



# Répercussions de la crise sanitaire

sur l'approvisionnement  
en électricité pour  
l'hiver 2020-2021

---

Analyses préliminaires



# Répercussions de la crise sanitaire

sur l'approvisionnement  
en électricité pour  
l'hiver 2020-2021

---

Analyses préliminaires

# SYNTHÈSE

---

La crise du coronavirus a momentanément ralenti le rythme de développement de nouvelles installations de production, ainsi que les activités de maintenance des centrales de production.

Ceci est notamment le cas pour les travaux programmés sur les réacteurs nucléaires. L'indisponibilité des réacteurs qui étaient à l'arrêt lorsque le confinement a été décidé, a donc été prolongée.

De plus, les protocoles sanitaires désormais en œuvre conduisent à augmenter la durée prévisionnelle des arrêts pour tous les réacteurs, *a minima* pendant l'année 2020.

Dans ces circonstances, EDF a annoncé le 16 avril une diminution très importante de son estimation de production nucléaire pour l'année 2020 (environ 300 TWh contre une cible de 375 à 390 TWh avant la crise Covid), ainsi que pour 2021 et 2022.

Dans le même temps, la consommation d'électricité a largement baissé avec la crise sanitaire et n'a aujourd'hui pas retrouvé son rythme nominal. Personne ne peut prédire avec certitude le calendrier, l'ampleur et la forme de la reprise, qui dépendra en premier lieu de la situation économique du pays.

Dans ces circonstances, les prévisions antérieures pour l'hiver 2020-2021 doivent être révisées.

RTE a réalisé, au cours des dernières semaines, une actualisation des prévisions pour l'hiver prochain. Beaucoup d'informations sont encore manquantes ou incertaines (durée effective des travaux de maintenance du parc, rythme de reprise de la consommation d'électricité, prévisions météorologiques) : cette étude ne constitue donc pas une

analyse saisonnière du « passage de l'hiver » à proprement parler. Elle fait office de point d'étape, pour informer l'ensemble des acteurs de la situation et donner un ordre de grandeur des enjeux et des leviers pour la traiter.

Cette étude préliminaire aboutit aux conclusions suivantes :

1. Une situation de vigilance particulière est anticipée pour l'hiver 2020-2021, en cas de confirmation de l'allongement de la durée d'arrêt pour maintenance des réacteurs nucléaires. Cette situation se traduira par une disponibilité du parc nucléaire historiquement faible à partir de cet été et jusqu'à l'hiver prochain au moins.
2. Au cours des mois d'avril et de mai, EDF a largement modifié son programme de maintenance des réacteurs. Ceci a constitué un levier particulièrement efficace pour réduire le risque pour l'hiver prochain, qui aurait été majeur sans action correctrice tenant compte de l'impact de la crise sanitaire. Dans ce cadre, la mise à l'arrêt préventive de certains réacteurs durant l'été (pour économiser du combustible et maximiser la disponibilité du parc sur l'automne et l'hiver prochain) a été décidée. Du point de vue de la sécurité d'alimentation, ce réaménagement est donc bienvenu. Il illustre l'intérêt d'exploiter les marges de manœuvre dans le positionnement des arrêts périodiques des réacteurs pour renforcer la sécurité d'alimentation, levier mentionné par RTE lors des Bilans prévisionnels 2018 et 2019.
3. Parmi les autres facteurs à prendre en compte pour l'hiver, les perspectives pour l'hydraulique sont aujourd'hui favorables, avec un stock

accumulé dans les barrages de montagne qui se situe aujourd'hui au plus haut de ces dix dernières années. Ceci ne préjuge toutefois pas du stock qui sera disponible à l'automne. Pour le reste du parc (thermique, renouvelables), les perspectives sont stables par rapport à celles de l'an passé.

4. Le risque mis en avant pour l'hiver prochain consiste en la possibilité d'activer de manière graduée des moyens post marché (gestes citoyens, interruptibilité de grands consommateurs industriels sélectionnés à cet effet, ou baisse de la tension sur les réseaux de distribution), et en dernier recours des coupures ciblées (délestage). En revanche, la moindre disponibilité du parc de production ne conduit pas à un risque de «blackout» – c'est-à-dire de rupture d'alimentation non contrôlée pour le pays tout entier.
5. Le caractère particulier du prochain hiver se manifeste de plusieurs façons. D'une part, la situation de vigilance débutera dès le milieu de l'automne (et non pas en décembre comme c'est le cas habituellement). À partir de fin octobre 2020 et jusqu'en décembre, une vague de froid précoce serait en situation de conduire à des déséquilibres. Pour traiter cette situation, le levier le plus efficace consiste à réduire l'allongement de la durée d'arrêt des réacteurs, dont beaucoup doivent être remis en service entre fin septembre et novembre. Ainsi, même des gains faibles sur les durées de remise en service (une semaine de mieux de que l'hypothèse normative d'allongement de la durée d'arrêt des réacteurs actuellement considérée par EDF) suffisent à améliorer la situation de manière substantielle.
6. Pour le mois de janvier 2021, les actions entreprises sur le parc nucléaire ont permis de rapprocher sa disponibilité de celle anticipée dans le Bilan prévisionnel 2019, même si elle devrait rester légèrement inférieure. Le mois de janvier étant celui où une vague de froid a le plus de chances d'intervenir, une programmation des arrêts visant à maximiser le productible en janvier est, dans tous

les cas, l'option la plus favorable pour la sécurité d'alimentation.

7. En février 2021, la disponibilité du parc diminuera de nouveau, du fait de la programmation d'arrêts n'ayant pu être réalisés plus tôt et dont le report ne peut être envisagé faute de combustible restant. Ceci conduit à un risque plus élevé que les hivers précédents en cas de vague de froid sur cette période.
8. Les situations de risques identifiées ne sont pas les plus probables : en majorité, les configurations étudiées ne conduisent pas en effet à un problème d'équilibre offre-demande. Si les températures sont proches des normales de saison ou légèrement inférieures, le système électrique sera exploité sans difficulté.
9. Ces études ont été menées en considérant une perspective légèrement baissière de la consommation d'électricité par rapport à son niveau d'avant-crise, et un potentiel d'import qui devrait être en légère augmentation (avec la mise en service attendue de l'interconnexion IFA 2).
10. Les effacements de consommation, la mobilisation du potentiel d'efficacité dans le secteur tertiaire ou la participation active des citoyens en situation de risque, constituent autant de leviers pour améliorer la situation. Le ministère de la Transition écologique et solidaire et RTE ont recensé un certain nombre d'actions susceptibles d'être mises en œuvre d'ici l'hiver et de contribuer à sécuriser l'alimentation électrique.

L'évolution des éléments clés de l'étude (planning nucléaire et consommation) sera suivie tout l'été 2020 afin de définir les hypothèses prises en compte dans l'étude définitive du passage de l'hiver qui sera publiée à l'automne 2020.

Dans le même temps, RTE engage la concertation sur la révision annuelle du Bilan prévisionnel, qui porte non seulement sur le prochain hiver, mais aussi sur les dix prochaines années.

# LA MÉTHODE

*Avertissement : les données et hypothèses utilisées dans cette étude sont fondées sur des projections de l'influence de la crise sanitaire sur la production et la consommation d'électricité à moyen terme, dans une situation encore très évolutive et non stabilisée. L'étude ne constitue pas une analyse saisonnière du « passage de l'hiver », mais un point d'étape visant à informer l'ensemble des acteurs de la situation, de la nature des enjeux pour l'hiver prochain, et des leviers pour remédier à certains risques.*

Pour tenir compte de l'incertitude inhérente à certains paramètres clés (conditions météorologiques, fonctionnement des centrales, etc.), les analyses réalisées par RTE pour évaluer la sécurité d'approvisionnement sont probabilistes.

Les résultats sont exprimés sous forme d'indicateurs statistiques (moyenne, probabilité à une chance sur dix) de milliers de simulations réalisées pour chaque heure de l'année. Le périmètre géographique analysé intègre la quasi-totalité de l'Europe pour tenir compte du fonctionnement interconnecté du système. Dans ce type de simulation, l'incertitude principale concerne la température (dans une moindre mesure, le vent).

Ces analyses dépendent également de paramètres structurels, comme la consommation (niveau et structure), le parc de production en France et en Europe, et les interconnexions. Parmi ces facteurs, la consommation et la disponibilité du parc nucléaire sont ceux qui sont de premier ordre pour un pays comme la France.

Les risques sont évalués au regard de la « défaillance » au sens de la loi française, c'est-à-dire une exploitation dégradée mais maîtrisée du système électrique. **Il ne s'agit en rien de situations de « blackout »** impliquant une perte généralisée de l'alimentation électrique sur le territoire (« la France entière dans le noir »).

Les situations de défaillance peuvent n'avoir aucune conséquence perceptible par les citoyens. Elles conduisent en effet en premier lieu à activer les « moyens post marché », dont les deux principaux sont l'interruptibilité des grands industriels rémunérés à cet effet, et la baisse de la tension sur les réseaux de distribution. Le délestage, c'est-à-dire l'interruption ciblée de consommateurs non-prioritaires, représente une solution de dernier recours. Il consiste en des coupures tournantes organisées et d'une durée maximale continue fixée aujourd'hui à 2 heures. La procédure de délestage est commandée par RTE et réalisée en lien avec les distributeurs concernés et les autorités préfectorales.

**Figure 1.** Illustration des différents leviers disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande et éviter le recours aux coupures de consommation



# LES CONSÉQUENCES DE LA CRISE SANITAIRE SUR LA CONSOMMATION

---

Au plus fort de la crise (deuxième et troisième semaines de confinement), les mesures de confinement ont pu entraîner un impact sur la consommation d'électricité supérieur à 15%, toutes choses étant égales par ailleurs (consommation à conditions météorologiques équivalentes). Cet impact s'est par la suite réduit sur les semaines suivantes, du fait d'une reprise partielle de l'activité, notamment dans le secteur industriel. À fin avril, l'impact estimé sur la consommation d'électricité nationale n'était plus que de l'ordre de 10%.

Les premiers éléments d'analyse publiés par RTE dès le mois d'avril ont montré que les secteurs les plus touchés étaient la grande industrie, notamment l'automobile, la sidérurgie et les matériaux, et les transports ferroviaires. *A contrario*, la consommation du secteur résidentiel a très légèrement augmenté durant le confinement, du fait d'une présence plus importante à domicile.

Une variation de la consommation d'électricité telle que celle observée durant le confinement, sur un laps de temps aussi court, est inédite. Lors de la crise économique de 2008-2009, la contraction de la demande s'était étalée sur le temps long, avait atteint au maximum -5% d'une année sur l'autre. À l'issue de cette crise économique, la consommation d'électricité du secteur industriel n'avait pas retrouvé son niveau antérieur, confirmant la disparition d'une partie du potentiel productif en France à cette époque.

Fin mai et début juin, l'impact de la crise sanitaire Covid sur la consommation d'électricité était en cours d'atténuation avec la levée progressive des restrictions de circulation et la réouverture de certains commerces, mais la consommation restait significativement en deçà du niveau attendu

en l'absence de crise sanitaire (de l'ordre de 7-8% inférieure). L'évolution de la consommation au cours des prochains mois et la possibilité de revenir à un niveau nominal d'avant-crise demeurent ainsi à date très incertaines.

**Vu d'aujourd'hui, RTE estime que les incertitudes sur le rythme effectif de reprise de la consommation sont de nature à entraîner une variation de la consommation annuelle d'une quinzaine de térawattheures sur la période comprise entre juillet 2020 et juin 2021.**

La concertation sur la mise à jour du Bilan prévisionnel portera en particulier sur la réévaluation des scénarios de consommation pour les prochaines années, qui dépend fortement de l'activité économique. Ce travail conduira notamment à consulter les différentes fédérations industrielles pour intégrer précisément leur plan de reprise de charge et ses adaptations possibles. En effet, la dynamique de l'industrie apparaît très hétérogène, certains secteurs ayant été particulièrement marqués (automobile par exemple) tandis que d'autres sont dynamiques (papier-carton).

**En l'absence de consensus sur la forme de la reprise, RTE estime que l'incertitude sur le niveau moyen de consommation se traduit par une incertitude de l'ordre de 3 GW sur la consommation à la pointe.**

Les simulations restituées dans ce document ont été réalisées en considérant que la crise impacterait pour l'essentiel le secteur industriel et commercial. Pour rendre compte d'une possible généralisation du télétravail, une très légère augmentation de la prévision pour le secteur résidentiel a également été modélisée.

# LES CONSÉQUENCES DE LA CRISE SANITAIRE SUR LA PRODUCTION

## Sur le parc nucléaire

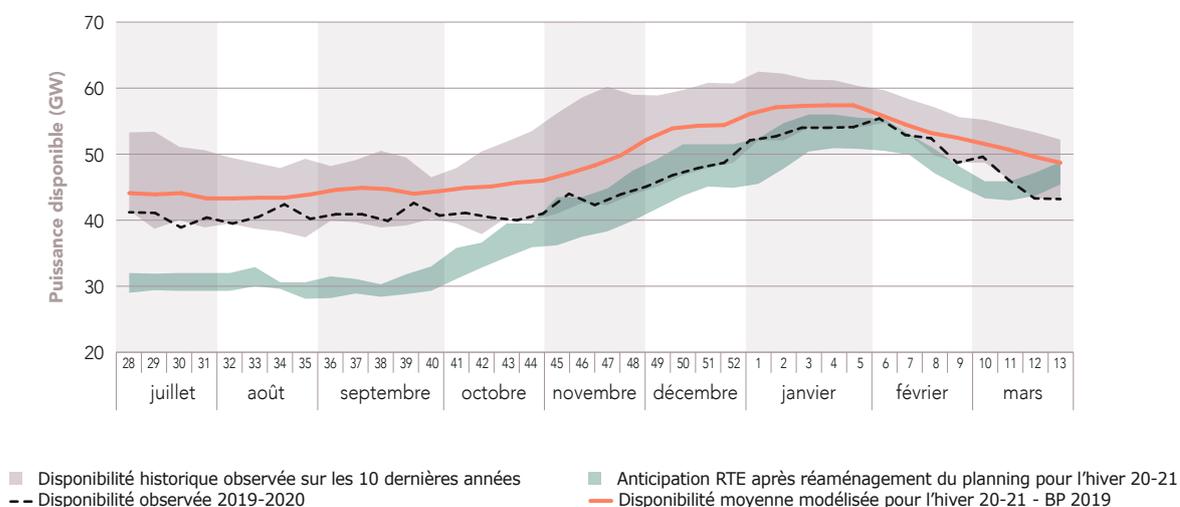
La crise sanitaire a conduit à l'interruption de chantiers de maintenance des réacteurs nucléaires, et donc à allonger les arrêts en cours à la mi-mars et à différer ceux prévus les semaines suivantes. Les nouveaux protocoles sanitaires vont également ralentir certaines opérations prévues au cours des prochains mois.

EDF a transmis à RTE à partir de mi-avril une première estimation de l'impact de la crise sanitaire sur le fonctionnement prévisionnel du parc nucléaire en 2020. Ces informations font état d'allongements importants de la durée de tous les arrêts programmés au cours de l'année 2020. Depuis, EDF a engagé une optimisation du planning de maintenance afin d'améliorer la disponibilité

du parc nucléaire pour la prochaine saison froide. Différents ajustements du planning ont été déclarés dans les registres de transparence.

Face à cette situation évolutive, RTE a réalisé une étude prévisionnelle en analysant plusieurs scénarios, sur la base des informations transmises par EDF sur le parc nucléaire, d'une vision consolidée du reste du parc, des capacités de production dans les pays voisins, et d'une première analyse sur la consommation. Cette étude est préliminaire (elle n'a pas été réalisée à l'issue du cycle classique de concertation sur les hypothèses et le cas de base) et ne se substitue pas au prochain Bilan prévisionnel et à l'étude saisonnière du passage de l'hiver, qui seront présentés à l'automne.

**Figure 2.** Disponibilité anticipée du parc nucléaire par rapport à l'historique et à la projection antérieure au COVID



Ces scénarios intègrent un principe d’allongement systématique pour les arrêts programmés, se montant au total à :

- ▶ 2 à 3 mois pour les visites décennales (VD), qui concernent 6 réacteurs cette année (Bugey 2, Chooz 1, Nogent 2, Belleville 1, Chinon 4 et Bugey 4),
- ▶ 2 à 3 mois pour les visites partielles (VP),
- ▶ 1 à 2 mois pour les arrêts pour simple rechargement (ASR).

Ces scénarios intègrent des mises à l’arrêt préventives pour économie de combustible qui sont

la conséquence des reports d’arrêts de certains réacteurs à 2021 afin de garantir une disponibilité à l’hiver.

Les différentes trajectoires de disponibilité du nucléaire envisagées concordent pour identifier une forte diminution de la disponibilité du parc à partir de juin 2020, s’accroissant en septembre-octobre. En novembre-décembre, quels que soient les scénarios, la disponibilité du nucléaire sera inférieure à celle anticipée dans le Bilan prévisionnel 2019, qui lui-même était fondé sur un principe de prudence par rapport au planning d’EDF.

## Sur le parc hydraulique

**Les perspectives pour l’hydraulique sont favorables, avec un stock – accumulé dans les barrages de montagne – qui se situe aujourd’hui au plus haut de ces 10 dernières années.** Cette situation résulte d’une gestion a priori prudente du stock par les exploitants et de sa moindre sollicitation du fait de la diminution de la consommation. Il est difficile de modéliser précisément son évolution au cours des prochains mois du fait du caractère atypique de la situation

(la consommation est plus faible, mais la disponibilité du nucléaire va également baisser et conduire à davantage solliciter l’hydraulique et les moyens thermiques) et des incertitudes sur la pluviométrie. Il est donc trop tôt pour considérer que la situation sera aussi favorable à l’entrée de l’automne. **Dans le cas où les stocks seraient encore très élevés en octobre, il en résulterait un effet positif sur les marges qui améliorerait la situation présentée dans cette note.**

## Sur le parc thermique

**Il n’existe pas, à ce stade, d’alerte sur la disponibilité du parc de production thermique** (pas de période de maintenance particulièrement contrainte pour les centrales au gaz, les turbines à combustion

fioul et gaz, et les centrales au charbon). Dans un contexte de faible disponibilité du parc nucléaire, ces moyens thermiques devraient être davantage sollicités dans le cadre des marchés de l’électricité.

## Sur l’éolien et le solaire

Pour ce qui concerne le parc de production éolien et solaire, RTE anticipe un rythme de mise en service légèrement plus faible qu’anticipé. S’agissant du solaire, ce ralentissement conjoncturel a peu d’influence sur la sécurité d’alimentation. Pour l’éolien, l’influence demeure marginale à un horizon de quelques mois.

Au delà des STEP, les dispositifs de stockage sont aujourd’hui peu nombreux. Les volumes attendus au cours des prochains mois ne conduisent pas à modifier ces perspectives.

# L'ÉVOLUTION DU CAS DE BASE POUR TENIR COMPTE DE LA CRISE COVID

---

Les éléments présentés dans les parties précédentes conduisent à une situation différente de celle décrite dans le cas de base du Bilan prévisionnel 2019.

Pour évaluer l'ordre de grandeur et qualifier la nature du risque et son évolution par rapport aux dernières perspectives nationales, RTE a réalisé des études complémentaires. Les résultats présentés dans ce document sont articulés autour de l'un des scénarios simulés (scénario « intermédiaire post-COVID »), considéré comme représentatif des enjeux auxquels fait face le système électrique pour l'hiver prochain.

Ce scénario intègre en effet la perspective d'une situation économique dégradée conduisant à une réduction de la consommation d'électricité, une perturbation persistante du programme de maintenance des réacteurs conduisant à réduire la disponibilité du parc nucléaire, ainsi que le réaménagement du planning de maintenance annoncé par EDF mi-avril. Concrètement, il a été construit en prenant pour hypothèse :

1. des durées d'allongement des travaux normatives pour toute l'année 2020 correspondant aux premières anticipations d'EDF et à la démarche prudente adoptée par RTE depuis les derniers Bilans prévisionnels ;
2. une large reprogrammation du planning de maintenance des groupes nucléaires par rapport au planning prévu début mars 2020, ayant conduit en particulier à décaler ou supprimer des arrêts prévus à l'automne et à l'hiver 2020-2021 pour une dizaine de réacteurs (voir tableau 1).
3. une augmentation de la capacité d'import depuis le Royaume-Uni avec la mise en service d'une nouvelle interconnexion (IFA 2) et une vision réaliste de la faculté à importer depuis les pays voisins en situation tendue ;
4. une évolution de la consommation d'électricité en volume et en structure, se traduisant par une diminution pour l'industrie et le tertiaire (-3% par rapport à l'an passé), et une légère augmentation pour le résidentiel sous l'effet d'un recours accru au télétravail.

Perspectives pour l'hiver 2020-2021

	Avant la crise Covid-19 : Bilan prévisionnel 2019	Suite à la crise Covid-19 : actualisation préliminaire	Actions/leviers complémentaires
<b>Demande</b>	 Consommation (rythme annuel) <b>478 TWh</b>	 <b>468 TWh</b> Baisse de la consommation de l'ordre de 2%	Gestes citoyens (EcoWatt) Maîtrise de la demande
	 Effacements <b>2,9 GW</b> Maintien du gisement actuel		Mobilisation supplémentaire +1 GW
<b>Nucléaire</b>	 Parc de production Capacité maximale de 61,2 GW, inclut la fermeture des 2 réacteurs de Fessenheim <b>2020</b>		Configurations favorables sur le réaménagement des plannings et la durée des arrêts
	 Modélisation de la disponibilité Planning des VD avec allongement moyen de 2 mois Modélisation probabiliste des VP, ASR, autres arrêts et fortuits Allongement sur tous les VD, VP et ASR (+1 à 3 mois) + Réaménagement du planning d'arrêts Modélisation probabiliste des autres arrêts et fortuits		
	 Indisponibilités spécifiques Intégration des arrêts longs pour les réacteurs de Flamanville 1 et 2 et Paluel 2		
<b>EnR</b>	 Énergies renouvelables <b>Éolien : +1400 MW</b> <b>Solaire : +750 MW</b>	<b>Légère révision à la baisse</b>	
<b>Therm.</b>	 Thermique fossile <b>Stable</b>		
<b>Interconnexions</b>	 Interconnexions existantes <b>Des capacités d'import existantes maintenues par rapport à l'hiver précédent</b>		
	 Nouvelles liaisons Pas de mise en service Mise en service de IFA 2 au cours de l'hiver		

# LES TENDANCES POUR L'HIVER PROCHAIN

## Une situation de vigilance particulière

Les perspectives réactualisées pour l'hiver 2020-2021, présentées dans ce document, sont dégradées par rapport au cas de base du Bilan prévisionnel 2019.

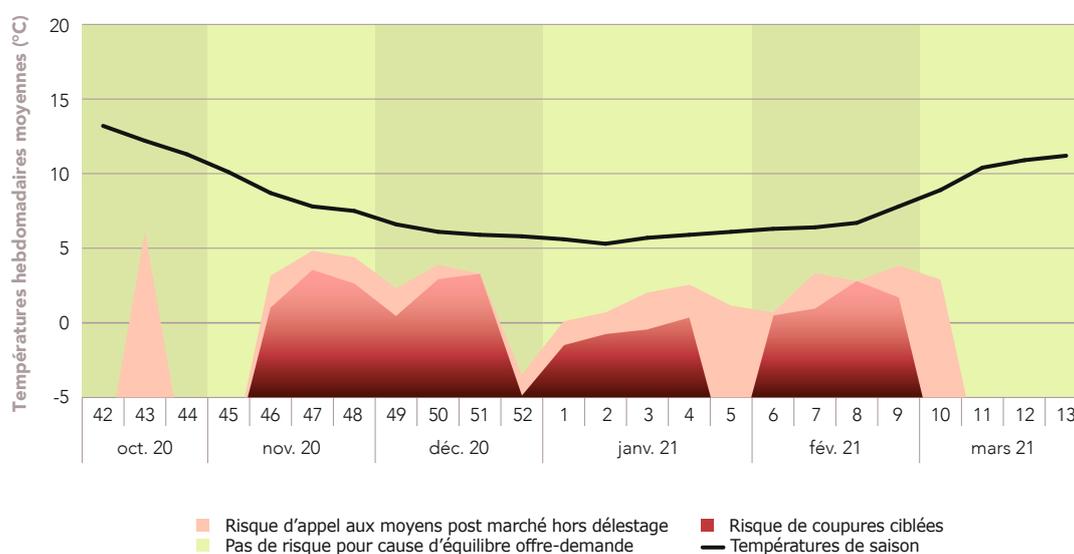
Dans le type de scénario présenté aux pages 10 et 11, l'espérance d'appel aux « moyens post marché » est de l'ordre d'une dizaine d'heures.

Cette situation est néanmoins bien plus favorable que celle identifiée avant la mise en place des leviers sur le planning d'arrêt des réacteurs nucléaires. La reprogrammation des arrêts engagée par EDF depuis mi-avril produit ainsi des effets notables sur tout l'automne et le début de l'hiver.

Elle se rapproche, même si elle demeure légèrement plus défavorable à ce stade, de celle des hivers 2016-2017 et 2019-2020, qui avaient également été marqués par de fortes indisponibilités du parc nucléaire. Sauf évolution très favorable du rythme de travaux ou du nombre d'arrêts fortuits, un écart de plusieurs gigawatts demeure néanmoins par rapport aux références des derniers hivers.

**Dans cette situation, le risque d'appel aux moyens post marché interviendrait pour des températures de l'ordre de 3 à 7°C en dessous des normales de saison.** Avec des températures proches des normales de saison ou inférieures de

**Figure 3.** Évaluation du risque sur l'équilibre offre-demande en fonction des semaines et de la température



quelques degrés seulement, le risque d'appels aux moyens post marché ne pourrait être exclu, mais celui de délestage serait largement éloigné.

D'un point de vue opérationnel, trois facteurs détermineront en pratique si le risque se matérialise ou pas : (1) la situation météorologique (en particulier la température), (2) le rythme effectif de retour des réacteurs, et (3) le rythme de reprise de la consommation.

## Une situation atypique

Dans un système respectant globalement, sur le temps long, le critère prévu par la réglementation (espérance d'appel aux moyens post marché de 3 heures), le risque de déséquilibre n'est par définition pas nul. Il est en revanche fortement concentré sur l'hiver, et en particulier sur le mois de janvier (et dans une moindre mesure, février et décembre). C'est en effet au cœur de l'hiver que la probabilité de survenue d'une vague de froid est la plus forte.

L'hiver prochain, la situation de vigilance débutera plus tôt, dès le milieu de l'automne. C'est durant cette période que la remise en service de nombreux réacteurs nucléaires est attendue. Les situations de déséquilibres identifiées correspondent ainsi à la concomitance entre une faible disponibilité du nucléaire et une vague de froid précoce pour la saison.

Il sera possible d'avoir une meilleure information sur le rythme de reprise de la consommation et de retour des réacteurs nucléaires fin septembre : les perspectives pour l'hiver devront être actualisées à cette échéance. S'agissant des informations sur la météo, celles-ci sont typiquement connues de façon fiable avec un préavis d'une à deux semaines. Les risques de recours aux moyens post marché sont donc surveillés tout au long de l'hiver en fonction des prévisions météorologiques les plus récentes.

Ainsi, les situations de vigilance interviendraient à des niveaux de consommation plus faibles qu'à l'accoutumée. En cas de températures fraîches en novembre par exemple, la consommation peut atteindre des niveaux de l'ordre de 80-83 GW en fin de mois (des niveaux supérieurs, comme en 2010 où la consommation avait dépassé 90 GW, sont exceptionnels).

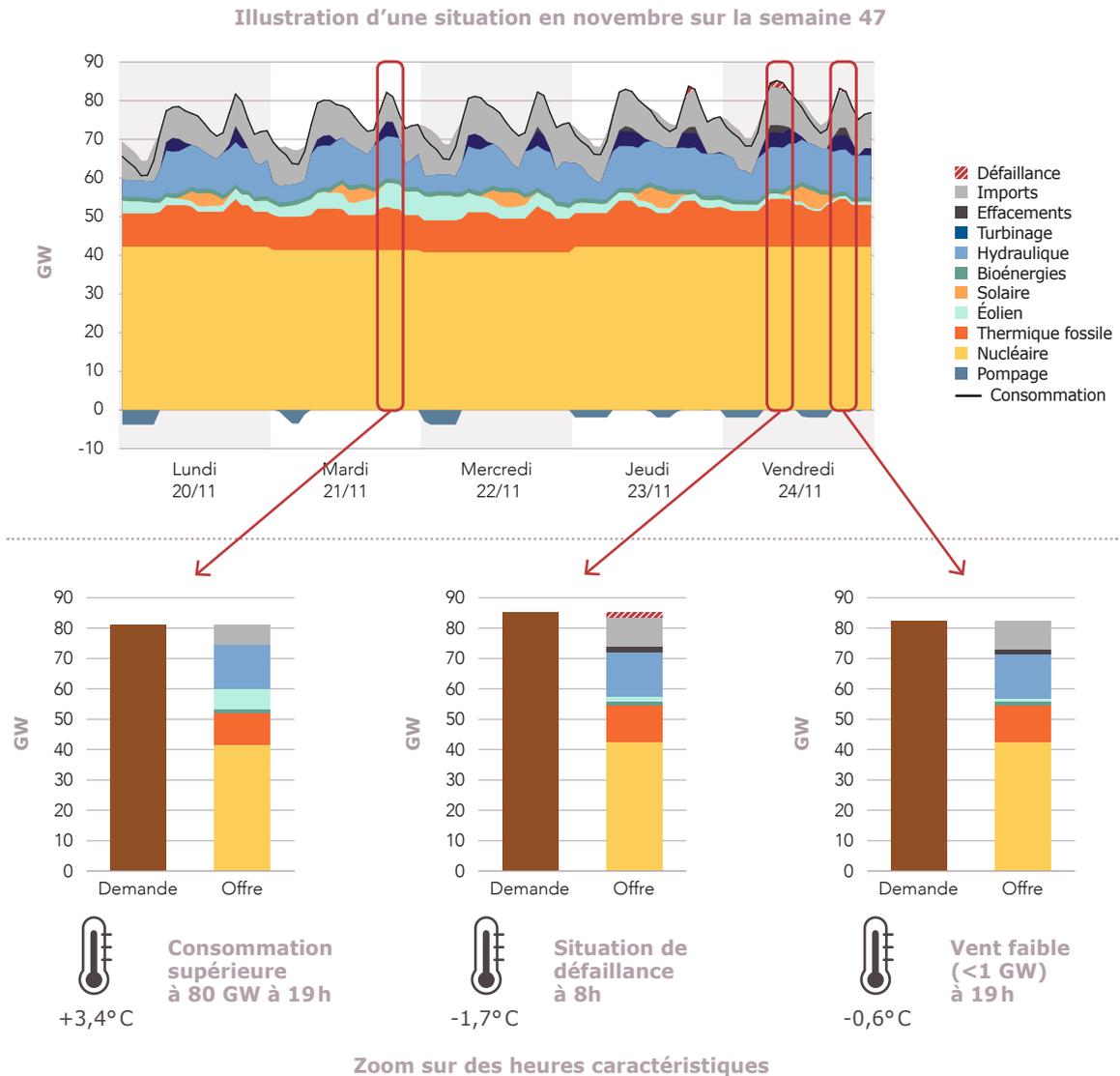
Pour traiter cette situation, le levier le plus efficace consiste à réduire l'allongement de la durée d'arrêt des réacteurs, dont beaucoup doivent être remis en service entre fin septembre et novembre. Ainsi, même des gains faibles sur les durées de remise en service (par exemple, une semaine de mieux par rapport à l'hypothèse normative d'allongement de la durée d'arrêt des réacteurs actuellement considérée par EDF) suffisent à améliorer la situation de manière substantielle.

## Une situation qui pourrait conduire à solliciter l'ensemble du parc de production et les effacements

Pour alimenter toute la consommation dans ces configurations, la mobilisation de l'ensemble du parc de production et les effacements de consommation devrait être plus fréquente qu'à l'accoutumée, en plus des imports. Le fonctionnement des moyens thermiques et la sollicitation des effacements sont ainsi attendus à la hausse par rapport aux perspectives dressées, pour l'hiver 2020-2021, dans le Bilan prévisionnel 2019.

L'utilisation de moyens post marché serait notamment possible si les températures froides se conjuguent avec des situations de vent faible conduisant à un faible facteur de charge pour l'éolien. A *contrario*, des facteurs de charge élevés pour l'éolien peuvent conduire à ne pas activer de moyens post-marchés dans des situations pourtant caractérisées par une forte consommation pour la saison (comme fin février 2018).

**Figure 4.** Fonctionnement du système électrique sur une semaine



Les enjeux de l'exploitation du système au cours du prochain hiver peuvent être représentés au travers d'une semaine spécifique de fin novembre, qui serait caractérisée par une situation de froid et par une variabilité de la production éolienne, en plus d'une faible disponibilité du parc nucléaire (inférieure à 43 GW).

Avec une consommation élevée pour la saison, atteignant 80 GW aux heures de pointe, l'ensemble des moyens de production seraient sollicités à hauteur du potentiel technique. Les

effacements de consommation seraient déclenchés le matin et le soir. La France serait en situation d'import, dans le cadre du fonctionnement normal des marchés de l'électricité.

Dans ces situations, des périodes d'appels aux moyens post marché peuvent malgré tout intervenir. Dans l'exemple présenté ci-dessus, ces périodes restent néanmoins limitées en durée et en volume et ne conduisent pas à recourir au délestage de consommateurs.

## Une évaluation qui doit encore être affinée

**Les hypothèses sur les reprises des activités de maintenance ont été affinées pour chaque réacteur, et elles devront désormais être confrontées à la réalité de la reprise des travaux.**

La situation d'exploitation à laquelle RTE fera face à l'automne sera par définition différente de celle qui résulte des plannings fournis à date par EDF. Il conviendra d'observer mois par mois l'évolution de la disponibilité du parc : **le diagnostic sur un hiver donné étant très sensible aux hypothèses sur le parc nucléaire, toute évolution de la durée d'arrêt peut encore conduire à une forte évolution dans un sens comme dans l'autre.**

Ainsi, un suivi particulier des perspectives de remise en service de trois réacteurs faisant l'objet d'arrêts longs et atypiques (Flamanville 1, Flamanville 2, Paluel 2) devra être réalisé. Des allongements supplémentaires, sur ces réacteurs, conduiraient en effet à une dégradation des marges.

*A contrario*, dans l'hypothèse où tous les réacteurs rentreraient en service une semaine plus tôt que les nouvelles échéances annoncées, le risque évalué dans cette note serait largement réduit sur la seconde partie de l'automne.

## Le lancement de la concertation

Les perspectives présentées dans ce document seront affinées régulièrement avant l'hiver prochain.

**RTE lance en juin 2020 les travaux de concertation pour l'élaboration du prochain Bilan prévisionnel, qui portera sur les 10 prochaines années.**

Ces études viseront notamment à analyser l'influence des nouvelles perspectives de production nucléaire sur l'équilibre offre-demande les hivers au-delà de 2021, dans un contexte de fermeture des centrales au charbon et de mise en œuvre de la PPE.

# L'INFLUENCE DU RÉAMÉNAGEMENT DU PLANNING NUCLÉAIRE

À la suite du rapport remis au Ministre en charge de l'énergie le 3 avril 2019, RTE a systématisé dans le Bilan prévisionnel 2019 l'analyse des leviers pour améliorer la sécurité d'alimentation.

L'un de ces leviers porte sur le parc de production, et notamment le placement et des arrêts des réacteurs nucléaires. Les études préalablement

publiées par RTE mentionnaient particulièrement les visites décennales, du fait de leur longueur et de leur caractère structurant.

Au cours du printemps, le réaménagement réalisé par EDF a illustré les gains associés à des réaménagements, mais également ses conséquences.

## Le réaménagement du printemps 2020

**Le réaménagement du programme d'arrêt des réacteurs nucléaires mis en œuvre entre mi-avril et mi-mai a permis de gagner 6 à**

**7 GW de marges en novembre-décembre, et presque 3 GW en janvier.** Ainsi, avant réaménagement du planning, le déficit de disponibilité du

**Tableau 1.** Aménagements sur le planning de maintenance du parc nucléaire mis en œuvre entre mi-avril et mi-juin 2020

Réacteur	Type d'arrêt	Positionnement suite à la crise COVID et avant réaménagement	Réaménagement	Conséquences
BUGEY 4	VD	Fin octobre 2020 Durée ~8 mois	Report VD à fin novembre 2020	Décalage de l'arrêt de Bugey 5 (cf. ci-dessous)
BUGEY 5	Travaux	Début novembre 2020 Durée ~2 semaines	Report arrêt à début mars 2021	
CATTENOM 3	VD	Début février 2021 Durée ~6 mois	Report VD à mi-février 2021	
CHINON 2	VP	Mi-octobre 2020 Durée ~4,5 mois	Report VP à début février 2021	
CHOOZ 2	ASR	Fin octobre 2020 Durée ~2 mois	Report ASR à début février 2021	Arrêt pour économie de combustible (~4 semaines) d'ici février 2021
CIVAUX 2	VP	Début octobre 2020 Durée ~4,5 mois	Report VP à début février 2021	Arrêt pour économie de combustible (~7 semaines) d'ici février 2021
CRUAS 1	ASR	Début novembre 2020 Durée ~2 mois	Suppression ASR	Arrêt pour économie de combustible (~1 semaine) d'ici février 2021
DAMPIERRE 1	ASR	Début septembre 2020 Durée ~2 mois	Suppression ASR	Arrêt pour économie de combustible (~26 semaines) d'ici février 2021
DAMPIERRE 3	ASR	Mi-octobre 2020 Durée ~2 mois	ASR avancé à mi-septembre 2020	
GRAVELINES 5	VP	Début novembre 2020 Durée ~4,5 mois	Report VP à début février 2021	
SAINT-LAURENT 2	VP	Début janvier 2021 Durée ~3 mois	Report VP à fin février 2021	

parc nucléaire pouvait certaines semaines atteindre 15 GW par rapport à la situation envisagée avant la crise sanitaire (situation qui était elle-même « équilibrée » par rapport au critère réglementaire des 3 heures de défaillance).

**Sans ce réaménagement, le risque sur la sécurité d'approvisionnement aurait été majeur, avec l'apparition d'un risque dès les normales de saison.** Une telle situation aurait été sans commune mesure avec les précédents épisodes de

tension du système en hiver (notamment 2016-2017 ou 2019-2020) et ne pouvait s'apparenter qu'à celle de la canicule de 2003).

Les leviers consistent à avancer ou à reporter certaines visites programmées, après accord de l'Autorité de sûreté nucléaire, pour maximiser la disponibilité du parc nucléaire lors de l'hiver. Cela nécessite, pour certains réacteurs, une mise à l'arrêt préventive durant l'été pour économiser du combustible.

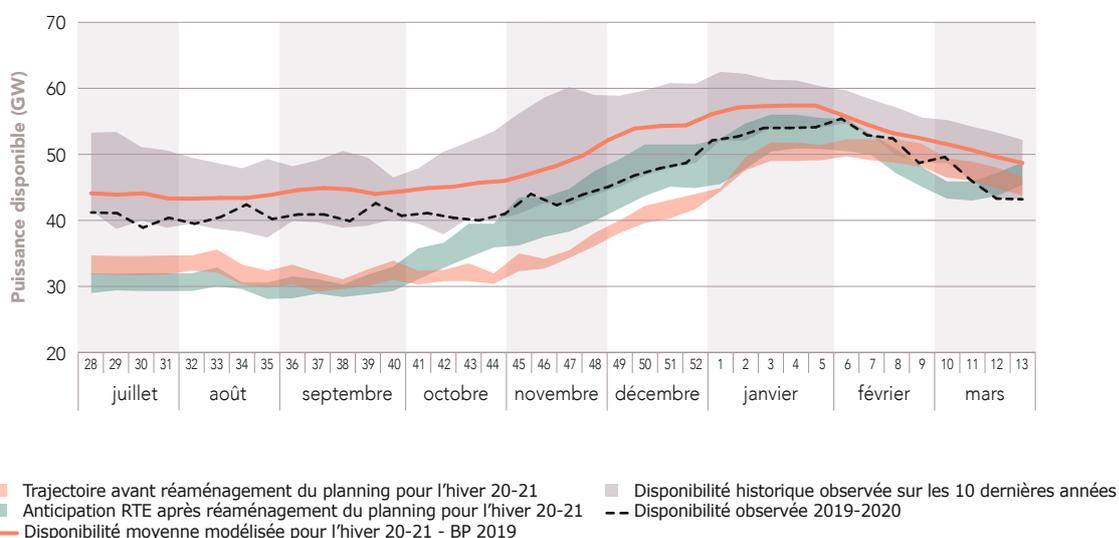
## Les conséquences pour l'été

**Conséquence du réaménagement du planning d'arrêt, le parc nucléaire sera moins disponible au cours de l'été et en début d'automne.** Les analyses prévisionnelles réalisées sur l'été (voir le « passage de l'été » publié par RTE le 11 juin 2020) montrent que la France pourrait alors se trouver en situation d'importer du courant dans certaines situations (par exemple en cas de canicule), **mais sans engendrer de risque de délestage durant l'été.** Certains des leviers

activés par EDF présentent une forme de réversibilité : les réacteurs mis à l'arrêt de manière préventive pour économiser du combustible cet été pourront être redémarrés en cas de tension spécifique sur l'équilibre offre-demande durant la période estivale.

Dès lors, **l'analyse technique conduit clairement à privilégier la disponibilité des réacteurs durant l'hiver par rapport à l'été.**

**Figure 5.** Influence du réaménagement du planning sur la disponibilité du parc nucléaire



# LES LEVIERS SUR LA CONSOMMATION : EFFACEMENTS, CIBLAGE DE CERTAINS USAGES ET GESTES CITOYENS

---

**RTE a publié, dans le dernier Bilan prévisionnel, une liste des leviers d'action structurels sur la consommation.** Ces leviers étaient pensés par rapport à l'échéance 2022, dans l'optique de la fermeture des centrales au charbon, et une partie d'entre eux ne peuvent pas produire d'effet significatif pour l'hiver prochain.

À une distance de quelques mois, trois types d'actions peuvent avoir un impact sur la consommation :

(i) le développement des effacements de consommation dans le cadre des mécanismes de marché, (ii) le ciblage de certains usages susceptibles d'être interrompus en situation de tension sous réserve d'une mobilisation de grands bailleurs, organismes publics ou exploitants de surfaces commerciales (publicité lumineuse, éclairage des bureaux inoccupés, etc.) et (iii) l'appel aux gestes citoyens.

## Les effacements de consommation

S'agissant de la mobilisation accrue du potentiel d'effacement de consommation, il s'agit d'un levier qui peut contribuer à réduire le risque. Les dernières évaluations réalisées par RTE montrent que la fiabilité des effacements s'est largement accrue depuis la mise en place du «paquet fiabilité» de 2016-2017 : la fiabilité atteint aujourd'hui des niveaux satisfaisants en moyenne, même si une forte variabilité des résultats activation par activation est toujours notée.

**Le potentiel d'effacement est aujourd'hui d'environ 3 GW en France. RTE estime possible de mobiliser de l'ordre de 1 GW supplémentaire pour l'hiver prochain.**

Cette mobilisation passe par le bon fonctionnement des mécanismes existants (mécanisme de capacité, appel d'offres effacements, effacements tarifaires) et par leur renforcement. Un ensemble d'actions est annoncé par le MTES.

## Le ciblage de certains usages en situation de tension

Certaines formes de consommation d'électricité (publicité lumineuse, éclairage des devantures de magasin ou des bureaux inoccupés, etc.) sont régulièrement citées comme révélatrices d'une société trop gourmande en énergie. Dans le cas où l'équilibre offre-demande en électricité serait tendu et où des leviers « post marché » impliquant la production industrielle ou les ménages devraient être appliqués, ce type de consommation pourrait apparaître encore moins légitime.

Promouvoir l'efficacité énergétique via une meilleure régulation de ces usages constitue l'une des pistes identifiées par RTE dans le rapport remis au Ministre de l'énergie le 3 avril 2019, puis dans le Bilan prévisionnel 2019. Cette régulation pourrait être de nature structurelle (permanente) ou conjoncturelle (ne s'appliquant qu'en situation de tension du système).

Les gains associés seraient néanmoins limités. RTE a estimé dans le Bilan prévisionnel 2019 un gain

possible d'une centaine de mégawatts pour les panneaux publicitaires. De manière générale, le poids de l'éclairage est en réalité relativement faible dans la consommation d'électricité nationale, et les leviers d'action sur cet usage ont donc une influence limitée.

La recherche de solutions de cette nature présente néanmoins l'avantage de concerner le secteur tertiaire, dans lequel il a été difficile de développer,

jusqu'à présent, le gisement de flexibilité. Le renforcement de l'efficacité énergétique dans le secteur tertiaire butte souvent sur la complexité des arrangements contractuels, qui font intervenir une multiplicité d'opérateurs. Ainsi le développement d'actions sur ce secteur nécessite-t-il, au-delà des fournisseurs et opérateurs d'effacement, la mobilisation de grands bailleurs, organismes publics ou exploitants de surfaces commerciales.

## Les gestes citoyens

La participation des citoyens au bon fonctionnement du système électrique est possible via les offres commerciales qu'ils peuvent souscrire auprès des fournisseurs ou d'opérateurs d'effacement spécialisés, mais également de manière directe via la modération des consommations, en particulier lors des situations de tension.

Des actions concrètes, comme la diminution de 1°C de la température de chauffe, le report des opérations de lavage/séchage du linge et de la vaisselle, peuvent contribuer significativement à réduire la consommation, si elles sont réalisées par de nombreuses personnes de manière simultanée. La prise de conscience croissante des enjeux énergétiques

et écologiques semble fournir aujourd'hui un terrain favorable à rechercher la participation des citoyens.

**Pour favoriser cette participation citoyenne, comme annoncé dans le rapport du 3 avril 2019 et le Bilan prévisionnel 2019, RTE est en train de généraliser le dispositif Ecowatt.**

Ce dispositif existe depuis plus de dix ans en Bretagne et Provence-Alpes-Côte d'Azur. Il permet d'informer en temps réel sur la situation du système électrique et de favoriser les gestes citoyens les plus efficaces pour éviter des coupures. D'ici novembre 2020, le dispositif devra être disponible pour tout le pays.

# L'INFLUENCE DE LA CAPACITÉ D'IMPORT DE LA FRANCE

## Le potentiel d'import

**Au cours de l'hiver prochain, le potentiel physique d'import de la France devrait augmenter, via une nouvelle interconnexion avec le Royaume-Uni (IFA 2).**

Cette interconnexion d'une capacité totale de 1 GW n'avait pas été comptabilisée dans le Bilan prévisionnel 2019 par prudence, mais les informations les plus récentes confirment qu'elle devrait pouvoir être en fonctionnement durant l'essentiel de la période hivernale.

L'augmentation du potentiel d'import doit permettre d'importer des puissances importantes, au-delà de 10 GW (la France a déjà ponctuellement importé plus de 10 GW, par exemple fin février 2018).

Les évaluations restituées dans cette note n'intègrent pas en revanche d'accroissement supplémentaire avec le Royaume-Uni (Eleclink) ou avec l'Italie (Savoie-Piémont), pour lesquels les perspectives sont plus incertaines.

**Figure 6.** Echanges commerciaux aux frontières françaises le 28/02/2018 à 8h



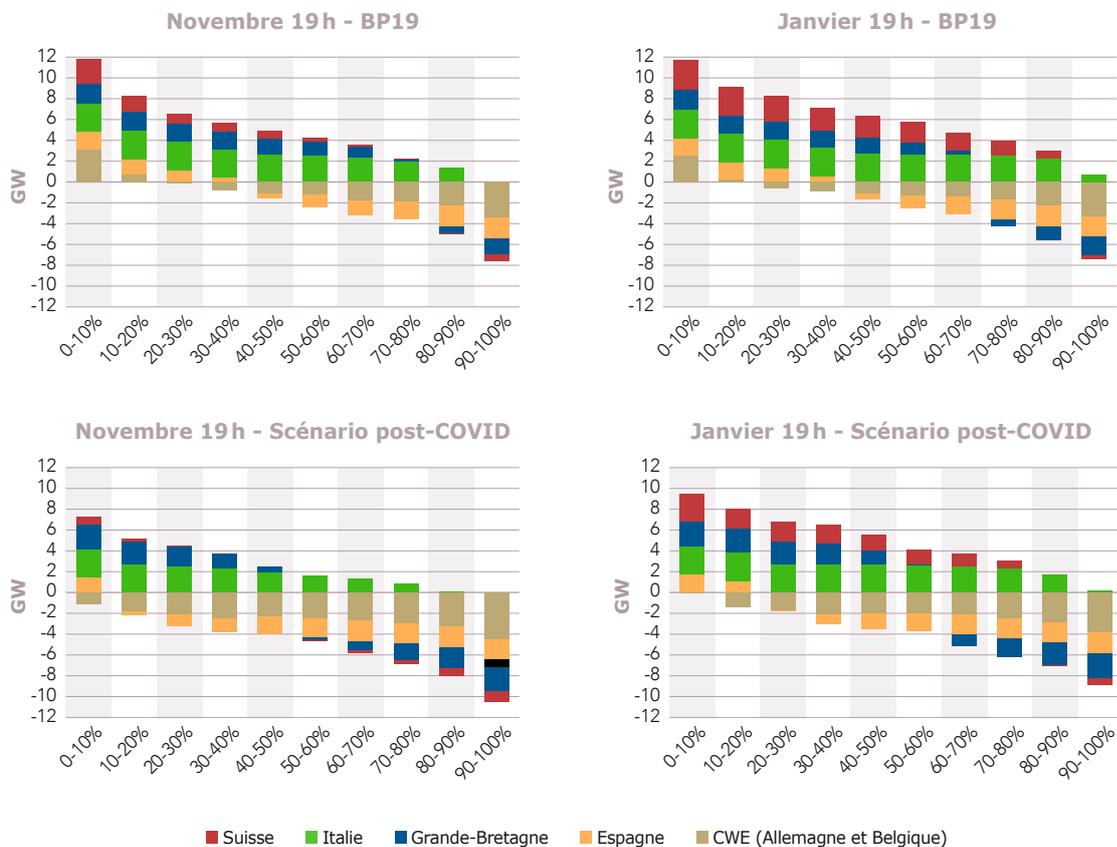
## La modélisation des échanges

Au-delà de l'évaluation du potentiel physique d'import, l'analyse prévisionnelle de l'équilibre offre-demande est fondée sur un traitement probabiliste de la disponibilité des centrales de production dans les pays voisins. Elle intègre donc la possibilité de situation de tensions simultanées dans plusieurs pays, qui conduiraient à ne pas utiliser à plein le potentiel d'import durant les situations de risque pour la France.

**Les premiers échanges avec les pays voisins ne conduisent pas à émettre d'alerte particulière pour l'hiver prochain. Cette situation fera l'objet d'un suivi régulier de la part de RTE en lien avec ses homologues.**

Les évaluations réalisées montrent nettement une probabilité plus importante d'importer durant l'hiver 2020-2021 (notamment depuis l'Allemagne et l'Espagne) par rapport au cas de base du Bilan prévisionnel 2019. Elles montrent néanmoins que, dans de nombreux cas modélisés, la France demeurerait exportatrice. Ceci met une nouvelle fois en lumière une caractéristique du système électrique français, très largement exportateur la très grande majorité du temps (et à ce titre large contributeur à la réduction des émissions de gaz à effet de serre en Europe), et ponctuellement importateur notamment lors des pointes de consommation hivernales.

**Figure 7.** Distribution statistique de volumes d'échanges moyens en novembre et en janvier à 19h sur les jours ouvrés (la partie en positif correspond aux exports, celle en négatif correspond aux imports)









Le réseau  
de transport  
d'électricité

**RTE**  
Immeuble WINDOW - 7C Place du Dôme,  
92073 PARIS LA DÉFENSE CEDEX  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)

