RÉACTUALISATION DES PERSPECTIVES POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE

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

SYNTHÈSE

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.

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.

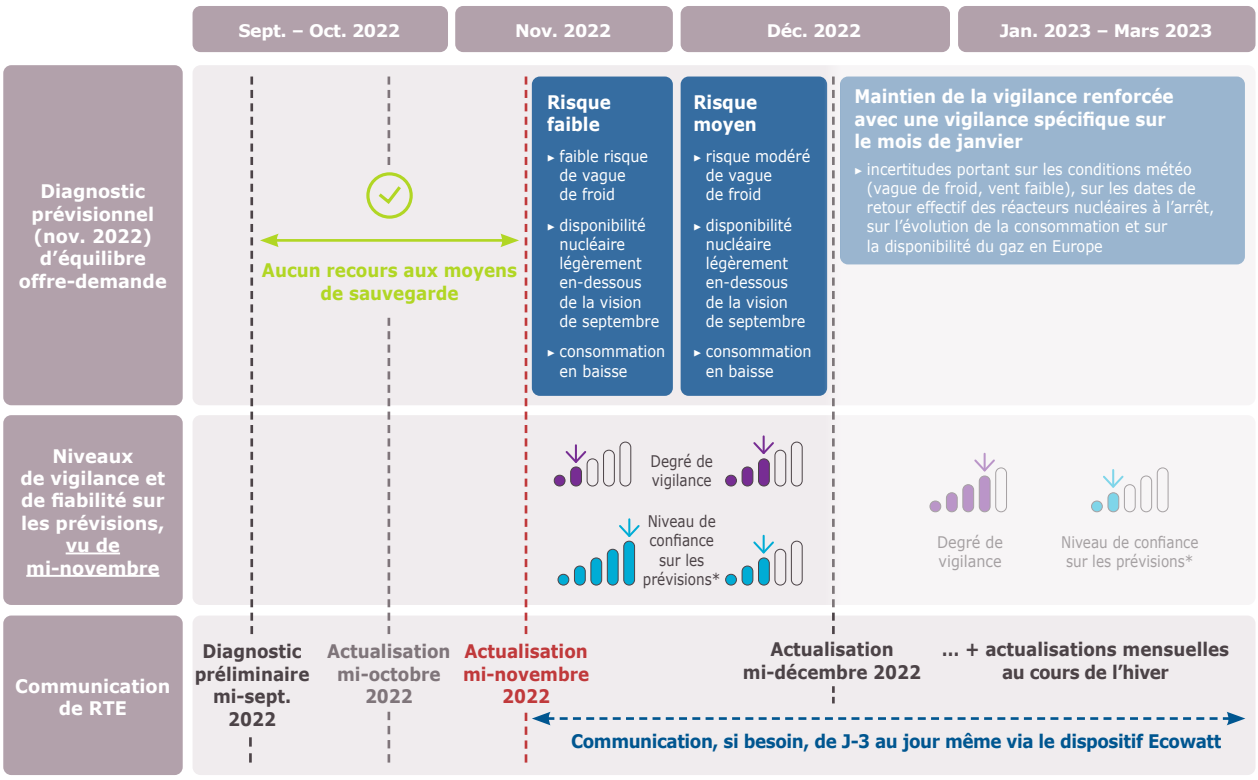
Ces différents éléments conduisent à maintenir inchangée l'analyse quantitative du risque, avec désormais une attention particulière portée sur le mois de janvier.

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.

Figure 1 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.