



L'équilibre offre-demande d'électricité

pour l'hiver 2021-2022

TABLE DES MATIÈRES

3

Synthèse

5

RTE met en place un nouveau dispositif dynamique d'alerte sur la sécurité d'alimentation au fil de l'hiver 2021-2022

8

Les principaux facteurs de l'équilibre offre-demande pour cet hiver sont le retour de la consommation à des niveaux proches de l'avant-crise et les incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire

19

Les risques de tension sur l'approvisionnement apparaissent faibles d'ici à la fin d'année et seront précisés au cours de l'hiver

SYNTHÈSE

La crise sanitaire qui frappe la France et le monde depuis près de deux ans a profondément touché le système électrique.

Bien que la consommation d'électricité se soit redressée en 2021, elle reste encore très légèrement inférieure aux niveaux d'avant-crise (jusqu'à -2% selon les semaines), reflet en particulier d'une activité économique en retrait dans certains secteurs.

Le calendrier des arrêts du parc nucléaire pour cet hiver, qui avait déjà été identifié par RTE dans ses rapports du Bilan prévisionnel depuis 2017 comme particulièrement soutenu, s'est encore densifié sous l'effet de la crise sanitaire. Celle-ci a en effet chamboulé le planning des travaux de maintenance au cœur du premier confinement, ce qui a des répercussions sur les deux années suivantes *a minima*. Bien qu'elle soit revenue à hauteur des niveaux historiques au cours de l'été, la disponibilité prévisionnelle des réacteurs nucléaires pour le prochain hiver apparaît très basse et proche (voire légèrement en deçà) de celle de l'hiver dernier, et donc nettement inférieure aux niveaux observés avant la crise sanitaire.

RTE a publié en mars 2021 des perspectives pour la période 2021-2030 (Bilan prévisionnel)¹ qui intégraient une analyse préliminaire pour cet hiver, placé sous vigilance particulière comme l'ensemble de la période 2020-2023. L'analyse réactualisée à mi-novembre pour le prochain hiver demeure conforme à cette publication, avec une tendance à l'accentuation du niveau de risque, principalement sous les effets conjugués de l'incident touchant l'une des interconnexions entre la France et la Grande-Bretagne et de la densification du calendrier des arrêts du parc nucléaire (malgré certains réaménagements de planning favorables décidés par l'exploitant).

Placé sous vigilance particulière, l'hiver 2021-2022 est ainsi marqué par une probabilité d'appels aux moyens « post marché » supérieure à la norme. Aucune difficulté n'est toutefois à prévoir si les conditions météorologiques (température et vent) restent normales pour la saison.

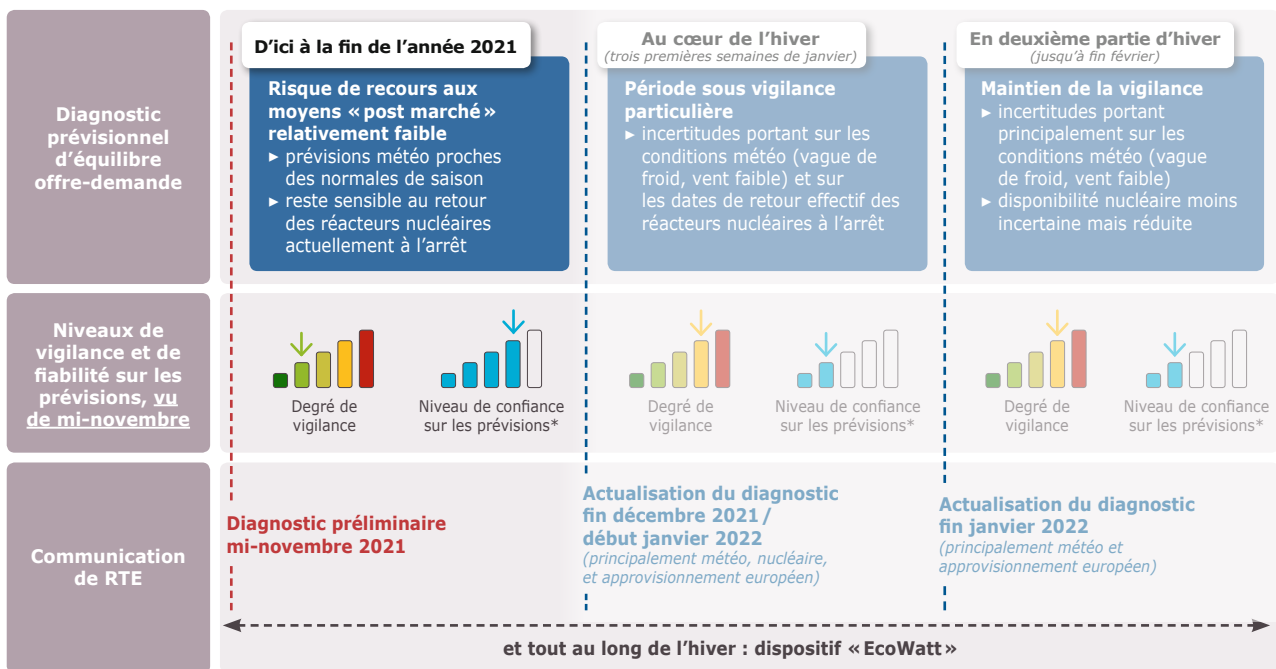
Les risques de tension demeurent ainsi relativement faibles d'ici à la fin d'année 2021.

Ils apparaissent en revanche plus élevés en janvier et février 2022, puisque c'est au cœur de l'hiver que la probabilité de survenue d'une vague de froid est la plus forte d'une part, et que c'est la période qui serait la plus affectée par des allongements éventuels des arrêts du parc nucléaire d'autre part. Néanmoins, l'évolution du contexte sur la sécurité d'approvisionnement en électricité au cours des dernières années plaide désormais pour un dispositif d'analyse de risque plus fin et glissant afin de donner une information plus pertinente.

Pour tenir compte de l'évolution de cette évolution, RTE inaugure un nouveau dispositif d'information dynamique pour rendre compte des enjeux sur la sécurité d'alimentation. Outre le présent rapport qui fournit une perspective globale sur l'hiver, approfondie sur le début de la période (novembre-décembre), RTE actualisera et précisera ce diagnostic à travers deux nouvelles publications entre fin décembre 2021 et fin janvier 2022. **Ces publications intégreront les dernières informations disponibles sur les indisponibilités des réacteurs nucléaires, les dernières prévisions météorologiques et l'évolution de la situation énergétique en Europe. Ce sont elles qui feront référence quant à l'évaluation du risque sur les mois de janvier et février.**

1. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021.pdf>

Évolution du risque sur l'équilibre offre-demande au cours de l'hiver



* Le niveau de confiance sur les prévisions dépend du degré global d'incertitudes sur les informations disponibles à mi-novembre. Ces incertitudes portent principalement sur les prévisions météorologiques, la disponibilité du parc nucléaire et l'approvisionnement européen.

RTE MET EN PLACE UN NOUVEAU DISPOSITIF DYNAMIQUE D'ALERTE SUR LA SÉCURITÉ D'ALIMENTATION AU FIL DE L'HIVER 2021-2022

Au cours des dernières années, les risques pesant sur la sécurité d'alimentation en électricité étaient majoritairement liés à la survenue d'une possible vague de froid. Un épisode de très faibles températures conduit en effet à des niveaux de consommation très élevés, compte tenu de la forte thermosensibilité en France.

Afin de faciliter l'appropriation dans le débat public, RTE présentait ainsi traditionnellement les résultats de ses études saisonnières d'équilibre offre-demande au travers d'indicateurs de « températures de vigilance », seuils à partir desquels pouvaient apparaître les premières tensions pour le système. Ces restitutions faisaient l'objet d'une communication unique, généralement au mois de novembre.

Plusieurs constats militent néanmoins pour envisager une représentation nouvelle des risques à l'approche de l'hiver :

- ▶ RTE dispose de prévisions météorologiques mensuelles et saisonnières. Pour autant, c'est généralement avec une à deux semaines d'avance que des prévisions de températures suffisamment fiables peuvent être établies. Ces informations

sont cruciales pour évaluer le niveau de risque effectif pour l'équilibre offre-demande ;

- ▶ Le développement des énergies renouvelables (et notamment de l'éolien dont la variabilité journalière ou hebdomadaire est supérieure à celle du solaire) induit une plus forte sensibilité de la production aux aléas météorologiques, en particulier aux épisodes sans vent. Dans ce contexte nouveau, il n'est plus aussi adéquat de restituer une analyse de risques sur la sécurité d'alimentation sous le seul prisme de la température. S'agissant des conditions de vent, les prévisions météorologiques deviennent par ailleurs stables à l'échelle de quelques jours seulement ;
- ▶ La disponibilité hivernale du parc nucléaire s'est dégradée ces dernières années. La tendance à l'allongement des durées d'opérations de maintenance fait peser un climat d'incertitudes sur le niveau effectif de disponibilité du parc dans les exercices prospectifs de court et moyen terme. Les dates de remise en service de réacteurs à l'arrêt étant parfois repoussées seulement à quelques jours ou semaines de l'échéance, l'évaluation de la disponibilité prévisionnelle est plus délicate et doit être réévaluée plus fréquemment.

Désormais le diagnostic sur l'équilibre offre-demande pendant l'hiver dépend non seulement des conditions de température mais également des conditions de vent et du planning précis d'arrêt pour maintenance du réacteur nucléaire. Ces paramètres peuvent évoluer sensiblement au cours de l'hiver et rendent ainsi complexe l'exercice d'évaluation de la sécurité d'alimentation, y compris à quelques semaines du début de l'hiver.

RTE prévoit donc un nouveau dispositif dynamique permettant de préciser progressivement tout au long de l'hiver 2021-2022 le niveau de sécurité d'approvisionnement en électricité, au fur et à mesure des informations disponibles sur ces paramètres.

Trois périodes sont ainsi à distinguer pour cet hiver :

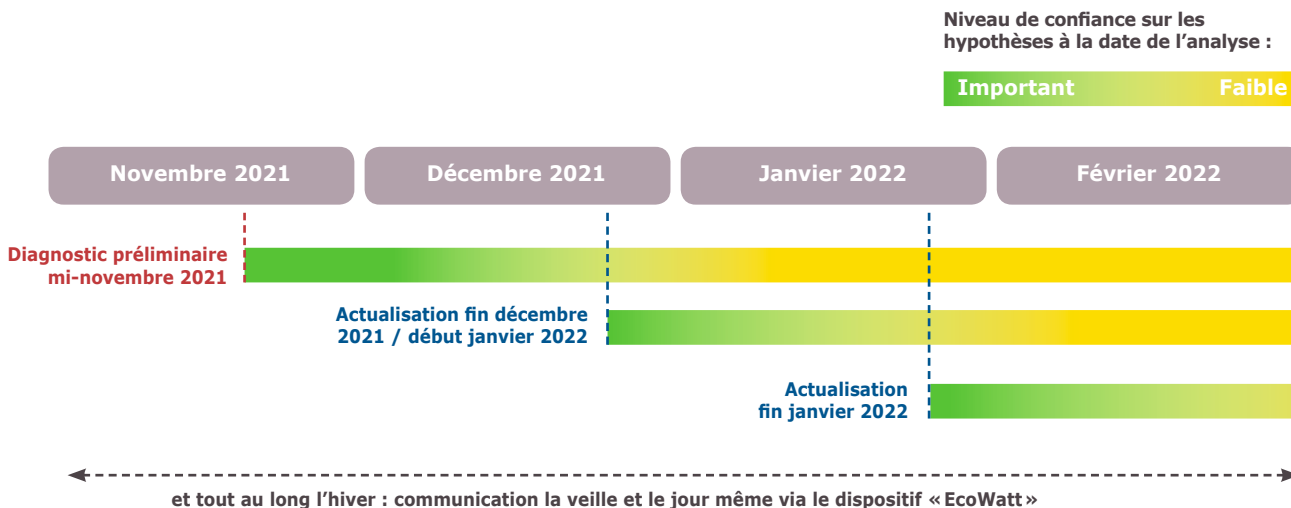
1. D'ici à la fin de l'année 2021 : Les prévisions météorologiques à 45 jours permettent de donner une estimation des températures à venir sur cette période. Bien que des incertitudes puissent subsister sur les retours de certains réacteurs nucléaires à l'arrêt prévus en amont de l'hiver, RTE dispose d'estimations fiables de l'ensemble de la production qui sera disponible en France (la variabilité de la production éolienne étant intégrée via la modélisation d'une grande quantité de configurations de vent). Le diagnostic de sécurité d'alimentation établi mi-novembre apparaît ainsi robuste sur cette période.

2. Au cœur de l'hiver (sur les trois premières semaines de janvier) : C'est sur cette période que la probabilité de survenue d'une vague de froid est la plus forte. Pour autant, les prévisions météorologiques à ces échéances restent entachées d'une grande incertitude vues de mi-novembre. Par ailleurs, la remise en service

d'un grand nombre de réacteurs nucléaires est prévue peu avant la fin d'année. Le diagnostic portant sur la sécurité d'alimentation pour cette période est ainsi préliminaire et devra être réactualisé fin décembre 2021/début janvier 2022, afin notamment d'intégrer les dernières informations disponibles sur les prévisions météorologiques, les arrêts de réacteurs nucléaires et l'approvisionnement européen.

3. En deuxième partie d'hiver : La majorité des réacteurs nucléaires actuellement à l'arrêt devraient alors être remis en service. Les principales incertitudes pour cette période seront donc moins liées à la durée de ces arrêts planifiés, mais majoritairement aux conditions météorologiques, pour lesquelles les prévisions restent fortement incertaines. Le diagnostic de sécurité d'alimentation pour la deuxième partie de l'hiver sera donc précisé fin janvier 2022 pour intégrer les meilleures hypothèses météorologiques et de contexte énergétique en Europe à disposition.

Figure 1 Dispositif de communication de RTE sur la sécurité d’approvisionnement hivernale



Par ailleurs RTE a généralisé et mis en ligne en novembre 2020 le dispositif EcoWatt² sur l’ensemble du territoire national, en lien avec l’ADEME. Il s’intègre dans le dispositif dynamique d’information sur la sécurité d’alimentation, en signalant à l’ensemble des consommateurs français, au plus proche du temps réel, les jours les plus tendus en matière d’équilibre offre-demande. Il constitue ainsi un levier pour mobiliser les gestes citoyens (en modérant leur consommation) pendant ces

périodes précises, et pour informer les consommateurs et citoyens des mesures prises et du niveau de risque sur l’approvisionnement en électricité.

L’hiver 2021-2022 était déjà signalé sous vigilance lors du dernier Bilan prévisionnel publié par RTE en mars dernier³. Le présent rapport réactualise les hypothèses sur l’ensemble de l’hiver et précise en particulier le diagnostic sur la période allant jusqu’à la fin de l’année 2021.

2. <https://www.monecowatt.fr/>

3. <https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-04/Bilan%20previsionnel%202021.pdf>

LES PRINCIPAUX FACTEURS DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE POUR CET HIVER

SONT LE RETOUR DE LA CONSOMMATION À DES NIVEAUX PROCHES DE L'AVANT-CRISE ET LES INCERTITUDES SUR LA DISPONIBILITÉ DU PARC NUCLÉAIRE

2.1 La consommation électrique s'est redressée, mais se situe toujours légèrement en retrait par rapport à l'avant-crise

Après une phase de stabilité pendant une dizaine d'années, la consommation d'électricité a connu un net repli en 2020 dû à la crise sanitaire, notamment du fait de la baisse importante des consommations industrielle et tertiaire lors du premier confinement. Elle a aujourd'hui retrouvé un niveau proche de celui d'avant-crise, mais reste malgré tout légèrement inférieure à celui-ci. À titre d'exemple, la consommation de septembre 2021 (corrigée de l'aléa climatique) s'est établie 1 à 2% en dessous de celle de septembre 2019.

L'impact encore prégnant de cette crise est toutefois contrasté selon les secteurs de consommations :

- (i) L'effet le plus important concerne encore le secteur industriel. À ce stade, l'INSEE estime que le niveau de production de biens manufacturés reste inférieur de 6% à celui de fin 2019⁴. RTE évalue la baisse de consommation d'électricité du secteur à environ 4 à 6%. Ces tendances sont toutefois très hétérogènes selon les filières concernées : à titre d'exemple, alors que le secteur de la métallurgie a retrouvé son niveau d'avant-crise, d'autres présentent encore des niveaux de consommation très largement inférieurs à ceux observés par le passé. C'est notamment le cas du secteur de la construction automobile (avec une baisse de l'ordre de 30%).
- (ii) Le secteur des transports en commun reste affecté par une baisse de la fréquentation. Certaines lignes de transport présentent toujours des taux d'occupation inférieurs à ceux de 2019, jusqu'à plus de 10% pour certaines liaisons. Cette diminution se traduit par un niveau de consommation électrique du secteur des transports encore inférieur de près de 10% par rapport à l'avant-crise.
- (iii) Après avoir été fortement affecté par la crise sanitaire en 2020, le secteur tertiaire a ensuite retrouvé son niveau d'avant-crise et le dépasse même désormais : l'INSEE évalue le niveau d'activité du secteur en légère croissance de l'ordre de 1 à 2% par rapport à fin 2019⁴. En corollaire, son niveau de consommation électrique est proche de celui antérieur à la crise.
- (iv) À l'inverse, la consommation du secteur résidentiel a dans un premier temps augmenté sous l'effet d'une présence accrue des occupants. Pour autant, l'allègement progressif

4. <https://www.insee.fr/fr/statistiques/5760961?sommaire=5761557>

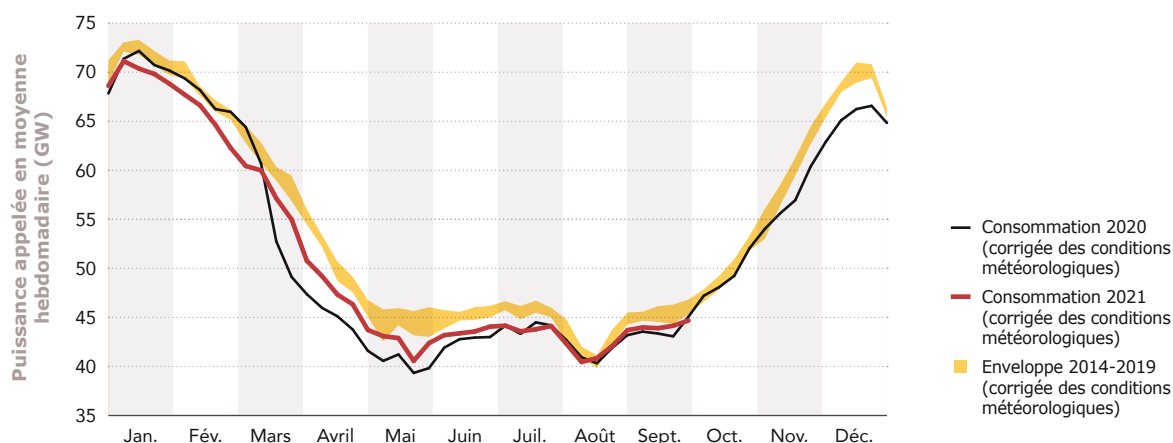
des mesures liées au chômage partiel et la diminution de la pratique du télétravail (bien que plus fréquente qu'auparavant) sont de nature à rapprocher le niveau de consommation de ce secteur de celui de 2019.

Au total, les prévisions de consommation pour cet hiver sont légèrement inférieures, de 1 à 2% (baisse essentiellement portée par l'industrie et les transports), aux niveaux de consommation des hivers précédant la crise sanitaire. Cette hypothèse (d'environ 468 TWh sur l'année) représente toutefois un rebond de la consommation par rapport à celle de 2020 (qui s'était établie à 458 TWh).

L'évolution de la consommation, sous les effets structurels (rebond de l'activité industrielle, baisse des transports, etc.) et conjoncturels (liés aux conditions météorologiques), sera à nouveau suivie lors des réactualisations de décembre 2021 et de janvier 2022.

Cette légère diminution de la consommation devrait se retrouver dans les appels de puissance en temps réel, par exemple au pic de consommation à 19h ou durant la matinée. L'intensité réelle de ces pointes demeure toutefois fortement liée à la thermosensibilité de la consommation, importante en France et similaire aux années précédentes. Ainsi, en cas de vague de froid, chaque degré perdu entraîne une hausse de la consommation d'en moyenne 2,4 GW. Dans la mesure où cette thermosensibilité est avant tout portée par des secteurs dont la consommation est redevenue proche des niveaux d'avant-crise (secteurs résidentiel et tertiaire), les appels de puissance devraient se contracter légèrement moins que la consommation en énergie. RTE estime ainsi que l'indicateur de la pointe «à une chance sur dix»⁵ (assimilable à la puissance maximale appelée au cours d'une vague de froid décennale) ne se contracte que de l'ordre de 1% sur le prochain hiver par rapport à 2019.

Figure 2 Consommation d'électricité en 2021 corrigée des conditions météorologiques et comparaison avec l'historique



5. La pointe «à une chance sur dix» est un indicateur en puissance représentatif du niveau de consommation qui a une chance sur dix d'être dépassé au moins une heure au cours de l'hiver.

2.2 Une disponibilité du parc nucléaire proche des minima historiques d'ici à la fin d'année, mais qui pourrait s'établir en deçà ensuite

2.2.1 Une période soumise à de nombreuses indisponibilités du parc, anticipées dès 2017 dans les Bilans prévisionnels de RTE mais accentuées par la crise sanitaire

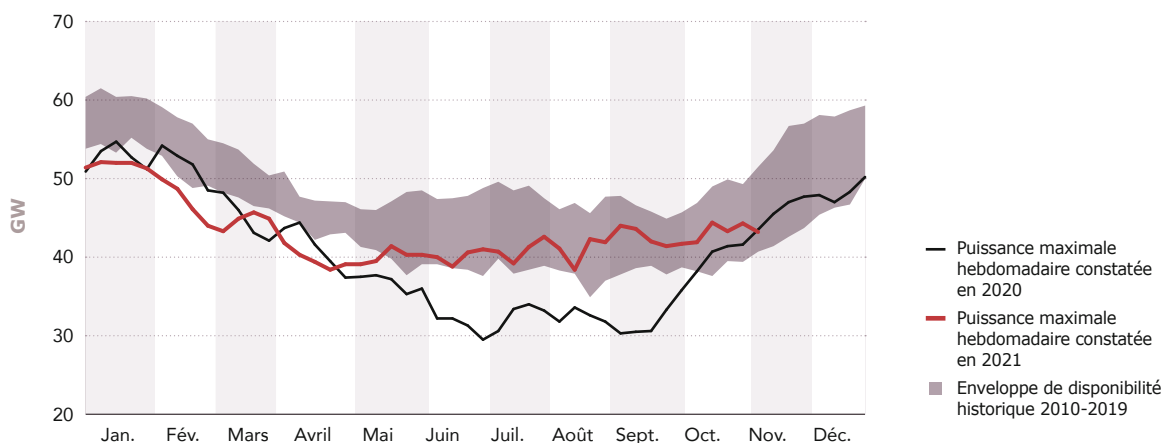
Dans ses rapports du Bilan prévisionnel depuis 2017, RTE a souligné la densité particulièrement soutenue du programme des arrêts du parc nucléaire pour le début de cette décennie. De début 2021 à fin 2025, 32 réacteurs nucléaires sont en effet concernés par un arrêt pour réexamen périodique de sûreté. À ce titre, sept de ces visites décennales ont débuté en 2021 (dont cinq sont toujours en cours), et sept autres commenceront en 2022⁶.

Cette densité d'arrêts programmés s'est intensifiée sous l'effet de la crise sanitaire. Elle conduit en effet à des arrêts plus longs et potentiellement moins

bien positionnés. Les réaménagements du programme des arrêts opérés par EDF en 2020 afin de limiter les risques pesant sur la sécurité d'alimentation lors du dernier hiver 2020-2021 ont aussi eu pour effet indirect de densifier le volume des arrêts pour les mois suivants. À titre d'exemple, les visites partielles de Civaux 2 et de Gravelines 5, devant initialement débuter à l'automne 2020, avaient alors été reprogrammées en fin d'hiver suivant jusqu'au printemps, voire à l'été 2021.

Le parc a ainsi atteint lors du premier semestre de 2021 des niveaux de disponibilité plus bas qu'au cours de la dernière décennie (notamment

Figure 3 Puissance nucléaire maximale hebdomadaire constatée en 2021 et comparaison avec la disponibilité historique du parc



6. En comparaison, le nombre moyen de visites décennales démarrant dans l'année était inférieur à cinq par an entre 2016 et 2019.

en février/mars avec jusqu'à 5 GW en dessous du minimum observé entre 2010 et 2019⁷), avant de revenir dans le bas de la fourchette historique.

La dernière communication d'EDF fait état d'objectifs prévisionnels de productible annuel compris

entre 345 et 365 TWh pour l'année 2021⁸, des valeurs significativement plus faibles que les à des années standards, même en tenant compte de la fermeture de la centrale de Fessenheim. En comparaison, les niveaux de production du parc ont varié entre 380 et 395 TWh entre 2016 et 2019.

2.2.2 Des réaménagements favorables du calendrier des indisponibilités contrebalancés par l'allongement d'autres arrêts

Dans ce contexte, EDF a procédé à plusieurs réaménagements du calendrier des arrêts afin de limiter les risques pour la sécurité d'alimentation pour l'hiver 2021-2022, similairement à l'hiver précédent. Ces évolutions ont permis de revoir à la hausse la disponibilité du parc nucléaire pour l'hiver à venir, dès lors que les décalages d'arrêts étaient possibles. À ce titre :

- ▶ deux arrêts devant se terminer en décembre 2021 ou janvier 2022 ont été repoussés après le cœur de l'hiver ;
- ▶ cinq arrêts, débutant en janvier et février, voire en mars, ont été décalés d'une à deux semaines ;
- ▶ EDF indique par ailleurs sur la plateforme de transparence européenne que deux autres arrêts pourraient être légèrement décalés (selon les conditions effectives de sécurité d'alimentation et sous réserve de l'accord de l'Autorité de

sûreté nucléaire).

Néanmoins, en parallèle de ces réaménagements, certains arrêts de réacteurs nucléaires devant se terminer en amont ou au cœur de l'hiver ont récemment vu leur durée s'allonger. Six des treize arrêts de réacteurs prévus entre décembre et février ont ainsi fait l'objet d'allongements de leur durée, d'une à six semaines, par rapport aux dates de retour annoncées avant l'été. EDF informe par ailleurs sur la plateforme de transparence européenne que les arrêts en cours concernant quatre réacteurs (Golfech 2, Cattenom 2, Dampierre 1 et Civaux 2) sont susceptibles d'être prolongés (pour faire face à un « aléa technique en cours de caractérisation »).

7. La disponibilité historique de 2010 à 2019 était basée sur un parc nucléaire de 63,1 GW (intégrant les deux réacteurs de Fessenheim), contre 61,4 GW actuellement.

8. <https://www.edf.fr/sites/default/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-medias/cp/2021/2021-07-05-cp-groupe-edf-actualise-actualise-hausse-prevision-production-nucleaire-france-2021.pdf>

2.2.3 De nombreuses mises en service de réacteurs nucléaires au cœur de l'hiver, et de nombreux nouveaux arrêts prévus à partir de février

Au total, il demeure à date un grand nombre de réacteurs nucléaires à l'arrêt pour maintenance et qui doivent encore être remis en service au cours de l'hiver :

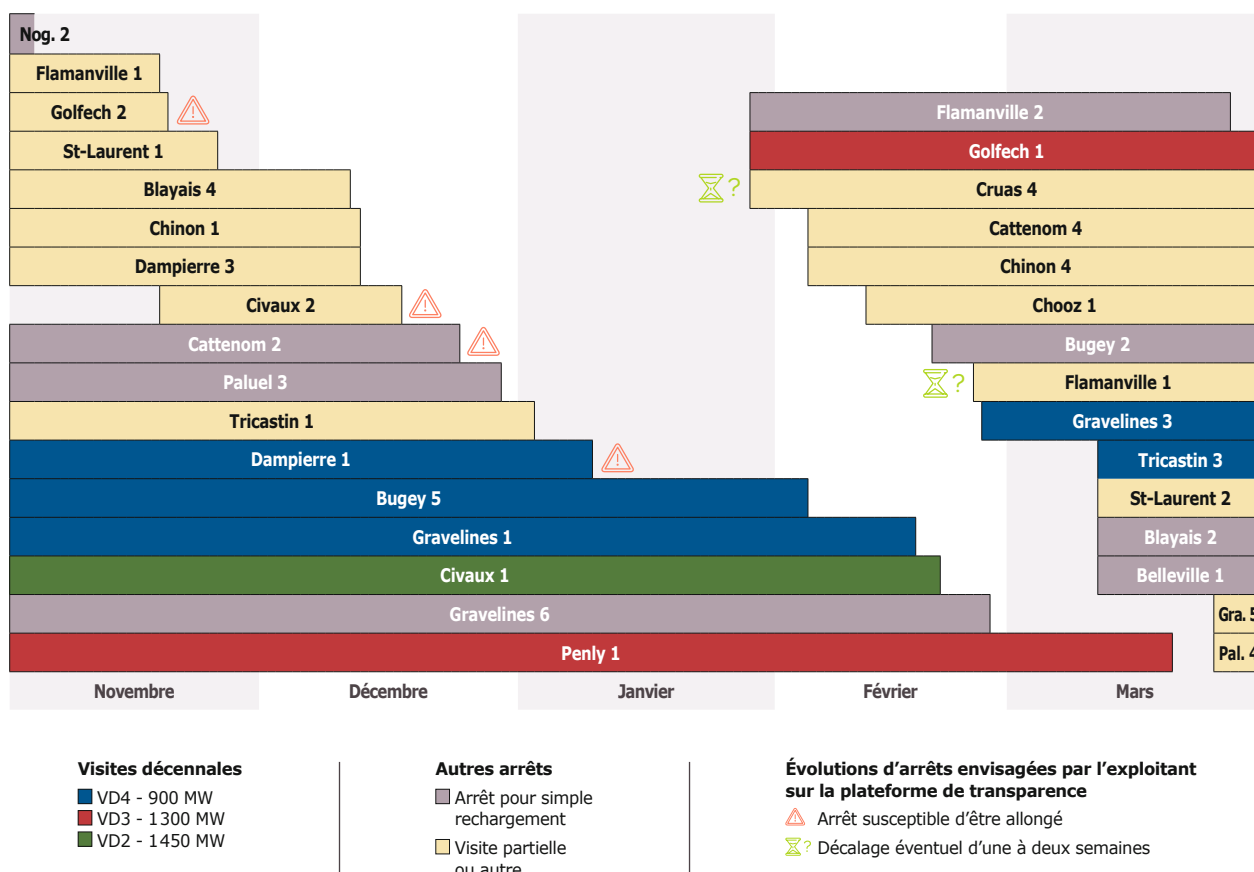
- ▶ De nombreuses mises en services sont en effet programmées dans les prochaines semaines : trois d'ici à fin novembre, quatre vers mi-décembre, trois autour de la fin d'année, et une dernière dans la deuxième semaine de janvier. Le retour dans les temps de ces réacteurs sera

particulièrement clé pour rapprocher le niveau de disponibilité du parc des minima observés historiquement sur le mois de janvier.

- ▶ La remise en service des cinq autres réacteurs encore à l'arrêt ne devrait intervenir que progressivement au cours des mois de février et de mars.

Trois nouveaux arrêts sont toutefois prévus dès la fin du mois de janvier, puis six autres durant le mois de février.

Figure 4 Planning prévisionnel des arrêts du parc nucléaire pour l'hiver 2021-2022⁹
(source : plateforme de transparence européenne, au 15 novembre 2021)



9. Seuls les arrêts d'une durée prévue de plus de deux semaines sont représentés sur cette figure.

2.2.4 La disponibilité prévisionnelle du parc apparaît proche des minima historiques sur le mois de décembre, et sera actualisée pendant la deuxième partie d'hiver

Les décalages temporels constatés par le passé par rapport aux annonces initiales font peser un climat d'incertitudes sur le niveau de disponibilité effective du parc nucléaire pendant l'hiver, en particulier compte tenu du très grand nombre de retours prévus avant ou au cours de l'hiver.

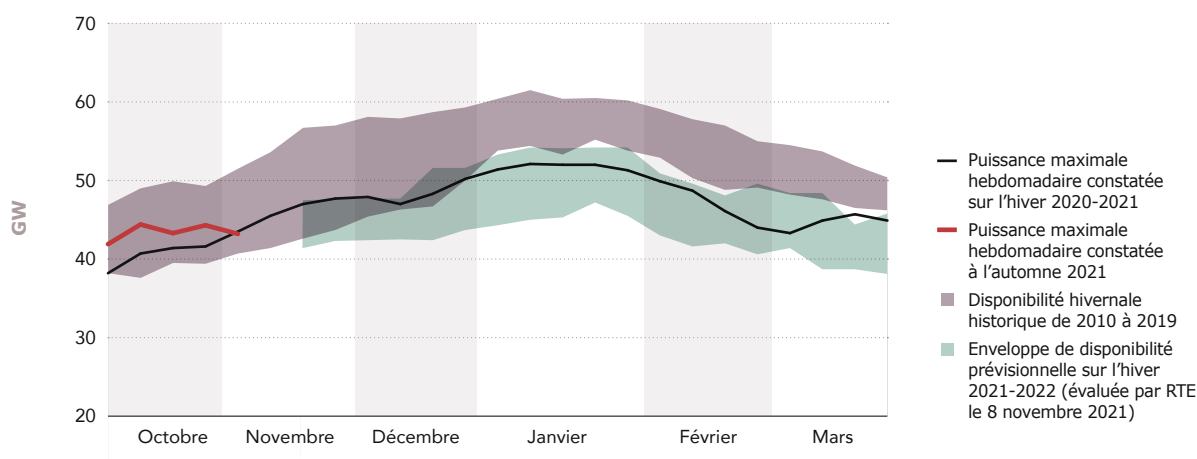
Dans la continuité de la démarche adoptée par RTE dans les derniers Bilans prévisionnels et analyses saisonnières, l'analyse de sécurité d'alimentation sur l'hiver à venir est réalisée en considérant des hypothèses prudentes sur les durées d'arrêt pour tout l'hiver 2021-2022. Ces hypothèses sont basées sur des allongements probabilisés des indisponibilités, d'en moyenne trois semaines pour les arrêts mentionnés explicitement par EDF comme «à risque d'allongement» sur la plateforme de transparence, et de deux semaines pour l'ensemble des autres arrêts. Une hypothèse de montée en charge graduelle (sur plusieurs jours) au retour de chaque tranche ainsi que la prise en compte des variations de puissances maximales disponibles et d'arrêts fortuits en cohérence avec

les observations passées sur les derniers hivers sont par ailleurs considérées.

Afin de refléter ces incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire, RTE affiche une enveloppe sur la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire (représentant des configurations plus ou moins favorables sur les dates effectives de remise en service des réacteurs et le niveau d'indisponibilité fortuite).

En fin de compte, la disponibilité prévisionnelle des tranches nucléaires d'ici à la fin d'année apparaît proche des minima observés avant la crise sanitaire. Elle pourrait en revanche s'établir en deçà de ceux-ci de janvier à mars (et être alors proche, voire inférieure à l'hiver dernier) bien que l'absence de dérive du calendrier des arrêts pourrait permettre de s'en rapprocher spécifiquement sur le mois de janvier. L'évolution du calendrier des arrêts de réacteurs sera particulièrement suivie tout au long de l'hiver et la disponibilité prévisionnelle du parc fera l'objet d'actualisations de la part de RTE en décembre 2021 et en janvier 2022.

Figure 5 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur le prochain hiver, au 8 novembre 2021¹⁰



10. Contrairement aux tendances historiques, la disponibilité du parc est en baisse conjoncturelle début novembre par rapport aux semaines précédentes, notamment du fait d'arrêts courts sur trois réacteurs (dont Flamanville 1 pour économie de combustible en prévision de l'hiver).

2.3 Le parc thermique à flamme est majoritairement disponible et devrait être complété par une nouvelle centrale au gaz en deuxième partie d'hiver

La majorité des unités de production thermique à flamme sont aujourd'hui opérationnelles.

La centrale au charbon du Havre a été fermée en avril dernier. Après une longue indisponibilité (notamment du fait de mouvements sociaux), celle de Gardanne est actuellement annoncée indisponible par son exploitant jusqu'à 2025 et ne devrait donc plus produire.

Bien que des mouvements sociaux soient actuellement en cours à la centrale de Cordemais, RTE prend pour hypothèse que les deux unités de production seront disponibles cet hiver, au même titre que celle de Saint-Avold. Par ailleurs, en cohérence avec la loi relative à l'énergie et au climat¹¹ adoptée le 8 novembre 2019, ainsi que le décret n° 2019-1467 du 26 décembre 2019, ces centrales seront soumises à des plafonds limites d'émissions annuelles de CO₂ à compter du 1^{er} janvier 2022. Pour ces centrales, ces dispositions correspondent alors à un fonctionnement d'environ 700 heures par an maximum (i.e. près de 30 jours à puissance maximale). RTE considère ainsi que ces seuils seront suffisants pour disposer de ces centrales pour l'hiver en cas de vague de froid.

Ces centrales ont particulièrement été sollicitées au cours des derniers mois – et devraient continuer à l'être dans les prochaines semaines – notamment du fait de conditions économiques plus avantageuses que pour les centrales au gaz. Pour autant,

une gestion prudente des stocks de charbon a été mise en place en amont de l'hiver afin de s'assurer de disposer d'une réserve suffisante pour faire face à une éventuelle tension prolongée sur l'équilibre offre-demande cet hiver¹².

En outre, le parc thermique devrait être complété par un nouveau cycle combiné au gaz à Landivisiau en deuxième partie d'hiver. Sur la plateforme de transparence européenne, l'exploitant prévoit à ce stade une mise en service opérationnelle à partir du 1^{er} février 2022. Les incertitudes subsistant sur la date effective de disponibilité de la centrale seront clarifiées dans le cadre des réactualisations de décembre 2021 et de janvier 2022.

Par ailleurs, bien que les réserves de gaz européennes soient actuellement moins importantes que d'ordinaire, le niveau des stocks en France est dans la moyenne des années précédentes. Les informations à date communiquées par GRT Gaz ne conduisent donc pas à envisager de difficultés pour l'approvisionnement des centrales au gaz.

Selon les informations transmises par les producteurs, la disponibilité des groupes restants devrait ainsi être très élevée cet hiver. Au total, ce sont près de 13 GW de moyens de production thermique qui devraient être disponibles au cœur de l'hiver (avant la mise en service du nouveau cycle combiné au gaz).

11. <https://www.ecologique-solidaire.gouv.fr/loi-energie-climat>

12. EDF a indiqué sur la plateforme de transparence européenne mettre en place un « fonctionnement en gestion contrainte » des deux unités de Cordemais afin de préserver les stocks de charbon en vue de cet hiver.

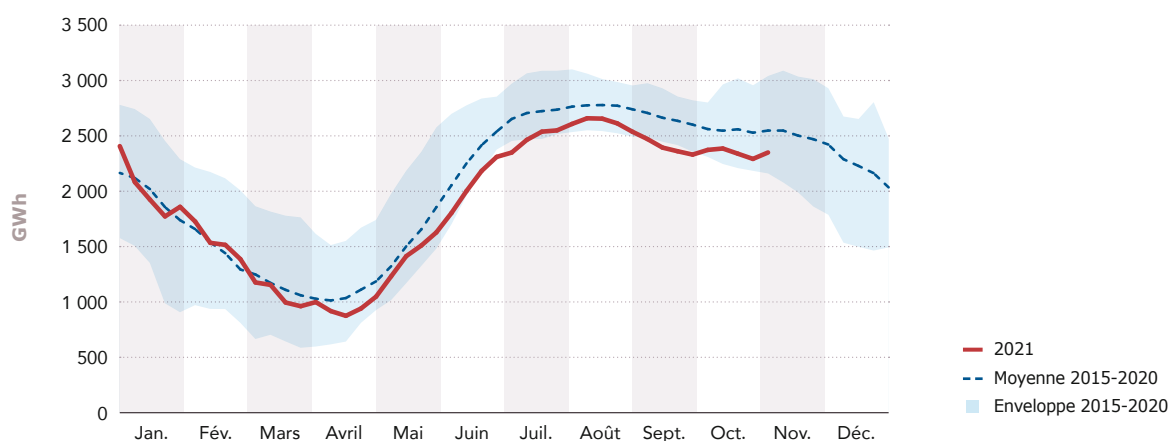
2.4 Une dynamique favorable pour le parc de production renouvelable et de flexibilités

2.4.1 Une contribution importante des stocks hydrauliques

Après avoir été relativement bas lors du printemps et de l'été, le niveau de remplissage des stocks hydrauliques français s'est rapproché ces dernières semaines de celui observé historiquement en moyenne à cette période de l'année. Il se retrouve

même au-dessus de ceux constatés en octobre 2016 et 2017. Ces stocks contribueront fortement à sécuriser l'exploitation du système durant l'hiver 2021-2022.

Figure 6 Évolution du stock hydraulique¹³



13. L'évolution du stock hydraulique présentée sur cette figure correspond à l'«énergie de tête» du stock hydraulique français, c'est-à-dire celle que l'on peut produire sur la (seule) centrale directement rattachée au réservoir en fonction de son remplissage

2.4.2 Le développement de l'éolien et du solaire se poursuit

Même si elle n'est pas pilotable, la production éolienne contribue significativement à l'équilibre du système. Son facteur de charge moyen est d'un peu moins de 30% en hiver (contre de l'ordre de 23% en moyenne sur l'année).

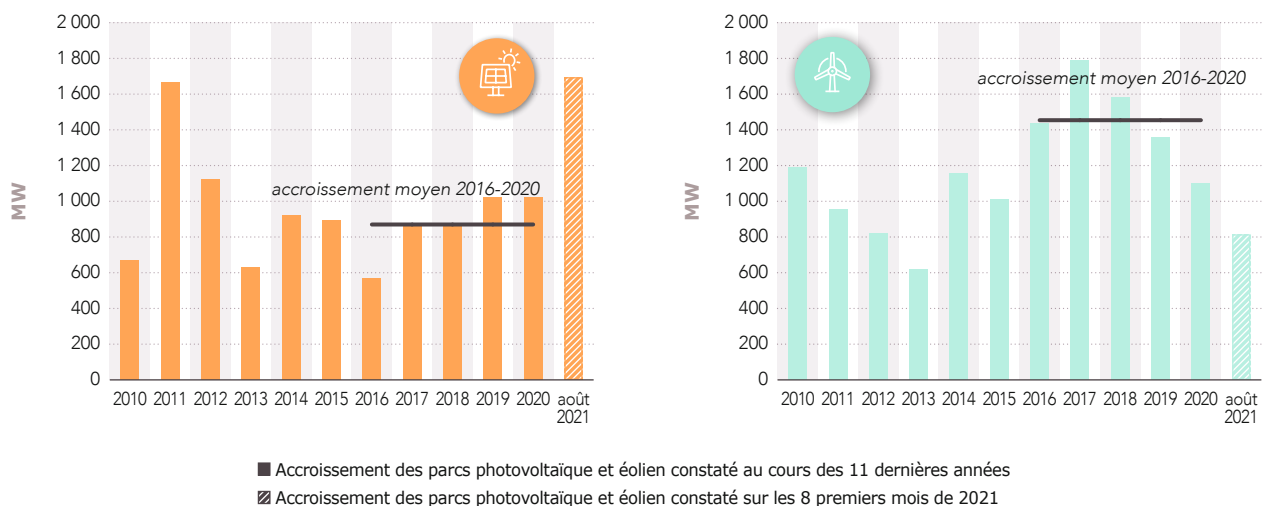
Ce facteur de charge peut néanmoins atteindre des valeurs notablement plus basses. À titre d'exemple, au cours du mois de septembre 2021, des facteurs de charge journaliers moyens d'environ 12% ont été enregistrés, avec des minima ponctuels de l'ordre de 3%. Les analyses prévisionnelles de cette étude couvrent l'ensemble des situations possibles au travers d'une simulation probabiliste et intègrent donc la possibilité que la production éolienne atteigne des valeurs particulièrement faibles de manière ponctuelle.

Bien qu'absente en fin de journée, la production photovoltaïque peut quant à elle être importante

en milieu de journée, y compris en hiver. Elle contribue ainsi à la sécurité d'alimentation du système, soit en produisant lors des appels méridiens de puissance (qui peuvent être parfois plus importants que ceux du soir), soit en améliorant la disponibilité globale de l'offre pour la pointe du soir (en réduisant les besoins de production, par exemple hydraulique, en cours de journée).

Les volumes de raccordement constatés sur les trois premiers trimestres de 2021 sont très proches des rythmes historiques pour la filière éolienne (environ 800 MW sur les huit premiers mois), et en nette hausse pour la filière photovoltaïque (près de 1 700 MW, contre de l'ordre de 500 MW sur la même période ces six dernières années). À fin août 2021, le parc installé atteint ainsi environ 18,4 GW pour l'éolien et 11,9 GW pour le photovoltaïque.

Figure 7 Évolution des parcs éolien et photovoltaïque



2.4.3 Une pérennisation de la filière effacements grâce au soutien public

En entrée d'hiver 2021-2022, la capacité d'effacement disponible (effacements tarifaires et effacements participant de façon explicite aux marchés) est évaluée à 3,4 GW.

Afin de renforcer la sécurité d'approvisionnement, les pouvoirs publics et RTE ont fait évoluer, courant 2020, le dispositif de soutien à la filière des effacements de consommation, permettant d'accroître les capacités disponibles dès l'hiver passé. Ces évolutions conduisent à une forte augmentation des volumes retenus : environ 1000 MW de plus entre l'appel d'offres de 2022 et celui de 2021, qui était déjà en hausse de 700 MW par rapport

à 2020. Cette augmentation est liée aux modifications réglementaires apportées dès l'année dernière et maintenues en vigueur dans ce nouvel appel d'offres (notamment le maintien du plafond de prix à 60 k€/MW et la prolongation de l'éligibilité des sites supérieurs à 1 MW).

Pour autant, toute l'augmentation de la capacité soutenue ne correspond pas à des nouvelles capacités (la proportion de celles-ci parmi le volume retenu n'est pas encore précisément connue). RTE anticipe toutefois une hausse globale des volumes d'effacement disponibles par rapport à 2021, permise par l'appel d'offres.

2.4.4 Une très légère progression des batteries stationnaires

Le développement de batteries stationnaires raccordées au système électrique s'est accéléré depuis 2021, même si la puissance aujourd'hui installée reste relativement limitée (de l'ordre de 100 MW). Malgré le retard de certains projets lauréats du dernier appel d'offres long terme, le recensement de l'ensemble des demandes de raccordement

permet d'identifier entre 50 et 100 MW de projets de batteries qui devraient se raccorder au cours de l'hiver 2021-2022. Ces capacités fourniront de la réserve primaire et contribueront à libérer de la puissance disponible sur d'autres moyens de production (nucléaire notamment).

2.5 Une nouvelle interconnexion avec l'Italie, mais un incident sur l'une des liaisons avec la Grande-Bretagne

Les interconnexions jouent un rôle central dans le fonctionnement du système électrique européen et le maintien d'un haut niveau de sécurité d'approvisionnement. Leur développement, tant sur le plan des imports que des exports, joue un rôle de premier plan dans les analyses du Bilan prévisionnel et des études saisonnières de RTE.

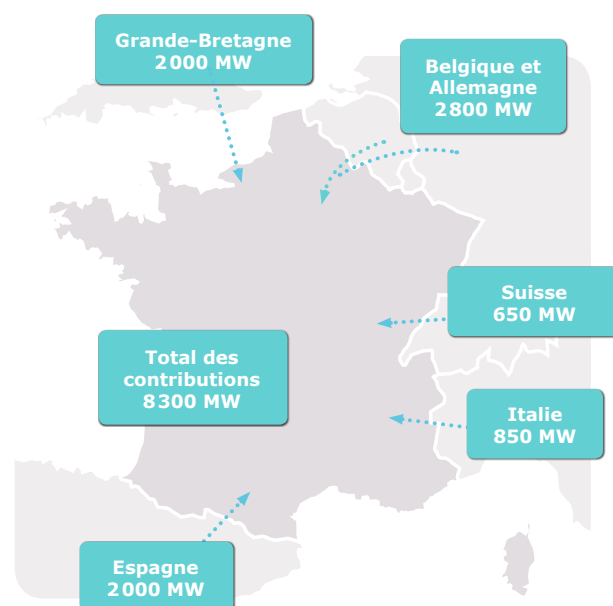
Après la mise en service en 2021 de l'interconnexion IFA2 (1 GW) avec la Grande-Bretagne et d'ouvrages favorisant les échanges avec la Belgique («transformateurs déphaseurs» au poste d'Aubange), une nouvelle liaison avec l'Italie (Savoie-Piémont) de 1,2 GW devrait prochainement entrer en service. Les tests techniques de cette dernière liaison sont en cours. Le planning courant de construction de l'interconnexion prévoit une mise en service partielle au plus tôt fin 2021 (à mi-capacité). Le calendrier complet sera suivi lors des réactualisations de décembre 2021 et de janvier 2022.

Par ailleurs, les essais et les autorisations préalables à la mise en service de la liaison Eleclink entre la France et la Grande-Bretagne (1 GW) ne sont pas encore achevés. L'interconnexion devrait être mise en service au cours de l'année 2022, vraisemblablement après l'hiver.

La capacité d'interconnexion de la France est toutefois affectée depuis plusieurs semaines par les conséquences d'un incendie dans une station de conversion située au sud-est de l'Angleterre survenu dans la nuit du 15 septembre. Cet incident a engendré l'indisponibilité de la première

interconnexion entre la France et la Grande-Bretagne (IFA1, de 2 GW). Alors que le premier câble (1 GW) est revenu en service à la fin du mois d'octobre, le second (1 GW) ne devrait pas être disponible *a minima* pour toute la durée de l'hiver.

Figure 8 Estimation des imports de la France en situation de tension¹⁴



14. La contribution des imports à la sécurité d'approvisionnement repose sur une simulation du fonctionnement du système électrique durant les périodes de défaillance au sens du Code de l'énergie, afin de déterminer le niveau des imports moyens.

LES RISQUES DE TENSION SUR L'APPROVISIONNEMENT

APPARAISSENT RELATIVEMENT FAIBLES D'ICI À LA FIN D'ANNÉE ET SERONT PRÉCISÉS AU COURS DE L'HIVER

D'ici à la fin d'année, l'analyse ne fait apparaître de risque de tension sur l'approvisionnement en électricité qu'en cas de conjonction de conditions défavorables portant sur la consommation et la production en France, et éventuellement dans les pays voisins (amenant à une réduction du potentiel d'imports). Plus précisément, les premiers risques de tension pourraient apparaître pour des températures inférieures aux normales de saison de l'ordre de 4 à 6 °C, ce qui semble toutefois peu probable à ce stade, les prévisions météorologiques à 45 jours étant en effet proches des normales de saison. Les niveaux induits de consommation devraient donc rester modérés.

Dans le même temps, la situation est sensible au retour effectif des réacteurs nucléaires selon le programme annoncé, bien que les niveaux prévisionnels de disponibilité restent proches des minima historiques.

Des risques de recours aux moyens «post marché» ne sont toutefois pas à exclure. Ces dispositifs concernent entre autres le service d'interruptibilité contractualisé avec certains grands consommateurs industriels, la baisse de la tension sur les réseaux de distribution, ou encore l'appel aux gestes citoyens, avant de procéder en dernier recours à des coupures ciblées de consommateurs. Il ne s'agit néanmoins en rien de situations dites de «black-out» impliquant une perte généralisée de l'alimentation électrique sur l'ensemble du territoire, mais de coupures séquencées et pilotées avec un impact localisé et limité dans le temps (2h au maximum), épargnant les consommateurs sensibles.

La survenue d'aléas défavorables imprévus (météorologiques ou techniques) ne se traduirait cependant pas par un recours systématique à ces dispositifs.

Ce pourrait être le cas dans l'hypothèse d'une vague de froid précoce (ce qui apparaît peu probable selon les prévisions météorologiques) conjuguée avec des situations de vent faible, induisant des marges d'exploitation réduites et une possible utilisation de ces moyens «post marché». *A contrario*, des facteurs de charge élevés pour l'éolien peuvent conduire à ne pas activer de moyens «post marché» dans des situations pourtant caractérisées par une forte consommation pour la saison (comme fin février 2018).

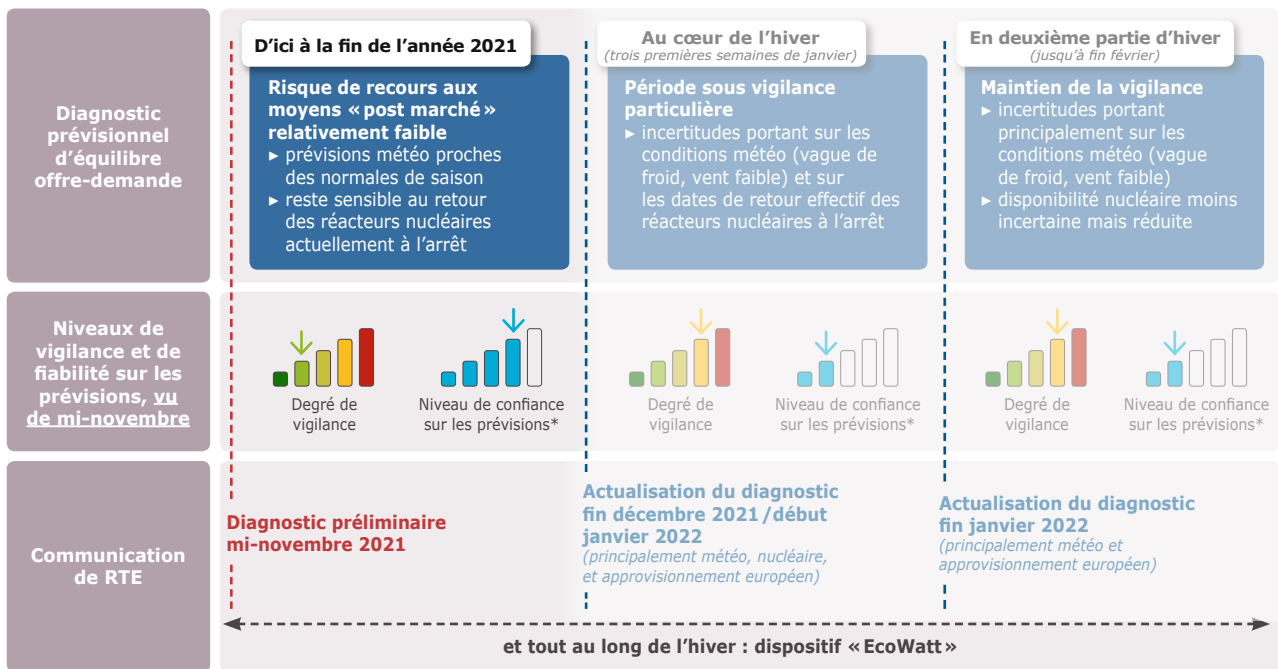
S'agissant du reste de l'hiver (janvier/février 2022), la situation de vigilance particulière identifiée dans le Bilan prévisionnel publié en mars 2021 est maintenue (cet hiver et le prochain, le critère de sécurité d'approvisionnement n'est pas respecté). La vision précise des conditions d'exploitation demeure encore entachée d'un certain nombre d'incertitudes qui pourront être clarifiées au fil de l'hiver. Elles concernent principalement les conditions météorologiques (c'est au cœur de l'hiver que la probabilité de survenue d'une vague de froid est la plus forte), la remise en service des réacteurs nucléaires actuellement à l'arrêt dans les temps prévus (cette incertitude porte davantage sur le mois de janvier que de février) et l'évolution de la situation énergétique en Europe. RTE prévoit donc d'actualiser et de préciser le diagnostic sur ces périodes à travers deux nouvelles publications fin décembre 2021/début janvier 2022 et fin janvier 2022, afin d'intégrer les dernières informations et prévisions disponibles.

Par ailleurs, contrairement à certains hivers passés, le risque local spécifique au quart nord-ouest de la France apparaît maîtrisé pour l'hiver 2021-2022. En effet, la bonne disponibilité de la

centrale de Flamanville (deux réacteurs disponibles jusqu’à fin janvier et un réacteur disponible en février) ainsi que la nouvelle interconnexion

IFA2 mise en service début 2021, permettent de fortement limiter les risques de déséquilibre entre la production et la consommation locales.

Figure 9 Évolution du risque sur l’équilibre offre-demande au cours de l’hiver



* Le niveau de confiance sur les prévisions dépend du degré global d'incertitudes sur les informations disponibles à mi-novembre. Ces incertitudes portent principalement sur les prévisions météorologiques, la disponibilité du parc nucléaire et l'approvisionnement européen.



Le réseau
de transport
d'électricité

RTE

Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,
92073 PARIS LA DEFENSE CEDEX
www.rte-france.com