



RÉACTUALISATION DES PERSPECTIVES SUR L'HIVER 2020-2021 DANS LE CONTEXTE DE LA CRISE SANITAIRE

À l'issue de l'été, une réactualisation de l'analyse préliminaire du 11 juin 2020 sur les répercussions de la crise sanitaire est possible

La crise sanitaire en cours perturbe l'activité économique de tous les secteurs. Elle entraîne des impacts importants sur la consommation d'électricité en France, ainsi que sur la disponibilité des moyens de production.

Dans ce contexte RTE a publié :

- ▶ le 8 avril 2020 : une analyse des conséquences du confinement sur le fonctionnement du système électrique¹ ;
- ▶ le 11 juin 2020 : une première analyse prévisionnelle et des répercussions de la crise sanitaire sur l'approvisionnement en électricité durant l'hiver 2020-2021².

L'étude du 11 juin a mis en avant un risque accru de tension sur l'équilibre offre-demande durant l'hiver 2020-2021 avec une probabilité d'appels aux moyens post marché largement supérieure à la norme et une structure atypique du risque (les situations à risques apparaissant dès la fin de l'automne et se prolongeant jusqu'à la toute fin de l'hiver).

Elle a ainsi conduit à placer l'hiver 2020-2021 sous vigilance particulière.

Cette analyse a été produite en intégrant les incertitudes telles qu'estimées au printemps notamment sur la consommation et la disponibilité du parc nucléaire. Quelques mois plus tard, certaines des hypothèses retenues dans le cadre de cette étude ont évolué. L'objectif de la présente note est d'analyser les évolutions de ces hypothèses et de présenter une vision ajustée de la situation prévisionnelle.

1. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2020-09/Impacts-crise-sanitaire-COVID-19-systeme-electrique.pdf>

2. <https://www.rte-france.com/actualites/point-sur-la-securite-dapprovisionnement-en-electricite-des-francais>

La consommation électrique s'est redressée, mais se situe toujours légèrement en retrait par rapport à la trajectoire nominale

Dès les premiers jours de confinement, une baisse importante de la consommation a été enregistrée. Au cours du premier semestre 2020, la consommation corrigée a atteint 234,3 TWh³, en diminution de 5,3% (-13,1 TWh) par rapport à celle du premier semestre 2019.

À partir de juin et durant l'été, la consommation a retrouvé un niveau plus proche de la normale. Cette reprise est due dans un premier temps au déconfinement qui a vu l'activité des entreprises reprendre partiellement ; puis dans un deuxième temps à la période des congés, au cours de laquelle l'activité des entreprises est habituellement plus faible (les écarts constatés par rapport aux prévisions sont nécessairement moindres).

Fin août – début septembre, la consommation d'électricité demeure en retrait de 3 à 4% par rapport à son niveau nominal. Cette réduction concerne l'industrie et le secteur tertiaire, directement dépendants de l'activité économique. C'est notamment le cas pour des secteurs comme la sidérurgie ou l'automobile.

L'évolution de la consommation au cours des prochains mois dépendra essentiellement de l'évolution de la situation sanitaire et économique. Ceci est notamment le cas pour la consommation des entreprises dans les secteurs industriel et tertiaire qui peuvent dépasser 40 GW de puissance appelée à la pointe en hiver. Une forte incertitude reste donc de mise.

Dans ce contexte, RTE ne modifie pas son hypothèse de référence pour l'analyse de sécurité d'approvisionnement considérée dans l'étude du 11 juin (consommation en retrait de 2% lors des mois d'hiver).

3. Consommation intérieure de la France métropolitaine hors Corse, corrigée des aléas météorologiques et du 29 février

La disponibilité du nucléaire a été revue légèrement à la hausse par rapport à mi-juin

Dans le contexte sanitaire du printemps, et en l'absence de visibilité sur l'évolution de la situation à court-moyen terme, EDF a mis à jour avant l'été son planning de maintenance des centrales nucléaires :

- ▶ en procédant à des allongements systématiques des durées prévisionnelles de tous les arrêts programmés pour tenir compte des impacts du confinement et des nouveaux protocoles sanitaires. Une hypothèse normative de 2/3 mois d'allongement pour les visites décennales (VD) et périodiques (VP), et de 1/2 mois pour les arrêts pour simple rechargement (ASR), a été considérée ;
- ▶ en réaménageant le programme d'arrêt des réacteurs, de manière à réduire les indisponibilités durant l'hiver 2020-2021. À ce titre, 11 aménagements majeurs ont été réalisés, permettant de gagner de 6 à 7 GW de marge en novembre-décembre, et de l'ordre de 3 GW en janvier.

RTE a indiqué dans sa communication du 11 juin que ces réaménagements étaient favorables du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, et avaient évité un risque majeur de déséquilibre durant l'hiver.

L'anticipation de certains arrêts ou les économies de combustibles réalisées par certains réacteurs ont eu pour conséquence de réduire la disponibilité du parc nucléaire durant l'été 2020. Avec une disponibilité autour de 30 GW, la situation n'a pas engendré de risque sur l'équilibre du système électrique. La faible disponibilité du parc nucléaire s'est en revanche traduite par un recours accru aux moyens thermiques, notamment durant les périodes de faible production éolienne, ainsi qu'aux imports (alors que la France est traditionnellement exportatrice en été).

Dans sa communication du 11 juin, RTE avait indiqué que le mois de septembre constituait un jalon important pour vérifier ou infirmer la pertinence des hypothèses retenues au printemps. À cet effet, une attention particulière a été portée aux durées d'arrêt des réacteurs durant l'été.

Au mois de juillet, EDF a procédé à une redéclaration des durées d'arrêt sur la plateforme «transparence» instituée au titre de la réglementation REMIT, conduisant à revoir à la baisse la durée prévisionnelle anticipée des arrêts. Au cours du mois d'août, RTE a effectivement constaté la remise en service de plusieurs réacteurs, attestant de l'amélioration de la situation par rapport aux hypothèses retenues en juin 2020.

Néanmoins, cet effet positif a été contrebalancé (1) par la modulation (Blayais 2 et 4) ou l'arrêt temporaire (Chooz 1 et 2, Golfech 2) de réacteurs pour causes environnementales, qui ont conduit à une disponibilité du parc toujours historiquement faible à mi-septembre 2020 et (2) par des allongements spécifiques des arrêts pour certains réacteurs (récemment Bugey 2 et 3), pour des raisons indépendantes de la crise sanitaire.

Ces effets combinés conduisent à une disponibilité du parc d'environ 30 GW actuellement. Les données disponibles à date font état d'une amélioration prévisionnelle au cours des prochaines semaines, avec la remise en service engagée ou annoncée de plusieurs réacteurs (Civaux 1, Chooz 1 et 2, Dampierre 1 et 2, Penly 1) au cours des deux prochaines semaines.

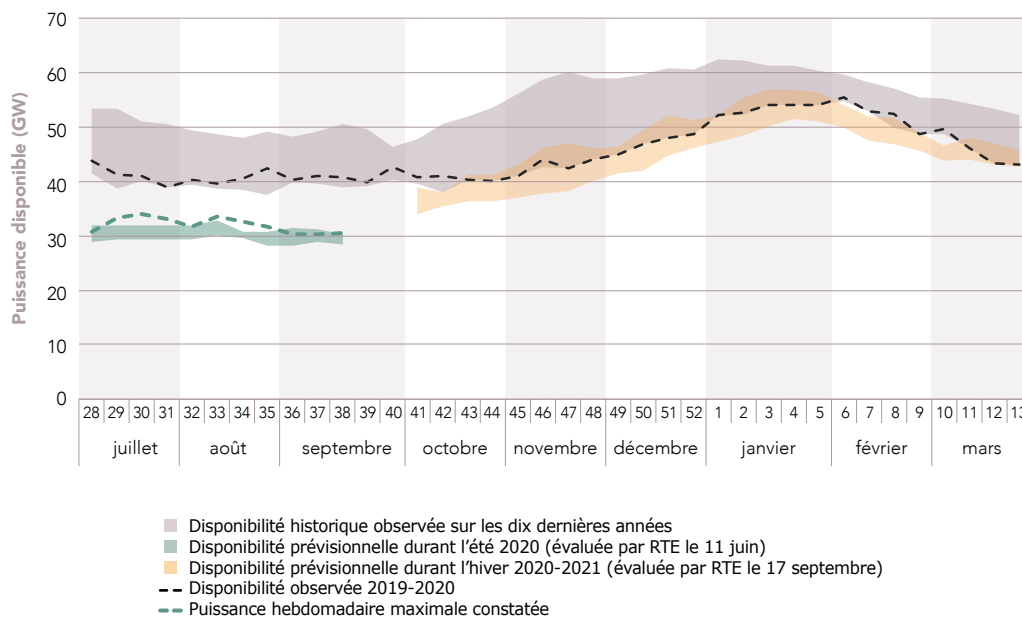
Dans ces circonstances, RTE réévalue légèrement à la hausse la prévision de disponibilité du parc nucléaire pour l'hiver 2020-2021, tout en conservant un principe de prudence pour l'établissement de ses analyses de sécurité d'approvisionnement.

De manière spécifique, par rapport à l'étude du 11 juin :

- ▶ la situation prévisionnelle devrait être plus favorable au cours du mois d'octobre et au début du mois de novembre ;
- ▶ un point de vigilance spécifique est identifié fin novembre-début décembre, avec une disponibilité particulièrement faible par rapport à l'historique. La disponibilité réelle dépendra du retour effectif de certains réacteurs arrêtés sur une longue période (Flamanville 1 et 2) ou actuellement sujet à des investigations spécifiques (Bugey 2 et 3) ;
- ▶ la disponibilité du parc en janvier 2021 devrait être conforme à celles des hivers récents (mais inférieure en février).

Malgré ces améliorations, le constat d'une disponibilité du parc nucléaire historiquement faible est confirmé.

Figure 1. Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire par rapport à l'historique



Le renforcement du soutien aux effacements décidé en juin 2020 pourrait augmenter la capacité disponible

Lors de la conférence de presse du 11 juin 2020, la ministre de l'énergie a annoncé un plan de soutien aux effacements de consommation, afin d'accélérer leur développement conformément aux orientations de la PPE et de répondre aux besoins à court terme de capacités pour le prochain hiver.

Les modalités de l'appel d'offres effacement 2021 ont ainsi été revues courant juillet, avec notamment :

- ▶ un rehaussement important des plafonds de rémunération (passage de 30-35 k€/MW/an à 60 k€/MW/an) ;
- ▶ l'introduction d'un bonus pour les capacités se rendant disponibles dès novembre 2020 ;
- ▶ une adaptation des modalités de mises à disposition du système électrique des puissances contractualisées pour tenir compte des caractéristiques technico-économiques de certaines capacités d'effacement (coûts d'activation élevés et/ou contraintes de stock, conduisant à privilégier des occurrences d'activation faibles).

Ces évolutions devraient conduire à faire émerger un gisement supplémentaire de capacités d'effacement, mais dans des proportions qui ne sont pas encore connues. Les résultats de l'appel d'offres effacement 2021 seront établis mi-octobre.

Les autres paramètres de l'équilibre offre-demande évoluent de manière conforme aux analyses de juin

L'équilibre offre-demande dépend d'une multitude de paramètres, qui sont habituellement analysés en détail dans le Bilan prévisionnel. Par rapport à l'analyse du 11 juin :

- ▶ les perspectives sur le parc hydraulique sont inchangées : le stock accumulé dans les barrages de montagne se situe toujours aujourd'hui au plus haut de ces cinq dernières années, fruit d'une moindre sollicitation au printemps et d'une gestion prudente. Ceci constitue un paramètre positif pour la sécurité d'approvisionnement ;
- ▶ il n'existe pas d'alerte sur la disponibilité du parc de production thermique, à l'exception d'un cycle combiné au gaz à Saint-Avold ;
- ▶ le rythme de mise en service de l'éolien et du solaire, lui aussi touché par la crise sanitaire et en retrait par rapport aux années précédentes, est globalement conforme à celui anticipé par RTE au printemps ;
- ▶ la disponibilité des parcs de production des pays voisins est également conforme aux anticipations ;
- ▶ la nouvelle interconnexion IFA 2 entre la France et le Royaume-Uni sera mise en service dès le début de l'hiver 2020-2021. Même si la disponibilité à 100% d'une nouvelle interconnexion ne peut être garantie dès ses premières semaines de fonctionnement et malgré l'incertitude associée au Brexit, ce point constitue un facteur favorable pour la sécurité d'approvisionnement.

● Bilan : une situation de vigilance particulière maintenue, une situation prévisionnelle légèrement plus favorable

L'évolution de la situation depuis le 11 juin amène à réévaluer légèrement à la hausse les perspectives sur l'hiver 2020-2021.

D'une part, **le risque de déséquilibre sur le mois d'octobre et le début du mois de novembre apparaît dans l'ensemble écarté.** Ceci marque une évolution réelle par rapport à la situation anticipée en juin 2020. En revanche, il demeure un point de vigilance spécifique sur fin novembre – début décembre, en cas de vague de froid précoce. À cette échéance, la remise en service des réacteurs nucléaires de Flamanville sera particulièrement suivie, à la fois pour l'équilibre national et pour l'équilibre local dans le Grand Ouest.

L'hiver 2020-2021 demeure néanmoins sous vigilance particulière. La disponibilité du parc nucléaire n'augmentera que de manière progressive, et elle s'établira, dans le meilleur des cas, à un niveau proche des hivers précédents. L'appel aux moyens post-marché est probable en cas de températures significativement inférieures aux normales de saison, et le recours au délestage ciblé de ménages ne peut être exclu dans ce cas. Cela ne correspond toutefois en rien à un risque de black-out sur l'ensemble du pays.

Dans ce contexte, **le fonctionnement du système électrique sera caractérisé par des situations d'import beaucoup plus fréquentes que la normale,** et l'ensemble des moyens de production (y compris thermique fossile) ou d'effacement pourra être sollicité. Ce type de situation a été rencontré régulièrement durant l'été, et des imports importants ont été enregistrés durant les deux premières semaines de septembre. Si ces situations d'imports sont inhabituelles à cette période de l'année (la France est traditionnellement exportatrice), elles ne sont pas en tant que telles problématiques pour l'équilibre offre-demande (tant que les capacités d'import ne sont pas saturées) et correspondent au fonctionnement normal du marché intérieur de l'énergie au sein de l'Union européenne. Les études probabilistes réalisées par RTE intègrent le fonctionnement du parc de production européen mais aussi les limites d'imports/exports entre États européens.

S'agissant du mécanisme de capacité, la réévaluation de la disponibilité du parc nucléaire et du niveau d'obligation intégrant les effets de la crise sanitaire sur la consommation d'électricité **apparaît de nature à détendre l'équilibre sur l'année de livraison 2021.** RTE publie ce jour une estimation révisée des prévisions d'obligations de capacité ainsi qu'une synthèse des éléments de transparence figurant sur les registres de capacité.

De manière générale, la situation prévisionnelle dépend toujours largement de l'évolution de la situation sanitaire. Les analyses doivent donc être considérées avec prudence.

L'étude technique complète du passage de l'hiver 20-21 et le prochain Bilan prévisionnel seront publiés au cours de la seconde moitié du mois de novembre. Ces documents intégreront les informations les plus à jours sur la situation sanitaire et les déterminants de l'équilibre offre-demande.