



# Perspectives pour la sécurité d'approvisionnement en électricité

pour l'été, l'automne  
et l'hiver 2023

---



# TABLE DES MATIÈRES

4

Résumé exécutif

8

L'évolution des déterminants  
de l'équilibre offre-demande en électricité

18

Passage de l'été :  
pas de risque identifié pour la sécurité  
d'approvisionnement en électricité

22

Perspectives pour l'automne et l'hiver :  
une situation plus favorable  
que l'année passée

24

Les prix des marchés à terme  
intègrent à nouveau une prime de risque  
qui semble disproportionnée  
par rapport aux risques effectifs  
sur l'équilibre offre-demande  
pour l'hiver prochain

# RÉSUMÉ EXÉCUTIF

## État des lieux

---

**Après une année 2022 marquée par une « triple crise »** (craintes sur l’approvisionnement en gaz du continent, chute de la production nucléaire française en raison des défauts de corrosion, plus faible production hydraulique depuis 1976 du fait de la sécheresse), **l’année 2023 voit la situation s’améliorer nettement et se rapprocher progressivement de la normale pour l’approvisionnement en électricité.**

**Par rapport à l’an passé, tous les facteurs sont ainsi orientés de manière favorable :**

- ▶ la baisse de la consommation électrique enregistrée à l’hiver s’est pérennisée durant le printemps ;
- ▶ la production nucléaire, bien que toujours en fort retrait par rapport à l’historique, sera plus élevée que l’an passé au cours des prochains mois, et suscite moins d’incertitudes pour l’hiver. Elle est toujours cohérente avec la prévision centrale de RTE, qui intègre systématiquement des prudences ;

- ▶ les stocks hydrauliques se situent à des niveaux très satisfaisants pour la saison ;
- ▶ les stocks gaziers sont élevés dans tous les pays européens ;
- ▶ les énergies renouvelables continuent de se déployer et augmentent l’offre d’électricité bas-carbone en France et dans les pays voisins.

**Dans ce contexte, la France a retrouvé la situation fortement exportatrice qui existait avant la crise énergétique, avec des niveaux d’exports qui n’avaient plus été enregistrés depuis l’automne 2021. Les prix sur le marché spot sont depuis plusieurs mois significativement inférieurs à ceux de l’Allemagne, du Royaume-Uni ou de l’Italie, ce qui est conforme aux fondamentaux techniques et économiques.**

## Projection pour les prochains mois

Sur la base des éléments connus à date et en conservant un principe de prudence par rapport aux déclarations des producteurs, RTE est à même de présenter les éléments suivants.

**1) Pour l'été 2023, il n'existe pas d'inquiétude particulière en matière de sécurité d'approvisionnement. Le système électrique apparaît en mesure de faire face aux besoins y compris en cas de canicule et de sécheresse**

Ce diagnostic dépend de la poursuite des efforts engagés en matière d'économie d'énergie et de maximisation de la production du parc nucléaire. Le plan de sobriété présenté par le Gouvernement le 20 juin 2023 est ainsi important à double titre :

- ▶ d'une part, la maîtrise de la consommation permet de réduire les tensions sur le système électrique, qui peuvent intervenir l'été notamment du fait de la sécheresse ou lors de canicules ;
- ▶ d'autre part, comme l'an passé, il convient d'économiser les stocks hydrauliques et gaziers durant l'été afin de pouvoir en disposer au maximum lors de l'hiver. Ceci implique également de chercher à maximiser la production nucléaire y compris durant la période estivale.

**2) Pour l'automne 2023, contrairement à l'année dernière, il n'existe pas de risque spécifique**

L'automne 2022 présentait un profil de risque très atypique, du fait de la très faible disponibilité du parc nucléaire français, de la nécessité d'économiser le stock hydraulique en vue de l'hiver, et des tensions sur le gaz, alors maximales. Ceci avait

conduit RTE à émettre, dès le 14 septembre 2022, une alerte sur l'automne. **Une telle situation de risque n'existe plus en 2023.**

**3) Pour l'hiver 2023-2024, la situation est significativement plus favorable que celle initialement envisagée pour l'hiver dernier, sans être néanmoins nominale. Le profil de risque se rapproche de celui de l'hiver 2021-2022**

Ce diagnostic plus favorable est conditionné à plusieurs paramètres, dont notamment (i) la poursuite des efforts d'économies d'énergie au cours de l'hiver, (ii) la confirmation de l'amélioration du niveau de disponibilité des centrales nucléaires. Il doit encore être considéré avec prudence, du fait des incertitudes qui demeurent à six mois de l'échéance sur la disponibilité précise des réacteurs.

Sur le nucléaire, RTE s'attend (prévision centrale) à une disponibilité comprise entre 40 et 45 GW le 1<sup>er</sup> décembre 2023, et entre 45 et 50 GW au cours du mois de janvier, c'est-à-dire à une augmentation d'environ 5 GW de la disponibilité moyenne par rapport à l'an passé.

Atteindre le haut de cette fourchette tout en prolongeant la dynamique d'économies d'énergie enclenchée l'hiver dernier conduirait à retrouver un niveau de sécurité d'approvisionnement presque nominal.

Le dispositif Ecowatt, largement déployé l'hiver dernier, sera de nouveau utilisé au cours du prochain hiver pour prévenir les entreprises et les citoyens de la situation en matière de sécurité d'approvisionnement. Il sera enrichi de nouvelles fonctionnalités, disponibles à l'automne.

## Conditions économiques pour l’approvisionnement en électricité

---

Pour ce qui concerne l’électricité, la principale répercussion de la crise énergétique ne porte pas sur l’approvisionnement physique des consommateurs (si le risque était élevé l’an passé, il ne portait au plus que sur quelques pourcents de la consommation, durant certains jours) mais sur les prix.

**Comme l’an passé, les prix de l’électricité sur les marchés à terme se situent aujourd’hui, pour la France, à des niveaux très élevés pour l’hiver et en particulier pour le premier trimestre 2024. Ces niveaux de prix ne sont pas cohérents avec les projections sur l’état de tension du système électrique français et apparaissent, en résumé, problématiques.**

Le débat en France est souvent focalisé sur le lien entre les prix du gaz et ceux de l’électricité (la formation des prix sur les marchés étant marginale, ce lien est en effet vérifié très régulièrement, ce qui pose un problème spécifique en France où plus de 90 % de l’électricité produite est nucléaire ou renouvelable, avec une structure de coût qui ne dépend en rien du prix des hydrocarbures). Pourtant, ce lien ne suffit pas à expliquer les prix de l’électricité sur les marchés à terme en France (sinon, les prix seraient aussi élevés dans tous les pays européens interconnectés, ce qui n’est pas le cas).

Les prix observés révèlent donc l’existence, sur les marchés, d’une prime de risque spécifique. Cette prime de risque traduit des anticipations de déséquilibres très élevées, et probablement une compréhension incomplète, de la part de certains acteurs de marché, de la réalité du fonctionnement du système électrique, notamment en situation de stress où de nombreux dispositifs peuvent être

utilisés pour rétablir l’équilibre entre l’offre et la demande et éviter les délestages.

Cette prime de risque n’est pas nouvelle, mais a été particulièrement mise en évidence à l’automne 2022. Plusieurs raisons peuvent l’expliquer (comportement de surcouverture des acteurs en situation d’incertitude, combiné à une trop faible liquidité du marché français comparativement au choc induit par la baisse du productible nucléaire suite à la détection du phénomène de corrosion sous contrainte, etc.).

**RTE souligne à nouveau la déconnexion entre ces niveaux de prix (quelles qu’en soient les raisons) et les fondamentaux réels du système, même en retenant des projections prudentes pour la production nucléaire lors de l’hiver (à des fins de transparence, RTE a publié en septembre dernier sa projection centrale, qui a été largement confirmée par la suite). Cette déconnexion constitue aujourd’hui un problème majeur, de nature à diminuer la confiance des acteurs économiques et perturber la stratégie de décarbonation.**

Indépendamment de la réforme structurelle des marchés de l’électricité actuellement débattue au niveau européen, cette situation de prix élevés soulève des enjeux de confiance des acteurs envers le système de formation des prix, dans un contexte où l’usage de l’électricité doit se renforcer pour atteindre les objectifs climatiques. Les éléments présentés par RTE doivent aider les acteurs de marché à former des anticipations sur la base des données les plus à jour, ce qui doit conduire à ne pas surévaluer la probabilité d’une défaillance du système électrique.



# L'ÉVOLUTION DES DÉTERMINANTS DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE EN ÉLECTRICITÉ

## 1.1 Un maintien de la baisse de la consommation observée depuis l'été 2022 dont l'ampleur de la poursuite reste incertaine

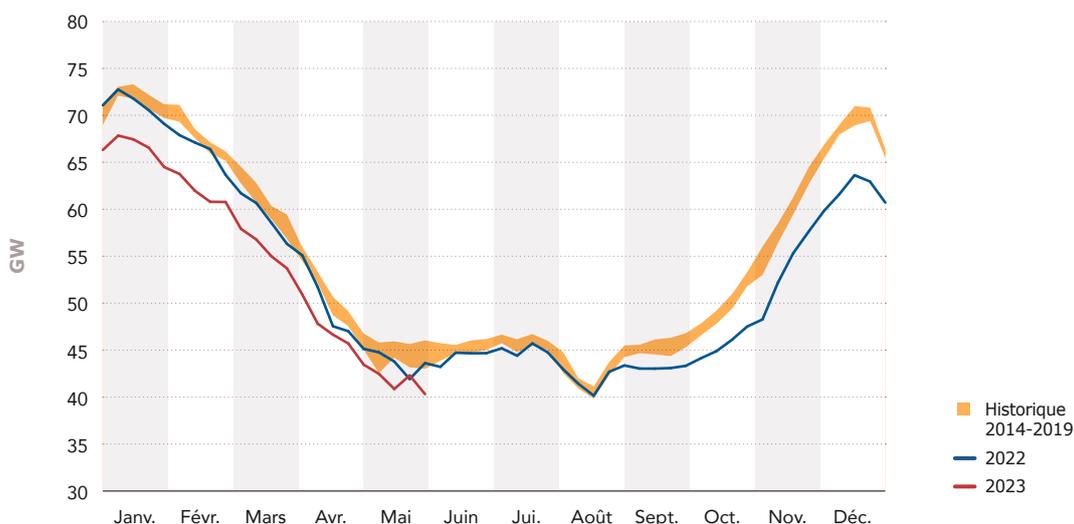
### Situation à date

La consommation d'électricité a connu une baisse sans précédent au cours des derniers mois : au cours de l'hiver 2022-2023, la consommation retraitée des effets météorologiques s'est ainsi établie autour de -9% en moyenne par rapport à l'historique (moyenne des années 2014 à 2019). D'abord concentrée dans

l'industrie, cette baisse s'est ensuite étendue à l'ensemble des secteurs tertiaire et résidentiel.

Cette baisse de la consommation a perduré en sortie d'hiver, et s'est située autour de -7 à -8% au cours du printemps.

**Figure 1** Puissance appelée en moyenne hebdomadaire<sup>1</sup>, retraitée des conditions météorologiques



1. Ces moyennes hebdomadaires 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.

Il existe néanmoins deux points de vigilance par rapport à cet état des lieux.

D'une part, l'évaluation de la consommation corrigée demeure soumise à davantage d'incertitudes au printemps (fin de la période de chauffe, correction calendaire liée au placement des jours fériés) : les estimations des dernières semaines devront être corroborées au cours de l'été.

D'autre part, la réduction de la consommation est évaluée par rapport à la moyenne des années antérieures à la crise sanitaire (2014-2019), par

soucis de cohérence avec les données diffusées par RTE depuis septembre 2022. Cette évolution de la consommation s'explique en grande partie par la crise énergétique de l'hiver 2022-2023 (baisse des soutirages de l'industrie et notamment des consommateurs électro-intensifs, économies d'énergie de la part des ménages et des entreprises), mais également par des changements structurels (fermeture de certains sites industriels par exemple dans le secteur de l'automobile, progression de l'efficacité énergétique des équipements dans les logements et les surfaces tertiaires, etc.).

## Analyse et projection

Les premiers enseignements du bilan de l'hiver passé, présentés par RTE le 16 mars 2023, indiquent que la baisse de la consommation a concerné tous les secteurs d'activité et qu'elle s'explique par des facteurs économiques (coût de l'électricité, inflation) et sociétaux (communication publique sur l'importance des économies d'énergie dans un contexte de risque pour la sécurité d'approvisionnement), la répartition précise entre ces différents effets apparaissant difficile à réaliser.

S'agissant de l'industrie, la consommation d'électricité est directement liée à l'activité économique et au prix de l'électricité. Les perspectives économiques les plus récentes augurent d'un tassement de l'activité au second semestre, avec une croissance du PIB faible ou nulle. S'agissant des prix de l'électricité, une partie des consommateurs industriels est directement exposée aux prix de marché, mais ce n'est pas le cas des petites et moyennes entreprises, qui peuvent bénéficier de prix très différents selon le moment où elles ont conclu leur contrat de fourniture. Quoi qu'il en soit, un reflux des prix de l'électricité sur les marchés ne se traduirait pas immédiatement, pour cette catégorie d'entreprises, par une diminution des tarifs (de la même façon que l'augmentation des prix de marché n'a pas été immédiatement visible dans les tarifs effectifs).

S'agissant des particuliers, des travaux ont été menés depuis l'hiver pour disposer d'éléments d'éclairage supplémentaires sur les sous-jacents et les perspectives de pérennisation de la baisse de consommation observée depuis septembre 2022. RTE a notamment publié le 7 juin 2023 les résultats d'une large enquête commanditée à l'institut IPSOS, portant sur un panel représentatif de la population française (entre 11 000 et 13 000 personnes selon les vagues)<sup>2</sup> et comprenant des questions sur l'hiver dernier.

Les résultats de l'enquête soulignent l'importance des considérations économiques dans la prise de décision des ménages. S'agissant de la baisse de la consommation lors de l'hiver 2022-2023, c'est ainsi en premier lieu l'évolution du prix de l'électricité, et en second lieu celle du coût de la vie en général (inflation), qui sont citées en premier (avant l'enjeu environnemental, ou le civisme). L'étude montre également que les Français ont perçu positivement les appels à la sobriété et qu'ils se déclarent en majorité favorables à poursuivre, voire à renforcer, les actions de sobriété énergétique mises en place l'hiver dernier. Ces actions portent majoritairement sur des gestes simples du quotidien dans les logements (par exemple : baisser son chauffage ou limiter l'éclairage).

2. <https://www.rte-france.com/actualites/comprendre-piloter-electrification-ici-2035-conditions-cles-relever-defis-transition>

**Ces éléments tendent à conforter la vision d'une consommation électrique se maintenant en-deçà des niveaux historiques au cours des prochains mois, en particulier dans un contexte d'inflation qui perdure.**

L'évolution structurelle de la consommation d'électricité en France au cours des prochains mois dépendra de plusieurs facteurs :

- ▶ l'évolution des prix de l'électricité et des boucliers tarifaires mis en place pour protéger les consommateurs ;
- ▶ l'évolution du contexte économique, et notamment l'inflation ;

- ▶ la pérennisation des comportements observés l'hiver dernier (pour les ménages et le secteur tertiaire) ;
- ▶ la mobilisation d'actions de sobriété énergétique complémentaires, en lien notamment avec la mise en œuvre de l'acte 2 du plan de sobriété présenté par le Gouvernement le 20 juin 2023, portant entre autres une attention particulière à la sobriété estivale.

Compte tenu des incertitudes sur l'ampleur du maintien effectif de cette baisse de la consommation, RTE adopte dans ses analyses une approche multi-scénarios.

## 1.2 Nucléaire : une disponibilité en hausse par rapport à l'année passée

### Situation au cours de l'hiver 2022-2023

Au cours de l'année 2022, la production nucléaire a été considérablement affectée par les défauts de corrosion, identifiés d'abord sur les réacteurs du palier N4 (les plus récents), puis sur d'autres. Ces arrêts se sont ajoutés à ceux initialement prévus dans le cadre des opérations du « grand carénage », eux-mêmes densifiés du fait des décalages induits par la crise sanitaire. La production nucléaire a atteint 279 TWh, contre une moyenne de 402 TWh au cours des 20 années précédentes.

Dans ce contexte, la disponibilité moyenne du parc, qui constitue l'indicateur le plus important pour la sécurité d'alimentation, a été fortement réduite par rapport aux précédents historiques, et ce durant toute l'année – en particulier durant l'été et l'automne 2022. Néanmoins, le programme de travaux décidé à l'été 2022 par EDF et validé par l'Autorité de sûreté nucléaire a été dans l'ensemble mené à bien, permettant à plusieurs réacteurs clés d'être remis en service à temps pour l'hiver.

### Évolution au cours des derniers mois

**Au cours des derniers mois, la situation du parc nucléaire s'est largement stabilisée et améliorée. La disponibilité du parc nucléaire se situe actuellement à des niveaux plus élevés que l'année dernière et dans la fourchette haute des prévisions réalisées en février dernier (30-35 GW).**

D'une part, le programme industriel d'opérations de contrôle et de traitement des circuits affectés par la corrosion sous contrainte s'est poursuivi. De nombreux réacteurs ont ainsi été remis en service depuis le début de l'année :

- ▶ en particulier, tous les réacteurs du palier N4, sur lesquels avaient été initialement détectés les défauts liés à la corrosion sous contrainte, ont désormais redémarré ;
- ▶ de même, le programme industriel de traitement du défaut générique (hors reprise des « soudures réparées ») atteint un bon degré d'avancement sur les réacteurs du palier P'4 (Penly, Cattenom, Golfech, Belleville, Nogent). Plusieurs

des réacteurs concernés ont été remis en service (Penly 2, Cattenom 3) ou apparaissent en voie de l'être dans les prochaines semaines (Penly 1).

**De manière générale, le programme d'industrialisation des méthodes de remplacement des circuits potentiellement concernés par le phénomène de corrosion semble ainsi porter ses fruits, et se traduit par des durées d'intervention en baisse et par une meilleure insertion dans le programme d'arrêt des réacteurs.**

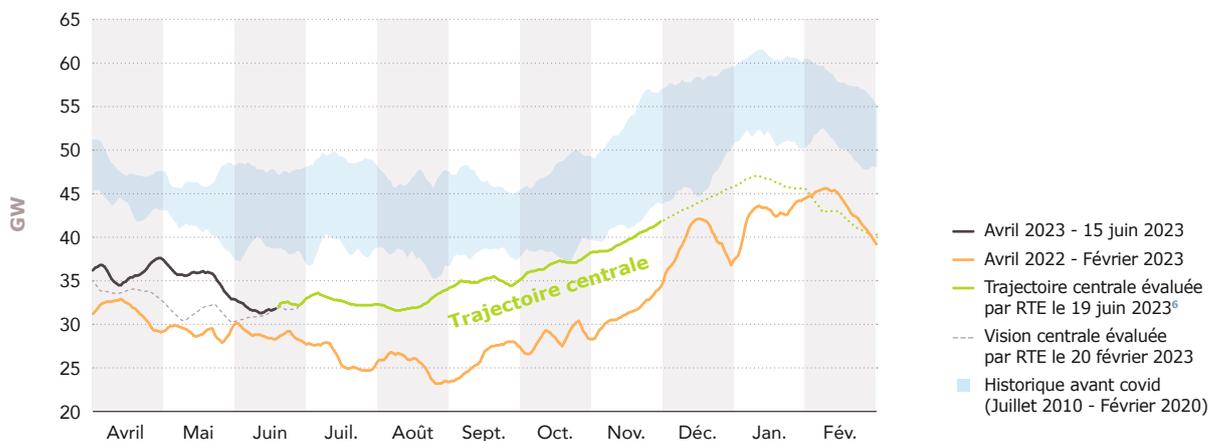
Deuxièmement, le périmètre des contrôles et réparations a été élargi par rapport à celui de l'année 2022. Au mois d'avril 2023, l'ASN a approuvé<sup>3</sup> la stratégie de contrôle et de réparation de l'ensemble des réacteurs au regard du risque de corrosion sous contrainte, soumise par EDF en décembre 2022 et amendée en mars 2023 pour tenir compte de la découverte de nouvelles fissures. Ce calendrier prévoit notamment une accélération de la réalisation des contrôles des soudures des systèmes

3. <https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/corrosion-sous-contrainte-l-asn-prend-position-sur-la-strategie-de-contrôle-d-edf>

4. Le circuit d'injection de sécurité (RIS) permet, en cas d'accident causant une brèche importante au niveau du circuit primaire du réacteur, d'introduire de l'eau borée sous pression dans celui-ci.

5. Circuit de refroidissement du réacteur à l'arrêt (RRA). Ce circuit assure l'évacuation de la puissance résiduelle dégagée par le combustible, quand il est encore dans la cuve, pendant les périodes d'arrêt.

**Figure 2** Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire pour l'été 2023 et pour l'hiver 2023-2024



RIS<sup>4</sup> et RRA<sup>5</sup> qui ont fait l'objet de réparations au moment de la construction des réacteurs («soudures réparées»). Il ne remet toutefois pas en cause l'objectif de production nucléaire envisagé par EDF pour 2023.

Enfin, au premier semestre 2023, les plannings de maintenance ont été affectés par le mouvement social lié à la réforme sur les retraites. Ce

mouvement conduit à des retards dans les remises en service et à des décalages dans les plannings d'arrêts : à court terme, il s'est traduit par une disponibilité accrue de manière conjoncturelle du parc nucléaire par rapport à ce qui était prévu au printemps, mais dégrade, toutes choses étant égales par ailleurs, la disponibilité ultérieure quand les réacteurs en question auraient dû à nouveau être disponibles. Il s'agit d'un point de vigilance.

### Projection pour les prochains mois

La production du parc nucléaire restera au cours des prochains mois encore durablement en recul par rapport aux niveaux d'avant crise : EDF prévoit ainsi une production comprise entre 300 et 330 TWh pour l'année 2023 puis une production entre 315 et 345 TWh pour l'année 2024. La mise en service de l'EPR de Flamanville est quant à elle repoussée à mi-2024.

Néanmoins, la disponibilité du parc nucléaire sera significativement supérieure à celle de

l'année 2022, marquant une nette amélioration sur certains mois.

Sur la base des informations communiquées par EDF et l'ASN, RTE construit une prévision de disponibilité du parc nucléaire fondée sur une analyse statistique des durées d'arrêt. Cette prévision intègre un principe de prudence : elle tient compte des incertitudes qui persistent s'agissant de l'avancement effectif du programme de réparations des tuyauteries concernées par les défauts

6. La trajectoire centrale représente la moyenne des disponibilités envisagées dans les simulations, qui peuvent s'écarter de jusqu'à plusieurs GW autour de cette trajectoire. La trajectoire de disponibilité prévisionnelle à partir du 1<sup>er</sup> décembre sera réactualisée à l'automne.

de corrosion ou des conséquences du mouvement social du printemps. Du fait de ces principes de prudence, la projection de RTE peut se trouver inférieure à celle qui résulte des déclarations effectuées par EDF, réacteur par réacteur, sur la plateforme REMIT.

**Les projections réalisées à ce stade montrent que la disponibilité du parc nucléaire devrait ainsi s'établir au-dessus, de 5 à 10 GW, de celle observée l'année dernière sur l'été et le début de l'automne. C'est notamment le cas pour les mois de septembre, octobre et novembre.**

**Pour l'hiver, la trajectoire centrale de RTE conduit à envisager une disponibilité supérieure**

**à celle observée sur l'hiver dernier sur les mois de décembre 2023 et janvier 2024 :**

- ▶ **comprise entre 40 et 45 GW à début décembre 2023 (soit le maximum de la disponibilité observée lors de l'hiver 2022-2023) ;**
- ▶ **comprise entre 45 et 50 GW au cours du mois de janvier 2024 (soit au-dessus du maximum de la disponibilité observée lors de l'hiver 2022-2023).**

**Ce niveau de disponibilité du parc serait voisin de celui de l'hiver 2021-2022.** Atteindre le haut de cette fourchette conduirait à retrouver un niveau de sécurité d'approvisionnement presque nominal si les économies d'énergie se prolongent dans le même temps.

### 1.3 Énergies renouvelables : une poursuite du développement avec notamment la mise en service de nouveaux parcs éoliens en mer

---

Les capacités éoliennes et photovoltaïques installées en France continentale continuent de croître au fur et à mesure du raccordement des nouvelles installations. D'après les données provisoires publiées par le SDES, l'accélération observée sur le déploiement du photovoltaïque (plus de 2 GW installés au cours de chacune des deux dernières années contre de l'ordre de 1 GW par an auparavant) se confirme début 2023 avec près de 600 MW<sup>7</sup> de nouvelles installations raccordées au premier trimestre, soit une performance équivalente à celle de l'année 2022 sur la même période. Dans le même temps, le parc éolien terrestre poursuit lui aussi sa croissance avec 350 MW<sup>8</sup> raccordés sur les trois premiers mois de l'année, une valeur en légère hausse par rapport à 2022.

Sur le plan de l'éolien en mer, les parcs de Saint-Brieuc et Fécamp, d'une puissance installée de 500 MW chacun, devraient être mis progressivement en service d'ici la fin de l'année 2023 – les premiers MWh injectés sont prévus dès cet été pour le parc de Saint-Brieuc – et pourront ainsi

contribuer à la sécurité d'approvisionnement lors de l'hiver prochain.

La production totale d'électricité éolienne et photovoltaïque a dépassé 18 TWh au premier trimestre 2023, une hausse de près de 4 TWh par rapport à la même période de l'année précédente.

Ces raccordements permettent de compter sur une contribution croissante des énergies renouvelables à l'équilibre offre-demande lors des pointes de consommation. Cette contribution est statistique et dépend des facteurs de charge déterminés pour chaque heure de l'année variant en fonction des conditions météorologiques. Cela permet de dresser un diagnostic d'équilibre offre-demande pour diverses situations, incluant par exemple pour l'éolien tant des périodes de vent faible que de vent fort. L'éolien produit en moyenne davantage l'hiver et contribue ainsi plus fortement à la sécurité d'approvisionnement sur cette période tandis que le photovoltaïque réduit particulièrement les risques en fin de matinée et en début d'après-midi, en particulier l'été.

7. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-bord-solaire-photovoltaïque-premier-trimestre-2023-0?rubrique=21&dossier=172> – Source : SDES d'après Enedis, RTE, et la CRE

8. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/tableau-de-bord-eolien-premier-trimestre-2023-0?rubrique=21&dossier=172> – Source : SDES d'après Enedis, RTE, et la CRE

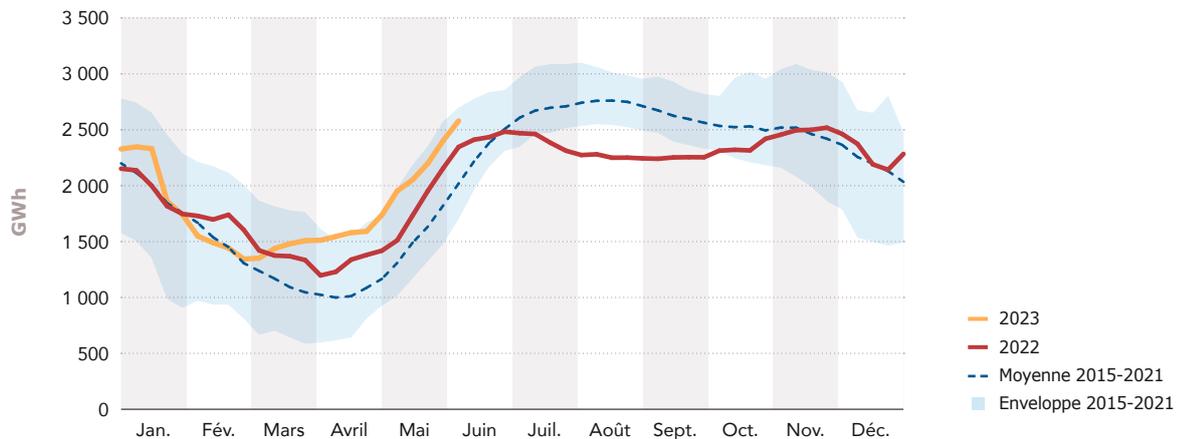
## 1.4 Hydraulique : des niveaux de stocks relativement élevés en comparaison de l'historique

Malgré une vague de sécheresse ayant touché la France début 2023, les stocks hydrauliques ont désormais rejoint des niveaux parmi les plus hauts historiques, et sont ainsi en nette hausse par rapport à ceux de l'année dernière, qui avait été très marquée par une sécheresse conduisant à une production hydraulique la plus faible depuis 1976. La constitution de ce stock a été facilitée par

une gestion prudente et une baisse d'exploitation liée aux mouvements sociaux de début d'année, particulièrement suivis dans cette filière.

Le niveau des stocks hydrauliques pour le prochain hiver devra toutefois être réévalué à la sortie de l'été en fonction de l'usage de l'eau au cours des prochains mois.

**Figure 3** Évolution du stock hydraulique («énergie de tête»)



## 1.5 Thermique fossile : une tension sur le marché européen du gaz moindre qu'au cours de l'année passée

---

Par rapport à l'année dernière, la perspective sur le remplissage des stocks gaziers s'est largement améliorée, l'Europe ayant réussi à réduire le volume des importations de gaz russe et à diversifier ses approvisionnements gaziers en un temps record, tout en réduisant en parallèle fortement sa consommation de gaz<sup>9</sup>.

Le niveau de remplissage des stocks de gaz en France est actuellement d'environ 60% tandis que les stocks dans la plupart des pays voisins se situent plutôt autour de 75%. L'écart s'explique en partie par des contraintes techniques différentes sur le vidage des stocks entre les stockages en France et ceux des pays voisins mais également par le mouvement social qui a perturbé le déchargement du GNL au niveau des terminaux méthaniers et a conduit à une consommation de gaz supplémentaire pour la production d'électricité pour compenser les baisses de production nucléaires et hydrauliques.

**Le niveau de remplissage des stocks gaziers est, à l'heure actuelle, plus élevé que la moyenne observée au cours des cinq dernières années.** De plus, les prix du gaz anticipés pour l'hiver prochain restent globalement plus faibles que ceux observés l'année passée.

Le niveau des stocks de gaz reste toutefois un point de vigilance en préparation de l'hiver prochain même si les éléments à date ne conduisent pas à anticiper un fonctionnement contraint des centrales au gaz.

S'agissant des centrales au charbon, la prolongation de l'exploitation des centrales de Cordemais et Saint-Avold est favorable pour la sécurisation de l'approvisionnement au cours de l'hiver prochain. Cette sécurisation est compatible avec des durées de fonctionnement limitées, même si celles-ci dépendront largement des conditions météorologiques et de la disponibilité des autres moyens de production, notamment nucléaires.

9. La consommation de gaz en France a, elle, baissé de 12,4% sur la période allant du 1<sup>er</sup> août 2022 au 11 décembre 2022, comparée à la même période en 2018-2019, selon GRTgaz. Source : <https://www.grtgaz.com/medias/actualites/tableau-de-bord-suivi-consommation-gaz-france-2022-2023>

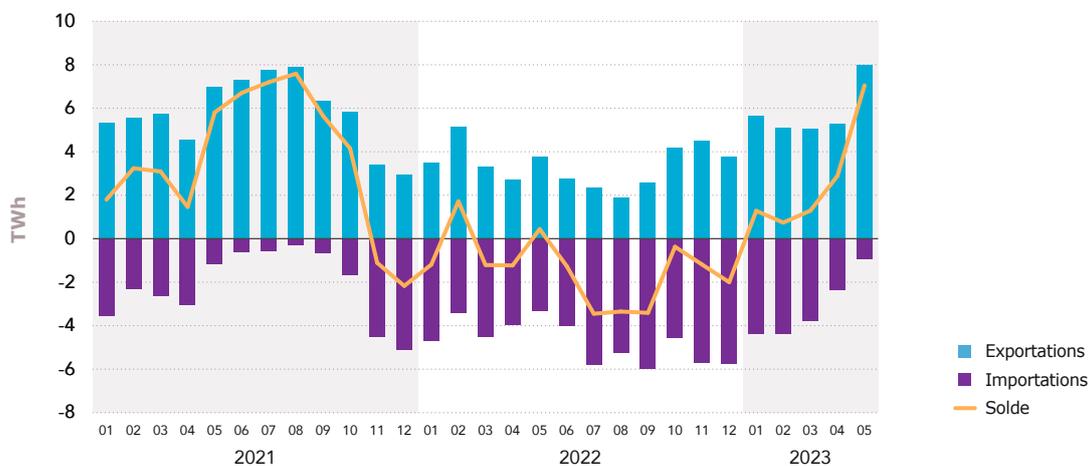


## PASSAGE DE L'ÉTÉ : PAS DE RISQUE IDENTIFIÉ POUR LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT EN ÉLECTRICITÉ

Après une année 2022 exceptionnelle marquée par de forts volumes d'importations et un hiver sous vigilance renforcée du fait des impacts de la crise énergétique et de la faible disponibilité du parc nucléaire, la France a retrouvé une position exportatrice depuis le début de l'année 2023.

Cette situation devrait se prolonger durant l'été 2023, avec des marges plus favorables du point de vue du système électrique français.

Figure 4 Importations et exportations d'électricité en France depuis/vers les pays voisins



## Équilibre offre-demande

**Pour l'été 2023, il n'existe pas d'inquiétude particulière en matière de sécurité d'approvisionnement : le système électrique apparaît en mesure de faire face aux besoins y compris en cas de canicule et de sécheresse.**

Les principaux déterminants d'équilibre offre-demande présentés précédemment sont en effet plus favorables qu'à l'été dernier.

Même en intégrant des prudences sur le niveau de disponibilité du parc nucléaire ainsi que sur la poursuite des diminutions de consommation, les analyses menées par RTE n'identifient pas de risque de déséquilibre entre l'offre et la demande dans une analyse probabiliste.

La France devrait conserver une position exportatrice en moyenne sur l'été, le niveau de production disponible se situant globalement au-dessus des niveaux de consommation projetés.

En complément de l'analyse probabiliste réalisée classiquement (simulations sur un très grand nombre de configurations météorologiques et d'aléas sur les moyens de production), RTE procède à des analyses déterministes selon une logique de stress test.

Dans une situation très dégradée combinant canicule et sécheresse, la disponibilité de la production pourrait être réduite de l'ordre de 8 GW à 15 GW (thermique, nucléaire et hydraulique), notamment du fait de contraintes environnementales réglementaires limitant le fonctionnement des réacteurs nucléaires, tandis que les niveaux de consommation seraient plus élevés du fait d'une utilisation plus importante de la climatisation. Dans une telle configuration, l'équilibre offre-demande serait

alors plus contraint et nécessiterait de recourir aux importations d'électricité, à hauteur de 8 GW environ. Ces niveaux sont compatibles avec les capacités d'interconnexion aux frontières et avec l'équilibre offre-demande anticipé dans les pays voisins pour l'été.

L'absence de tension sur l'équilibre offre-demande pour les prochains mois se traduit également sur le plan économique : les prix de l'électricité sur le marché à terme pour le 3<sup>e</sup> trimestre 2023 ont baissé comparativement au même produit livré l'année dernière et reflètent correctement les fondamentaux du système électrique. Les prix de marché restent toutefois à des niveaux significativement plus élevés qu'avant-crise, notamment du fait de prix du gaz durablement plus hauts.

**RTE n'identifie donc pas d'alerte sur l'équilibre offre-demande en électricité pour l'été 2023 mais reste mobilisé et vigilant en cas de canicule et de sécheresse.**

Ce diagnostic dépend néanmoins de la poursuite des efforts engagés en matière d'économie d'énergie et de maximisation de la production du parc nucléaire. Le plan de sobriété présenté par le Gouvernement le 20 juin 2023 est ainsi important à double titre :

- ▶ d'une part, la maîtrise de la consommation permet de réduire les tensions sur le système électrique, qui peuvent intervenir l'été notamment du fait de la sécheresse ou lors de canicules ;
- ▶ d'autre part, comme l'an passé, il convient d'économiser les stocks hydrauliques et gaziers durant l'été afin de pouvoir en disposer au maximum lors de l'hiver. Ceci implique également de chercher à maximiser la production nucléaire y compris durant la période estivale.

## Équilibre local

---

La situation estivale, marquée par un niveau faible de consommation et de production nucléaire et une part plus importante des énergies renouvelables, fait apparaître des phénomènes de tensions hautes dans certaines zones du territoire, en particulier dans l'ouest et le sud-ouest de la France. Ces phénomènes peuvent nécessiter de mobiliser des leviers d'exploitation spécifiques de manière ponctuelle et localisée (limitation sur le transit de certaines lignes, schémas d'exploitation particuliers du réseau, mobilisation de moyens de production ou de flexibilité, etc.). A ce titre, des décalages du plan de production ont dû être activés au cours du printemps 2023.

L'été donne également lieu régulièrement à des situations d'abondance de production, lorsque les productions nucléaire et renouvelable sont

supérieures à la consommation, notamment les week-ends et jours fériés ou en milieu de journée au cœur de l'été. La gestion de ces situations est facilitée par la possibilité pour la France d'exporter tout ou partie des surplus (jusqu'à environ 15 GW d'export possible à l'été 2023) et par la modulation à la baisse des installations renouvelables (écrêtement lors des périodes de prix négatifs) et nucléaires. La modulation de la demande avec notamment le placement de la consommation lors des heures de forte production (par exemple, recharge du véhicule électrique ou du ballon d'eau chaude en milieu de journée lors du pic de production photovoltaïque) constitue une opportunité d'optimiser le fonctionnement du système électrique. Une évolution de la définition des plages tarifaires serait de nature à favoriser le développement de cette modulation.



## PERSPECTIVES POUR L'AUTOMNE ET L'HIVER : UNE SITUATION PLUS FAVORABLE QUE L'ANNÉE PASSÉE

### Pour l'automne

---

**L'analyse par RTE des principaux déterminants de l'équilibre offre-demande en électricité met en évidence une nette amélioration de la sécurité d'approvisionnement pour l'automne prochain.**

D'une part, comme évoqué précédemment, la disponibilité anticipée du parc de production français, notamment nucléaire, sera plus élevée que lors de l'année passée. La capacité disponible devrait en particulier s'élever autour de 35 à 40 GW sur une grande partie de l'automne, soit de l'ordre de 5 à 10 GW supérieure aux niveaux de l'année passée sur la même période. Ceci s'ajoute à la bonne tenue des stocks hydrauliques et gaziers et au développement de l'éolien et du solaire.

D'autre part, la consommation d'électricité devrait demeurer inférieure aux niveaux historiques à court terme, en particulier si le contexte économique reste dégradé.

**Pour l'automne 2023, contrairement à l'année dernière, il n'existe donc pas de risque spécifique.** Ceci marque un changement par rapport à l'automne 2022, qui présentait un profil de risque très atypique, du fait de la très faible disponibilité du parc français, de la nécessité d'économiser la ressource hydraulique en vue de l'hiver, et des tensions sur le gaz, alors maximales.

### Pour l'hiver

---

**Pour l'hiver 2023-2024, la situation est significativement plus favorable que celle initialement envisagée pour l'hiver dernier, sans être néanmoins nominale. Le profil de risque se rapproche de celui de l'hiver 2021-2022.**

Ce diagnostic plus favorable est conditionné à plusieurs paramètres, dont deux essentiels : (i) la poursuite des efforts d'économies d'énergie

au cours de l'hiver, (ii) la confirmation de l'amélioration du niveau de disponibilité des centrales nucléaires.

L'analyse de l'hiver sera affinée à l'automne en fonction de l'évolution des principaux déterminants, notamment la tenue des plannings d'arrêts des réacteurs nucléaires pour maintenances et réparations.



## LES PRIX DES MARCHÉS À TERME INTÈGRENT À NOUVEAU UNE PRIME DE RISQUE QUI SEMBLE DISPROPORTIONNÉE PAR RAPPORT AUX RISQUES EFFECTIFS SUR L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE POUR L'HIVER PROCHAIN

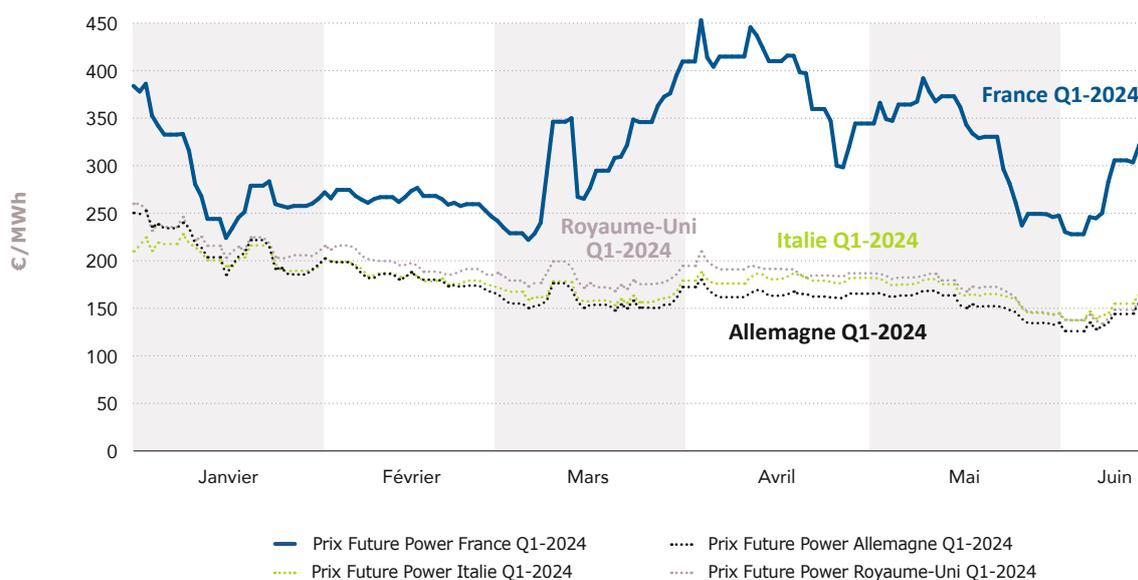
La principale répercussion de la crise énergétique ne porte pas sur l'approvisionnement physique des consommateurs (si le risque était élevé l'an passé, il ne portait au plus que sur quelques pourcents de la consommation, durant quelques heures de certains jours) mais sur les prix.

**Du point de vue des anticipations de prix de l'électricité, la situation sur les marchés à terme reste complexe, malgré une situation structurellement favorable au système**

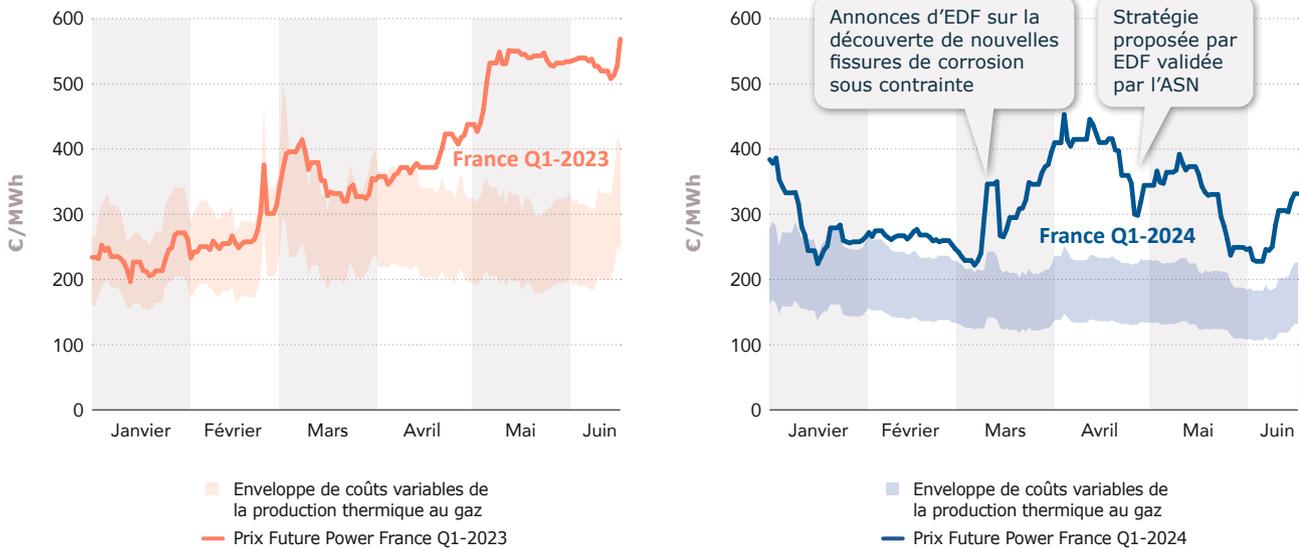
**électrique français doté de moyens aux coûts variables faibles. Les prix à terme en France continuent ainsi d'évoluer dans des niveaux nettement supérieurs à ceux observés dans les pays voisins et semblent donc intégrer une prime de risque significative pour l'hiver prochain.**

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

**Figure 5** Évolution des prix à terme pour le 1<sup>er</sup> trimestre 2024 en base dans plusieurs pays européens



**Figure 6** Évolution des prix à terme en France pour le premier trimestre 2023 en base (à gauche) et pour le premier trimestre 2024 en base (à droite) à partir du 1<sup>er</sup> janvier précédant l'année de livraison  
 Source : EEX, calculs : RTE



livraison considérée. Dans un régime de fonctionnement normal du marché, les prix observés sur les marchés à terme devraient théoriquement se situer dans l'intervalle des coûts des moyens de production thermiques susceptibles d'être appelés pour couvrir la demande et de constituer les moyens « marginaux ». Ainsi, toutes choses étant égales par ailleurs, une baisse des prix sur les commodités est normalement directement retranscrite dans les prix à terme de l'électricité à la maturité équivalente.

**Malgré une baisse du prix du gaz observée au cours des derniers mois (autour de 40 à 50 €/MWh pour l'hiver prochain contre environ 200 €/MWh à la même époque l'année dernière), les prix de l'électricité en France anticipés pour l'hiver prochain, en particulier pour le 1<sup>er</sup> trimestre 2024, demeurent à des niveaux très supérieurs aux fondamentaux de coûts des moyens de production thermiques.** À titre d'exemple, les niveaux de prix anticipés pour le 1<sup>er</sup> trimestre 2024 sont depuis le printemps dernier structurellement au-dessus

des fondamentaux et se situent, actuellement à environ 100 €/MWh au-dessus de l'intervalle des coûts des moyens thermiques. La même situation avait été observée l'année dernière à la même période pour les prix qui étaient anticipés pour le 1<sup>er</sup> trimestre 2023.

Début 2023, du fait de l'amélioration de la situation et du maintien de l'équilibre offre-demande pendant la partie la plus risquée de l'hiver, les prix de l'électricité pour livraison au 1<sup>er</sup> trimestre 2024 (produit Q1-2024 *baseload*) ont baissé et se sont situés à proximité de la meilleure anticipation de la formation du prix sur le marché spot sur cette période.

En mars, à la suite des annonces d'EDF sur la découverte de nouvelles fissures sur les réacteurs nucléaires, les prix à terme ont atteint des niveaux très supérieurs aux fondamentaux du fonctionnement du système électrique, jusqu'à 400 €/MWh environ. Pour autant, cette augmentation ne reflète nullement une augmentation directe du prix des commodités.

Depuis la validation de l'ASN de la stratégie proposée par EDF de révision de son planning de maintenance et de la faible incidence sur la prévision de disponibilité pour l'hiver prochain, les prix ont de nouveau baissé. Ils sont désormais inférieurs aux prix observés en 2022 à la même période mais continuent de s'éloigner des fondamentaux, de 100 €/MWh environ.

**En conséquence, il apparaît que les niveaux de prix anticipés pour l'hiver prochain continuent d'intégrer une prime de risque élevée et/ou une anticipation de déséquilibre important au cours de l'hiver prochain (plusieurs dizaines d'heures), quand bien même l'analyse présentée des principaux déterminants met en évidence une nette amélioration de la sécurité d'approvisionnement.**

D'autres facteurs, tels que la liquidité limitée sur le marché à terme français, induite par la baisse du productible nucléaire suite à la détection de la corrosion sous contrainte, pourrait contribuer à renforcer cet écart.

Outre des enjeux de réforme structurelle des marchés de l'électricité discutés au niveau européen, cette situation de prix élevés pose de forts enjeux de confiance pour les acteurs dans les marchés de l'électricité, en particulier dans un contexte de décarbonation et d'électrification massive.





Le réseau  
de transport  
d'électricité

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