RÉACTUALISATION DES PERSPECTIVES POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

POUR L'AUTOMNE ET L'HIVER 2022-2023
(NOVEMBRE 2022)

SYNTHÈSE

RTE a publié le 14 septembre 2022[1] une première analyse des perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023, suivi d'une actualisation le 18 octobre dernier[2].

Dans un contexte en forte évolution, RTE a mis en place un dispositif dynamique et renforcé d'information sur la sécurité d'approvisionnement qui permet ainsi de formuler un diagnostic de meilleure qualité, mois par mois, en se basant sur des hypothèses de production et de consommation réactualisées, notamment avec des prévisions météorologiques récentes.

L'analyse de septembre 2022 avait présenté trois scénarios pour l'hiver (intermédiaire, haut, dégradé), qui se démarquaient en fonction de la disponibilité des réacteurs nucléaires en France et du gaz en Europe, ainsi qu'une variante intégrant des effets rapides et conséquents du plan sobriété. Le panorama d'ensemble avait conduit à placer la sécurité d'approvisionnement électrique sous forte vigilance, et ce dès l'automne (ce qui constituait une situation exceptionnelle).

Cette note réactualise et précise l'analyse de septembre 2022 en particulier pour les quatre prochaines semaines, à savoir de mi-novembre à mi-décembre 2022. Cette période concentrait, de manière atypique, une partie importante des risques pour le système électrique. Elle apparaît aujourd'hui peu risquée pour la fin du mois de novembre, et moyennement risqué pour début décembre, du fait des prévisions météorologiques et plus généralement du niveau de la consommation.

L'évolution des différents paramètres conduit également à actualiser (par rapport à la vision d'ensemble présentée en septembre) certaines hypothèses pour le reste de la période hivernale, avec un recul plus important qu'il y a deux mois. **Il en résulte en particulier une réévaluation à la baisse de la prévision de consommation d'électricité d'une part, et également à la baisse de celle de production nucléaire d'autre part.** Ces deux effets se compensent dans l'ensemble, ce qui conduit à ne pas modifier l'évaluation quantitative du risque pour la sécurité d'approvisionnement en électricité. **La probabilité d'activation du signal Ecowatt rouge demeure donc identique à celle du scénario central présenté le 14 septembre 2022.** Les risques se répartissent de manière différente selon les périodes : la situation apparaît moins risquée en décembre et à partir de fin février, mais le mois de janvier concentre à présent davantage de risque que dans l'analyse antérieure.

1. https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-09/Analyse%20passage%20hiver%202022-2023.pdf
2. https://assets.rte-france.com/prod/public/2022-10/Analyse-passage-hiver-2022-2023-actualisation-18octobre.pdf

Le diagnostic réactualisé se fonde sur différents paramètres :

- **La consommation d'électricité à température normale (retraitée des conditions météorologiques) apparaît clairement plus faible que les années précédentes, et ceci devrait demeurer le cas durant l'hiver.** Par rapport à la moyenne 2014-2019 (référence antérieure à la crise sanitaire), la baisse de consommation atteint 5 à 7 % sur la période s'étendant de début octobre à mi-novembre, soit une accentuation de l'effet par rapport au mois de septembre.

  Cette diminution est de nature structurelle. Elle ne résulte pas des effets météorologiques, qui sont retraités dans toutes les analyses de RTE.

  La baisse de la consommation concerne majoritairement le secteur industriel, notamment sous l'effet de l'augmentation des prix de l'énergie. Un effet baissier est également perceptible dans le secteur résidentiel (et dans une moindre mesure tertiaire), mais devra être confirmé dans les prochaines semaines au fur et à mesure que les températures baisseront.

  Cette tendance baissière réduit le risque sur la sécurité d'approvisionnement, toutes choses étant égales par ailleurs, pour l'hiver.

- **Comme anticipé lors du dernier bulletin de situation le 18 octobre dernier, la disponibilité du parc nucléaire est aujourd'hui légèrement inférieure à la prévision centrale de RTE de début septembre. Cette situation résulte de retards dans les travaux de maintenance courante au cours des dernières semaines, et non du programme de contrôle et réparation lié à la corrosion sous contrainte (CSC). Pour la suite de l'hiver, les dernières informations conduisent à réviser à la baisse la prévision de disponibilité du parc nucléaire. La disponibilité du parc devrait ainsi être inférieure à la prévision initiale de RTE au cours du mois de décembre et atteindre de l'ordre de 40 GW au début du mois de janvier.** Deux horizons de temps peuvent être distingués :

  - Au cours des prochaines semaines, l'écart par rapport au scénario central de RTE est modéré, avec un retard de l'ordre de deux semaines par rapport à la vision datant de début septembre. Cette situation résulte des mouvements sociaux ayant mis à l'arrêt les travaux de rechargement durant le mois d'octobre, et de retards ou d'aléas techniques dans la maintenance courante sur certains sites. Elle n'est pas attribuable aux travaux liés à la corrosion sous contrainte, qui se déroulent correctement (deux réacteurs ayant fait l'objet de réparation ont déjà été remis en service – dont un de manière anticipée – et deux autres le seront de manière imminente). La remise en service de nombreux réacteurs est actuellement programmée au cours de la seconde partie du mois de novembre et de la première partie du mois de décembre.

  - Au cours du mois de janvier, l'écart avec la prévision initiale de RTE devrait être plus important (de l'ordre de 3 à 4 GW dans la vision probabiliste) : une disponibilité de l'ordre de 40 GW en tout début d'année 2023 semble ainsi envisageable. Les retards déjà accumulés sur certains réacteurs rendent en effet improbable, même si toujours possible, l'atteinte d'une disponibilité de 45 GW à cette période (cela dépendra du bon degré d'avancement des travaux sur la CSC et de la fin des activités de maintenance sur

les réacteurs du palier N4, qui auront été à l'arrêt pendant plus d'un an).

- **Alors que la sécheresse avait fortement dégradé la constitution des stocks hydrauliques au cours de l'été, ces derniers ont retrouvé au cours des dernières semaines des niveaux de remplissage satisfaisants, proches des niveaux historiquement observés.** Le bon niveau de remplissage des barrages résulte d'une gestion prudente par les exploitants et des conditions climatiques chaudes qui ont réduit la consommation électrique. Il s'agit d'un facteur positif, qui permet d'aborder plus sereinement la suite de l'hiver.

- **Le remplissage des stocks de gaz en France et en Europe a atteint des niveaux extrêmement élevés du fait d'un début d'automne peu rigoureux et d'une réduction de la consommation de gaz.** Les centrales à gaz ne courent donc pas de risque d'être empêchées de fonctionner au cours des prochaines semaines.

- **Le fonctionnement des échanges d'électricité via les interconnexions se déroule de manière satisfaisante** (le bilan des échanges est quasiment équilibré sur les quatre dernières semaines). À compter de mi-novembre, le renforcement de la capacité physique d'échange avec la Belgique et l'augmentation par les gestionnaires de réseau allemands des capacités offertes aux échanges sur les interconnexions existantes conduisent à augmenter le potentiel d'import, et donc à renforcer la sécurité d'approvisionnement.

Ces différents éléments conduisent à maintenir inchangée l'analyse quantitative du risque, avec désormais une attention particulière portée sur le mois de janvier.

Enfin, **les prix de l'électricité sur les marchés à terme pour le début de l'année 2023 intègrent toujours une prime de risque disproportionnée par rapport aux fondamentaux de l'équilibre offre-demande,** et ce malgré une diminution des prix à terme reflétant majoritairement une baisse de tension sur les marchés gaziers. Cette prime de risque est spécifique à la France et résulte d'anticipations très défavorables sur l'équilibre offre-demande, dans un contexte de faible confiance des acteurs envers les durées d'indisponibilités publiées sur les registres de transparence. Ce type d'anticipations était déjà à l'œuvre à l'été, ce qui avait conduit à une forte augmentation des prix à terme pour le quatrième trimestre 2022 : ces types de prix n'ont pour l'instant pas été confirmés depuis sur les marchés spot, où les prix de l'électricité ont baissé depuis l'été, dans le sillage de ceux du gaz, du fait des conditions météorologiques et de la diminution structurelle de la consommation. Pour le premier trimestre 2023, RTE confirme que les niveaux actuels des prix à terme correspondent à des niveaux de défaillances qui excèdent largement les résultats de l'analyse probabiliste. La publication par RTE d'une prévision de la disponibilité du nucléaire vise à permettre aux acteurs économiques de valoriser de manière adéquate le risque sur la sécurité d'approvisionnement dans leurs achats/ventes sur les marchés.

Ces niveaux de prix sur les marchés génèrent de fortes tensions sur le marché de détail, sur les finances publiques et sur l'économie en général. Pour pallier ces effets, **des mesures d'urgence ont été adoptées au niveau européen et dans les différents pays.** À plus long terme, des mesures plus structurelles semblent nécessaires pour retrouver des niveaux de prix conformes aux fondamentaux du système électrique.

Évolution détaillée des principaux déterminants de l'équilibre offre-demande depuis la dernière analyse de la sécurité d'alimentation

Consommation

Après avoir été relativement stable durant le premier semestre de 2022 et proche des niveaux d'avant la crise sanitaire (inférieure de l'ordre de 1 à 2%), la consommation d'électricité connait une baisse depuis la fin de l'été.

La diminution de la consommation d'électricité corrigée des aléas météorologiques peut aujourd'hui être estimée de l'ordre de 5 à 7% par rapport à son niveau de 2019, avant crise sanitaire.

Depuis la mi-octobre, RTE publie un indicateur hebdomadaire sur la consommation française, corrigée des variations météorologiques, et donc à même de permettre un suivi de l'évolution de la consommation structurelle d'électricité en France[3]. Il permet de constater que la baisse de consommation observée en septembre tend à se pérenniser, avec des niveaux de consommation en recul de l'ordre de 3 GW à 4 GW par rapport au niveau d'avant crise sanitaire.

Ces chiffres doivent être considérés avec prudence compte tenu des fortes anomalies de température à la hausse observées au cours du mois d'octobre (+3,5°C au-dessus des normales de saison et jusqu'à +7°C) qui rendent difficile la correction climatique et devront en outre être consolidés sur la base des données exhaustives de comptage. Néanmoins, **la tendance baissière de la consommation se confirme, voire s'accentue,** dans des proportions qui restent à affiner pour fixer une tendance pour la suite cet hiver.

Le phénomène baissier touche en premier lieu l'industrie (entre -11% et -13% pour les grands sites industriels raccordés au réseau public de transport). Près de la moitié de cette baisse est portée par le secteur de la chimie, bien que la métallurgie et la sidérurgie, secteurs à forte intensité énergétique, sont également concernées. Elle s'explique par le ralentissement économique observé en Europe du fait de la persistance de prix de l'énergie élevés qui ont conduit certaines usines à arrêter ou modérer leur activité. En effet, les factures des consommateurs, qui ne sont pas protégés par des mesures d'aide (dont bouclier tarifaire) ont fortement augmenté. Le mouvement baissier sur l'industrie pourrait se poursuivre dans des proportions encore difficiles à évaluer, notamment au fur et à mesure que les consommateurs basculeront sur de nouveaux contrats de fourniture pour 2023, souscrits sur la base de prix de marché observés en 2022 et donc plus élevés. Les pouvoirs publics ont réaffirmé leur intention de soutenir les collectivités et les petites et moyennes entreprises et de protéger le tissu économique durant la période la plus exposée.

La diminution de la consommation touche aussi, dans des proportions qui demeurent à affiner par activités, les secteurs tertiaire et résidentiel. D'une part, la consommation dédiée au chauffage n'a été, à date, que partiellement observée compte tenu des conditions climatiques particulièrement chaudes constatées ces dernières semaines, alors qu'elle constitue le premier poste de consommation lors des situations de tension. D'autre part, il est particulièrement

3. https://www.rte-france.com/synthese-hebdomadaire-consommation-electrique-francaise

difficile d'anticiper l'évolution de la consommation de ces secteurs puisqu'une large partie de ces consommateurs est protégée des évolutions de prix de l'énergie par le « bouclier tarifaire » mis en place en 2021 et prolongé sur l'année 2023. Cependant la pression inflationniste globale des derniers mois pèse sur les budgets des ménages qui peuvent être amenés en conséquence à réduire leur consommation d'énergie.

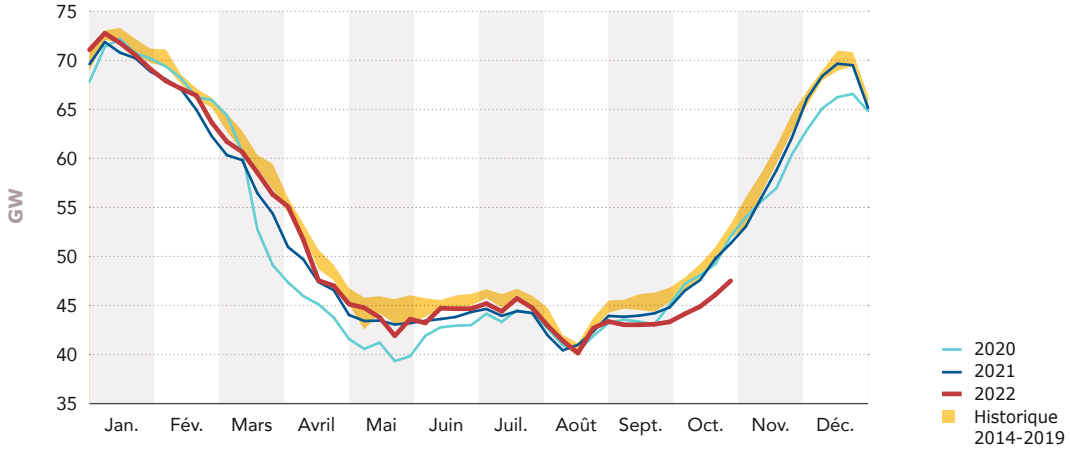
Au-delà de l'« effet prix », le « plan sobriété » annoncé par le Gouvernement est également de nature à conduire à une réduction de la demande énergétique, et donc d'électricité. Il est cependant encore difficile de distinguer l'effet des propositions présentées début octobre. L'analyse quantifiée des principales actions de réduction de la consommation a été présentée par RTE dans le rapport du 14 septembre 2022.

Depuis début novembre, le décalage du chauffage des ballons d'eau chaude sanitaire des heures creuses méridiennes (entre 12 h à 14 h) vers le creux de nuit a été entièrement réalisé par Enedis auprès des 4,3 millions de consommateurs concernés ayant souscrit à un tarif du type « heures pleines/heures creuses » incluant une plage horaire entre 12 h et 14 h.

Pour les consommateurs concernés, cette mesure, en vigueur depuis le 15 octobre 2022 et qui le restera jusqu'au 15 avril 2023, n'a pas d'impact sur les autres usages électriques entre 12 h et 14 h. Ces consommateurs continuent ainsi à bénéficier du tarif heures creuses pour ces usages. Elle est globalement sans impact sur leur confort, car le chauffage des ballons d'eau chaude pendant les six autres heures creuses suffit à ce qu'ils soient totalement rechargés chaque jour.

Cette mesure a en revanche pour conséquence une modification structurelle de la courbe de charge avec une baisse pouvant atteindre 2,4 GW à 12 h 30, venant raccourcir le plateau du matin. La consommation des ballons concernés par la mesure est déplacée majoritairement pendant le cœur de nuit, dans une période de faible tension pour le système électrique.

Figure 1 Puissance appelée en moyenne hebdomadaire[4], retraitée des conditions météorologiques



4. 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.

Nucléaire

Analyse globale

La disponibilité du parc nucléaire français constitue, pour les prochains mois, le facteur clé de la sécurité d'alimentation en France. Le rythme de remise en service des réacteurs actuellement à l'arrêt (dans le cadre des maintenances programmées ou du programme spécifique à la surveillance et la réparation du défaut de corrosion sous contrainte – CSC) est donc crucial.

RTE a publié, début septembre, une prévision de disponibilité du parc nucléaire fondée sur une analyse statistique des durées d'arrêt et l'application de prudences spécifiques pour les réacteurs affectés par la CSC (courbe rouge – vision centrale). Selon cette projection, l'espérance de disponibilité du parc serait supérieure à 30 GW mi-novembre, puis légèrement inférieure à 40 GW début décembre, et culminerait légèrement au-dessus de 45 GW au cours du mois de janvier. Il apparaît que **la disponibilité du nucléaire entre mi-octobre et mi-novembre a continué de suivre la tendance anticipée par RTE (vision centrale) dans la publication du 14 septembre. Plus précisément, la disponibilité effective a légèrement oscillé autour de la tendance anticipée** et s'en est récemment écartée à la baisse notamment en conséquence du mouvement social du mois dernier sur certains sites. Dans la publication de mi-octobre, RTE avait conclu que son effet serait perceptible sur la disponibilité du parc au cours du mois de novembre, et avait alerté sur les conséquences importantes qu'emporterait une prolongation des grèves pour le reste de l'hiver. La résolution rapide du conflit social a permis d'écarter cette perspective mais un retard de l'ordre de deux semaines[5] a été accumulé sur plusieurs réacteurs par rapport aux plannings de retour anticipés par RTE en septembre.

Bien que la disponibilité réalisée se maintienne proche de la projection de RTE, il convient de noter que les marges prises par RTE ont été consommées sur un certain nombre de réacteurs. En effet, début novembre, EDF a procédé à une redéclaration importante des dates de retour des réacteurs nucléaires à court et long terme, conduisant à dépasser certaines prudences prises par RTE.

Pour la fin de l'automne et l'hiver, deux périodes peuvent être distinguées :

- Jusqu'à mi-décembre, les effets du mouvement social de cet automne vont se cumuler aux retards de maintenance courante (pris en compte dans les prudences appliquées par RTE en septembre). Un décalage des plannings de l'ordre de deux semaines en moyenne par rapport à la vision centrale de RTE publiée en septembre est à prévoir. Ceci conduira à une disponibilité moyenne en baisse d'un à deux gigawatt dès mi-novembre par rapport à la prévision RTE de septembre.
- À partir de mi-décembre et jusqu'à mi-février, l'écart à la vision probabiliste datant de mi-septembre sera plus prononcé. Sur le plan du *périmètre*, les contrôles menés sur certains réacteurs ont conduit, après avis de l'ASN, à prescrire des réparations complémentaires (Cattenom 1[6], Cattenom 3 et Penly 2). Sur le plan de la *durée des travaux,* (à périmètre constant), ceux-ci sont globalement conformes aux hypothèses retenues par RTE début septembre. À l'issue des travaux

5. Cela apparaît cohérent avec les baisses de production nucléaire, de l'ordre de 4 TWh, déclarées par EDF.
6. https://www.asn.fr/l-asn-informe/actualites/cattenom-deux-soudures-doivent-etre-reparees-avant-son-redemarrage

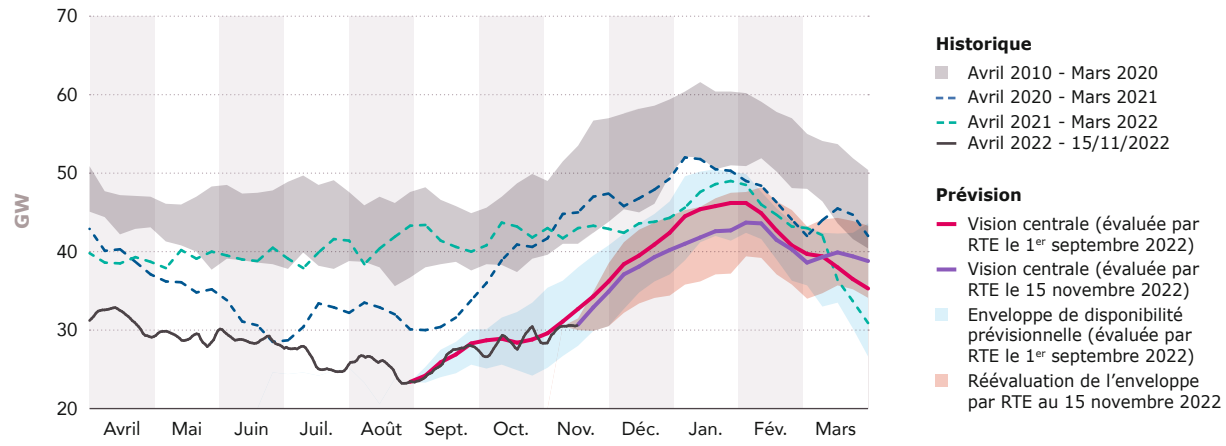
de réparation des tuyauteries concernées par la CSC, les réacteurs concernés doivent en outre achever leur programme de maintenance (notamment les visites décennales ou partielles engagées sur les réacteurs N4 ou ceux de Penly). Ceci conduit donc à revoir à la baisse la disponibilité sur les prochains mois, et notamment en janvier où elle s'établirait environ 3 GW en dessous de la prévision centrale de septembre.

RTE procède en conséquence à une révision de sa prévision de disponibilité du parc nucléaire pour les prochains mois.

Ceci se traduit par la publication d'une projection actualisée, qui intègre les impacts des mouvements sociaux de l'automne et de l'avancée des travaux de maintenance sur les réacteurs. Cette nouvelle projection conduirait à atteindre une disponibilité de l'ordre de 40 GW fin décembre/début janvier, puis à s'approcher des 45 GW (sans les atteindre) début février. Même si cette nouvelle projection reste dans l'enveloppe des trajectoires envisagées en septembre dernier, elle marque une dégradation de la disponibilité (de l'ordre de 3 GW en janvier) et conduit à une vigilance accrue pour la sécurité d'approvisionnement au cours du mois de janvier.

La nouvelle prévision de disponibilité est accompagnée d'une enveloppe traduisant les incertitudes qui y sont associées. De même qu'en septembre, cette projection conduit à une disponibilité très largement inférieure à celle qui résulte des dates de remise en service publiées par EDF sur la plateforme REMIT, lesquelles n'intègrent pas de traitement statistique des aléas probables et constituent donc une vision très souvent optimiste. Tous les acteurs du système peuvent comparer la disponibilité effective du

Figure 2 Disponibilité prévisionnelle du parc nucléaire sur le prochain hiver (en moyenne sur l'ensemble de la semaine), au 15 novembre 2022[7]



7. La disponibilité du parc nucléaire affichée ici est différente de la production nucléaire (disponible par exemple sur l'application éco2mix). L'écart s'explique notamment par la réservation d'une partie de la puissance disponible pour les services système, par des modulations du productible pour raisons économiques ou encore par des baisses de production suite aux mouvements sociaux. Par ailleurs, la disponibilité réalisée depuis avril 2022 est à présent lissée sur 7 jours.

parc nucléaire avec la projection datée de septembre et celle actualisée de novembre. Ceci constitue un outil de transparence qui permet à chacun d'évaluer le bon avancement du programme de remise en service des réacteurs. RTE rappelle que le suivi « mécanique » de la disponibilité du parc nucléaire à partir des dates affichées sur la plateforme REMIT constitue *a contrario* un indicateur peu fiable.

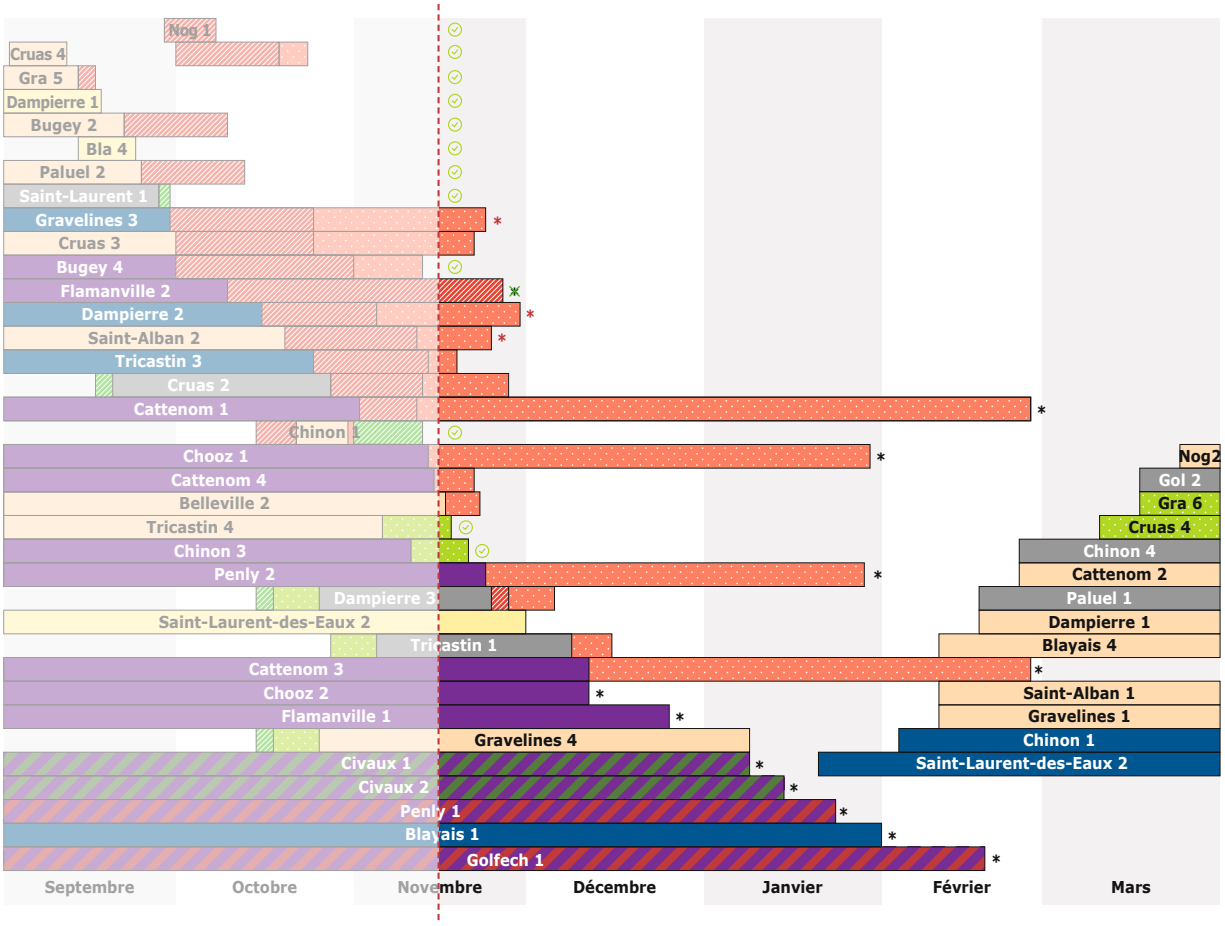
Analyse par réacteurs

L'analyse de septembre avait distingué les niveaux d'incertitudes selon les typologies d'arrêt (correspondant au cycle « naturel » de maintenance – rechargement, visite partielle, visite décennale –, ou en lien avec les contrôles de corrosion sous contrainte) et selon leur échéance (les retours prévus dans les prochains jours étant moins incertains que ceux pour la suite de l'année).

Depuis la publication du 18 octobre, sur les quinze retours de réacteurs déclarés sur la plateforme Transparence pour mi-novembre, cinq ont eu lieu. En effet, trois réacteurs en arrêt pour maintenance « habituelle » (simple rechargement, visite partielle) et deux réacteurs en arrêt pour inspection CSC se sont recouplés au réseau. Parmi les dix retours qui n'ont pas encore eu lieu, huit ont été reportés fin novembre/début décembre et deux ont été repoussés en 2023 (Cattenom 1 et Chooz 1). Au cours de cette même période, trois réacteurs se sont découplés du réseau pour cause de maintenance classique. Globalement, la disponibilité progresse ainsi modérément pour atteindre environ 31 GW à mi-novembre, soit plus de 10 GW en-dessous des minima historiques à cette période de l'année.

S'agissant de la CSC, les travaux ont été annoncés comme terminés sur Bugey 4, Cattenom 4, Chinon B3, Civaux 1 et Flamanville 2. Les réacteurs de Bugey 4 et Chinon 3 ont été recouplés au réseau (de manière anticipée pour ce dernier), ce qui constitue un signal positif sur la faculté à mener à bien les réparations nécessaires. Ce signal devra être confirmé, au cours des prochaines semaines, sur d'autres réacteurs concernés par les réparations.

Figure 3 Planning prévisionnel des arrêts du parc nucléaire pour l'hiver 2022-2023[8]
(source : plateforme de transparence européenne, au 15 novembre 2022, 11 h 00)



Évolution de la durée d'indisponibilité par rapport au 12/09
- à la hausse
- à la baisse

Évolution de la durée d'indisponibilité par rapport au 17/10
- à la hausse
- à la baisse

Visites décennales
- VD4 - 900 MW
- VD3 - 1 300 MW
- VD2 - 1 450 MW

Autres arrêts planifiés
- Arrêt pour simple rechargement
- Visite partielle ou autre
- Contrôles ou réparations en lien avec la CSC[9]
- Arrêt pour économie de combustible

Informations sur les arrêts données par l'exploitant sur la plateforme de transparence
- * Arrêt susceptible d'être allongé
- * Message supprimé depuis le 12/09
- * Message ajouté depuis le 12/09

- au 15/11 matin, la tranche est couplée au réseau électrique

8. Seuls les arrêts d'une durée prévue de plus d'une semaine sont représentés sur cette figure.
9. Certaines des centrales à l'arrêt pour contrôle CSC ne sont toutefois pas affectées par le phénomène.

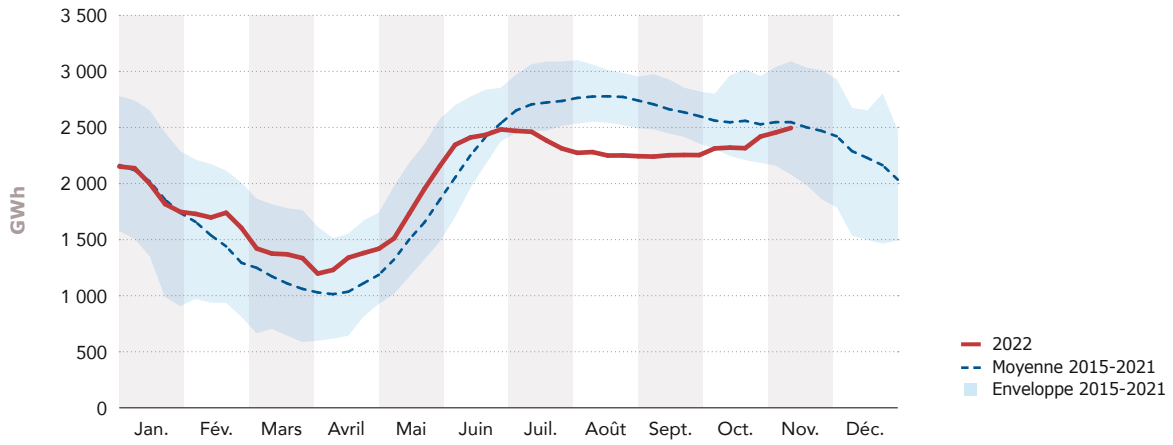
Hydraulique

La gestion prudente du stock hydraulique depuis le milieu de l'été conduit à améliorer la situation en retrouvant des niveaux connus, dans la moyenne des années précédentes. Il s'agit d'une inversion de tendance par rapport à l'été et le début de l'automne, où les stocks s'étaient établis à un niveau historiquement bas du fait d'une sécheresse exceptionnelle (jusqu'à -10% par rapport aux minimum des dernières années). Le remplissage des stocks a également été favorisé par les conditions climatiques du début d'automne, par des apports pluviométriques plus importants et des températures élevées conduisant à la moindre sollicitation des barrages pour assurer l'équilibre offre-demande. L'état des stocks diffère toutefois selon les régions, qui ont été plus ou moins marquées par la sécheresse.

Historiquement, lors des périodes intersaisonnières, les stocks hydrauliques peuvent connaître des évolutions très contrastées (hausse, baisse ou stagnation). Ainsi l'augmentation des stocks observée lors des dernières semaines pourrait tout aussi bien se poursuivre comme s'arrêter en fonction, principalement, de l'évolution des conditions climatiques.

Cette évolution favorable des stocks hydrauliques français crédibilise la capacité de la plupart des barrages français à produire cet hiver lors des pointes de consommation (et relâche les contraintes de production en dehors). Si certaines installations pourraient être particulièrement contraintes par la pénurie d'eau, d'autres bénéficieront à l'inverse d'aménagements réglementaires (par exemple la vallée de la Durance et du Rhin) ou de reports de maintenance qui permettront de maximiser la puissance disponible au cœur de l'hiver.

Figure 4 Évolution du stock hydraulique («énergie de tête»)



Gaz

La crise dans le secteur du gaz a une profonde influence 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). Ces répercussions sont de nature physique (inquiétudes sur la disponibilité du gaz) et économique (le prix du gaz entraîne à la hausse celui de l'électricité).

À court terme, la situation physique dans le secteur gazier que ce soit en énergie pour l'ensemble de l'hiver ou en puissance lors des vagues de froid ne constitue cependant pas de motif d'inquiétude pour l'approvisionnement électrique.

Depuis fin octobre, les stockages de gaz sont désormais pleins en France, favorisé par les conditions climatiques chaudes et les baisses de consommation. Ainsi, en ce début d'automne, la campagne de soutirage des stockages n'a pas encore débuté.

À l'échelle du continent, un remplissage quasi-complet des stockages est observé, de l'ordre de 95 %, en particulier en l'Europe de l'Ouest – au 15 novembre, 100 % en Allemagne, 95 % en Italie ou encore 92 % au Pays-Bas.

Sur l'approvisionnement des prochains mois, les sources d'import se diversifient de manière croissante de sorte à remplacer les importations depuis la Russie[10], ce qui implique une forte augmentation des livraisons de GNL et une redirection des flux au sein du continent européen. À ce titre, la mise en fonctionnement d'un flux de gaz de la France vers l'Allemagne (jusqu'à 100 GWh/j) renforce la sécurité d'approvisionnement européenne et devrait permettre en contrepartie à la France de profiter pleinement des importations d'électricité depuis l'Allemagne.

Les analyses présentées par GRTgaz le 14 septembre[11] ont montré que la France peut être concernée par un déficit de gaz en cas d'hiver froid, en particulier lors des périodes de pics de consommation concentrées sur une ou plusieurs journées, si elles surviennent en deuxième partie d'hiver. **Compte tenu des niveaux de remplissage observés et de l'approvisionnement en gaz du continent, les inquiétudes portent désormais moins sur la première partie de l'hiver mais plutôt sur la seconde (notamment février et mars), et surtout sur l'hiver 2023-2024.**

10. Même avec des stockages remplis en début d'hiver, l'Europe doit importer en continu durant les mois d'hiver pour garantir son approvisionnement
11. https://www.grtgaz.com/medias/communiques-de-presse/perspectives-systeme-gazier-hiver-2022

Autres déterminants du système électrique

Les énergies renouvelables contribuent largement à la sécurité d'approvisionnement.

S'agissant de l'éolien, après des conditions climatiques peu favorables en septembre, le facteur de charge a largement augmenté en octobre et s'est trouvé, lors de ces dernières semaines, supérieur à la moyenne historique. Dans un contexte de consommation basse, cela a participé à rétablir une situation import/export de la France proche de l'équilibre après plusieurs mois d'imports très prononcés.

Les capacités de production renouvelables évoluent selon le rythme anticipé. La bonne tenue du planning de mise en fonctionnement du parc éolien en mer au large de Saint-Nazaire constitue par exemple une contribution concrète à la sécurité d'approvisionnement. Le projet de loi visant à accélérer le développement des énergies renouvelables, adopté en première lecture au Sénat début novembre, est de nature à produire des effets pour les prochains hivers.

En ce qui concerne les capacités thermiques, la loi portant sur les mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat avait prévu la remise en service de la centrale au charbon Emile-Huchet de Saint-Avold à partir du 1er octobre. Cette centrale a effectivement produit de l'électricité ces derniers jours et sera bien disponible pour la suite de l'hiver. La centrale de Cordemais est en partie disponible (une unité sur deux, la seconde devant être recouplée fin novembre), ce qui porte la capacité de production à base de charbon, pour l'hiver à venir, à près de 1,8 GW.

Concernant les interconnexions, la mise en service à mi-puissance de la nouvelle ligne Savoie-Piemont début novembre permet d'augmenter la capacité technique d'échange avec l'Italie. Dans le même temps, la capacité d'échange avec la zone CORE se voit renforcée avec la mise en service début novembre de la liaison 400 kV Avelin Avelgem 2 et l'augmentation par les gestionnaires de réseau allemands des capacités d'échange sur les liens transfrontaliers. Cela vient confirmer la possibilité d'atteindre un maximum historique de capacité d'import pour l'hiver 2022-2023. À noter toutefois que le retour complet du deuxième bipôle de la liaison IFA 2000 avec la Grande-Bretagne, soit 1 GW, a été décalé d'un mois et est désormais prévu pour mi-janvier.

Au niveau européen, l'ENTSOE a communiqué les premiers résultats de son analyse du « Passage de l'hiver » (Winter Outlook), avec une publication du rapport final attendue pour le 1er décembre. Les résultats obtenus par l'ENTSOE sont en ligne avec les analyses de RTE pour la France et confirment les évolutions de parc pour les pays voisins, en particulier en Allemagne, avec le maintien en activité des trois dernières centrales nucléaires au premier trimestre 2023 et la remise en service sur le marché de plusieurs centrales au charbon.

12. https://www.rte-france.com/actualites/mise-service-partielle-interconnexion-electrique-france-italie-savoie-piemont

Diagnostic réactualisé

Analyses sur la sécurité d'approvisionnement

Parmi les principaux déterminants de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité, la consommation d'électricité et la disponibilité du parc nucléaire ayant évolué depuis mi-octobre, **RTE actualise son diagnostic de sécurité d'approvisionnement pour les prochains mois.**

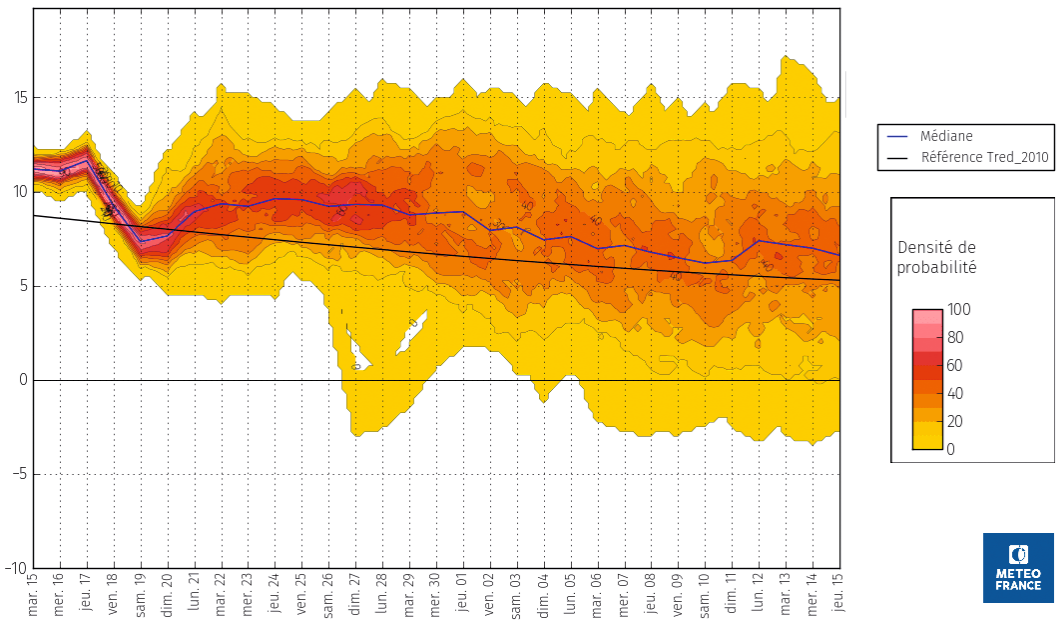
Vu de septembre, deux périodes apparaissaient particulièrement à risque : fin-novembre - début décembre et le mois de janvier, puisqu'elles concentraient une large partie des recours probables aux moyens de sauvegarde.

Pour la fin de l'année 2022

Pour les prochaines semaines, le maintien d'une baisse de consommation aux niveaux observés depuis septembre devrait contrebalancer le retard sur le planning de retour des réacteurs nucléaires anticipé par RTE en septembre dernier.

Cette analyse statistique peut être complétée par une analyse plus déterministe sur la base des dernières prévisions météorologiques (datant du 14 novembre). Celles-ci conduisent à considérer comme peu probable la survenue d'épisodes météorologiques très froids.

Figure 5 Prévisions de température moyenne France du 15 novembre au 15 décembre 2022
(source : Météo-France), en date du 14 novembre 2022



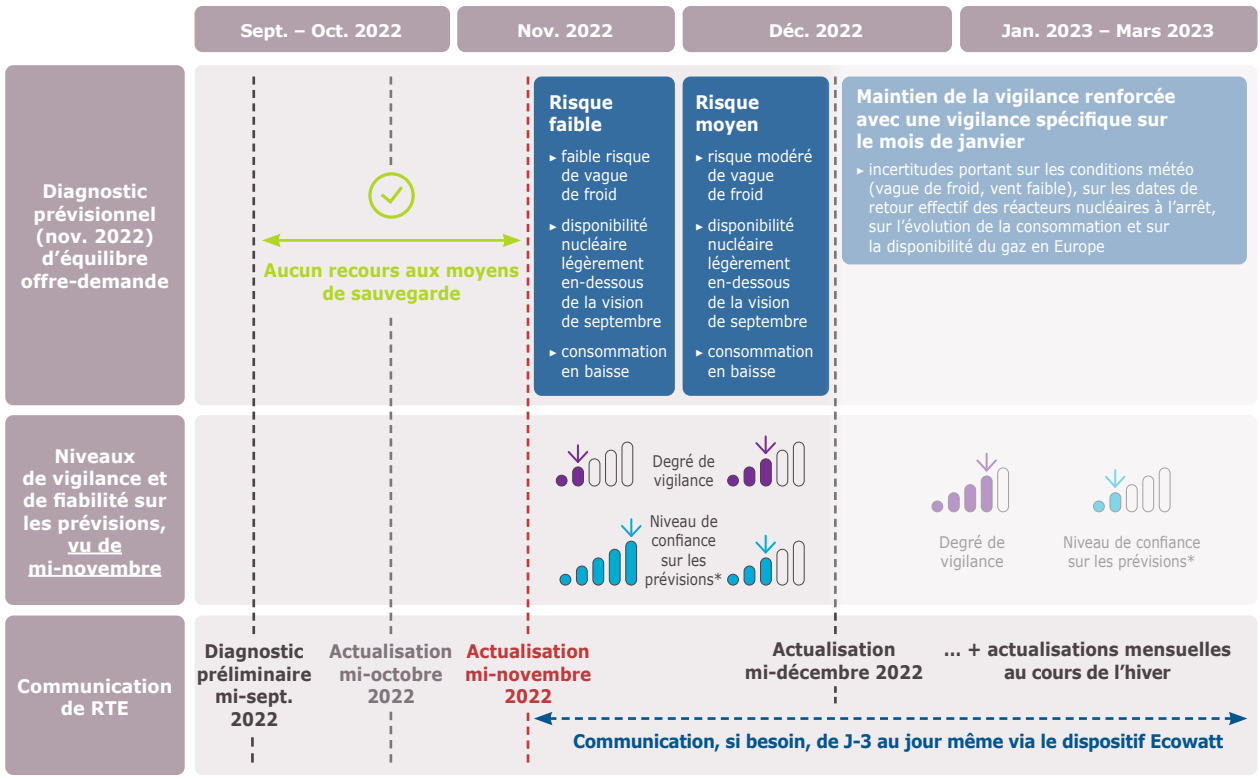
La diminution du risque de vague de froid dans les prochaines semaines cumulée avec la baisse structurelle de la consommation réduit les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande par rapport au diagnostic établi en septembre. Ainsi le recours au dispositif Ecowatt (et en particulier au signal d'alerte rouge) apparait peu probable pour la fin du mois de novembre. Pour début décembre, le risque sera moyen, et restera dépendant de l'évolution de la situation météorologique et des nombreux retours d'arrêt de réacteurs nucléaires qui sont attendus d'ici là.

Pour la suite de l'hiver

Au cœur de l'hiver, les baisses de consommation anticipées, notamment du secteur industriel, ne sont pas de nature à compenser la baisse prévisible de la production nucléaire. Le risque de recours au dispositif Ecowatt (et en particulier au signal d'alerte rouge) apparaît donc élevé sur le mois de janvier mais dépendra largement des conditions climatiques et de la possible survenue d'une vague de froid même modérée.

À partir de fin février, les éléments disponibles à date sur le parc de production pourraient conduire à une amélioration de la sécurité d'approvisionnement. L'incertitude sur

Figure 6 Évolution du risque sur l'équilibre offre-demande au cours de l'hiver



* Le niveau de confiance sur les prévisions dépend du degré global d'incertitudes sur les informations disponibles mi-novembre. Ces incertitudes portent principalement sur les prévisions météorologiques, la disponibilité du parc nucléaire en France et le niveau de consommation d'électricité.

l'avancée des travaux et la maintenance sur le parc nucléaire demeure néanmoins élevée à cette échéance. Outre ces deux facteurs fondamentaux, les risques de déséquilibre entre l'offre et la demande dépendront également des conditions météorologiques ainsi que de la disponibilité du gaz en Europe.

L'évolution de la situation continuera à faire l'objet d'analyses progressives au cours de l'hiver au travers des prochaines réactualisations mensuelles du diagnostic.

Analyses sur les prix de marchés

Comme détaillée dans les publications précédentes, l'analyse des fondamentaux permet de décrire le comportement du marché spot d'électricité mais pas d'expliquer complètement les prix observés sur les marchés à terme. **RTE considère toujours que les prix à terme, notamment pour le premier trimestre 2023, intègrent une prime de risque excessive par rapport aux possibles utilisations des moyens de sauvegarde.** Les baisses actuelles des prix à terme, lors de l'approche de la période de livraison, traduisent néanmoins un retour aux fondamentaux et une réduction de l'écart par rapport aux anticipations de RTE.

Marché spot journalier

Dans le sillage du prix spot du gaz, **le prix spot de l'électricité a connu une baisse significative** dès le mois de septembre, jusqu'à retrouver en octobre 2022 des niveaux observés à la même période en 2021. Cette tendance baissière se prolonge début novembre, avec des niveaux de prix inférieurs à ceux de début novembre 2021. Le remplissage conséquent des stocks de gaz en France et en Europe, associé aux conditions climatiques douces de fin octobre/début novembre expliquent la baisse du prix spot du gaz. Celui-ci est passé de 150 €/MWh$_{PCS}$ en août 2022 à 50 €/MWh$_{PCS}$ en octobre 2022 et reste dans une tendance baissière ces dernières semaines. Au-delà de la baisse des coûts variables de production, plusieurs facteurs favorisent une réduction de la tension sur le système électrique. En effet, le niveau de consommation électrique en dessous des valeurs habituelles, un remplissage important du stock hydraulique ainsi qu'une production renouvelable conforme à l'historique, permettent d'expliquer la baisse du prix spot de l'électricité sur ces dernières semaines. Cela se traduit par un retour des prix spot dans les intervalles de coûts de production thermiques, ce qui signifie qu'il n'a pas été nécessaire d'avoir recours à des moyens étrangers peu performants ou à des stock stratégiques pour la suite de l'hiver.

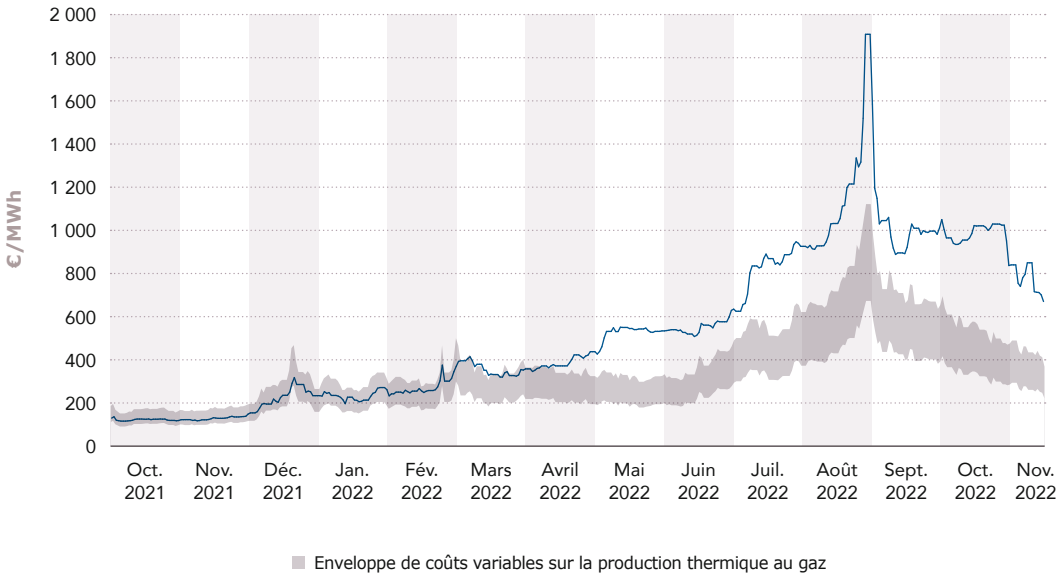
Marchés à terme

Dans la continuité de la baisse des prix spot, **le marché à terme se détend pour les derniers mois de l'année 2022 avec une forte diminution du prix de l'électricité.** À titre d'exemple, le prix à terme pour une livraison en décembre 2022 a été divisé par deux depuis août dernier. Au-delà des facteurs identifiés pour expliquer la baisse des prix spot, une partie de la baisse du prix à terme sur des échéances courtes peut s'expliquer par un **effondrement de la prime de risque accordée par les participants du marché.** En effet, à plus court terme, des scenarios extrêmes, utilisés par certains acteurs pour fixer un prix à terme, deviennent improbables, tel que la survenue d'une vague de froid puisque les températures des prochaines semaines sont connues avec une plus grande précision.

En revanche, des **primes de risque importantes persistent pour le premier trimestre 2023.** L'analyse des fondamentaux réactualisée ne permet toujours pas de justifier les prix observés en France sur les marchés à terme pour cette échéance. En effet, malgré une baisse de plus de 35 % entre août et début novembre, ils demeurent à un niveau élevé (autour de 700 €/MWh en moyenne sur début novembre) si on les compare à l'évolution du coût variable anticipé des centrales thermiques[13] fixant en principe le prix la majorité des heures pendant cette période.

13. La baisse des coûts variables anticipés s'explique notamment par la baisse du prix du gaz à terme (d'environ 80 €/MWh$_{PCS}$ sur le PEG entre septembre et novembre pour livraison au premier trimestre 2023), du prix du charbon et du prix du CO_2.

Figure 7 Évolution des prix à terme pour le premier trimestre 2023 en base, en France
(Source : EEX, calculs : RTE)



Pour rappel, l'écart observé entre les prix atteints sur les marchés à terme et le coût variable des centrales thermiques s'explique par une anticipation d'un manque d'offre sur plusieurs centaines d'heures dans l'hiver, ce qui est **largement supérieure aux anticipations de RTE même en cas d'aléas particulièrement défavorables.** Autrement dit, l'analyse des fondamentaux suggère toujours des prix bien inférieurs de l'ordre de plusieurs centaines d'euros par MWh pour le premier trimestre 2023 (sur le produit *baseload)*.

Malgré une baisse d'environ 35 % du prix annuel 2023 (produit *baseload)* par rapport au pic d'août, **les niveaux actuels des prix à terme et sur le marché de gros génèrent des fortes tensions sur le marché de détail, sur les finances publiques et sur l'économie en général.** Pour pallier ces effets, des **mesures d'urgence ont été adoptées au niveau européen et dans les différents pays,** avec notamment le plafonnement des revenus de certains producteurs d'électricité et l'utilisation de ces revenus captés pour alléger la facture des consommateurs d'électricité. La déclinaison française de ces mesures est en cours de discussion dans le cadre du projet de loi de finances 2023, en particulier le périmètre et les modalités d'application du plafonnement des revenus à 180 €/MWh ainsi que la mise en place d'un dispositif d'aide pour les PME (garantie de prix de l'électricité)[14]. D'autres mesures d'urgence complémentaires sont toujours débattues en Europe en préparation du Conseil énergie du 24 novembre.

14. En parallèle, afin d'améliorer la transparence et de favoriser la souscription et le renouvellement des contrats de fourniture, la CRE publie depuis mi-octobre des références indicatives de prix de l'électricité (hors taxes) pour les PME et les collectivités locales (Références de prix de l'électricité pour les PME et les collectivités territoriales - CRE).