



Perspectives pour le système électrique

pour l'automne
et l'hiver 2022-2023

TABLE DES MATIÈRES

3

Résumé exécutif

10

Dans un contexte de crise énergétique croissante, RTE renforce le dispositif de suivi de la sécurité d'alimentation pour l'automne et l'hiver 2022-2023

12

Les déterminants de l'équilibre offre-demande électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023

38

Le diagnostic d'équilibre offre-demande en électricité pour l'automne 2022 et l'hiver 2022-2023

46

Les enseignements communs

55

Les leviers d'économies d'énergie et de flexibilité de la consommation

79

Les impacts croisés entre gaz et électricité

85

L'analyse sur les prix

RÉSUMÉ EXÉCUTIF

Contexte

L'Europe est actuellement touchée par une crise énergétique exceptionnelle. Il s'agit en premier lieu d'une crise gazière, apparue au second semestre 2021 avec des tensions sur l'offre et la demande d'énergie suite à la reprise économique mondiale post-Covid, puis amplifiée par la guerre menée par la Russie en Ukraine et la forte réduction des livraisons de gaz russe qui en a résulté.

Par rapport à d'autres pays européens, la France devrait se trouver structurellement dans une position moins difficile pour y faire face : la part de l'électricité y est légèrement plus importante qu'ailleurs en Europe, elle est traditionnellement exportatrice d'électricité, et produit une électricité à 93% décarbonée (nucléaire et renouvelable) dont les coûts sont majoritairement fixes et donc indépendants de la conjoncture internationale sur les énergies fossiles. Enfin, la France est structurellement moins dépendante du gaz russe et possède une diversité de fournisseurs et de solutions de substitutions plus importantes que d'autres pays européens.

Néanmoins, la situation particulière de l'année 2022 conduit à s'écarter de ce tableau pour ce qui concerne l'électricité. Depuis l'identification d'un défaut de corrosion sous contrainte sur certains réacteurs, une seconde crise, portant sur la production nucléaire, s'est ajoutée à la première crise sur le gaz. Cet été, la disponibilité du parc nucléaire a été en retrait de 15 GW par rapport à une situation nominale. À cela s'ajoute une sécheresse longue

et intense, en France et dans une large partie de l'Europe, qui a également largement amoindri la production hydraulique. La situation en France est donc dégradée également sur la production d'électricité, conduisant le pays à importer davantage, et donc à dépendre plus directement du cours des énergies fossiles.

Cette situation inédite a conduit à faire évoluer le dispositif d'analyse des risques pour l'hiver, et notamment à anticiper la publication de l'étude saisonnière afin de mieux informer le public et les acteurs économiques :

- ▶ sur la *période de vigilance*, qui commencera dès l'automne et portera notamment sur les mois de novembre et décembre ;
- ▶ sur l'*existence de leviers permettant de réduire le risque*, en quantifiant les effets des actions de sobriété sur la sécurité d'approvisionnement, et en présentant le nouveau dispositif Ecowatt qui sera activé lors des situations tendues afin d'éviter au maximum le recours au délestage ;
- ▶ sur l'*analyse technique et économique de l'équilibre du système* durant l'hiver, afin que les acteurs de marchés puissent fonder leurs anticipations sur des analyses chiffrées et fiables (les inquiétudes sur l'équilibre offre-demande pour l'hiver conduisent à des prix aujourd'hui très supérieurs à ce que révèlent les fondamentaux techniques).

Résultats

RTE a procédé à une revue des paramètres structurants pour l'équilibre du système électrique durant l'automne et l'hiver. Les principales incertitudes portent sur l'approvisionnement en gaz, la situation énergétique dans les pays européens voisins, l'évolution de la demande, et le rythme de redémarrage des réacteurs nucléaires français. L'analyse intègre également les conséquences sur l'hydraulique de la sécheresse exceptionnelle de l'année 2022.

S'agissant du nucléaire, l'incertitude s'est réduite ces derniers mois, dans un sens favorable : le problème de la corrosion sous contrainte est désormais circonscrit à certains types de réacteurs (les plus récents), la stratégie de contrôle et de réparation d'EDF a été validée par l'ASN, les travaux de réparation ont été engagés et se déroulent correctement même si les contrôles sont longs. L'incertitude porte donc désormais sur le rythme effectif de remise en service des réacteurs.

Pour les six prochains mois, l'analyse distingue trois scénarios (intermédiaire, haut, dégradé) et comprend une variante sobriété.

















Le *scénario intermédiaire* table sur une disponibilité du nucléaire de 45 GW en janvier, une consommation d'électricité stable malgré la crise énergétique (hypothèse prudente) et des échanges d'électricité entre pays européens qui continuent de fonctionner correctement, en intégrant toutefois certaines prudenances. Dans ce scénario, les risques se manifestent essentiellement en cas d'hiver froid, et plus spécifiquement dans les situations combinant vague de froid et absence de vent.





Le *scénario haut* illustre l'intérêt d'une remontée plus rapide de la disponibilité du nucléaire. Si le parc nucléaire atteint une disponibilité de 40 GW au 1^{er} décembre, et de 50 GW tout début janvier, les risques seront très largement circonscrits, et n'apparaissent qu'en cas d'hiver très froid.

Le *scénario dégradé* représente une situation où les échanges européens sont perturbés du fait d'une pénurie de gaz. Le risque est alors très largement augmenté, et significatif même si les conditions météorologiques demeurent proches des normales. Cela illustre l'importance du bon fonctionnement des échanges d'énergie au jour le jour, et la plus-value de la solidarité européenne en matière d'électricité et de gaz.

Dans tous les cas de figure, l'évolution de la demande constitue un paramètre dimensionnant. Si celle-ci évolue à la baisse, de manière choisie par les mesures de sobriété, et/ou de manière contrainte en raison des prix de l'électricité sur les marchés, le risque pesant sur la sécurité d'approvisionnement cet automne et cet hiver est beaucoup plus faible. La variante sobriété, dont les prérequis sont documentés et chiffrés dans l'étude, permet d'estimer les gains associés à des actions volontaristes sur la consommation dès cet hiver (réduction par un facteur deux de la probabilité d'utilisation des moyens de sauvegarde et du recours au délestage).

Figure 1 Synthèse des résultats sur l'équilibre offre-demande en électricité au cours de l'automne et de l'hiver 2022-2023

		Scénario haut (vision haute sur le nucléaire)	Scénario intermédiaire (avec prudenances sur le nucléaire et les capacités d'imports)		Scénario dégradé (limitation des échanges électriques et tensions sur le gaz)
			Cas de base	Variante sobriété	
Exemples de configurations météo	Hiver chaud (type 2019-2020)	Pas de recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 0 activation	Pas de recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 0 activation	Pas de recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 0 activation	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 4-7 activations
	Médiane des simulations météo	Pas de recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 0 activation	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 0-2 activations	Pas de recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 0 activation	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 6-12 activations
	Hiver froid (type 2012-2013)	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 0-1 activation	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 1-2 activations	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 0-1 activation	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 12-20 activations
	Hiver très froid (type 2010-2011)	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 1-3 activations	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 3-6 activations	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 1-3 activations	Recours aux moyens de sauvegarde  Ecowatt : ● 20-28 activations

 Pas d'activation des moyens de sauvegarde	 Recours possibles aux moyens de sauvegarde sur quelques heures au maximum	 Multiples recours aux moyens de sauvegarde	 Recours très fréquent aux moyens de sauvegarde
--	--	---	---

Le nombre effectif de recours aux signaux Ecowatt pourrait évoluer en fonction des conditions réelles d'exploitation et d'un ensemble de paramètres qui ne peuvent être entièrement résumés dans ce tableau.

Enseignements

1) La période de vigilance sur la sécurité d'approvisionnement électrique commence de manière exceptionnelle à l'automne et s'étend désormais sur plusieurs mois.

Les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande en électricité sont habituellement concentrés sur la période du cœur de l'hiver, autour du mois de janvier.

De manière atypique, la vigilance pour les prochains mois s'étend à l'automne et à l'ensemble de l'hiver, en raison de la faible disponibilité prévisionnelle du nucléaire sur ces périodes. Les risques sont plus particulièrement élevés entre novembre et janvier mais des situations tendues en dehors de cette période (octobre et février-mars) ne peuvent être exclues même si elles sont moins probables.

2) L'équilibre offre-demande en électricité pourra être assuré sans restriction durant les six prochains mois durant la quasi-totalité du temps.

Les analyses de sécurité d'approvisionnement conduisent par essence à envisager des situations dégradées et des cas de figure défavorables. Celles-ci sont plus probables en situation de crise énergétique. Néanmoins, durant l'essentiel de la période concernée, l'équilibre entre l'offre et la demande n'est pas menacé, et le système électrique fonctionnera normalement.

En cas d'hiver doux notamment, et à part dans le scénario dégradé, la probabilité de devoir faire appel au signal Ecowatt rouge est infime.

De manière générale, si les conditions météorologiques ne s'écartent pas trop des normales de saison, le risque de déséquilibre demeure faible (de l'ordre de trois émissions du signal Ecowatt rouge au cours de l'ensemble de la période).

En dehors de ces quelques jours, la situation de l'approvisionnement électrique sera nominale.

3) Les configurations les plus extrêmes envisagées ne se matérialiseraient que dans un cas improbable de cumul d'aléas défavorables : elles peuvent conduire à des limitations transitoires de consommation, mais pas à un « black-out ».

La situation la plus dégradée est celle qui cumule les aléas négatifs : météo très froide et scénario dégradé (absence d'effet du plan de sobriété et pénurie gazière européenne conduisant à limiter le fonctionnement des centrales à gaz et les imports d'électricité ou bien dans un contexte de production nucléaire extrêmement dégradée). Dans ce scénario, le déficit en énergie serait au maximum de 1 % à l'échelle de l'hiver.

Ces situations seront traitées en utilisant les moyens de sauvegarde à disposition de RTE. Ceux-ci comprennent :

- ▶ la mobilisation des entreprises, collectivités et particuliers lors des signaux Ecowatt rouge ;
- ▶ des leviers d'ordre technique (interruptibilité des consommateurs d'énergie, baisse de tension de 5 % sur les réseaux de distribution) ;
- ▶ en ultime recours, des coupures organisées, temporaires et tournantes (délestage) peuvent être activées pour éviter un incident généralisé.

Lors des jours concernés (émissions du signal Ecowatt rouge), l'effort collectif nécessaire pour éviter le recours au délestage porterait sur 1 à 5 % de la consommation dans la majorité des cas. En cas de conditions météorologiques extrêmes, cet effort pourrait aller jusqu'à 15 %.

Dans ce « scénario du pire », l'émission du signal serait au maximum de 20 à 30 jours sur les six prochains mois.

La fréquence et la profondeur du recours à ce levier peut être très largement réduite dans le cas où des actions de sobriété portent leurs fruits dès cet hiver.

4) Le risque porte majoritairement sur quelques moments spécifiques de la journée, et non sur des journées entières.

L'essentiel des situations à risque se situent le matin entre 8h et 13h et le soir entre 18h et 20h. Elles ne touchent jamais le week-end, très rarement le soir au-delà de 20h, et jamais la nuit sauf situation exceptionnelle.

Elles peuvent donc être fréquemment traitées en «déplaçant» des consommations ou en activant des leviers d'urgence de manière ponctuelle (réponse au signal Ecowatt rouge par les collectivités publiques, les entreprises et les ménages).

Leviers : une action volontariste en matière de sobriété permet de réduire largement le risque et de le traiter par des actions de réduction volontaires de la consommation plutôt que par des coupures

L'analyse montre que les risques sur la sécurité d'approvisionnement peuvent être en large partie écartés :

- ▶ si des actions très volontaristes sont entreprises en matière de sobriété et produisent leurs effets à court terme ;
- ▶ et/ou en parvenant à remettre en service rapidement les réacteurs nucléaires actuellement à l'arrêt.

Dans ces conditions, la France pourra traverser l'automne et l'hiver, même froids, sans recourir aux moyens de sauvegarde.

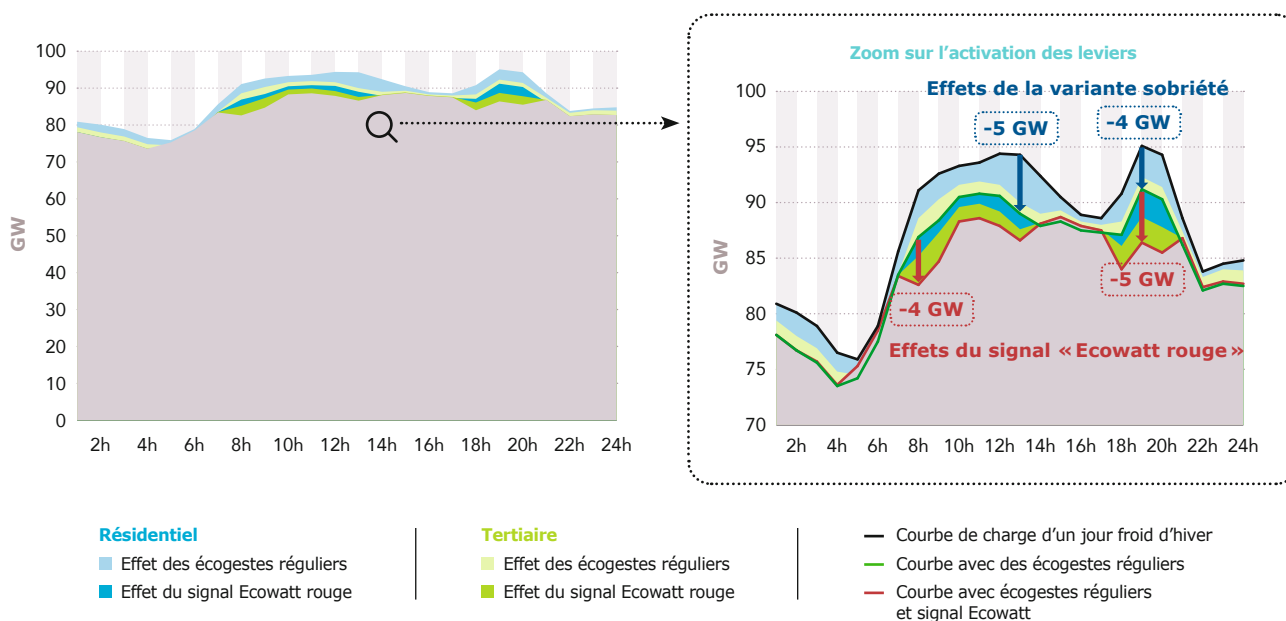
La perspective d'une évolution à la baisse de la demande électrique à court terme est aujourd'hui plus probable. Dans le cadre du plan sobriété annoncé

par le gouvernement, un grand nombre d'entreprises ou de fédérations professionnelles définissent actuellement des plans et propositions structurelles pour diminuer leur consommation. D'autre part, des mesures spécifiques et plus profondes devant être mises en œuvre lors des jours Ecowatt rouge sont également en cours de déploiement.

Cette mobilisation, si elle est à la hauteur, doit permettre d'éviter l'utilisation du moyen de sauvegarde de dernier ressort que constitue le délestage, et ainsi de préférer une « sobriété choisie » à des « coupures subies ».

Dans le document, RTE a analysé les différents leviers sur la demande et indiqué ceux qui permettent d'agir de manière la plus efficace.

Figure 2 Illustration de l'impact d'actions volontaristes de sobriété et d'actions exceptionnelles lors d'un jour Ecowatt rouge (jour ouvré froid de février)



Analyse économique : des prix sur les marchés à terme qui apparaissent très élevés par rapport à l'analyse des fondamentaux

Au cours des derniers mois, le marché a correctement réagi par rapport aux fondamentaux du système électrique : l'augmentation des prix de l'électricité sur le marché spot est bien corrélée à la situation physique du système.

Néanmoins, les prix atteints sur les marchés à *terme* ne reflètent plus correctement les perspectives de fonctionnement du système électrique cet hiver : ils intègrent désormais une « prime de risque » extrêmement élevée pour la France. En effet, tout se passe désormais comme si le marché avait, en quelques mois, basculé d'une absence totale d'anticipation d'un risque de défaillance à une situation où seul le scénario le plus extrême est envisagé et intégré aux prix. Or, dans le même temps, l'incertitude sur l'hiver s'est pourtant significativement réduite.

Le niveau de risque révélé par l'analyse prévisionnelle ne permet pas de justifier des prix à terme aussi élevés, même en intégrant un risque de défaillance, même en ne prévoyant pas d'évolution à la baisse de la demande, et même en considérant une disponibilité du parc nucléaire inférieure à l'agrégation des données déclarées – centrale par centrale – sur les registres de transparence.

Les hypothèses et anticipations de RTE en matière de production sont présentées dans ce document, filière par filière, et donc publiques. Ceci doit permettre aux acteurs économiques de réaliser des prévisions sur la base d'éléments désormais agrégés, et ainsi d'ancrer leurs anticipations par rapport à des scénarios probables.

DANS UN CONTEXTE DE CRISE ÉNERGÉTIQUE, RTE RENFORCE LE DISPOSITIF DE SUIVI DE LA SÉCURITÉ D'ALIMENTATION POUR L'AUTOMNE ET L'HIVER 2022-2023

L'Europe est actuellement touchée par une situation de crise énergétique sans précédent

qui se traduit notamment par une très forte augmentation des prix de l'énergie ainsi que par des risques sur la sécurité énergétique du continent européen. Cette crise s'est manifestée dès la fin 2021 avec des tensions sur l'offre et la demande d'énergie suite à la reprise économique mondiale post-Covid. Elle a été largement amplifiée par la guerre menée par la Russie en Ukraine et la forte réduction qui en a résulté dans l'approvisionnement européen en gaz russe.

Les risques sur la sécurité d'approvisionnement concernent également l'électricité, car un grand nombre de centrales de production électriques en Europe utilisent du gaz. Ils ont été renforcés par la sécheresse historique qui a réduit la production hydraulique au cours de l'année 2022. Ils sont plus particulièrement perceptibles en France, où une crise de production nucléaire, dont les conséquences demeureront fortement perceptibles ces prochains mois, s'est ajoutée à la crise gazière.

Sur le plan structurel, le système électrique français ne dispose plus de marge par rapport au critère public de dimensionnement depuis plusieurs années.

Cette situation résulte de la fermeture de nombreux moyens de production au charbon et au fioul combinée au retard pris dans la mise en service des renouvelables et de l'EPR de Flamanville et à la forte réduction de la production du parc nucléaire existant. Cette situation structurelle était identifiée de longue date et anticipée, mais pas au niveau de risque observé aujourd'hui. Au cours des dernières années, toutes les publications de RTE ont en effet indiqué que la période 2020-2024 était spécifiquement à risque,

et ce quel que soit le scénario choisi pour atteindre les objectifs climatiques du pays et les mesures prises par les pouvoirs publics pour accélérer la transition. Les choix énergétiques ont en effet une forte inertie.

Cette vigilance structurelle s'est renforcée depuis 2020. Dans un premier temps, la sécurité d'alimentation s'est dégradée du fait de la crise sanitaire, et particulièrement des conséquences du premier confinement de 2020 sur le planning des grands travaux sur le parc nucléaire. Puis, les tensions sur les chaînes d'approvisionnement liées à la reprise économique, les conséquences de la guerre en Ukraine ou encore les anomalies de corrosion sous contrainte détectées sur certains réacteurs nucléaires français ont largement amplifié le phénomène.

Dans ce contexte, RTE a engagé depuis plusieurs mois des analyses approfondies sur l'équilibre offre-demande en électricité pour les prochains hivers ainsi que des actions de sécurisation de l'approvisionnement, en lien avec les pouvoirs publics et les parties prenantes.

En particulier, une « consultation flash » a été menée en juillet 2022 auprès de l'ensemble des parties prenantes. La consultation a porté sur deux volets : la stabilisation des hypothèses nécessaires à l'élaboration de l'analyse en recueillant auprès des acteurs concernés leurs données les plus à jour d'une part et l'identification des leviers de renforcement de la sécurité d'alimentation susceptibles d'être déployés d'ici l'hiver d'autre part.

Pour les prochains mois, RTE va encore renforcer son dispositif dynamique d'information et de suivi

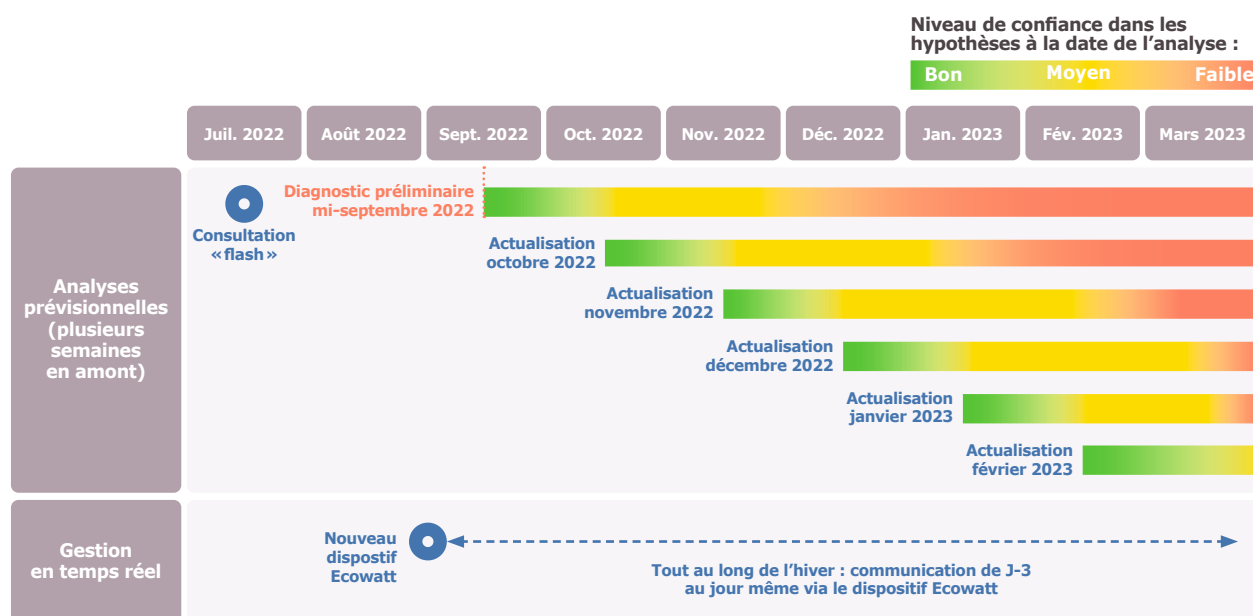
de la sécurité d'approvisionnement, selon les principes mis en place l'hiver dernier. Celui-ci s'appuiera sur deux principaux canaux d'information :

- ▶ **d'une part sur la publication d'analyses mensuelles et prévisionnelles (actualisations régulières du « passage de l'hiver ») afin d'éclairer les pouvoirs publics et les différents acteurs de marché sur la situation prévisionnelle du système à court terme.** L'analyse restituée dans le présent document consiste en un cadrage qui sera actualisé régulièrement afin de tenir compte entre autres des dernières prévisions sur les conditions météorologiques, sur l'approvisionnement en gaz en Europe et sur la disponibilité des parcs de production français et européen ;
- ▶ **d'autre part sur le dispositif Ecowatt¹, qui signalera au plus proche du temps réel et à l'ensemble des consommateurs français les jours les plus tendus en matière d'équilibre offre-demande.** Ecowatt pourra ainsi jouer le rôle d'un « Bison futé de l'électricité »

permettant d'informer en temps réel les citoyens et les entreprises et de mobiliser les actions de modération de la consommation d'électricité pendant les périodes les plus utiles au système. Le signal Ecowatt peut prendre trois couleurs (vert/orange/rouge) selon le degré de tension du système et la probabilité de coupures d'électricité hors actions citoyennes.

Au-delà de l'hiver 2022-2023 qui constitue le point d'attention immédiat, les incertitudes sur la sécurité d'approvisionnement en électricité concernent également les hivers suivants que RTE avait déjà mis sous vigilance dans ses derniers Bilans prévisionnels avant même la crise ukrainienne. Le prochain Bilan prévisionnel qui sera publié au printemps 2023 visera à actualiser le diagnostic sur l'équilibre offre-demande pour les dix à quinze prochaines années, en tenant compte du nouveau contexte énergétique et en identifiant les leviers contribuant à réduire la dépendance du système énergétique français au gaz fossile importé.

Figure 3 Dispositif d'analyse et de suivi de la sécurité d'approvisionnement en électricité mis en place par RTE



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

LES DÉTERMINANTS DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ÉLECTRIQUE

POUR L'AUTOMNE ET L'HIVER 2022-2023



Consommation

État des lieux

Après une phase de stabilité pendant une dizaine d'années puis un net repli en 2020 dû aux confinements, la consommation d'électricité a retrouvé depuis mi-2021 un niveau proche de celui d'avant la crise sanitaire. Elle reste malgré tout légèrement inférieure à ce dernier, de l'ordre de 1 à 2%.

Cette stabilité s'inscrit dans un contexte marqué notamment par l'évolution des usages énergétiques (développement du véhicule électrique, efficacité énergétique...), ce qui implique que l'efficacité énergétique des usages électriques continue de progresser légèrement.

Elle signifie également que **la forte hausse des prix de l'électricité sur les marchés de gros n'a, à ce stade, pas eu d'effet sensible sur la consommation d'électricité nationale.** Les mesures de protection du consommateur final mises en œuvre en France depuis l'automne 2021 (plafonnement des tarifs réglementés de vente, augmentation du plafond ARENH, baisse de la TICFE...) expliquent largement cette situation. Les prix de l'électricité acquittés par les consommateurs sont en effet différents des prix sur les marchés de

gros : ces derniers influent à terme sur les prix, mais de manière progressive et partielle selon les catégories de consommateurs et les dispositifs de protection dont ils disposent. Dans l'ensemble, les mesures mises en œuvre par le Gouvernement font aujourd'hui de la France le pays européen le moins touché par l'inflation énergétique.

Le constat d'absence apparent d'impact baissier de la crise sur la consommation électrique à date est conforté par les retours issus de la « consultation flash » menée à l'été. Selon les réponses des fournisseurs d'électricité, l'effet de la crise sur la consommation d'électricité est resté marginal en France, en particulier dans les secteurs résidentiel et tertiaire. Seules certaines industries ont eu à adapter leurs plans de charge à la baisse de manière ponctuelle et temporaire (ciblées sur certaines journées, notamment d'avril ou de mai) mais l'effet est de second ordre à l'échelle nationale notamment par rapport aux effets observés lors des confinements de 2020 (jusqu'à -15% par rapport aux niveaux historiques). En comparaison, l'effet de la hausse actuelle des prix de l'énergie est plus prégnant sur la consommation industrielle de gaz.

Incertitudes et possibilités d'évolution

Le niveau structurel de consommation d'électricité en France au cours des prochains mois dépendra de l'évolution des prix de l'électricité (et donc de l'évolution des boucliers tarifaires) et des mesures du « plan sobriété » préparé par l'État.

Les dispositifs d'aide qui prendront la suite du bouclier tarifaire – aujourd'hui valable jusqu'à la fin de l'année 2022 uniquement – ne sont pas définis à date. Le prolongement du bouclier sous sa forme actuelle serait de nature à maintenir la consommation à des niveaux similaires mais serait coûteux au regard des niveaux de prix de l'électricité observés aujourd'hui et n'entrerait pas d'incitation financière à la réduction de la consommation d'électricité et de gaz. L'évolution de l'effet du bouclier (ampleur des aides) ou de son périmètre (ciblage éventuel des consommateurs) pourrait à l'inverse faire baisser la consommation des consommateurs qui chercheraient à limiter leur facture d'électricité. Concernant spécifiquement les industriels, les acteurs consultés témoignent d'une probable difficulté des entreprises à répercuter une hausse supplémentaire des prix de l'énergie dans leurs produits, étant donné les hausses déjà intégrées en 2022.

S'agissant du « plan sobriété », le gouvernement a annoncé l'objectif de réduire de 10% la consommation énergétique (électricité, gaz, carburants) de la France d'ici 2024. À ce titre, de premières propositions de mesures doivent être annoncées à la fin du mois de septembre 2022 et porter sur plusieurs secteurs : administrations publiques, entreprises, établissements recevant du public et grandes surfaces, logements, collectivités territoriales, numérique, sport et transports. De premiers engagements ont déjà été pris dans les dernières semaines, notamment par certaines collectivités locales ou par le secteur de la grande distribution. Les effets à court terme du « plan sobriété » sont difficiles à quantifier à ce stade (profondeur et effectivité des engagements des entreprises et des fédérations, effets sur le grand public, rapidité de mise en œuvre des premières actions...). Ceux-ci devraient se matérialiser à plus long terme.

Dans le secteur énergétique, une diminution de 10% de la consommation totale en un ou deux ans constituerait une trajectoire inédite depuis les chocs pétroliers :

- ▶ sur le plan de la consommation d'énergie finale le rythme tendanciel consiste en une diminution de 0,5% par an (-7% en 15 ans de 2004 à 2019), avec des perspectives d'accélération dans la dernière SNBC qui prévoit une réduction de la consommation d'énergie de 40% en 30 ans (soit environ 1,5% de baisse annuelle moyenne) ;
- ▶ sur le plan de la consommation d'électricité, les exemples de diminution les plus récents sont la crise financière de 2008 (-1,6% en 2009) et la crise sanitaire (-3,5% en 2020 par rapport à 2019, avec un pic à -15% lors du premier confinement).

De plus, comme l'ont montré les *Futurs énergétiques 2050* publiés en 2021, la diminution de la consommation d'énergie globale s'accompagne à terme d'une augmentation de la consommation d'électricité, dans la mesure où certains leviers d'efficacité énergétique et de décarbonation passent par l'électrification de certains usages comme dans les transports (véhicules électriques), dans le bâtiment (pompes à chaleur) ou dans l'industrie. Les effets sur la consommation électrique à l'horizon du prochain hiver et des suivants apparaissent donc incertains.

Le niveau effectif de la consommation dépendra, pour sa part, des conditions météorologiques. Celles-ci ne peuvent être projetées, sur une durée de six mois, avec un niveau de certitude suffisamment important.

Les niveaux de températures atteints cet automne et cet hiver seront donc particulièrement structurants pour établir le diagnostic d'équilibre du système électrique. À titre d'illustration, en cas de vague de froid, chaque degré perdu à l'échelle nationale entraîne une hausse de la consommation de 2,4 GW en moyenne.

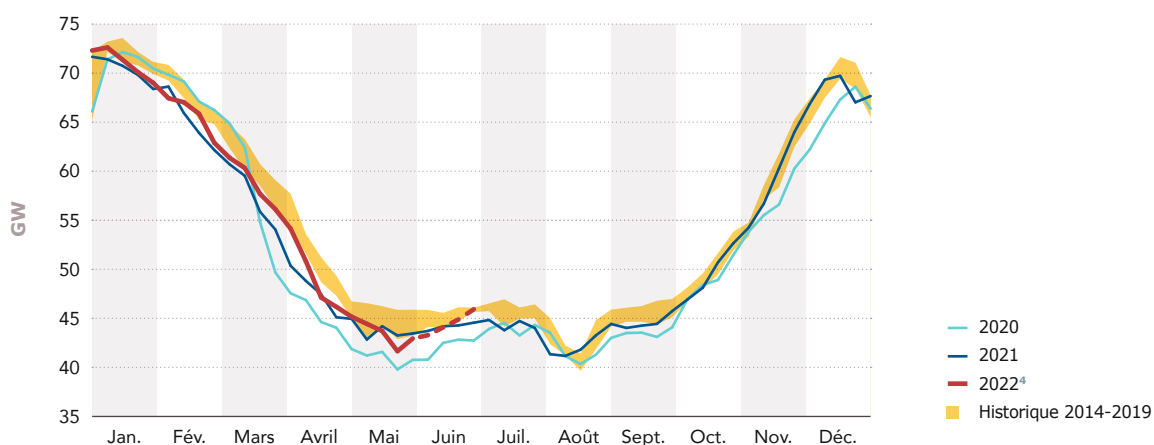
Projections pour les prochains mois

Le scénario de référence pour cet hiver demeure à ce stade une prolongation de la tendance actuelle, soit des niveaux similaires à ceux de l'hiver dernier et inférieurs d'environ 1 à 2% à ceux des hivers précédant la crise sanitaire. Sur l'année 2022, cette hypothèse représente une consommation (corrigée du climat) comprise entre 460 et 470 TWh².

Au-delà de l'énergie globale, les pointes de consommation pourront sensiblement évoluer en fonction des conditions météorologiques. À titre d'illustration, les pointes annuelles ont été comprises entre 83 et 89 GW ces trois derniers hivers, mais autour de 95 GW les deux hivers précédents. Dès lors, les besoins en maîtrise globale de la demande ou de déplacement des appels de puissance (aussi bien sur la plage horaire du soir que sur celle du matin) sont élevés, mais restent, à ce stade, très difficiles à prévoir pour l'hiver prochain.

En complément du scénario de référence, RTE a analysé une variante représentant de potentiels effets rapides du « plan sobriété » afin d'en analyser les bénéfices. Les hypothèses de ce scénario normatif consistent en un premier palier de réduction de la consommation de 2 à 3% dès les prochains mois (soit 6 à 8 TWh entre octobre et mars) représentant les effets d'efforts structurels d'économies d'énergie (baisse de la consommation de chauffage, d'éclairage...). Par ailleurs, au-delà de ce type d'actions, l'étude analyse aussi l'effet de dispositions plus ponctuelles (par exemple via la mobilisation d'écogestes citoyens), pouvant aussi jouer un rôle clé pour la gestion des pointes de demande, notamment lors de l'activation du signal « rouge » du dispositif Ecowatt. Les actions la maîtrise de la demande sont détaillées de manière plus exhaustive en partie 5 de ce document.

Figure 4 Puissance appelée en moyenne hebdomadaire³, corrigée du climat



2. En consommation réelle pour la période janvier-août, et prévisionnelle pour septembre-décembre, toutes deux corrigées du climat.

3. Ces moyennes journalières corrigées du climat masquent des variations importantes (i) au sein de la journée et (ii) en fonction de la météo. Des valeurs nettement plus importantes peuvent donc être observées sur certaines heures.

4. Les chiffres de 2022 sont provisoires et seront consolidés progressivement, sur plusieurs mois, en fonction des remontées successives de données.

Par ailleurs, au-delà des actions structurelles sur la consommation, des actions plus ponctuelles (par exemple via la mobilisation des éco-gestes citoyens) peuvent aussi jouer un rôle clé pour la gestion des pointes de demande, notamment lors de l'activation du signal «rouge» du dispositif Ecowatt. L'effet éventuel de ces mesures sur la sécurité d'approvisionnement est aussi analysé.

L'évolution de la consommation sera tout particulièrement suivie lors des réactualisations mensuelles, afin d'intégrer notamment les premiers retours d'expérience sur le «plan sobriété», mais aussi les dernières prévisions météorologiques.



Nucléaire

État des lieux

Depuis le début du mois de décembre 2021, la disponibilité du parc nucléaire s'est fortement dégradée, atteignant des niveaux largement inférieurs à ceux observés au cours des dernières années. Dans ses dernières annonces⁵, EDF projette une production nucléaire comprise entre 280 à 300 TWh pour l'année 2022, contre environ 380 TWh entre 2016 et 2019 (avant la crise sanitaire), soit une baisse de près de 25 % par rapport à des années récentes.

La capacité du parc nucléaire est aujourd'hui de 61,4 GW. Elle a été réduite en 2020 de 1,8 GW avec la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim, qui n'a pas été encore compensée par la mise en service de l'EPR de Flamanville, repoussée au second semestre 2023 à date. La réduction de la production nucléaire est très largement due à la moindre production des réacteurs existants⁶. Les facteurs expliquant une telle diminution sont documentés et ont été exposés dans les analyses précédentes de RTE (voir notamment partie 14.3.3 des *Futurs énergétiques 2050*) :

- ▶ premièrement, le parc nucléaire fait actuellement l'objet de travaux de grande ampleur dans le cadre du « grand carénage ». Ce programme industriel atteint son pic d'activité depuis le début de la décennie ; il concentre un grand nombre de quatrièmes visites décennales pour les réacteurs du palier 900 MW, mais également des changements de grands composants sur les autres réacteurs en lien avec le renforcement des dispositifs de sûreté dans le cadre du retour d'expérience post-Fukushima ;
- ▶ deuxièmement, le calendrier de maintenance des réacteurs a été durablement perturbé par la crise sanitaire, en particulier lors du premier confinement. Ceci a conduit à des adaptations

de plannings et au report de certains travaux, qui ont encore densifié le programme prévu pour 2021 et 2022 ;

- ▶ troisièmement, le programme industriel a été profondément modifié, depuis décembre 2021, par la détection d'anomalies de corrosion sous contrainte (CSC) sur certains circuits auxiliaires de réacteurs. Ceci a conduit à la mise à l'arrêt préventive de plusieurs réacteurs (notamment des quatre réacteurs du palier N4 à Civaux et Chooz, les plus récents du parc), à la définition d'un programme de contrôle sur l'ensemble des réacteurs du parc, puis aujourd'hui à des travaux de réparation sur les réacteurs. La corrosion sous contrainte constitue aujourd'hui le principal facteur explicatif de la faible disponibilité du nucléaire.

La stratégie de contrôle et de résorption du défaut de corrosion sous contrainte constitue le paramètre le plus important à considérer pour rendre compte de la faible disponibilité actuelle du parc nucléaire. Au cours de l'année 2022, les contrôles mis en œuvre sous la supervision de l'Autorité de sûreté nucléaire ont été réalisés en utilisant les techniques disponibles, à savoir la découpe de portions de tuyauteries dans certains réacteurs suivie d'examens en laboratoire permettant de caractériser les défauts, pour chaque palier du parc nucléaire. Ces procédés, permettant d'évaluer le niveau de sensibilité des réacteurs concernés au défaut de corrosion, requièrent ensuite des réparations complexes, que le réacteur soit *in fine* affecté ou non par le défaut.

Enfin, de manière marginale, des raisons environnementales peuvent également réduire la production des réacteurs nucléaires dans certains types de

5. <https://www.edf.fr/groupe-edf/espaces-dedies/journalistes/tous-les-communiqués-de-presse/point-actualite-nucleaire-du-18-mai-2022>

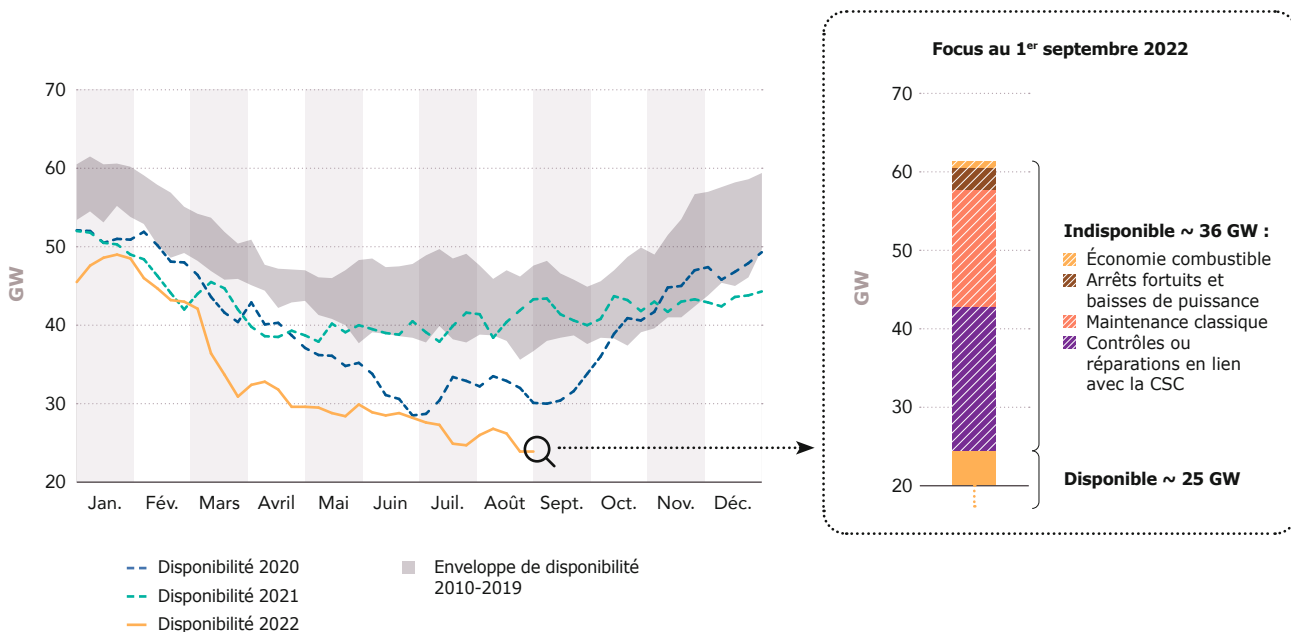
6. La fermeture de la centrale de Fessenheim (en 2020) n'explique qu'environ 2,5% de la baisse de productible annuel sur les 25% de baisse anticipée en 2022.

conditions météorologiques (sécheresse et vagues de chaleur). Le déficit de production nucléaire pour cause de contraintes environnementales a ainsi atteint ponctuellement près de 2 GW au cours de l'été.

Dans ce contexte, la puissance disponible du parc nucléaire s'est approchée au maximum de 50 GW fin janvier 2022, avant de décroître progressivement pour atteindre un point bas inférieur à 25 GW durant la seconde partie du mois de juillet, puis fin août. Au 12 septembre, la disponibilité du parc est d'environ 27 GW, avec 28 réacteurs arrêtés sur 56.

L'arrêt de réacteurs nucléaires pour maintenance et rechargement du combustible durant le printemps, l'été et l'automne est logique : il est fréquent qu'une quinzaine de réacteurs puissent être à l'arrêt de manière simultanée durant l'été. Néanmoins, disposer d'une puissance disponible inférieure à 30 GW en sortie d'été est une situation inédite. **Le déficit de production nucléaire par rapport à une année normale atteint aujourd'hui environ 15 GW. Si l'équilibre offre-demande a pu être assuré durant l'été, plusieurs situations tendues ont été rencontrées, nécessitant de forts volumes d'import et la mobilisation de centrales de pointes en France, avec un impact haussier sur les prix (voir partie 7).**

Figure 5 Disponibilité du parc nucléaire constatée en 2022 et comparaison avec l'historique



Incertitudes et possibilités d'évolution

La disponibilité du parc nucléaire pour l'hiver 2022-2023 va augmenter d'ici l'hiver, dans des proportions et avec une rapidité qui demeure encore inconnue. Néanmoins, le degré d'incertitudes est plus faible aujourd'hui qu'il y a plusieurs mois.

Un enjeu important porte sur les réacteurs concernés par le programme de contrôle du phénomène de corrosion sous contrainte. Les récents communiqués de presse d'EDF et informations présentes sur la plateforme de transparence européenne indiquent le nombre de réacteurs concernés par ces contrôles spécifiques au cours de l'année 2022 (pour certains, la présence du défaut a été confirmée et fait l'objet de réparations, pour d'autres, l'analyse a permis d'exclure la présence du défaut).

Pour autant, au cours des derniers mois, plusieurs jalons ont été franchis conduisant à « dérisquer » en partie certains réacteurs, et à engager le programme industriel de contrôle approfondi et de traitement des défauts de corrosion sous contrainte.

D'une part, le phénomène de CSC sur les tuyauteries concernées est aujourd'hui mieux compris et circonscrit à certains réacteurs. Les contrôles ont en effet révélé une plus forte sensibilité des réacteurs des paliers N4 (réacteurs de 1500 MW) et P'4 (une partie des réacteurs de 1300 MW) et une faible sensibilité des réacteurs des paliers CP (réacteurs de 900 MW) et P4 (l'autre partie des réacteurs de 1300 MW). Ces observations ont permis à EDF de définir une stratégie⁷ visant à contrôler l'ensemble de ses réacteurs d'ici 2025 sur le défaut de CSC, à prioriser le contrôle des réacteurs des paliers N4 et P'4 et à réaliser les nouveaux contrôles avec un nouveau procédé non destructif par ultrasons dès la deuxième partie de 2022. Ces nouveaux procédés devraient permettre, une fois déployés, d'approfondir les investigations sans nécessiter la découpe de tuyauteries, et donc une réduction du délai d'immobilisation des réacteurs concernés.

D'autre part, cette stratégie est désormais approuvée par l'ASN⁸ et est donc en cours de déploiement.

Dans sa décision du 26 juillet 2022, l'ASN a toutefois indiqué souhaiter que le contrôle du réacteur de Belleville 2, initialement placé en 2024, soit réalisé plus en amont (EDF a depuis annoncé prévoir de réaliser les contrôles sur ce réacteur au deuxième trimestre 2023).

Enfin, les travaux de réparation ont commencé sur certains des réacteurs ayant fait l'objet de contrôles « destructifs » au cours du printemps de l'été (c'est-à-dire une découpe de tuyauterie systématique afin de procéder à des examens en laboratoires), selon des modalités approuvées par l'ASN. Ils sont notamment achevés sur ceux de Tricastin 3 et en voie de l'être sur Chinon B3. Sur le plan technique, les procédés développés cet été pour remplacer les portions de tuyauteries affectées par la CSC ont donc démontré leur opérabilité, ouvrant la voie au programme industriel de traitement de la CSC sur le parc, et spécialement sur les réacteurs requis cet hiver.

Dans l'ensemble, l'incertitude sur le périmètre des contrôles et des réparations a donc diminué au cours des derniers mois, ce qui constitue une nouvelle très positive pour la gestion du système. Il demeure néanmoins une incertitude importante sur la faculté d'EDF et de ses sous-traitants à mener à bien l'ensemble des contrôles et des travaux de réparations dans un planning très exigeant (le retour de huit des réacteurs concernés est notamment prévu entre octobre et décembre), afin de faire remonter de manière significative la capacité nucléaire disponible d'ici la fin de l'année.

Au-delà des arrêts liés aux contrôles et réparations pour CSC, la disponibilité nucléaire dépendra largement de la tenue du calendrier sur les autres arrêts concernant les programmes de maintenance « classique » (arrêt pour rechargement, visite partielle ou visite décennale pour certains d'entre eux). Le retour d'expérience sur les années passées montre toujours des décalages temporels réguliers par rapport aux annonces initiales. L'incertitude reste toutefois moins élevée pour les arrêts dont le retour est prévu d'ici quelques jours

7. https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2022-07/EDF_Mise%20a%20jour%20Note%20Info%20CSC_27juillet%202022.pdf

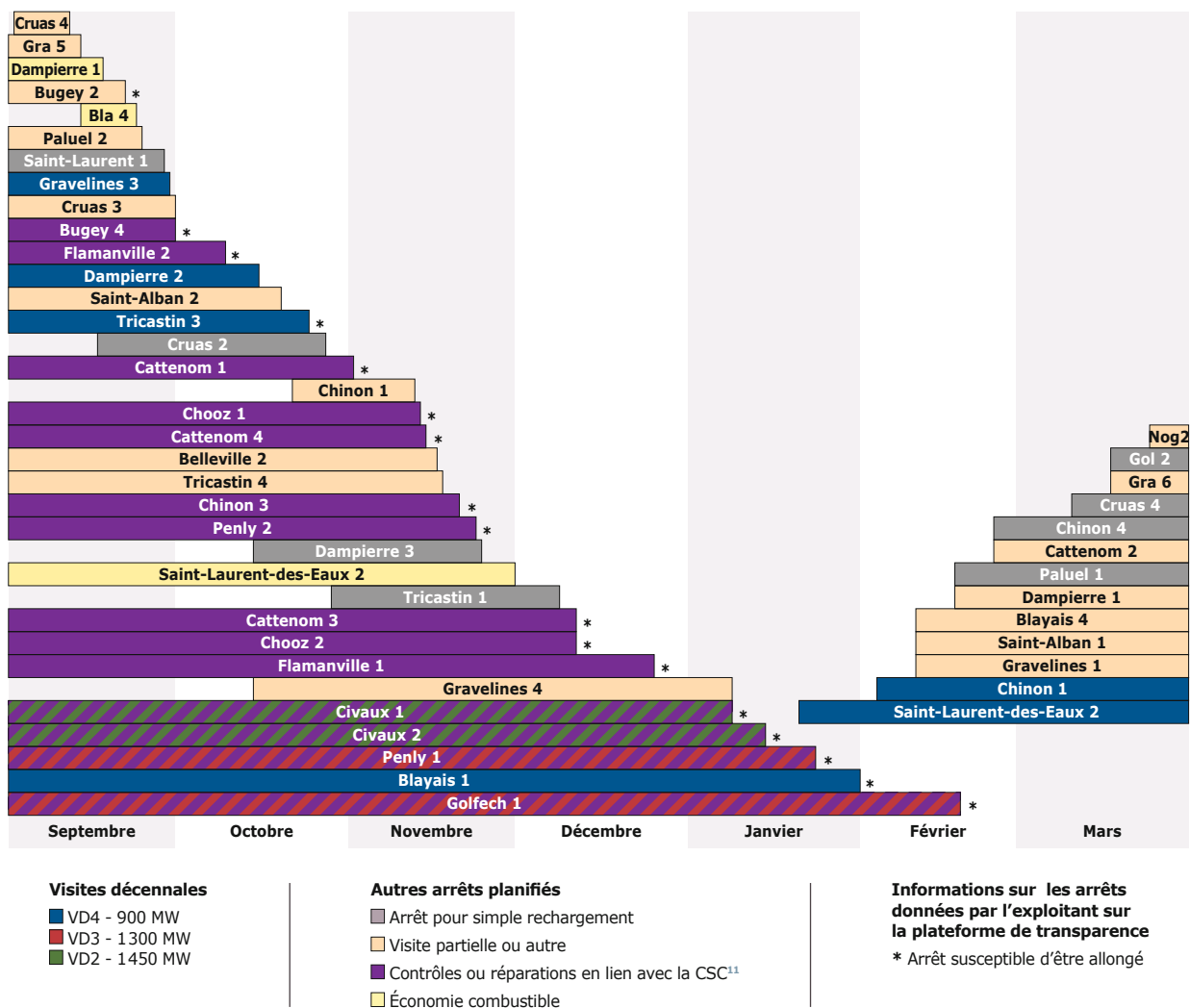
8. <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/corrosion-sous-contrainte-l-asn-considere-que-la-strategie-de-controle-d-edf-est-appropriee>

(huit sont notamment prévus dans la deuxième quinzaine de septembre) que pour les prochaines semaines et les prochains mois.

Dans ce contexte dégradé, EDF a procédé cet été à plusieurs réaménagements du calendrier d'arrêts afin de limiter les risques pour la sécurité d'alimentation pour l'hiver 2022-2023, similairement à ce qui avait été fait lors des deux hivers précédents. Ces évolutions ont permis de revoir en partie à la hausse la disponibilité du parc nucléaire pour l'hiver

à venir, principalement sur la deuxième partie d'hiver, dès lors que les décalages d'arrêts (non liés aux travaux de CSC) étaient possibles. À ce titre, deux arrêts devant se terminer en décembre 2022 ont été avancés d'une semaine, une visite décennale débutant en octobre 2022 a été repoussée à fin janvier 2023, et neuf arrêts débutant en janvier et février 2023, voire en mars, ont été décalés de deux à cinq semaines. **Ces marges d'optimisation ont toutes été utilisées au cours de l'été : il n'en reste plus d'autres.**

Figure 6 Planning prévisionnel des arrêts du parc nucléaire pour l'hiver 2022-2023⁹
(source : plateforme de transparence européenne, au 12 septembre 2022)¹⁰



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

10. Certaines des centrales à l'arrêt pour contrôle CSC ne sont toutefois pas affectées par le phénomène.

11. Les VD en hachuré correspondent aux VD dont les durées d'arrêt ont été les plus affectées par les contrôles et réparations en lien avec la CSC.

Projections pour les prochains mois

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 l'ensemble des prochains mois. Sur la base de lois de probabilité issues de l'expérience de RTE dans l'élaboration des bilans prévisionnels, des prudences sont ainsi ajoutées par rapport aux dates de retour prévisionnelles déclarées par EDF, centrale par centrale, dans les registres de transparence. Ces prudences sont cohérentes avec l'évaluation globale du productible fournie par EDF (elles correspondent au bas de la fourchette de production indiquée) et avec les éléments qualitatifs fournis sur les registres de transparence. RTE intègre des allongements différents selon la typologie d'arrêt, afin de refléter le niveau d'incertitude correspondant :

- ▶ pour les arrêts correspondant au cycle « naturel » de maintenance (rechargement, visite partielle, visite décennale) dont le retour apparaît imminent (d'ici début octobre), des prolongations de l'ordre de quelques jours ;
- ▶ pour les arrêts du « cycle naturel » dont le retour est plus lointain (au-delà de quelques semaines), des prolongations de l'ordre de quelques semaines sont prises en compte, en distinguant en fonction du site et de la nature de l'arrêt (les visites décennales concentrant plus de travaux, elles sont plus sujettes à des allongements que les arrêts pour simple rechargement, par exemple) ;
- ▶ pour les réacteurs affectés par la CSC ou par des travaux spécifiques (remplacement de générateurs de vapeur), du fait de l'ampleur du programme industriel, RTE a pris en compte des prudences spécifiques. Ceci conduit à un scénario central où six réacteurs de ce type ne sont pas en fonctionnement au cœur de l'hiver (et seront redémarrés à la fin de celui-ci). Pour les autres, RTE a retenu une prudence moyenne de quatre semaines, et représenté de manière statistique l'incertitude autour de cette valeur.

Le caractère graduel de la remise en service des réacteurs (plusieurs jours entre le couplage et l'atteinte de la puissance maximale), la variation

de puissances maximales disponibles et la possibilité d'arrêts fortuits sont également modélisés en cohérence avec les observations passées sur les derniers hivers.

Afin de refléter les 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. Plusieurs scénarios sont considérés dans les analyses.

Vu d'aujourd'hui, la dynamique d'évolution de la disponibilité nucléaire se distingue ainsi selon plusieurs périodes.

D'ici à la première moitié de l'automne, la remontée de la disponibilité du parc autour de 30 GW repose en grande partie sur le retour de plusieurs tranches concernées par des arrêts de maintenance « habituelle » (notamment arrêt pour rechargement ou visite partielle) et dont l'incertitude apparaît relativement réduite comparativement aux autres arrêts.

Ensuite, la remontée de la disponibilité du parc devrait dans un premier temps être freinée en octobre par le début de plusieurs arrêts pour rechargement en prévision de l'hiver (qui contrebalancent le retour d'autres réacteurs), avant de reprendre à partir du mois de novembre. Cette progression reposera sur le retour d'une part d'un grand nombre de réacteurs en maintenance « classique » (en visites partielles principalement), et d'autre part de réacteurs arrêtés suite aux contrôles et réparations en lien avec la CSC. Les incertitudes sont plus fortes sur ces derniers arrêts.

Au global, RTE anticipe que la disponibilité prévisionnelle des tranches nucléaires demeurera historiquement basse cet automne et jusqu'à la fin de l'année, avant d'atteindre un maximum en janvier :

- ▶ **la trajectoire haute consiste en une disponibilité du parc de 30 GW début octobre, 40 GW au 1^{er} décembre, et 50 GW lors de**

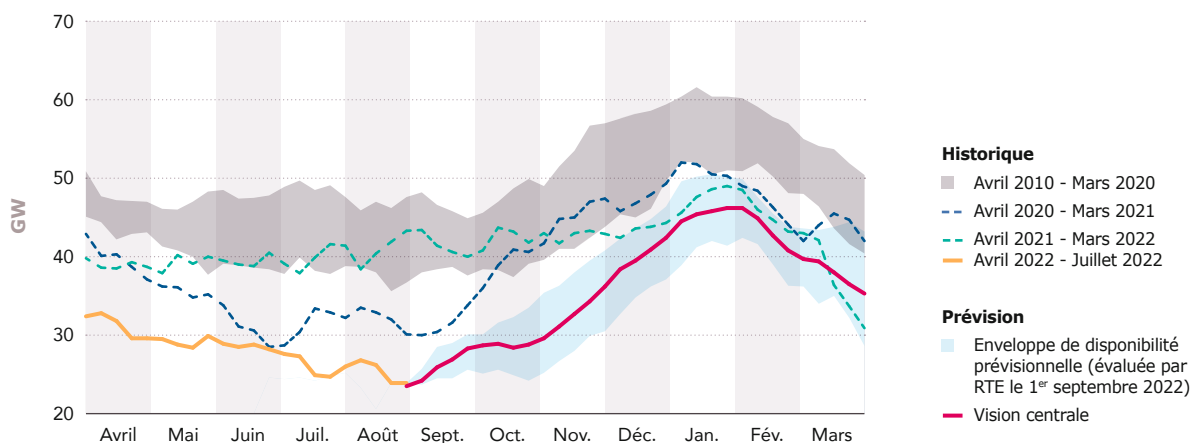
la première semaine de janvier. Cette trajectoire peut être atteinte, mais est aujourd'hui non-margée. Elle implique de nombreuses remises en service entre octobre et décembre (+25 GW en quatre mois) ;

- ▶ la trajectoire centrale, plus prudente, intègre des marges et des provisions pour aléas spécifiques pour la corrosion sous contrainte. Dans cette trajectoire, la disponibilité atteint le seuil des 40 GW vers mi-décembre et celui de 45 GW vers la fin du

mois de janvier. Par rapport à aujourd'hui, l'incrément de capacité nucléaire serait de 20 GW d'ici au mois de janvier – il s'agit du même rythme que celui qui a été réalisé au second semestre 2020 à l'issue de la crise sanitaire.

L'évolution du calendrier des arrêts de réacteurs sera particulièrement suivie tout au long de l'automne et de l'hiver, notamment au travers des actualisations mensuelles prévues.

Figure 7 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur le prochain hiver (en moyenne sur l'ensemble de la semaine), au 1^{er} septembre 2022





Hydraulique

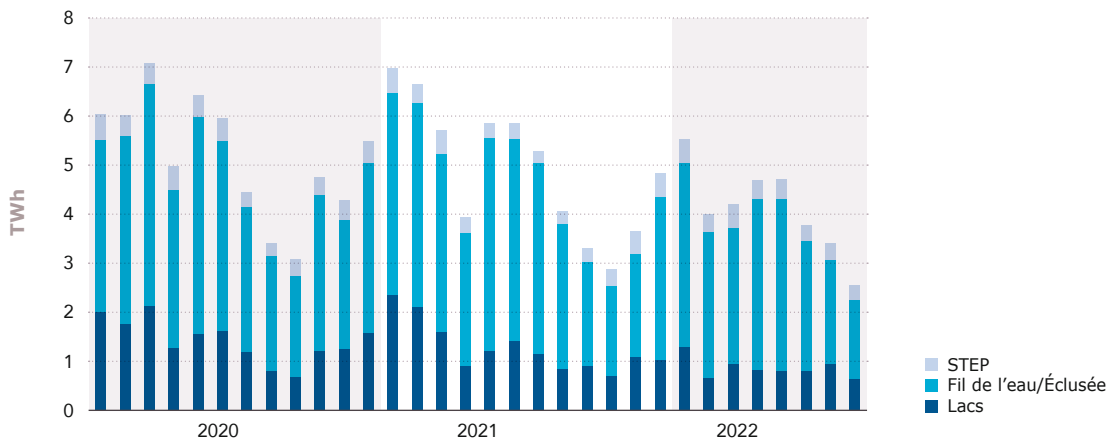
État des lieux

La production hydraulique souffre particulièrement de la sécheresse depuis plusieurs mois. Le remplissage des stocks hydrauliques français, qui s'élevait au printemps à un bon niveau, est tombé depuis le milieu de l'été en-dessous des minima historiques, malgré une gestion prudente des exploitants durant toute la période. Les faibles niveaux d'enneigement en sortie d'hiver et les faibles précipitations de ces derniers mois dans un contexte de sécheresse généralisée ont en effet très fortement limité les apports hydrauliques durant l'année 2022.

Au cours des huit premiers mois de l'année, la production hydraulique n'a été que de 33 TWh, en retrait de plus de 10 TWh par rapport aux années précédentes.

Ce phénomène se perçoit également sur l'ensemble des pays du sud de l'Europe (Espagne, Italie, Portugal), qui sont également particulièrement touchés.

Figure 8 Production hydraulique mensuelle depuis 2020



Incertitudes et possibilités d'évolution

L'évolution du niveau de remplissage des stocks dépendra désormais en grande partie de la durée et de l'ampleur de la sécheresse en cours, et de la faculté à reconstituer des stocks à l'automne. Elle sera aussi fortement dépendante du degré de mobilisation nécessaire du parc hydraulique, en particulier en cas de restriction sur les moyens de production au gaz.

Dans un contexte énergétique délicat, ces stocks sont essentiels pour sécuriser l'exploitation du

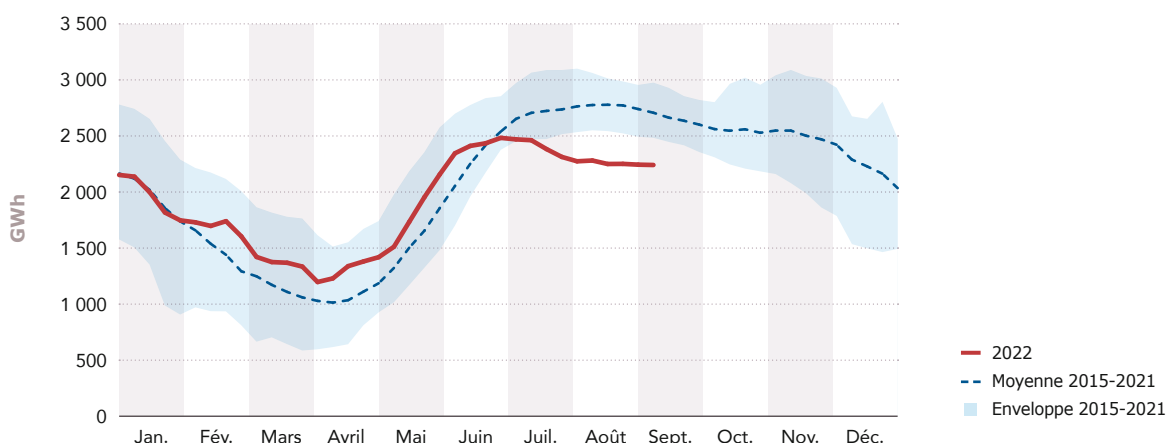
système électrique durant l'hiver 2022-2023. Des leviers transitoires d'ordre technique ou réglementaire sont actuellement en discussion entre les exploitants et l'État afin d'augmenter la production d'électricité du parc hydraulique. Sous réserve d'autorisations temporaires et exceptionnelles de l'État, qui ne sont toutefois pas acquises à ce stade, ces dispositions pourraient permettre de mobiliser jusqu'à plusieurs centaines de mégawatts de puissance supplémentaire.

Projections pour les prochains mois

Le remplissage des stocks hydrauliques se trouvera à un niveau historiquement bas en entrée d'hiver. Néanmoins, les barrages français devraient être en mesure de pouvoir produire à forte puissance cet hiver lors des pointes de consommation (mais moins en dehors). La présente étude se base ainsi sur une production

hydraulique très basse sur l'année 2022, de l'ordre de 50 à 55 TWh, i.e. à des niveaux atteints seulement deux fois lors des quinze dernières années (en 2011 et 2017, contre 63 TWh en 2021 notamment). Elle suppose toutefois une bonne disponibilité des capacités lors des pointes.

Figure 9 Évolution du stock hydraulique («énergie de tête»)





Éolien, solaire

État des lieux

L'éolien et le solaire constituent aujourd'hui une part significative de la production d'électricité française, et contribuent à la sécurité d'alimentation du pays. En 2021, l'éolien est ainsi devenu la troisième source de production d'électricité, derrière le nucléaire et l'hydraulique, mais devant le gaz. Ces énergies sont aujourd'hui essentielles pour réduire la dépendance aux combustibles fossiles importés, pallier la baisse de la production nucléaire et limiter les coûts de production d'électricité.

Pour autant, leur rythme de déploiement peine à accélérer, voire se situe en léger retrait par rapport à celui de l'an passé. D'une part, la situation économique internationale a conduit à des contraintes de *supply chain* – notamment pour ce qui concerne la disponibilité de certains

composants critiques – et à une augmentation des coûts de fabrication, notamment pour l'énergie solaire. D'autre part, le régime d'autorisation de ces projets demeure un facteur de ralentissement, notamment pour l'éolien. Enfin, des problématiques locales de raccordement peuvent également exister, notamment pour le photovoltaïque basse tension dans certaines zones saturées.

Les volumes de raccordement constatés sur le premier semestre de 2022 sont légèrement en retrait par rapport aux tendances de 2021 (environ +550 MW sur l'éolien terrestre et +1000 MW sur le photovoltaïque), et laissent ainsi présager d'un ralentissement du développement de la filière en 2022.

Incertitudes et possibilités d'évolution

Tous les acteurs consultés considèrent impossible de mener à bien l'accélération industrielle du déploiement des renouvelables sans réforme de leur régime d'autorisation et des procédures.

À titre transitoire, le gouvernement a annoncé en juillet 2022 des mesures temporaires visant à «débloquer» des projets en attente, en permettant aux projets disposant du régime de complément de rémunération à vendre leur électricité sur les marchés durant 18 mois avant la prise d'effet de leurs contrats.

De façon plus structurelle et dans la lignée du discours de Belfort du président de la République en février 2022, le gouvernement prépare un projet de loi visant à accélérer le développement des énergies renouvelables, favoriser l'indépendance énergétique et la lutte contre le changement climatique, qui doit être examiné au Parlement à la rentrée. Ce projet de loi intégrera des «mesures d'urgence» pour réduire les délais de

développement des nouvelles installations d'énergies renouvelables (par exemple via un relèvement des seuils de soumission à évaluation environnementale systématique), sécuriser le statut juridique de certaines installations (notamment parcs éoliens en mer flottants) ou leur bilan économique, élargir les zones éligibles à l'accueil de nouvelles installations ou encore pour améliorer leur acceptabilité et faciliter la participation du public.

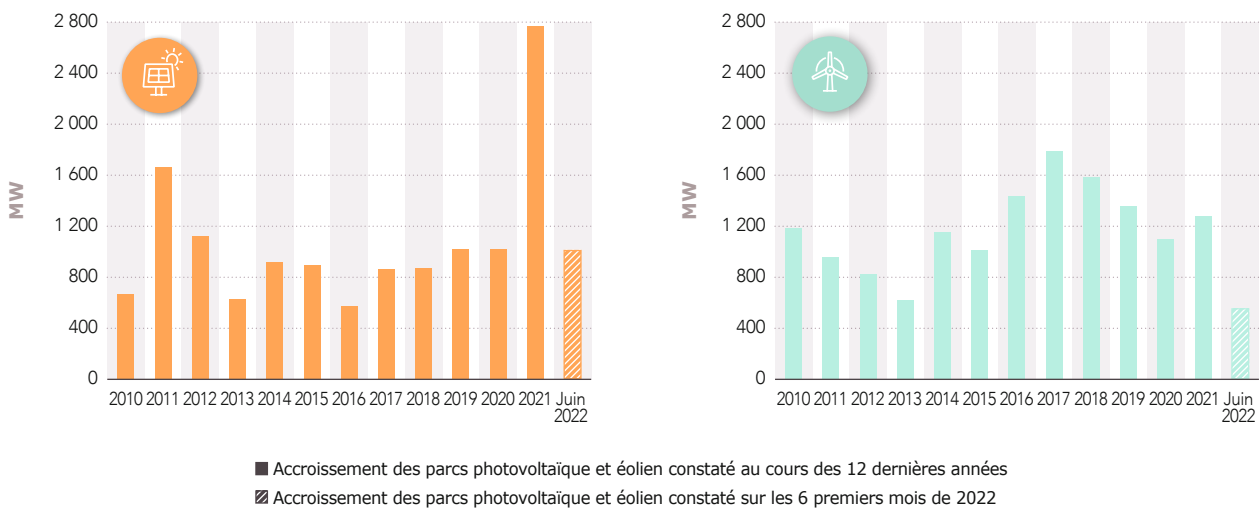
Les mesures législatives envisagées ne devraient toutefois produire des effets sensibles sur l'installation de nouvelles capacités renouvelables qu'à partir de 2023. Ces évolutions demeurent indispensables en vue des prochaines années, dans la mesure où l'ensemble de la période 2020-2024 *a minima* a déjà été placée sous vigilance par RTE dans ses derniers Bilans prévisionnels, et où un certain nombre d'incertitudes pourraient se prolonger au-delà de l'hiver prochain (notamment sur la disponibilité nucléaire en France et du gaz en Europe).

Projections pour les prochains mois

Dans les analyses présentées dans ce document, RTE envisage ainsi le développement d'environ 1 à 1,3 GW d'éolien terrestre et de l'ordre de 2 GW de solaire en 2022, en cohérence avec les informations remontées par les acteurs du secteur dans la «consultation flash». Le parc d'énergies renouvelables sera complété par la mise en service complète du premier parc éolien en mer à Saint-Nazaire annoncée pour la fin d'année (les premières éoliennes produisent depuis l'été).

Une trajectoire légèrement plus optimiste est aussi analysée afin d'étudier les premiers effets d'une accélération sur la filière, mais qui reste modérée compte tenu de l'échéance rapprochée (0,5 GW sur l'éolien terrestre et 0,5 GW sur le solaire supplémentaires d'ici fin 2022 par rapport à la trajectoire de référence).

Figure 10 Évolution des parcs éolien et photovoltaïque





Centrales au gaz

État des lieux

Le contexte géopolitique international soulève des questions majeures sur l'approvisionnement en combustibles fossiles pour les mois à venir.

Au cours des dernières semaines, les imports de charbon, puis de pétrole et de gaz de la Russie vers l'Union européenne ont été réduits, soit du fait de sanctions décidées par les États membres, soit du fait de limitations côté russe. Les imports de gaz russe, qui ont représenté de l'ordre de 40% de la consommation de gaz de l'Union européenne au cours des années passées, constituent un point d'attention particulier dans la mesure où ceux-ci sont plus difficilement substituables que pour d'autres combustibles. Les niveaux de dépendance au gaz russe sont hétérogènes selon les pays : la situation est plus délicate en Allemagne et en Europe de l'Est (qu'en France ou en Espagne par exemple), du fait d'une dépendance plus élevée et de moindres possibilités de substitution, notamment de moindres capacités d'importations de gaz naturel liquéfié (GNL). La France ne reçoit aujourd'hui plus de gaz russe par gazoduc mais continue d'en importer une faible part sous forme de GNL.

Depuis le printemps, les stocks de gaz se sont remplis à un rythme soutenu en France. Ils sont au niveau de 94% le 12 septembre (contre 86% en moyenne au cours des quatre dernières années au même moment). La perspective que les stocks soient complètement remplis à l'entrée de l'hiver apparaît ainsi comme très crédible.

Dans le reste de l'Europe, le niveau de remplissage des stocks est légèrement plus faible (78% fin août), et hétérogène selon les pays concernés. Néanmoins, la crainte d'une absence de remplissage des stocks au cours de l'été ne s'est pas

concrétisée, alors même que les imports depuis la Russie ont été fortement réduits. Ces derniers ont pu être compensés par une forte augmentation des importations de GNL, une diversification des imports de gaz par gazoduc (Norvège, Afrique du Nord) et dans une moindre mesure par l'augmentation de la production européenne (Grande-Bretagne, Pays-Bas). Enfin, une réduction significative de la demande de gaz, notamment dans l'industrie et en partie par des transferts vers d'autres énergies comme le GPL, est intervenue dès l'été dans certains pays.

Du point de vue économique, le prix du gaz sur les marchés européens de l'énergie connaît une augmentation sans précédent, avec une multiplication par un facteur de plus de dix en un an. Ceci a pour conséquence d'augmenter fortement le coût variable de production des centrales au gaz et de rendre leur production moins compétitive que celle des centrales au charbon sur le marché européen. Il en résulte mécaniquement une forte augmentation des prix de l'électricité sur les marchés de gros, dans la mesure où la production électrique à partir de gaz reste très souvent un élément de bouclage de l'équilibre offre-demande à l'échelle européenne (i.e. production « marginale ») et joue ainsi un rôle déterminant dans la fixation du prix de l'électricité.

Pour autant, malgré des coûts variables élevés, les centrales au gaz en France ont beaucoup fonctionné depuis le début de l'année, de jour comme de nuit (près de 30 TWh sur les huit premiers mois de 2022, contre 19 à 24 TWh sur les trois dernières années). Ceci s'explique par la faiblesse des productions nucléaire, hydraulique et éolienne, qui a donc été compensée par une production thermique plus importante en France et dans les pays voisins.

Incertitudes et possibilités d'évolution

Les principales incertitudes sur l'évolution de la disponibilité des centrales au gaz portent sur la continuité ou non de l'approvisionnement depuis la Russie et sur les mesures éventuelles qui seront prises par la France et les pays voisins pour compenser la baisse des importations de gaz russe.

Selon les analyses préliminaires publiées par l'association des gestionnaires de réseau de transport gazier (ENTSOG) le 27 juillet 2022¹², le remplissage des stocks et l'alimentation des consommations de gaz ne pourraient atteindre des niveaux suffisants en Europe de l'Est en cas de rupture complète d'approvisionnement en gaz russe. Dès lors, des mesures de réduction de la consommation en gaz seraient nécessaires.

Les incertitudes sur le gaz se répercutent sur le système électrique, la capacité installée de production à partir de gaz en Europe de l'Ouest étant aujourd'hui très importante (environ 220 GW). Cette vigilance est en particulier accrue pour l'Allemagne et l'Italie.

Les centrales à gaz sont déjà les dernières mobilisées à l'échelle européenne pour l'équilibre offre-demande électrique (à quelques centrales de pointe près, par exemple les turbines à combustion au fioul). Dit autrement, lorsqu'un cycle combiné au gaz est appelé en France, c'est nécessairement car il est indispensable pour

«boucler» le système électrique européen, pour des besoins en France ou dans les pays voisins (à niveau de demande donné).

Ainsi, les restrictions possibles sur l'utilisation du gaz pour la production d'électricité, en France ou encore plus dans les pays voisins dont le mix électrique est plus dépendant du gaz que la France (Italie, Belgique, Allemagne, Royaume-Uni) peuvent significativement dégrader les perspectives électriques en Europe. L'une des plus importantes incertitudes à intégrer dans les perspectives hivernales pour la France réside dans la façon dont la crise gazière se traduira sur le fonctionnement des centrales à gaz en Europe, et notamment sur la forme que pourront prendre d'éventuelles restrictions sur les échanges d'électricité aux frontières (voir partie « Interconnexions et parcs étrangers »).

En France, le Gouvernement dispose de prérogatives pour imposer le rationnement des centrales à gaz. La loi «urgence pouvoir d'achat» adoptée à l'été 2022 a renforcé ces prérogatives, notamment pour ce qui concerne les cycles combinés à gaz. Pour le moment, ces dispositions n'ont pas été utilisées, et ne trouveraient à l'être qu'en cas de pénurie. RTE a intégré à l'analyse un scénario (dégradé) où diverses formes de rationnement sur l'utilisation du gaz pour la production d'électricité sont mises en œuvre, afin d'en apprécier les conséquences sur le système électrique en France.

12. https://www.entsog.eu/sites/default/files/2022-07/SO0036-22_Yearly_Supply_Outlook_2022-2023_2.pdf

Projections pour les prochains mois

En France, la capacité de production au gaz mobilisable en hiver est de l'ordre de 10 GW, dont 6,7 GW de cycles combinés, 0,6 GW de turbines à combustion, et de l'ordre de 3 GW de cogénérations et autres groupes thermiques de faible puissance unitaire.

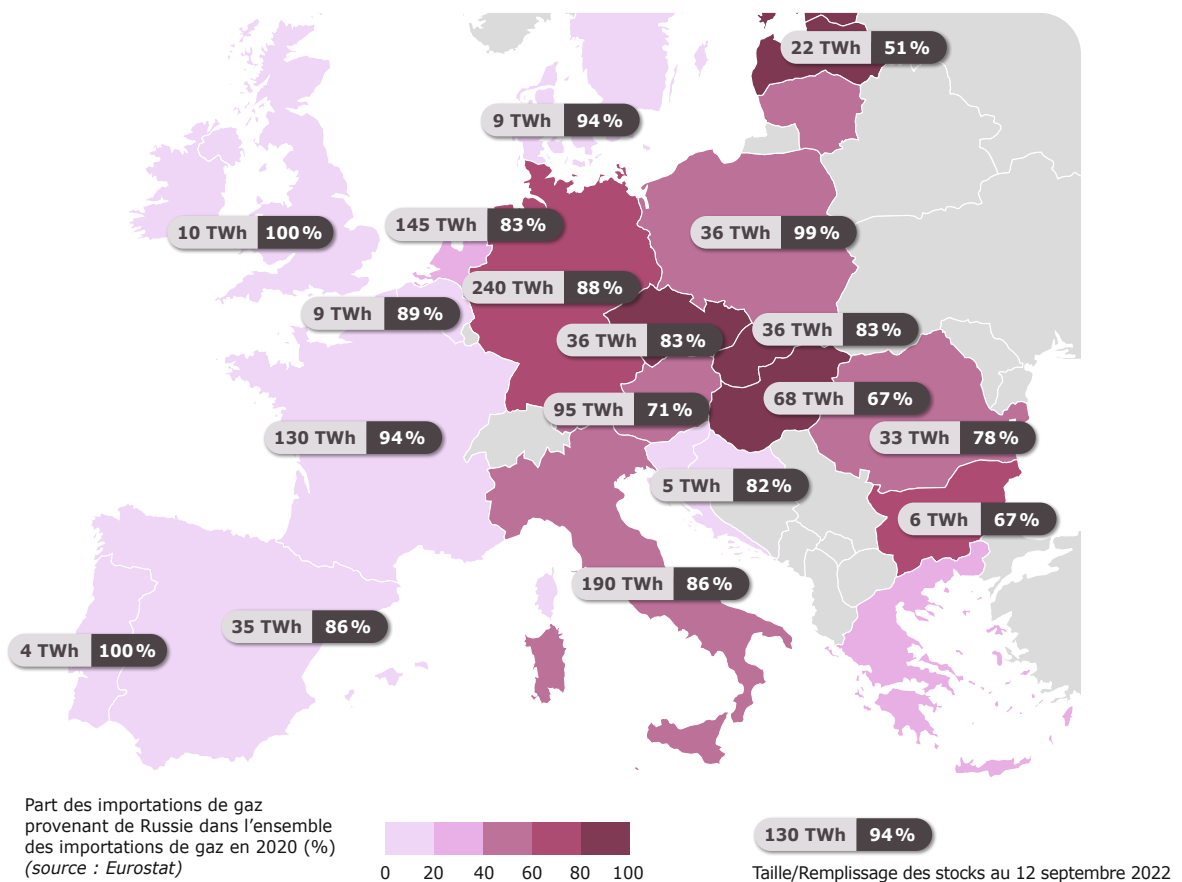
Compte tenu des incertitudes sur la disponibilité du parc nucléaire, sur les niveaux d'import d'électricité disponibles ainsi que sur les problématiques locales d'exploitation, **restreindre la disponibilité de ces centrales conduirait à dégrader encore davantage la sécurité d'approvisionnement électrique.**

Deux scénarios sont considérés par la suite :

- ▶ un premier où l'ensemble de la production d'électricité issue du gaz est disponible cet hiver en France ;
- ▶ un second où l'utilisation des cycles combinés (en dehors des deux unités de DK6, qui s'alimentent en partie par le recyclage de gaz de hauts fourneaux) est réservée aux besoins nationaux (avec un fonctionnement similaire à celui d'une réserve nationale, sans exports de l'électricité produite).

S'agissant des parcs des pays voisins, les scénarios sont décrits dans la partie « Interconnexions et parcs étrangers ».

Figure 11 Part des imports de gaz russe en 2020 et niveau de remplissage des stocks de gaz en Europe, au 12 septembre 2022





Centrales au fioul et au charbon

État des lieux

Au-delà des centrales à gaz, le parc thermique français est aujourd'hui de très petite taille, composé de deux centrales au charbon et de quelques turbines à combustion fonctionnant au fioul. Dans une période de grande tension sur le système électrique européen, ces unités sont susceptibles d'être fortement sollicitées durant l'hiver.

La France a quasiment achevé sa sortie du charbon, et il ne reste aujourd'hui que deux centrales susceptibles de fonctionner cet hiver :

- ▶ deux groupes à Cordemais, actuellement à l'arrêt pour maintenance jusqu'au mois d'octobre ;
- ▶ un groupe à Saint-Avold, mis à l'arrêt en avril 2022 dans le cadre de la politique de fermeture des dernières centrales au charbon mais susceptible de fonctionner durant l'hiver 2022-2023 pour faire face à la crise énergétique.

Ces centrales au charbon sont aujourd'hui soumises à un plafond d'émission de CO₂ limitant leur fonctionnement à 600 heures entre mars et décembre 2022 et 700 heures en 2023, en vertu du décret n° 2022-123¹³. Le groupe de Saint-Avold a ainsi fonctionné environ 550 heures en mars 2022 (avant de fermer en avril) et les deux de Cordemais ont quant à eux produit pendant 50 à 250 heures entre mars et cet été.

La France dispose également de turbines à combustion au fioul (1,4 GW), utilisées comme moyens d'extrême-pointe. Ces centrales disposent de stocks limités de combustible et sont soumises à des contraintes technologiques (par exemple la performance des dispositifs de dépollution des fumées) et réglementaires, qui limitent leur durée de fonctionnement (quelques centaines d'heures au maximum par an tout au plus, de manière nécessairement discontinues).

Incertitudes et possibilités d'évolution

La récente loi du 16 août 2022 portant sur les mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat a introduit dans le Code de l'énergie des dispositions permettant la réouverture de la centrale de Saint-Avold et le rehaussement de la durée de fonctionnement maximale des centrales au charbon. En juillet 2022, le Gouvernement a mis en consultation un projet de décret¹⁴ modifiant les plafonds d'émissions pour les centrales au charbon. **Cette mesure constitue un levier temporaire efficace pour réduire la consommation de gaz et renforcer la sécurité d'alimentation électrique. Elle entraîne en contrepartie un effet haussier sur les émissions de CO₂**, qui devra toutefois faire l'objet d'une compensation, selon les dispositions de la loi « pouvoir d'achat ». Ce projet de décret prévoit ainsi un

fonctionnement de ces centrales de 3100 heures au maximum entre octobre 2022 et mars 2023.

L'accroissement du recours au charbon est une tendance européenne, annoncée comme une mesure transitoire pour faire face à la crise énergétique et compenser la forte réduction des imports de gaz russe. Des dispositions de cette nature ont été ainsi annoncées dans un certain nombre de pays européens, pour des volumes parfois très élevés : ainsi l'Allemagne prévoit-elle de réutiliser 10 GW de centrales au charbon qui étaient ces dernières années très largement à l'arrêt (positionnées dans des réserves de dernier recours). Ce sujet est développé dans le volet « Interconnexions et parcs étrangers » de la présente étude.

13. <https://www.legifrance.gouv.fr/jorf/id/JORFTEXT000045123884>

14. https://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr/spip.php?page=article&id_article=2679

Contrairement aux centrales au charbon, il n'existe pas de possibilité de remise en service pour les centrales au fioul. En revanche, les modalités d'utilisation des turbines à combustion pourraient, dans une certaine mesure, être aménagées en cas de situation de crise. Plusieurs types de contraintes existent, réglementaires (limites d'émission de polluants), techniques ou logistiques (approvisionnement en fioul et constitution des stocks), rendant un allongement de la durée de fonctionnement de ces installations d'ordre probablement marginal.

Projections pour les prochains mois

Pour l'étude de sécurité d'approvisionnement, RTE considère le rehaussement du plafond de fonctionnement des centrales au charbon prévu par le projet de décret comme acquis.

Enfin, les groupes électrogènes de secours peuvent se substituer, ponctuellement, à l'approvisionnement en électricité pour certains sites. La nouvelle loi du 16 août 2022 rend ainsi obligatoire la mobilisation des groupes électrogènes de secours existants (d'une puissance supérieure à 1 MW) en substitution de consommation électrique, lors de périodes de forte tension sur le système électrique. La capacité réellement mobilisable dès cet hiver est toutefois très incertaine, du fait d'obstacles techniques et réglementaires pour certains sites (hôpitaux, établissements recevant du public).

En revanche, par prudence, les scénarios ne considèrent ni d'inflexion sensible des durées de fonctionnement des turbines à combustion au fioul, ni de mobilisation conséquente de groupes électrogènes mobilisables dès cet hiver.



Effacements

État des lieux

Le gisement d'effacements de consommation mobilisables en France est aujourd'hui estimé à environ 3,9 GW.

Il est composé d'une large palette d'actions qui mobilisent des entreprises ou des particuliers, décomposable en environ 3,3 GW d'effacements certifiés sur le mécanisme de capacité (activables 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 importantes, et peuvent être activés par les fournisseurs des consommateurs concernés, des opérateurs tiers (opérateurs d'effacement), voire directement par RTE pour des services d'urgence (par exemple l'interruptibilité).

Incertitudes et possibilités d'évolution

Compte tenu du niveau prévisionnel dégradé de sécurité d'approvisionnement, soumis à de fortes incertitudes, les effacements de consommation sont particulièrement utiles pour la gestion des pointes de consommation.

Dans un contexte de prix de marché élevés, les fournisseurs et consommateurs sont incités économiquement à réduire leurs consommations lors des périodes les plus tendues. L'atteinte de niveaux de prix importants est donc supposée favoriser naturellement le développement des effacements, même sans soutien public. Néanmoins, le prix de l'électricité effectif acquitté par les consommateurs diffère souvent du prix de marché, cette incitation est donc partielle.

Pour être moins dépendant des conditions de marché, l'effacement bénéficie d'un soutien public en France. Celui-ci a été encore accru au cours des derniers mois, avec le lancement par RTE et le Gouvernement de deux nouveaux appels d'offres :

- ▶ le premier dispositif de soutien correspond à l'appel d'offres effacements (AOE), dont l'édition 2022 a été lancée fin avril. Il contient pour la première fois un dispositif de contractualisation pluriannuelle pour les effacements diffus (sites de puissance souscrite inférieure à 1 MW),

et vise donc en particulier une extension de la capacité mobilisable au secteur résidentiel et au petit tertiaire. Les résultats seront annoncés dans les prochaines semaines.

- ▶ Le second dispositif de soutien porte sur les « effacements indissociables de la fourniture », c'est-à-dire les capacités d'effacements développées par les fournisseurs dans le cadre de leur gestion de portefeuille (AO EIF). Ce nouveau dispositif doit inciter les fournisseurs à développer commercialement des offres indexées sur les prix réels du kilowattheure ou à développer davantage d'offres de la forme des heures pleines/heures creuses (dans le secteur résidentiel, voire tertiaire). L'appel d'offres a été lancé mi-août, pour une clôture fin octobre. Le volume global maximal pouvant être contractualisé ne pourra cependant pas dépasser 500 MW pour les années 2023 et 2024.

Le dispositif de soutien à l'effacement en France est ainsi désormais complet. Au-delà de l'évolution des capacités contractualisées, des incertitudes demeurent sur la fiabilité de certaines offres. Malgré l'amélioration constatée suite à la mise en œuvre du « paquet fiabilité » par RTE en 2017 (durcissement des contrôles et des pénalités, suivi rapproché), la fiabilité des effacements

demeure un enjeu central des prochains mois dans un contexte de sécurité d’approvisionnement sous tension. Les imprécisions à l’activation, les contraintes d’utilisation des offres proposées, ou

encore les niveaux de prix de marché déclenchant leur mobilisation pour les acteurs bénéficiant du soutien public seront particulièrement suivis au cours de l’hiver.

Projections pour les prochains mois

Le scénario central de RTE est fondé sur une capacité d’effacements d’environ 3,9 GW *a minima* en entrée d’hiver. Il s’agit d’une vision prudente, intégrant les délais associés à la mise en œuvre de nouvelles offres, qui pourra être réévaluée une fois les résultats des appels d’offres en cours connus.

Une variante intégrant un développement supplémentaire des effacements dans le cadre des actions de sécurisation de l’approvisionnement engagées (*voir partie 5*) est également étudiée afin d’en analyser les bénéfices.



Interconnexions et parcs étrangers

État des lieux

La France, traditionnellement exportatrice d'électricité, importe de façon très significative depuis le début de l'année.

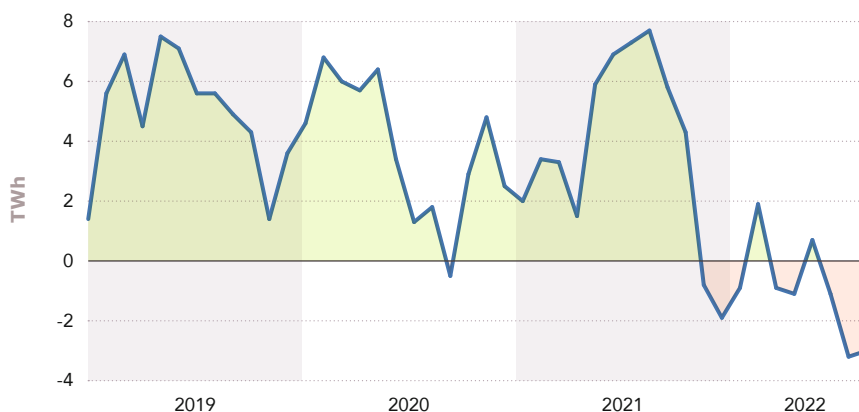
Des soldes d'import records ont ainsi été enregistrés en juillet et août (-3,2 TWh chaque mois), au moment où la disponibilité du parc nucléaire était la plus faible, où la production hydraulique était limitée par la sécheresse, et la production éolienne faible. Le solde des échanges est ainsi importateur sur huit des dix derniers mois, alors que ce n'était arrivé qu'une fois ces dernières années (en septembre 2020). Des imports très importants (jusqu'à plus de 12 GW ponctuellement) ont parfois été nécessaires pour assurer l'équilibre offre-demande en France, comme cela a été régulièrement le cas au cours des dernières années.

La faculté à importer depuis d'autres pays lors des situations de pointe dépend d'une part de la disponibilité des capacités de transit aux interconnexions, et d'autre part du parc de production et de la consommation des pays voisins. Ainsi, dans certains cas,

les contraintes sur la disponibilité ou la répartition géographique de la production à l'étranger peuvent limiter les flux d'import depuis les pays frontaliers, alors même que la capacité physique d'import n'est pas saturée. À titre d'exemple, le 4 avril 2022, alors que l'équilibre offre-demande était tendu en France (comme signalé par RTE via une alerte «Ecowatt orange»), les imports d'électricité depuis la zone *Central Western Europe* (Allemagne, Belgique) ont été limités à 3,1 GW cette journée-là, contre des niveaux parfois nettement plus élevés (ils avaient notamment dépassé 9 GW la veille). Cette limitation était due à des contraintes sur le réseau électrique allemand qui limitait les flux d'électricité vers la France.

La modélisation probabiliste utilisée par RTE intègre à la fois la capacité physique d'interconnexion entre la France et ses voisins ainsi que la situation énergétique de ces derniers. Elle se fonde en effet sur une représentation explicite du parc de production des pays européens, de leur structure de consommation, et de l'influence des conditions météorologiques, comme pour la France.

Figure 12 Solde mensuel des échanges d'électricité transfrontaliers observés en France



Incertitudes et possibilités d'évolution

La capacité d'interconnexion physique de la France avec ses voisins est orientée à la hausse, et atteindra un maximum historique lors de l'hiver 2022-2023.

Par rapport à l'an passé, le renforcement de la capacité d'échange avec le Royaume-Uni est déjà acquis, avec la mise en service de l'interconnexion ElecLink dans le tunnel sous la manche, et le retour d'avarie de la liaison IFA 1 (mise hors service à l'automne 2021 suite à un incendie dans un poste d'alimentation au Royaume-Uni).

Il demeure en revanche une incertitude sur la date de mise en service de la nouvelle ligne Savoie-Piémont entre la France et l'Italie. Cette liaison de 1,2 GW, dont les travaux sont désormais achevés mais qui est toujours en phase de test, a vu sa mise en service plusieurs fois repoussée du fait de problèmes techniques sur les contrôles-commandes. Sa mise en service est prévue d'ici à fin 2022.

S'agissant des autres liaisons d'interconnexion, elles sont toutes disponibles. RTE a notamment repoussé des interventions initialement programmées à l'automne sur le réseau dans le sud-ouest de la France, de sorte à ne pas limiter la capacité d'utilisation de l'interconnexion entre la France et l'Espagne.

La pleine utilisation de ces capacités d'interconnexion dépendra de la situation énergétique globale de l'Europe et du bon fonctionnement du marché européen de l'électricité. D'une part, dans certains pays, la configuration du réseau peut en effet faire obstacle à une utilisation complète des lignes transfrontalières. D'autre part, les mesures prises en Europe pour faire face à la crise énergétique (réouverture de certaines centrales) ou envisagées en cas de pénurie gazière (restriction de la production d'électricité) ne sont pas encore stabilisées alors qu'elles sont susceptibles de modifier les perspectives de production d'électricité.

Ce type d'incertitudes porte notamment sur la situation allemande. En juillet 2022, l'Allemagne a adopté une loi autorisant le maintien ou la remise

sur le marché de près de 10 GW de centrales charbon, lignite et fioul. Une partie de ces centrales étaient déjà placées dans des réserves «réseau» et «sécurité», l'autre partie devant les intégrer d'ici fin 2022. Cependant, les modalités précises et le calendrier de remise en service de ces centrales ne sont pas complètement connus, des questions clés comme la sécurisation d'un approvisionnement en charbon ou la disponibilité de main d'œuvre nécessaire demeurant en suspens. Plus récemment, le gouvernement allemand a également réinterrogé la possibilité de maintenir les trois dernières centrales nucléaires (4 GW) dont la fermeture était prévue d'ici fin 2022. Sur la base de stress-tests réalisés par les gestionnaires de réseau de transport allemand, le gouvernement fédéral a annoncé que la fermeture de deux des trois centrales encore en service serait repoussée au-delà de l'hiver, mais que les centrales concernées seraient utilisées au-delà du 1^{er} janvier 2023 comme des moyens de sauvegarde et qu'elles verraient en conséquence leur production fortement réduite.

Ce type d'incertitudes se retrouve dans d'autres pays, notamment en ce qui concerne les centrales au charbon. Un nombre important de fermetures de centrales charbon étaient aussi prévues en 2022 ailleurs en Europe et pourraient être réinterrogées dans le contexte actuel : c'est notamment le cas de la Grande-Bretagne (cinq des huit dernières tranches devaient être fermées d'ici fin 2022, soit environ 2,5 GW), de l'Espagne (environ 0,8 GW) ou encore de l'Italie (autour de 2 GW).

Enfin, les incertitudes sur la situation dans les pays voisins portent également sur la demande. L'augmentation des prix de l'électricité ainsi que les campagnes de communication en faveur de la maîtrise de la demande énergétique lancées dans de nombreux pays européens pourraient avoir un effet baissier sur la demande d'électricité européenne au cours de l'hiver prochain.

Dans l'ensemble, la contribution des interconnexions à la sécurité d'approvisionnement en France pourrait ainsi être revue légèrement à la hausse en cas de réouvertures/maintiens de centrales existantes sur le point

de fermer (la taille des interconnexions reste toutefois en partie limitante), **mais surtout revue sensiblement à la baisse en cas de restriction sur l'utilisation des centrales à gaz dans les pays voisins** (la capacité installée en production gaz en Europe étant largement supérieure à celle faisant l'objet de réouverture/maintien éventuels en centrales au charbon ou nucléaires).

Projections pour les prochains mois

Face aux fortes incertitudes vis-à-vis des décisions prises dans les pays voisins, l'équilibre du système électrique en France reposera nécessairement sur une très forte coopération avec les pays voisins. Deux cas de figure différents ont été modélisés :

- ▶ dans la vision centrale, les échanges d'électricité entre pays européens fonctionnent normalement. Elle retient cependant une hypothèse prudente sur la disponibilité des centrales au charbon en Europe (compte tenu des incertitudes sur les modalités de remise sur le marché de certaines centrales et de difficultés éventuelles d'approvisionnement en combustible charbon) et les possibilités d'imports depuis la zone CWE (étant donné le contexte de tensions sur l'approvisionnement énergétique en

RTE travaille activement en coopération avec ses homologues des pays voisins pour sécuriser des capacités d'échange effectives en cas de situation tendue en France et ainsi éviter des configurations comme celle observée le 4 avril dernier (faibles imports depuis la zone CWE).

Allemagne et dans les pays à l'est de la France). Dans ce scénario, les imports observés lors des périodes de tension sont d'en moyenne 9 à 12 GW (mais peuvent être parfois inférieurs selon les configurations d'exploitation) ;

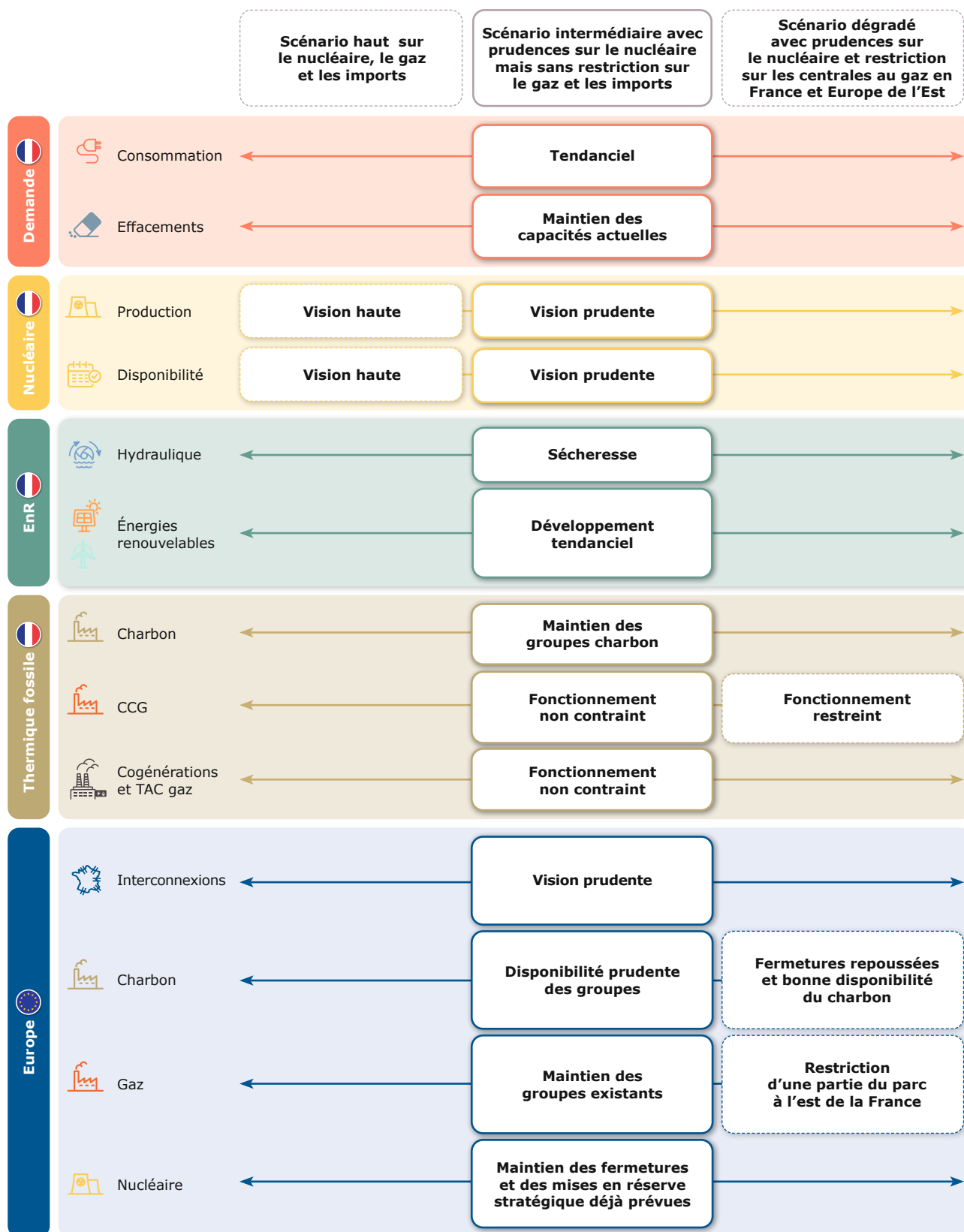
- ▶ Dans le scénario dégradé, les échanges européens d'électricité sont fortement perturbés en raison d'une pénurie de gaz simultanée à plusieurs pays européens. Lors des périodes de tension, les imports moyens observés sont inférieurs à 6,5 GW.

Ces cas de figure n'intègrent pas à ce stade le maintien en disponibilité des centrales nucléaires allemandes au-delà de la fin de l'année, faute d'en connaître les modalités précises.

Figure 13 Synthèse des évolutions possibles des paramètres du système électrique

		Hypothèses de référence	Incertitudes et autres variantes envisageables	
Demande	Consommation	Tendanciel : 460-470 TWh en 2022 (maintien à des niveaux 1 à 2% inférieurs à 2019)	Sobriété : réduction structurelle de 2 à 3% et décalages temporels d'usages	Écogestes ponctuels (lors des signaux rouges d'Ecowatt)
	Effacements	Maintien des capacités actuelles : 3,9 GW	Accélération du développement : moins de 0,5 GW supplémentaire d'ici fin 2022	
Nucléaire	Production	Vision prudente : 280-285 TWh en 2022	Vision haute : 290-295 TWh en 2022	
	Disponibilité	Vision prudente : ~45 GW au maximum en janvier 2023	Vision haute : ~50 GW en janvier 2023	
EnR	Hydraulique	Sécheresse : production très faible (50-55 TWh)		
	Énergies renouvelables	Développement tendanciel : 20 GW d'éolien terrestre, 0,5 GW d'éolien en mer (St-Nazaire) et 15,1 GW de solaire à fin 2022	Accélération du développement : moins de 0,5 GW supplémentaire sur l'éolien et le solaire d'ici fin 2022	
Thermique fossile	Charbon	Maintien des groupes charbon : 3 groupes (Cordemais et St-Avold) avec plafond de fonctionnement rehaussé		
	CCG	Fonctionnement non contraint	Fonctionnement restreint	
	Cogénération et TAC gaz	Fonctionnement non contraint		
Europe	Interconnexions	Vision prudente : Savoie-Piémont (France-Italie) et IFA1 (France-Grande-Bretagne) disponibles en partie pendant l'hiver	Vision très prudente : Savoie-Piémont et IFA1 indisponibles pour l'hiver	
	Charbon	Disponibilité prudente des groupes (fermetures déjà prévues et/ou disponibilité réduite de charbon)	Fermetures ou mises en réserve stratégique repoussées (~10 GW) et bonne disponibilité du charbon	
	Gaz	Maintien des groupes existants	Restriction d'une partie du parc à l'est de la France : Fonctionnement restreint jusqu'à 50% des capacités dans les pays à l'est de la France	Restriction dans l'ensemble de l'Europe : Fonctionnement restreint de toute la production hors besoins fatals des capacités en Europe (plus de 80% du parc)
	Nucléaire	Maintien des fermetures et des mises en réserve stratégique déjà prévues	Remise dans le marché des centrales en Allemagne	

Figure 14 Synthèse des hypothèses retenues pour le scénario de référence et les variantes principales



LE DIAGNOSTIC D'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ POUR L'AUTOMNE 2022 ET L'HIVER 2022-2023

3.1 Les chocs ayant affecté le système énergétique bousculent un système structurellement sans marge : la situation du système électrique pour la période 2022-2023 est sous forte surveillance

Depuis 2020, lors de la publication de l'analyse saisonnière du « passage de l'hiver », RTE met systématiquement en évidence une « vigilance particulière » sur la sécurité d'approvisionnement. La période qui s'est ouverte en 2020 correspond en effet à celle identifiée depuis plusieurs années maintenant comme concentrant le plus de risques sur le plan de l'équilibre offre-demande en électricité :

- ▶ la fermeture des grandes unités au fioul et au charbon est ainsi désormais presque achevée, tandis que la production et la puissance disponible du parc nucléaire sont déjà fortement réduites en raison de la montée en puissance du programme de grand carénage, de l'écart entre la fermeture des deux réacteurs de Fessenheim et la mise en service de l'EPR de Flamanville ;
- ▶ dans le même temps, les énergies renouvelables n'ont pas été installées au rythme prévu par la programmation pluriannuelle de l'énergie, notamment en ce qui concerne l'éolien en mer et le solaire.

Le niveau de risque s'est accru au cours des deux derniers hivers en raison des conséquences de la crise sanitaire et de la découverte des problèmes de corrosion sous contrainte affectant certains réacteurs nucléaires. Les marges dont le système électrique disposait il y a une dizaine d'années ont été consommées, à tel point que le système

français ne respecte plus aujourd'hui le critère de dimensionnement fixé par le Code de l'énergie¹⁵.

L'analyse prévisionnelle caractérise toujours cette situation comme transitoire (le dernier Bilan prévisionnel de RTE considère qu'à compter de 2025, le système électrique remplira de nouveau le critère de sécurité d'approvisionnement fixé par le Code de l'énergie). La stratégie énergétique du gouvernement, qui vise à accélérer le développement des énergies renouvelables et désormais à maintenir en exploitation l'intégralité du parc nucléaire existant dans l'attente du début de son renouvellement à l'horizon 2035, doit effectivement conduire à renforcer la sécurité énergétique au cours des prochaines années, en tenant compte de l'augmentation attendue de la consommation électrique appelée à se substituer progressivement aux énergies fossiles.

Il n'en demeure pas moins que trois chocs majeurs (crise gazière européenne, crise française de production nucléaire, tensions commerciales et difficultés à s'approvisionner en certains composants critiques) affectent le paysage énergétique au moment où le système disposait du moins de marges. Dans le cadre de son prochain Bilan prévisionnel prévu au printemps 2023, RTE tirera les conséquences de ces trois chocs sur le système électrique pour les années qui viennent.

15. Le critère de sécurité d'alimentation retenu en France est fixé par les pouvoirs publics. Il s'agit d'un critère probabiliste : il fixe l'occurrence maximale des situations de recours aux moyens de sauvegarde à une espérance de trois heures par an, et de recours au délestage de deux heures par an. Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par le fonctionnement normal des marchés de l'électricité, dans toutes les configurations d'aléas considérées, est inférieure ou égale à trois heures par an (et que cela implique un recours au délestage de deux heures en moyenne).

3.2 Pour l'analyse saisonnière (octobre 2022-mars 2023), RTE a étudié trois scénarios contrastés

En l'absence de marge, le niveau de risque sur la sécurité d'approvisionnement est très sensible à l'évolution d'un grand nombre de paramètres, en particulier des conditions météorologiques et de la disponibilité du nucléaire en France et du gaz en Europe.

Les conditions météorologiques précises sont impossibles à anticiper avec le degré de précision suffisant sur une durée de six mois. Elles sont donc traitées de manière purement probabiliste, comme dans chaque Bilan prévisionnel et étude du passage de l'hiver : pour chaque scénario, RTE simule le fonctionnement du système électrique à chaque heure selon 200 configurations météorologiques différentes. Ces configurations sont déterminées en fonction des modèles climatiques de Météo-France et traduites par RTE en hypothèses de fonctionnement du système électrique (température, nébulosité, ensoleillement, vent, hydraulité...).

Les autres paramètres sont «résumés» en trois scénarios contrastés pour l'hiver prochain :

- ▶ **un scénario intermédiaire**, reprenant l'ensemble des hypothèses «centrales» présentées dans la partie 2 du document. Ce scénario se veut par construction prudent, sur le parc nucléaire et les échanges d'électricité, mais aussi sur l'absence de diminution de la consommation ;
- ▶ **un scénario haut**, conduisant à une situation favorable pour le système électrique. Ce scénario apparaît accessible vu d'aujourd'hui (dans son cas de référence par une augmentation de la disponibilité du parc nucléaire, alternativement par des mesures de sobriété ou une réduction de la consommation sous l'effet des prix) mais nécessite une très bonne tenue des plannings d'arrêt des réacteurs nucléaires ;
- ▶ **un scénario dégradé** correspondant à une situation de crise, dans laquelle une pénurie de gaz conduirait à un fonctionnement très perturbé du marché européen, sans que des leviers de grande ampleur soient activés.

Alternativement, des niveaux de risques se rapprochant de ce scénario pourraient aussi être atteints en cas de niveaux de disponibilité nucléaire très largement en-dessous des projections centrales de RTE (qui intègrent pour autant déjà des prudences fortes par rapport aux annonces de l'exploitant).

Pour caractériser les risques pesant sur l'équilibre du système électrique, RTE enrichit son dispositif d'analyse de la sécurité d'approvisionnement par rapport à ses dernières analyses saisonnières et Bilans prévisionnels. Pour chaque scénario, l'analyse comprend :

- ▶ d'une part, **une étude probabiliste** du fonctionnement du système électrique, sur la base d'un très large panel de configurations modélisées (sur les conditions météorologiques mais également sur la disponibilité des moyens de production, à l'échelle de l'Europe). Cette méthodologie correspond à celle employée dans l'ensemble des études de sécurité d'approvisionnement électrique françaises (conformément au Code de l'énergie) et européennes, et représente au mieux les différentes combinaisons d'aléas possibles ;
- ▶ d'autre part, **la caractérisation des risques en cas d'hivers typiques** (allant d'hiver «chaud» à hiver «très froid»), dont certains se sont déjà matérialisés au cours de la dernière décennie. Cette étude permet notamment d'illustrer l'effet spécifique de certaines conditions climatiques données sur l'équilibre offre-demande ;
- ▶ enfin, une caractérisation indicative par **la quantification du nombre de signaux d'alerte Ecowatt que RTE est susceptible d'émettre lors des situations de tension**. Les configurations dans lesquelles le système électrique sort de sa zone de fonctionnement normal peuvent entraîner des répercussions tantôt anecdotiques voire invisibles pour les ménages, tantôt très significatives. Les nouveaux outils développés depuis plusieurs mois (via le plan

sobriété préparé par le Gouvernement, ou via le dispositif Ecowatt développé par RTE) doivent permettre de gérer les jours Ecowatt rouge en évitant au maximum le délestage.

Enfin, **une variante sobriété a aussi été analysée** (voir 3.6), **afin d'illustrer les gains résultant en matière de sécurité d'approvisionnement.**

3.3 L'analyse du scénario intermédiaire (disponibilité nucléaire autour des projections centrales de RTE, tensions autour du gaz affectant peu l'équilibre physique du système électrique)

Dans le scénario intermédiaire, le niveau de risque vu de début septembre apparaît supérieur à celui observé ces deux derniers hivers, avec une espérance de recours aux moyens de sauvegarde¹⁶ significativement au-delà du critère réglementaire (autour de 20h sur les prochains mois). Le déficit de capacité de production en France pour atteindre le niveau cible de sécurité d'alimentation prévu par le critère public serait d'un peu moins de 6 GW.

Dans la continuité de l'été, les imports seront importants et indispensables pour compenser la disponibilité moindre du parc nucléaire et assurer le bouclage de l'équilibre offre-demande en France.

Pour autant, le recours aux leviers de sauvegarde, pouvant aller jusqu'au délestage, ne se révélera en pratique nécessaire que dans certaines configurations spécifiques. Le nombre d'heures réel de recours aux moyens de sauvegarde, voire au délestage, dépendra dans les faits d'un certain nombre d'aléas et

notamment des conditions météorologiques (essentiellement température et vent).

À titre d'exemple, dans le scénario intermédiaire présenté ici, un hiver chaud comme celui de 2019-2020 ne nécessiterait pas d'appel au signal orange d'Ecowatt sur les prochains mois (ou au maximum une seule fois), et *a fortiori* au signal rouge ou au délestage. Dans une configuration météorologique « médiane »¹⁷, ces leviers devraient être cependant mobilisés, mais à des fréquences qui resteraient très réduites (moins de trois fois dans l'hiver).

En revanche, un hiver froid comme celui de 2012-2013 ou très froid comme celui de 2010-2011 conduirait à de multiples activations du signal Ecowatt orange (1 à 2 fois dans le premier cas et 3 à 8 fois dans le second), et du signal rouge entre 1 et 6 fois. Le recours aux leviers de sauvegarde pourrait alors être nécessaire sur quelques heures, voire jusqu'à près de 45 heures dans les configurations très froides.

16. Les dispositifs « de sauvegarde » 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 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. Ces moyens sont davantage décrits en partie 4.5 de ce document.

17. La configuration météorologique « médiane » ici décrit correspond à un hiver présentant un niveau de risque médian dans l'ensemble des configurations météorologiques étudiées. Autrement dit, la moitié des configurations simulées présente des risques plus élevés, l'autre moitié présente des risques moindres.

3.4 L'analyse du scénario haut (disponibilité du parc nucléaire comparable à l'an passé)

Dans le scénario le plus favorable sur le nucléaire et le gaz, le niveau de risque serait proche de celui vécu sur les derniers hivers, c'est-à-dire un risque de défaillance légèrement supérieur au niveau cible défini par le critère public de sécurité d'approvisionnement.

L'espérance de recours aux moyens de sauvegarde serait de l'ordre de six heures sur les prochains mois. Des déséquilibres entre l'offre et la demande ne seraient donc pas exclus, mais ne se matérialiseraient qu'en cas de conditions météorologiques très défavorables. Le recours au signal rouge d'alerte Ecowatt serait quasiment nul en cas d'hiver relativement froid similaire à 2012-2013. Dans un hiver très froid comme 2010-2011 en revanche, l'activation du signal orange voire du signal rouge pourrait être nécessaire plusieurs fois dans l'hiver.

Ce scénario implique la remise en service de réacteurs nucléaires à un rythme très élevé, inédit par rapport à l'historique récent, entre début octobre et janvier. La capacité nucléaire atteindrait 30 GW durant la première quinzaine d'octobre, 40 GW tout début décembre et 50 GW début janvier – soit

un niveau de disponibilité proche de celui de l'an passé. Cette configuration apparaît accessible vu de mi-septembre 2022, mais les échanges montrent qu'EDF ne dispose plus de marge pour l'atteindre.

Si cette trajectoire est atteinte et que, dans le même temps, les échanges d'électricité en Europe ne sont pas perturbés par une pénurie gazière, le niveau de risque pour l'hiver serait même légèrement inférieur à celui de l'an passé. Ceci résulte de la légère augmentation du parc renouvelable, de la capacité d'échange aux interconnexions, et de la mise en service de la centrale de Landivisiau.

Ce niveau prévisionnel de risque semble être le minimum accessible pour les prochains mois. Il serait donc atteint en cas de très forte remontée de la disponibilité nucléaire, à un rythme inédit (voir partie « Nucléaire »). **Alternativement, il pourrait également être atteint en cas de configuration différente, par exemple en intégrant la mise en œuvre d'actions très fortes de maîtrise de la demande.** Ce point est en particulier davantage détaillé en parties 4.4 et 5.

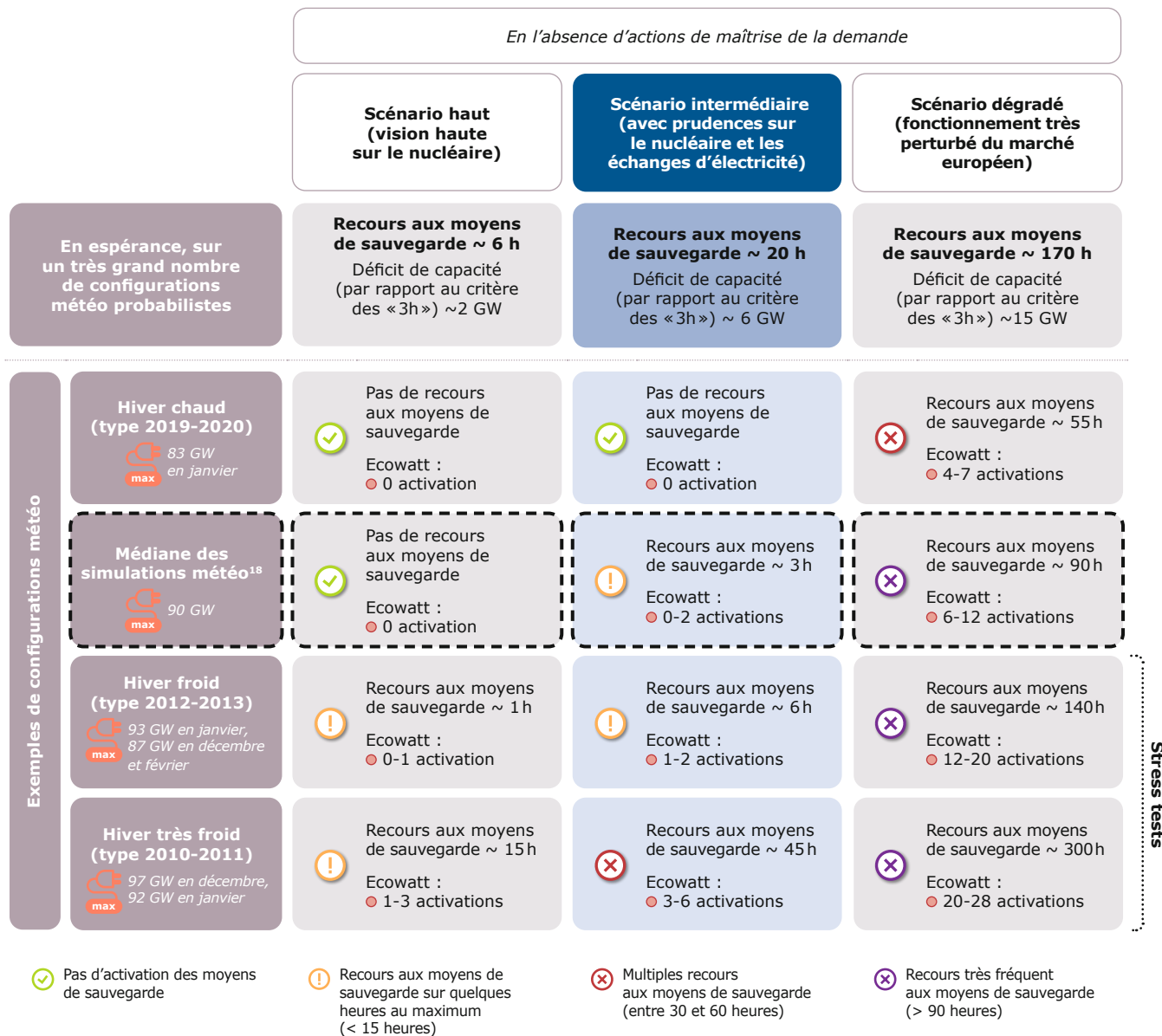
3.5 L'analyse du scénario dégradé (pénurie gazière conduisant à perturber les échanges d'électricité aux frontières)

Dans ce scénario, le recours aux moyens de sauvegarde à plusieurs reprises durant l'hiver est quasiment certain, et la probabilité de recours au délestage forte en cas d'absence de mobilisation collective durant les jours « Ecowatt rouge ».

Comme pour les autres scénarios, les risques seraient aussi présents dès l'automne et pendant l'hiver, mais de façon nettement plus marquée. L'espérance de recours aux moyens de sauvegarde serait alors de l'ordre de 170h sur les prochains mois.

Dans ce contexte, le recours aux signaux orange et rouge d'Ecowatt serait inévitable (y compris pour un hiver chaud) et très fréquent dans les prochains mois. Notamment, le niveau rouge d'alerte pourrait être sollicité à plus d'une vingtaine de reprises au cours de l'hiver, en cas de conditions météorologiques défavorables. Ces niveaux de mobilisation du dispositif sont très élevés, au point de pouvoir nuire à son efficacité sur la durée (notamment du point de vue de la contribution des gestes citoyens, qui pourraient s'essouffler), mais restent limités à des combinaisons extrêmes d'aléas défavorables (moins probables).

Figure 15 Synthèse des résultats sur l'équilibre offre-demande en électricité



Stress tests

La nombre d'heures de recours aux moyens de sauvegarde et aux signaux Ecowatt est fourni à titre indicatif, mais il dépendra des conditions réelles d'exploitation et d'un ensemble de paramètres qui ne peuvent être entièrement résumés dans ce tableau.

18. La médiane des simulations météorologiques ici décrite correspond à un hiver présentant un niveau de risque médian dans l'ensemble des configurations météorologiques étudiées. Autrement dit, la moitié de ces configurations présente des risques plus élevés, l'autre moitié présente des risques moindres.

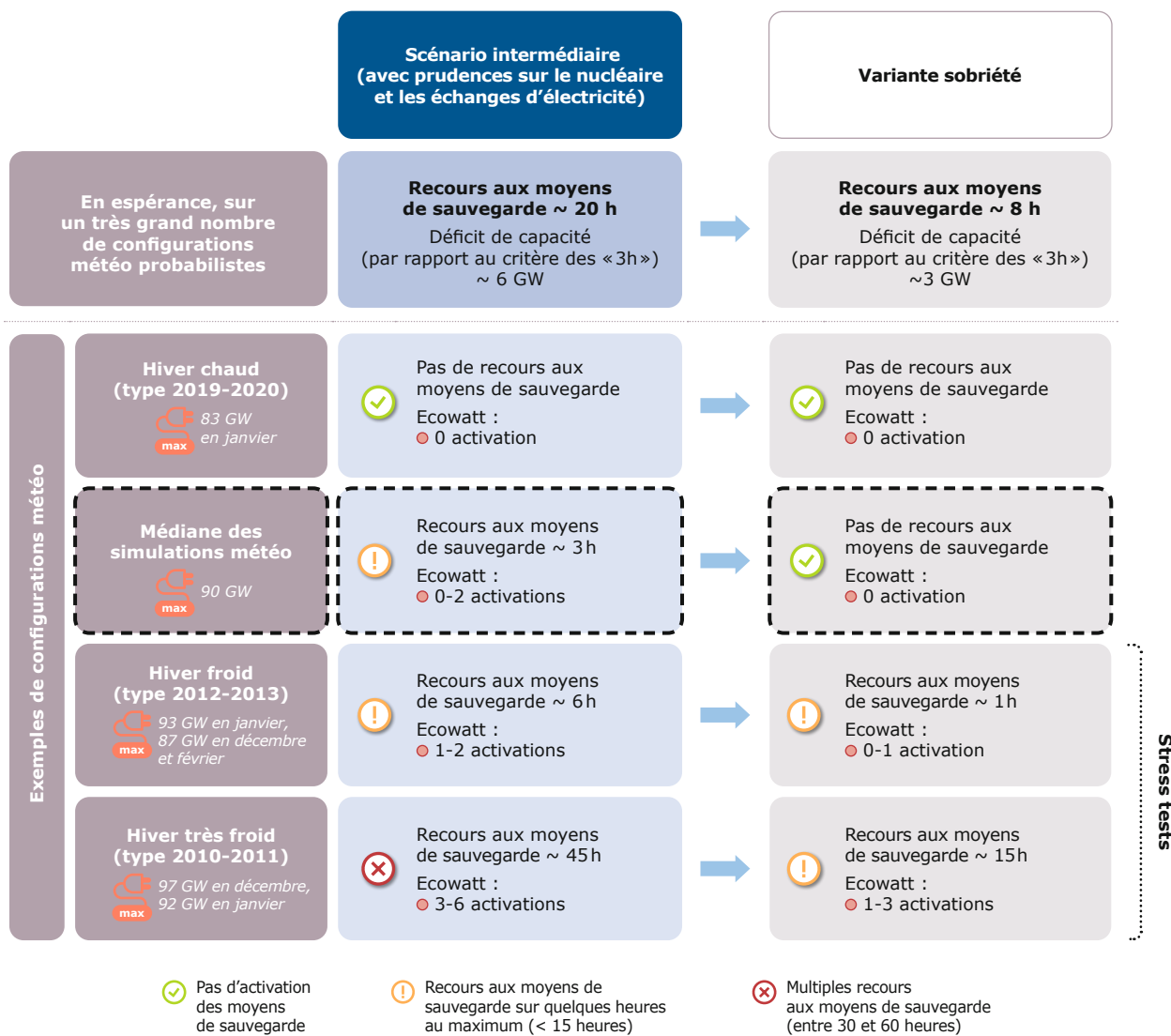
3.6 L'analyse de la variante sobriété fait apparaître une réduction très importante des risques

Par prudence, l'analyse des risques présentée dans la partie 3 repose sur une hypothèse de stabilité à court terme de la consommation d'électricité par rapport aux derniers mois. Cette hypothèse est justifiée sur le plan méthodologique, les inflexions sur les dynamiques de consommation mettant généralement du temps à se matérialiser et les dispositifs de protection mis en œuvre par les pouvoirs publics rendant difficile à projeter la réaction de la demande. Pour autant, comme détaillé dans la partie 2 de ce document, deux effets pourraient orienter la consommation à la baisse :

- ▶ un ajustement de la demande aux conditions de prix, en particulier à compter de début 2023 où de nombreux contrats de fourniture arrivent à échéance et sont actuellement en cours de renégociation avec des prix plus élevés ;
- ▶ les mesures actuellement en cours de définition par le gouvernement et les secteurs économiques dans le cadre du plan sobriété.

En complément, RTE a analysé l'impact d'une variante sobriété représentative d'actions détaillées dans la partie 5 de ce document et correspondant à une baisse de 2 à 3% de la consommation sur les prochains mois (soit 6 à 8 TWh entre octobre et mars) combinée au décalage de consommations au sein de la journée (pour « lisser » la courbe de charge). Dans ce scénario, la baisse de consommation pourrait atteindre jusqu'à 4,5 GW au maximum lors des pointes (soit du fait d'une baisse structurelle, soit du fait d'un « déplacement » d'usages). L'analyse démontre une réduction sensible des risques de recours aux moyens de sauvegarde : il passerait de 20h en espérance dans le scénario central à environ 8h grâce à ces dispositions. Cet effet serait en particulier visible lors de l'analyse sur des exemples d'hivers typiques : notamment, le risque deviendrait quasiment nul en cas d'hiver froid (de type 2012-2013), alors que le recours aux leviers de sauvegarde était aux alentours de 6h auparavant.

Figure 16 Impact de la variante sobriété sur les résultats d'équilibre offre-demande en électricité



Le nombre d'heures de recours aux moyens de sauvegarde et aux signaux Ecowatt est fourni à titre indicatif, mais il dépendra des conditions réelles d'exploitation et d'un ensemble de paramètres qui ne peuvent être entièrement résumés dans ce tableau.

LES ENSEIGNEMENTS COMMUNS

4.1 Le risque que quelques pourcents de la consommation française ne puissent être alimentés durant certains jours est réel, mais la France ne court pas le risque d'un « black-out »

Les éléments de diagnostic présentés en partie 3 attestent du caractère inédit de la situation de l'hiver 2022-2023 pour l'approvisionnement en électricité. Selon les scénarios, le risque de ne pouvoir assurer l'équilibre offre-demande dans le cadre « normal » peut atteindre des niveaux plus ou moins importants, mais il est systématiquement avéré dans des proportions supérieures à la norme fixée par le Code de l'énergie.

Cette situation suscite légitimement une inquiétude sur les répercussions de potentielles coupures de courant et sur leurs conséquences économiques, à double titre : d'une part sur l'impact de l'anticipation de l'activation régulière des offres de production onéreuses qui participe de l'envolée des prix sur les marchés, et d'autre part sur les conséquences pour certains consommateurs des possibles périodes de délestage de consommation.

Pour autant, bien que les fréquences de déséquilibre entre l'offre et la demande puissent être élevées et largement supérieures aux niveaux probabilistes habituels, **les volumes potentiellement**

coupés resteraient très faibles à l'échelle de l'hiver : il ne s'agirait ni d'une situation de pénurie généralisée, ni de « black-out » (impliquant l'écroulement de l'équilibre du système électrique). Par exemple, dans le cas d'un hiver très froid similaire à celui de 2010-2011, le volume d'électricité non distribuée pour des questions d'équilibre offre-demande pourrait être ainsi de l'ordre de 0,3 TWh (soit 0,1% de la consommation entre octobre et mars) dans le scénario central de l'étude. Dans le scénario dégradé, il pourrait toutefois atteindre des niveaux plus élevés, avec environ 3 TWh de pénurie d'électricité pour ce même hiver (soit plus de 1% de la consommation sur ces six mois).

A fortiori, RTE dispose d'un certain nombre de leviers de sauvegarde mobilisables en cas de déséquilibre entre l'offre et la demande et qui permettent de réduire les risques de recours au délestage. Ces leviers, dont certains existent déjà depuis de nombreuses années, et qui sont désormais renforcés grâce au dispositif Ecowatt, sont davantage décrits dans la partie 4.5.

4.2 La période de vigilance commence de manière atypique dès l'automne et s'étendra sur tout l'hiver (avec des risques en particulier très élevés entre novembre et janvier)

Bien que les niveaux de risques soient plus ou moins marqués selon les scénarios, ils sont, de façon commune, présents dès l'automne et pendant tout l'hiver (période allant d'octobre à mars). Plus spécifiquement, les risques de recours aux moyens de sauvegarde et au délestage sont localisés principalement sur la période s'étalant entre les mois de novembre et de janvier.

Ce diagnostic atypique pour l'automne et le tout début d'hiver résulte en particulier de la disponibilité du parc nucléaire à des niveaux historiquement bas d'ici à la fin d'année (et au mieux au niveau des minima historiques cet hiver) ainsi que des fortes incertitudes sur la remise en service prévue d'un grand nombre de réacteurs en lien avec la CSC sur cette période.

Figure 17 Espérance hebdomadaire de recours aux moyens de sauvegarde dans le scénario intermédiaire

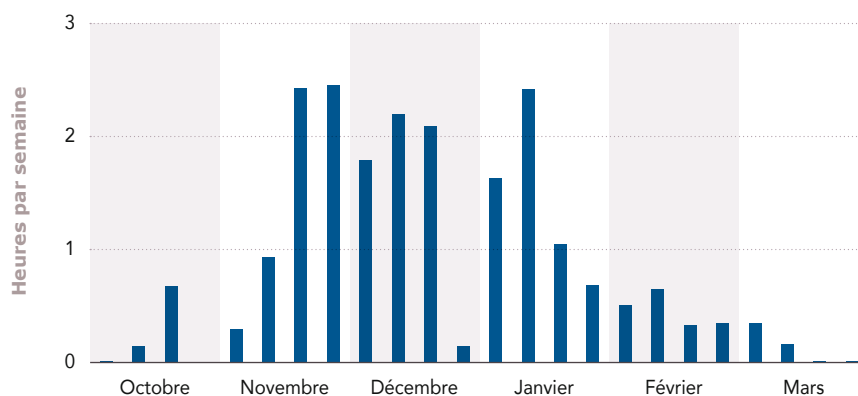
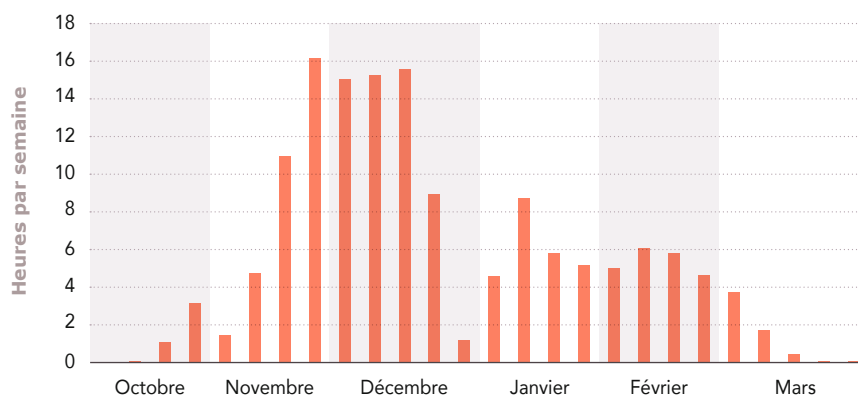


Figure 18 Espérance hebdomadaire de recours aux moyens de sauvegarde dans le scénario scénario dégradé



Les risques sont moins probables en dehors de cette période mais ne peuvent être exclus, ce qui constitue aussi une situation relativement exceptionnelle par rapport aux années passées.

Du côté de l’approvisionnement en gaz, c’est principalement la deuxième partie de l’hiver (à partir de janvier, voire février, selon les températures hivernales) qui devrait concentrer le plus de risque

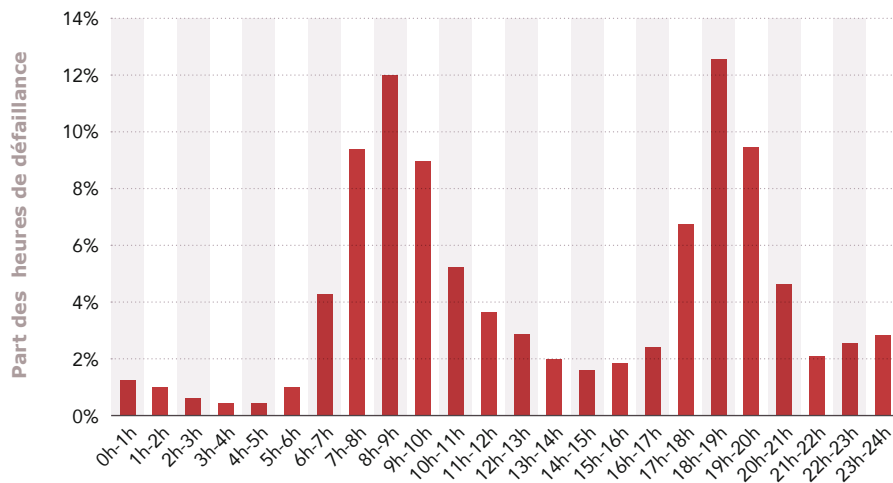
(notamment du fait de stocks qui seront déjà en partie vidés). Le suivi des déterminants de l’équilibre offre-demande en électricité via les réactualisations mensuelles de cette étude, ainsi que celui côté gaz, devrait ainsi permettre d’affiner progressivement les prévisions de risque sur le système énergétique de manière globale (ainsi que les décisions éventuelles d’arbitrage entre l’électricité et le gaz, davantage détaillées en partie 6).

4.3 Les risques sont principalement concentrés sur les plages horaires du matin et du soir

À l'échelle de la journée, plus de la moitié des situations de recours aux moyens de sauvegarde surviennent soit autour de la plage de forte consommation du matin, soit autour de celle du soir. Un quart des situations de tension pourraient aussi survenir sur ces deux plages horaires lors de mêmes journées. En toute logique, ce profil horaire de défaillance correspond aux heures habituellement les plus chargées de la journée en période hivernale, et justifie le besoin de mettre en œuvre des mesures de réduction de la consommation ciblées en particulier sur ces heures.

Enfin, le dernier quart correspond à des situations de recours aux moyens de marché qui s'étendent aussi sur le reste de la journée, voire le début de la nuit. Ces situations correspondent en particulier à des configurations météorologiques extrêmes, durant lesquelles une vague de froid très intense et très longue (permettant difficilement aux moyens de stockage, par exemple les STEP, de pouvoir pomper la nuit pour turbiner lors des pointes) se conjugue à un manque durable d'offres de production (du fait d'absence de vent ou de nouvelles fortes indisponibilités du parc nucléaire).

Figure 19 Distribution horaire des risques de recours aux moyens de sauvegarde



4.4 Des leviers physiques existent sur la production d'électricité pour limiter les risques sur la sécurité d'approvisionnement

Au-delà de ceux liés à une baisse structurelle de la consommation (voir 3.6), plusieurs leviers de renforcement de la sécurité d'approvisionnement existent aussi en France du côté de la production d'électricité.

- (i) Le levier dont les effets pourraient être les plus conséquents d'ici à cet hiver porte sans aucun doute sur **la maximisation de la disponibilité des réacteurs nucléaires**. Tous les moyens possibles doivent être mis en œuvre, en matière d'exploitation et de maintenance du parc nucléaire, pour garantir un niveau de disponibilité proche de celui atteint au cours des derniers hivers, qui doit permettre de réduire l'utilisation des centrales au gaz et de limiter les risques pour la sécurité d'approvisionnement (voir partie 3.4). Les marges de manœuvre à ce sujet semblent toutefois très incertaines à ce stade et sont notamment dépendantes des contraintes de sûreté et de la capacité industrielle de l'exploitant à pouvoir maintenir son calendrier de chantiers de réparation en lien avec le problème de CSC à un rythme très soutenu.
- (ii) Au-delà de son effet baissier sur la consommation de gaz, la réouverture de groupes charbon en Europe, telle que mise en place dans un grand nombre de pays européens, permet d'augmenter les capacités de production disponibles cet hiver et donc de renforcer la sécurité d'approvisionnement. Plus spécifiquement en France, **la réouverture de la centrale de Saint-Avold** et le rehaussement de la durée

de fonctionnement maximale des centrales au charbon tel que prévu dans la loi « pouvoir d'achat » (intégrés dans les hypothèses par défaut des scénarios de cette étude) permet de diminuer l'espérance de recours aux moyens de sauvegarde de 25h à 20h (dans le scénario intermédiaire).

En revanche, ce levier a en contrepartie des effets néfastes sur le changement climatique : les émissions de CO₂ liées à la production d'électricité en France pourraient augmenter d'environ 4 à 6 Mt entre octobre 2022 et mars 2023, que les exploitants de centrales auront pour obligation de compenser selon les dispositions de la loi « pouvoir d'achat ». Toutefois, ce levier doit s'envisager comme une solution strictement transitoire en l'attente de solutions plus pérennes sur la consommation, le développement des énergies renouvelables et la disponibilité nucléaire.

- (iii) Enfin, **le développement des énergies renouvelables** peut permettre, dès les prochaines années, des économies de gaz supplémentaires et contribuer davantage à la sécurité d'approvisionnement électrique. Ce levier est toutefois en partie déjà engagé, via les politiques publiques en place. Les marges de manœuvre pour une accélération au-delà des rythmes tendanciels restent toutefois limitées d'ici à l'hiver prochain, mais plus importantes à partir de 2023 et les années suivantes (voir partie « Énergies renouvelables »).

4.5 En cas de déséquilibre offre-demande, un renforcement possible des moyens de sauvegarde permettra de réduire les risques de recours au délestage

Bien que des leviers de renforcement de la sécurité d'alimentation existent tant sur le plan de la consommation (4.4) que la production (4.5), les risques de recours aux moyens de sauvegarde ne peuvent être exclus sur les prochains mois. Ils sont en effet nettement plus élevés cet hiver qu'entre 2018 et 2020, période pendant laquelle le système électrique était au strict niveau du critère théorique de dimensionnement, et encore davantage par rapport aux années antérieures où le système disposait d'importantes surcapacités.

Pour autant, **ce constat doit néanmoins être complété par une analyse moins manichéenne.**

En effet, les cas de figure où l'équilibre offre-demande n'est pas spontanément assuré par des moyens «classiques» peuvent être traités, selon leur profondeur, par des actions de natures très différentes. Les répercussions en matière d'ordre public et les conséquences économiques différeront très largement selon les types d'actions engagées.

Les moyens «classiques» de sauvegarde du système comprennent plusieurs actions d'ordre technique :

- ▶ en premier lieu, un certain volume d'effacements de dernier recours par des grands sites industriels à travers le dispositif de l'interruptibilité. Ce dispositif contractualisé est activable sans préavis et concerne des sites de consommation raccordés au réseau public de transport qui sont rémunérés à cet effet. Les consommateurs sont alors tenus de diminuer leur puissance au

niveau prévu par les contrats d'interruptibilité en l'espace de quelques secondes ;

- ▶ le second dispositif, activé si le recours à l'interruptibilité s'avère insuffisant, consiste à réduire la tension sur les réseaux publics de distribution de 5% (mesure communément appelée «-5% Un»). Il en résulte une réduction de la puissance consommée par les appareils électriques connectés au réseau HTA et basse tension (chauffage, éclairage, plaques de cuisson...). Ce levier peut permettre de dégager des volumes importants (jusqu'à 3 à 4 GW en période de froid), mais sur des durées relativement courtes (quelques heures tout au plus).
- ▶ enfin, la dernière barrière de défense (si les deux précédentes mesures s'avèrent insuffisantes) est le plan de délestage, qui consiste à organiser des coupures tournantes en France. Le plan de délestage est organisé par échelons successifs, et activé en fonction de l'ampleur du déséquilibre à couvrir. La nécessité de répartir ces baisses sur le réseau peut alors nécessiter que les coupures portent sur des zones géographiques étendues. Il s'agit d'une procédure de dernier ressort et activée pour empêcher l'écroulement du système («black-out»). Chaque consommateur coupé ne le serait que sur une période limitée à deux heures consécutives.

Le premier levier de sauvegarde est donc totalement transparent pour la population, le second à peine perceptible, tandis que le troisième est susceptible d'occasionner des perturbations profondes.

Une « ceinture de sécurité » supplémentaire pour réduire le recours au délestage sur les journées les plus tendues

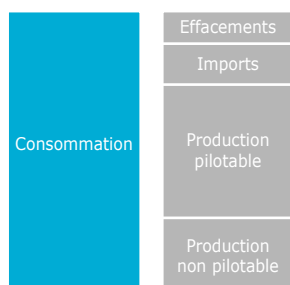
Compte tenu de la vigilance accrue sur les prochains mois et afin de réduire les risques de recours au délestage, RTE renforce son dispositif de mesures de sauvegarde.

Dans les situations les plus tendues, le recours au délestage pourrait en effet être réduit voire évité en s'appuyant sur **une baisse volontaire de la consommation d'électricité durant quelques heures**. La mobilisation collective d'écogestes (dont une liste est détaillée en partie 5) serait alors ponctuelle et ciblée lors de périodes identifiées en amont et communiquées à la population via **le signal rouge du dispositif Ecowatt**. Mobilisé avant le recours aux autres leviers de sauvegarde précités (interruptibilité et baisse de la tension), il jouerait en ce sens un rôle de « **ceinture de sécurité** » supplémentaire du système électrique, et permettrait, par la mobilisation de tous, d'éviter autant que possible des coupures de courant.

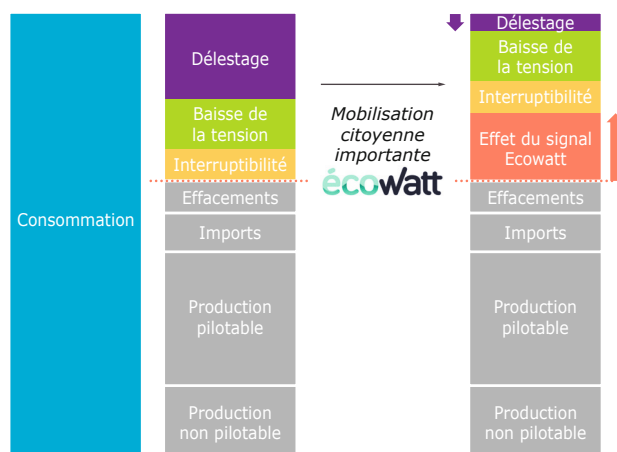
Par ailleurs, d'autres dispositifs de sauvegarde ont également été introduits par la loi « pouvoir d'achat », et consistent à maximiser les capacités offertes à la fois sur les marchés et sur le mécanisme d'ajustement pour l'ensemble des capacités (production, effacements de consommation, stockage et groupes électrogènes de secours sur les sites de consommation)¹⁹. Ils seront activés avant ou concomitamment au dispositif d'interruptibilité, et en amont du recours à la mesure de baisse de tension. Les puissances supplémentaires qui pourraient être dégagées dans ce cadre-là restent toutefois très incertaines pour cet hiver, en particulier pour le gisement mobilisable en groupes électrogènes (qui pourrait aller d'une centaine de mégawatts à plusieurs gigawatts) mais aussi car une partie des moyens de production et d'effacement sont déjà sollicités auparavant via les mécanismes « classiques ».

Figure 20 Illustration des différents leviers disponibles pour assurer l'équilibre offre-demande et éviter le recours aux coupures de consommation

Situation de fonctionnement normale des marchés



Situation de tension sur la sécurité d'approvisionnement



19. Voir Code de l'énergie, Articles L321-17-1 et L321-17-2

Le dispositif Ecowatt a évolué pour renforcer son efficacité dès cet hiver

Le dispositif Ecowatt²⁰, piloté par RTE, a été généralisé et mis en ligne en novembre 2020 sur l'ensemble du territoire national, en lien avec l'ADEME. Il est, depuis, l'indicateur de référence du niveau de tension sur le système électrique, comme ce fut le cas notamment lors du 4 avril 2022 lors de l'activation d'un signal orange (du fait d'une vague de froid tardive alors que la disponibilité du parc nucléaire était déjà faible).

Dans un contexte de vigilance particulière, il a été enrichi au début du mois de septembre 2022 afin de renforcer son efficacité. **L'objectif visé par RTE est ainsi de favoriser une mobilisation rapide, en guidant chaque type de consommateur vers les gestes les plus efficaces (notamment ceux détaillés en partie 5.2), de façon à permettre par l'action collective que tous les consommateurs français gardent un accès permanent à l'électricité lors des périodes de risque élevé.**

D'une part, à l'instar du dispositif de vigilance météorologique de Météo-France ou de Bison Futé pour la circulation routière, ce signal peut prendre plusieurs couleurs. Il est désormais uniquement national (sans notion régionale), et propose trois couleurs :

- ▶ **Vert** : situation normale ;
- ▶ **Orange** : système électrique tendu, *a priori* sans coupure de clients mais sans marge suffisante

pour couvrir un aléa défavorable. Ainsi, un tel aléa (par exemple : défaillance d'un moyen de production, baisse du vent pour la production éolienne ou écart de consommation dû à une température plus froide) pourrait entraîner l'usage des leviers techniques d'exploitation (interruptibilité et baisse de la tension). Les gestes citoyens de réduction ponctuelle de consommation sont les bienvenus pour éviter l'utilisation de ces leviers et redonner des marges au système électrique ;

- ▶ **Rouge** : Le système électrique se trouve dans une situation très tendue et la consommation prévisionnelle ne peut être couverte. Sans baisse de consommation volontaire, des coupures ciblées sont inévitables.

D'autre part, le signal sera annoncé jusqu'à trois jours à l'avance, afin de permettre à chaque consommateur de s'organiser au mieux pour mettre en œuvre ses écogestes (d'autant plus si ces derniers sont manuels), et sera détaillé à la maille horaire, pour garantir la meilleure précision possible.

Enfin, le dispositif permet également de faciliter l'automatisation de certains gestes (par exemple l'actionnement des équipements de gestion de bâtiments, de domotique ou des actions sur les procédés industriels) par la mise à disposition d'une API²¹ qui permet de récupérer automatiquement la couleur du signal à tout instant.

20. Ecowatt | votre météo de l'électricité pour une consommation responsable (monecowatt.fr)

21. « Application Programming Interface », ou interface de programmation d'application

Une mobilisation massive d'écogestes lors des périodes de très fortes tensions pourrait permettre de réduire significativement le recours au délestage

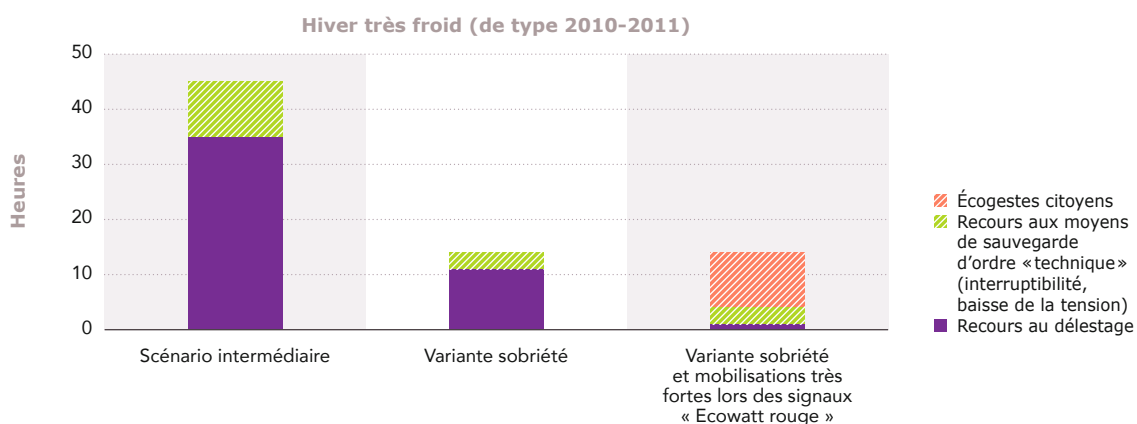
L'analyse de la variante sobriété (voir 3.6) a pu montrer l'effet fortement baissier de mesures structurelles de la consommation sur l'utilisation de moyens de sauvegarde y compris en cas d'hiver froid.

La mobilisation d'écogestes supplémentaires sur des jours ciblés pendant lesquels le recours à ces moyens de sauvegarde n'a pas pu être complètement évité est dès lors très utile pour réduire les risques de recours au délestage. À titre d'illustration, dans cette même variante sobriété, la prise en compte d'une baisse supplémentaire de

consommation d'environ 5 GW mobilisée ponctuellement en suivant le signal «Ecowatt rouge» permettrait de réduire le recours au délestage à moins de 2 h en cas d'hiver très froid de type 2010-2011 (alors que le recours aux leviers de sauvegarde était de 45h initialement dans le scénario intermédiaire).

Cet exemple illustre l'efficacité d'une mobilisation collective pour réduire fortement le risque de coupures de courant même dans le cas d'une configuration de risque très élevé (températures très froides).

Figure 21 Effet des leviers de réduction ponctuelle de la puissance demandée sur le recours aux moyens de sauvegarde et au délestage en cas d'hiver très froid de type 2010-2011



LES LEVIERS D'ÉCONOMIES D'ÉNERGIE ET DE FLEXIBILITÉ DE LA CONSOMMATION

5.1 La maîtrise de la demande et le développement de la flexibilité de consommation : faire en quelques mois ce qui était prévu en quelques années

La nécessité d'agir sur la demande d'énergie, d'une part en réduisant la consommation d'énergie finale via l'efficacité et la sobriété et d'autre part en développant la flexibilité de la consommation (c'est-à-dire les mécanismes, techniques et économiques permettant de moduler la consommation d'électricité en fonction de l'état du système électrique), constitue une conclusion récurrente des études sur la transition énergétique.

Les différents scénarios étudiés dans les *Futurs énergétiques 2050* sur le long terme montrent par exemple que la maîtrise de la demande énergétique est indispensable pour atteindre les objectifs climatiques et notamment la neutralité carbone en 2050. Les orientations de la stratégie nationale bas-carbone intégraient ainsi un objectif de réduction de la consommation d'énergie finale (toutes énergies confondues) de -40 % d'ici 2050, soit environ -1,5 % par an sur 30 ans.

De même, les analyses présentées dans le Bilan prévisionnel depuis plusieurs années et approfondies dans le cadre des *Futurs énergétiques 2050* mettent en évidence l'importance de développer la flexibilité de la demande électrique, indispensable dès lors que la part de l'éolien et du

solaire se renforce et que les usages électriques se développent en substitution aux énergies fossiles²².

Les circonstances particulières de la crise énergétique rendent nécessaire une accélération de ces transformations de la consommation énergétique. Des gisements sont accessibles sur tous les segments de la demande, mais en matière de flexibilité, le potentiel sur l'industrie ayant déjà été bien exploité au cours des dix dernières années, l'action la plus efficace consiste à se tourner prioritairement vers les consommations des secteurs tertiaire et résidentiel.

La réflexion générale engagée par les pouvoirs publics sur la sobriété comme outil de résilience face à la crise énergétique rejoint donc celle développée depuis plusieurs années par RTE pour accompagner le développement des énergies renouvelables et l'électrification de l'économie. Au-delà des actions structurelles sur la consommation, RTE propose de développer plus largement des actions ponctuelles de baisse de la consommation, de manière à compléter les moyens de sauvegarde du système par des « écrêtements d'urgence » de la consommation électrique comme détaillé dans la partie 4.5.

22. L'électricité ne représente aujourd'hui qu'un quart de la consommation d'énergie finale en France.

5.2 Trois catégories complémentaires d'actions sont à considérer : économies d'énergie, décalages de consommation et réductions de consommation supplémentaires pour les jours de plus forte de tension

Différentes catégories d'action sur la consommation sont envisageables pour réduire, voire supprimer, le risque de délestage.

(1) Il s'agit en premier lieu des actions d'économies d'énergie résultant d'une part de la sobriété, qui repose sur des évolutions de modes de consommation, et d'autre part de l'efficacité énergétique, accessible via une meilleure performance des appareils et des installations (changement d'appareils, isolation thermique...).

Comme évoqué dans la partie 3.6, ces actions présentent un effet durable sur le renforcement de l'équilibre offre-demande (au-delà du seul hiver 2022-2023). Le dernier Bilan prévisionnel de RTE ayant souligné la vigilance particulière portant sur la sécurité d'approvisionnement électrique jusqu'à 2025 *a minima*, ces mesures sont fortement favorables, qu'elles puissent être mises en œuvre dès cet hiver ou les suivants. Au-delà de leur utilité évidente lors des périodes de tension, ces baisses structurelles de consommation électrique sont aussi profitables pour économiser les énergies à stocks (gaz, hydraulique...) pendant les périodes de moindre consommation (par exemple l'été ou la nuit).

Par ailleurs, elles ont évidemment une incidence favorable sur la facture des consommateurs et sur leur empreinte environnementale.

(2) Le second niveau concerne le fait de consommer l'électricité au meilleur moment, c'est-à-dire consommer sur les périodes de moindre tension pour l'équilibre offre-demande (la nuit, l'après-midi, ou le week-end). Comme pour les économies d'énergie, les bénéfices de ces actions sont multiples, à la fois pour la facture du consommateur, pour la sécurité d'alimentation (en limitant

les pointes de consommation), et enfin pour les émissions de carbone de la production d'électricité (plus fortes lors des pointes nécessitant la mobilisation des centrales thermiques).

Pour consommer au meilleur moment, deux possibilités peuvent être distinguées :

► **Le décalage régulier de consommation**, le plus souvent via un signal de type « heures pleines/heures creuses », qui ne modifie pas l'énergie consommée mais aide à positionner l'usage de l'électricité au bon moment, et donc à limiter les pointes de consommation. Les offres de fourniture proposant des options mettant en œuvre ce signal « heures pleines/heures creuses » ont largement fait leurs preuves depuis plusieurs décennies et concourent déjà à utiliser l'électricité disponible la nuit.

Ce type d'offres est ainsi utile pour toute consommation d'électricité pouvant être décalée des plages de type « heures pleines » vers les plages de type « heures creuses » sans perte de confort ou d'activité. C'est en particulier le cas de tous les usages de l'électricité amenant à un stockage d'énergie, qu'elle soit électrique (véhicules électriques, appareils domestiques à batterie), thermique (eau chaude sanitaire), ou encore dans une certaine mesure le froid (industriel et commercial) et le chauffage.

► **L'effacement dynamique de consommation**, qui consiste à limiter temporairement sa consommation d'électricité (quitte à parfois occasionner une gêne d'activité ou de confort, et/ou des coûts de mise en œuvre), moyennant une rémunération ou un tarif de fourniture plus avantageux sur d'autres périodes en contrepartie.

Cette pratique, dont la France a été pionnière dès les années 1970, s'est d'abord appliquée à tous types de consommateurs²³ (de l'industriel au particulier) via des offres de fourniture

23. Une partie de ces effacements était initialement constituée d'effacements « gris » correspondant au démarrage de groupes électrogènes.

à pointe mobile : les options « effacement jours de pointe » ou EJP, puis l'option « Tempo²⁴ » du tarif Bleu. Ces tarifs ont perdu de leur attractivité économique à compter de l'ouverture des marchés au début des années 2000.

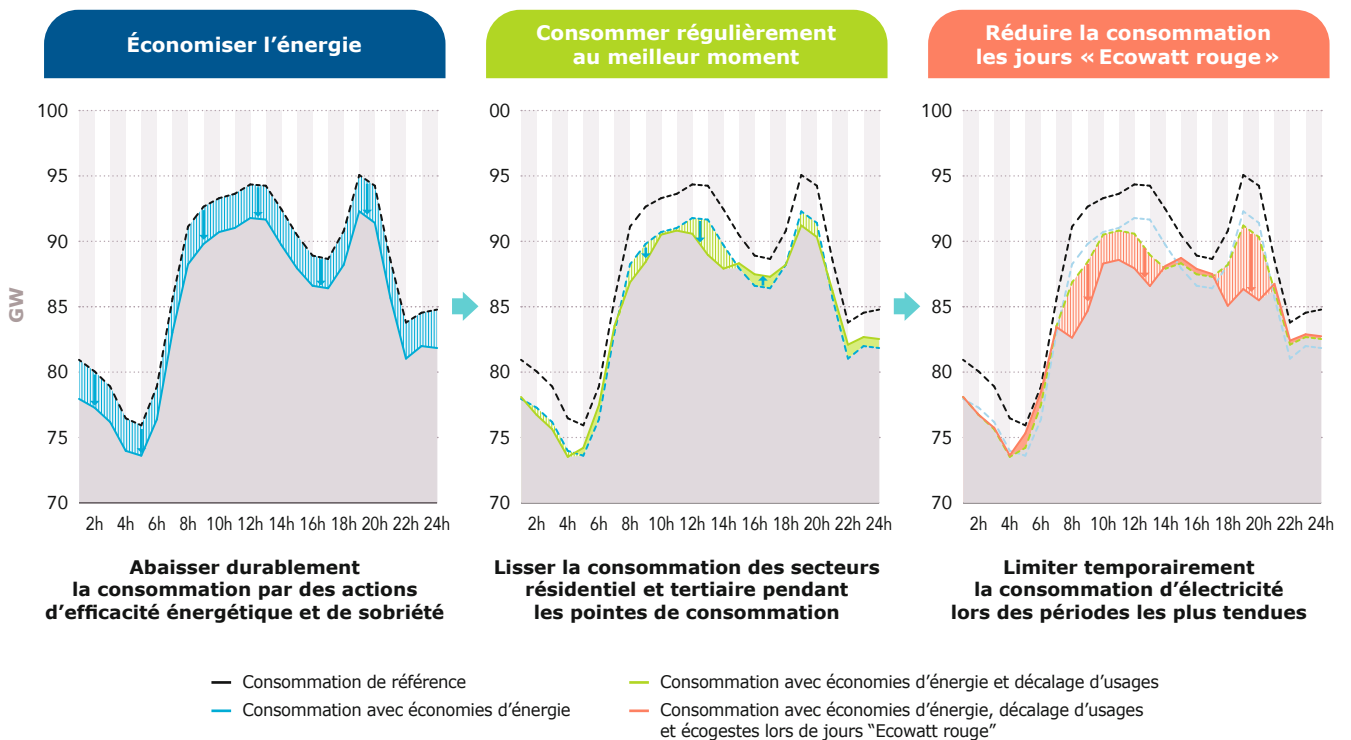
Depuis 15 ans, l'effacement s'est développé sous une forme dite « explicite », c'est-à-dire en dehors des offres de fourniture et valorisé par des acteurs autres que le fournisseur, et a fait l'objet d'un soutien via des mécanismes d'appel d'offres depuis 2011.

(3) Le dernier niveau concerne les **mesures de sauvegarde** en situation de manque de production pour limiter, voire faire disparaître le risque de délestage. Il s'agit alors, dans ces situations spécifiques, de susciter ponctuellement une **réduction**

volontaire de la consommation d'électricité pendant quelques heures. Ces situations seraient identifiées en amont et communiquées à l'ensemble des consommateurs (particuliers mais aussi administrations, commerces, immeubles de bureaux, d'enseignement, de santé, industriels...) via le signal Ecowatt.

La plupart des mesures consisteraient alors à donner davantage d'ampleur aux gestes de sobriété déjà identifiés, et/ou à mettre à l'arrêt des équipements non nécessaires et appelant de fortes puissances. Bien que les gestes demandés puissent conduire à une perte partielle de confort sur des périodes brèves, ils permettraient surtout, par la mobilisation collective, de réduire les risques de délestage dont les conséquences pourraient être

Figure 22 Les trois types d'action pour sur la consommation pour réduire les risques cet hiver



24. L'option Tempo est une offre prévue par les tarifs réglementés de vente d'électricité qui distingue trois types de jours auxquels une couleur et un prix sont associés : 300 jours bleus avec le prix le plus bas, 43 jours blancs du 1er septembre au 31 août (hors dimanche), et 22 jours rouges entre le 1^{er} novembre et le 31 mars (hors week-ends et jours fériés), pendant lesquels le prix est le plus élevé (en particulier durant les heures pleines, soit 16h d'affilée de 6h à 22h).

largement plus inconfortables (voir partie 4.5).

Dans le cadre du « plan sobriété » piloté par le Gouvernement, un grand nombre d'entreprises ou de fédérations définissent actuellement des plans et propositions structurelles pour diminuer leur consommation. Le gouvernement a demandé à ces mêmes acteurs de préciser également les mesures spécifiques pouvant être mises en œuvre lors des jours « Ecowatt rouge ». **Cette mobilisation, si elle est à la hauteur, doit permettre à la fois (i) de limiter le nombre d'alertes Ecowatt en réduisant les pointes de consommation tous les jours, et (ii) même en cas d'alerte, de circonscrire au maximum l'utilisation du moyen**

de sauvegarde de dernier ressort que constitue le délestage, et ainsi de préférer une « sobriété choisie » à des « coupures subies ».

En particulier pour l'automne et l'hiver prochains, les risques pesant sur la sécurité d'approvisionnement sont plus élevés que les années précédentes. Dans ce contexte, **une baisse globale de consommation lors des périodes signalées (via ces trois catégories d'actions complémentaires) pouvant aller jusqu'à 15% lors des jours les plus tendus pourrait permettre d'éviter la très grande majorité des risques de délestage cet hiver.**

5.3 Mieux comprendre les consommations d'électricité pour identifier les usages et les périodes à cibler pour les écogestes

L'équilibre entre production et consommation en électricité devant être respectée à chaque instant, les objectifs de diminution de la consommation ne peuvent être analysés sous le seul prisme de l'énergie annuelle. Il s'agit également d'analyser le profil de consommation à l'échelle infra-journalière,

afin de cibler les usages les plus contributeurs aux pointes, qui concentrent les périodes de tension sur le système. Plusieurs enseignements peuvent être dégagés sur la base des analyses par secteurs et par usages.

Le « plateau du matin » (8h-13h) et la « pointe du soir » (18h-20h) sont les périodes où les besoins de flexibilité sont les plus importants

La consommation d'électricité évolue chaque jour en fonction de l'activité et des usages. Les moments de plus forte consommation ne sont pas concentrés uniquement le soir, mais interviennent également durant la matinée. L'évolution des technologies des appareils électriques et les progrès importants en matière d'efficacité énergétique (en particulier dans le froid et l'électroménager, mais également dans l'éclairage avec le passage aux LED) a en effet conduit à changer le profil journalier de la demande nationale au cours

des dernières années, et à réduire la pointe du soir toutes choses étant égales par ailleurs.

En cas de conditions météorologiques défavorables, ce sont ainsi les périodes du matin (8h-13h) et du soir (18h-20h) qui présentent les niveaux de consommations les plus élevés et qui concentrent donc la plupart des risques, comme en atteste l'analyse exposée au paragraphe 4.3.

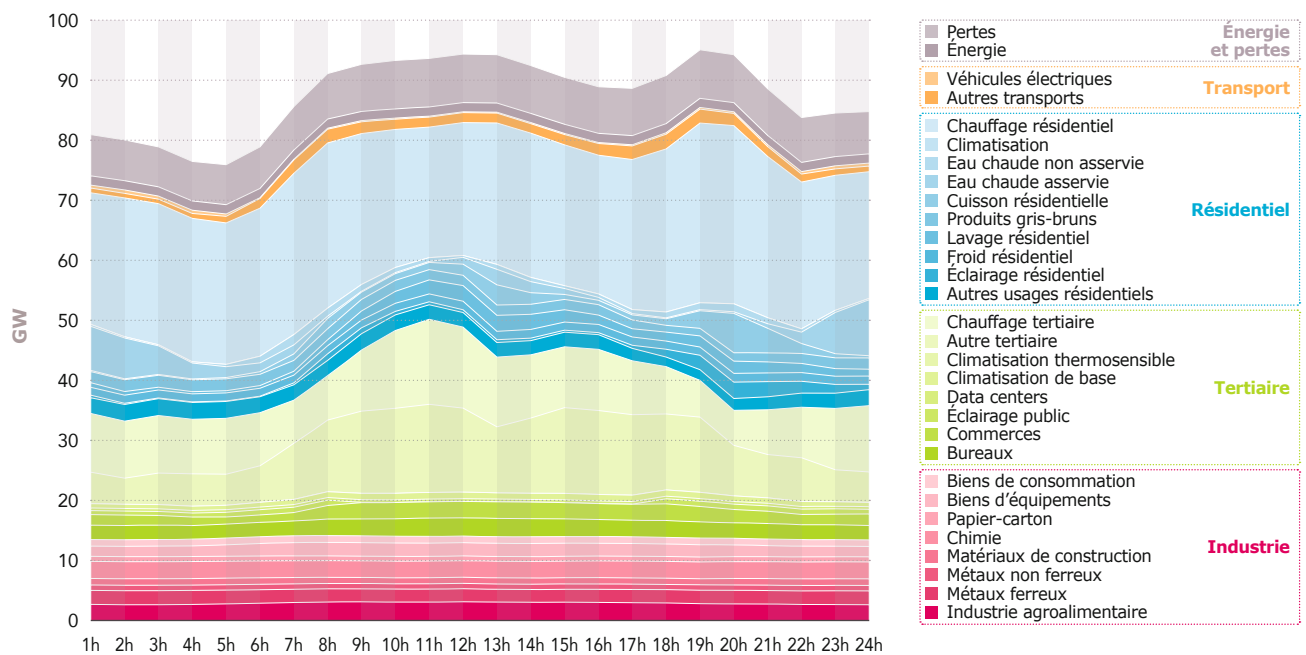
En hiver, les secteurs tertiaires et résidentiels représentent la très grande majorité de la consommation, davantage que l'industrie

Sur l'ensemble de l'année, les secteurs résidentiel, tertiaire et industriel consomment des volumes d'électricité relativement comparables (aux conditions climatiques de référence) : environ 160 TWh pour 34 millions de consommateurs résidentiels, 130 TWh pour 5 millions de sites tertiaires, et 110 TWh pour l'ensemble de l'industrie française.

Les proportions sont en revanche bien différentes à l'échelle d'une journée d'hiver. En effet, alors que

l'industrie conserve un niveau de consommation stable tout au long de la journée et même de l'année (de l'ordre de 14 GW de puissance sollicitée), les secteurs tertiaire et résidentiel présentent des variations de consommation nettement plus marquées selon les saisons et au sein d'une même journée, et à des niveaux plus élevés. En hiver, ils représentent ainsi une puissance de 35 à 45 GW pour le résidentiel et de 20 à 35 GW pour le tertiaire, avec des dynamiques distinctes entre le matin, le midi et le soir.

Figure 23 Courbe de charge journalière d'un jour ouvré froid de février

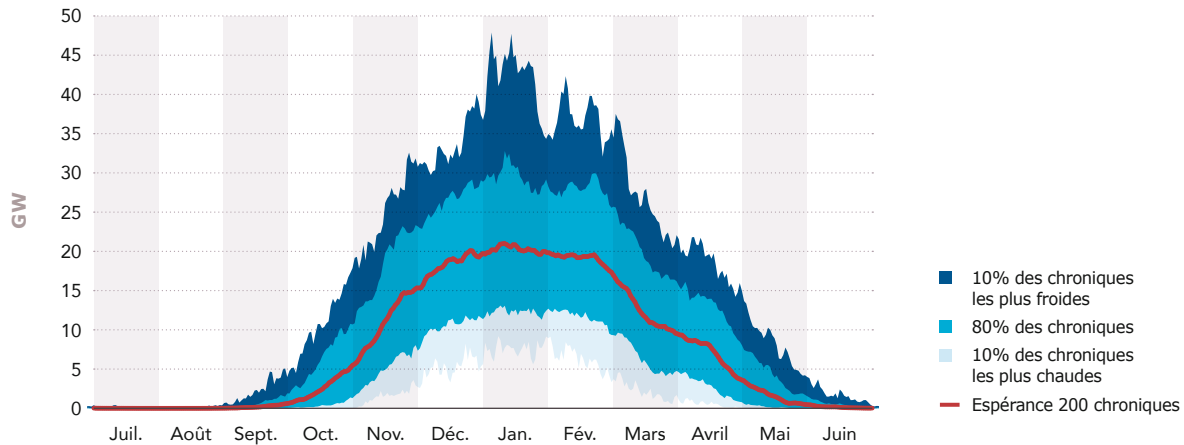


Le chauffage représente 30 à 40 % des appels de puissance lors des journées froides d'hiver

La thermosensibilité du système électrique français induite par le chauffage électrique (environ 40% des logements et 30% des surfaces tertiaires sont chauffés à l'électricité) se traduit par une augmentation de la consommation d'électricité lorsque la

température diminue en hiver. Si le profil journalier est relativement peu affecté lors de tels épisodes, le niveau global de la demande peut croître fortement et contribuer à mettre le système électrique sous tension : le gradient hivernal (sensibilité de

Figure 24 Puissance moyenne journalière thermosensible liée au chauffage
Simulation des deux cents chroniques climatiques sur une année actuelle



la consommation à la baisse de température en hiver) est aujourd'hui estimé à 2400 MW/°C.

Pendant une vague de froid extrême, plus de 40% des appels de puissance électrique peuvent ainsi être liés au seul usage du chauffage.

La variabilité de la pointe de chauffage peut être illustrée par les simulations réalisées par RTE sur la

base de 200 chroniques climatiques : alors que la consommation thermosensible est comprise entre 10 et 30 GW pour 80% des journées simulées, elle peut atteindre de l'ordre de 30 à 40 GW dans les 10% des configurations qui intègrent les vagues de froid les plus intenses.

Cette situation n'est pas problématique en soi mais doit être anticipée dans le dimensionnement et l'exploitation du système électrique.

Les dynamiques de consommation dans le secteur résidentiel sont fortement liées aux activités domestiques

Dans le secteur résidentiel, la consommation d'électricité est fortement liée à la présence au domicile et donc aux activités domestiques : chauffage, éclairage, cuisson, électroménager, etc. Les appels de puissance sont ainsi plus marqués en début de matinée, aux heures méridiennes et particulièrement entre 19h et 20h.

En hiver, les usages qui contribuent particulièrement aux heures les plus chargées sont ainsi le chauffage, représentant environ deux tiers de la consommation journalière du secteur lors d'une journée froide (avec de l'ordre de 23 GW le matin et

30 GW le soir – voire plus – lors de froids sévères, contre respectivement 13 et 16 GW à température normale), la cuisson (pouvant dépasser 6 GW aux alentours de 20h), et enfin l'éclairage (avec notamment 2,5 GW en moyenne le soir).

Du fait de l'asservissement d'une grande partie des chauffe-eau électriques (environ les trois quarts), la consommation d'électricité pour la production d'eau chaude sanitaire est pour l'essentiel concentrée sur les heures creuses de la nuit (il reste une consommation comprise entre 1 et 1,5 GW lors des pointes engendrées par les dispositifs non asservis).

Figure 25 Courbe de charge journalière du résidentiel lors d'un jour ouvré froid de février

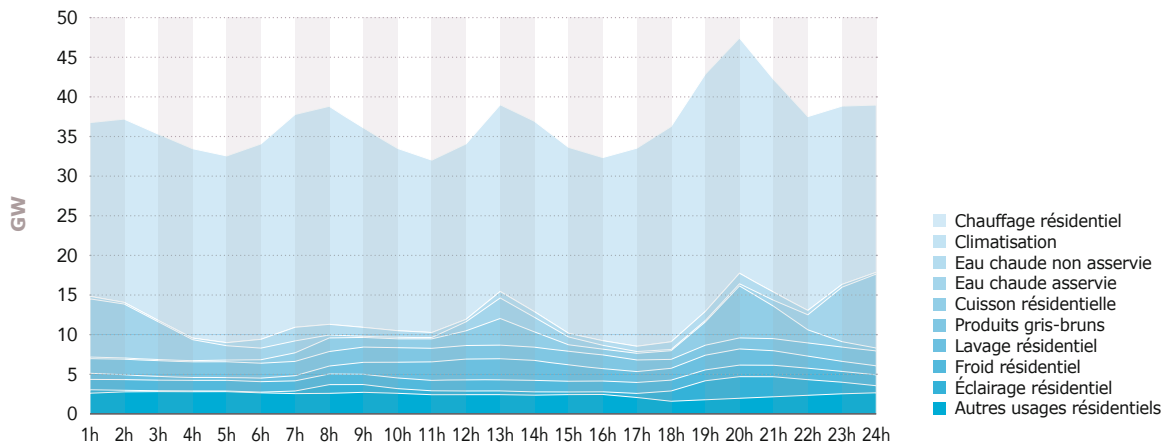
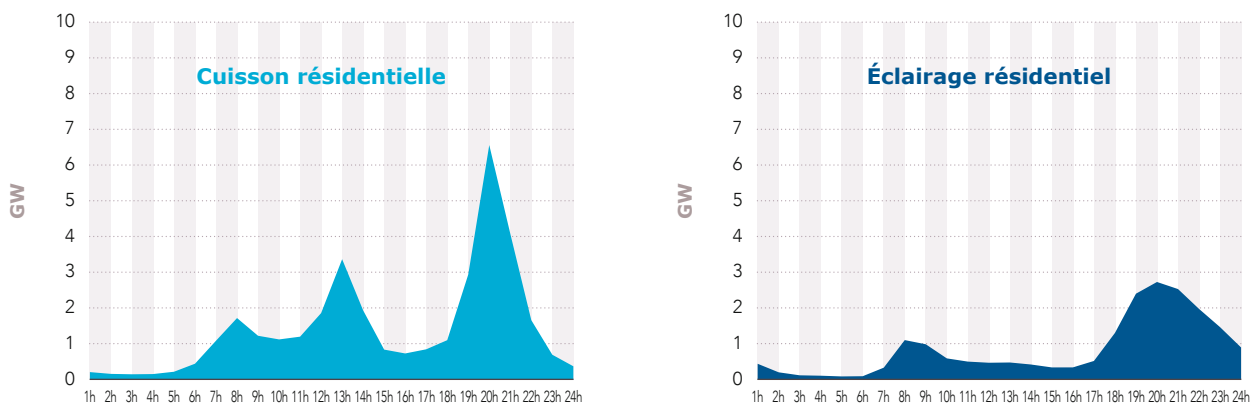


Figure 26 Courbe de charge journalière de la cuisson et de l'éclairage résidentiels d'un jour ouvré froid de février



En revanche, les «heures creuses» n'ont pas été revues depuis les années 1990, et ne correspondent plus toujours aux heures de faible consommation. Ainsi, de l'ordre de 1 GW de chauffe-eau est démarré autour de midi, et 2,5 GW vers 13h. Or si le déplacement de certaines consommations sur ces créneaux horaires peut être intéressant l'été du fait d'une production photovoltaïque importante, ces heures correspondent en hiver à la fin du «plateau du matin»

et ne sont alors que faiblement compensées par cette production. L'ajustement de ces placements d'heures creuses dites «méridiennes» permettrait de limiter la consommation à partir de midi, et ainsi de réduire les risques sur la fin du «plateau du matin». Une mesure spécifique est ainsi prévue à cet effet pour cet hiver, en bloquant le démarrage des chauffe-eau entre 11h30 et 14h²⁵ tout en laissant le bénéfice des heures creuses méridiennes aux consommateurs.

25. Les chauffe-eau de tous les consommateurs seront assurés de fonctionner durant 6 heures par jour, ce qui suffit à ramener l'eau chaude à sa température de consigne.

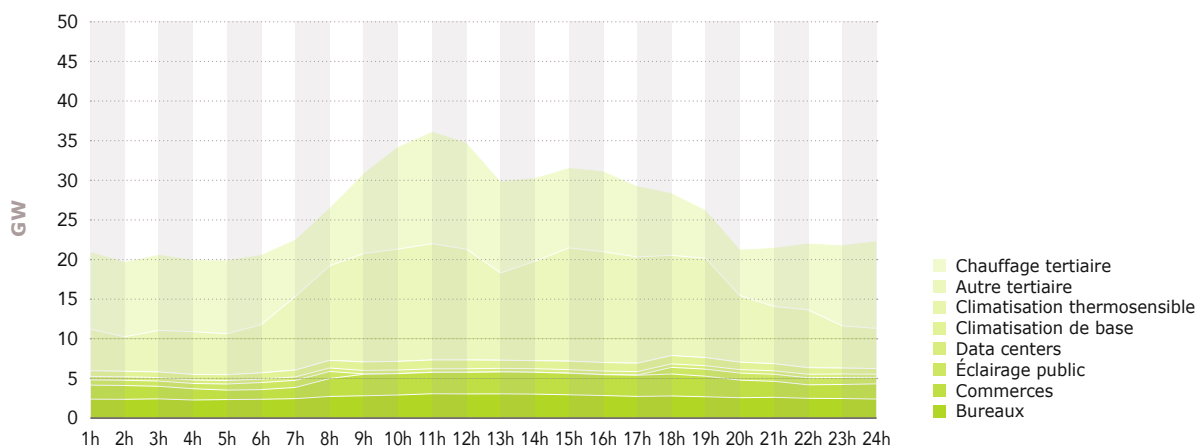
La consommation du secteur tertiaire est centrée sur les heures d'occupation des bâtiments, avec un niveau plus marqué le matin

De façon analogue au secteur résidentiel, la courbe de charge du secteur tertiaire est fortement liée à son activité et reflète les heures d'occupation des bâtiments, avec des niveaux toutefois plus importants le matin que l'après-midi.

Le chauffage a une contribution très visible en particulier lors des heures matinales : cet usage est à l'origine d'un pic de consommation important, d'environ 7 GW entre 8h et 13h (contre 3 GW le soir) à températures normales. Lors d'une journée d'hiver froide, ces valeurs peuvent respectivement atteindre 12 et 6 GW environ.

Les appels de puissance liés à l'éclairage intérieur des bâtiments tertiaires sont relativement continus durant les heures ouvrées, et bien supérieurs à ceux du secteur résidentiel, avec 3 à 4 GW aussi bien le matin que le soir. En particulier, l'usage des ampoules LED à basse consommation n'a pas encore fait l'objet d'une généralisation : elles ne représentent que 20% du parc de luminaires actuellement contre plus de 60% dans le secteur résidentiel.

Figure 27 Courbe de charge journalière du tertiaire lors d'un jour ouvré froid de février



5.4 Les principaux gestes pour agir efficacement sur la consommation dès cet hiver

Plusieurs constats peuvent être tirés de l'analyse en puissance des principaux postes de consommation.

Tout d'abord, du fait du profil stable de consommation de l'industrie et des marges de manœuvre limitées de réduction (le secteur ayant déjà réalisé un certain nombre d'actions d'efficacité énergétique et d'effacement de consommation), les principaux leviers efficaces à court terme pour réduire la consommation concernent essentiellement le secteur résidentiel et le secteur tertiaire.

D'autre part, c'est bien le chauffage qui constitue dans ces secteurs le poste principal de consommation et donc le levier principal d'économie d'énergie et de flexibilité sur la demande d'électricité. Au-delà de cet usage, il existe de multiples gisements de réduction de consommation sur lesquels le cumul de «petits gestes» individuels pourrait permettre de réduire la consommation globale de manière non négligeable.

Enfin, il convient de noter que certains gestes, qui peuvent avoir un impact unitaire limité sur la courbe de charge nationale, ont en revanche une

valeur hautement symbolique et constitueront une forme de prérequis pour mobiliser largement des acteurs du système électrique. Ainsi, il sera par exemple plus difficile d'inciter aux écogestes chez les particuliers dans un contexte où certains bâtiments de bureaux non occupés, certaines vitrines ou encore certains écrans publicitaires resteraient allumés ou éclairés tout au long du jour et de la nuit. RTE appelle depuis plusieurs années, au travers de ses Bilans prévisionnels, à des actions ciblées sur ces usages non prioritaires lors des périodes de tension du système, afin de faciliter le déploiement de la flexibilité de la consommation au cours de ces périodes. Pour y contribuer, de nouvelles dispositions instituées par la loi «pouvoir d'achat» d'août 2022 prévoient par exemple une obligation d'extinction des publicités lumineuses en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement électrique.

Dans le détail, RTE présente ci-dessous une analyse quantitative des leviers pour les deux secteurs résidentiel et tertiaire, regroupées en trois catégories (économiser l'énergie, consommer au meilleur moment, et réduire davantage sa consommation lors des jours Ecowatt orange et rouge).

5.4.1 Les écogestes pour le secteur tertiaire

Mesures d'économie d'énergie



Réduire la température du chauffage

Compte tenu du poids important du chauffage dans la consommation nationale hivernale, l'action la plus efficace porte sur la limitation de la température dans les bâtiments.

Le Code de l'énergie impose une limite supérieure de température de chauffage de 19°C²⁶. Or, d'après les fédérations des acteurs du bâtiment et les entreprises de services énergétiques, la température dans les locaux à usage de bureaux est bien souvent de 22°C ou 23°C.

En moyenne, une baisse du chauffage de 1°C permet de réduire la consommation d'électricité de 7% sur l'année. Le respect de la réglementation permettrait des gains non négligeables et permanents sur la consommation d'énergie et la facture des bâtiments administratifs, des bureaux et des commerces mais peut représenter une perte de confort et rencontrer des freins à l'acceptation importants.

La diminution de 1°C de la température de chauffage en moyenne sur le parc tertiaire semble une estimation réaliste de l'effet de la demande de respect de la réglementation. Cela conduirait à une baisse déjà très significative de la consommation d'énergie, pour l'électricité comme pour les autres sources de chauffage.

La modulation suivant les heures de la journée et l'occupation réelle des locaux est également à considérer en diminuant la température de chauffage des zones inoccupées à 16°C, voire à 8°C lorsque la durée d'inoccupation est égale ou supérieure à 48h.

Le gain estimé, pour une baisse de 1°C en moyenne sur l'ensemble du parc de bâtiments tertiaires, serait de 0,9 GW pendant la journée et de 0,4 GW le soir.



Généraliser l'éclairage LED

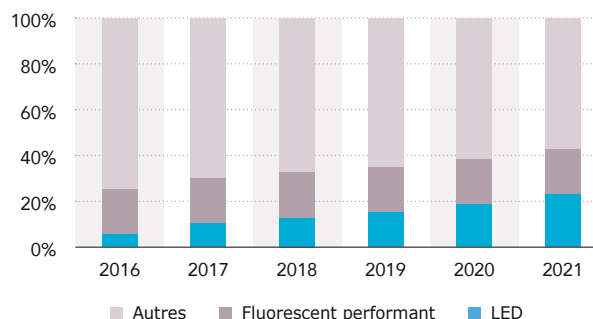
Les ampoules LED consomment significativement moins que les autres technologies. À titre d'exemple, remplacer un tube fluorescent par un éclairage LED conduit à une réduction de puissance de l'ordre de 30% (après effet rebond lié à une mise aux normes du niveau d'éclairage²⁷).

Bien qu'il existe désormais des modèles de LED adaptés à quasiment tous les types de luminaires ainsi que des luminaires à LED pilotables «*plug and play*»²⁸, leur déploiement dans le secteur tertiaire reste néanmoins peu avancé.

Réalisable très rapidement, l'accélération du passage aux LED dans les locaux tertiaires constituerait une mesure particulièrement efficace, d'autant que la hausse des prix de l'électricité augmente la rentabilité à court terme de ces opérations.

Le gain attendu, si 10% supplémentaires de lampes « classiques » étaient remplacées par des lampes LED, serait de 0,2 GW le matin et de 0,1 GW le soir.

Figure 28 État du déploiement des LED dans le secteur tertiaire (source : RTE)



26. Article R. 241-26 - Code de l'énergie - Légifrance (legifrance.gouv.fr)

27. L'expérience montre que lorsque d'anciens éclairages sont remplacés par des LED, le niveau d'éclairage se trouve augmenté, venant atténuer le gain lié à la meilleure efficacité énergétique.

28. 50% des luminaires dans le tertiaire sont encore des tubes fluorescents ferromagnétiques. Ils sont le plus souvent montés sur des dalles de plafond carrées de 60cm de côté, avec 4 tubes. Or ces dalles peuvent être directement remplacées par des dalles avec des tubes LED, qui offrent des fonctions de détection de présence et de détection de lumière naturelle.

Mesures de consommation au meilleur moment



limiter la consommation en fin de journée, après 18h, pour les locaux inoccupés le soir

Une grande partie des locaux de bureaux, d'enseignement mais aussi des commerces sont inoccupés le soir, après 19h ou 20h. Une baisse anticipée du chauffage à sa valeur de «réduit de nuit», et si possible de la ventilation de ces locaux (au niveau minimum requis par les normes sanitaires), permettrait de limiter fortement la pointe du soir qui résulte de l'addition de la pointe résidentielle et du maintien des consommations tertiaires jusqu'à 19h et plus.

Des mesures sur l'éclairage dans les bureaux et bâtiments d'enseignement (en éteignant par exemple l'ensemble des bâtiments à 18h et que les occupants ne rallument certaines zones que s'ils sont encore présents) accentueraient cet effet.

Le gain possible si 20% des surfaces de bâtiments tertiaires adoptaient ces mesures pourrait être de 0,6 GW à la pointe du soir (dont 0,4 GW sur le chauffage, 0,1 GW sur la ventilation et 0,1 GW sur l'éclairage).



Anticiper la montée en température des locaux

La courbe de charge sur le chauffage des bâtiments tertiaires a une forme très spécifique, marquée par une pointe importante entre 10h et 11h. Les écarts de puissance entre cette pointe et les heures précédentes et suivantes sont de plus de 5 GW, soit 20% de cette consommation et plus de

5% de la puissance nationale. Un lissage de cette consommation aurait un effet très significatif sur l'équilibre du système électrique.

Pour les gestionnaires de bâtiments, cela reviendrait à chauffer un peu plus tôt les locaux (avant 7h), à un moment où l'électricité est davantage disponible, donc en heures creuses, avec une tarification plus favorable²⁹. En fonction de l'inertie thermique des bâtiments, le besoin de réchauffer jusqu'à environ 10h du matin serait significativement réduit, et il s'agirait ensuite de maintenir une température de confort, et non d'une montée en température du bâtiment.

Le résultat possible pour le système serait une augmentation de la consommation entre 5h et 7h, mais une baisse de l'ordre de 1 GW entre 8h et 10h si 20% des surfaces chauffées à l'électricité appliquaient cette mesure.



Décaler les productions de froid et d'eau chaude sanitaire lorsqu'ils peuvent faire l'objet d'un stockage pour la journée

De la même façon, certains bâtiments produisent du froid pour les systèmes de ventilation, et de l'eau chaude sanitaire. Dans la mesure où il s'agit de produire un stock pour la journée, il est intéressant pour les clients comme pour le système électrique de décaler ces usages en dehors de périodes de pointe, de préférence la nuit et en milieu d'après-midi.

Le gain estimé de cette mesure est de quelques dizaines de MW.

²⁹. De nombreux sites tertiaires auraient souscrit des contrats à prix de l'électricité unique, moyenné sur l'ensemble de leur consommation alors qu'il existe des offres à prix différenciés entre heures pleines et heures creuses, pouvant différencier parfois été/hiver, qui permettent de tirer un avantage économique au déplacement de consommation.

Mesures de réduction ponctuelle de puissance (Ecowatt orange ou rouge)



Prévoir une programmation spécifique du chauffage

Les jours Ecowatt rouge interviendront probablement en cas de température froide. Du fait de la part importante de puissance appelée par le chauffage ces jours-là, il s'agit du levier principal d'urgence à considérer.

Comme précédemment évoqué, il est recommandé aux gestionnaires de bâtiments tertiaires de prévoir, via leur GTB³⁰ ou tout autre système de régulation du chauffage, une configuration particulière pour ces jours-là intégrant trois actions :

- Diminuer de 1°C supplémentaire la température de chauffage durant la matinée de 8h à 13h puis en soirée entre 18h et 20h.

En allant au-delà et en se rapprochant par exemple d'un strict respect de la réglementation (19°C de chauffage au maximum dans les bureaux, 16°C dans les zones inoccupées), un gain supplémentaire de l'ordre de 0,5 GW pour le système électrique le matin et de 0,1 GW le soir pourrait être obtenu. L'anticipation de l'envoi du signal Ecowatt (un signal indicatif sera émis trois jours en amont, plutôt que la veille) a été décidée pour prévenir les occupants des bâtiments avec un préavis suffisant. L'après-midi, le chauffage pourrait être remonté à sa température de consigne normale.

- Anticiper la montée en température des bâtiments avant 7-8h, pour éviter le pic de consommation de 10h-11h, et couper le chauffage une à deux heures après 8h.

La durée de coupure du chauffage possible sans dégrader significativement le confort des occupants dépend de l'inertie thermique du bâtiment et de la température extérieure. En plus de l'effort de lissage de la consommation d'une part des locaux du secteur tertiaire, un effort d'une plus grande part des gestionnaires de bâtiments tertiaires permettrait un gain supplémentaire d'environ 1 GW entre 8h et 9h en supposant une heure de coupure du chauffage.

- Couper le chauffage avant la fermeture des bâtiments (à 18h) inoccupés le soir. De la même façon, en comptant sur un effort d'une part plus importante du parc de bâtiments tertiaires par rapport à ceux qui appliqueraient des mesures pour lisser leur consommation en fin de journée, un gain supplémentaire non négligeable de 1,1 GW est envisageable.

Au total, les gains apportés par ces mesures sont estimés à 1,5 GW le matin – avec un effet en particulier entre 8h et 9h – et de 1,2 GW le soir³¹.



limiter la ventilation et le traitement de l'air

La ventilation dans les bâtiments qui en sont pourvus pourrait être programmée différemment durant les jours rouges. Elle pourrait par exemple être fixée à son niveau usuel en fin de nuit (de 6h à 8h) et a priori l'après-midi (13h-18h), mais réglée au minimum, dans le respect des règles sanitaires, dans la matinée (8h-13h) et le soir (18h-20h, voire à partir de 17h si possible). En particulier entre 18h et 20h, cette mesure permettrait un gain supplémentaire par rapport à l'action de limitation tous les jours de la ventilation en fin de journée.

Au-delà de la seule ventilation, le taux d'apport d'air neuf pourrait être modulé durant ces heures rouges, car cet air froid doit être traité (réchauffé) avant d'être rejeté dans le bâtiment. La réglementation fixe un seuil minimum de débit d'apport d'air neuf (30 m³/h/occupant). Mais il s'agit d'un objectif de moyen, et défini pour un fonctionnement permanent. Désormais certains bâtiments sont dotés de capteurs de CO₂, ce qui leur permet d'adapter les débits d'air et le taux d'air neuf à la qualité réelle de l'air des pièces. Et même pour les autres, baisser l'apport d'air neuf le soir quand le bâtiment se vide progressivement ne pose aucun problème sanitaire. Une réflexion sur cette réglementation

³⁰. Gestionnaire technique de bâtiment

³¹. Certains équipements consommant des puissances importantes pourraient également être coupés durant les heures rouges, comme les rideaux d'air chaud – *a minima* les réchauffeurs qui y sont intégrés – à l'entrée des bâtiments recevant du public et des magasins. Il en résulterait une perte momentanée de confort (besoin de garder les portes fermées, température plus fraîche près de l'entrée), mais l'impact sur la puissance appelée pourrait être de plusieurs dizaines à quelques centaines de MW.

mériterait d'être engagée, *a minima* pour les jours Ecowatt rouge qui resteront exceptionnels, mais peut-être aussi pour le plan de sobriété.

Le gain espéré grâce à cette mesure serait de 0,1 GW le matin et le soir sur la ventilation seule.



Réduire l'éclairage intérieur des bâtiments

Selon les secteurs, l'éclairage constitue également un poste important de consommation et un signal visible. Outre le passage préalable aux lampes LED fortement recommandé, une attention à couper l'éclairage dans les parties non occupées et à potentiellement réduire l'intensité lumineuse dans certains espaces publics est recommandée.

Les enjeux et les situations pratiques diffèrent d'un secteur à l'autre :

- ▶ Dans les commerces, la grande distribution pratique déjà des « heures zen » à destination des personnes souffrant d'un trouble autistique, durant lesquelles l'éclairage est réduit. Une généralisation de ces pratiques durant les heures Ecowatt orange et rouge est envisagée par certaines enseignes. Cela pourrait être généralisé aux établissements recevant du public ;
- ▶ Dans les bureaux, une logique selon laquelle chacun déclenche l'éclairage de son bureau, tandis que les autres restent non éclairés est préférable à un mode où tout est allumé par défaut ;
- ▶ Dans les bâtiments d'enseignement, les salles inoccupées ne devraient pas être éclairées ;
- ▶ Dans les gymnases, piscines, etc., l'éclairage pourrait être limité sur ces journées.

Le gain attendu grâce à ces mesures de réduction de l'éclairage intérieur des bâtiments pourrait être de 0,5 GW le matin et de 0,3 GW le soir (en complément des actions présentées plus haut pour consommer au meilleur moment).



Réduire l'éclairage public

En période de tension sur le système électrique, la réduction de la puissance de l'éclairage public,

par exemple en éteignant un lampadaire sur deux, aurait un effet significatif sur les appels de puissance le soir et en début de matinée.

Le gain espéré de cette mesure serait de 0,5 GW.



Couper les affichages et éclairages non essentiels

Certaines actions ont un impact limité en termes de réduction de puissance à l'échelle nationale mais ont un impact symbolique fort. De ce fait, au-delà de leur effet quantitatif, elles participent pleinement d'une politique de réduction des consommations en s'inscrivant dans un mouvement collectif de sobriété des usages. Ces actions permettent, par exemplarité, d'envoyer un signal collectif pour inciter à la réalisation d'écogestes pendant les heures Ecowatt oranges et rouges. Parmi ces actions symboliques sur le plan quantitatif mais reconnues comme importante au niveau collectif, on peut citer :

- ▶ L'extinction des écrans publicitaires, enseignes lumineuses, écrans d'information, etc. En ce qui concerne les panneaux publicitaires lumineux, plusieurs exceptions limitent la portée de leur obligation d'extinction entre 1h et 6h prévue par le code de l'environnement³². Pour cette raison, la loi portant mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat rend obligatoire l'extinction des publicités lumineuses en cas de menace pour la sécurité d'approvisionnement³³. Un décret viendra très prochainement préciser que cette obligation s'appliquera lors des journées de forte tension pour le système électrique à savoir durant les heures Ecowatt rouge. Cette mesure permet un gain de 0,1 GW sur les périodes Ecowatt rouges (matin, midi, soir) ;
- ▶ La réduction de l'éclairage des monuments historiques ;
- ▶ La réduction ou l'extinction de l'allumage des décorations lumineuses les journées les plus tendues.

Le gain estimé de cette mesure serait de 0,1 GW.

³². Article R581-35 - Code de l'environnement - Légifrance (legifrance.gouv.fr)

³³. Code de l'énergie, Art. L. 143-6-2



Décaler la recharge des véhicules électriques

L'usage des bornes de véhicule électrique présentes dans les parkings des immeubles tertiaires pourraient être restreint à une utilisation d'urgence entre 8h et 13h et entre 18h et 20h. En effet,

compte tenu du préavis de trois jours prévu pour la couleur des jours Ecowatt, les besoins devraient être limités (les véhicules auront pu être rechargés durant la nuit précédente).

Le gain estimé de cette mesure serait de 0,1 GW.

Synthèse des écogestes dans le secteur tertiaire

Les écogestes efficaces pour réduire l'appel de puissance dans le secteur tertiaire reposent avant tout sur la réduction et le pilotage des usages du bâtiment (chauffage, éclairage, ventilation), notamment grâce aux gestions techniques de bâtiment.

Le secteur tertiaire regroupe des sites très hétérogènes du point de vue de leur taille, de leur profil de consommation, et du type d'énergie utilisée.

Le développement des flexibilités dans le secteur tertiaire, jusqu'à présent peu adressé par les acteurs de marché (fournisseurs et agrégateurs), est souhaitable pour répondre au besoin croissant de flexibilité du système électrique. Des initiatives ont été lancées au cours des derniers mois, comme la création du concours « CUBE Flex », financé par RTE dès cette année pour améliorer l'état des connaissances sur les possibilités réelles de flexibilité de la consommation suivant les différents usages du secteur.

Figure 29 Représentation d'une journée d'actions pour le secteur tertiaire et les collectivités publiques

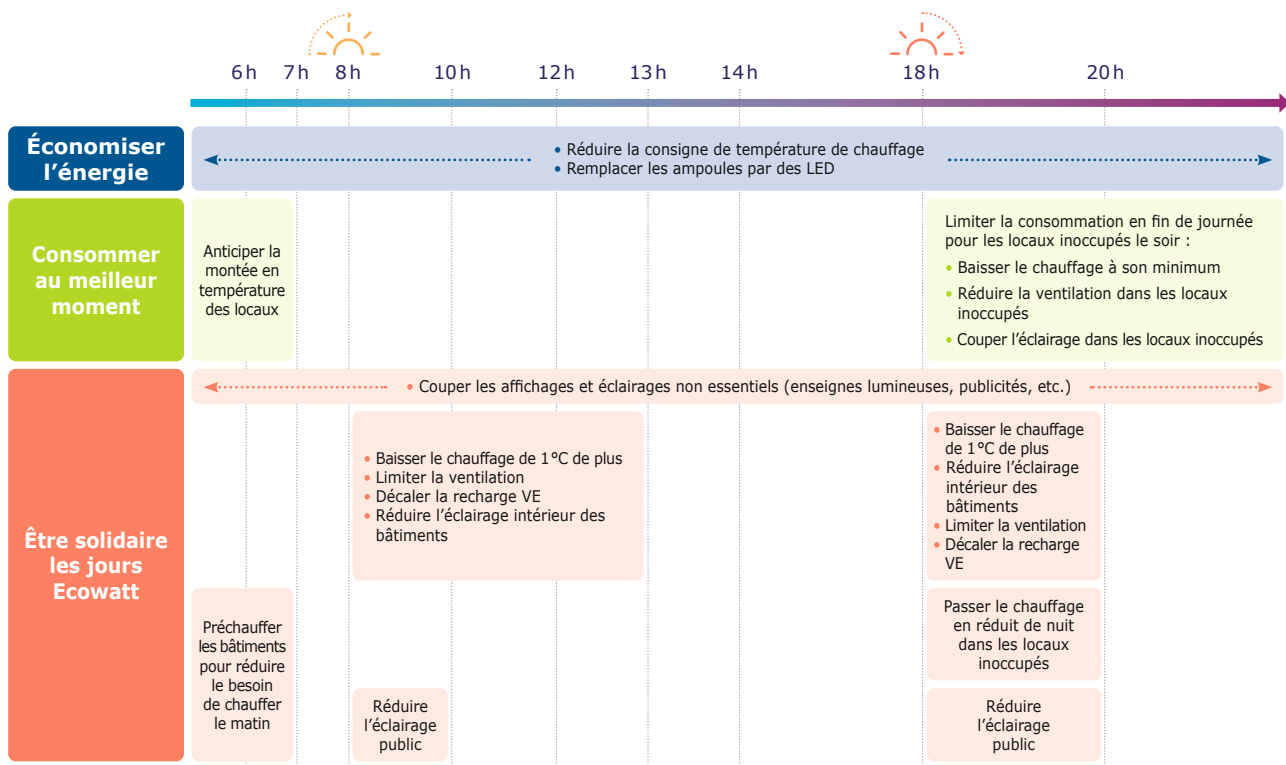












Figure 30 Leviers d'action proposés dans le secteur tertiaire et les collectivités publiques

		Impact estimé de l'action		
		matin (8h-13h)	soir (18h-20h)	
Levier d'action sur la demande				
Économiser l'énergie		Réduire la consigne de température de chauffage Réduire la température de consigne du chauffage à 19°C dans les locaux occupés et la réduire encore plus en dehors des périodes d'occupation. Si la température moyenne dans l'ensemble des bâtiments tertiaires baissait d'un degré, cela conduirait à une économie d'énergie annuelle de l'ordre de 1 TWh	0,9 GW	0,4 GW
		Généraliser l'éclairage LED L'éclairage par LED n'est présent dans le tertiaire que sur un peu plus de 20% des surfaces. Si 10% de l'éclairage tertiaire qui ne l'est pas encore était assuré par des LED, cela représenterait une réduction de la consommation annuelle de plus de 600 GWh	0,2 GW	0,1 GW
Consommer au meilleur moment		Limiter la consommation en fin de journée pour les locaux inoccupés le soir Une grande partie des locaux de bureaux, d'enseignement mais aussi des commerces sont inoccupés le soir. Une baisse anticipée du chauffage à sa valeur de «réduit de nuit», et si possible de la ventilation de ces locaux, permettrait de limiter fortement la pointe du soir. Des mesures sur l'éclairage accentueraient cet effet.		0,6 GW
		Anticiper la montée en température des locaux avant 8h La courbe de charge sur le chauffage des bâtiments tertiaires a une forme très spécifique, marquée par une pointe marquée vers 10-11h. Un lissage de cette consommation aurait un effet très significatif sur l'équilibre du système électrique. Cela reviendrait à chauffer un peu plus tôt les bâtiments (avant 8h) pour réduire le besoin sur les heures suivantes.	1,0 GW <i>entre 8h et 10h</i>	
Ecowatt rouge		Prévoir une programmation spécifique du chauffage À travers une configuration spécifique du chauffage (via la GTB par exemple) pour les jours «Ecowatt rouge», réduire la température de consigne de 1°C supplémentaire, anticiper la chauffe des bâtiments avant 8h, et couper la chauffe une heure avant la fermeture des locaux inoccupés le soir représenterait un gain supplémentaire important.	1,5 GW	1,2 GW
		Limiter la ventilation La ventilation, pour les bâtiments qui en sont pourvus, devrait être programmée différemment les jours «Ecowatt rouge», avec un fonctionnement réduit au minimum imposé par les règles sanitaires dans la matinée de 8h à 13h et le soir de 18h à 20h (ou à partir de 17h si possible).	0,1 GW	0,1 GW
		Réduire l'éclairage intérieur des bâtiments Suivant les secteurs, l'éclairage est également un poste important de consommation et un signal visible. Outre le passage préalable aux lampes LED fortement recommandé, une attention à bien couper l'éclairage dans les parties non occupées, et à potentiellement réduire l'intensité lumineuse dans certains espaces publics est demandée.	0,5 GW	0,3 GW
		Réduire l'éclairage public En période de tension sur le système électrique, il serait pertinent de réduire la puissance de l'éclairage public, par exemple en éteignant un lampadaire sur deux. Ce geste aurait un effet significatif le soir et sur le début de matinée.	0,5 GW <i>entre 8h et 10h</i>	0,5 GW
		Décaler la recharge des véhicules électriques Les bornes de véhicule électrique devraient ne pas être utilisables entre 8h et 13h et entre 18h et 20h. Un mode de «forçage» en cas de besoin urgent est peut-être à prévoir. Compte tenu du préavis de 3 jours prévu pour les jours Ecowatt, les besoins devraient être limités (les véhicules auront pu être rechargés durant la nuit précédente).	0,1 GW	0,1 GW
		Couper les affichages et éclairages non essentiels Les panneaux publicitaires, les enseignes lumineuses, les écrans d'information, etc., gagneraient à être éteints lors de jours «Ecowatt rouge», principalement pour l'impact de visibilité de ces équipements et le signal collectif que cela donnerait pour que chacun soit incité à contribuer à cette démarche citoyenne.	0,1 GW	0,1 GW

5.4.2 Les écoGESTES pour le secteur résidentiel

Mesures d'économie d'énergie



Réduire la température du chauffage

À l'instar du secteur tertiaire, limiter la température de chauffage à 19°C³⁴ et le baisser davantage dans les pièces inoccupées ou en cas d'absence prolongée³⁵ peut permettre des économies d'énergie importantes, tant pour la facture des ménages que pour le système électrique. Une action de baisse de la température de chauffage pour les consommateurs chauffés à l'électricité résultant en une réduction de 1°C en moyenne sur le territoire permettrait une baisse de la consommation nationale d'environ 3 TWh sur une année.

À l'échelle d'un ménage, cet effort pourrait représenter – en moyenne – une économie d'énergie de 280 kWh et de 40 € par an aux conditions tarifaires actuelles. Ces valeurs moyennes peuvent toutefois varier très fortement selon les caractéristiques du logement (surface, niveau d'isolation, région...).

Le gain lié à cette mesure est estimé à 1,3 GW pendant le plateau du matin (8h-13h) et de 1,6 GW à la pointe du soir (18h-20h).



Généraliser l'éclairage LED

Dans le secteur résidentiel, l'essor des ampoules LED a été plus rapide que dans le secteur tertiaire. Deux tiers des points lumineux chez les ménages sont ainsi constitués de LED, ce qui a permis de réduire de manière très visible la pointe de consommation du soir.

La poursuite du déploiement des LED (en privilégiant les ampoules LED de la meilleure classe énergétique), en remplaçant les points lumineux qui ne seraient pas encore convertis à cette technologie permettrait d'économiser plus de 1,2 TWh par an. Les ampoules halogènes « crayons », d'une puissance unitaire de 300 voire 500 W sont à ce

Figure 31 État du déploiement des ampoules LED dans le secteur résidentiel

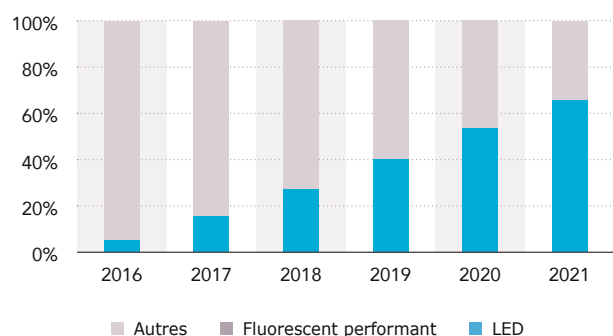
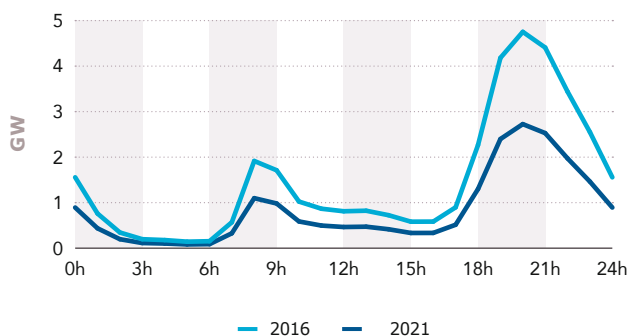


Figure 32 Évolution de l'appel de puissance journalier en hiver de l'éclairage résidentiel



34. Comme l'impose également le Code de l'énergie : Article R241-26 - Code de l'énergie - Légifrance (legifrance.gouv.fr)

35. En cas d'absence uniquement sur la journée, rallumer le chauffage lors du retour au domicile si celui-ci intervient sur le créneau 18h-20h conduirait à un appel supplémentaire de puissance lors d'une période tendue. À ce titre, développer les dispositifs de pilotage automatique permet de piloter plus finement le chauffage, par exemple en le baissant lors du départ le matin et en prévoyant une remontée en température à partir de 16h.

titre les plus consommatrices et les remplacer en priorité constituerait une mesure particulièrement efficace.

Le gain attendu, si 50% supplémentaires de lampes «classiques» étaient remplacées par des lampes LED, serait de 0,2 GW le matin (entre 8h et 9h) et de 0,5 GW le soir.



Adopter de bonnes pratiques pour la cuisson

Couvrir les poêles et casseroles peut sembler un geste anodin, mais il est efficace : cela permet de réduire les pertes de chaleur, de rendre la cuisson plus rapide et donc moins énergivore.

De même, il est conseillé de couper la plaque ou le four avant la fin de la cuisson, de décongeler les aliments en avance, d'utiliser si possible des alternatives aux plaques et fours (micro-ondes, bouilloire pour chauffer l'eau plus rapidement, etc.).

Adopter de telles pratiques permet ainsi de consommer environ 25% d'énergie en moins pour la seule cuisson. Si un quart des ménages équipés en appareils de cuisson électriques réalisaient ce geste, cela économiserait 400 GWh d'électricité chaque année.

À l'échelle du système électrique, le gain correspondant représenterait 0,1 GW le midi et près de 0,2 GW le soir.



Réduire l'utilisation d'eau chaude sanitaire

L'utilisation d'équipements de réduction de consommation d'eau, comme les mousseurs, les réducteurs de débit, les mitigeurs à butée ou les mitigeurs thermostatiques, peut permettre une baisse de 30% de la consommation d'eau chaude sanitaire et donc d'énergie pour la produire, sans perte de confort.

Si 20% des ménages installaient de tels équipements, cela économiserait 1,3 TWh d'électricité chaque année.

À l'échelle du système électrique, le gain correspondant serait de quelques dizaines de MW le matin et jusqu'à 0,1 GW à la pointe du soir.



Limiter la température de production d'eau chaude sanitaire

Programmer la température entre 50°C et 55°C est suffisant pour limiter le développement de bactéries pathogènes et cela permet de limiter la consommation d'électricité nécessaire pour chauffer l'eau. Des chauffe-eau réglés sur une température supérieure à 60°C consomment 20% de plus qu'avec une température inférieure de 10°C.

Si 20% des ménages baissaient de 5°C la température de chauffage de l'eau chaude, cela générerait une économie annuelle d'environ 600 GWh.

À l'échelle du système électrique, cela représenterait un gain de quelques dizaines de MW sur les plages 8h-13h et 18-20h (l'essentiel de la consommation étant concentré sur les heures creuses).

Mesures de consommation au meilleur moment



Produire l'eau chaude sanitaire pendant les heures creuses

Un chauffe-eau non asservi soutire de l'ordre de 300 W entre 8 h et 10 h et entre 18 h et 20 h, alors qu'un chauffe-eau asservi est à l'arrêt. Cela génère une économie d'énergie annuelle d'une dizaine de pourcents.

Basculer 5% des ménages équipés de chauffe-eau électriques en mode asservi permettrait de réduire d'environ 0,2 GW leurs appels de puissance entre 8 et 10 h et entre 18 et 20 h.



Décaler certains usages domestiques en dehors des périodes de pointe

Pour les clients disposant d'un tarif avec une option de type «heures pleines/heures creuses», faire fonctionner les équipements de lavage (lave-linge, lave-vaisselle, sèche-linge...) durant les heures creuses présente un intérêt économique réel, au-delà de l'intérêt pour le système électrique.

Si un quart des ménages ayant un tel tarif décalaient leur utilisation des appareils de lavage en dehors des heures pleines, cela pourrait représenter une réduction d'environ

0,2 GW de puissance sur les plages les plus chargées de la journée.












Recharger les véhicules électriques pendant les heures creuses

Les utilisateurs de véhicules électriques peuvent mettre en charge lors de leur retour au domicile, ce qui génère des appels de puissance électrique durant la pointe du soir (les recharges à domicile peuvent se font généralement avec des puissances unitaires de 1,8 kW, 3,7 kW ou 7,4 kW).

Recharger son véhicule électrique en heures creuses en évitant les créneaux 8 h-13 h et 18 h-20 h est donc souhaitable au regard des contraintes du système électrique, mais également pour l'utilisateur : une automatisation au niveau de la borne de recharge peut permettre de tirer pleinement partie d'offres de fourniture spécifiques.

Sur les plus de 700 000 véhicules électriques que comptait le parc français en 2021, si 100 000 véhicules électriques basculaient d'une charge naturelle à une charge en heures creuses pour tirer pleinement partie d'une option «heures pleines/heures creuses», cela réduirait l'appel de puissance moyen de près de 0,1 GW entre 18 h et 20 h.

Figure 33 Plage usuelle des puissances électriques appelées par les principaux équipements domestiques (source : RTE)

Usage	Équipement	Plage usuelle de puissance
 Chauffage	Convecteurs, radiateurs électriques... (pour un logement de 90 m ²)	6 500-13 000 W
	Pompe à chaleur (pour un logement de 90 m ²)	2 500-5 000 W
 Eau chaude sanitaire	Ballon « classique » (à effet Joule)	1 000-3 000 W
	Chauffe-eau thermodynamique	400-700 W
 Cuisson	Four électrique	2 000-4 000 W
	Table de cuisson (par feu)	1 000-2 500 W
	Four à micro-ondes	700-1 500 W
	Friteuse	1 500-3 000 W
	Bouilloire	700-2 500 W
	Cafetière	600-1 500 W
	Robot multifonction	300-1 500 W
	Grille-pain	800-1 700 W
	Hotte aspirante	70-200 W
 Froid	Réfrigérateur (puissance moyenne sur l'année)	20-70 W
	Congélateur (puissance moyenne sur l'année)	30-80 W
 Lavage	Lave-linge (puissance maximale au cours d'un cycle)	1 000-2 500 W
	Sèche-linge (puissance maximale au cours d'un cycle)	1 000-2 500 W
	Lave-vaisselle (puissance maximale au cours d'un cycle)	500-1 500 W
 Technologies de l'information et de la communication	Téléviseur	25-250 W
	Box internet	5-15 W
	Ordinateur de bureau (tour et écran)	70-250 W
	Ordinateur portable	20-75 W
	Console de jeu	40-200 W
 Éclairage	Ampoule à incandescence	40-100 W
	Ampoule LED	5-15 W
	Lampadaire halogène	150-500 W
 Climatisation	Ventilateur	30-60 W
	Appareil de climatisation mobile	1 000-4 000 W
 Divers	Fer à repasser	1 000-3 000 W
	Aspirateur	400-1 000 W
	Sèche-cheveux	800-2 400 W

Mesures de réduction ponctuelle de puissance (Ecowatt orange ou rouge)



Baisser la température du chauffage d'un degré supplémentaire pendant les heures de pointe

Au regard de l'enjeu des périodes rouges, afin d'éviter d'avoir recours à des coupures ciblées, une baisse supplémentaire de la température de chauffage constitue la mesure la plus efficace pour diminuer la puissance appelée. Ainsi, la température de chauffage pourrait être baissée spécifiquement entre 8h et 13h et entre 18h et 20h, quitte à préchauffer plus tôt en fin de nuit et dans l'après-midi. Une attention particulière doit être portée à la coupure des appareils de chauffage électrique d'appoint, particulièrement énergivores : un petit radiateur soufflant consomme 500 à 1000 W, un radiateur à huile appelle une puissance encore supérieure, de 1500 à 2000 W.

À l'échelle du système électrique, si la moitié des ménages baissaient leur chauffage de 1 °C supplémentaire, le gain lié à cette mesure est estimé à 0,7 GW pendant le plateau du matin (8h-13h) et de 0,8 GW à la pointe du soir (18h-20h).



Décaler certains usages domestiques en dehors des périodes de pointe

L'appel de puissance lié à la consommation des appareils de lavage (lave-linge, lave-vaisselle, sèche-linge, etc.) est estimé à environ 2 GW.

Lors des jours Ecowatt orange et rouges, le décalage de l'utilisation de ces appareils, en dehors des plages 8h-13h et 18h-20h, y compris par les ménages ne disposant pas de tarifs «heures pleines/heures creuses» permettrait de soulager le système électrique.

En plus des ménages qui agiraient déjà régulièrement pour décaler leurs usages et optimiser leur facture d'électricité via leur option tarifaire, si le quart des ménages restant agissait également, cela représenterait un potentiel de réduction de 0,3 GW sur les plages les plus chargées de la journée.



Modérer l'utilisation des appareils de cuisson

Quand cela est possible, modérer l'utilisation des appareils de cuisson entre 8h et 13h et entre 18h et 20h est de nature à limiter les appels de puissance sur les plages horaires les plus chargées de la journée, notamment celle du soir. Cette modération peut passer par un décalage de la cuisson (avant 18h ou après 20h) ou par un moindre recours au four ou à des cuissons longues sur les tables de cuisson. Il convient en outre d'éviter de lancer une pyrolyse du four sur ces périodes.

En effet, les puissances unitaires de ces équipements sont élevées : un four électrique représente une puissance généralement comprise entre 2000 et 4000 W, et la puissance d'un seul feu d'une table de cuisson halogène ou à induction se situe entre 1000 et 2500 W.

Si un quart des ménages qui préparent leur repas à l'électricité en modèrent l'usage de moitié sur les heures chargées, cela représenterait un gain moyen de 0,4 GW le midi et de 0,6 GW environ entre 18h et 20h.



Éteindre les lumières dans les pièces non occupées

Un geste simple consiste à veiller à éteindre les lumières dans les pièces non occupées, voire à réduire le nombre de points lumineux utilisés dans une pièce de vie. En effet, une ampoule représente en moyenne une puissance de l'ordre de 20 W. Le recours à des automatismes, tels que des détecteurs de présence dans certaines pièces ou des prises commandées, peut constituer une aide pour réaliser ce geste de façon systématique.

Ainsi, si tous les foyers français éteignaient une ampoule chez eux, cela représenterait un gain de puissance de l'ordre de 0,6 GW.



Recharger les véhicules pendant les heures creuses

Comme évoqué précédemment, décaler la charge naturelle des véhicules électriques vers des heures moins chargées est bénéfique pour le système électrique. Lors des jours «Ecowatt rouge», la solidarité des consommateurs disposant de véhicules électriques sera sollicitée, y compris ceux ne bénéficiant pas d'une option tarifaire de type «heures pleines/heures creuses».

Au-delà des véhicules dont la charge est pilotée par des incitations tarifaires dans l'offre de fourniture d'électricité, si la charge de 100 000 véhicules électriques supplémentaires (environ 15% du parc de 2021) était ponctuellement déplacée (de façon citoyenne, sans incitation tarifaire) en dehors des heures les plus chargées, lors de signaux «Ecowatt rouge», cela réduirait l'appel de puissance moyen de près de 0,1 GW entre 18 h et 20 h.

Synthèse des écogestes dans le secteur résidentiel

Pour les particuliers, de nombreux écogestes sont répertoriés et promus régulièrement, notamment par l'ADEME dans le cadre de grandes campagnes nationales de sensibilisation à l'utilisation de l'énergie et la maîtrise de sa consommation.

Pour autant, ces gestes sont rarement présentés sous l'angle de la puissance appelée. Il peut

ainsi être difficile d'évaluer la priorité à accorder à tel ou tel écogeste ainsi que les effets sur le système électrique s'ils sont mis en œuvre par un grand nombre de ménages. La liste ci-dessous vise à apporter cet angle de vue, en proposant les écogestes par ordre d'efficacité et de pertinence au regard de la problématique d'une baisse rapide de la puissance électrique.

Figure 34 Écogestes : en tant que particulier, ce que je peux faire pour...

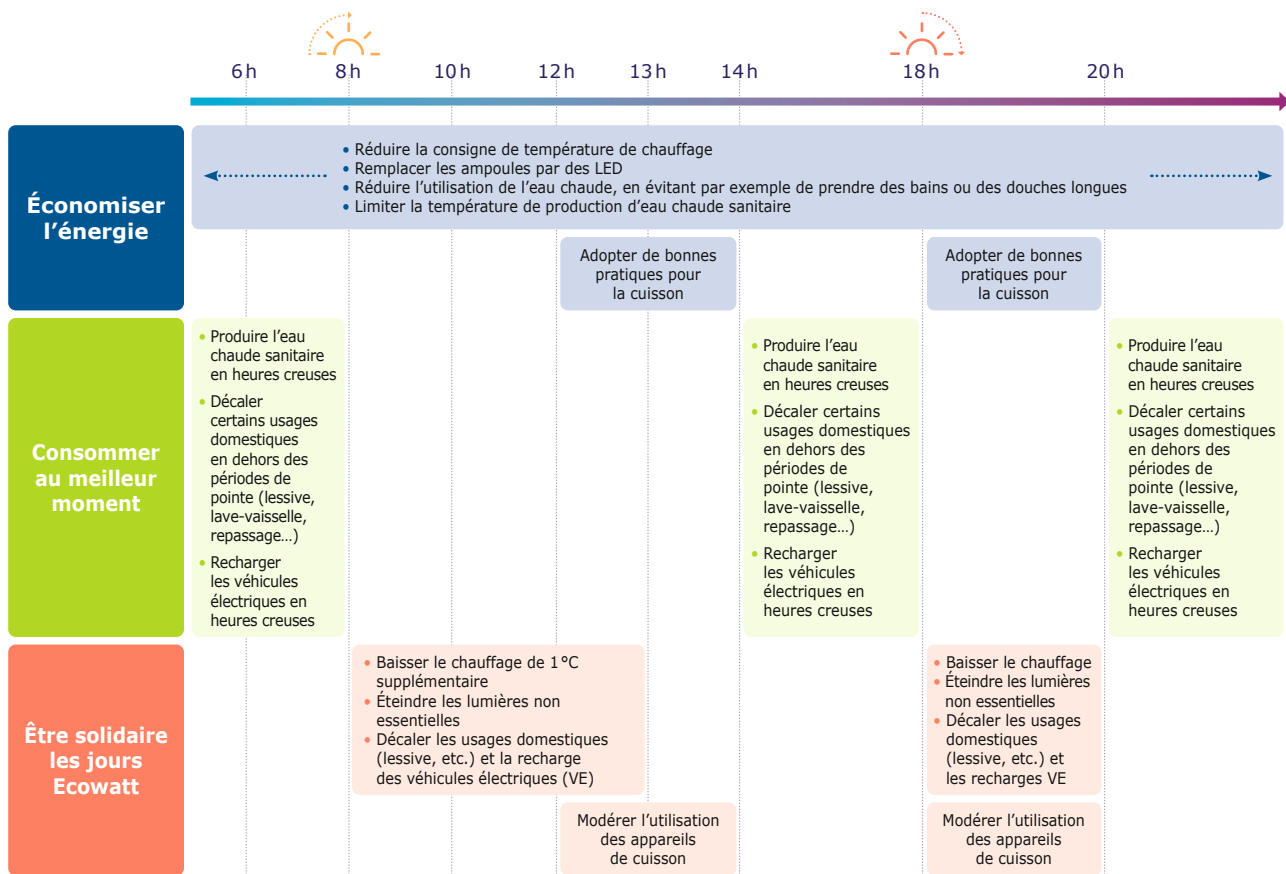















Figure 35 Leviers d'action proposés dans le secteur résidentiel

		Impact estimé de l'action		
		matin (8h-13h)	soir (18h-20h)	
Levier d'action sur la demande				
Économiser l'énergie		Réduire la consigne de température de chauffage Réduire la température de consigne du chauffage à 19°C dans les pièces occupées et la réduire encore plus en cas d'absence. Si l'ensemble des foyers français chauffés à l'électricité baissaient la température d'un degré en moyenne, cela permettrait à une baisse d'environ 3 TWh d'électricité sur une année	1,3 GW	1,6 GW
		Généraliser l'éclairage LED Les deux tiers environ des points lumineux chez les ménages sont constitués de LED, technologie dont l'essor a été rapide ces dernières années. Si la moitié des points lumineux qui ne le sont pas encore étaient convertis à la technologie LED, cela permettrait d'économiser plus de 1,2 TWh par an	0,2 GW <i>entre 8h et 9h</i>	0,5 GW
		Adopter de bonnes pratiques pour la cuisson Couvrir les poêles et casseroles peut sembler anodin, mais rend la cuisson plus rapide. Il est aussi conseillé de couper les plaques ou le four avant la fin de cuisson et de décongeler les aliments à l'avance. Adopter ces pratiques permet d'économiser environ 25% d'énergie par cuisson. Si un quart des ménages équipés d'appareils de cuisson électriques réalisaient ce geste, cela économiserait 400 GWh chaque année .	0,1 GW	0,2 GW
		Réduire l'utilisation d'eau chaude sanitaire L'utilisation de mousseurs, réducteurs de débit, mitigeurs à butée ou mitigeurs thermostatiques permet une baisse de 30% de la consommation d'eau et donc d'électricité, sans perte de confort. Si 20% des ménages installait de tels équipements, cela économiserait 1,3 TWh par an	<i>Quelques dizaines de MW</i>	0,1 GW
		Limiter la température de production d'eau chaude sanitaire Programmer la température d'eau chaude entre 50°C et 55°C limite la consommation électrique sans risque sanitaire. Si 20% des ménages baissait de 5°C la température de consigne de l'eau chaude, cela générerait une économie annuelle d'environ 600 GWh	<i>Quelques dizaines de MW</i>	<i>Quelques dizaines de MW</i>
	Consommer au meilleur moment		Produire l'eau chaude sanitaire pendant les heures creuses Un chauffe-eau non asservi soutire de l'ordre de 300 W entre 8 et 10h et entre 18 et 20h, alors qu'un chauffe-eau asservi est à l'arrêt. Basculer 5% des ménages équipés de chauffe-eau électriques en mode asservi permettrait de réduire leurs appels de puissance le matin et le soir	0,2 GW <i>entre 8h et 10h</i>
		Décaler certains usages domestiques Un tarif heures pleines/heures creuses incite à décaler ses usages en heures creuses. Si un quart des ménages disposant de ce tarif faisaient fonctionner les équipements de lavage aux heures creuses, cela réduirait les appels de puissance sur les périodes les plus chargées de la journée	0,2 GW	0,2 GW
		Recharger les véhicules électriques pendant les heures creuses Si 100 000 véhicules électriques basculaient d'une charge naturelle à une charge en heures creuses (au travers d'une borne pilotée automatiquement par exemple), cela réduirait l'appel de puissance moyen le soir, lorsque les particuliers regagnent leur domicile	<i>négligeable</i>	0,1 GW
Ecowatt rouge		Baisser la température de consigne du chauffage d'un degré supplémentaire Réduire exceptionnellement la température de chauffage les jours Ecowatt rouge au prix d'une baisse de confort permettrait un gain supplémentaire sur la puissance appelée. Si la moitié des foyers français chauffés à l'électricité baissaient en moyenne la température d'un degré supplémentaire, cela pourrait contribuer à alléger la charge du système	0,7 GW	0,8 GW
		Décaler certains usages domestiques Un appel aux ménages (y compris ceux ne disposant pas d'un tarif HP/HC) pour qu'ils décalent leurs usages domestiques (lavage, repassage...) en dehors des heures 8h- 13h et entre 18h-20h pourrait soulager le système électrique. On suppose qu'un quart des ménages répondraient favorablement	0,3 GW	0,3 GW
		Modérer l'utilisation des appareils de cuisson La cuisson contribue fortement à la pointe du soir. En modérer l'utilisation sur les heures chargées serait donc bénéfique. Si un quart des ménages équipés de cuisson électrique en réduisait de moitié l'usage le midi et le soir, cela pourrait représenter un gain très significatif	0,4 GW <i>le midi</i>	0,6 GW
		Éteindre les lumières non utilisées Si tous les foyers français éteignaient une ampoule allumée inutilement chez eux, cela représenterait un gain de puissance de l'ordre de 0,6 GW le soir		0,6 GW
		Recharger les véhicules électriques en heures creuses Les jours Ecowatt rouge, les propriétaires de véhicules électriques dont la recharge n'est pas pilotée automatiquement en heures creuses sont invités à recharger leur véhicules après 20h ou les jours précédents/suivants. On suppose que 100 000 ménages équipés répondent favorablement	<i>négligeable</i>	0,1 GW

5.5 La combinaison de leviers de sobriété et de flexibilité pourrait permettre de réduire les pointes de consommation de plusieurs gigawatts

La précédente sous-partie de ce document présente les principaux leviers de maîtrise de la consommation, selon leur nature (économie d'énergie, consommation au meilleur moment, réduction ponctuelle), leur secteur d'application (résidentiel, tertiaire), leurs modalités, et leurs effets sur le système électrique.

Dans un scénario intégrant l'ensemble des leviers précités, l'effet estimé des mesures pourrait être ainsi une baisse de consommation globale de l'ordre de :

- ▶ 8 GW entre 8h et 9h,
- ▶ 5 GW entre 9h et midi,
- ▶ 6 à 8 GW entre midi et 13h,
- ▶ et 7 à 9 GW entre 18h et 20h.

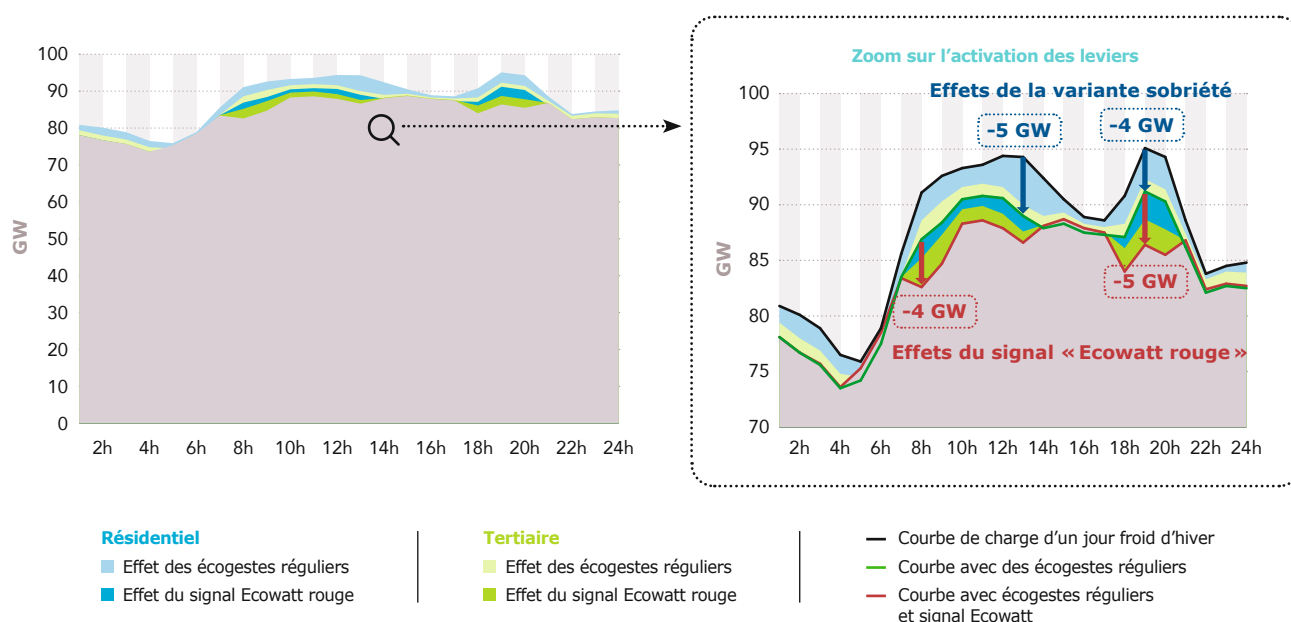
Ces niveaux seraient atteints pour moitié environ par les actions d'économies d'énergies permanentes de décalages de consommation (donc tous les jours de l'hiver), et pour l'autre moitié par les

écogestes ponctuels d'urgence (lors des signaux «Ecowatt rouge»).

L'analyse de RTE développée en parties 3.6 et 4.5 souligne l'effet très favorable sur la sécurité d'approvisionnement de tels niveaux de sobriété et de flexibilité pour cet hiver.

Bien que par prudence, RTE a considéré que les écogestes étaient réalisés par une partie seulement des publics concernés, il convient toutefois de rappeler que **ces estimations correspondent à la mise en œuvre d'actions très volontaristes, qui reposent sur des dynamiques sociétales et comportementales très largement en rupture avec les tendances des dernières années.** L'atteinte de tels niveaux de sobriété et de flexibilité doit pour cela faire l'objet d'un travail de sensibilisation et d'accompagnement accrus auprès des particuliers comme des entreprises, notamment au travers du «plan sobriété» piloté par le Gouvernement.

Figure 36 Illustration de l'impact d'actions volontaristes de sobriété et d'actions exceptionnelles lors d'un jour Ecowatt rouge (jour ouvré froid de février)



LES IMPACTS CROISÉS ENTRE GAZ ET ÉLECTRICITÉ

La crise énergétique qui sévit en Europe s'accompagne d'une inquiétude forte sur la continuité de l'approvisionnement du continent en gaz. Les tensions géopolitiques avec la Russie suite à l'invasion de l'Ukraine conduisent à une réduction progressive des importations de gaz russe depuis plusieurs mois, alors même que l'approvisionnement en gaz de l'Union européenne reposait à plus de 40% sur la Russie au cours des dernières années. À titre d'illustration, le gazoduc Nord Stream 1, qui permettait de transiter des volumes importants de gaz vers l'Allemagne et le reste de l'Europe de l'Ouest, est désormais à l'arrêt depuis début septembre. Ceci laisse craindre une pénurie de gaz dans certains pays européens au cours de l'hiver, dans la mesure où la diversification des imports depuis d'autres régions (Norvège, Afrique du Nord, États-Unis...) ne suffira probablement pas à compenser une rupture totale d'approvisionnement depuis la Russie.

Si certains pays comme la France ou l'Espagne sont *a priori* moins affectés que d'autres pays du fait de leur moindre dépendance au gaz russe et de leurs capacités à importer des volumes importants de GNL (via des terminaux méthaniers), peu de pays semblent aujourd'hui vraiment à l'abri d'une pénurie de gaz à moyen terme. En cas d'hiver très froid et d'aléas défavorables sur l'approvisionnement en gaz, la France pourrait ainsi connaître une situation tendue sur le gaz au cours des prochains mois, voire une pénurie portant sur plusieurs pourcents de la consommation hivernale de gaz.

Pour éviter une telle pénurie, qui pourrait avoir des conséquences majeures pour le réseau gazier (difficulté technique à réalimenter les consommateurs coupés), toutes les perspectives d'économie de gaz doivent être envisagées à l'échelle européenne.

En particulier, ce contexte d'incertitude soulève légitimement une question sur la possibilité de suspendre ou de restreindre l'exploitation des centrales électriques au gaz, en vue d'économiser du gaz. La situation requiert ainsi plus que jamais un pilotage coordonné de la sécurité d'approvisionnement en gaz et en électricité, afin de limiter les risques sur l'approvisionnement énergétique dans son ensemble et les conséquences d'éventuelles coupures.

L'analyse montre qu'il n'existe pas de réponse en absolu mais que le choix de maintenir ou non les centrales au gaz en fonctionnement peut dépendre de la période temporelle considérée ainsi que de l'évolution des déterminants de l'approvisionnement énergétique en gaz et en électricité.

Plus précisément, le maintien de l'exploitation des centrales au gaz doit être privilégié à l'automne et au début de l'hiver, à une période pendant laquelle le risque de déséquilibre entre l'offre et la demande en électricité est avéré (voir partie 6.2) et où les stocks de gaz seront *a priori* encore suffisamment remplis. En revanche, pour la fin de l'hiver, la stratégie pourra évoluer pour s'adapter aux conditions d'approvisionnement en gaz (rythme d'épuisement des stocks...) et en électricité (trajectoire de remise en service des réacteurs nucléaires, évolution de la consommation...). En particulier, dans le cas où le diagnostic sur la sécurité d'approvisionnement électrique évoluerait favorablement d'ici février et où les tensions sur le gaz se feraient au contraire plus fortes, il pourrait être envisageable de limiter le fonctionnement des centrales au gaz, au moins pendant certaines périodes.

6.1 La consommation de gaz pour la production d'électricité devrait être très élevée en comparaison de l'historique récent

Résultats sur le scénario intermédiaire

La consommation de gaz pour la production d'électricité a été de l'ordre de 65 TWh_{PCS} en France sur les huit premiers mois de 2022. Il s'agit d'un niveau supérieur à celui des dernières années. Ce niveau a été atteint en dépit des prix très élevés du gaz et de l'inversion de l'interclassement économique entre les centrales au charbon et celles au gaz (les groupes au charbon sont désormais sollicités avant les centrales au gaz sur le marché de l'électricité). Le recours accru aux centrales au gaz en France découle ainsi directement de la faible disponibilité du nucléaire en France et dans une moindre mesure de la faiblesse de la production hydraulique du fait de la sécheresse.

Cette tendance devrait se poursuivre *a minima* sur la fin de 2022 et le début de 2023 en raison du faible niveau projeté de production nucléaire. **La consommation de gaz pour la production d'électricité devrait atteindre en France, dans le scénario intermédiaire sans restriction de la production au gaz en Europe, environ 60 à 80 TWh_{PCS} (en fonction des conditions météorologiques) entre octobre 2022 et mars 2023, soit un volume supérieur à l'historique des six dernières années.**

Résultats sur le scénario dégradé, intégrant une restriction du fonctionnement des centrales au gaz (utilisation en dernier recours uniquement)

Dans le scénario dégradé où une pénurie de gaz conduirait à restreindre le fonctionnement de certains cycles combinés au gaz en France³⁶ et en Europe, la consommation de gaz pour le système électrique en France pourrait varier entre de 35 à 65 TWh_{PCS} durant la période octobre 2022 – mars 2023, selon les conditions météorologiques. Cela représente une économie de l'ordre de 15 à 25 TWh_{PCS} en France par rapport au scénario sans restriction sur la production au gaz.

Plus spécifiquement, la part du besoin minimal pour les cycles combinés au gaz (hors DK6) dans ce scénario de restriction serait entre 1 et 15 TWh_{PCS}, majoritairement pour l'équilibre offre-demande national, et plus marginalement pour les besoins d'exploitation du réseau³⁷. La baisse de production des cycles combinés au gaz en France serait contrebalancée par :

- ▶ une forte hausse du solde importateur de la France en électricité, majoritairement depuis la Grande-Bretagne et l'Espagne via de la

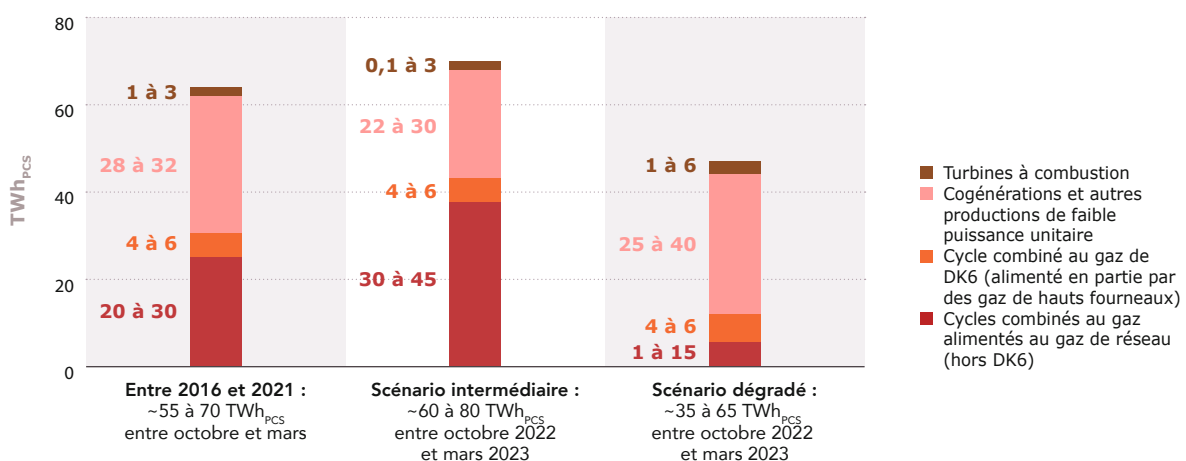
production supplémentaire de leurs centrales au gaz, et au deuxième ordre via de la production supplémentaire au charbon permise par la remise en service de groupes sur l'ensemble de l'Europe ;

- ▶ une hausse de la production des autres centrales à gaz en France, principalement les cogénérations.

Ce scénario dégradé conduit de plus à un risque de « surutilisation » de la production hydraulique sur l'automne ou le début de l'hiver, pouvant conduire à terme à de très faibles niveaux de stock hydraulique au cœur de l'hiver.

De plus, cette configuration se traduirait par une hausse des risques sur la sécurité d'approvisionnement électrique (voir 3.5), dans la mesure où la France ne pourrait plus s'appuyer sur des imports d'électricité depuis les pays voisins à l'Est en période de tension.

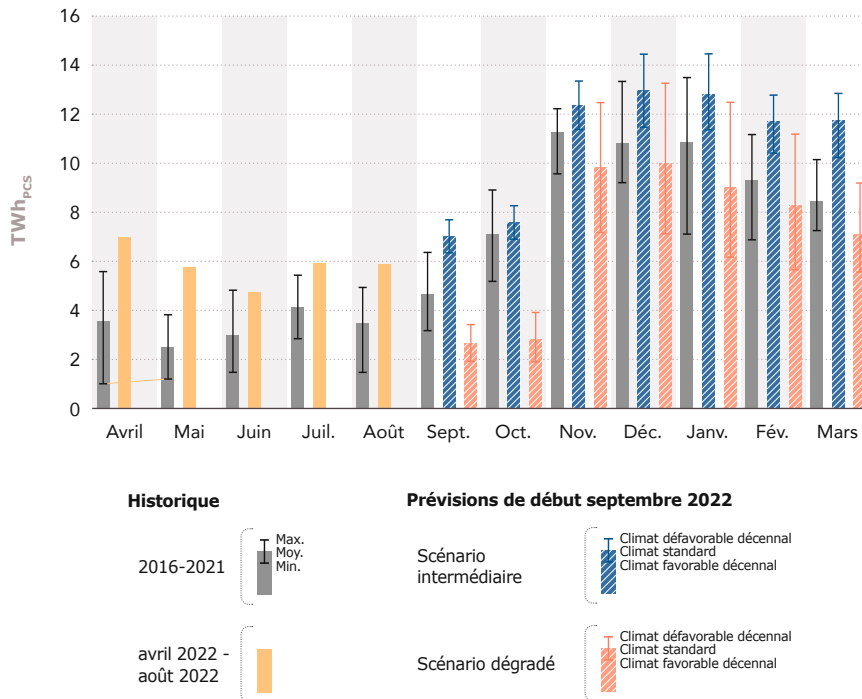
Figure 37 Prévisions de consommation de gaz entre octobre et mars et comparaison avec l'historique



36. En dehors des deux unités de DK6, traitées différemment car s'alimentant en partie par le recyclage de gaz de hauts fourneaux

37. Pour des problématiques de réglage de tension sur l'Ouest et de maîtrise des contraintes sur les flux vers la région PACA essentiellement

Figure 38 Prévisions de consommation de gaz entre septembre et mars pour la production d'électricité en France et comparaison avec l'historique



Leviers de réduction de la consommation de gaz pour la production d'électricité

Les leviers de maîtrise de la demande d'électricité dégagent également des bénéfices pour la sécurité d'approvisionnement en gaz. À titre illustratif, sous l'hypothèse d'une mise en œuvre très rapide et massive d'actions de sobriété conduisant à une baisse de la consommation d'environ 2 à 3% (soit 6 à 8 TWh entre octobre et mars) sur les prochains mois, la consommation de gaz en France pourrait être diminuée d'environ 1 à 2 TWh_{PCS}. Au-delà des économies de gaz en France, cette évolution s'accompagnerait d'une forte baisse des imports d'électricité, et donc indirectement de la production d'électricité à partir de gaz à l'étranger.

Du côté de la production, l'accélération du développement des énergies renouvelables, la maximisation de la disponibilité du nucléaire ou encore l'augmentation de la disponibilité des groupes charbon en Europe (réouverture de centrales fermées, report de fermetures prévues, ou encore levée de plafonds de fonctionnement) constituent aussi des leviers efficaces pour réduire la consommation de gaz. S'agissant de la France, la réouverture de la centrale de Saint-Avold et le rehaussement de la durée de fonctionnement maximale des centrales au charbon tel que prévu dans la loi « pouvoir d'achat » (hypothèses intégrées dans l'ensemble des scénarios de l'étude) permet ainsi d'économiser près de 1 TWh_{PCS} de consommation de gaz entre octobre 2022 et mars 2023 en France.

6.2 La disponibilité des centrales à gaz apparaît essentielle en France, *a minima* sur l'automne et le début de l'hiver, périodes caractérisées par un risque élevé sur l'électricité et plus faible sur le gaz

Stratégie pour l'automne et le début d'hiver

Au vu du diagnostic présenté en partie 3, le maintien en disponibilité des centrales au gaz apparaît essentiel pour limiter les risques en matière de sécurité d'alimentation en électricité, *a minima* tant que l'approvisionnement en gaz en France n'apparaît pas en risque. Cette stratégie semble en particulier justifiée pour l'automne et le début de l'hiver (octobre-décembre), dans la mesure où les stocks français de gaz se sont bien remplis au cours de l'été (environ 94% de taux de remplissage au 12 septembre) et où l'approvisionnement n'est pas en risque de manière immédiate malgré les tensions géopolitiques avec la Russie.

À l'inverse, cette période est marquée par un risque élevé d'observer des situations ponctuelles de manque d'offre d'électricité et la disponibilité des centrales au gaz devrait être déterminante pour garantir l'équilibre du système électrique.

Une décision de restriction de l'utilisation des centrales au gaz en France dès les prochains mois pourraient par ailleurs avoir des effets indirects qui seraient très défavorables pour l'approvisionnement énergétique français et européen. Une telle décision pourrait notamment se traduire par le déplacement de la consommation de gaz pour la production d'électricité dans des pays voisins – qui feraient fonctionner plus fortement leurs centrales au gaz et exporteraient l'électricité produite vers la France – alors même que certains de ces pays disposeraient de conditions d'approvisionnement en gaz moins favorables (Allemagne, Italie...). Dans une configuration où des mesures similaires seraient prises dans les pays voisins, ceci conduirait par ailleurs à dégrader fortement la sécurité d'alimentation électrique en France, puisque celle-ci repose en bonne partie sur les imports d'électricité, et ce, pour toute la suite de l'hiver. Cette mesure pousserait aussi les autres

filières gaz ne faisant pas l'objet de restrictions (cogénérations, voire turbines à combustion) à produire davantage bien qu'elles aient des rendements bien plus faibles que les cycles combinés pour la production d'électricité. La filière hydraulique pourrait également être sollicitée de manière accrue au risque de consommer des stocks stratégiques en amont du cœur de l'hiver. **Enfin, une décision de restreindre le fonctionnement des centrales au gaz serait susceptible d'entraîner une augmentation supplémentaire importante des prix de l'électricité.**

Sur la période de l'automne et du début d'hiver, seul un aléa très défavorable comme un pic de froid intense conduisant à des problèmes de pointe à la fois sur le système gazier et le système électrique pourrait nécessiter un arbitrage spécifique entre gaz et électricité. Dans une configuration de froid telle que celle observée lors de la fin du mois de novembre et le début du mois de décembre 2010, le système gazier et le système électrique français pourraient connaître des difficultés d'approvisionnement simultanées : en effet, indépendamment de l'état des stocks de gaz en France, le système gazier peut connaître des limites de livraison de gaz à l'échelle de la journée, certaines contraintes techniques limitant les volumes de gaz pouvant être sortis des stockages chaque jour (cette situation reste toutefois moins probable en début qu'en fin d'hiver, notamment pour des raisons de dynamique en sortie des stockages). Dans une telle configuration, l'activation du plan de délestage pour le gaz doit alors arbitrer entre :

- ▶ la suspension des centrales au gaz, au risque d'aggraver le risque de délestage sur l'électricité, mais qui permettrait dans le même temps de préserver autant que possible les grands consommateurs de gaz (essentiellement l'industrie) ;

- ▶ au contraire, le maintien des centrales au gaz, au risque d'accroître le délestage des grands consommateurs de gaz dans l'industrie.

Un tel arbitrage, de nature politique, doit être pris en pondérant les conséquences socio-économiques des délestages respectifs sur le gaz et l'électricité. Le cas

échétant, il pourrait également dépendre des conditions réelles d'exploitation des systèmes électrique et gazier : intensité du vent et de la production éolienne (qui peut éventuellement limiter le risque pour le secteur électrique), durée de l'événement froid (qui peut conduire à des conséquences plus ou moins importantes pour le réseau gazier), etc.

Stratégie pour la fin de l'hiver

En ce qui concerne la fin de l'hiver, la stratégie d'utilisation des centrales au gaz en France pourra évoluer en fonction de l'évolution de la situation en matière d'approvisionnement en gaz et en électricité. Il est aujourd'hui difficile de se prononcer de manière certaine sur la stratégie préférentielle étant donné les incertitudes portant sur les principaux déterminants de l'approvisionnement énergétique.

Dans la mesure où la situation sur l'équilibre offre-demande en électricité devrait s'améliorer à la fin de l'hiver (vers février-mars) et dans le cas où le système gazier pourrait au contraire être marqué par un risque accru de pénuries, des mesures de restriction de la production d'électricité à partir de gaz pourraient ainsi être envisagées. En particulier, dans le cas où les conditions d'approvisionnement en gaz se dégraderaient fortement (difficultés à importer du GNL, du gaz depuis l'Espagne...), où le remplissage des stocks de gaz atteindrait des niveaux alarmants, et où des températures froides pendant l'hiver conduiraient à une consommation de gaz importante pour le chauffage, des leviers de réduction de la demande en gaz devraient certainement être activés afin d'éviter une pénurie trop importante. Dans cette configuration très dégradée, une restriction partielle de l'utilisation des cycles combinés au gaz, selon les modalités prévues par les dispositions de la loi du 16 août 2022 portant sur les mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat, devrait naturellement être envisagée. **En fonction du niveau de criticité de la situation, les restrictions pourraient alors être déployées de**

manière progressive et graduelle, allant d'un fonctionnement ciblé sur certaines périodes de la journée (fonctionnement en priorité aux heures de plus forte consommation électrique, modulation la nuit), jusqu'à une interruption totale des centrales au gaz.

Le dispositif dynamique de réactualisations mensuelles des études de RTE permettra de tenir compte de l'évolution des paramètres les plus structurants (évolution de la consommation d'électricité, disponibilité du parc nucléaire, imports d'électricité disponibles, situation sur le gaz...), dont la visibilité est indispensable pour une telle décision. Pour maîtriser les risques sur la sécurité d'approvisionnement électrique, cette décision devrait par ailleurs être prise dans le cadre d'une gestion partagée et harmonisée de la pénurie entre pays européens, en cherchant à maximiser le fonctionnement des centrales dans les pays les mieux pourvus en gaz (principalement, les pays situés dans le sud et l'ouest de l'Europe).

À nouveau, les conséquences respectives de délestages sur l'électricité (coupures très coûteuses sur le plan socio-économique pour les usagers³⁸ mais qui portent *a priori* sur des périodes très ponctuelles et sur une petite part de l'électricité consommée au cours de l'hiver) ou celles associées à une pénurie sur le gaz (situation de pénurie potentiellement longue, avec des problématiques techniques liées à la sécurité des installations qui peuvent compliquer la réalimentation de certains consommateurs) devraient ainsi être comparées et pondérées dans l'arbitrage entre les deux énergies.

³⁸. À titre d'illustration, les travaux menés par RTE dans le cadre de la révision du critère de sécurité d'approvisionnement estiment que le coût de l'électricité non distribuée pour cause de déséquilibre entre l'offre et la demande est de l'ordre de 33 k€/MWh_{elec} en moyenne sur les consommateurs concernés. En comparaison, les coûts de coupure de gaz pris en compte dans les dernières études européennes d'ENTSOG ou estimés par une étude mandatée par l'ACER en 2018 semblent converger vers des valeurs comprises entre 0,1 à 1 k€/MWh_{gaz}. Les écarts restent à prendre avec forte précaution, car intègrent probablement des considérations méthodologiques différentes (l'évaluation sur l'électricité repose sur une estimation du préjudice socio-économique, tandis que celle sur le gaz repose davantage sur un principe de coût de substitution, et sous l'hypothèse forte que cette substitution est possible et anticipée).

L'ANALYSE SUR LES PRIX

À ce jour, la crise énergétique européenne ne s'est pas traduite par des ruptures d'approvisionnement, mais ses répercussions économiques sont déjà considérables. En matière électrique, la France se trouve structurellement dans une bonne position pour y faire face : d'une part, le pays est traditionnellement exportateur d'électricité, et d'autre part l'électricité française est produite à 93% par du nucléaire et des renouvelables, énergies décarbonées dont les coûts sont majoritairement « fixes » et donc indépendants de la conjoncture internationale sur les énergies fossiles. Néanmoins, la situation particulière de l'année 2022 déroge à ce tableau, la faiblesse de la production nucléaire conduisant le pays à importer davantage, et donc à dépendre plus directement du cours des énergies fossiles.

Dans ce contexte, les prix de l'électricité sur les marchés en France ont augmenté de manière continue depuis un an, dans le sillage de ceux du gaz. Les ménages et les petites entreprises ont pour l'instant été en large partie protégés de cette augmentation grâce au bouclier tarifaire. L'augmentation du volume d'ARENH et des baisses de taxes (TICFE) ont par ailleurs permis de contenir la hausse pour les entreprises et les collectivités publiques. Néanmoins, la perspective d'une augmentation très significative des factures d'électricité des consommateurs est désormais réelle. Il est dès lors nécessaire de vérifier que les prix observés sur le marché sont cohérents par rapport aux fondamentaux du système.

L'analyse réalisée dans le cadre de l'étude saisonnière montre que le marché a correctement réagi par rapport aux fondamentaux, et que l'augmentation des prix *sur les marchés spot* au cours des mois passés est bien corrélée à la situation physique du système. **Néanmoins, elle montre également que les prix atteints sur les marchés à terme ne reflètent pas les perspectives de fonctionnement du système électrique cet hiver, et intègrent une « prime de risque » extrêmement élevée pour la France.**

Tout se passe comme si le marché avait, en quelques mois, basculé d'une anticipation d'une absence totale de risque à une situation où seul le scénario le plus extrême est intégré aux prix. Or, dans le même temps, l'incertitude sur l'hiver s'est pourtant réduite. Le niveau de risque révélé par l'analyse prévisionnelle ne permet pas de justifier de prix à terme aussi élevés, même en intégrant un risque de défaillance, et en considérant une disponibilité du parc nucléaire très inférieure à l'agrégation des données déclarées, centrale par centrale, sur la plateforme REMIT.

Les hypothèses et anticipations de RTE en matière de production sont présentées dans ce document, filière par filière, et donc publiques. Ceci permettra aux acteurs économiques de réaliser des prévisions sur la base d'éléments agrégés, et ainsi d'ancrer leurs anticipations par rapport à des scénarios probables.

7.1 Les prix de l'électricité ont fortement augmenté depuis fin 2021, notamment tirés par la forte augmentation des prix du gaz

Les prix de l'électricité sur les marchés dépendent de ceux du gaz

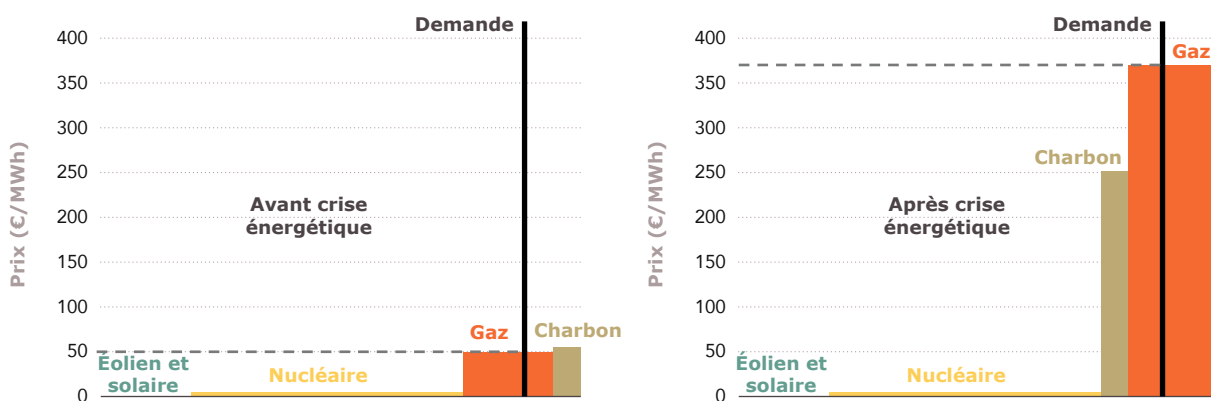
Le marché de l'électricité européen repose sur le principe selon lequel le prix de l'électricité se fixe à chaque instant au niveau du coût variable de production de la dernière unité appelée pour couvrir la demande électrique³⁹. En d'autres termes, pour chaque heure, tout se passe comme si les moyens de production étaient « empilés » par ordre de présence économique jusqu'à atteindre un volume suffisant pour approvisionner la demande d'électricité : la dernière centrale sollicitée dans cet empilement détermine alors le prix de l'électricité sur l'heure donnée (on parle de « centrale marginale »). Ceci assure une allocation économiquement optimale de la production.

À l'échelle européenne, le parc thermique fossile étant la plupart du temps nécessaire pour assurer l'équilibre offre-demande, le prix spot horaire se

fixe généralement sur le coût variable des moyens de production correspondants corrélant ainsi l'évolution du prix de l'électricité avec celle des prix des combustibles comme le gaz et le charbon ainsi qu'avec le prix du CO₂. Ainsi, même si la part du thermique fossile dans la production d'électricité française est faible, elle reste aujourd'hui déterminante dans la formation du prix de l'électricité :

- ▶ d'une part, dans le contexte actuel, les centrales au gaz sont généralement nécessaires à l'équilibre entre l'offre et la demande, notamment pour compenser les faibles disponibilités du parc nucléaire et de l'hydraulique ;
- ▶ d'autre part, l'interconnexion avec le reste de la plaque européenne conduit à ce que les prix de l'électricité en France dépendent également de la production thermique fossile située à l'étranger et échangée sur le marché.

Figure 39 Ordre de préséance économique et formation du prix de l'électricité sur un exemple illustratif, avant et après la crise énergétique



39. En toute rigueur, il s'agit d'une approximation supposant qu'il y a libre concurrence sur le marché, que la consommation est achetée à tout prix et que les centrales n'incluent pas dans les prix leurs contraintes techniques notamment les coûts de démarrage.

Les différentes notions de prix de l'électricité : prix « spot », prix à terme...

Le prix de l'électricité recouvre en pratique différentes notions qui sont parfois confondues dans le débat public et le traitement médiatique. Il est notamment nécessaire de distinguer d'une part le « prix de gros » de l'électricité sur les marchés, et d'autre part le « prix de détail » facturé au consommateur.

La notion de « prix de gros » est elle-même multiple : il peut s'agir soit du prix spot, correspondant au prix d'un mégawattheure d'électricité pour une heure donnée du lendemain (et dont le principe de construction par ordre de préséance économique a été exposé ci-dessus), soit d'un prix à terme dont l'échéance de livraison est plus éloignée et pour une période allant de la semaine à l'année.

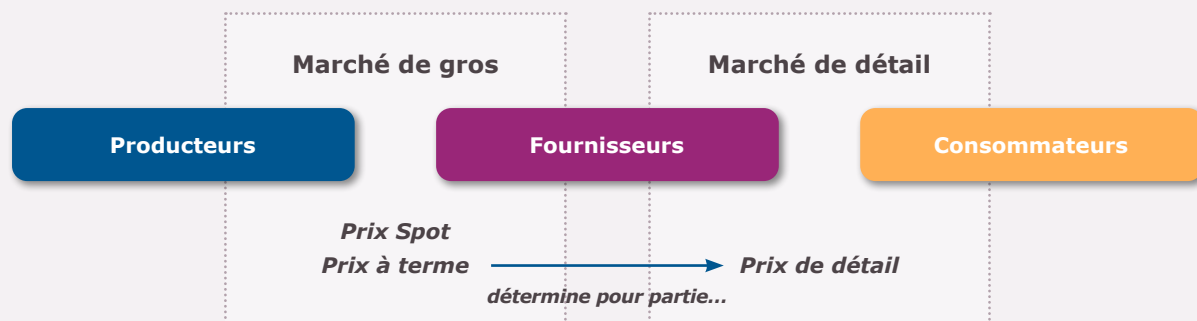
Les marchés à terme permettent aux acteurs de couvrir le « risque prix » du marché spot : il s'agit notamment pour les producteurs de fixer leur marge et pour les fournisseurs de déterminer un tarif pour leurs clients sans s'exposer à la volatilité horaire du prix spot. Les fournisseurs ou gros consommateurs couvrent ainsi une large part de leur consommation

sur les marchés à terme, plusieurs mois voire plusieurs années en amont, et seulement pour une part résiduelle sur le marché spot du jour pour le lendemain.

Les « prix à terme » (ou prix *forward*) reflètent en principe la moyenne des prix spot anticipés par les acteurs de marché sur l'ensemble de la période de livraison considérée. Ils participent directement du prix de l'électricité payé par les consommateurs puisqu'ils (i) interviennent dans la construction des tarifs réglementés de l'électricité et (ii) sont utilisés pour couvrir les clients n'ayant plus accès à ces tarifs réglementés comme les industriels.

Le « prix de détail » qui apparaît sur la facture d'électricité des consommateurs est composé pour partie seulement des prix à terme. En effet, à ces coûts d'approvisionnement en électricité s'ajoutent des dispositifs de régulation « hors marché » comme l'ARENH ainsi que les coûts du réseau d'électricité et les taxes.

Figure 40 Fonctionnement global des marchés de gros et de détail de l'électricité



Les prix de l'électricité ont commencé à augmenter, dans le sillage des prix du gaz, dès la fin de l'année 2021 et le début d'année 2022...

Au cours des derniers mois, les prix des combustibles énergétiques, et en particulier celui du gaz sur le marché européen, ont fortement augmenté. Une première hausse a été observée dès la fin 2021, du fait des tensions sur l'approvisionnement énergétique suite à la relance économique

mondiale post-Covid, qui a conduit à une très forte demande en gaz à travers le monde. **Le prix du gaz est ainsi passé de 15-20 €/MWh en début d'année 2021 à environ 80 à 100 €/MWh à la fin de l'année**, dépassant ponctuellement les 150 €/MWh.

... et l'invasion de l'Ukraine par la Russie a conduit à de nouvelles augmentations du prix du gaz et de l'électricité à partir du printemps 2022

Le conflit en Ukraine a conduit à une nouvelle augmentation des prix des combustibles. Cette seconde phase de hausse des prix du gaz s'est surtout matérialisée depuis le mois de juin, en lien avec la réduction progressive des volumes livrés par Gazprom aux différents pays européens (avec notamment une baisse sensible des flux transitant par le gazoduc Nord Stream 1).

Les prix du gaz sur le marché européen se sont ainsi élevés à plus de 200 €/MWh au

cours des dernières semaines, en atteignant même jusqu'à 300 €/MWh pour l'hiver prochain à la fin août, soit une multiplication par 10 à 20 en l'espace d'un an et demi. Cette évolution a entraîné dans son sillage une forte augmentation des prix de l'électricité, à la fois sur le marché spot J-1 et sur les produits à terme pour les prochains mois (voir encadré). Du fait du bouclier tarifaire, ceux-ci ne se traduisent toutefois pas encore complètement dans les factures d'électricité, notamment pour les consommateurs particuliers.

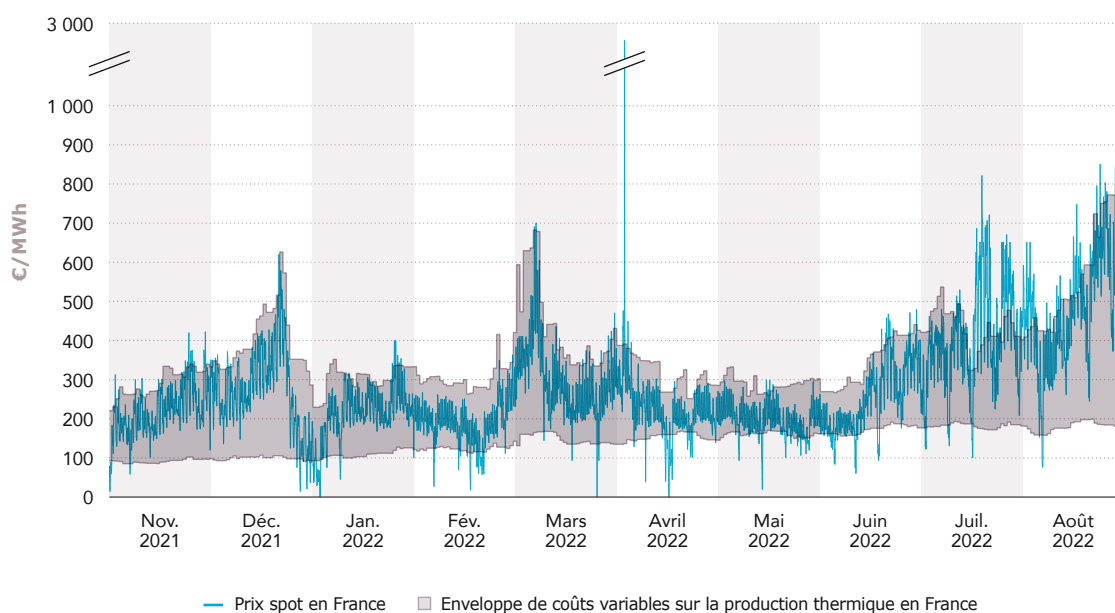
7.2 Les prix spot ont atteint des niveaux élevés au cours de l'été, qui s'expliquent également par l'augmentation des prix du gaz mais aussi par la gestion de certains stocks en prévision de l'hiver

Le prix de l'électricité sur le marché spot journalier (la veille pour le lendemain) s'établit généralement au niveau des coûts variables de production des centrales au gaz ou au charbon. Au cours des dernières années, sauf situations ponctuelles d'abondance de production renouvelable/nucléaire ou à l'inverse de déficit de production, le prix de l'électricité est resté dans l'intervalle des coûts des moyens de production thermiques.

À partir de l'été 2022, les prix spot de l'électricité en France ont atteint des niveaux très élevés, en moyenne près de 400 €/MWh, contre moins de 40 €/MWh lors de ces

dernières années au cours de la même période. Cette croissance s'explique en premier lieu par la forte augmentation des prix du gaz, qui demeure le facteur structurant d'évolution des prix de l'électricité. Toutefois, les prix spot de l'électricité en France apparaissent également avoir fréquemment dépassé la fourchette haute des coûts variables théoriques de fonctionnement des centrales au gaz : d'autres paramètres que le prix du gaz et des combustibles expliquent la formation des prix sur le marché de gros.

Figure 41 Évolution des prix spot horaires et comparaison avec les coûts variables des centrales thermiques fossiles



Cette situation exceptionnelle peut s'expliquer par la mobilisation d'unités de production onéreuses dans les pays voisins (prix du gaz plus élevé et centrales plus anciennes, ayant de moins bon rendement qu'en France). Elle peut également résulter de moyens de production français faisant face à une problématique de gestion des stocks (barrages hydrauliques, centrales nucléaires, turbines à combustion au fioul...), qui doivent donc réaliser des arbitrages entre l'utilisation immédiate de ce stock ou sa préservation en vue de l'hiver. À titre d'exemple, l'exploitant d'un barrage hydraulique disposant d'un stock d'eau limité pour les prochains mois, détermine une valeur d'usage de son stock qui reflète l'arbitrage entre une utilisation directe, et donc un gain immédiat, ou une espérance de gains futurs. Son prix d'offre sur le marché de l'électricité dépend ainsi des anticipations de prix pour l'hiver prochain, qui peuvent s'élever à des niveaux très importants étant donné le contexte actuel (voir 7.3 et 7.4). Ceci constitue un comportement rationnel et légitime des exploitants de capacités électriques qui permet d'optimiser l'utilisation de leur stock sur

le marché de l'électricité et dans le même temps de minimiser les coûts de production d'électricité pour la collectivité : si leur prix d'offre était trop faible, alors le stock hydraulique pourrait être « surutilisé » en été alors qu'il serait préférable de le préserver en vue de l'hiver. Cette situation conduit cependant à tirer les prix spot de l'électricité vers le haut, à des niveaux supérieurs aux coûts marginaux de production des différents moyens mobilisés.

Au-delà de l'envolée des prix du gaz, la survenue d'épisodes de prix très élevés sur les marchés spot de l'ordre de 600 à 900 €/MWh, au-dessus donc des coûts variables de production des centrales thermiques françaises, s'explique par la mobilisation de centrales moins performantes dans d'autres pays européens et/ou par la consommation de stocks stratégiques pour l'hiver (hydraulique, uranium, fioul, voire gaz). Cette situation signifie que l'équilibre du système électrique était très tendu cet été et reflète la faible disponibilité du nucléaire et de l'hydraulique.

7.3 Les prix à terme pour l'hiver prochain ont atteint des niveaux extrêmes en particulier en France, où les prix sont désormais supérieurs aux coûts anticipés des centrales thermiques

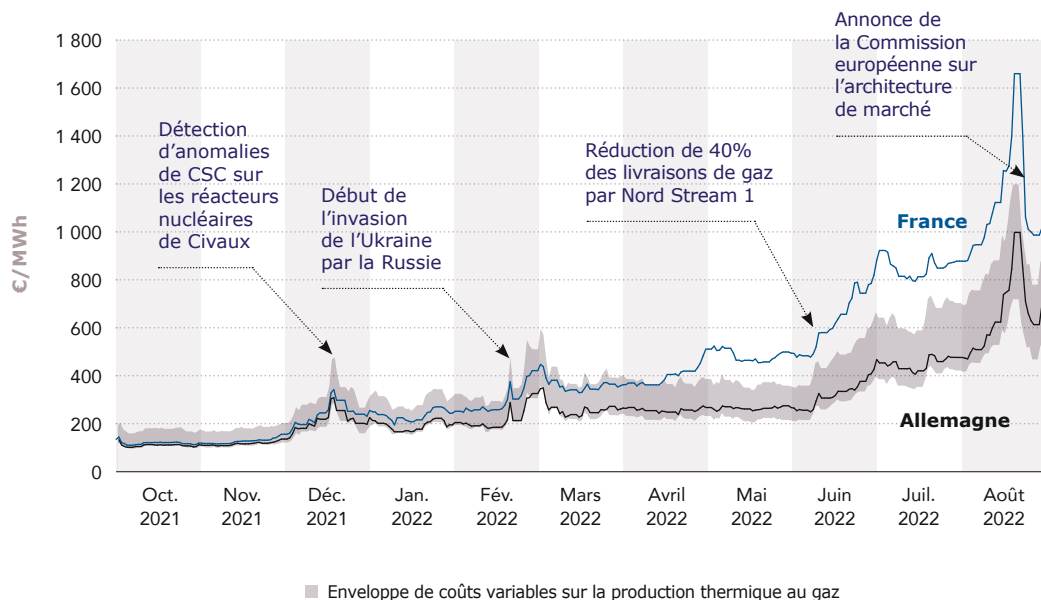
Les prix à terme de l'électricité ont également atteint des niveaux extrêmement élevés au cours des dernières semaines : en moyenne sur le mois d'août, les produits trimestriels *baseload* et *peakload*⁴⁰ pour l'hiver prochain (i.e. dernier trimestre de 2022 et premier de 2023) s'échangeaient respectivement autour de 1000 €/MWh et 2000 €/MWh en France et s'approchant de 2000 €/MWh et 3000 €/MWh fin août, contre des valeurs habituellement inférieures à 100 €/MWh à quelques mois d'un début d'hiver.

Cette hausse des prix à terme s'observe dans l'ensemble des pays européens compte tenu de

l'augmentation généralisée du prix du gaz et du niveau d'interconnexion du continent. Dans le contexte actuel inflationniste et avec la répercussion à venir de ces prix sur les consommateurs européens, plusieurs pays de l'Union soutiennent dorénavant des mesures d'urgence ainsi qu'une réforme structurelle du marché de l'électricité, ce qui a provoqué une chute des prix à terme, de pratiquement 1000 €/MWh, en moins d'une semaine.

Néanmoins, ces niveaux de prix à terme restent très contrastés. En particulier, ils sont significativement moins hauts dans l'ensemble des pays voisins de la France, y compris en Allemagne où

Figure 42 Évolution des prix à terme pour le dernier trimestre de 2022 en base, en France et en Allemagne (Source : EEX, calculs : RTE)



40. Le produit *baseload* correspond à la livraison de 1 MWh d'électricité en bande sur l'ensemble de la période considérée. Le produit *peakload* se focalise quant à lui sur une livraison lors de jours ouvrés entre 8h et 20h.

les risques sur l'approvisionnement en gaz sont pourtant plus élevés. À titre d'exemple, les prix à terme ont atteint, pour le dernier trimestre 2022, près de 1 700 €/MWh le 26 août en France contre 1 000 €/MWh en Allemagne ou encore 900 €/MWh en Belgique.

S'agissant des prix à terme en France, l'analyse montre que, depuis le printemps, ceux-ci

se sont largement écartés de l'intervalle des coûts variables de production des centrales thermiques au gaz, contrairement aux autres pays européens. Cela signifie que l'augmentation des prix anticipés de l'électricité pour l'hiver prochain ne peut plus s'expliquer uniquement par l'évolution des prix du gaz et du CO₂ et que d'autres considérations sont désormais intégrées dans la formation des prix par les acteurs de marché.

7.4 Les niveaux de prix à terme de l'électricité en France dépassent largement les fondamentaux du système, même en tenant compte des risques de défaillance tels qu'évalués par RTE

Les niveaux de prix à terme observés s'expliquent très probablement par une prise en compte surestimée du risque de défaillance, c'est-à-dire de déséquilibre entre l'offre et la demande pour les prochains mois. En effet, les prix spot sur le marché de l'électricité peuvent, dans de très rares cas, dépasser le coût variable du moyen de production «marginal» et atteindre

le plafond de prix en cas de situation d'insuffisance d'offre (i.e. situation de défaillance).

Les prix à terme de l'électricité se forment donc à partir des anticipations de la marginalité des différentes technologies de production (et de leurs coûts variables anticipés), mais aussi, de l'anticipation d'éventuelles situations de défaillance.

Anticipations sur la marginalité des moyens de production

S'agissant des prévisions de prix sur les marchés de gros lors des périodes hors défaillance, elles sont principalement liées au type de centrale en position de marginalité qui dépend d'une part du coût variable des centrales et d'autre part du niveau d'équilibre entre demande et offre. **Une partie de la différence dans les prix à terme entre la France et ses voisins pourrait s'expliquer par une tension accrue sur le système électrique français au cours de l'hiver prochain, conduisant à retenir des moyens de production «marginaux» à coûts de production en moyenne plus élevés que dans les pays voisins. Il pourrait s'agir par exemple des centrales à gaz en France, contre des centrales à charbon en Allemagne (de l'ordre de 20% du temps).** Cet effet est en partie contrebalancé par le fait que les coûts du gaz anticipés pour l'hiver prochain s'avèrent aujourd'hui plus faibles

en France que chez ses principaux voisins (une différence de l'ordre de 15 à 30 €/MWh_{PCS} s'observait entre le marché français PEG et le marché de référence néerlandais TTF au cours de l'été 2022 pour le prochain hiver).

Dans tous les cas, les centrales au gaz conserveront un rôle central dans l'équilibrage du système et se retrouveront donc fréquemment en situation de marginalité. Ainsi, les prix du marché de gros de l'électricité se retrouveront généralement impactés par ceux sur les marchés du gaz. Sous l'hypothèse de coûts du gaz correspondant aux niveaux enregistrés sur le marché français PEG au cours du mois d'août (210 €/MWh_{PCS}), les coûts marginaux estimés d'un cycle combiné et d'une turbine à combustion au gaz en France seraient respectivement d'environ 440 €/MWh et 670 €/MWh cet hiver.

Anticipations sur les périodes de défaillance

En ce qui concerne les périodes d'atteinte des plafonds de prix, plusieurs subtilités rendent délicate l'estimation du prix de défaillance pris en compte par les acteurs dans l'évaluation de leur risque :

- ▶ d'une part, le prix plafond sur le marché journalier pouvait jusqu'à récemment augmenter de 1 000 €/MWh dès lors que le prix s'élève à 60% du plafond courant, comme ce fut le cas suite au pic de prix du 4 avril 2022 en France, et du 17 août dans les États baltes. Ce plafond est ainsi actuellement de 4 000 €/MWh et aurait dû passer à 5 000 €/MWh d'ici fin septembre. La plupart des États membres se sont toutefois opposés à de futures hausses du plafond de prix lors du conseil énergie du 9 septembre, et le comité des NEMO (*Nominated Electricity Market Operators*) a désormais confirmé le gel du plafond à son niveau actuel de 4 000 €/MWh⁴¹ ;
- ▶ d'autre part, il existe d'autres échéances que le J-1 pour s'approvisionner ou valoriser de l'électricité : en infra-journalier, avec un prix plafond à 9 999 €/MWh⁴², et en dernier recours au prix

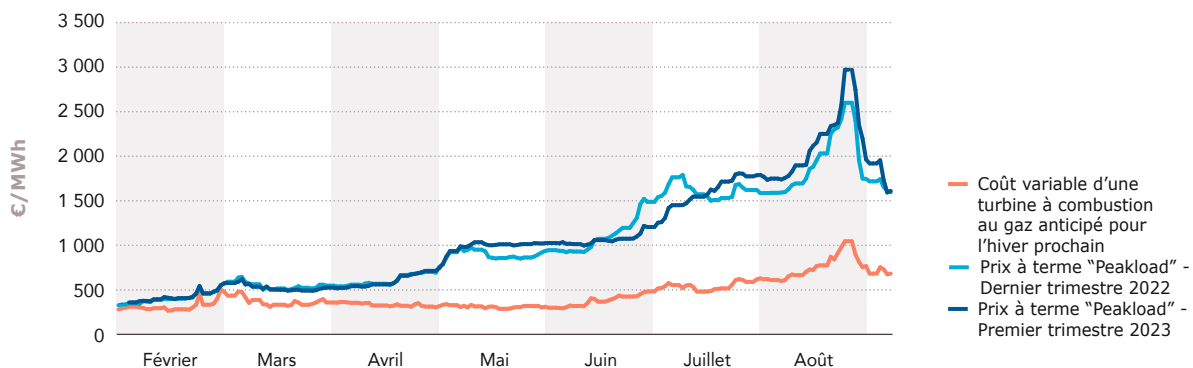
de règlement des écarts, avec un prix plafond pouvant atteindre 15 000 €/MWh⁴³.

Étant donné que ces plafonds de prix sont fixés à des niveaux très importants en comparaison des coûts variables de production, une anticipation de quelques heures de défaillance peut peser considérablement dans le prix à terme de l'électricité anticipés pour l'hiver prochain. À titre d'exemple, si le prix sur le marché spot de l'électricité atteignait 4 000 €/MWh pendant une vingtaine d'heures sur le prochain trimestre, cela « pèsera » pour environ 80 €/MWh dans le prix « *peakload* » trimestriel.

Des interventions publiques sur les plafonds de prix associés aux différents marchés de l'électricité peuvent toutefois contribuer à limiter l'effet des situations de défaillance sur le prix moyen (voir partie 7.6).

Depuis la fin du second trimestre, les prix à terme de l'électricité pour l'hiver prochain atteignent des niveaux largement supérieurs à ceux des coûts

Figure 43 Comparaison des prix « Peakload » du 4^e trimestre 2022 et 1^{er} trimestre 2023 par rapport aux coûts variables anticipés d'une turbine à combustion gaz pour l'hiver prochain (Source : EEX, calculs : RTE)



41. <https://www.nemo-committee.eu/assets/files/sdac-communication-note-no-changes-in-harmonised-maximum-clearing-price-for-sdac-from-20-september.pdf>

42. Qui évolue identiquement au plafond de prix J-1 lorsque celui-ci devient supérieur à 9 999 €/MWh.

43. Les niveaux de plafond des offres d'ajustement sont respectivement de 9 999 €/MWh sur le mécanisme d'ajustement et 15 000 €/MWh sur la plateforme TERRE.

marginaux anticipés de centrales de production et ce particulièrement en France. Ceci suggère que les acteurs anticipent l'atteinte du plafond de prix sur les marchés à de multiples reprises dans les prochains mois et **des périodes de manque d'offre a priori plus fréquentes en France que dans les pays voisins.**

Toutefois, pour expliquer l'écart observé entre les prix atteints sur les marchés à terme et l'anticipation des coûts variables des centrales, il faudrait anticiper des manques d'offre d'électricité sur plusieurs centaines d'heures dans l'hiver. Plus précisément, en

considérant d'une part que le coût variable d'une turbine à combustion au gaz fondera le prix lors des périodes hors défaillance et que la défaillance est valorisée à 5 000 €/MWh, alors les niveaux des prix à terme observés intègrent une prévision implicite de l'ordre de 500 à 700 heures d'atteinte du prix plafond dans les prochains mois. Ceci reviendrait à avoir des pénuries d'électricité sur le marché presque tous les jours ouvrés de l'hiver. Un tel niveau de risque dépasse largement les projections réalisées par RTE, même dans les scénarios les plus dégradés.

Des prix de la capacité qui restent hauts du fait du déficit de marges

Ces anticipations de défaillance pour l'hiver prochain se retrouvent également sur le mécanisme de capacité. En effet, le prix de la capacité pour l'année de livraison 2023 est de l'ordre de 40 k€/MW sur les premières enchères (proche du niveau historiquement le plus élevé à 54 k€/MW).

Sur ce marché, les producteurs recherchent les revenus manquants à la couverture de l'ensemble des coûts de fonctionnement annuels (hors coûts d'investissement). Ainsi, compte tenu

des prix à terme élevés, les marges dégagées par les moyens de production sont importantes et devraient avoir un effet baissier sur le prix de la capacité, de façon contracyclique par rapport aux prix haussiers sur les marchés de l'énergie précédemment évoqués. Toutefois, le déficit de capacité anticipé pour l'hiver prochain pousse les acteurs à anticiper le risque de se trouver en écart négatif pouvant être facturé jusqu'à 60 k€/MW ce qui a *in fine* un effet haussier plus important sur le prix de la capacité.

7.5 Les niveaux de prix de marché à terme révèlent une possible aversion au risque des acteurs et une couverture contre des scénarios extrêmes qui apparaissent toutefois peu probables vu d'aujourd'hui

Pour expliquer les prix à terme de l'électricité sur la base des seules anticipations de coûts variables et de nombre d'heures de défaillance, il faudrait que les plafonds de prix soient atteints pendant plusieurs centaines d'heures au cours de l'hiver (contre une vingtaine d'heures en espérance dans la vision centrale présentée ci-dessus). Comme constaté par la CRE en juillet dernier⁴⁴, **le niveau de risque évalué à partir des prix à terme dépasse largement les projections réalisées par RTE et présentées dans ce document, y compris dans les scénarios les plus dégradés. Il ne pourrait se matérialiser que dans une configuration extrême combinant des aléas défavorables systématiques durant tout l'hiver, sur le nucléaire, sur le gaz, sur les imports d'électricité et sur la météo (hiver froid et avec peu de vent). Or, un tel scénario apparaît aujourd'hui extrêmement improbable.**

En d'autres termes, tout se passe comme si les acteurs se « couvraient face à un scénario du pire », contribuant ainsi à faire monter les prix de l'électricité en France.

En pratique, les niveaux de prix atteints intègrent probablement d'autres paramètres que les seuls fondamentaux économiques et pourraient traduire une aversion au risque plus forte des acteurs dans un contexte de grande incertitude. Cette aversion au risque peut porter à la fois sur un « risque prix » et un « risque volume ».

D'une part, l'effet prix tient au fait que les acteurs de marché sont susceptibles d'acheter à des niveaux plus élevés que leur anticipation moyenne de prix spot, en vue de couvrir le « risque prix »

lié à la volatilité du marché spot et de réduire leur exposition en cas d'évolution défavorable de la situation. L'écart entre la moyenne anticipée des coûts variables et le prix auquel ils sont prêts à acheter de l'électricité en vue de l'hiver constitue ainsi une « prime de risque ». Ces primes de risque sont fortement dépendantes du niveau de demande, de l'échéance, des incertitudes et sont propres à chaque acteur. Historiquement, de telles primes ont pu être observées et quantifiées à hauteur de quelques €/MWh en général, mais également jusqu'à 100 €/MWh lors de périodes de plus fortes incertitudes (comme ce fut par exemple le cas lors de la campagne de contrôles d'envergure menée par l'ASN en décembre 2016 sur douze réacteurs nucléaires). Plusieurs facteurs récents ont pu accroître les niveaux de prime de risque considérés par les acteurs, comme la crise géopolitique avec la Russie ou encore l'expérience du 4 avril 2022 qui a montré que des situations tendues sur l'équilibre offre-demande pouvaient effectivement se matérialiser et se traduire par des pics de prix importants.

D'autre part, le « risque volume » conduit à ce que les acteurs de marché achètent plus d'électricité que ce dont ils auront besoin en moyenne pendant l'hiver, notamment en vue de se couvrir contre le risque de faire face à des pointes de demande en cas de vagues de froid. Cette stratégie leur permet d'éviter de se retrouver en écart négatif au cours de l'hiver, et de devoir acquitter des prix de règlements des écarts qui peuvent être très importants vu les tensions anticipées. Toutefois, en augmentant de manière artificielle la demande anticipée pour l'hiver prochain, ce type de stratégie contribue à faire monter les prix à terme de l'électricité.

44. <https://www.cre.fr/Actualites/hausse-des-prix-pour-l-hiver-prochain-la-cre-interroge-les-acteurs-de-marche-sur-leurs-strategies-et-leurs-anticipations>

Ces deux types de risque peuvent *in fine* conduire à un effet « boule de neige » tirant les prix à terme à la hausse du fait de la corrélation entre le « risque volume » et le « risque prix » : lorsque les prix à terme augmentent, les acteurs cherchant à couvrir un risque financier sont amenés à se sur-couvrir par rapport à la simple espérance de leurs besoins en volume, ce qui contribue encore à faire monter

les prix, et donc à inciter encore plus à la sur-couverture, etc.

Cependant, les niveaux de primes de risque observés aujourd'hui sur le marché atteignent des valeurs très élevées qui restent difficiles à expliquer. La situation est par ailleurs extrêmement volatile et doit être suivie avec attention au cours des prochains mois.

7.6 Différents leviers portant sur des évolutions de l'architecture des marchés ou sur la réduction de la consommation contribueraient à maîtriser l'évolution des prix de l'électricité

Plusieurs leviers doivent être envisagés pour diminuer la pression sur les prix de l'électricité.

Agir sur l'offre et la demande

D'une part, tous les leviers contribuant à faciliter l'équilibre entre l'offre et la demande et déjà évoqués précédemment ont un effet certain sur les prix. En effet, une augmentation de l'offre de production (nucléaire, renouvelable...) et/ou une réduction de la consommation de l'ordre de quelques pourcents suffit parfois à faire baisser très significativement le prix sur une heure donnée.

En particulier, les leviers de maîtrise de la demande d'électricité précités en partie 5 permettraient de réduire les niveaux de mobilisation des centrales les plus coûteuses. Par exemple, sous l'hypothèse de coûts des combustibles correspondant aux

niveaux actuellement échangés sur les marchés à terme, **une baisse de la consommation d'environ 2 à 3% sur l'hiver pourrait faire baisser le prix spot de quelques dizaines d'€/MWh en moyenne lors des pointes de consommation au cœur de l'hiver.** Dans le détail, ces écarts pourraient être inférieurs dans le cas où la baisse de consommation n'induirait pas de changement sensible de palier de marginalité, supérieurs dans le cas inverse, ou encore nettement supérieurs dans les rares cas où cette baisse de demande permettrait de garantir l'équilibre entre l'offre et la demande et ainsi d'éviter l'atteinte du plafond de prix.

Faire évoluer la réglementation des marchés de l'électricité en matière de fixation des plafonds de prix

D'autre part, des évolutions de la réglementation associée au fonctionnement des marchés de l'électricité en Europe pourraient également contribuer à limiter les hausses de prix de l'électricité sur le marché de gros et/ou sur le marché de détail.

À court terme, compte tenu de la conjoncture particulièrement défavorable sur l'approvisionnement énergétique en Europe, **il apparaît indispensable de réviser la règle de relèvement automatique du plafond de prix du marché de gros de l'électricité, afin de limiter l'effet haussier sur les prix de l'électricité et protéger les consommateurs et l'économie européenne.** La CRE a demandé le

8 juillet dernier⁴⁵ la suspension de ce mécanisme afin d'éviter une envolée automatique du plafond et RTE et ses homologues gestionnaires de réseau de transport d'électricité européens ont également appuyé cette demande. Lors d'une réunion extraordinaire du Conseil de l'énergie le 9 septembre 2022⁴⁶, de nombreux Etats membres ont également appelé à bloquer la hausse des plafonds de prix sur le marché de l'électricité, afin d'envoyer un signal de stabilité aux acteurs de marché. Le gel du plafond de prix à son niveau actuel de 4 000 €/MWh a été confirmé par le comité des NEMO le 13 septembre 2022, celui-ci devant désormais proposer un amendement à la méthodologie de fixation des prix plafonds.

45. <https://www.cre.fr/Documents/Presse/preparation-de-l-hiver-prochain-la-cre-appelle-a-reviser-l-automaticite-du-relevement-du-plafond-de-prix-du-marche-de-gros-de-l-electricite>

46. <https://www.consilium.europa.eu/media/58929/presidency-summary-220909.pdf>

Faire évoluer l'architecture des marchés de l'électricité et mettre en place des mesures de protection des consommateurs

Enfin, des évolutions plus structurelles du fonctionnement des marchés de l'électricité pourraient également contribuer à maîtriser l'augmentation du prix de l'électricité sur le marché de gros et/ou la facture pour les consommateurs.

La réunion extraordinaire du Conseil de l'énergie du 9 septembre 2022 a ainsi donné lieu à plusieurs propositions de mesures d'urgence ayant pour objectif principal de limiter l'impact de la hausse extraordinaire des prix de gros de l'électricité sur les consommateurs résidentiels et les entreprises, via (i) une réduction coordonnée de la demande d'électricité au niveau européen, (ii) l'introduction de mesures pour améliorer la liquidité du marché, et (iii) un transfert des revenus infra-marginaux obtenus par certains producteurs, en particulier ceux détenant des moyens de production ayant un coût variable largement inférieur au prix du marché (essentiellement les renouvelables et le nucléaire).

Ce type de transfert peut être assuré par différents dispositifs : une première famille de mesures affectent directement la formation du prix, par exemple via une subvention du prix du gaz utilisé dans la production d'électricité (de façon similaire au dispositif mis en œuvre dans la péninsule ibérique) tandis que d'autres dispositifs n'ont pas d'effet direct sur le prix mais permettent de financer des mesures de redistribution auprès des consommateurs, en régulant la rémunération de certains moyens de production. Dans l'état actuel des discussions, où les détails de mise en œuvre des propositions restent à définir, il est difficile d'anticiper de manière précise les effets que ces mesures pourraient avoir sur les marchés et sur le fonctionnement du système électrique en général. De manière générale, RTE poursuivra ses travaux d'analyse économique sur les prix, en lien avec les discussions autour de la réforme du marché de l'électricité.



Le réseau
de transport
d'électricité

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