



**RÉACTUALISATION
DES PERSPECTIVES D'ÉQUILIBRE
OFFRE-DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ**
POUR L'HIVER 2021-2022
(FIN DÉCEMBRE 2021)

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Niveau de vigilance sur l'approvisionnement en électricité rehaussé pour le mois de janvier, mais conditions météorologiques favorables sur le début du mois *a minima*

Évolution de la situation depuis la première analyse de la sécurité d'alimentation en électricité pour l'hiver 2021-2022 le 22 novembre 2021

Durant la première partie de la période hivernale (jusqu'aux fêtes de fin d'année) et conformément à ce qui avait été anticipé en novembre, l'approvisionnement en électricité a été assuré dans des conditions normales.

Depuis, la crise énergétique européenne s'est accentuée avec une poursuite de l'envolée des prix du gaz, qui a entraîné ceux de l'électricité (pour ce qui est des prix observés sur les marchés européens d'échange d'électricité). Même si le système électrique français dépend peu des énergies fossiles, il est fortement interconnecté avec ses voisins et donc concerné par cette envolée des prix, alors que la France est habituée à des prix de l'électricité beaucoup plus bas.

Cette situation a été accentuée, en France, par des épisodes de faible production éolienne au cours de ces derniers mois, mais surtout par l'indisponibilité simultanée de nombreux réacteurs nucléaires. La disponibilité d'ensemble du parc se situe ainsi, depuis plusieurs semaines, en deçà des minima historiques et notamment de l'année passée, ce qui contribue à l'augmentation des prix de marché. Dans ces conditions, la France se trouve fréquemment en situation d'import d'électricité depuis le mois de novembre, alors qu'elle est traditionnellement exportatrice. Des niveaux très importants d'imports, proches des capacités techniques

maximales, ont par exemple été enregistrés les 20, 21 et 22 décembre 2021.

S'agissant de la consommation des entreprises et des ménages, les niveaux de prix observés ne conduisent pas, à date, à déceler une diminution significative par rapport à la dernière prévision. RTE maintient donc son évaluation de novembre (c'est-à-dire un niveau inférieur de 1 à 2 % à celui d'avant la crise sanitaire).

S'agissant de l'offre, le calendrier des opérations de maintenance des réacteurs qui composent le parc nucléaire français était identifié de longue date par RTE comme particulièrement chargé pour l'hiver 2021-2022 et a par ailleurs été perturbé par les répercussions des confinements de l'année 2020. Enfin, la prolongation ou la mise à l'arrêt des quatre réacteurs des sites de Chooz et Civaux (palier N4) annoncée par EDF le 15 décembre en lien avec l'ASN suite à la détection d'anomalie à proximité des soudures dans le circuit d'injection de secours, prive le système électrique d'une puissance pilotable de 4,5 GW par rapport à la capacité attendue au cours du mois de janvier.

La disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français est désormais évaluée par RTE dans une fourchette comprise entre 43 et 51 GW pour la majeure partie de janvier : il s'agit du niveau le plus bas jamais atteint pour le parc nucléaire à cette période de l'année.

Diagnostic réactualisé

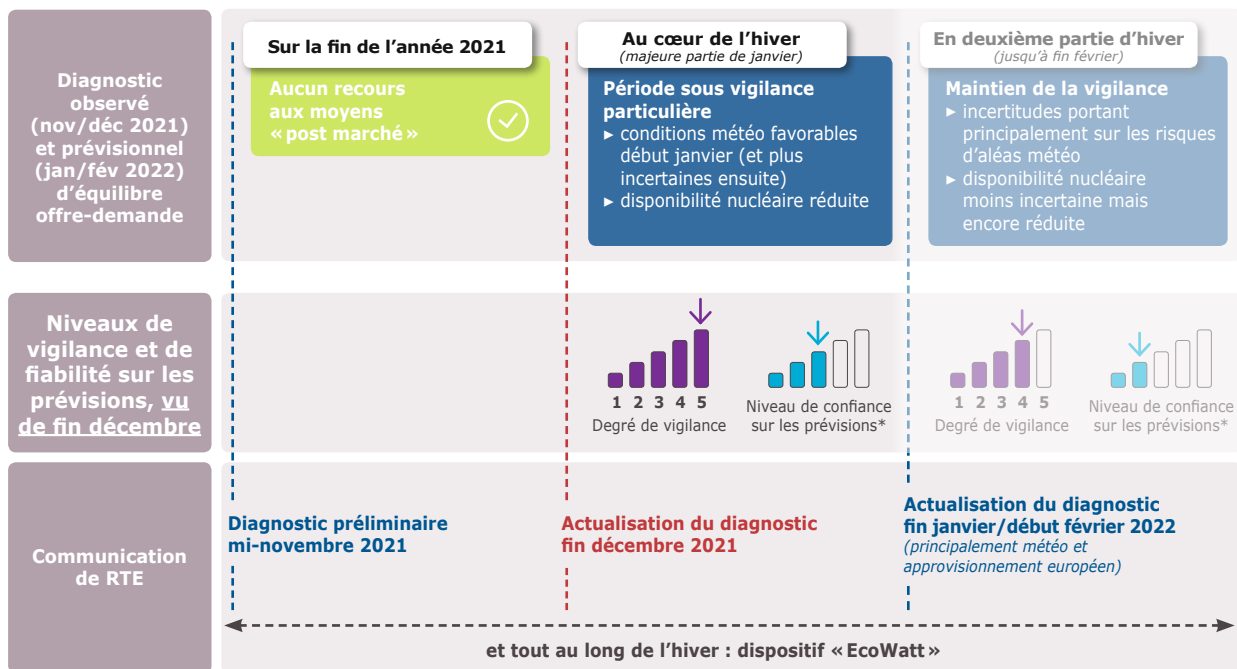
Ces éléments conduisent RTE à renforcer son diagnostic de vigilance pour le mois de janvier *a minima* et à se préparer à exploiter le système en situation dégradée.

À ce jour, le diagnostic met en évidence que le recours à des moyens « post marché » (interruption de grands consommateurs industriels, baisse de la tension sur les réseaux de distribution) serait probable en cas de vague de froid (de l'ordre de 4 °C en dessous des normales) ou de situation de très faible production éolienne sur la plaque européenne, et quasi-certain si ces deux facteurs se combinent.

En dernier ressort, le recours à des coupures ciblées de consommateurs demeure une solution à laquelle RTE devra potentiellement recourir en cas de conditions météorologiques difficiles (vague de froid durant plusieurs jours couplée avec une absence de vent en France et dans les pays voisins) ou de nouvelle dégradation des capacités de production, notamment nucléaires. Il ne s'agit néanmoins en rien de

situations de « blackout » impliquant une perte généralisée de l'alimentation électrique sur le territoire, mais d'une opération contrôlée par RTE et mise en œuvre par les distributeurs en lien avec l'administration territoriale de l'État, qui a un impact localisé et limité dans le temps (2h maximum consécutives), épargnant les consommateurs sensibles (en particulier le secteur de la santé).

Sur la base des dernières prévisions pour janvier, la survenue de tels épisodes météorologiques (notamment de vague de froid sévère) apparaît très peu probable pour le début du mois, et peu probable pour la suite du mois (mais avec un degré d'incertitude plus élevé). Le risque de délestage est donc pour l'essentiel écarté pour début janvier *a minima*. Il pourra être levé progressivement au fur et à mesure que les analyses météorologiques plus précises (typiquement d'une semaine pour la suivante) confirmeront cette perspective mensuelle.



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

Dispositif Ecowatt

RTE communiquera régulièrement sur l'évolution de la situation par l'intermédiaire du dispositif Ecowatt (www.monecowatt.fr).

Ce dispositif permet, d'une part, d'informer les consommateurs sur l'état du système électrique, avec notamment deux signaux d'alerte (au-delà des signaux vert et jaune, lesquels ne décrivent pas de situation problématique vis-à-vis de l'équilibre du système) :

- ▶ le signal orange signifie que le système électrique est dans une situation tendue, et que les actions citoyennes de modération de la demande sont les bienvenues pour soulager cette situation ;
- ▶ le signal rouge signifie que le système électrique est dans une situation très tendue,

et que des coupures sont inévitables sans actions citoyennes de modération de la demande.

Le dispositif Ecowatt détaille, d'autre part, les différents gestes à la portée de chacun pour réduire sa consommation par des actions simples : démarrer ses appareils de lavage en heures creuses (après 20h), limiter le nombre de lumières dans les pièces, ne pas laisser d'appareils en veille toute la journée, diminuer la consigne de température des installations de chauffage, etc. Ces gestes simples, s'ils sont mis en œuvre par le plus grand nombre (ménages, entreprises, établissements publics), peuvent constituer un apport notable pour réduire la tension sur l'équilibre du système.

1. Ce volume se décompose en 3,7 GW d'effacements certifiés sur le mécanisme de capacité (activable sur les marchés ou le mécanisme d'ajustement) et 0,6 GW d'effacements fournisseurs (notamment offres historiques EJP et Tempo)

ANALYSE DÉTAILLÉE

RTE a publié le 22 novembre 2021 une première analyse de la sécurité d'alimentation en électricité pour l'hiver 2021-2022². Celle-ci portait principalement sur la première partie de la période hivernale (novembre-décembre) et avait vocation à être réactualisée à deux reprises (fin décembre-début janvier, et fin janvier-début février).

Ce nouveau dispositif d'information sur la sécurité d'approvisionnement permet de donner une information de meilleure qualité, mois par mois, en se basant sur des prévisions météorologiques plus récentes et des données réactualisées sur la production et la consommation.

L'analyse de novembre 2021 n'identifiait pas de difficulté sur la sécurité d'approvisionnement pour la période s'étendant jusqu'aux fêtes de fin d'année. De fait, malgré les conditions très tendues sur les marchés

de l'énergie en Europe (sur le plan économique avec l'augmentation sans précédent des prix de l'électricité sur les marchés spot et les marchés à terme, sur le plan technique avec un nombre record de réacteurs nucléaires à l'arrêt en France et une faible production éolienne), l'approvisionnement en électricité a été assuré, sans appel aux moyens post marché.

Le présent document réactualise et précise l'analyse pour le cœur de l'hiver, à savoir le mois de janvier 2022. Il s'agit de la période la plus sensible pour l'équilibre offre-demande, comme RTE l'avait déjà indiqué dans sa publication du 22 novembre. Pour cette période, étant donné le niveau extrême de tension sur les marchés européens de l'énergie dans un contexte d'incertitude sur l'approvisionnement en gaz et la faible disponibilité du parc nucléaire français, **RTE rehausse le niveau de vigilance et se prépare à exploiter le système en situation dégradée.**

2. https://assets.rte-france.com/prod/public/2021-11/RTE_note%20analyse_Hiver%202021_2022.pdf

1. Le contexte général : une crise énergétique européenne, une tension sur l'offre d'électricité en France

La situation générale en Europe : une tension liée aux prix des hydrocarbures, et notamment du gaz

L'actualisation des prévisions sur le fonctionnement du système électrique lors de l'hiver intervient dans un contexte de crise énergétique inédite au niveau européen, qui s'est encore accentuée depuis la publication du 22 novembre.

La période hivernale 2021-2022 a débuté dans un contexte de tensions croissantes (économiques et physiques) sur l'approvisionnement en gaz en Europe et de sollicitations accrues des moyens de production thermiques. Dans cette situation, les prix de l'électricité échangée sur les marchés en Europe, entraînés par ceux des hydrocarbures, ont atteint des niveaux sans précédent, et dans tous les cas significativement supérieurs à ceux atteints en 2008 lors du choc pétrolier. Ceci a été plus particulièrement visible en France, habituée à des prix beaucoup plus bas, du fait, de surcroît, des épisodes de faible vent et du nombre important de réacteurs nucléaires encore en maintenance au cours des deux derniers mois de l'année.

Plusieurs facteurs permettent de l'expliquer.

Sur le plan structurel, la production d'électricité en Europe est encore largement assurée par des énergies fossiles. Elle est donc très dépendante des prix des hydrocarbures importés, et notamment du gaz.

Sur le plan conjoncturel, la reprise économique mondiale intervenue au second semestre 2021 a augmenté la demande d'énergie sans être accompagnée d'une augmentation similaire de l'offre, occasionnant des tensions sur

l'approvisionnement partout dans le monde. Ce retard s'explique par le temps nécessaire à la remise en place des chaînes d'approvisionnement et de logistique. Il a été rendu plus sensible par la faiblesse des stocks à l'issue de l'hiver 2020-2021 (qui a été long et froid, conduisant à une utilisation du gaz plus importante que les autres années) et par des facteurs géopolitiques (décalage de mise en service du gazoduc Nordstream 2, imports de gaz russe qui ont atteint en décembre 2021 des niveaux particulièrement réduits, concurrence mondiale pour l'accès aux ressources de gaz naturel liquéfié, etc.). De ce fait, le niveau des stocks de gaz enregistré mi-décembre était particulièrement bas pour la saison (les stocks de gaz français étant également moins remplis que les années précédentes, mais dans des proportions moindres que dans de nombreux pays européens).

Dans ce contexte, le prix des énergies fossiles a fortement augmenté :

- ▶ **une augmentation spectaculaire du prix du gaz a été enregistrée sur les marchés européens**, avec des niveaux de prix record en octobre (pic à 160 €/MWh sur le marché de référence TTF aux Pays-Bas, contre un niveau moyen de 20 €/MWh en temps normal), puis à la mi-décembre (au-delà de 175 €/MWh) ;
- ▶ cette augmentation s'est accompagnée de celle des cours du charbon, fortement recherché au niveau mondial en substitution au gaz, notamment par la Chine (premier consommateur mondial) ;
- ▶ enfin, **le prix du CO₂ suit également une tendance haussière (le prix des**

quotas d'émissions est passé de près de 25 €/tCO₂ début 2020 à environ 80 €/tCO₂ fin 2021), reflétant les tensions sur les marchés du gaz et du charbon, et la révision des objectifs européens en matière de réduction de gaz à effet de serre.

Ces différents facteurs entraînent à leur tour une forte augmentation du prix de l'électricité sur les marchés (spot ou à terme) : les prix sont en effet fixés par la rencontre de l'offre et de la demande et reflètent le plus souvent le coût de production des centrales marginales³. En hiver, ce sont systématiquement des centrales utilisant des combustibles fossiles qui sont marginales : le prix du gaz, du charbon, et des quotas d'émissions de CO₂ se retrouvent donc directement dans ceux de l'électricité.

Malgré son mix de production très fortement décarboné (93% de l'électricité produite en France est issue de sources de production non émettrices de gaz à effet de serre, comme le nucléaire, l'hydraulique, l'éolien ou le solaire), **la France est également concernée par ces prix du fait de la nature interconnectée du système électrique européen** (et d'autant

plus qu'elle se trouve fréquemment en situation d'import). Pour le consommateur final, cette augmentation est atténuée par les dispositifs structurels (ARENH) et conjoncturels (plafonnement des tarifs réglementés de vente) mis en place par l'État pour faire bénéficier directement le consommateur de l'avantage économique du nucléaire historique et le protéger de prix de marché élevés.

Enfin, le recours aux centrales thermiques s'est avéré particulièrement important depuis plusieurs mois du fait d'une production plus faible des énergies bas-carbone :

- ▶ c'est le cas pour l'éolien (les facteurs de charge européens sont légèrement plus faibles que dans un historique récent, et particulièrement durant les premières semaines du mois de décembre du fait des conditions anticycloniques) et l'hydraulique (avec des stocks en deçà de la normale) ;
- ▶ c'est également le cas pour le nucléaire : depuis le mois de novembre, la disponibilité des centrales françaises – qui jouent un rôle majeur dans les équilibres électriques ouest-européens – est particulièrement basse pour la saison (*cf. infra*).

3. Ils peuvent aussi être dirigés par la demande et refléter un risque de défaillance, et ainsi s'élever fortement en situation de rareté de l'offre.

La situation spécifique en France : une tension structurelle sur l'offre d'électricité sur le moyen terme, et particulièrement visible cet hiver

La crise énergétique européenne se double d'une situation spécifique de faible capacité de production d'électricité en France.

Cette situation de vigilance spécifique est identifiée depuis plusieurs années. Elle est décrite dans chaque édition du Bilan prévisionnel depuis 2017 avec un diagnostic qui n'a cessé de se dégrader au fil des années.

La perspective pluriannuelle (2021-2030) la plus à jour a été présentée par RTE dans son dernier Bilan prévisionnel daté de mars 2021⁴. Ce dernier a fait état de conditions d'approvisionnement plus fragiles jusqu'en 2024 au moins durant les périodes hivernales (le critère de sécurité d'approvisionnement prévu par la réglementation n'étant pas respecté). Ce constat résulte de la montée en charge du programme « grand carénage » d'EDF et notamment

du nombre très significatif de visites décennales de contrôle du parc nucléaire français durant cette période, du retard de mise en service de l'EPR de Flamanville par rapport à la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, de la fermeture en cours des centrales au charbon, et du retard accumulé sur le développement des énergies renouvelables par rapport aux trajectoires de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE).

À ces conditions structurelles s'ajoutent les répercussions de la crise sanitaire de la COVID-19. Les confinements de l'année 2020 ont en effet conduit à chambouler le programme de maintenance des réacteurs, qui ont été allongés et, pour certains, décalés. Ceci s'est traduit par un surcroît d'activité à réaliser au cours de l'année 2021, réduisant d'autant les marges de manœuvre.

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

2. L'analyse des déterminants de l'équilibre offre-demande en janvier

L'accentuation de la tension sur les prix en Europe et la réévaluation à la baisse de la disponibilité du parc nucléaire en France conduit à

un nouvel examen des paramètres de l'équilibre offre-demande par rapport à la publication du 22 novembre.



Consommation d'électricité

Dans la continuité de la fin d'été et de l'automne, la consommation d'électricité (corrigée des conditions météorologiques) s'est établie sur le début de l'hiver à des niveaux supérieurs à ceux de 2020, mais en retrait d'environ 1 à 2% par rapport à ceux d'avant-crise.

Cette baisse pourrait légèrement s'accroître – dans des proportions modérées – dans le cas d'un renforcement des mesures sanitaires pour contrôler la diffusion de l'épidémie. L'évolution de la situation épidémique étant rapide et imprévisible, RTE table par précaution sur un maintien de la consommation à son niveau actuel face au contexte sanitaire.

Les prix inédits de l'électricité et des autres sources d'énergie sur les marchés sont, pour leur part, de nature à entraîner une diminution de la consommation d'électricité au cours des prochaines semaines.

En effet, même si les consommateurs français sont protégés de l'évolution des prix de marché

par le biais de l'ARENH pour ce qui concerne leur approvisionnement en base (qu'il s'agisse des consommateurs particuliers bénéficiant des tarifs réglementés de vente ou d'offres de marché, ou bien des entreprises ayant souscrit des offres de marché), les entreprises sont, à des degrés divers et selon leur profil de consommation, exposées à cette évolution des prix dans le cadre de leurs contrats de fourniture d'électricité. Elles pourraient alors choisir d'adapter leur plan de production plutôt que d'acquiescer des prix trop élevés.

À date, les éléments recueillis par RTE montrent que de premiers consommateurs industriels prévoient d'adapter leur plan de charge – c'est-à-dire de renoncer à consommer du fait des prix trop importants –, mais cette tendance n'apparaît pas dominante. Le degré d'élasticité de la demande d'électricité au prix constitue à ce jour une inconnue importante, les mesures mises en œuvre par les pouvoirs publics pour protéger les consommateurs jouant dans un sens opposé aux incitations véhiculées par les marchés de l'énergie.



Effacements de consommation

Le gisement d'effacements de consommation mobilisables en France, estimé à 3,4 GW en 2021, est en légère hausse pour l'année à venir et devrait s'établir à environ 3,7 GW pour 2022.

Il est composé d'une large palette d'actions qui mobilisent des entreprises ou des particuliers, décomposable en environ 3,1 GW d'effacements certifiés sur le mécanisme de capacité (activable sur les marchés ou le mécanisme

d'ajustement) et de l'ordre de 0,6 GW d'effacements fournisseurs (notamment offres historiques EJP et Tempo). Ces actions peuvent produire leurs effets avec un préavis et selon des durées plus ou moins importants, et peuvent être activés par les fournisseurs des consommateurs concernés, des opérateurs tiers (opérateurs d'effacement), voire RTE pour les effacements de derniers recours (par exemple l'interruptibilité).



Disponibilité du parc nucléaire

Analyse à date

L'année 2021 a été marquée par une meilleure disponibilité du parc nucléaire au cours de l'été et en début d'automne par rapport à l'an passé. Cependant, depuis début novembre, cette tendance s'est inversée : la disponibilité du parc nucléaire s'est dégradée par rapport à la vision de novembre et est devenue inférieure à celle de l'année passée. Elle se situe même désormais en-deçà des minima historiques (y compris décembre 2016 avec l'identification d'anomalies de ségrégation du carbone sur les fonds primaires de générateurs de vapeur, ou décembre 2019 avec la mise à l'arrêt préventive des réacteurs de Cruas suite au séisme du Teil). Ainsi, la disponibilité du parc nucléaire a évolué entre 40 et 44 GW pendant les mois de novembre et décembre (à comparer avec une capacité totale du parc de 61,4 GW).

Cette situation résulte en premier lieu de facteurs pérennes, qui tiennent à l'importance du programme de travaux prévu à la fin de l'automne 2021 (et ce d'autant plus qu'une partie des activités de maintenance initialement programmées en 2020 a été reportée en 2021 du fait du premier confinement). De manière générale, le programme « grand carénage » du

parc nucléaire induit des travaux d'une ampleur conséquente sur de très nombreux sites, auxquels s'ajoutent les indisponibilités des réacteurs nucléaires dans le cadre des visites décennales de contrôle : cette situation qui réduit le productible nucléaire et la puissance disponible en hiver, est amenée à perdurer au cours des prochaines années.

Même en intégrant cette perspective générale, la disponibilité actuelle et prévue du parc nucléaire est historiquement basse :

- ▶ lors de la publication de la première analyse du passage de l'hiver le 22 novembre 2021, jusqu'à treize réacteurs nucléaires étaient prévus à l'arrêt en décembre, dont sept devaient être redémarrés avant la fin de l'année (les six autres étant engagés dans des arrêts plus longs, consistant pour cinq d'entre eux à des visites décennales) ;
- ▶ cinq de ces sept arrêts (en plus de deux devant initialement s'achever fin novembre) ont fait l'objet d'une prolongation (parfois importante) de leur durée d'arrêt (*a contrario*, des leviers ont été identifiés pour réduire la durée d'arrêt des réacteurs de Tricastin 1 et Paluel 3) ;
- ▶ à cela s'est ajoutée la mise à l'arrêt, pour des durées de deux à trois semaines, de quatre

réacteurs (Cattenom 4, Paluel 1, Belleville 1, Gravelines 4) en plus de ceux précédemment mentionnés ;

- ▶ enfin, le 15 décembre, EDF a informé⁵ de la détection d'anomalies dans le circuit d'injection de secours au sein des deux réacteurs de Civaux (qui étaient alors à l'arrêt). L'identification de ces défauts a conduit EDF à prolonger l'arrêt de ces deux réacteurs pour remplacer les matériels défectueux (alors que l'un d'eux devait produire à nouveau fin décembre), et à mettre également à l'arrêt les deux réacteurs de Chooz, construit suivant la même technologie (palier N4 – 1450 MW) pour une inspection approfondie. Cette mise à l'arrêt prive le système électrique d'une puissance pilotable de près de 3 GW avec effet immédiat, et réduit la disponibilité du parc nucléaire attendue au cours du mois de janvier de 4,5 GW.

La prolongation de durées d'arrêt pour maintenance ou encore la survenue d'arrêts fortuits sur des installations de production sont des phénomènes courants, qui ne concernent pas uniquement la production nucléaire. Les perspectives établies par RTE en tiennent compte sur la base de lois de probabilité, régulièrement ajustées pour tenir compte de l'historique et des informations communiquées par les producteurs. Le diagnostic formulé sur la sécurité d'approvisionnement intègre donc la probabilité d'aléas sur le parc de production. S'agissant du parc nucléaire, RTE publie dans le passage de l'hiver son analyse de la disponibilité prévisionnelle du parc, sous la forme d'un « faisceau » de disponibilité.

La configuration du mois de décembre 2021 a conduit la disponibilité effective du parc nucléaire à se situer au niveau de la borne basse de ce faisceau, avec notamment un

total de 17 réacteurs indisponibles (sur 56) en date du 17 décembre 2021. Cela signifie qu'une conjonction particulièrement défavorable d'aléas a été rencontrée. La disponibilité du parc nucléaire en ce début d'hiver 2021-2022 apparaît donc largement en-deçà des trajectoires historiques (avec des écarts allant jusqu'à 10 GW fin décembre).

Malgré le retour progressif de réacteurs en arrêt relativement long (de plus de deux semaines), le niveau de disponibilité du parc demeure encore légèrement en-deçà de 45 GW à la date du 30 décembre.

Perspectives pour le mois de janvier

L'enjeu premier pour la sécurité d'alimentation du système électrique au cours des prochaines semaines porte sur la faculté du parc nucléaire à retrouver un niveau de disponibilité proche des valeurs normalement attendues durant la période hivernale (quatre retours d'arrêts sont prévus dans la première quinzaine de janvier, sur les réacteurs de Chinon 1, Cattenom 2, Gravelines 4 et Dampierre 1).

Par principe de prudence, RTE intègre à ses analyses le principe d'une indisponibilité longue (durant tout l'hiver) de l'ensemble des réacteurs du palier N4 (Civaux 1 et 2, Chooz 1 et 2)⁶.

Vu de fin décembre, **entre huit à douze réacteurs devraient ainsi être à l'arrêt⁷ au cours du mois de janvier**, sans compter les aléas ou arrêts susceptibles d'être programmés d'ici là. Ainsi, dans le cas où aucun aléa défavorable ne se produit au cours du mois, **la disponibilité du parc nucléaire pourrait au mieux atteindre progressivement 50 GW au cours de la deuxième semaine du mois de janvier et dépasser très légèrement cette valeur en seconde partie de mois.**

5. <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/reacteurs-des-centrales-nucleaires-de-civaux-et-de-chooz-replacements-et-contrôles-preventifs-de-parties-de-tuyauteries-d-un-circuit-de-sauvegarde>

6. Les réacteurs de Chooz sont arrêtés pour inspection jusqu'au 23 janvier 2022. La probabilité que des travaux complémentaire doivent être réalisés rend toutefois cette date de retour incertaine.

7. Seuls les arrêts d'une durée prévue de plus de deux semaines sont intégrés dans ce décompte et sur la figure 1.

Dans ces conditions, les perspectives pour janvier *a minima* apparaissent notablement plus dégradées qu'anticipé en novembre. En intégrant le principe d'une analyse probabiliste et par conséquent un niveau d'aléas classiquement rencontré, **la disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire français est désormais évaluée par RTE dans une fourchette comprise entre 43 et 51 GW pour la majeure partie de janvier**. Il s'agit du niveau le plus bas jamais atteint pour le parc nucléaire depuis l'achèvement du programme de construction des réacteurs de deuxième génération (fin des années 1990 - début des années 2000). Ces estimations sont plus basses que celles observées en janvier 2021 (la disponibilité maximale observée était de 52 GW) et que celles anticipées par RTE lors de la publication de novembre 2021 du fait de l'arrêt des réacteurs N4 annoncé par EDF le 15 décembre.

Perspectives pour le mois de février

Dans sa communication du 22 novembre, RTE avait indiqué que de nombreux réacteurs nucléaires étaient également concernés par un arrêt précoce au cours de l'année 2022, avec des

périodes de maintenance débutant en février voire fin janvier. Une telle situation avait déjà été rencontrée début 2021, du fait de la crise sanitaire. De manière générale, ces situations sont susceptibles de conduire à un risque sur la sécurité d'approvisionnement en fin d'hiver.

Depuis la précédente analyse du passage de l'hiver, EDF a activé des leviers pour retarder l'arrêt de six réacteurs : Cattenom 4, Cruas 4, Flamanville 1 et 2, Golfech 1, Gravelines 3. Cette action est très favorable du point de vue de la sécurité d'approvisionnement, et conduit à réduire le risque en contrebalançant l'effet de la mise à l'arrêt des réacteurs du palier N4.

Le planning actuel prévoit désormais qu'entre huit et treize réacteurs seront à l'arrêt au cours du mois de février dans le cadre de leur programme de maintenance classique (arrêt pour rechargement, visite partielle ou visite décennale pour certains d'entre eux).

Le reste de l'hiver (février-mars) sera plus particulièrement suivi lors de l'actualisation prévue autour de fin janvier/début février 2022.

Figure 2 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur l'hiver, au 30 décembre 2021

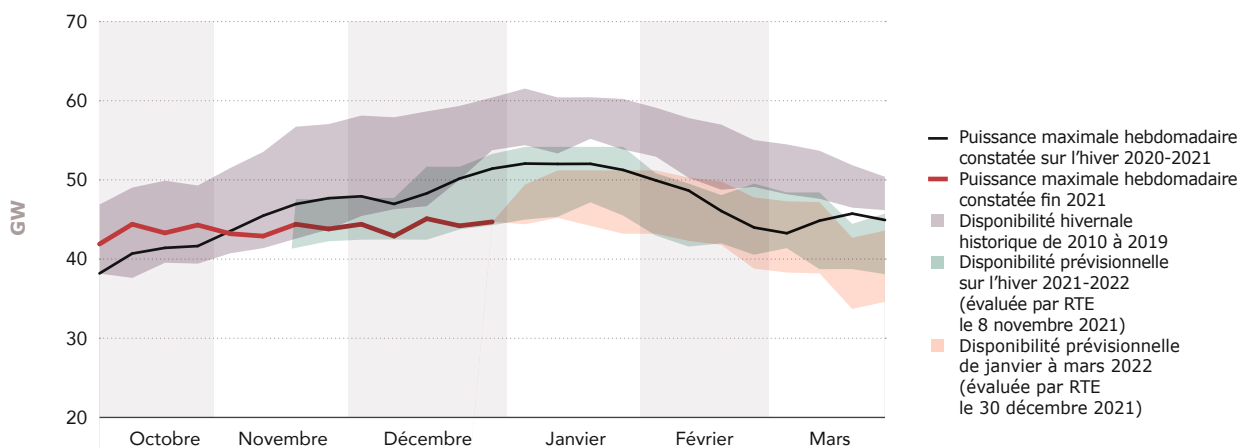
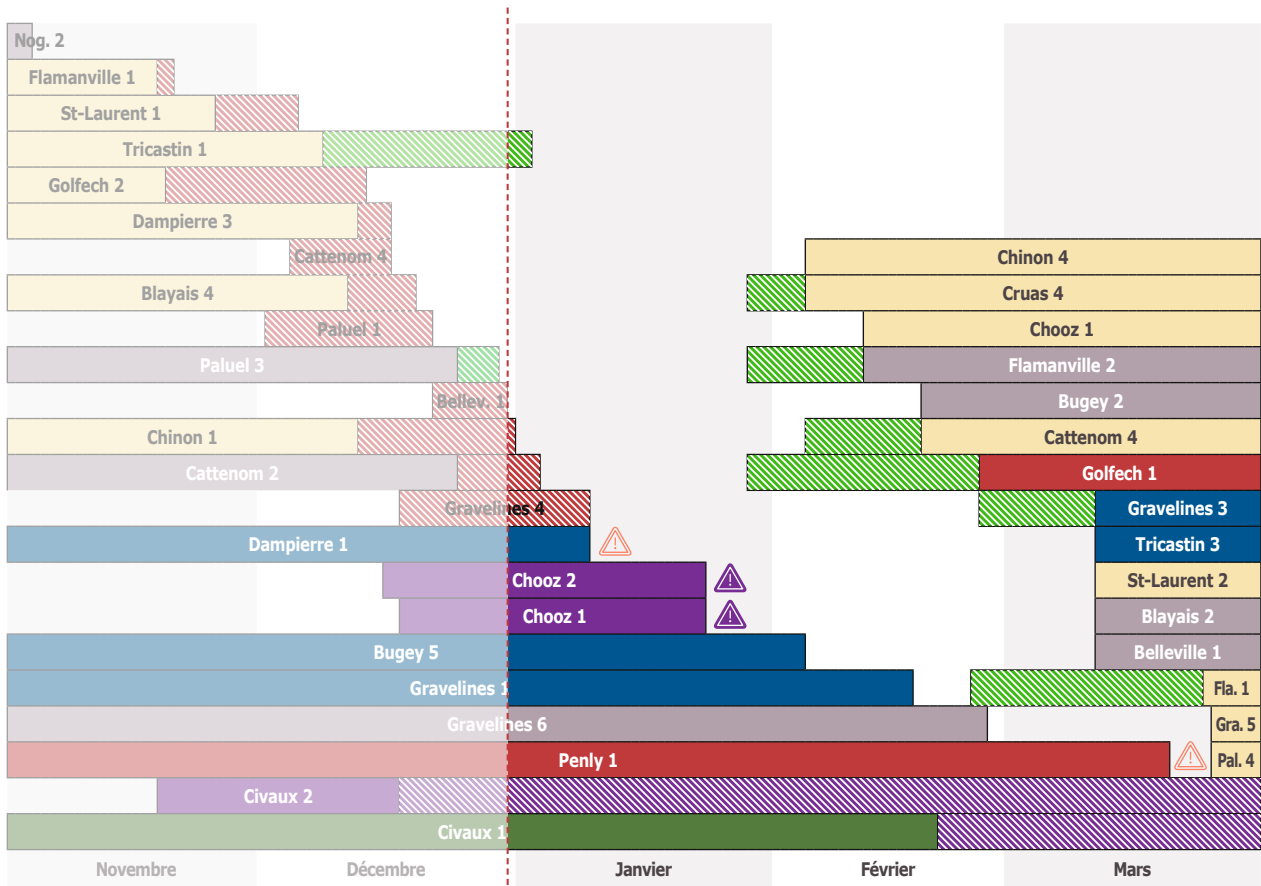


Figure 1 Planning observé (novembre-décembre) et prévisionnel (janvier à mars) des arrêts du parc nucléaire (source : plateforme de transparence européenne, au 30 décembre 2021)



Visites décennales
 VD4 - 900 MW
 VD3 - 1300 MW
 VD2 - 1450 MW

Autres arrêts
 Arrêt pour simple rechargement
 Visite partielle ou autre
 Arrêt pour cause de défaut générique palier N4

Évolutions d'arrêts envisagées par l'exploitant sur la plateforme de transparence
 Arrêt susceptible d'être allongé

Évolutions de durée constatée depuis la vision du 15 novembre 2021
 à la hausse
 à la hausse cause défaut N4
 à la baisse



Hydraulique

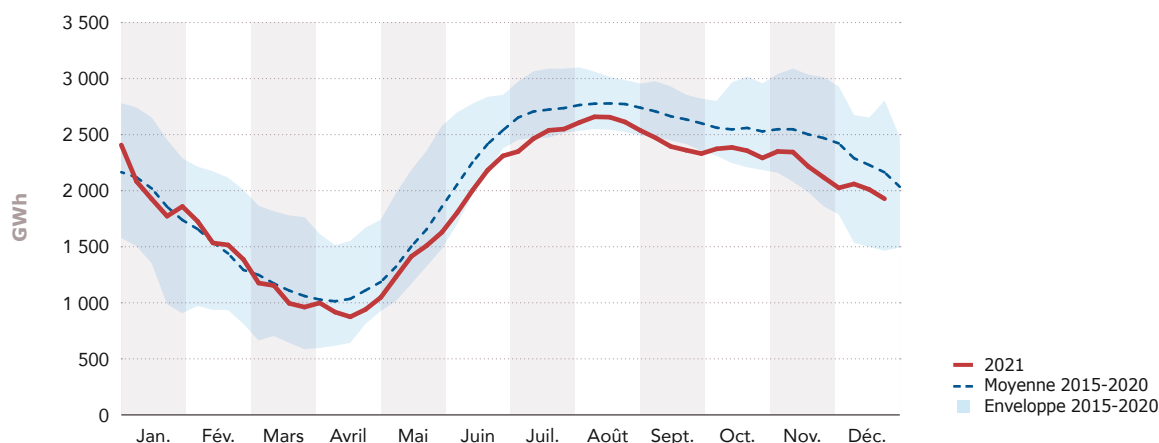
L'hydraulique joue un rôle majeur dans la sécurité d'alimentation de la France. Le niveau des stocks hydrauliques constitue à ce titre un indicateur important, dont le suivi régulier est impératif en situation de tension sur l'équilibre offre-demande, lors de vagues de froid mais également en fin de période hivernale.

Le niveau des stocks dépend d'une part des apports hydrauliques (précipitations et fonte

des neiges) et d'autre part, de leur politique d'utilisation par les exploitants des barrages.

Ce stock se situait à un niveau bas en début d'automne. Depuis, malgré des prix de marché très élevés, il a évolué de manière positive, se rapprochant des niveaux historiques moyens, grâce notamment aux apports hydrauliques et à une utilisation raisonnable des stocks par les producteurs.

Figure 3 Évolution du stock hydraulique⁸



⁸. 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.



Énergies renouvelables

La production éolienne est variable et non pilotable. Elle est en revanche impossible à prévoir avec un préavis long (les modèles météorologiques ne donnent pas de prévision avec un degré de fiabilité suffisant pour être intégrée à une analyse déterministe au-delà de quelques jours).

Sa contribution à la sécurité d'alimentation est ainsi prise en compte par RTE dans le cadre d'une analyse probabiliste intégrant les

corrélations observées avec les autres paramètres météorologiques (températures, pression atmosphérique, débit des cours d'eau, etc.), du niveau local à l'échelle européenne (les corrélations entre production en France et dans les pays voisins sont donc intégrées à l'analyse). Ce type d'analyse permet de simuler un très grand nombre de situations, certaines comprenant des facteurs de charge très faibles et d'autres très élevés.



Centrales thermiques

La France a engagé, depuis plusieurs années, la fermeture de ses dernières centrales au charbon. Depuis la fermeture de la centrale du Havre en avril 2021, il ne reste aujourd'hui que quatre centrales de production, réparties sur trois sites. Parmi ces trois sites, deux sont en état de fonctionnement (la centrale de Gardanne n'a plus produit d'électricité depuis 2019 du fait de tensions sociales) : Cordemais et Saint-Avold. Cette dernière cessera définitivement de fonctionner au printemps 2022, tandis que celle de Cordemais continuera à produire durant les périodes hivernales jusqu'en 2024 au moins en raison de la spécificité de l'approvisionnement en électricité de la Bretagne et en particulier dans l'attente de la mise en service de l'EPR de Flamanville.

À compter du 1^{er} janvier 2022, les dernières centrales au charbon sont soumises à un régime spécifique encadrant leur durée de fonctionnement, en application de la loi énergie-climat de 2019. Concrètement, leur durée de fonctionnement est réduite à environ 700 heures dans l'année.

La situation de tension sur l'équilibre offre-demande et les conditions exceptionnelles sur

les marchés européens devraient conduire à solliciter très fortement ces centrales au cours du mois de janvier 2022, conduisant probablement à atteindre rapidement la durée maximale d'utilisation prévue par le décret. À cadre juridique constant, les centrales au charbon pourraient ainsi ne plus pouvoir produire en cas de vague de froid tardive (février-mars 2022) ou de réduction de l'offre de production d'électricité à base de gaz.

S'agissant des centrales au gaz, elles sont disponibles malgré la survenue de quelques aléas fortuits, qui sont bien intégrés par RTE à l'analyse probabiliste. La mise en service de la centrale de Landivisiau est désormais imminente (la centrale est construite et le renforcement du réseau gazier sera effectif au cours du mois de janvier 2022), mais la date annoncée (le 15 février 2022) demeure postérieure à la période la plus sensible pour la sécurité d'alimentation. Néanmoins, les essais de fonctionnement sur la centrale réalisés en janvier sont susceptibles de contribuer, s'ils sont bien positionnés, à la sécurité d'approvisionnement.



Interconnexions

Au cours des mois de novembre et décembre, le déficit de production en France (nucléaire et éolienne) s'est traduit par un recours très fréquent aux imports, de manière très supérieure à la normale pour cette période de l'année. Le solde net d'import a ainsi pu atteindre des niveaux particulièrement élevés (par exemple compris entre 12 et 13 GW entre le 20 et 22 décembre), très proches des capacités techniques maximales. Le système électrique européen a démontré à cette occasion sa capacité à mobiliser et acheminer l'électricité, les interconnexions et le couplage des marchés jouant un rôle essentiel dans le maintien de la sécurité d'alimentation en France durant cette période.

Les capacités d'imports/exports de la France ont augmenté sensiblement ces dernières années, mais les perspectives de voir cette augmentation se prolonger à court terme durant la période hivernale sont faibles.

Avec le Royaume-Uni, la capacité d'échange a augmenté l'an passé avec la mise en service de la nouvelle interconnexion IFA 2, mais elle est temporairement affectée à la baisse du fait de l'incendie de l'une des stations de conversion de la liaison historique France-Angleterre. De ce fait, la capacité d'échange entre la France et le Royaume-Uni demeurera, cet hiver, de 2 GW. La mise en service de la nouvelle interconnexion ElecLink, dans le tunnel sous la Manche, devrait intervenir après la période hivernale.

Avec l'Italie, l'intégration au réseau d'une nouvelle liaison (Savoie-Piémont) se situe dans la dernière phase. Le planning courant de construction de l'interconnexion prévoit désormais une mise en service partielle au cours du premier trimestre 2022 (à mi-capacité).

3. RTE renforce le niveau de vigilance pour le cœur de l'hiver

Les éléments mentionnés ci-dessus conduisent RTE à renforcer son diagnostic de vigilance pour le mois de janvier.

Perspectives générales issues de l'analyse probabiliste pour les moyens post marché

Les moyens post-marchés intègrent les services d'interruptibilité contractualisés avec certains grands consommateurs industriels et la baisse de la tension sur les réseaux de distribution, ou encore l'appel aux gestes citoyens. Ils constituent les derniers moyens activables par RTE avant le délestage.

L'analyse probabiliste conclut que l'appel à ces moyens pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande apparaît possible au cours du mois de janvier, probable en cas de vague de froid ou de situation de très faible production

éolienne sur la plaque européenne, et certain si ces deux facteurs se combinent.

La probabilité de devoir recourir aux moyens post marché apparaît donc significativement supérieure à ce que prévoit la réglementation, conséquence de l'exploitation sans marge (par rapport au critère réglementaire) du système électrique durant la période 2020-2024 dégradée par les aléas défavorables en cours entraînant la mise à l'arrêt des réacteurs nucléaires du palier N4.

Perspectives générales issues de l'analyse probabiliste pour le délestage (mesures d'urgence consistant en des coupures ciblées, temporaires et prévues à l'avance)

En dernier ressort, le recours à des coupures ciblées de consommateurs demeure une solution à laquelle RTE devra potentiellement recourir en cas de conditions météorologiques difficiles (vague de froid durant plusieurs jours couplée avec une absence de vent en France et dans les pays voisins) ou de nouvelle dégradation des capacités de production, notamment nucléaires.

Il ne s'agit néanmoins en rien de situations de « blackout » impliquant une perte généralisée de l'alimentation électrique sur le territoire, mais d'une opération contrôlée par RTE et mise en œuvre par les distributeurs en lien avec l'administration territoriale de l'État, qui a un impact localisé et limité dans le temps (2h maximum consécutives), épargnant les consommateurs sensibles (en particulier le secteur de la santé).

Analyse spécifique sur le début du mois de janvier en intégrant les dernières prévisions météorologiques

Sur la base les dernières prévisions pour janvier, la survenue d'épisodes météorologiques marqués (notamment de vague de froid sévère) apparaît très peu probable

pour le début du mois. En effet, les prévisions météorologiques font apparaître des températures supérieures ou proches des normales saisonnières pour le tout début du mois de janvier.

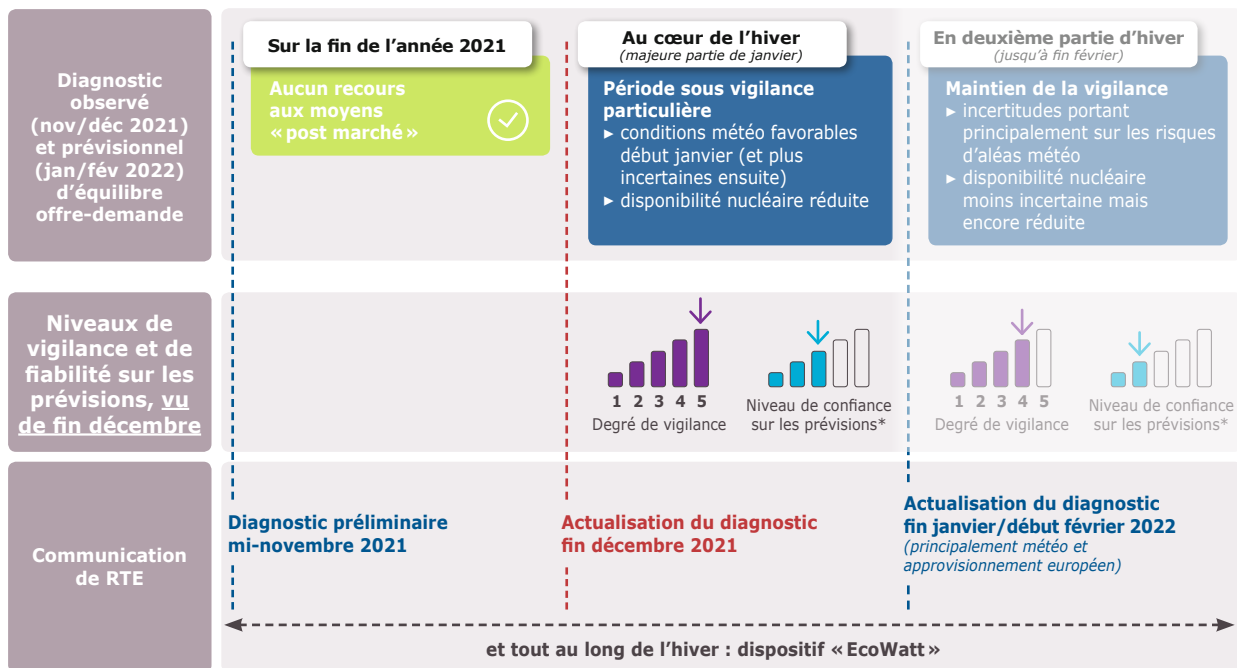
Les niveaux induits de consommation devraient donc rester modérés sur cette période, indiquant ainsi des risques relativement faibles sur la sécurité d'alimentation.

Les dernières prévisions de long terme (à 45 jours) conduisent également à considérer que la survenue d'épisodes météorologiques marqués apparaît peu probable pour la suite du mois. Ces prévisions ne présentent pas de signal particulièrement marqué dans un sens ou dans l'autre. Le degré d'incertitude associé à ces prévisions est néanmoins significativement plus élevé. Le risque de survenue d'une vague de froid ne peut donc être exclu à date.

S'agissant des conditions de vent, les prévisions sont dans l'ensemble plutôt moyennes pour les tout premiers jours de janvier, mais restent trop incertaines pour prédire avec certitude le niveau de production éolienne au-delà.

Dans l'ensemble, ces prévisions conduisent à considérer que le risque de délestage est pour l'essentiel écarté pour début janvier *a minima*. Il pourra être levé progressivement au fur et à mesure que les analyses météorologiques plus précises (typiquement d'une semaine pour la suivante) confirmeront cette perspective mensuelle.

Figure 4 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 fin décembre. Ces incertitudes portent principalement sur les prévisions météorologiques, la disponibilité du parc nucléaire et l'approvisionnement européen.

4. Le dispositif Écowatt permettra, au cours du cœur de l'hiver, d'informer les Français en temps réel sur le niveau de sécurité d'approvisionnement et les moyens de l'améliorer

Le dispositif ÉcoWatt⁹, élargi à l'ensemble de la France en 2020, sera pleinement utilisé cette année de manière à pouvoir donner une information unique et fiable sur la sécurité d'approvisionnement.

Il est désormais articulé autour de quatre signaux, déterminés quotidiennement, qui permettent d'informer de manière pédagogique sur le niveau de consommation d'électricité, d'émettre des alertes sur le niveau de sécurité d'approvisionnement et de faire appel aux éco-gestes citoyens le cas échéant :

- ▶ **Vert** : Notre consommation est raisonnable.
- ▶ **Jaune** : Notre consommation est élevée. Nous pouvons modérer notre consommation.
- ▶ **Orange** : Le système électrique est dans une situation tendue, les éco-gestes citoyens sont les bienvenus.
- ▶ **Rouge** : Le système électrique se trouve dans une situation très tendue. Si nous ne baissions pas notre consommation d'électricité, des coupures ciblées sont inévitables. Adoptons tous les éco-gestes.

L'impact potentiel des gestes citoyens est difficile à estimer *a priori*. Il dépendra de l'appropriation du dispositif par les ménages et les entreprises.

Le retour d'expérience du dispositif ÉcoWatt en Bretagne et en région Provence-Alpes-Côte d'Azur a montré que le dispositif peut avoir un effet sur la consommation. Il peut en effet toucher des dizaines de milliers de ménages, d'établissements publics et d'entreprises, mobilisés par les médias au-delà de RTE (presse quotidienne régionale, radios, télévisions, etc).

À l'échelle nationale, l'impact du dispositif pourrait être significatif et de nature à relâcher les contraintes lors de périodes très tendues du point de vue de l'équilibre offre-demande du système électrique.

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

Les éco-gestes

Chaque particulier, entreprise ou collectivité a la possibilité de réduire la consommation d'électricité en France en adoptant des gestes simples, au bon moment.

Les moments les plus propices sont ceux où la consommation française est la plus élevée :

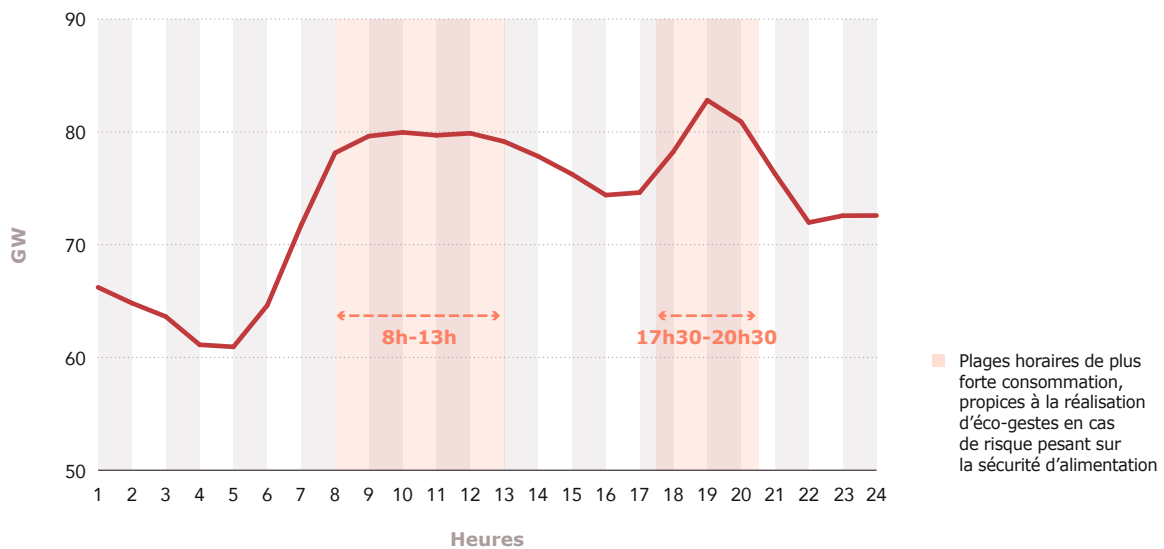
- ▶ Entre 8h et 13h, au moment où la majorité des français débute la journée leur journée et où l'activité économique s'accroît ;
- ▶ Entre 17h30 et 20h30, lorsque les particuliers rejoignent pour la plupart leur domicile (et mettent en route notamment leurs appareils électroménagers et chauffage), que les éclairages publics sont allumés et que

d'autres consommateurs sont encore sur leur lieu de travail.

C'est donc durant ces périodes qu'il est particulièrement important de réduire sa consommation lorsque cela est possible.

Le dispositif ÉcoWatt permet de connaître les jours et les horaires où les éco-gestes ont le plus d'impact sur le système électrique. Ces gestes simples, s'ils sont mis en œuvre par le plus grand nombre (ménages, entreprises, établissements publics), peuvent constituer un apport notable pour réduire la tension sur l'équilibre du système.

Figure 5 Profil de puissance de la consommation sur un jour ouvré de janvier



DES EXEMPLES D'ÉCO-GESTES À RÉALISER À LA MAISON



Chauffage

Éteignez le chauffage
d'une pièce en cours
d'aération



Électroménager

Décalez l'utilisation
de vos appareils



Lumière

Éteignez les lumières
non utilisées



Vidéos

Modérez le visionnage
des vidéos en streaming

DES EXEMPLES D'ÉCO-GESTES À RÉALISER AU BUREAU



Écrans

Éteignez complètement
votre ordinateur et votre écran
en fin de journée



Réunion à distance

Privilégiez les échanges
en audio à la vidéo.



Mails

Faites le ménage
dans votre boîte mail.
Compressez les pièces jointes.