21	
	Autres	85%	1,2	1,6	2,0	2	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			53,2	53,7	46,0	45,1
	Eolien terrestre	10%	27,5	39,0	50,0	55	
	Eolien mer	20%	0	0	0	0	
	Solaire	2%	10,7	27,6	46,5	60	
	Effacements/stockage CT		0,0	1,0	2,0	5	
	<i>Total disponible à la pointe</i>			56,2	59,2	53,9	56,8
Demande	Moyenne		32	32	32	32	
	Pointe		41,0	46,9	49,6	52	
	Creux		25,0	25,0	25,0	25,0	
	<i>Puissance fatale maximum</i>	85%	39	64	89	105	
	<i>Marge à la pointe</i>		15,2	12,3	4,3	4,8	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,8	1,8	3	3,5	

Grande-Bretagne		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	9,2	7,1	5	10	
	Charbon/lignite	85%	4,3	0,0	0,0	0	
	Gaz	85%	38,8	38,2	35,0	30	
	Hydraulique	85%	4,6	5,1	5,0	5	
	Autres	85%	8,3	8,6	9,0	9	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			55,4	50,2	45,9	45,9
	Eolien terrestre	10%	12,8	13,7	15,0	15	
	Eolien mer	20%	10,0	17,6	20,0	25	
	Solaire	2%	13,7	14,7	15,0	15	
	Effacements/stockage CT		0,0	1,0	2,0	5	
	<i>Total disponible à la pointe</i>			59,0	56,3	53,7	57,7
Demande	Moyenne		38	38	38	38	
	Pointe		60,0	60,0	60,0	60	
	Creux		30,0	30,0	30,0	30,0	
	<i>Puissance fatale maximum</i>	85%	33	41	44	48	
	<i>Marge à la pointe</i>		-1,0	-3,7	-6,3	-2,3	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,8	3,0	3,8	4,3	
Italie		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	0	0	0	0	
	Charbon/lignite	85%	6,4	6,4	0	0	
	Gaz	85%	41,5	40,8	40,0	40,0	
	Hydraulique	85%	23,0	23,0	23	23	
	Autres	85%	5,4	5,8	5,8	5,8	
	<i>Total pilotable à la pointe</i>			64,9	64,6	58,5	58,5
	Eolien terrestre	10%	10,9	12,4	15,0	18	
	Eolien mer	20%	0,0	0,3	0,9	0,9	
	Solaire	2%	23,3	27,3	30	40	
	Effacements/stockage CT		0,0	3,0	6,0	6,0	
	<i>Total disponible à la pointe</i>			66,4	69,4	66,8	67,3
Demande	Moyenne		33	33	33	33	
	Pointe		60,0	60,0	62,0	65	
	Creux		30,0	30,0	30,0	30,0	
	<i>Puissance fatale maximum</i>	85%	37	42	47	58	
	<i>Marge à la pointe</i>		6,4	9,4	4,8	2,3	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,0	2,0	2	3	

Suisse		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire	85%	2,9	2,2	0,0	0	
	Charbon/lignite	85%	0	0	0	0	
	Gaz	85%	0,8	0,8	0,0	0	
	Hydraulique	85%	16,3	16,3	16,3	16	
	Autres	85%	0,6	1,0	1,0	1	
	Total pilotable à la pointe			17,5	17,3	14,7	14,7
	Eolien terrestre	10%	0,1	0,2	0,3	0,5	
	Eolien mer	20%	0	0	0	0	
	Solaire	2%	2,8	4,3	6,0	8	
	Effacements/stockage CT		0,0	0,5	1,0	1,5	
	Total disponible à la pointe			17,6	17,9	15,9	16,4
Demande	Moyenne		8	8	8	8	
	Pointe		11,0	11,0	11,0	11	
	Creux		5,0	5,0	5,0	5,0	
	Puissance fatale maximum	85%	8	9	11	13	
	Marge à la pointe		6,6	6,9	4,9	5,4	
Capacité d'interconnexion avec la France	exportations		1,2	1,2	1,2	1,2	
TOTAL (7 pays)		Participation à la pointe v	2020	2025	2030	2035	
Puissance installée GW	Nucléaire		94,6	79,4	66	62	
	Charbon/lignite		56,4	34,6	17	6	
	Gaz		158,2	165,5	158	161	
	Hydraulique		106,9	108,7	108	108	
	Autres		31,4	31,2	32	31	
	Total pilotable à la pointe			380	356	323	313
	Eolien terrestre		130	160	191	218	
	Eolien mer		20	34	45	60	
	Solaire		118	179	244	304	
	Participation des ENRi à la pointe			17	23	28	34
	Effacements/stockage CT		3,0	11,0	20	31	
Total disponible à la pointe			403	394	376	383	
Demande	Moyenne		237	236	238	240	
	Pointe		369	377	383	393	
	Creux		162	162	162	162	
	Puissance fatale maximum		263	353	443	531	
	Marge à la pointe		33,6	16,7	-7,5	-9,6	
Capacité d'interconnexion avec la France	importations		9,8	12,0	14	16	
	exportations		9,8	12,0	14	16	