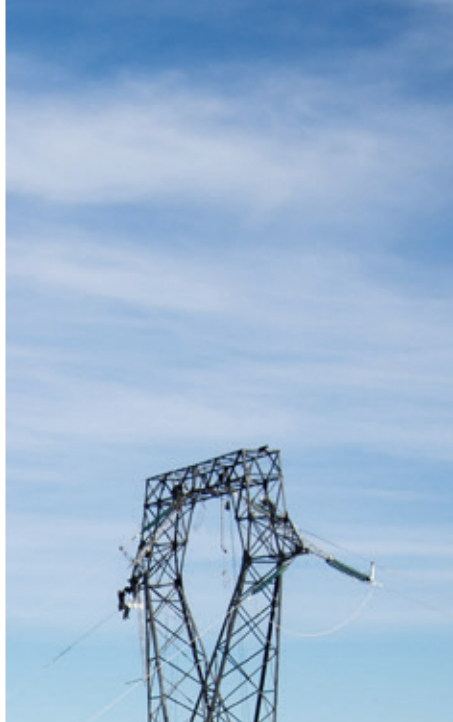




Le réseau
de transport
d'électricité

BILAN SÛRETÉ

2024



Sommaire

4

Synthèse

8

Sûreté de fonctionnement du système électrique

12

Fréquence : gestion de l'équilibre offre-demande

29

Intensité : gestion des flux

32

Gestion de la tension

39

Faits marquants de l'année 2024

46

Prévention des incidents de grande ampleur

54

Système d'information et télécommunication

59

Organisation

64

ANNEXE 1 : Glossaire thématique

67

ANNEXE 2 : Glossaire syntaxique

Synthèse

La sûreté de fonctionnement du système électrique

RTE a pour mission d'assurer en permanence l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, d'acheminer les flux d'électricité de la production vers la consommation et de gérer les échanges entre la France et les pays environnants. Garantir la sûreté consiste à maîtriser les évolutions et les réactions du système électrique face aux différents aléas qu'il est susceptible de rencontrer (courts-circuits, évolution imprévue de la consommation ou de la production, indisponibilités fortuites d'ouvrages de production ou de réseau, etc.), et ce, quels que soient les résultats du fonctionnement des marchés de l'électricité sur le système électrique. Il s'agit notamment d'identifier en anticipation les parades à mettre en œuvre en réponse à ces aléas possibles et de réduire, autant que possible, le risque que les paramètres physiques qui régissent le fonctionnement du système électrique (fréquence,

intensité, tension) s'écartent des plages de fonctionnement considérées comme non-risquées en entraînant des risques de coupure de l'alimentation électrique.

La gestion du système électrique s'inscrit dans un corpus de règles françaises et européennes.

La sûreté du système se définit comme l'aptitude à :

- ▶ Assurer le fonctionnement normal du système (plages normales en fréquence, tension, intensité, puissance de court-circuit) en situation nominale et en cas d'aléa courant ;
- ▶ Limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents en situation d'aléa défavorable ;
- ▶ Limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent, notamment en cas d'aléa très défavorable.

Le bilan sûreté est publié chaque année par RTE au titre de l'article 28 du cahier des charges de concession du Réseau public de transport (RPT) d'électricité (approbation par décret du 23/12/06).

Ce bilan de la sûreté d'exploitation du système électrique est réalisé au travers d'une analyse :

- ▶ Des événements significatifs système (ESS) qui se sont produits au cours de l'année et qui traduisent la sûreté de fonctionnement du système ;

- ▶ De la maîtrise des paramètres de fonctionnement :
 - La gestion de l'équilibre offre-demande (EOD) et son impact sur la fréquence,
 - L'intensité et la gestion des flux,
 - La gestion de la tension,
 - La gestion de phénomènes transitoires et le fonctionnement du plan de défense et de reconstitution ;
- ▶ Des systèmes d'information et de télécommunications nécessaires à l'exploitation du système ;
- ▶ De l'organisation de l'entreprise.

L'ANNÉE 2024 A ÉTÉ MARQUÉE PAR L'AUGMENTATION DU NOMBRE DE SITUATIONS COMPLEXES TANT SUR LES FLUX OBSERVÉS SUR LE RÉSEAU DE TRANSPORT (EN HAUSSE) QUE SUR LA GESTION DES MARGES, NOTAMMENT À LA BAISSÉ.

En effet, d'une part, la bonne disponibilité du parc de production combinée à la stabilité de la consommation a conduit à des niveaux d'exportation importants et, d'autre part, l'évolution du mix énergétique à la maille européenne a conduit à de nouveaux régimes d'échanges entre pays pouvant induire des flux traversants en France.

L'analyse des indicateurs clés de l'année témoigne d'un niveau satisfaisant de la sûreté du système électrique :

- **Le nombre d'Événements Significatifs Système (ESS) est stable en 2024** par rapport à 2023¹. Depuis 2017, la tendance est haussière, avec un nombre d'ESS qui a un peu plus que doublé entre 2017 et 2023.
- **Un nombre plus important d'ESS B a été enregistré en 2024**, une analyse en est proposée dans le chapitre qui aborde les faits marquants de l'année 2024.

LA GESTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ET DE LA FRÉQUENCE (AU SENS DE LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT) A BÉNÉFICIÉ DE DYNAMIQUES FAVORABLES EN 2024, AVEC UNE AVANCÉE SIGNIFICATIVE CONCERNANT LA FACULTÉ DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ENR) VARIABLES À MODULER LEUR PRODUCTION EN FONCTION DES CONDITIONS DE MARCHÉ. LA GESTION DES SITUATIONS DE SURPRODUCTION (SE TRADUISANT SUR LES MARCHÉS PAR DES ÉPISODES DE PRIX SPOT NÉGATIFS) CONSTITUE, TOUTEFOIS, UN POINT DE VIGILANCE TANT POUR LA GESTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE QUE POUR LE RÉSEAU.

Le système électrique français enregistre depuis quelques années des déficits fréquents dans la constitution des réserves automatiques utilisées en temps réel pour maîtriser la fréquence (services système fréquence-puissance). Ce déficit de réserves automatiques, associé à la croissance des amplitudes de changements de programme entre la France et les pays voisins, affecte la qualité de réglage de la fréquence de la France, qui s'est dégradée ces deux dernières années (16 ESS liés aux écarts de fréquence en 2024, 19 en 2023 contre environ 4 en moyenne sur la période 2017-2022).

RTE poursuit différentes actions avec les pouvoirs publics et les parties prenantes, en France et en Europe :

- **L'évolution des droits et des devoirs de la production EnR**, pour contribuer à hauteur de leur

capacité à la gestion de l'équilibre offre-demande et à l'exploitation du réseau en sûreté (gestion des flux, services système). Les mécanismes de marché et le cadre contractuel de l'accès au réseau doivent continuer à accompagner ce développement pour permettre de capter ces **gisements de flexibilité et les offres de services** des différents acteurs, en coordination avec les gestionnaires de réseaux de distribution.

- La sécurisation du **niveau de marges à la hausse comme à la baisse**, et l'amélioration de la qualité de la fréquence (certification de nouvelles capacités de réserves comme les moyens de stockage ou les agrégats diffus, mise en œuvre des plateformes d'échanges européens, etc.).

1. Hors signaux faibles (ESS de niveau 0)

L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE A PERMIS, EN 2024, UNE MAÎTRISE GLOBALE DES GRANDEURS ÉLECTRIQUES D'EXPLOITATION ET DE LA STABILITÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE MAIS NÉCESSITE TOUJOURS UNE ATTENTION PARTICULIÈRE SUR LA GESTION DES TENSIONS HAUTES. AUSSI, LA GESTION DES FLUX À L'APPROCHE DU TEMPS RÉEL SE COMPLEXIFIE, ET ENGAGE DÉSORMAIS DE MANIÈRE SIMULTANÉE DES ENJEUX DE RESPECT DE L'ÉQUILIBRE INSTANTANÉ PRODUCTION/CONSOMMATION ET DE CONTRÔLE DES FLUX SUR LE RÉSEAU (ALORS QUE CES DEUX ASPECTS POUVAIENT ÊTRE GÉRÉS DE MANIÈRE RELATIVEMENT INDÉPENDANTE DANS LE PASSÉ). CECI ACCROÎT LE BESOIN D'ANTICIPATION DE LA PART DE RTE, QUI DOIT SE FONDER SUR DES INFORMATIONS FIABLES DE LA PART DES ACTEURS DE MARCHÉ, RENFORÇANT AINSI LA NÉCESSITÉ POUR LES ACTEURS DE MARCHÉ DE TRANSMETTRE À RTE LEURS PROGRAMMES DE FONCTIONNEMENT DE MANIÈRE EFFECTIVE ET FIABLE.

S'agissant de l'intensité et de la gestion des transits

Les évolutions de mix énergétique français et européen induisent une augmentation de la variabilité des flux, dans leur géographie, leur sens et leur amplitude. Cela conduit notamment à approcher les intensités admissibles dans les ouvrages pouvant créer des contraintes de transit. En 2024, le nombre de dépassements temporaires des flux admissibles sur les ouvrages de RTE reste dans la moyenne des années précédentes (période 2017-2023).

La frontière espagnole a fait l'objet d'une attention particulière : les échanges entre la France et la péninsule ibérique sont toujours soutenus, la charge des ouvrages de la zone (interconnexion et réseau amont 400 et 225 kV) est souvent proche des limites d'exploitation.

Dans un contexte de travaux notamment sur des ouvrages proches des frontières suisse et italienne, des situations d'exploitation complexes ont en outre nécessité des mesures exceptionnelles pour garantir la sûreté du système électrique.

S'agissant de la tension

La gestion des tensions basses, sujets d'attention historique pour l'Ouest de la France (notamment la Bretagne) durant la période hivernale – au regard des **déficits de production dans certaines zones et donc de** transits importants entre zones de production et de consommation – n'a pas présenté de difficultés majeures sur l'année 2024.

Ainsi, les deux automates de défense installés dans les années 2010 n'ont pas été sollicités en 2024.

En revanche, après une forte augmentation en 2023, les dépassements de seuils de tension haute restent à un niveau élevé en 2024 dans un contexte de consommation basse associé à l'évolution structurelle du système électrique (mise en souterrain du réseau HTA, croissance de la production décentralisée, contraintes d'indisponibilités d'ouvrages ou de moyens de production localement). Toutefois aucun ESS n'a été enregistré pour un dépassement de tension au-delà du cadre prescrit dans la doctrine d'exploitation.

Afin d'améliorer la maîtrise de ces tensions hautes, RTE poursuit son programme d'installation de moyens de compensation : **l'année 2024 a ainsi vu le raccordement de 590 MVar** de selfs (inductances permettant d'abaisser les tensions), en sus de celles installées pour compenser la puissance réactive des raccordements en mer. L'**étude réalisée** par RTE en 2024 sur l'actualisation des besoins en moyens de compensation de la tension à horizon 2030 au périmètre national montre le besoin de poursuivre le rythme de ces investissements. RTE a présenté dans le SDDR 2025 une stratégie de renforcement des moyens de compensation sur certaines zones du territoire, se traduisant par des investissements conséquents.

La poursuite des actions pour développer la contribution de la production raccordée sur les réseaux de distribution à la maîtrise des tensions est également un levier pour assurer la sûreté du système électrique.

RTE a présenté le 23 juin 2025 aux acteurs de marché un premier train de mesures complémentaires au SDDR 2025 et comportant un volet sur la fourniture de services de tension par les acteurs.

S'agissant de la stabilité système, des phénomènes dynamiques et de la capacité à reconstituer le réseau

Dans le cadre des règles d'exploitation existantes, certaines situations particulières ont conduit RTE, en anticipation, à réduire la production de certains réacteurs

nucléaires, ou à modifier le programme d'échanges transfrontaliers (countertrading), afin d'éviter l'apparition de phénomènes dynamiques (problématiques locales de stabilité et oscillations interzones de fréquence à l'échelle européenne). Ces phénomènes donnent par ailleurs lieu à des analyses à l'échelle européenne.

Les procédures d'ilotages des groupes nucléaires, tant programmées que fortuites (lors d'un événement soit sur le réseau soit sur le groupe lui-même), présentent un taux de réussite conforme aux attentes définies conjointement avec l'exploitant nucléaire.

RTE FAIT ÉVOLUER SES OUTILS AINSI QUE LA STRUCTURATION ET L'ORGANISATION DES ACTIVITÉS D'EXPLOITATION POUR MAINTENIR ET AMÉLIORER LA SÛRETÉ DU SYSTÈME.

Le nouveau SCADA² de RTE qui permet d'assurer la conduite du réseau et de gérer l'équilibre offre-demande a été mis en exploitation définitive en octobre 2024 (outil StanWay).

Depuis le printemps 2024, les outils d'études de réseau sont également alimentés depuis ce nouvel outil.

RTE poursuit le renouvellement et le développement de ses réseaux de télécommunications et le renforcement de ses infrastructures en matière de cybersécurité.

Enfin, RTE a poursuivi l'évolution de son organisation avec l'ouverture du deuxième des 3 Centres Opérationnels du Système Electrique (COSE). La création des COSE, qui remplacent les sept dispatchings régionaux initiaux, a pour objectif de rationaliser l'organisation de RTE tout en améliorant les capacités d'anticipation et d'action en temps réel et en simplifiant les interactions entre les zones d'action.

RTE POURSUIT ET DÉVELOPPE SA COOPÉRATION AU SERVICE DE LA SÛRETÉ AVEC SES HOMOLOGUES EUROPÉENS.

La coopération entre les gestionnaires de réseau de transport et les centres de coordination en Europe se poursuit, en s'appuyant sur la mise en œuvre des services prévus par les textes européens.

Tout au long de l'année 2024, RTE et ses partenaires européens ont conduit les analyses de conformité du GRT moldave (Moldelectrica³) aux règles européennes ; l'année 2024 a également été marquée par une prépa-

ration de **la connexion des pays baltes à la plaque Europe continentale (réalisée en février 2025).**

Les travaux de coopération continuent au niveau européen, avec de fortes attentes pour la sûreté, comme pour le code de réseau visant à établir un cadre réglementaire européen pour le développement de marchés de flexibilités dans les États membres.

². Supervisory Control And Data Acquisition (système de contrôle et d'acquisition de données)

³. Fin 2023, Moldelectrica a rejoint ENTSO-E en tant que membre observateur.

Sûreté de fonctionnement du système électrique

RTE mesure chaque année la sûreté d'exploitation du système par la capitalisation des **Événements Significatifs Système (ESS)**. Ils sont classés selon une échelle de gravité allant de 0 et A à F. Ces événements reflètent la survenue d'incidents dont les origines peuvent être multiples. La classification de RTE, bien que plus fine, est transposable dans l'échelle de gravité ICS (Incident Classification Scale) à quatre niveaux d'ENTSO-E.

Le suivi des ESS sur plusieurs années permet de détecter les signaux faibles (gravité 0) et les événements ayant un impact sur la sûreté (de gravité A = incident localisé, unitaire et maîtrisé à F = incident généralisé), et de mesurer, dans la durée, l'efficacité de l'ensemble des actions entreprises pour assurer la sûreté d'exploitation du système électrique.

Les ESS sont classés par catégories :

- **Exploitation du Système** : événements liés à l'exploitation du réseau (respect des règles sur la gestion des flux, de la tension, de la stabilité, et la maîtrise des risques), à la gestion de

l'équilibre offre-demande (suivi des marges et réglage de la fréquence) et à la reconstitution du réseau.

- **Réseau** : événements affectant la disponibilité des infrastructures du réseau de transport (postes, liaisons, moyens de compensation de la tension).
- **Moyens de conduite** : événements affectant les outils ou supports de communication ayant un impact sur l'exploitation du système (observabilité du réseau, gestion de l'EOD, études de réseau, outils de communication sécurisés).
- **Production** : événements de la responsabilité d'un groupe de production (gestion des outils de communication sécurisés et exécution des actions de sauvegarde).
- **Distribution** : événements de la responsabilité d'un gestionnaire de réseau de distribution (GRD) ; concernant la gestion des outils de communication sécurisés et l'exécution des actions de sauvegarde.



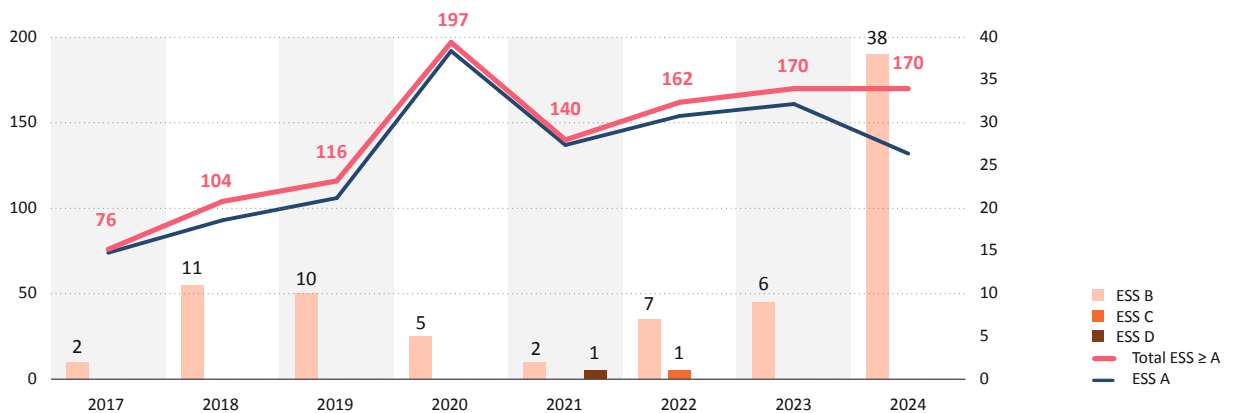
Avec 170 évènements classés A ou B, l'année 2024 marque une stabilisation du nombre d'Évènements Significatifs Système (ESS) par rapport à 2023 dans une tendance globalement à la hausse depuis 2017 (si l'on excepte l'année 2020, atypique) :

- En valeur globale, le nombre d'ESS A diminue en 2024 par rapport à 2023. Etant précisé qu'en 2023, une cinquantaine d'ESS A était en lien avec les mouvements sociaux recensés au

printemps, le nombre d'ESS A a augmenté notamment dans la catégorie des moyens de conduite.

- Un nombre plus important qu'en 2023 d'ESS B a été enregistré en 2024 (38 contre moins d'une dizaine par an sur la période 2017-2023) en lien avec des problématiques de flux (23 contre 3 en 2023) et de stabilité (6 contre 0 en 2023).

FIGURE 1 – ÉVOLUTION DES ESS DE GRAVITÉ ≥ A



L'année 2024 est marquée par :

- ▶ Les contraintes sur le réseau induites par les forts niveaux d'exportation cumulés avec un contexte de travaux sur le réseau ;
- ▶ Le pilotage plus complexe de la fréquence notamment lors des épisodes de prix spot négatifs ;
- ▶ L'amélioration de la pilotabilité des moyens de production EnR en cas de déficit de marge à la baisse permettant d'assurer l'équilibre offre-demande (EOD).

Ce contexte a accentué des tendances de fond, mises en évidence depuis quelques années, qui peuvent faire courir à terme un risque sur la sûreté du système électrique. Ces tendances se caractérisent par :

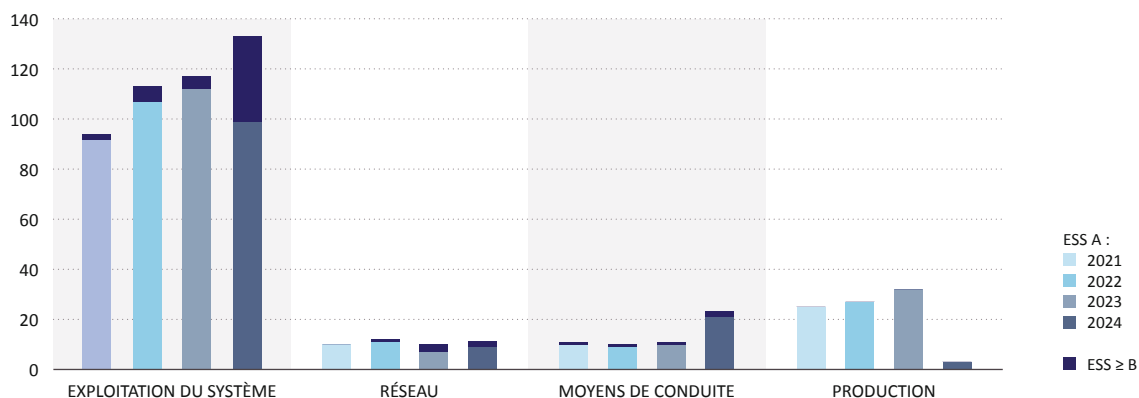
- ▶ Une **gestion plus complexe de l'équilibre offre-demande** qui nécessite le développement de nouveaux leviers de flexibilité ;
- ▶ Une **gestion du plan de tension plus complexe** liée à la réduction des soutirages sur

le réseau de transport par effet combiné de la baisse de la consommation et de développement des EnR raccordées sur le réseau de distribution ;

- ▶ Une **variabilité des flux en direction et en intensité** : la transformation des mix de production des pays européens modifie les flux d'électricité sur le territoire français et sur la plaque européenne, et conduit notamment à une augmentation des échanges entre les pays du Nord et de l'Est et les pays du Sud et de l'Ouest de l'Europe, du fait des complémentarités entre les mix de production. Selon les situations d'échanges, certains pays, comme la France, peuvent être particulièrement exposés à la gestion de flux traversants.

Bien que le nombre d'ESS reste stable, la ventilation par thématique de classement des ESS (Exploitation du Système, Réseau, Moyens de Conduite, Production) sur l'année 2024 montre des différences sensibles par rapport aux années précédentes.

FIGURE 2 – CLASSIFICATION SELON LES CATÉGORIES DE LA GRILLE ESS

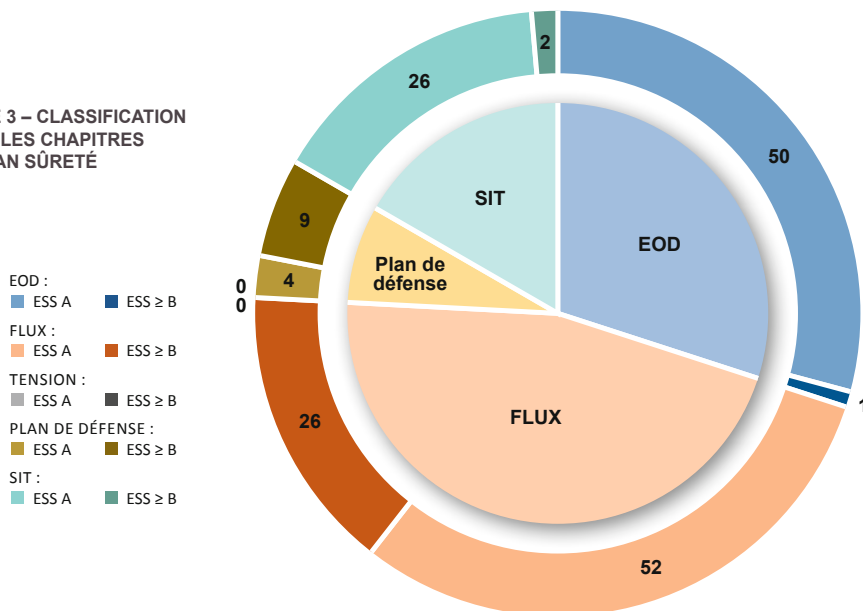


Pour l'année 2024, les points spécifiques suivants peuvent être mis en avant :

- ▶ Pour l'exploitation du système :
 - **Une baisse du nombre d'ESS A** : en 2023, un grand nombre d'ESS A étaient liés aux mouvements sociaux dans le parc de production ;
 - **Un nombre plus important d'ESS B, sur les situations complexes d'exploitation** ayant entraîné un dépassement temporaire des risques acceptés (23 ESS B en 2024 contre 3 en 2023).
- ▶ Le nombre d'ESS liés aux événements Réseaux est stable (une dizaine depuis 2021).
- ▶ **Le nombre d'ESS liés aux moyens de conduite a augmenté** (23 en 2024 contre une dizaine depuis 2021). La raison principale est l'évolution des outils associés au processus d'études de réseau (9 ESS en 2024).
- ▶ Les événements identifiés dans la rubrique Production concernent l'utilisation de l'outil de communication SAS (Système d'Alerte et de Sauvegarde) par les producteurs et la réalisation des gestes d'acquit attendus. **Leur nombre est en forte baisse par rapport aux années précédentes.** Cette diminution s'explique par les actions de sensibilisation réalisées auprès des acteurs et par le nombre moins important d'envois de messages SAS (contexte de mouvements sociaux ou de situation EOD dégradée).

Le graphe suivant présente la répartition des ESS $\geq$ A selon les thèmes abordés dans la suite de ce document.

FIGURE 3 – CLASSIFICATION SELON LES CHAPITRES DU BILAN SÛRETÉ



Fréquence : gestion de l'équilibre offre-demande

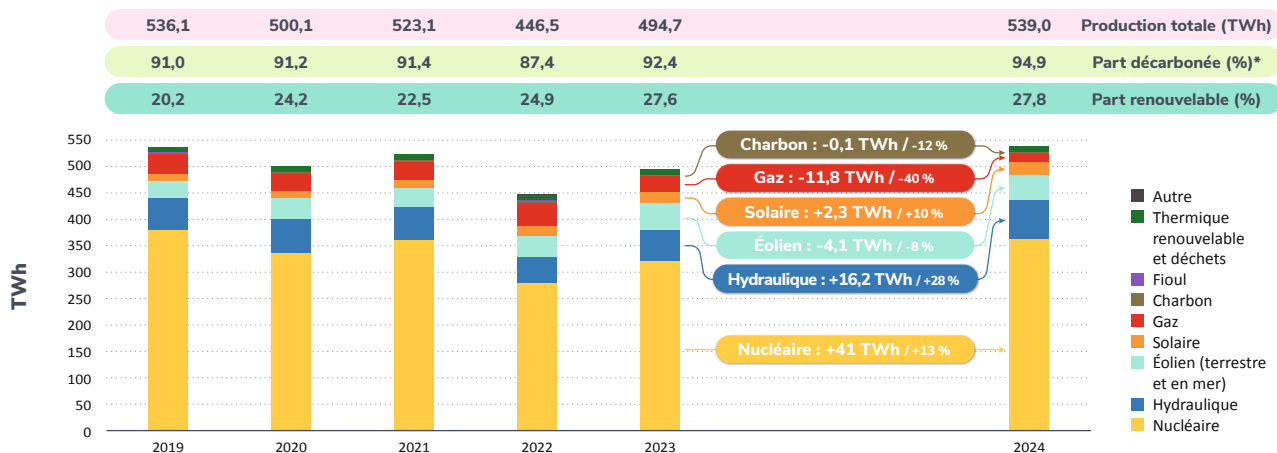
3.1 Production⁴

Toutes filières confondues, le volume de production d'électricité en France a progressé pour la deuxième année consécutive en 2024 (+9 % par rapport au niveau de 2023), dans les mêmes proportions qu'en 2023.

Le niveau de production d'électricité a atteint 539 TWh en 2024, retrouvant son niveau d'avant les crises sanitaire et énergétique.

La production d'électricité nucléaire s'est établie en 2024 à 361,7 TWh soit une hausse de près de 13 % par rapport à la production nucléaire de 2023 (320,4 TWh), poursuivant la nette progression du volume de production déjà entamée en 2023 (+15 % par rapport à 2022). Pour rappel, l'année 2022 avait été caractérisée par la crise de production de la filière après l'identification, dans de nombreux réacteurs, de défauts liés au phénomène de corrosion sous contrainte (CSC).

FIGURE 4 – ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR FILIÈRE ENTRE 2019 ET 2024



* La production à partir de déchets ménagers est considérée renouvelable à 50 %. La production hydraulique est retranchée de 70 % de la consommation de pompage des STEP selon la Directive européenne 2009/28/CE.

4. Données issues du Bilan Electrique 2024 publié par RTE en février 2025



Le 21 décembre 2024, l'EPR (European Pressurized Reactor) de Flamanville, troisième réacteur de la centrale et premier réacteur du type EPR à être construit en France, a été brièvement couplé au réseau, puis a cessé d'injecter. EDF indique que le réacteur devrait rester en phase d'essai pendant plusieurs mois jusqu'à sa mise en service commerciale.

Le niveau de production des centrales hydroélectriques s'est établi à 75,1 TWh en 2024, soit une hausse de 28 % par rapport aux 58,9 TWh produits en 2023. Il s'agit du niveau le plus élevé depuis 2013 (75,5 TWh), atteint grâce à des précipitations abondantes, l'année 2024 ayant été l'une des dix années les plus pluvieuses depuis 1959. La production éolienne terrestre a reculé en 2024 par rapport à son niveau de 2023, malgré le développement du parc : elle s'est établie à 42,8 TWh au cours de l'année 2024, une diminution de 12,6 % par rapport à son niveau de l'année 2023 (-6,1 TWh). Ce recul reflète notamment un déficit de vent en 2024 par rapport

à l'année précédente. Les événements climatiques de fin d'année 2024 ont toutefois permis d'atteindre ponctuellement un nouveau record de production de la filière (près de 18 GW), qui a été atteint le 24 novembre 2024.

Le parc éolien en mer français et sa production continuent de progresser avec la mise en service de deux parcs en 2024. La production éolienne en mer s'est établie en 2024 à 4 TWh, soit plus du double par rapport à son niveau de 2023.

La production d'électricité solaire a atteint en 2024 un record (comme chaque année depuis 2006), avec 24,8 TWh produits. Il s'agit d'une hausse de 2,3 TWh (+10 %) par rapport au niveau de production de 2023, portée par le développement du parc, alors que l'année écoulée a été la moins ensoleillée que la France ait connue depuis près de trente ans. Pour la première fois en 2024, la production annuelle d'électricité photovoltaïque a dépassé la production thermique fossile.

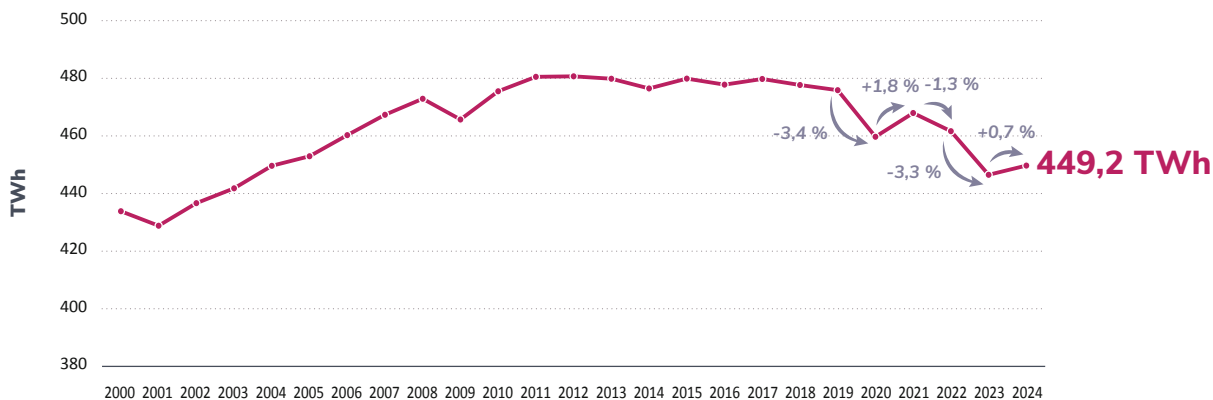
3.2 Consommation⁵

En 2024, la consommation d'électricité française (corrigée des aléas météorologiques) marque une légère hausse (+3 TWh, soit +0,7%⁶) par rapport à l'année 2023 et une rupture avec la tendance à la baisse observée au cours des dernières années, sous l'effet d'un contexte macroéconomique légèrement plus favorable.

Cette valeur demeure toutefois très inférieure à celle observée au cours des années 2010 (de l'ordre de

-30 TWh, soit -6%, par rapport à la moyenne de la consommation au cours de la période 2014-2019). Ces niveaux résultent de l'effet combiné de l'augmentation des prix de l'électricité et des actions de sobriété prises durant la crise énergétique (qui produisent des effets pérennes) ainsi que des progrès continus en matière d'efficacité énergétique intervenus au cours de la dernière décennie.

FIGURE 5 – CONSOMMATION CORRIGÉE DES ALÉAS MÉTÉOROLOGIQUES ET DES EFFETS CALENDAIRES ENTRE 2000 ET 2024



En complément de la représentation annuelle en énergie, la consommation d'électricité peut aussi être présentée sous la forme de l'évolution de la consommation résiduelle⁷ en puissance, plus représentative du besoin d'équilibrage instantané.

Les deux graphes ci-dessous illustrent, d'une part, la tendance à la baisse de la consommation résiduelle

et, d'autre part, l'évolution du profil de la courbe qui se décale vers le bas sous l'effet de l'augmentation de la production éolienne (environ 7 GW sur la période 2014-2024) et se creuse davantage en milieu de journée du fait de la production solaire (par exemple creusement de 7 GW supplémentaires à 14 h entre 2014 et 2024).

5. Données issues du Bilan Electrique 2024 publié par RTE en février 2025

6. Ces valeurs intègrent les volumes d'électricité autoconsommée en France.

7. La consommation résiduelle correspond à la consommation déduite de la production variable solaire, éolienne, hydraulique (fil de l'eau et éclusée). La production hydraulique est assez peu variable sur une journée ou une semaine.

FIGURE 6 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION RÉSIDUELLE (MOYENNE MENSUELLE AU PAS DE TEMPS 30 MIN)

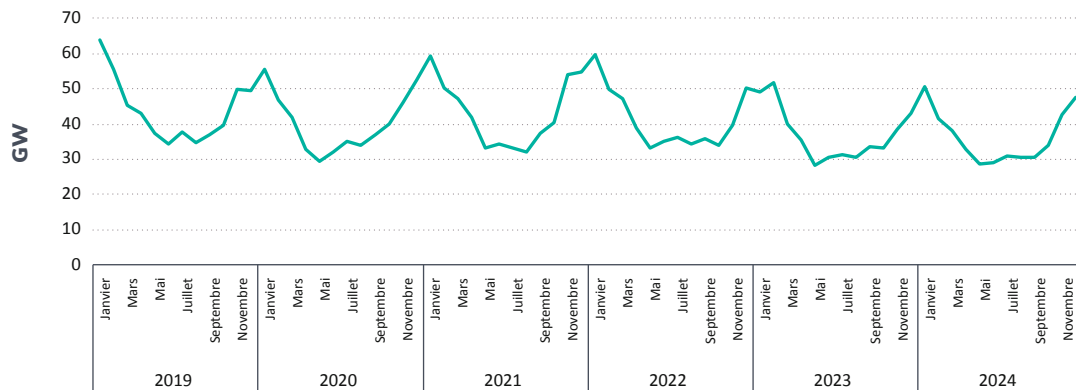
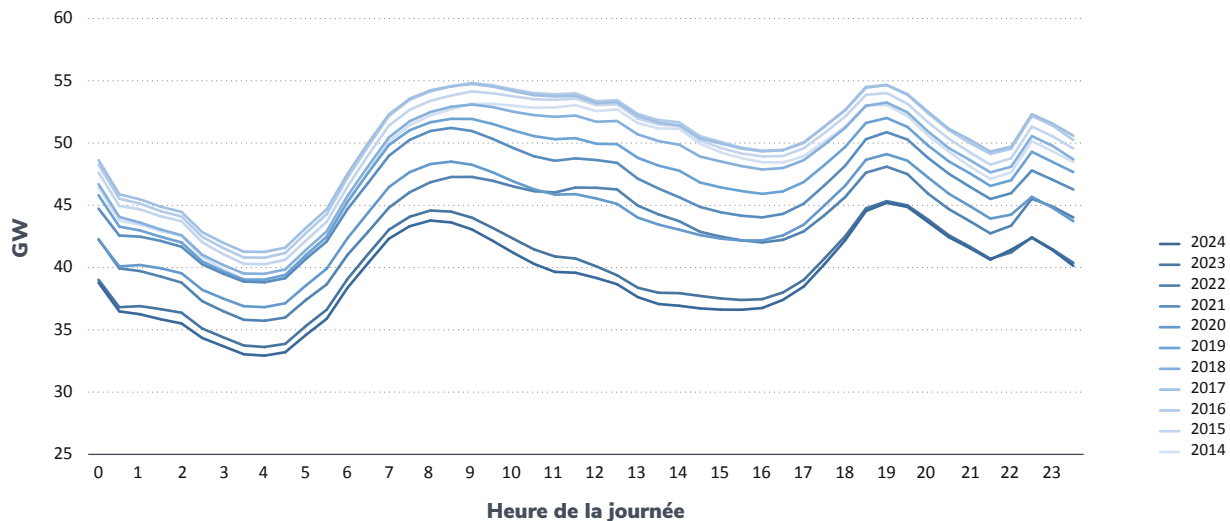


FIGURE 7 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION RÉSIDUELLE EN GW (MOYENNE QUOTIDIENNE SUR L'ANNÉE AU PAS DE TEMPS 30 MIN)



3.3 Échanges

Le solde net de la France en 2024 s'est élevé à 89,0 TWh⁸ dans le sens des exportations, soit le solde annuel le plus élevé jamais observé. La France a été exportatrice nette vers tous ses voisins.

Comme pour la consommation résiduelle, il est intéressant de représenter la distribution des volumes d'échanges en fonction de l'heure de la journée et leur évolution durant les cinq dernières années.

On note notamment que pour les journées de semaine, le quantile 5% de l'année 2024 (on exclut 5% des valeurs les plus basses) est proche de la valeur moyenne observée sur la période 2020-2024. Cela illustre l'augmentation significative des échanges constatés durant l'année 2024.

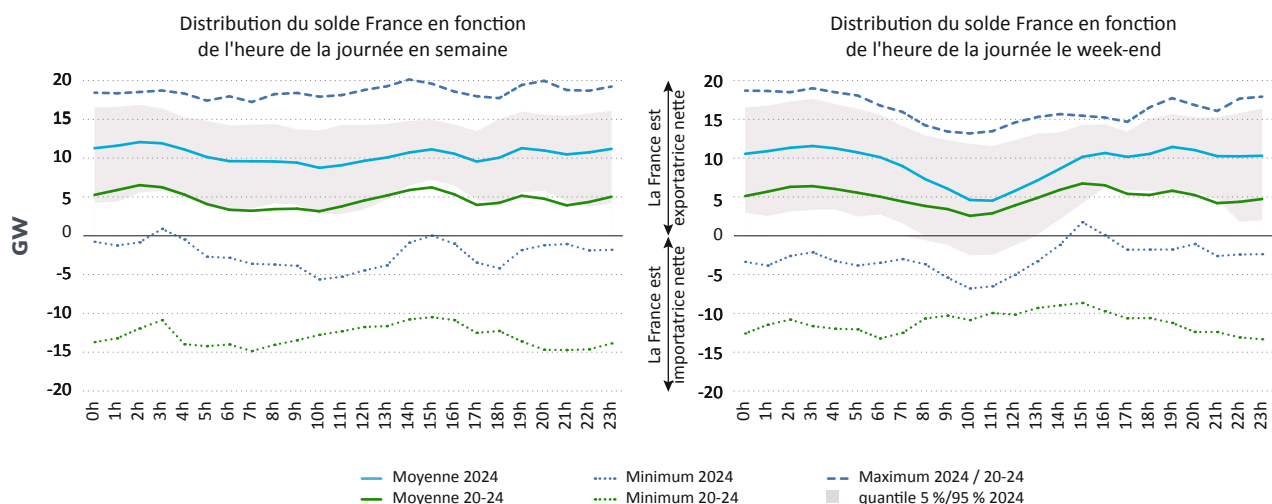
Les flux physiques d'électricité entre pays sont principalement le résultat des échanges commerciaux

entre les acteurs de marché. Le cadre réglementaire européen fixé par le règlement SOGL (System Operation Guidelines, lignes directrices pour l'exploitation du système électrique) définit les règles de sûreté et d'exploitation du réseau électrique interconnecté.

Des calculs de capacité aux différentes échéances permettent ainsi de s'assurer que les échanges commerciaux sont compatibles avec la répartition des flux physiques associés sur les réseaux (en fonction de leurs caractéristiques électrotechniques) et permettent de respecter les règles d'exploitation communes et propres à chaque GRT.

La période 2020-2025 marque une accélération dans la mise en œuvre des réglementations européennes portant sur les interconnexions (Codes de réseau CACM⁹, SOGL, FCA¹⁰, EBGL¹¹ et directive « Paquet Energie Propre »).

FIGURE 8 – DISTRIBUTION DU SOLDE FRANCE EN FONCTION DE L'HEURE DE LA JOURNÉE



8. Bilan Electrique 2024 publié par RTE en février 2025

9. CACM : Capacity Allocation and Congestion Management. Allocation des capacités aux interconnexions et gestion des congestions

10. FCA : Forward Capacity Allocation. Allocation des capacités aux interconnexions long terme

11. EBGL : Electricity Balancing Guide Lines. Equilibrage du système électrique

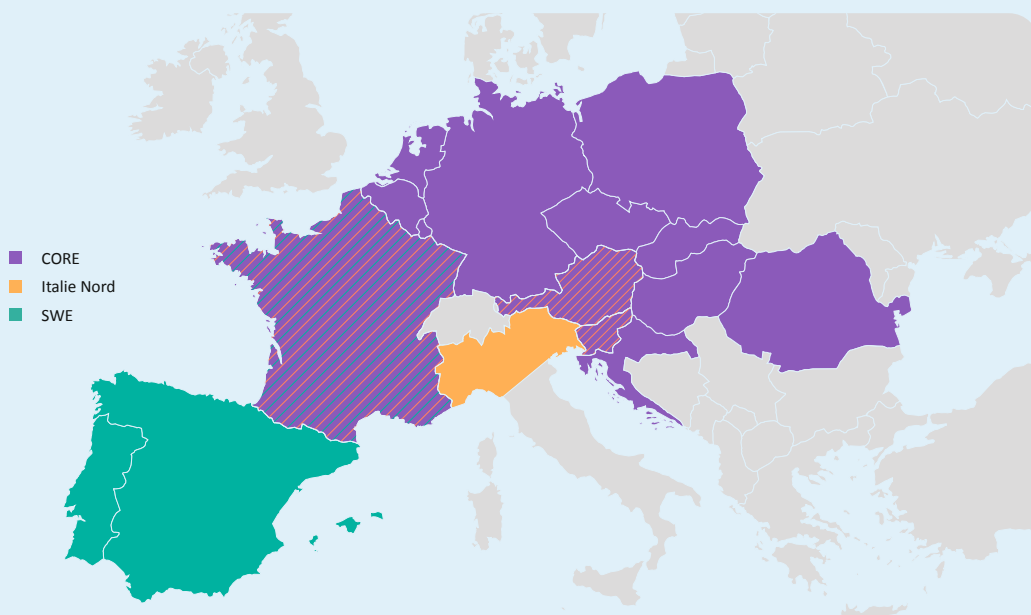
Les calculs de capacité s'appuient sur des méthodologies dont l'objectif est de calculer de manière coordonnée entre pays une capacité transfrontalière optimisée pour le marché tout en respectant les règles de sécurité opérationnelle imposées par les GRT.

La maximisation des capacités d'échanges contribue à la gestion de l'équilibre offre demande, notamment dans les situations de tension et donc à la sûreté de fonctionnement du système électrique, et répond également aux exigences imposées par la réglementation européenne, en particulier dans le « Paquet Energie Propre » (Clean Energy Package ou CEP).

Ces calculs sont effectués sur plusieurs échéances temporelles qui vont du long terme (annuel et mensuel) jusqu'à une échéance infra-journalière en passant par une actualisation la veille (le J-1). A l'horizon 2028, des calculs de capacité à l'échéance balancing sont prévus. Ils permettront d'alimenter les plateformes d'équilibrage avec des valeurs de capacités mises à jour au plus près de l'échéance.

RTE est impliquée dans 3 régions de calcul de capacité, aussi appelées « CCR » (Capacity Calculation Regions) :

- ▶ Core
- ▶ Italie Nord
- ▶ SWE



Source : Coordinated Capacity Calculation | Coreso

Notamment, le « Paquet Energie Propre » (« Clean Energy Package ») fixe un seuil minimal de 70 % de la capacité des ouvrages d'interconnexion à mettre à disposition des échanges transfrontaliers d'électricité, ce seuil devant obligatoirement être atteint d'ici 2025. L'augmentation attendue des échanges transfrontaliers nécessite une coordination accrue entre les GRT européens, pour respecter les limites opérationnelles du système électrique européen et gérer les congestions associées.

Plusieurs nouveaux jalons, franchis en 2024, ont permis d'optimiser les capacités aux frontières :

- ▶ Le 13 juin 2024, sur l'ensemble de nos frontières (hors France-Suisse et France-Royaume-Uni) la mise en service :
 - De la GOT (Gate Opening Time) 15h, qui implique l'ouverture du marché infra-journalier à 15h en J-1 au lieu de 22h J-1 précédemment.
 - Des Intraday Auctions (IDAs), avec l'introduction de trois nouvelles enchères sur le marché infra-journalier, sur le même modèle que le couplage de marché journalier (SDAC) actuellement en place à 12h en J-1 (Gate Closure Time qui correspond à la limite de dépôt des offres pour des résultats publiés à 13h).

▶ **Sur la région Core**, l'année 2024 a été marquée par deux mises en service effectives importantes pour :

- Le calcul de capacité Core IDCC(a) qui permet notamment l'extraction d'ATC (Available Transfer Capacity comme « capacité disponible ») du domaine Flow-Based, nécessaire pour alimenter l'ouverture du marché intrajournalier à 15h (voir « GOT 15h » plus haut).
- Le calcul de capacité Core IDCC(b) qui permet un réel re-calcul et donc une mise à jour des capacités transfrontalières de la région Core (France-Belgique et France-Allemagne en ce qui concerne RTE) à 21h40 en J-1 pour la journée de livraison J. Ces résultats permettent en outre d'alimenter la 2^e enchère intrajournalière (IDA 2) qui a lieu à 22h en J-1.

▶ **Sur la région Italie Nord**, aux échéances journalières et infra-journalières, seul le sens export vers l'Italie bénéficiait d'un calcul de capacité. Les capacités d'échange depuis l'Italie vers ses voisins du nord (France, Suisse, Autriche, Slovaquie) étaient définies par des valeurs fixées à l'échéance annuelle. Depuis novembre 2023, un calcul de capacité depuis l'Italie vers ses voisins du nord permet d'optimiser les capacités d'échange **à l'échéance infra-journalière**. Depuis le 19 juin 2024, une optimisation du calcul de capacité depuis l'Italie vers ses voisins du nord a également été introduite **à l'échéance journalière (J-1)**.

EXTENSION DES RÉGIONS DE CALCUL DE CAPACITÉ

En 2023, une nouvelle définition des régions de calcul de capacité avait été soumise aux régulateurs européens pour prendre en compte la future frontière électrique France-Irlande, matérialisée par la liaison à courant continu en construction, Celtic, qui sera intégrée dans la région Core à l'échéance de sa mise en exploitation commerciale. Par ailleurs, la nouvelle région de calcul de capacité « Central Europe » a été introduite, fruit de la fusion des régions Core et Italie

Nord. Son premier objectif est de mettre en œuvre un calcul de capacité « Flow-based » sur l'ensemble de la zone fusionnée Core-Italie Nord, dans un premier temps uniquement à l'échéance journalière. Un amendement de la méthodologie « Determination of CCRs » est à prévoir en 2025 pour y inclure d'autres projets à intégrer dans la région Central Europe, dont la feuille de route fait l'objet de discussions depuis plusieurs mois entre les GRT concernés.

3.4 Équilibre offre-demande et marges

La gestion de l'équilibre offre-demande sur 2024 n'a pas présenté d'alertes particulières en matière d'insuffisance d'offres pour couvrir la consommation (aucune alerte EcoWatt n'a été émise par RTE sur l'année notamment sur les périodes hivernales).

Concernant la gestion des marges, contrairement aux années précédentes, on note une croissance

continue des périodes durant lesquelles le besoin de marges à la baisse est prédominant.

En 2024, RTE a régulièrement été confronté à des déficits d'offres de marge à la baisse, ce qui a conduit à l'émission d'ordres de baisse de production pour des parcs renouvelables raccordés au réseau de transport en dehors du mécanisme d'ajustement.

Pour garantir à tout moment l'équilibre offre-demande du système électrique et régler la fréquence, RTE dispose des leviers suivants :

- ▶ **Les réserves automatiques primaire et secondaire fournies par les capacités de modulation des installations de production ou de stockage** (aussi appelés services système fréquence-puissance) pour réagir en premier lieu aux aléas de production ou consommation survenant sur le réseau ;
- ▶ **La réserve tertiaire** dont le but est de rétablir, en profondeur et en durée, l'équilibre offre-demande, ainsi que de reconstituer les services système lorsque ceux-ci ont été consommés lors de l'aléa.

Pour ces diverses réserves, sont calculées des **marges d'exploitation**, à la hausse et à la baisse, destinées à pouvoir répondre aux aléas techniques survenant sur le système électrique (perte d'un groupe de production), ou aux écarts entre les prévisions météorologiques et la réalisation (température, ensoleillement, couverture nuageuse et vent).

Ces marges sont constituées de réserves contractualisées et d'offres libres sur le mécanisme d'ajustement, ou encore d'offres sur la plateforme européenne TERRE pour la réserve tertiaire.

Leur niveau doit respecter des minimas requis, qui sont fonction de l'échéance, et s'inscrit dans un cadre européen :

- ▶ **La marge rapide** est dimensionnée pour faire face à tout instant, et en moins de 15 minutes, à la perte du plus gros groupe couplé sur le réseau (marge à la hausse), ou à la perte du soutirage le plus important ou d'un export sur une liaison à courant continu (marge à la baisse) ;
- ▶ **La marge à échéance**, quant à elle, vise à couvrir les aléas pouvant se produire dans les heures à venir : écart sur la prévision de consommation, aléa technique sur la production, précision de la prévision de la production éolienne et photovoltaïque...

Lorsque ces conditions ne sont pas remplies, RTE émet un message d'information (la veille pour le lendemain ou en infra-journalier), un mode dégradé (proche temps réel) puis, le cas échéant, un message de sauvegarde (en temps réel également).

RTE publie le niveau prévisionnel de marges à la hausse et à la baisse sur son site internet¹². Ces publications sont initialisées dès le J-1 puis réactualisées au fil de la journée, en fonction des derniers éléments à disposition.

12. [Capacités d'équilibrage – RTE Portail Services \(services-rte.com\)](https://services-rte.com)



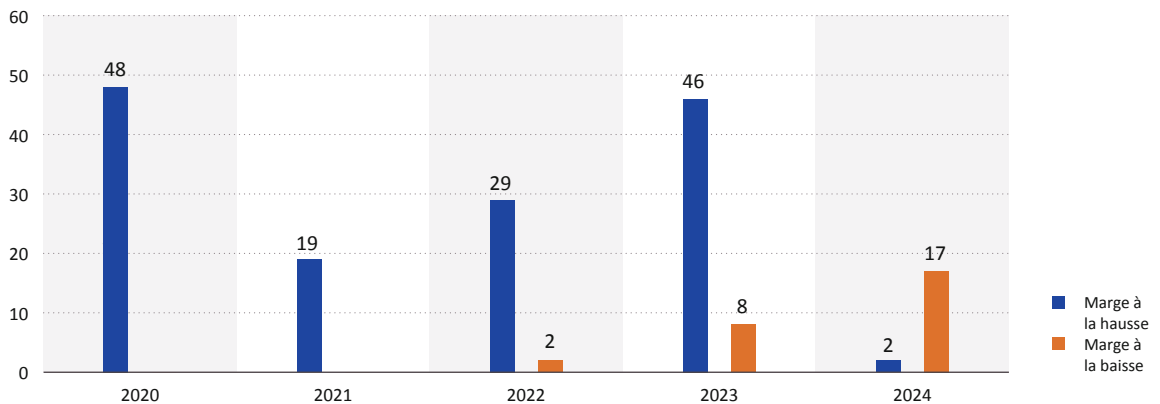
La gestion de l'équilibre offre-demande nécessite – en amont du temps réel – de disposer de marges de production « à la hausse » (en prévision d'un déficit de production) ou « à la baisse » (en prévision d'un surplus de production).

► Entre 2020 et 2023, de nombreux événements significatifs systèmes (ESS) ont concerné des situations dans lesquelles RTE ne disposait pas suffisamment de marges « à la hausse » du fait notamment d'une disponibilité réduite du parc

nucléaire. La forte disponibilité du parc de production (notamment nucléaire) a fait que ces situations n'ont quasiment pas été rencontrées en 2024 (2 événements sur l'année).

► À l'inverse, depuis 2022, on note une croissance très soutenue des situations dans lesquelles RTE ne dispose pas suffisamment de marges « à la baisse », situations dans lesquelles la production est très abondante. Ces situations ont doublé en 2024 (17 ESS sur l'année).

FIGURE 9 – ESS A POUR INSUFFISANCE DE MARGE



Pour équilibrer le système électrique et assurer sa sûreté de fonctionnement, RTE est habilité à réaliser des ajustements en modifiant la programmation du fonctionnement des installations de production à l'approche du temps réel, lorsque le fonctionnement normal du marché n'a pas permis d'atteindre un équilibre.

Conformément au code de l'énergie, les ajustements sont réalisés dans l'ordre de préséance économique. En particulier, lorsque l'offre excède la demande électrique, ces ajustements sont prioritairement réalisés sur les programmes d'appel des groupes de production dont les coûts variables sont les plus élevés.

Au cours de l'année 2024, RTE a réalisé 18 GWh d'ajustement à la baisse de la production éolienne et solaire (dans une moindre mesure). Même si ces volumes restent limités par rapport au volume total des ajustements à la baisse activés pour maintenir l'équilibre offre-demande, il s'agit d'une augmentation significative par rapport aux années précédentes.

Les offres d'ajustement par des capacités renouvelables offerts sur le mécanisme d'ajustement ont représenté un volume de 10 GWh. Au-delà de ces offres, RTE a annoncé au cours de l'été 2024 que la situation prévisionnelle d'exploitation rendrait parfois nécessaire l'activation de leviers supplémentaires de baisse de production renouvelable en temps réel. Ce levier a été activé pour la première fois le 16 juillet 2024 par envoi d'ordres de sauvegarde aux acteurs puis à 8 reprises (ESS A) pour un volume de baisse de 8 GWh.

À ce titre, la loi 2025-391 du 30 avril 2025 (DADDUE2) a étendu l'obligation de participation au mécanisme d'ajustement à toutes les installations de production au-delà d'un certain seuil, à la baisse comme à la hausse : cela permettra de disposer de davantage de leviers pour l'équilibrage du système.

Le développement du photovoltaïque raccordé au réseau basse tension géré par les gestionnaires

de réseau de distribution impacte la qualité de la prévision de production EnR, mais aussi les flux observés sur le réseau et la gestion de la tension.

Sur la base des données accessibles en open data et publiées par ENEDIS, il y a dorénavant autant de puissance photovoltaïque installée en basse tension (notamment sur hangars agricoles) qu'en HTA : de l'ordre de 11 GW chacune (9 GW en 2023).

Pour équilibrer le système et assurer la sûreté de fonctionnement du système électrique, RTE est également en mesure d'activer des effacements de consommations sur le mécanisme d'ajustement. **En 2024, ces effacements ont été activés pour un volume de 6,8 GWh sur l'année avec une puissance moyenne de 65 MW, le volume maximum activé simultanément étant de 716 MW.**

La capacité des effacements explicites certifiés est en augmentation et représente environ 3,6 GW (soit +0,4 GW en un an). Les effacements implicites (issus des tarifs EJP et TEMPO) sont également en augmentation et représentent une capacité d'environ 600 MW (soit +200 MW en un an).

À l'échelle européenne, un projet de texte réglementaire ayant pour but de faciliter la participation des flexibilités et des sources d'énergie distribuées dans les mécanismes de marchés (équilibrage et gestion locale de la congestion et de la tension) a été proposé à l'ACER en mai 2024, par les deux associations de gestionnaires de réseau européens, ENTSO-E et EUDSO Entity. Cette proposition contenait un nouveau code de réseau sur les flexibilités (Network Code Demand Response – NCDR), ainsi que des amendements de codes existants (EBGL, SOGL, DCC).

Les principes décrits dans ce code NCDR devront faciliter la mise en œuvre de ces marchés de manière efficace, transparente et non-discriminante. Le champ d'application du code englobe, à ce stade, la consommation, le stockage et aussi la production raccordée sur les réseaux de distribution ou de transport.



L'ACER a révisé ce paquet de textes, en consultant, jusqu'en décembre 2024, les membres des associations de gestionnaires de réseau européens dont RTE, et quelques associations européennes, parties prenantes des flexibilités. L'ACER a ensuite travaillé avec les régulateurs afin d'aboutir à une proposition votée par le Board of Regulators le 5 mars 2025 et transmise à la Commission européenne le 7 mars 2025.

RTE et des gestionnaires de réseau de distribution français ont contribué, en lien avec l'UFE, à intégrer les spécificités françaises de fonctionnement du sys-

tème électrique, et à proposer des dispositions réalistes et bénéfiques à la collectivité. La diversité des pratiques européennes n'a pas toujours permis la prise en compte de ces propositions.

La Commission européenne va procéder à la phase de comitologie de ces textes au cours de l'année 2025, en consultant un comité d'experts composé de représentants des États membres qui l'appuiera sur la rédaction finale de ces textes. Le code NCDR pourrait entrer en vigueur à partir de 2026, ainsi que les modifications qu'il a induites sur les codes de réseau existants.

3.5 Réglage de la fréquence

Pour la deuxième année consécutive, la fréquence est sortie pendant plus de 250 heures en durée cumulée sur l'année de la plage standard (± 50 mHz), seuil défini par le code SOGL comme paramètre définissant la qualité de la fréquence de la zone synchrone.

En effet, avec 54 écarts de fréquence profonds et durables en 2024, **le réglage de la fréquence européenne s'est détérioré depuis 2022** (67 écarts de fréquence en 2023 et 31 en 2022). En 2024, les écarts ont été principalement constatés en fréquence basse (68 % d'entre eux contre 50 % en 2023).

La France a été contributrice, à des degrés divers, pour 50 de ces 54 écarts, et représente pour 8 d'entre eux le principal contributeur (à l'origine de plus de 50 % de l'écart du fait de son déséquilibre).

Cette tendance se retrouve au niveau des ESS liés à des écarts de fréquence importants : 16 ESS A en 2024 (19 en 2023).

Sur ces 16 ESS, le réglage français a été le principal contributeur pour neuf d'entre eux : trois d'entre eux ont pour origine un dysfonctionnement SI, pour les autres, il s'agit principalement de variations importantes des hypothèses de consommation et de production.

En 2024, RTE a contrôlé de façon continue les performances de 295¹³ entités de réglage de la fréquence (producteurs, consommateurs, stockeurs, diffus). Une **baisse du nombre d'écarts des performances attendues est observée** principalement sur le **réglage primaire** des groupes hydrauliques et sur le **nucléaire en réglage secondaire** (gestion de la puissance de consigne). Les entités concernées ont, depuis, mis en place des actions correctives.

FIGURE 10 – ÉCARTS DE FRÉQUENCE PROFONDS ET DURABLES

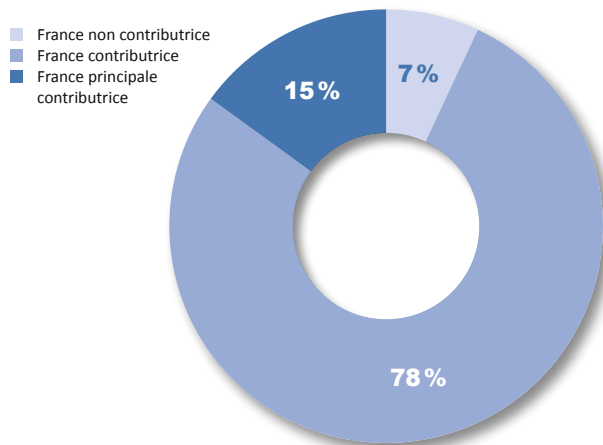
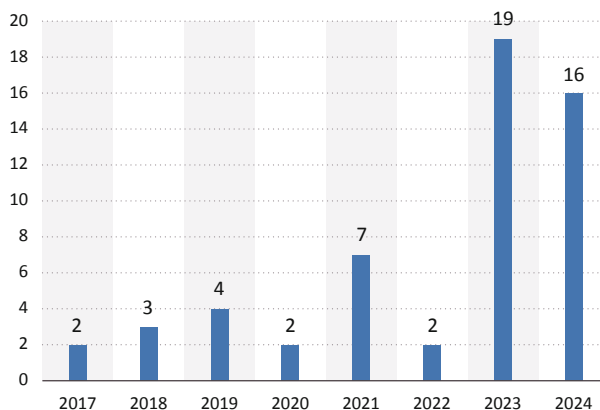


FIGURE 11 – NB D'ESS A : ÉCARTS DE FRÉQUENCE



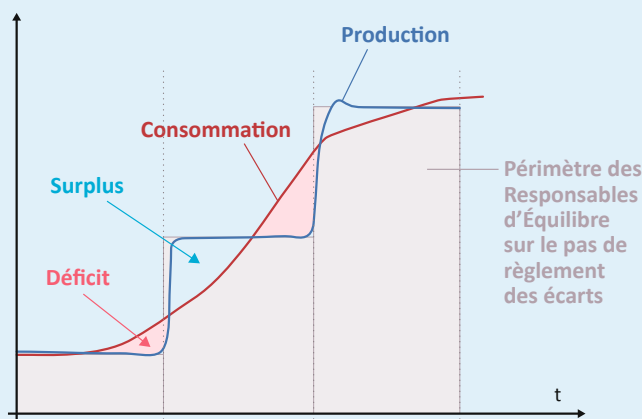
13. Chiffre en baisse par rapport à 2023 qui s'explique par le regroupement de certaines entités.

LES ÉCARTS DE FRÉQUENCE AUX HEURES RONDES

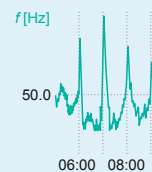
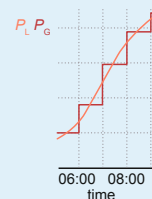
Les écarts de fréquence **aux heures rondes** apparaissent lors des modifications des programmes de production et d'échanges transfrontaliers, aux heures rondes. Ces échanges sont le reflet de la structure horaire des produits de marché échangés par les acteurs du marché de l'électricité européen.

À heure ronde, la production de certains groupes européens peut évoluer de manière très rapide : la fréquence varie fortement, le temps que les mécanismes de régulation automatique agissent (entraînant la mobilisation de tout ou partie des réserves primaire et secondaire).

ILLUSTRATION DU PHÉNOMÈNE :



Effet sur la fréquence



Source :
university of Stuttgart

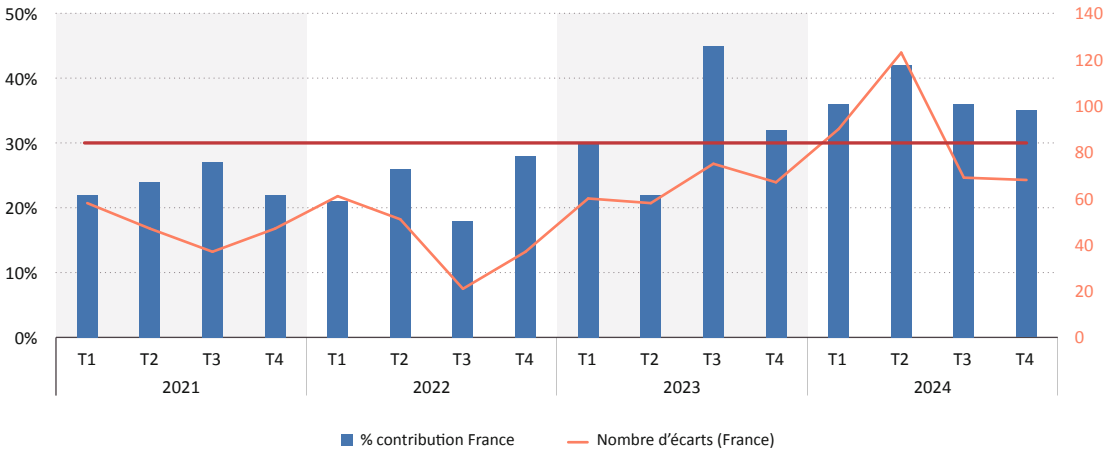
Le phénomène d'**écarts de fréquence déterministes aux heures rondes**, caractérisé par des variations de fréquence de plus de 100 mHz sur de courtes durées au moment de la modification des programmes de production synchronisés au pas horaire en Europe, s'inscrit dans la continuité des années précédentes (165 écarts de plus de 100 mHz observés en 2024, contre 143 en 2023, 112 en 2022 et 185 en 2021).

Depuis 2021, sur décision conjointe et volontariste des GRT européens, un suivi renforcé de la contribution de chaque GRT au réglage de la

fréquence lors des variations des échanges transfrontaliers aux heures rondes a été mis en place. Il montre qu'en 2024, **RTE dépasse le seuil de 30 % de contribution aux écarts de fréquence déterministes sur chaque trimestre**, avec un nombre de contributions en forte augmentation sur le premier semestre. Le second semestre montre une amélioration en termes d'occurrences, bien que la contribution française reste supérieure au seuil de 30 %. RTE travaille au renforcement de ses actions de maîtrise de ces phénomènes.

	2021				2022				2023				2024			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
% contribution France	22 %	25 %	27 %	22 %	21 %	26 %	18 %	28 %	30 %	22 %	45 %	32 %	36 %	42 %	36 %	35 %
Nombre d'écarts (France)	58	47	37	47	61	51	21	37	60	58	75	67	90	123	69	68
Total des écarts	266	187	139	218	287	193	114	134	198	263	168	211	247	296	193	195

FIGURE 12 – CONTRIBUTION DE LA FRANCE AUX ÉCARTS DE FRÉQUENCE AUX HEURES RONDES



LES INDICATEURS DE LA QUALITÉ DE RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE

En 2024, comme les années précédentes, la France respecte les deux critères, issus du code européen SOGL, qui définissent la qualité de réglage de chaque bloc de réglage de la zone synchrone. Basés

sur l'écart de réglage calculé sur une moyenne glissante 15 minutes, ils ne doivent pas être supérieurs à un seuil de puissance de 5 ou 30 % du temps en moyenne annuelle.

Année	2020	2021	2022	2023	2024
Seuil de niveau 1 (< 30 %)	Seuil : 239 MW	Seuil : 238 MW	Seuil : 231 MW	Seuil : 205 MW	Seuil : 185 MW
	9,00 %	9,20 %	7,40 %	10,80 %	11,70 %
Seuil de niveau 2 (< 5 %)	Seuil : 452 MW	Seuil : 450 MW	Seuil : 436 MW	Seuil : 387 MW	Seuil : 349 MW
	3,00 %	3,40 %	2,30 %	4,50 %	4,50 %



Ces indicateurs de la qualité de la fréquence se sont légèrement dégradés au cours des années 2023 et 2024, reflétant une moindre qualité de réglage de la France. Cette tendance s'explique toutefois par :

- une actualisation des seuils individuels des GRT qui a fait baisser ces seuils pour RTE à partir du 1^{er} janvier 2024, de 205 à 185 MW pour le niveau 1 et de 387 à 349 MW pour le niveau 2, ce qui augmente la durée où l'écart de réglage dépasse ces seuils ;
- de manière structurelle, un manque d'offres à la baisse actuellement qui ne permet pas de résoudre des écarts de réglage fortement positifs, alors même que les responsables d'équilibre ont tendance à être structurellement un peu « longs », de manière à maîtriser les risques de devoir régler financièrement leur déséquilibre aux prix de règlement des écarts (PRE) négatifs ;
- plus largement un manque d'offre à dynamique rapide sur le mécanisme d'ajustement (délais de mobilisation de moins de 15 minutes et délais de palier de moins de 15 minutes).

Depuis 2023, RTE travaille avec les producteurs EnR pour les inciter à participer volontairement au mécanisme d'ajustement de façon à accentuer la profondeur des offres activables. En effet, l'émergence d'offres avec des délais et des périodes d'activation courts constituerait un levier efficace pour atténuer et agir pour limiter les écarts de fréquence déterministes. De plus, en cas d'inversion de la tendance, l'absence de palier technique dans cette filière permet de lever très rapidement l'ordre de limitation et ainsi de retrouver très rapidement de la puissance disponible sans avoir à démarrer d'autres moyens de production.

Le système électrique français enregistre également depuis quelques années **des déficits fréquents sur les réserves automatiques qui contribuent à la maîtrise de la fréquence.**

La programmation par les acteurs responsables des réserves secondaires est en moyenne supérieure aux volumes contractualisés. Les situations déficitaires ont représenté moins de 5 % en

2024¹⁴, contre une moyenne de 22 % du temps sur la période 2020-2023.

Aussi, **la durée globale annuelle du déficit en réserve primaire reste dans la moyenne des quatre dernières années** (6,02 jours de défaillance en cumulé sur l'année 2024 contre une moyenne de 6,85 jours par an sur la période 2020-2023).

Concernant cette réserve primaire, on peut noter en 2024 une continuité dans la progression de la participation des unités de stockage (batteries) avec fin 2024, 600 MW au total de batteries certifiées (500 MW en 2023 et 198 MW en 2022), pour un besoin français de 486 MW. La participation du soutirage (sites de consommation) a quant à elle retrouvé un niveau similaire à 2022 avec 124 MW à fin 2024 (contre 114 en 2023).

Les déficits de programmation de réserves diminuent à l'approche du temps réel, grâce aux actions de reconstitution prises par RTE, mais doivent rester un point de vigilance pour le réglage de la fréquence.

RTE reste attentif à la reconstitution en temps réel des réserves requises par le mécanisme d'ajustement du fait de la faiblesse du gisement disponible pour la

réserve secondaire aFRR. L'obligation de re-certification en FAT (Full Activation Time, délai d'activation de l'aFRR) 300 secondes, exigée au niveau européen, a notamment conduit à une baisse de 25 % sur la puissance certifiée en aFRR sur le nucléaire. Ceci induit une baisse de flexibilité dans les possibilités d'ajustements pour reconstitution des services système : pour reconstituer un même volume, RTE peut être amené à réaliser des ajustements sur plus de tranches qu'avant le passage en FAT 300.

Une des difficultés à reconstituer les réserves apparaît lorsque des groupes fournissant des services système sont arrêtés dans le cadre d'ajustements à la baisse pour l'équilibre offre-demande. C'est le cas de l'hydraulique, ce qui affecte la réserve secondaire. La réserve primaire est moins affectée, car les actions d'équilibrage prises par RTE sur le mécanisme d'ajustement concernent peu de volumes certifiés en FCR et qui réalisent le réglage primaire (batterie et soutirage).

Le dispositif d'interruptibilité qui encadre la participation des sites consommateurs aux actions du Plan de Défense n'a pas été activé au cours de l'année 2024. L'appel d'offres annuel ouvert à hauteur de 1 200 MW a permis de contractualiser un volume de 756 MW sur l'année 2024 (contre 531 MW en 2023).

14. Pour la période du 1^{er} janvier 2024 au 18 juin 2024 (inclus). À partir du 19 juin 2024, le mécanisme d'appel d'offres pour la réserve secondaire est opérationnel, il n'y a plus d'obligation faite aux acteurs de soumettre leur capacité.

La traduction de la réglementation européenne en France est déjà engagée et active, les travaux d'intégration se poursuivent :

Code européen Electricity Balancing

La mise en œuvre du code européen Electricity Balancing permet également de bénéficier, à l'échelle européenne, de moyens supplémentaires de flexibilité sur le mécanisme d'ajustement. Ce code vise à mettre en place des mutualisations des réserves, ainsi que des mécanismes transfrontaliers d'activation automatique et d'ajustement en temps réel pour assurer l'équilibre offre-demande.

En particulier, RTE participe aux deux projets de création de plateformes européennes que sont « MARI » (Manually Activated Reserves Initiative) pour gérer la réserve rapide (15') ou mFRR, et « PICASSO » (Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation) pour gérer la réserve automatique secondaire ou aFRR.

À noter que depuis le 21 novembre 2023, en préparation de la connexion à la plateforme PICASSO, la réserve secondaire est activée selon la présence économique (France) et non plus au prorata du programme de marche. RTE s'est connecté le 2 avril 2025 à PICASSO et prévoit de se connecter en janvier 2026 à la plateforme MARI.

Les volumes activés sur la plateforme TERRE en 2024 représentent environ 19% des volumes d'équilibrage à la hausse et 5% à la baisse. Le reste des ajustements se fait à partir d'offres sur le mécanisme d'ajustement français. Le faible gisement d'offres standards, dont les caractéristiques sont peu adaptées aux spécificités du parc français, explique en partie ce faible volume.

Approbation d'une nouvelle méthode probabiliste de dimensionnement européen de la FCR

Aujourd'hui, la réserve primaire européenne (FCR pour Frequency Containment Reserve) est dimensionnée pour être en capacité de faire face à l'incident dimensionnant, défini comme **la perte simultanée des 2 plus gros groupes en service (réacteurs nucléaires de 1500 MW chacun), soit 3 GW**. Ce besoin est ensuite réparti entre les différents pays composant la plaque synchrone Continental Europe.

Une nouvelle méthodologie, qui vise à revoir cette approche déterministe et à élaborer une méthode de calcul probabiliste du dimensionnement global à partir de profils de production, de consommation et d'inertie du système (*i.e.* les caractéristiques propres du système), a été soumise à l'ACER et aux régulateurs européens le 17 janvier 2024, et finalement approuvée en janvier 2025. Elle vise à déterminer un volume satisfaisant de FCR visant statistiquement à éviter un épuisement de la FCR avec une probabilité d'une seule fois tous les 20 ans.

Nota : En comparaison, à date, cette condition n'est pas vérifiée avec 3 GW de FCR. La zone synchrone d'Europe continentale a vécu en 2019 et 2021 trois incidents épuisant toute la réserve et donc avec une fréquence dégradée (atteignant les 49,8 Hz, et jusqu'à 49,74 Hz), ce qui a conduit les GRT à questionner le dimensionnement actuel de FCR.

Gestion des flux

LE PHÉNOMÈNE DE SURCHARGES EN CASCADE

Le maintien d'une intensité trop élevée dans une liaison conduit à des échauffements qui peuvent, s'ils ne sont pas maîtrisés :

- ▶ endommager les constituants de la liaison, allant jusqu'à potentiellement la rupture de conducteur ;
- ▶ créer des risques pour les personnes et les biens en provoquant la dilatation et l'allongement des câbles, qui se rapprochent alors du sol au-delà des distances de sécurité entre la ligne et son environnement, pouvant conduire à un court-circuit.

On définit donc pour chaque ouvrage des valeurs maximales :

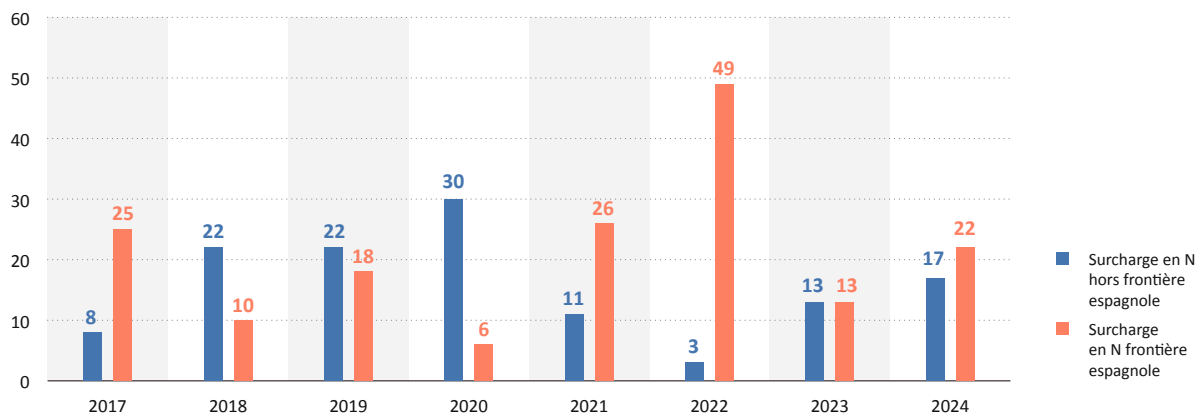
- ▶ Une intensité de secours temporaire (IST), sans limitation de temps, mais qui n'est atteinte qu'occasionnellement et pendant des durées limitées ;
- ▶ Des seuils d'intensité transitoire (IT), supérieurs aux IST mais pour des durées limitées (inférieures à 20 minutes).

Pour se prémunir des risques de dépassement de ces intensités, sont utilisées en France, sur les réseaux 225 kV et 400 kV, des protections dites de surcharge. Si la surcharge d'intensité n'est pas levée dans un temps donné après qu'elle est apparue (entre quelques secondes et 20 minutes, selon l'ampleur du dépassement constaté), l'ouvrage concerné se déconnecte automatiquement du réseau, par action de sa protection de surcharge.

Le transit supporté avant le déclenchement par cet ouvrage se reporte alors sur les ouvrages voisins. Selon l'importance des phénomènes, de nouvelles surcharges peuvent apparaître, puis de nouvelles déconnexions. Des reports de charge successifs et cumulatifs peuvent, par effet cascade, conduire à la perte d'une partie importante du réseau.

La doctrine de maîtrise des risques en transits appliquée par RTE permet de s'assurer qu'un tel effet cumulatif ne peut se produire par suite d'un simple aléa. C'est également une des règles du code européen SOGL.

FIGURE 13 – DÉPASSEMENTS D'IST HORS RÉGIME D'INCIDENT



Hors régime d'incident, le nombre de situations ponctuelles de surcharge en 225 kV et 400 kV est resté dans la moyenne de ces dernières années. **Ces dépassements d'intensité ont toujours été traités dans les délais impartis et n'ont pas engagé la sûreté du système électrique.**

La frontière espagnole représente toujours une part importante des dépassements des capacités de transit.

En effet, les échanges entre la France et la péninsule ibérique sont toujours soutenus et doivent régulièrement être limités en temps réel via des opérations de countertrading¹⁵ afin de respecter les règles d'exploitation. La charge des ouvrages de la zone (interconnexions et réseau amont 400 et 225 kV) est souvent proche des limites d'exploitation et le nombre de démarrages de protection de surcharge reste toujours important mais dans la moyenne de ces sept dernières années.

Malgré ces actions pour anticiper les variations des programmes d'échanges transfrontaliers et de la répartition de ceux-ci le long de la frontière, il reste une **incertitude sur les flux observés en temps réel sur les ouvrages d'interconnexion avec la péninsule ibérique**. La montée en puissance des dispositifs de mutualisation des réserves d'équilibrage européennes, et les éventuels écarts de réglage offre-demande de la péninsule ibérique viennent renforcer les difficultés de gestion des flux sur cette frontière. **Dans ce cadre, assurer un haut niveau de capacité d'échange sur la frontière espagnole conduit à accepter des dépassements maîtrisés de transit.**

Hors frontière espagnole, malgré une augmentation de la puissance transitant sur les ouvrages, une meilleure **anticipation des contraintes et coordination entre les dispatchings ont permis de limiter** le nombre de dépassements des limites en transit des ouvrages qui reste dans la moyenne de ces cinq dernières années.

15. Countertrading : modification du programme d'échange visant à générer un flux inverse à la congestion.

Même s'il ne s'agit pas directement d'une problématique liée à la sûreté, le raccordement croissant d'installations de production EnR sur les réseaux HTA et HTB1 (63 ou 90 kV) peut être à l'origine de contraintes de transit sur ce dernier qui doivent être gérées par RTE conjointement avec les GRD. Il est alors parfois nécessaire de limiter la production de certaines installations pour respecter les règles d'exploitation.

Pour encadrer ce phénomène, afin de mettre en œuvre un dimensionnement optimal du réseau, le SDDR 2019 prévoyait que ces écrêtements atteignent de l'ordre de 0,3 % de la production renouvelable terrestre en moyenne à réseau complet (c'est-à-dire sans participation des producteurs ENR aux ajustements ou à réseau consigné).

Le volume d'énergie non évacuée (ENE), lié à ces écrêtements à réseau complet, est en constante augmentation depuis 2021 : selon les estimations, ce volume est passé de ~230 GWh en 2023 à ~375 GWh en 2024 (soit ~0,55 % de la production). Cette augmentation est liée au rythme de raccordement d'EnR

terrestres (47GW à fin 2024 contre 27 GW à fin 2019) et à des limitations qui sont encore réalisées manuellement et préventivement dans certaines zones. Cette augmentation de l'ENE était ainsi attendue et se matérialise effectivement. Depuis 2019, RTE installe des automates spécifiques (NAZA comme Nouveaux Automates de Zone Adaptatifs) qui ont la capacité de gérer ces contraintes de façon curative, ce qui permet de contenir l'ENE. A fin 2024, 18 automates NAZA sont installés et interfacés avec les moyens de conduite utilisés par les GRD, avec la volonté de poursuivre et accélérer le programme de déploiement.

Aussi, pour tenir compte des incertitudes quant aux évolutions de la consommation et de la production EnR dans les prochaines années, et du rythme de déploiement des automates NAZA, un plafond plus élevé, s'élevant à 0,8 %, est mis en œuvre pour le TURPE 7 HTB. Ce taux est calculé comme l'énergie écrêtée rapportée à la production totale d'énergie photovoltaïque et d'éolien terrestre. La CRE pourra réviser ce taux au cours de la période tarifaire afin de tenir compte des résultats du SDDR 2025.

Gestion de la tension

5.1 Gérer le risque d'écroulement de tension

La tension du réseau est réglée à partir de multiples sources de puissance réactive (groupes de production, condensateurs, réactances, compensateurs de réactif à base d'électronique de puissance – CSPR –, etc.) réparties sur le réseau.

Dans une zone donnée, les sources de puissance réactive peuvent ne plus être suffisantes pour satisfaire les besoins en cas, par exemple, de la perte d'ouvrages du réseau de transport ou de groupes de production, et ce d'autant plus que la consommation est élevée.

L'importation de la puissance manquante à partir des zones voisines provoque alors des chutes de tension importantes sur le réseau. Des régulateurs en charge automatiques, installés au niveau des transformateurs des réseaux alimentant les consommateurs, permettent de compenser ces chutes de tension. Ceci a cependant pour conséquences d'augmenter l'appel de courant et donc d'abaisser encore un peu plus la tension de la zone.

En deçà d'un certain niveau bas de tension appelé tension critique, la limite de puissance transmissible est atteinte.

Dans le cadre du plan de défense en tension, RTE a installé deux automates sur le réseau (ADO depuis 2009 et ADN depuis 2015 dont

la rénovation technique est en cours) qui permettent de se prémunir du risque d'écroulement de tension. En cas d'incident sur le réseau résultant en une chute importante de la tension, ces automates activent un volume de délestage de consommation localisé et juste nécessaire pour éviter une extension non maîtrisée de l'effondrement de réseau, évitant ainsi un volume beaucoup plus important de consommation coupée. Ces deux automates viennent en complément de l'automate ABRT déployé au périmètre national à la suite de l'incident du 12 janvier 1987. Cet automate, rénové en 2023, permet d'assurer le blocage automatique des régulateurs des transformateurs installés tant sur le RPT que sur le RPD. Le périmètre d'action de cet automate se limite à une zone géographique donnée, rattachée à un point pilote de mesure de la tension. En fonction de la profondeur de l'incident, plusieurs zones peuvent être concernées.

Bien que toujours envisagé dans le Plan de Défense, le risque d'écroulement de tension est moins présent aujourd'hui en raison de l'évolution structurelle du système électrique (stagnation de la consommation, réduction des soutirages sur le réseau de transport, développement des EnR diffuses). Les enjeux d'exploitation se déplacent donc progressivement vers la question des tensions hautes (voir partie suivante).



La gestion des tensions basses durant l'hiver 2023/2024 n'a pas présenté de difficulté majeure. Aucun ordre de sauvegarde pour tensions basses n'a été envoyé depuis 2021.

Le seuil d'armement des Automates de Défense Ouest et Nord (ADO et ADN) n'a jamais été atteint (les derniers armements datent de mars 2020).

La présence des groupes de production dans l'ouest et le nord-ouest de la France durant l'hiver, ainsi que des niveaux de consommation réduits expliquent en grande partie l'amélioration qui se maintient en 2024.

Des valeurs de tensions basses sur le réseau de transport (400 et 225 kV) ont néanmoins été rencontrées lorsque de forts transits liés aux échanges (flux traversants), observés au premier semestre 2024. Sans toutefois être dans une situation à risque d'écroulement de tension, les seuils d'activation des automates de blocage des régulateurs des transformateurs ont été dépassés à 6 reprises dans la région de Lyon et Savoie et une fois en région Centre. Pour soutenir le plan de tension en Savoie sur cette période, des appels à de la compensation synchrone ont parfois été nécessaires. RTE continue de surveiller ce phénomène en particulier dans les zones avec une perspective d'augmentation de la consommation.

5.2 La maîtrise des tension hautes

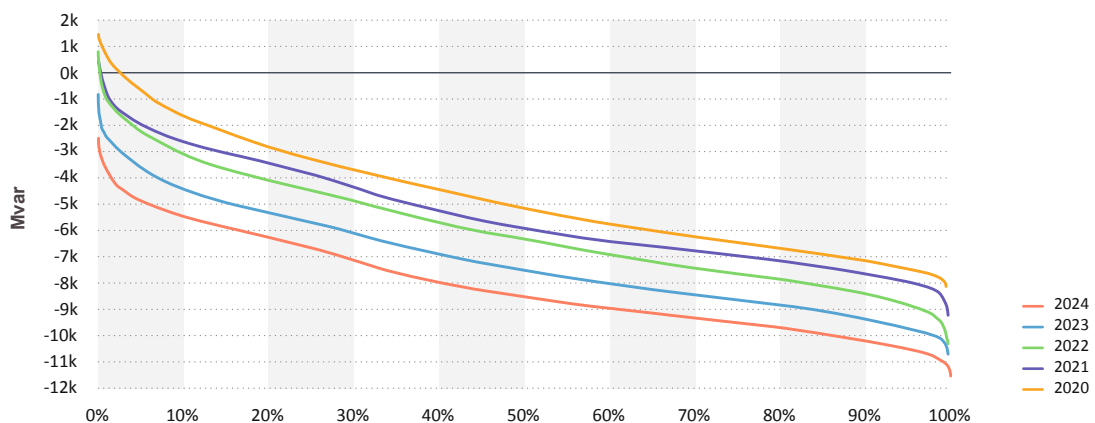
Les tensions hautes apparaissent lorsque les éléments réglant la puissance réactive (groupes de production, CSPR, selfs) ne sont plus suffisants pour absorber la production d'énergie réactive du réseau (condensateurs, lignes ou câbles peu chargés, production de puissance réactive par les clients, etc.). Ces phénomènes, qui se rencontraient historiquement durant les creux de consommation de week-ends d'été, se multiplient aujourd'hui tout au long de l'année, y compris en semaine durant les après-midis combinant

forte production diffuse et consommation faible. Les phénomènes prolongés de tensions hautes peuvent réduire la durée de vie des matériels et occasionner aussi des dégradations de matériels impactant la qualité de l'électricité. Ils peuvent également avoir des conséquences plus graves (une situation de surtension semble être à l'origine du black-out ibérique du 28 avril 2025 – ce point ne sera pas abordé dans le présent bilan sûreté, qui porte sur l'année 2024).

Malgré une amélioration en 2024, les dépassements de seuils de tensions hautes demeurent un point d'attention pour RTE. Les raisons principales sont :

- L'évolution de la nature des réseaux de transport et de distribution, qui tendent à devenir de plus en plus souterrains et donc de plus en plus générateurs de puissance réactive ;
 - L'augmentation de la production HTA diminuant la part transportée par le réseau public de transport ;
 - L'évolution des caractéristiques techniques des usages qui consomment moins de puissance réactive, voire en produisent pour certains ;
- Bien qu'en légère hausse, la consommation d'électricité en France reste à un niveau inférieur à ceux observés avant 2020 ;
 - Enfin, les importants programmes de travaux ont des impacts sur la tenue de la tension. Cela a notamment été le cas dans la région Ouest en 2024 : plusieurs indisponibilités d'ouvrages n'ont pas permis d'utiliser tous les moyens de compensation permettant de régler la tension à la baisse, sans autre moyen disponible (compensateur synchrone par exemple).

FIGURE 14 – MONOTONES DE RÉACTIF À L'INTERFACE RPT/RPD DE 2020 À 2024



Ces trois premiers points font l'objet d'une attention particulière car l'injection de réactif depuis le réseau public de distribution est en constante augmentation depuis plusieurs années (de l'ordre de 800MVar/an depuis 2020). Ainsi, depuis l'année 2023, et de manière plus marquée en 2024, les réseaux de distribution se trouvent tout au long de l'année en situation d'injection de réactif sur le RPT. Les courbes ci-dessous représentent les échanges de réactif à l'interface réseau de distribution vers réseau de transport.

Les dépassements des seuils en 400 kV restent faibles et stables par rapport à 2023.

En 225 kV, le nombre de dépassements a diminué comparé à l'année 2023, en raison d'une meilleure disponibilité du parc nucléaire, une forte hydraulicité, de forts transits, le retour de moyens de compensation notamment en région parisienne et la mise en service de nouvelles selfs (4 en région parisienne).

... tout en restant à un niveau élevé par rapport à la période 2018-2022, notamment en raison d'opérations de maintenance sur des ouvrages structurants en région Ouest illustrant les enjeux de dépassements de tension sur consignations.



FIGURE 15 – DÉPASSEMENTS DES SEUILS DE TENSION

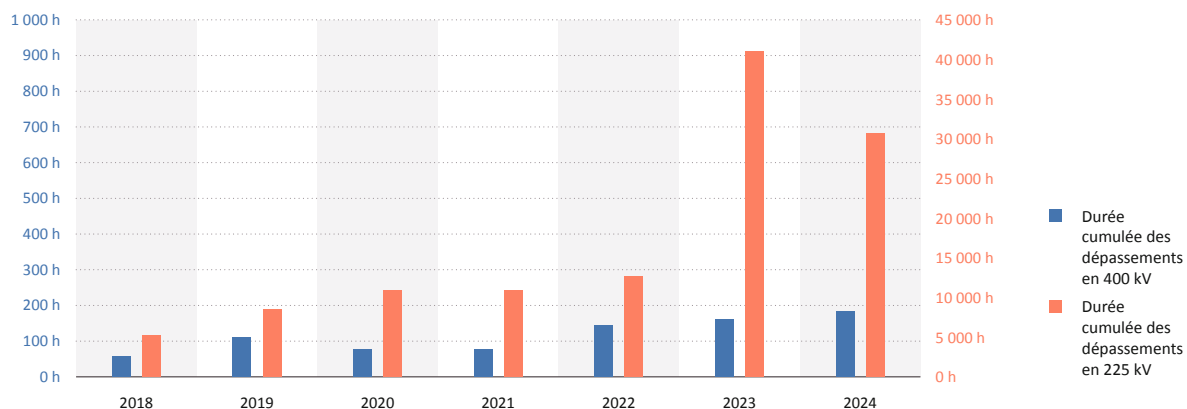
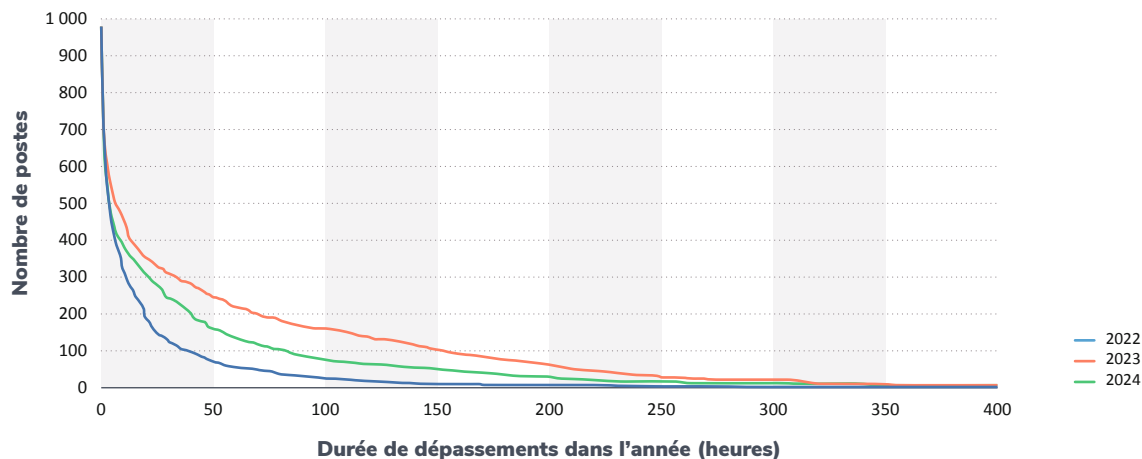


FIGURE 16 – NOMBRE DE POSTES 225KV CONCERNÉS PAR DES DÉPASSEMENTS DE SEUIL DE TENSION



Pour les trois dernières années, la figure 16 illustre la distribution de ces dépassements sur le réseau 225 kV.

Le maintien de la tension dans les plages de sécurité, en particulier lors des épisodes de tension haute, repose sur plusieurs leviers :

- ▶ l'enclenchement des moyens de compensation de la puissance réactive raccordés au RPT, en particulier des selfs (inductances permettant d'abaisser les tensions), dont le taux d'utilisation est croissant d'année en année ;
- ▶ la participation des moyens de production raccordés au RPT au réglage de la tension dans le cadre du contrat de service système tension. Cette participation est exigible pour tous les moyens de production raccordés au RPT, sans exception (réglage primaire de tension en HTB1, réglage primaire et secondaire de tension en HTB2 et HTB3¹⁶) ;
- ▶ la contribution des moyens de productions EnR raccordés en HTA aux réseaux de distribution avec un réglage qui permet une absorption de puissance réactive dès lors que ces moyens injectent de la puissance active ;

- ▶ la mise hors service ponctuelle d'ouvrages du réseau de transport afin de recharger celui-ci et de diminuer l'effet capacitif qui élève la tension ;
- ▶ l'utilisation des moyens de production raccordés au RPT qui disposent d'une fonction de « compensation synchrone », fonction qui permet à ces moyens de production d'absorber ou de fournir de la puissance réactive sans injection de puissance active sur le réseau ;
- ▶ la possibilité pour RTE de contractualiser le démarrage ciblé de moyens de production afin de permettre leur participation au réglage de la tension.

Au-delà des accords contractuels passés en amont avec les producteurs pour garantir la disponibilité de groupes ciblés, les moyens appelés par RTE sur le mécanisme d'ajustement pour maintenir les valeurs de tension ont représenté un coût semblable à celui de 2022 après une forte augmentation en 2023 : près de 3 M€ en 2024 pour un volume de 11,3 GWh (22 M€ en 2023 pour un volume de 112 GWh, contre moins de 4 M€ pour 12 GWh en 2022). L'utilisation

16. HTB1 (90 kV – 63 kV) – HTB2 (225 kV – 150 kV) – HTB3 (400 kV)

de groupes en compensateurs synchrone a représenté un coût de 11,4 M€ en 2024 (contre 32,1 M€ en 2023 et 13,6 M€ en 2022).

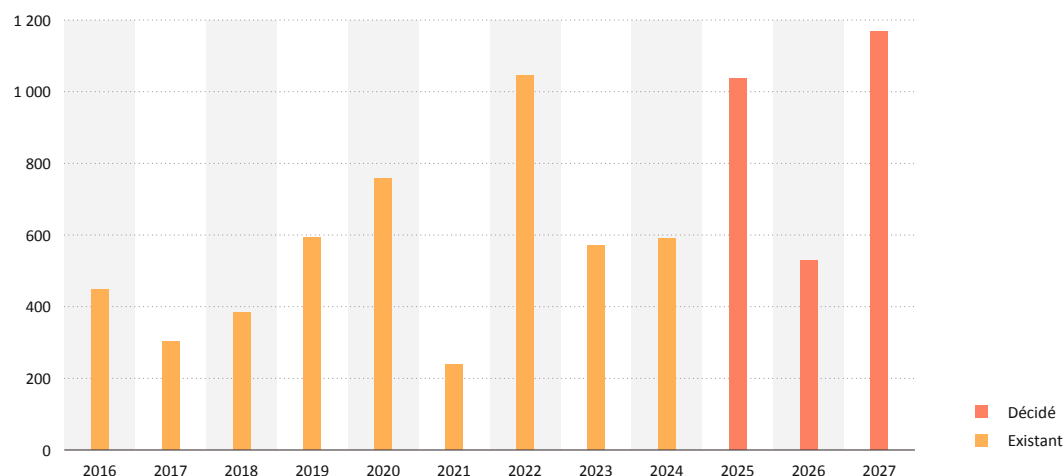
Dans ce contexte, **RTE poursuit son programme d'installation de moyens de compensation** pour mieux maîtriser les tensions hautes : l'année 2024 a ainsi vu le raccordement de 590 MVar de selfs¹⁷. Concernant la région Ouest fortement concernée par les tensions hautes en 2024, la mise en service de la self de Niort en novembre 2024 va faciliter la gestion du plan de tension. Aussi, sur les 14 nouvelles selfs planifiées en 2025, 7 sont prévues dans la région Ouest.

Une nouvelle étude nationale a été lancée en 2024 pour actualiser les besoins en moyens de compensation de la tension à horizon 2030, la dernière

étude datant de 2022 (couvrant l'horizon 2027). Les conclusions de cette étude montrent le besoin d'installer 34 équipements supplémentaires nécessaires pour maîtriser des contraintes en N en complément d'autres leviers comme l'utilisation de services systèmes en tension des installations raccordées au RPT.

La démarche lancée en 2023 avec ENEDIS sur le changement de tension de consigne des EnR raccordées sur les réseaux de distribution se poursuit pour s'étendre jusqu'à fin 2026. Le gain attendu du paramétrage de leur tangente phi dans la plage $[-0,25 ; -0,35]$ est un levier majeur pour compenser l'augmentation du refoulement de puissance réactive observé du RPD vers le RPT (croissance annuelle estimée entre 800 et 850 MVar). Aussi, le portage fait aux autres GRD sur cette démarche devrait permettre une mise en œuvre sur des zones identifiées comme sensibles.

FIGURE 17 – PROJETS DE SELFS PAR ANNÉE DE MISE EN SERVICE



¹⁷. Ce volume correspond aux nouveaux matériels identifiés dans les études dédiées à la tenue du plan de tension. Ne sont pas concernées les selfs associées aux nouveaux raccordements (notamment pour l'éolien offshore), aux études menées dans le cadre des S3REnR ou au renouvellement des matériels existant. A noter également que pour les nouveaux raccordements et les besoins liés aux S3REnR, le financement des moyens de compensation est pris en charge par les acteurs concernés.

Par ailleurs, l'expérimentation démarrée en 2023 avec un parc photovoltaïque raccordé sur le réseau 225 kV du sud-ouest se poursuit. Sollicité en compensation statique la nuit pour aider à la tenue de tension, l'année 2024 a permis de démontrer la faisabilité technique de la solution et de travailler sur l'amélioration de la gestion du pilotage temps réel de la tension. Aussi, l'année 2024 a permis de préparer des expérimentations similaires sur des parcs éoliens pour un lancement prévu en 2025.

En concertation avec les acteurs concernés (syndicats, producteurs), les règles de participation au réglage de la tension ont évolué en avril 2024. Ce nouveau cadre proposé aux producteurs EnR a

permis l'arrivée de 6 nouveaux acteurs à compter du 3^e trimestre et 15 supplémentaires à compter du 4^e trimestre 2024. En 2024, RTE a contrôlé de façon continue les performances de 470 entités de réglage de la tension (producteurs dont EnR, consommateurs, stockeurs, HVDC). Le résultat de ces contrôles est similaire à celui de l'an passé (la profondeur des écarts en réactif est globalement constante par rapport à 2023). Ces écarts de performance et les indisponibilités des moyens de production fournissant des services système conduisent à des abattements dans la rémunération et à des pénalités, pour un montant de 20,2 M€ en 2024, en légère hausse par rapport aux deux dernières années (18,3 M€ en 2023 et 19,3 M€ en 2022).

Faits marquants de l'année 2024

6.1 La gestion des flux à l'approche du temps réel se complexifie avec des événements pouvant être à risque pour la sûreté du système électrique

La position géographique et électrique de la France, connectée avec plusieurs zones « périphériques » dans le système électrique européen (Espagne, Grande-Bretagne, Italie) mais aussi fortement interconnectée avec le Benelux, l'Allemagne et la Suisse, place le pays en situation de « carrefour électrique ». La transformation des mix de production des pays européens modifie actuellement les flux d'électricité sur la plaque européenne, et conduit notamment à une augmentation des échanges entre les pays du Nord et de l'Est et les pays du Sud et de l'Ouest de l'Europe. Par sa position de « carrefour électrique » entre Europe du Nord, du Sud et de l'Est, la France joue de plus en plus le rôle de pays de transit lorsque de tels régimes d'échanges s'établissent. Une illustration concrète est celle des échanges entre la péninsule ibérique et la région de l'Allemagne et du Benelux, zones disposant d'une capacité installée solaire et éolienne déjà importante. Ces « échanges traversants¹⁸ » sont croissants en volume et en fréquence.

Entre 2001 et 2020, les échanges traversants se situaient principalement sur une boucle allant de l'Allemagne vers l'Italie et la Suisse, en passant par la France. Pendant les années 2010, les échanges se diversifient. Les années 2020, et particulièrement l'année 2024, ont vu se développer ces nouveaux régimes d'échanges ; l'émergence d'échanges traversant la France en provenance de l'Espagne et à destination du reste de l'Europe est particulièrement notable au cours de l'année 2024.

La figure 18 met en évidence des tendances générales en moyenne mensuelle concernant les régimes d'échanges. Elle ne permet cependant pas de saisir la variabilité du fonctionnement du système électrique européen interconnecté, dans lequel les flux (comme d'autres grandeurs) varient à chaque seconde, selon le moment de la journée, de la semaine ou de l'année. Ceci nécessite une adaptation permanente pour piloter l'équilibre offre demande et les flux associés. À titre d'exemple, au 1^{er} semestre 2024, la France était largement importatrice depuis la péninsule ibé-

¹⁸. Le réseau européen étant maillé, il est possible de supposer intuitivement que les échanges de la France avec ses voisins directs ont des composantes ayant pour origine ou pour destination des pays plus « lointains ». Schématiquement, si, sur un intervalle de temps donné, la France importe de l'électricité depuis l'Espagne mais qu'elle en exporte vers l'Italie au même moment, alors il peut être légitime de considérer que, sur l'intervalle de temps en question, une partie de l'électricité échangée entre la France et l'Italie est attribuable à de la production en Espagne. On parle alors d'échange traversant.

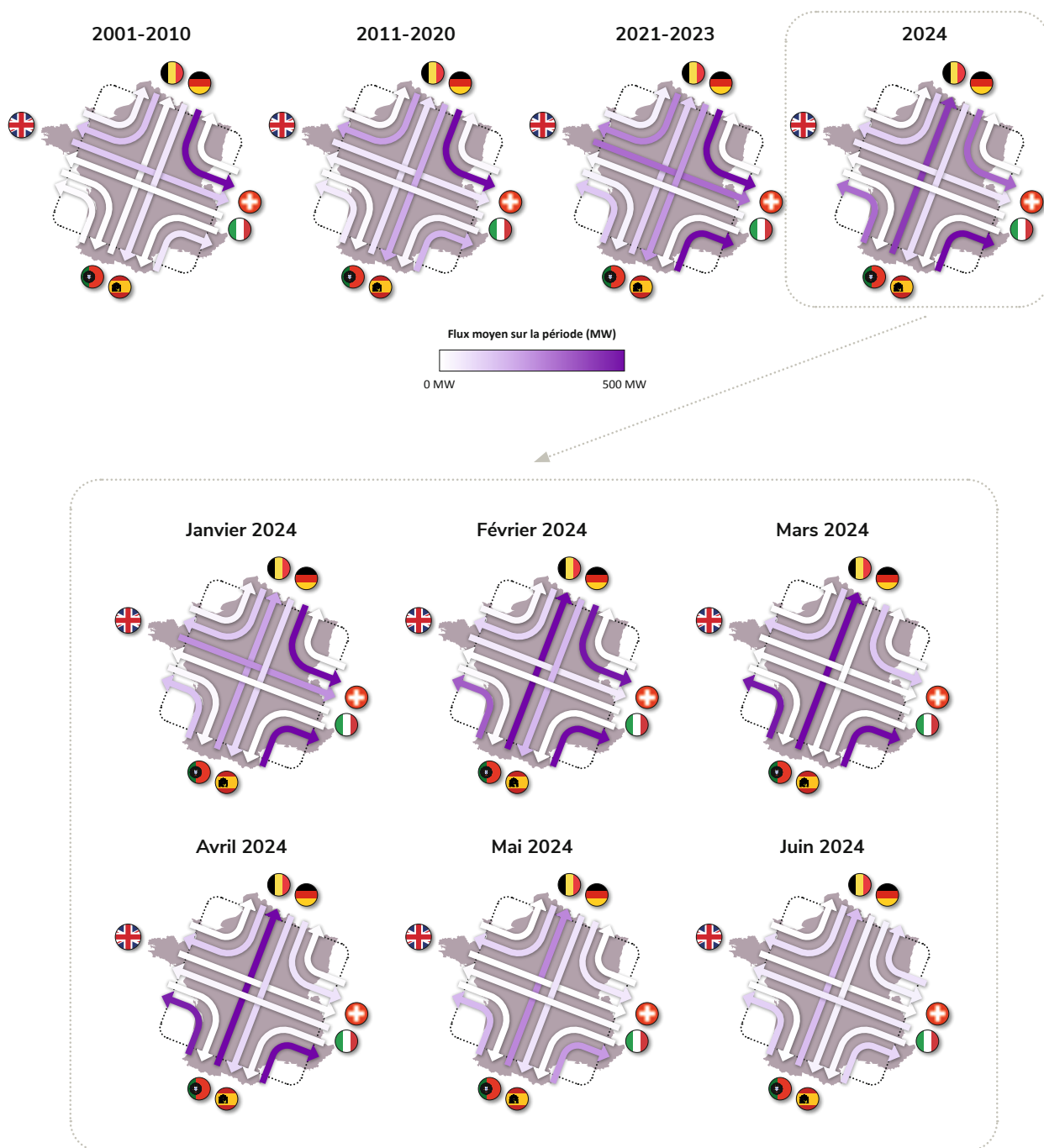


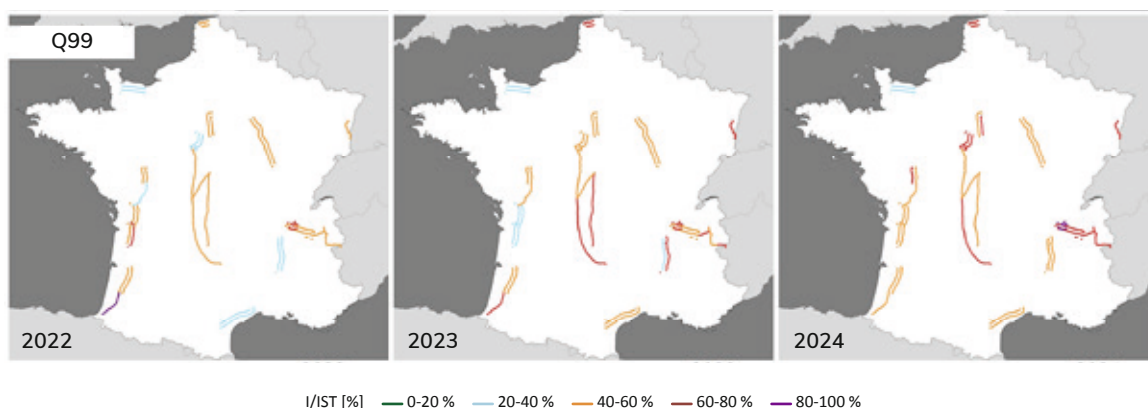
FIGURE 18 – ÉVOLUTION DES FLUX TRAVERSANT LE RÉSEAU FRANÇAIS

rique au cours des quatre premiers mois puis elle est devenue exportatrice vers la péninsule à partir du mois de mai.

En complément, à partir d'un échantillon représentatif d'une quarantaine de lignes 400 kV, une analyse a permis d'illustrer plus précisément l'évolution de la charge des ouvrages sur le réseau interne sur base de l'analyse du ratio « courant de transit/IST »¹⁹. La figure ci-dessous illustre l'évolution sur les trois der-

nières années du quantile 99 qui correspond aux 80 heures dans l'année (1 % du temps) où le taux de charge est le plus important. Ce taux de charge évolue de manière significative : globalement dans les tranches entre 20 et 60 % de l'IST en 2022, il évolue dans les tranches entre 40 et 80 % de l'IST en 2024. Ces taux de charge tiennent compte des actions mises en œuvre en temps réel pour maintenir les flux dans le cadre des doctrines d'exploitation.

FIGURE 19 – QUANTILE 99 DES TAUX DE CHARGE DE 2022 À 2024 SUR UN ÉCHANTILLON DE LIGNES 400 KV



¹⁹. IST : intensité de secours temporaire, sans limitation de temps, mais qui n'est atteinte qu'occasionnellement et pendant des durées limitées

LES FORTS NIVEAUX D'EXPORTATION ONT GÉNÉRÉ DES CONTRAINTES SUR LE RÉSEAU, AU MOMENT OÙ CELUI-CI ABORDE UNE PHASE DE TRAVAUX PLUS SIGNIFICATIFS POUR ASSURER SON RENOUVELLEMENT ET L'ATTEINTE DES OBJECTIFS DE DÉCARBONATION ET DE RÉINDUSTRIALISATION.

Ces « échanges traversants » sont croissants en volume et en fréquence, et s'ajoutent aux volumes d'exportations issus de la production française. Dans ce contexte, en complément des réductions d'échanges déjà anticipées du fait des travaux planifiés et de l'avarie de longue durée de la liaison d'interconnexion Albertville-Rondissone entre la France et l'Italie, RTE a procédé à des réductions exceptionnelles des capacités d'exportation vers les pays de la frontière Est de la France au cours des mois d'avril et mai. Ces mesures ont été activées après que l'ensemble des moyens conventionnels ont été mis en place et que des travaux de maintenance supplémentaires ont été déprogrammés²⁰. Toutefois, même au cours de cette période, le solde exportateur vers l'Allemagne et la Belgique a dépassé les valeurs maximales observées au cours des dix dernières années, et il est resté proche des valeurs moyennes sur les frontières italienne et suisse.

Ce besoin de recourir à des réductions complémentaires de capacité est le résultat de l'effet combiné :

- ▶ d'une forte production décarbonée en France et dans la péninsule ibérique ;
- ▶ de la réorganisation des flux au sein du territoire français, dans ce contexte de forte production décarbonée, particulièrement visible dans le sud-ouest de la France ;
- ▶ de la réalisation par RTE de travaux de maintenance principalement mais aussi de renforcement de l'infrastructure de grand transport (le programme de rénovation et de renforcement des axes principaux du réseaux de grand transport français a été détaillé par RTE dans le SDDR 2025 dont les orientations ont été rendues publiques le 13 février 2025). Ces travaux ont conduit à des

indisponibilités d'ouvrages électriques principalement au printemps et en automne, et donc à l'augmentation de flux sur le reste du réseau.

À partir du mois de mai, les contraintes sur le réseau de transport proche des frontières de l'Est de la France se sont atténuées tout en restant significatives. À l'été 2024, RTE anticipait que de telles situations seraient susceptibles de se reproduire entre les mois d'août et octobre ; finalement, les conditions ont été plus favorables, et n'ont pas entraîné la nécessité de recourir de nouveau à des actions exceptionnelles.

La gestion de l'exploitation du système électrique durant cette période a été particulièrement complexe. En effet, entre les mois de mars et juin 2024, malgré les réductions exceptionnelles d'exportations, 18 situations ESS B, pendant lesquelles un aléa réseau aurait pu compromettre la sûreté du réseau, ont été détectées à l'échelle du temps réel, représentant une durée d'exposition au risque d'environ 40 heures. Sur ces 18 situations, 15 avaient pour origine une contrainte d'exploitation liée aux flux observés sur les frontières avec l'Italie et la Suisse. La résolution de ces écarts a nécessité la mise en œuvre d'actions rapides (ajustement de la topologie du réseau y compris sur les réseaux voisins, ajustement du plan de production interne, réduction supplémentaire d'échanges en temps réel).

Comme indiqué plus haut, malgré un planning de travaux contraignant entre les mois d'août et octobre, l'exploitation du système a été moins contrainte au second semestre, 5 situations similaires ont été recensées, 4 d'entre elles concernant la zone frontière avec la Suisse et l'Italie.

²⁰. La période de mars à juin 2024 a été marquée par 16 annulations de consignations d'ouvrages 400kV quelques semaines ou quelques jours avant le début programmé des travaux (ou par des ajustements du périmètre des interventions dans le but de réduire les durées de consignation)

6.2 Maîtrise des épisodes de prix spot négatifs

POURQUOI DES PRIX NÉGATIFS ?

Dans un système électrique dans lequel la part des renouvelables croît, l'augmentation des prix négatifs est un phénomène attendu, en particulier si la consommation électrique demeure faible. En effet, les épisodes de prix négatif surviennent, en général, lors de moments de faible demande conjugué à une forte offre de production d'énergie renouvelable. En cas d'offre supérieure à la demande, les groupes de production au coût marginal de production non nul, devraient arrêter leur production. Ils peuvent cependant préférer ne pas l'arrêter, et proposer leur production d'électricité à prix négatif temporairement, c'est-à-dire choisir de payer des acheteurs pendant quelques heures pour qu'ils consomment. La raison réside dans le fait que la mise à l'arrêt temporaire d'un groupe thermique peut être coûteuse en raison des contraintes techniques et économiques (coûts de démarrage, minimum technique, durée minimale d'arrêt, etc.). Les consommateurs sont ainsi rémunérés pour consommer une électricité produite en abondance à ces instants précis.

Les prix négatifs ne sont pas, en soi, une anomalie du fonctionnement du marché. En théorie, le prix négatif constitue un signal économique pertinent, incitant les consommateurs à consommer lors des périodes de forte production, et les producteurs à baisser leur niveau de production lorsqu'elle ne trouve pas de débouché. Dans les

faits cependant, comme seule une petite partie de la consommation d'électricité à un moment donné est couverte par des volumes échangés au prix spot (ou dont le prix est indexé sur le prix spot), l'effet incitatif de ce signal sur le niveau de consommation est réduit. De plus, une large partie de la production renouvelable n'est pas non plus exposée aux prix de marché, disposant de contrats directs d'achat d'énergie par le mécanisme d'obligation d'achat. Le prix négatif n'agit pas, alors, en tant qu'incitation à la réduction de ces productions. Les installations en complément de rémunération, en revanche, sont incitées à ne pas produire en cas de prix négatifs. En effet, le mécanisme ne prévoit aucune rémunération pour la production lors de ces épisodes, mais elle prévoit une compensation si le nombre d'heures d'arrêt cumulé de l'installation sur l'année dépasse un seuil défini par filière.

Notamment, la production éolienne et solaire lors des épisodes de prix négatifs a été généralement inférieure à celle observée pendant les épisodes de prix nuls. Cette différence montre clairement l'effet de l'écèlement des parcs renouvelables sensibles aux prix (parcs sous complément de rémunération ou exposés au prix de marché), pendant les heures à prix négatifs, dont le volume total au cours de l'année 2024 est estimé à 1,8 TWh.

Le nombre d'occurrences de prix spot négatifs (PSN) a fortement augmenté en 2024, avec 359 heures au cours de l'année, soit 4 % du temps (contre 147 heures en 2023). La multiplication des épisodes de prix négatifs s'est accélérée au cours des dernières années, sous l'effet de la poursuite du développement de la production décarbonée et du maintien de la consommation à un niveau plus faible que celui de la période 2014-2019.

Le cadre contractuel régissant les **groupes de production sous le régime de complément de rémunération** (volume installé de 11,5 GW en 2024, en majorité EnR contre 8,3 GW en 2023) incite les producteurs concernés à s'arrêter quand le prix de marché en J-1 est négatif, révélant un trop-plein de production dans le système électrique par rapport à la consommation et aux échanges aux frontières. Par ailleurs, une partie des EnR hors mécanisme de soutien (par exemple sortie d'obligation d'achat) adopte logiquement le même comportement en arrêtant sa production lors de ces épisodes de prix négatifs. **Des arrêts synchronisés de volumes importants**

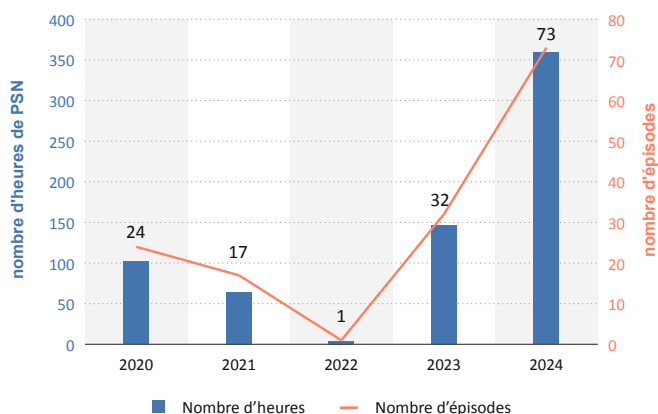
de production EnR ont ainsi été observés en 2024, avec une fréquence et une profondeur significativement accrue par rapport aux années précédentes, du fait de la baisse globale des prix de marché et de la place croissante des EnR dans le mix énergétique français. Ces épisodes sont fortement corrélés avec les périodes de volume de production photovoltaïque important. Bien que les périodes concernées soient connues la veille, une vigilance particulière continue de s'imposer lors de ces épisodes, afin d'estimer et d'anticiper au mieux les volumes d'arrêt de production EnR, respectivement de reprise, en début et fin de ces périodes. En effet, ces variations rapides de production peuvent désormais atteindre des volumes de l'ordre de 12 GW au périmètre français, ce qui est considérable.

Pour appréhender l'impact sur la sûreté, au-delà du nombre d'heures, il convient de considérer le nombre d'épisodes rencontrés. En effet, la gestion de l'équilibre du système électrique est rendue complexe au début et à la fin de chacun de ces épisodes.

Grâce aux réserves et aux marges prévues pour faire face aux aléas, il est possible d'aborder ces épisodes en étant volontairement en surproduction par rapport au besoin d'équilibrage de façon à anticiper la chute de production, tout en gardant également des capacités de production complémentaires pour compenser les baisses si la chute s'avère plus importante ou rapide.

Dans le même esprit, à la fin de l'épisode, c'est-à-dire peu avant la reprise de production (liée au fait que les prix redeviennent positifs), la hausse brutale de production peut être anticipée en étant volontairement en sous-production tout en conservant un volume d'ajustement à la baisse dans le cas où la reprise serait plus importante que prévue.

FIGURE 20 – ÉPISODES DE PRIX SPOT NÉGATIFS



L'arrêt et la reprise, des dynamiques complexes à gérer

La prévision de la dynamique précise d'arrêt et redémarrage des moyens de production concernés lors de ces épisodes constitue aujourd'hui un véritable défi, tant sur le volume que sur la localisation. Par exemple, le vent évolue entre l'arrêt et la reprise de production, modifiant ainsi la répartition géographique de la production éolienne. Ces incertitudes jouent sur l'optimisation de l'équilibrage en temps réel ainsi que sur la gestion des transits et des tensions, ce qui demande une forte coordination entre les activités d'équilibrage et de conduite du réseau.

Ces épisodes mêlent donc des problématiques nationales comme l'équilibre offre-demande du système électrique et des phénomènes plus locaux de gestion des flux sur les liaisons électriques ainsi que de gestion du plan de tension, notamment dans les zones concernées par des volumes importants d'arrêt ou de redémarrage. Ces phénomènes sont plus souvent observés sur le réseau de répartition (63 et 90 kV) sur lequel une partie de la production EnR est directement raccordée mais qui est aussi en interface avec le réseau de distribution sur lequel de nombreuses installations sont connectées.

Néanmoins, ces arrêts et reprises de production induisent une variation rapide des flux sur l'ensemble des réseaux pouvant également impacter le réseau 225kV tant pour les flux (1 ESS A recensé en 2024 pour dépassement temporaire de la valeur d'intensité maximale au redémarrage de la production) que pour les tensions (par exemple une élévation rapide de +9 kV sur un poste 225 kV lors d'un arrêt de production EnR).

Les actions des automates et régulations permettent un retour à une situation d'exploitation stable, souvent complétées par des adaptations de la topologie au niveau des postes électriques pour équilibrer la répartition des flux sur le réseau.

Afin de mieux anticiper les zones qui seront les plus concernées, des travaux ont été engagés pour identifier en amont les parcs susceptibles de s'arrêter sur prix spot négatifs en se basant sur l'historique.

Ces phénomènes illustrent l'importance des travaux initiés par RTE, en lien avec la Direction générale de l'Énergie et du Climat (DGEC), la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE), les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD), autour des trois axes suivants :

- ▶ **Visibilité** : disposer d'une programmation fiable et complète de la part des acteurs afin de permettre à RTE d'anticiper l'équilibre offre-demande au sein de la fenêtre opérationnelle.
- ▶ **Contrôlabilité** : disposer de la possibilité d'ajuster les niveaux de production d'une partie du parc EnR en activant des offres déposées par les acteurs sur le mécanisme d'ajustement à la baisse comme à la hausse (lors des épisodes de prix spots négatifs par exemple).
- ▶ **Progressivité des arrêts** : encadrer la dynamique d'arrêt de la production EnR (rampe ou échelonnement) lors des épisodes de prix négatifs afin de maîtriser au mieux les impacts sur la fréquence électrique européenne.

Prévention des incidents de grande ampleur

7.1 La stabilité du réseau

LA RUPTURE DE SYNCHRONISME (OSCILLATIONS LOCALES DE FRÉQUENCE)

En fonctionnement nominal, les alternateurs des centrales de production interconnectées en Europe fonctionnent à la même fréquence, autour de 50 Hz : on parle de fonctionnement synchrone du réseau électrique, le réseau étant le « lien synchronisant » entre les machines électriques.

Cet équilibre peut être rompu lors de courts-circuits ; ces derniers induisent une accélération de la vitesse de rotation des alternateurs. Si le court-circuit n'est pas éliminé assez rapidement, ou si le groupe n'était pas dans un état initial suffisamment stable, les alternateurs peuvent ne pas réussir à se recaler sur la fréquence du réseau général : il y a alors rupture de synchronisme. Si le phénomène se prolonge, il se propage alors aux autres groupes. Pour éviter cette propagation, les protections contre les ruptures de synchronisme entrent en action en découplant le

réseau suivant des zones prédéfinies, de manière à isoler la zone affectée.

Pour garantir la stabilité des groupes interconnectés, RTE réalise des études spécifiques à diverses échéances, et entreprend les actions préventives nécessaires :

- Détermination et respect des temps d'élimination maximum des courts-circuits ;
- Limitation du domaine de fonctionnement des groupes en termes de puissance active et réactive, pour leur garantir une plus grande stabilité initiale ;
- Adaptation des schémas d'exploitation et optimisation de placements de retraits d'ouvrages ;
- Contrôle de la performance des régulations des groupes de production et des systèmes de protection.

Aucun fonctionnement de protection de débouclage par rupture de synchronisme (DRS) n'a été relevé en 2024. On peut néanmoins noter six événements (ESS B) impactant localement la stabilité du réseau de transport :

- Le 24 mai 2024, les 18 et 22 juin 2024 ainsi que le 14 novembre 2024, la gestion des tensions lors des creux de consommation a conduit à

brèvement sortir des critères de la maîtrise des risques relatifs aux limites d'absorption de puissance réactive sur le site de production de Civaux.

- Le 17 mars 2024, une situation similaire a été relevée sur le site de production de Blayais, avec une brève sortie des critères de la maîtrise des risques relatifs aux limites d'absorption de puissance réactive.

- Le 18 novembre 2024, une information concernant une avarie de protection de différentielle de barre au poste de Gatinais 400 kV a été mal interprétée, ce qui n'a pas permis pendant une partie de la journée, de mettre en place les parades pour se prémunir d'une sortie des critères de la maîtrise des risques.

Par ailleurs, la fin d'année 2024 a permis de mettre en production une version industrielle de l'application StabSys : une chaîne cyclique automatisée qui effectue l'analyse de la stabilité transitoire sur le réseau RTE et les risques de rupture de synchronisme. Cette application permet d'améliorer la surveillance de ces phénomènes sur chaque pas horaire 24 h/24.

LES OSCILLATIONS INTERZONES DE FRÉQUENCE

Les oscillations interzones (ou modes interzones) constituent des phénomènes électrotechniques complexes pouvant s'établir entre deux ou plusieurs parties d'un système électrique étendu. Elles apparaissent lorsque les échanges sont importants ou lorsque les frontières entre ces zones sont moins bien maillées. Dans cette configuration, lorsqu'un déséquilibre survient (par exemple, une variation de charge ou une perturbation), des groupes de production synchrones situés dans différentes zones géographiques du réseau peuvent commencer à osciller les uns par rapport aux autres à basse fréquence (entre 100 mHz et 1 Hz) en opposition de phase. Cette dynamique engendre des oscillations de toutes les grandeurs électriques, et particulièrement de la puissance active sur les lignes interconnectant les zones entre elles. Le mode interzone le moins bien amorti en Europe actuellement est le mode Est-Centre-Ouest, impliquant des oscillations de la péninsule ibérique et de la Turquie en opposition de phase avec le centre de l'Europe, à une fréquence de 200 mHz environ. La péninsule ibérique étant à l'extrémité du réseau européen et la frontière France-Espagne étant relativement peu

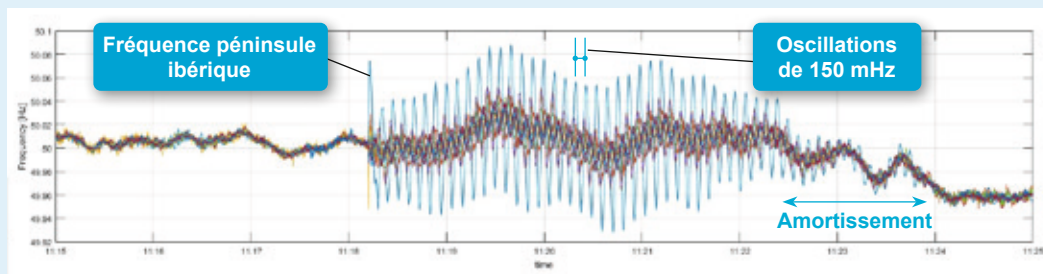
maillée, la gestion de cette frontière a un impact important sur ce mode.

Pour illustrer ce phénomène, le graphe ci-dessous présente les variations de la fréquence lors de l'événement du 1^{er} décembre 2016.

La valeur de la fréquence se maintient autour de 50 Hz mais présente des variations importantes dans différents points du réseau interconnecté européen.

Ce phénomène impacte la stabilité du réseau électrique et doit être amorti afin de ne pas entraîner des risques de sûreté amenant potentiellement au déclenchement de groupes de production et à la séparation du réseau européen.

Le déploiement d'équipements de mesure en de nombreux points du réseau européen (Unités de mesure de phase ou Phasor Measurement Unit-PMU) dont les données sont partagées entre les gestionnaires de réseau européens permet de surveiller le phénomène et de parer à ses conséquences.



La surveillance de l'amortissement des oscillations à l'échelle du continent européen a montré que celui-ci pouvait être faible sur de longues périodes. La connexion de l'Ukraine et la Moldavie, à la zone synchrone européenne en mars 2022 a renforcé le besoin de surveiller ces phénomènes oscillatoires.

En 2024, plusieurs événements oscillatoires impliquant le mode Est-Centre-Ouest ont été observés, dont certains ont nécessité la mise en place de countertrading pour réduire la puissance exportée de l'Espagne vers la France. Ce fut notamment le cas les 10, 11 et 25 janvier, 21 février, 25 avril, 30 septembre et 22 octobre 2024, soit 7 occurrences (8 en 2022 et 3 en 2023).

Oscillations forcées par des dysfonctionnements de groupes

Aucun événement d'oscillations forcées n'a été constaté en 2024.

Un algorithme de détection des oscillations à partir des télémesures des groupes a été développé par RTE, en partenariat avec la Washington State University (OASIS project). Une première version d'un outil open source basé sur cet algorithme a été testée sur des événements antérieurs et sera mis à disposition des équipes opérationnelles (hors dispatching pour le moment) courant 2025 afin d'automatiser la localisation des groupes pouvant être source d'oscillations forcées.

Inertie du système électrique

En complément, ENTSO-E travaille sur le phénomène d'inertie et analyse le retour d'expérience de certains événements à la maille européenne.

L'inertie du système électrique reflète sa capacité à limiter les variations rapides de fréquence lors de déséquilibres importants de production-consommation. L'inertie est un élément clé de la stabilité en fréquence du système. Les phénomènes en jeu sont des pertes importantes de production, de consommation ou des flux d'échanges entre zones (séparation de réseau).

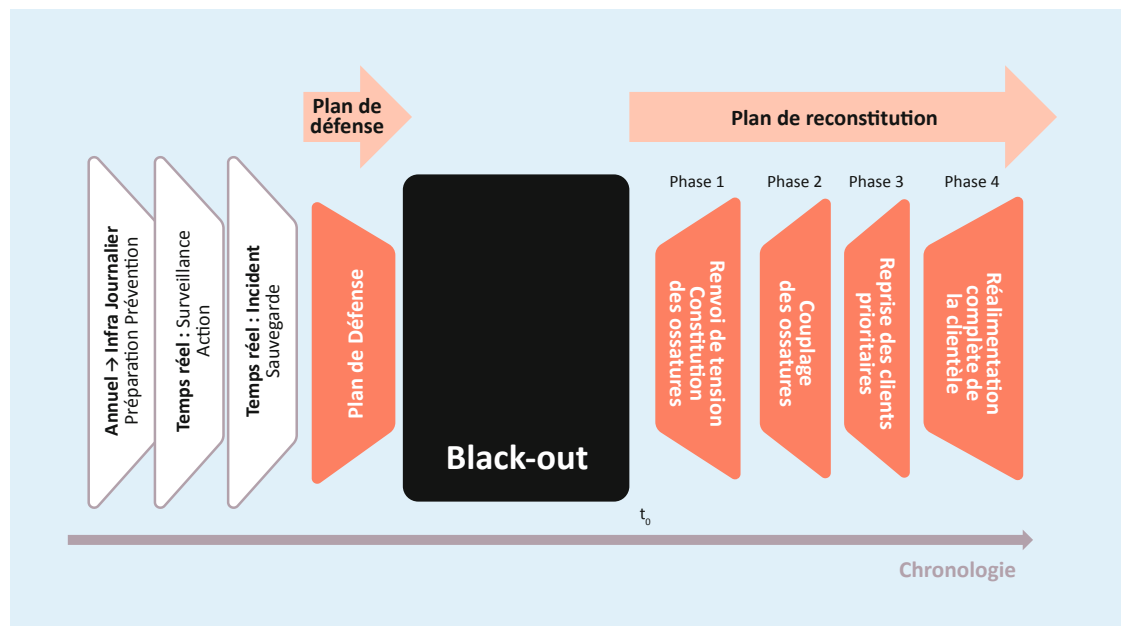
Un projet d'étude pour simuler l'évolution de l'inertie du système sur la base d'études de développement décennal de réseau européen (TYNDP) a été lancé sous l'égide d'ENTSO-E en 2022. Le but est d'évaluer l'inertie du système dans le cadre de l'évolution du système électrique européen. Les simulations se focalisent sur les scénarios de séparation du réseau européen continental en plusieurs sous zones disjointes comme cela a été le cas notamment lors de l'incident France-Espagne le 24 juillet 2021 ou le 4 novembre 2006 (séparation de l'Europe continentale en 3 zones). Les résultats des simulations sont utilisés pour émettre des recommandations, afin de garantir une inertie suffisante et donc la stabilité du système.

Les rapports de 2022 et 2023 avaient mis en évidence la baisse à venir de l'inertie, le risque croissant de black-out généralisé européen en cas de séparation du réseau continental et le besoin d'inertie instantanée répartie afin de réduire la dégradation de la résilience du système européen à ce type d'événements. Les travaux de 2024 ont analysé plusieurs méthodes de répartition des besoins en inertie et abouti à une méthode visant à ce qu'en 2035, chaque pays assure une inertie de 2 sMW/MVA au moins 50 % du temps. La méthode proposée permet de ne pas dégrader l'inertie à cet horizon par rapport au niveau actuel. L'application de cette règle ne conduirait pas à des besoins d'investissements supplémentaires sur le réseau français à l'horizon 2035 mais serait plus contraignante à l'horizon 2040 car les mêmes 2 sMW/MVA devraient être assurés 90 % du temps. Si cette proposition était confirmée, elle impliquerait des investissements spécifiques en France. Cependant les besoins seront remis à jour tous les deux ans avec les données du TYNDP et le critère pour 2040 n'est pas encore finalisé.

En 2025, le groupe accompagnera la définition d'une méthode de surveillance annuelle du critère sur l'inertie (plus de 2 sMW/MVA plus de 50 % du temps) dans le cadre de l'article 39 du règlement SOGL qui préconisait, en cas de besoin, la surveillance de l'inertie.

7.2 Prévention des incidents de grande ampleur

LA DÉFENSE EN PROFONDEUR DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE



LE PLAN DE DÉFENSE

Le plan de défense réunit l'ensemble des dispositifs automatiques qui assurent les actions curatives destinées à contrer les phénomènes électrotechniques pouvant entraîner l'effondrement du réseau et dont la rapidité d'apparition et d'évolution exclut toute possibilité d'intervention humaine. Le plan de défense comprend notamment les actions suivantes :

- ▶ la séparation automatique des régions ayant perdu le synchronisme (DRS) ;
- ▶ le délestage automatique de consommation non prioritaire sur baisse de fréquence (délestage fréquentométrique) ;
- ▶ les automates spécifiques RTE du plan de défense (ADO/ADN...) ;
- ▶ le blocage automatique des régulateurs en charge des transformateurs.

Délestage fréquencemétrique

En France, depuis 2023, la gestion du délestage fréquencemétrique, partagée entre RTE et les GRD, est basée sur un principe de 6 échelons répartis entre 49 et 48 Hz, conformément au code de réseau européen sur les procédures d'urgence et la reconstitution du système électrique (code Emergency and Restoration).

L'évolution du mix énergétique sur les réseaux de distribution conduit à une grande mixité entre consommation et production, avec en particulier la croissance importante du photovoltaïque raccordé en basse tension au sein même de poches de consommation. Cette mixité rend plus difficile l'évaluation de la consommation brute puisque, selon le

niveau de la production se situant sur le même point électrique que la consommation, ce point électrique peut passer du sens consommateur au sens producteur selon les périodes de l'année et de la journée. Ceci est de nature à réinterroger les modalités de répartition et de gestion du délestage fréquencemétrique, l'organisation actuelle pouvant alors conduire à délester de la consommation tout en délestant des moyens de production au contraire de l'effet recherché. Les discussions sont lancées avec ENEDIS notamment, pour étudier les besoins d'adaptation des dispositions de mise en œuvre du délestage fréquencemétrique.

LE PLAN DE RECONSTITUTION DU RÉSEAU (PRR)

Une conjonction exceptionnelle d'événements défavorables peut conduire, malgré la mise en œuvre par RTE de tous les moyens d'actions à sa disposition, à un effondrement total du réseau (black-out) d'une région, de l'ensemble du pays voire au-delà.

RTE doit alors rétablir un fonctionnement normal du système (action de « reconstitution du réseau ») avec l'objectif d'agir au plus vite, de façon **à limiter le plus possible dans le temps l'impact du black-out**, de façon maîtrisée, dans le respect de la sécurité des personnes et des biens, et en évitant en particulier tout nouvel **écroulement du réseau**.

La stratégie de RTE pour reconstituer tout ou partie du réseau après un incident généralisé, en l'absence de tout secours possible à partir d'un réseau resté sous tension (France ou étranger), repose sur les tranches nucléaires flôtées. La

reconstitution progressive se ferait alors à partir d'ossatures de réseau prédéfinies pour permettre la réalimentation progressive des clients prioritaires puis du reste de la consommation.

La chronologie de cette stratégie repose sur la disponibilité d'une téléconduite résiliente au black-out sur l'ensemble des 3 premières phases du PRR assurant la remise sous tension du réseau.

La mise en œuvre du code Emergency & Restoration en France en 2019 a conduit à identifier les centrales nucléaires comme unique fournisseur de services de reconstitution en France. Cependant, en cas d'insuffisance de disponibilité de tranches nucléaire flôtées, les groupes sources des scénarios de renvoi de tension disposant de capacité de blackstart pourraient être sollicités par opportunité (cela représente 14 groupes hydrauliques et 3 turbines à combustion – TAC).

Projets des moyens résilients au black-out pour le PRR

Conformément à la réglementation²¹, RTE doit disposer d'un PRR garantissant un impact minimal pour les utilisateurs du réseau en rétablissant rapidement les conditions normales d'exploitation et la possibilité d'être mis en œuvre pendant 24 h sur le périmètre des postes essentiels.

Afin de respecter ces exigences réglementaires, le PRR doit être mis en œuvre en télécommande depuis les dispatchings sur la durée d'autonomie des services auxiliaires des postes électriques ce qui nécessite des réseaux télécoms résilients au black-out et des ateliers d'énergie disposant de l'autonomie attendue (8 h/10 h/24 h). En effet, en raison du nombre

important de disjoncteurs à manœuvrer, l'autonomie des batteries dans les postes ne permet pas d'envisager de remettre sous tension l'ensemble du réseau avec des actions en local.

C'est pourquoi plusieurs projets d'ampleur ont été lancés concernant la téléconduite des sites RTE mais également avec l'ensemble des acteurs contribuant au PRR (groupes de production et gestionnaires de réseau de distribution) pour assurer la résilience de nos systèmes de télécommunications (téléphonie, téléconduite et alimentation électrique des équipements télécom) qu'ils soient propres à RTE ou partagés avec eux.



21. Code européen sur les procédures d'urgence et la reconstitution du système électrique (Emergency and Restoration) et cahier des charges de concession du RPT

Coopération avec EDF pour assurer conjointement la sûreté nucléaire et celle du système électrique

L'ÎLOTAGE DES GROUPES NUCLÉAIRES, OSSATURES ET RENVOIS DE TENSION

Pour un réacteur nucléaire, l'îlotage représente le passage de son fonctionnement nominal (évacuation de sa pleine puissance sur le réseau) à un état isolé du réseau électrique, le réacteur ne produisant plus alors que l'énergie électrique nécessaire à son propre fonctionnement.

La réussite de l'îlotage des groupes nucléaires en cas d'incident généralisé est importante pour la sûreté nucléaire et primordiale pour permettre de reconstituer le réseau. Les réacteurs ayant réussi leur îlotage permettent alors de réalimenter les auxiliaires des groupes nucléaires qui ne sont pas parvenus à s'îloter et ont besoin d'un retour rapide de la tension (scénario de **renvoi de tension entre tranches nucléaires** ou avec groupes

sources disposant de la capacité de blackstart), mais aussi à réalimenter les consommateurs dans les délais les plus brefs possibles.

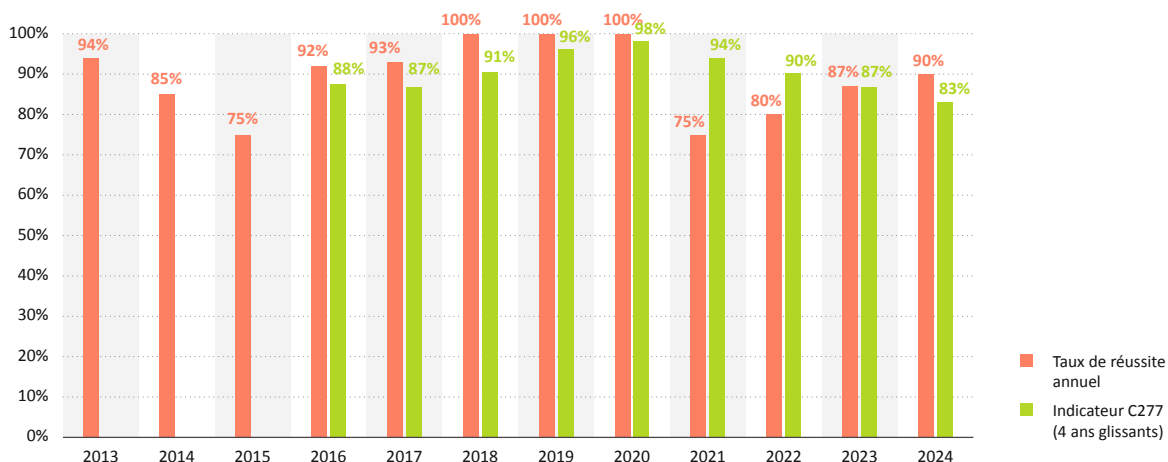
La reconstitution du réseau repose sur la remise sous tension, pas à pas, de structures 400 kV et de postes de niveau de tension inférieur (comme moyens de reprise de charge nécessaire pour limiter les phénomènes de surtensions transitoires), appelés ossatures régionales, qui relient les sites nucléaires entre eux en vue de reprendre les postes d'alimentation des zones de consommation importantes.

Hors situation d'incident généralisé, un îlotage non réussi n'a pas d'impact en termes de sûreté du système électrique.

En 2024, **9 îlotages** (programmés ou fortuits) ont été réussis par les groupes nucléaires, avec un taux de succès de 90 % en 2024 (83 % sur quatre années

glissantes). Ce taux est satisfaisant par rapport à l'objectif pluriannuel de 60 %.

FIGURE 21 – TAUX DE RÉUSSITE ÎLOTAGES



Une responsabilité commune EDF et RTE

En cas de black-out, le plan de reconstitution du réseau est primordial pour assurer à la fois la sûreté nucléaire et la capacité à rétablir rapidement le fonctionnement normal du système.

Le contrat dit « C277 », cadre les engagements en cas de black-out : mise à disposition du réseau public de transport afin d'assurer la mise en œuvre par RTE de scénarios de renvoi de tension pour secourir les alimentations des auxiliaires des centrales en ayant fait la demande (3 estimées à la maille nationale en moins de 2 h) et mise à disposition de tranches nucléaires ayant réussi leur îlotage (60 % avec tenue 24 h) par EDF pour initier la reconstitution du réseau.

Par ailleurs, les centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) ont également été désignés comme seuls utilisateurs significatifs du réseau de haute priorité devant être remis sous tension en début de reconstitution du réseau pour des raisons de sûreté nucléaire et pour leur capacité à assurer une réalimentation rapide de la consommation. La constitution des 7 ossatures régionales répond à cette exigence réglementaire.

Ce cadre conduit à des engagements de la part de RTE et de EDF à réaliser des essais en réel et sur simulateur, afin de garantir qu'en cas de besoin, le matériel, les procédures incidentelles, l'organisation et les opérateurs seront au rendez-vous des attentes des deux entreprises. En 2024, la totalité de ces essais ont bien été réalisées (36 au total).

Concernant les essais réels, leur but est de tester la capacité des tranches nucléaires, après un îlotage réussi, à réenergiser, à tension et fréquence fixée, un réseau d'essai, pouvant être soit limité au poste d'évacuation de la tranche nucléaire îlotée (renvoi sur jeu de barre), soit un ensemble d'ouvrages allant jusqu'à une autre tranche nucléaire (renvoi de tension externe) ; et ce jusqu'au recouplage du réseau d'essai au réseau général.

Grâce à ces essais, 92 % des scénarios de réalimentation des auxiliaires des groupes nucléaires sont aujourd'hui considérés comme opérationnels (testés dans les 6 dernières années), 8 % de ces scénarios sont considérés comme utilisables (testés dans un délai de 6 à 12 ans).

Systeme d'information et télécommunication

8.1 Les outils des salles de conduite

En 2024, la disponibilité des applications critiques a été de plus de 99,5% et la disponibilité des outils concourant à l'exploitation du réseau en sûreté a été stable, en continuité avec les années passées.

Le nombre d'événements significatifs est en hausse en 2024, notamment les ESS de gravité A (23 en 2024 contre environ une dizaine depuis 2021).

Deux ESS de gravité B ont été enregistrés en 2024 (1 en 2023), respectivement le 18 janvier 2024 et le 10 décembre 2024. Ils ont eu pour conséquence la perte de l'émission du signal envoyé aux acteurs participant au réglage secondaire de fréquence, le premier consécutif à une panne matériel, le second consécutif à une intervention sur une base de données.

Chacun de ces événements a fait l'objet d'une analyse approfondie, les actions associées visant essentiellement à faciliter la détection d'un dysfonctionnement afin d'accélérer la résolution de l'incident.



Le nouveau SCADA de RTE est désormais en exploitation définitive

L'exploitation sous contrôle du nouveau SCADA de RTE avait débuté le 20 juillet 2023 pour les fonctions de conduite du réseau et de pilotage de l'équilibre offre-demande. Elle a débuté le 14 mai 2024 pour les fonctions liées à l'alimentation des outils d'études de

réseau. Des évolutions apportées au fil des constats et observations formulés au cours de cette période d'exploitation sous contrôle ont permis de décider de sa mise en exploitation définitive : StanWay est le seul outil de conduite du réseau depuis le 1^{er} octobre 2024.

Le « Système d'Alerte et Sauvegarde » (SAS)

Le SAS est l'outil de transmission sécurisé des alertes et actions à exécuter par les acteurs de la sûreté, permettant ainsi la maîtrise des situations dégradées ou à risques.

La sauvegarde du système nécessite une coordination et des actions rapides entre les dispatchings et :

- ▶ les centres de conduite des distributeurs et des producteurs ;
- ▶ les équipes opérationnelles de RTE.

Avec le SAS, les opérateurs des dispatchings de RTE transmettent des ordres et des messages prédéfinis de manière sûre, précise, rapide et sécurisée, dont :

- ▶ les ordres de sauvegarde, qui accélèrent la mise en œuvre d'actions par les acteurs, lors de situations tendues où la sûreté du système électrique pourrait être compromise ;
- ▶ les messages d'alerte qui sont utilisés en situation perturbée.

En 2024, la disponibilité matérielle du système d'alerte et de sauvegarde de RTE a été satisfaisante : aucun ESS A n'a été enregistré (contre 1 ESS A en 2023 et 2 ESS A en 2022).

Le nombre d'ESS, lié aux non-acquittements de messages ou gestes non appropriés par les producteurs, les distributeurs ou les opérateurs de RTE, lors d'envois réels de l'ordre « situation critique pour marges insuffisantes » (gravité A) est de 2 (contre 36 en 2023, 50 en 2022 et de 31 en 2021).

Cette nette amélioration fait suite à la moindre sollicitation des acteurs en 2024 en comparaison des années précédentes mais aussi à la mise en œuvre de plans d'action dédiés (procédures et organisation, professionnalisation, résilience des outils, évolutions des logiciels et des configurations).

Sur les installations raccordées au RPT, les sites de forte puissance sont équipés d'un SAS, mais ce n'est pas le cas pour les installations de plus faible puissance. Pour autant, au vu du volume global important de ces installations (EnR, agrégateurs...), dans des situations particulières et dégradées, des ordres émis par RTE pourraient être nécessaires, afin de régir les modalités de fonctionnement de ces installations. Des modalités de dialogue avec les principaux centres de conduite ou de gestion de ces moyens devront être étudiées afin de garantir un fonctionnement adapté, notamment dans les phases de dégradation importante des conditions d'exploitation ou le cas échéant dans les phases de reconstitution du réseau.

Le processus d'études de réseaux dans un contexte de production et d'échanges variables

Afin de prendre des décisions pertinentes, de la décision d'investissement sur le réseau à la gestion temps réel de l'exploitation, des études de réseaux sont réalisées à de nombreux horizons. Dans un contexte de transition énergétique et d'intégration européenne des marchés, ces processus d'études évoluent.

À des horizons éloignés, le processus d'études peut s'appuyer sur des études en « multi-situations », avec la simulation de plusieurs scénarios annuels au niveau européen à une granularité horaire et se déclinant jusqu'à la production des parcs EnR locaux.

Le processus de planification avec les GRD évolue également avec la mise en cohérence des processus d'information préalable sur les travaux, l'anticipation des délais de prévenance des limitations en cas de contraintes, afin de les gérer en minimisant l'énergie EnR effacée (cela doit

s'accompagner d'une mise en cohérence contractuelle), et le déploiement d'automates.

Aux horizons plus court-terme, le processus d'études intègre les prévisions de production EnR en fonction des prévisions météorologiques, les programmes des acteurs et les échanges attendus. Ces données prévisionnelles à la granularité demi-horaire – voire quart d'heure – sont rafraîchies à minima chaque heure depuis le J-2 jusqu'au temps-réel.

Le partage de ces données en continu avec les GRT voisins et les RCC (centre de coordination régional), ainsi que la coordination qui en résulte, permet de consolider et de remettre à jour les stratégies communes d'exploitation du réseau.

Des travaux de la R&D appuient les évolutions, et investiguent notamment des méthodologies de gestion des incertitudes.

La plateforme d'études de réseau « Convergence » est l'outil permettant d'effectuer les études de réseaux, depuis les études de développement jusqu'en temps réel, et est donc importante pour la sûreté. Convergence est complété de l'outil SEA (Sûreté en Anticipation) qui permet aux équipes temps réel de préparer l'exploitabilité du réseau aux échéances proches du temps réel.

9 ESS A associés à ces outils d'études ont toutefois été constatés en 2024 :

- ▶ 3 ESS A ayant pour origine un dysfonctionnement de l'application SEA ;
- ▶ 6 ESS A liés à des problèmes de configuration ou consécutifs à la mise en place d'une nouvelle base de données.

Ces événements sont liés aux évolutions mises en place au cours de l'année 2024 : alimentation de la chaîne applicative études depuis StanWay depuis le 14 mai 2024, d'une part, et évolutions sur l'outil SEA en fin d'année, d'autre part.

Le système IPESN (Insertion des Productions EnR dans le Système National) est utilisé pour les études court-terme et en conduite. Il fournit les estimations du réalisé de la production éolienne et photovoltaïque ainsi que la prévision de ces productions, à l'échelle locale, régionale ou nationale, sur une période ajustable de J-4 à J+2.

Aucun ESS A concernant la disponibilité des outils d'analyse de l'équilibre offre-demande et d'équilibrage ou de marchés n'a été déclaré.

8.2 Le réseau de télécommunication et le système d'information

La sûreté d'exploitation du système électrique est étroitement liée au bon fonctionnement des réseaux de télécommunication de sécurité, au système d'information (SI), et à leurs capacités à faire face aux cybermenaces.

Les systèmes de télécommunication historiques

Le Réseau Optique de Sécurité (ROSE), infrastructure dont RTE est propriétaire et exploitant, totalise environ 22 000 km de routes optiques et fournit les services de télécommunication sécurisés contribuant à la sûreté du système : la téléconduite de « niveau haut », les échanges d'informations entre les protections contre les défauts électriques et la téléphonie de sécurité.

Au cours de l'année 2024, parmi les 23 ESS significatifs, 1 ESS de gravité A est lié à l'infrastructure ROSE (panne d'une carte).

L'exploitation du Système de Téléphonie de Sécurité (STS) n'a fait l'objet d'aucun ESS A en 2024 (contre 2 ESS A en 2023).

Les nouveaux systèmes de télécommunication de RTE

Pour renouveler ces réseaux de télécommunication, RTE a engagé le déploiement des réseaux INUIT (INfrastructure Unifié des réseaux Télécoms) et SUR-T à haut et très haut débit pour l'ensemble de ses sites tertiaires et industriels. Les services sont progressivement migrés sur ces réseaux optiques, et la dépose des anciens réseaux télécoms suivra.

SUR-T, est un réseau IP indépendant d'INUIT, dédié aux applications de conduite du réseau électrique. Il est destiné à couvrir le risque de perte systémique d'un des réseaux télécoms et de garantir un niveau

minimal d'observabilité et de commandabilité du réseau électrique.

Fin 2024, le matériel INUIT est déployé sur la quasi-totalité des sites concernés, le matériel SUR-T est déployé sur plus de la moitié des sites concernés.

Au cours de l'année 2024, parmi les 23 ESS significatifs, 1 ESS de gravité A est lié à l'infrastructure INUIT (carte défectueuse).

La cybersécurité

La sécurité du SI de RTE est un élément crucial de la sûreté d'exploitation du système électrique, notamment pour ce qui concerne le SI Industriel, mais également le SI d'échanges d'informations avec les clients, acteurs de marché et partenaires.

En 2024, outre les opérations menées en amont de la période des Jeux Olympiques de Paris et le dispositif de surveillance mis en place durant les épreuves, différentes actions ont été réalisées. Celles-ci ont visé à rendre nos systèmes et notre organisation plus résilients aux attaques cyber.

Le code européen de cybersécurité

Le règlement délégué (UE) 2024/1366 de la Commission du 11 mars 2024 complétant le règlement (UE) 2019/943 du Parlement européen et du Conseil en établissant un code de réseau sur des règles sectorielles concernant les aspects liés à la cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité (« NCCS ») est entré en vigueur le 11 juin 2024.

Ce règlement fait suite au plan d'action 2022 de l'UE pour la numérisation du système énergétique. Ce plan prévoit que la résilience face aux risques en matière de cybersécurité dans le système électrique devra être renforcée par un acte délégué contenant

des règles sectorielles pour les aspects de la cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité.

Le NCCS énonce ainsi des exigences et standards de sécurité pour les opérateurs dont les activités ont un impact sur les flux d'électricité transfrontaliers au sein de l'UE. Ainsi, il instaure des règles communes pour évaluer les risques de cybersécurité, signaler les cyberattaques, les menaces et les vulnérabilités, et mettre en place une gestion des risques de cybersécurité. Il comprend également des recommandations relatives à la sécurité de la chaîne d'approvisionnement.

En application de l'article 48 du 11 mars 2024, la CRE a désigné RTE comme entité à impact critique. Cette identification implique, sur la base du volontariat, de déterminer les périmètres provisoires à fort impact ou à impact critique pour ensuite déterminer quels actifs doivent être inclus dans la première évaluation des risques de cybersécurité.

Cette proposition de méthodologies d'évaluation des risques a d'ailleurs été approuvée par tous les gestionnaires de réseau de transport le 7 mars 2025, avec l'approbation de la EU-DSO Entity confirmée le 5 mars 2025.

Organisation

9.1 Le dispositif de gestion de crise ORTEC

Au cours de l'année 2024, aucun motif d'urgence n'a conduit à ouvrir la cellule de crise nationale (hormis crise SI, et cellules de crise nationale et francilienne activées préventivement pour les cérémonies d'ouverture des Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024).

L'année a été marquée par 3 sujets majeurs :

- ▶ La poursuite de la préparation et la mise en œuvre de la gestion de crise durant **les Jeux Olympiques et Paralympiques 2024**. Les deux axes de préparation ont été le renforcement de l'organisation de crise afin de l'adapter à la dimension de l'évènement et le gréement d'une équipe d'officiers de liaison RTE qui ont eu pour mission d'assurer l'interface entre RTE et l'organisation de Paris 2024.
- ▶ La poursuite de la **mise en œuvre des évolutions du dispositif de crise en lien avec les évolutions d'organisation** :
 - La création des Centre Opérationnel du Système Electrique Paris et Nantes (COSE-Paris et COSE-Nantes) a conduit à la reprise du rôle d'astreinte par le manager de salle (en 24 h/24) au sein de la salle de conduite et à une évolution de l'animation ORTEC en région Ile-de-France.
 - La constitution de pools (Pilotes Opérationnels et Mains Courantes) sous la responsabilité de chaque correspondant ORTEC et fonctionnant sur le principe d'une astreinte statistique.
- ▶ La participation importante de la communauté ORTEC au projet RésilienSE (Résilience du système électrique à une cyber attaque) et la réalisation d'un exercice de crise en lien.



9.2 Audits sûreté et contrôle interne

Dans le cadre du dispositif de contrôle interne, RTE évalue annuellement la maîtrise des activités de l'exploitation (et donc de la sûreté), au regard de ses risques identifiés et priorisés, des actions de maîtrise mises en œuvre et de leur efficacité.

En 2024, trois thèmes en lien avec la sûreté ont fait l'objet d'un audit interne :

- ▶ Doctrine « Maîtrise des risques en exploitation » – domaine « Intensité de court-circuit » ;

- ▶ Doctrine « Maîtrise des risques en exploitation » – domaine « Retour d'expérience » ;
- ▶ Conception, réalisation et mise en œuvre des mécanismes de marchés.

Ces audits concluent à une maîtrise satisfaisante de l'exploitation du système électrique en sûreté.

9.3 La coordination européenne

Le réseau de transport d'électricité est un réseau européen. Aujourd'hui, les 43 GRT de 36 pays sont reliés par environ 420 interconnexions dont une

trentaine pour les frontières françaises. La sûreté du réseau français repose donc en partie sur le fonctionnement du système électrique européen.

Depuis la synchronisation en urgence du réseau du GRT ukrainien (Ukrenergo) au système électrique de la zone synchrone le 16 mars 2022, le groupe RGCE (Régional Group Continental Europe), qui pilote les sujets opérationnels ainsi que ceux liés à la fréquence au sein de l'ENTSO-E sur la plaque synchrone CE (Europe Continentale), a piloté les études et analyses nécessaires pour appréhender les éventuels impacts de cette synchronisation sur le réseau européen et augmenter progressivement les capacités d'échange aux frontières avec l'Ukraine et la Moldavie.

Le système électrique ukrainien a été déclaré conforme à l'ensemble des mesures et règles (définies dans le cadre du catalogue des mesures) à fin 2023, ouvrant ainsi la voie à une adhésion pleine et entière de son GRT à ENTSO-E. En janvier 2024, celui-ci est devenu membre à part entière d'ENTSO-E.

À fin 2023, le GRT moldave (Moldelectrica) a également rejoint ENTSO-E en tant que membre observateur. À l'instar de ce qui a été fait avec Ukrenergo, des analyses de la conformité de Moldelectrica aux règles européennes se sont poursuivies tout au long de l'année 2024.

L'année 2024 était également marquée par une préparation de **la connexion des pays baltes à la plaque Europe continentale en février 2025**. La préparation comprenait un volet analyse de conformité aux codes européens sous l'égide de l'ENTSO-E mais aussi des investissements importants dans des équipements réseaux et dans leur SCADA pour être en capacité de gérer l'équilibrage du système et les tensions.

Coordination à la suite de l'incident du 21 Juin 2024 dans la région des Balkans.

Un autre événement marquant en 2024, à l'échelle européenne, a été l'incident majeur dans la région des Balkans. Il s'agit d'un événement classifié ICS 3 (Incident Scale 3 au sens de la méthodologie ICS définie selon la réglementation (EU) 2019/943) sur l'échelle de gravité européenne qui permet de qualifier les incidents sur le réseau électrique européen, soit le niveau de sévérité le plus élevé.

Le vendredi 21 juin 2024, une perte de plusieurs ouvrages du réseau de transport dans un temps court a conduit à une perturbation importante du système électrique de l'Europe continentale, avec un black-out partiel dans la partie ouest des Balkans. L'incident a affecté l'Albanie (OST), la Bosnie-Herzégovine (NOSBiH), le Monténégro (CGES) et la Croatie (HOPS). La reconstitution engagée juste après l'incident a permis un retour à la normale rapide, environ 3h30 après le premier déclenchement d'ouvrage.

Vu l'ampleur de l'incident, un panel d'experts a été formé sous l'égide d'ENTSO-E pour analyser les causes de l'incident et émettre les recommandations nécessaires pour améliorer la robustesse du réseau et la coordination à l'échelle européenne.

Le rapport intermédiaire publié fin 2024 fournit une description des conditions du système avant l'incident, retrace l'évolution de ces conditions pendant l'événement, ainsi que les mesures prises immédiatement après le début de l'incident et avant d'engager la reconstitution du système. Il décrit également la communication entre les centres de coordination régionaux (RCC) et les gestionnaires de réseau de transport (GRT).

Ce rapport intérimaire (factuel) est le résultat d'un processus de collecte et de préparation des données relatives à l'événement, entamé immédiatement après sa résolution. Il sert de base pour les analyses approfondies menées par une équipe d'experts (composé de représentants d'ENTSO-E, de l'ACER et les autorités nationales de régulation) qui seront reprises dans le rapport définitif.

LES CODES DE RÉSEAUX

Les codes de réseaux, issus du troisième paquet européen sur l'électricité, définissent les règles principales à appliquer par tous les acteurs, dès lors que le fonctionnement interconnecté des réseaux est concerné. L'ensemble des codes a été publié et est désormais applicable.

Couvrant différents domaines (exploitation, marchés, raccordement), les codes concourent sur leur périmètre à la sûreté du système électrique européen interconnecté :

- ▶ Le code sur les procédures d'urgence et la reconstitution du système électrique (Emergency and Restoration) définit les règles communes pour la gestion des situations d'urgence et de reconstitution du réseau. Le code sur l'exploitation du système électrique (System Operation Guideline) regroupe les principes communs d'exploitation du réseau électrique ;
- ▶ Concernant les marchés, la sûreté est un enjeu majeur des codes sur l'équilibrage (Electricity Balancing), qui traitent de

l'équilibrage offre-demande, sur l'allocation des capacités à long-terme (Forward Capacity Allocation) et sur l'allocation des capacités d'interconnexion et gestion des congestions (Capacity Allocation and Congestion Management), dont l'objectif est d'organiser les échanges d'électricité respectivement aux échéances long et court-terme ;

- ▶ Le code de prescriptions pour les installations de production (Requirements for Generators), intègre des exigences vis-à-vis du raccordement des installations de production, notamment des exigences techniques permettant de renforcer la résilience du système électrique ;
- ▶ Le quatrième paquet, dit « Paquet Energie Propre », entré en vigueur le 5 juillet 2019, définit de nouvelles règles notamment un seuil minimal de 70% de la capacité d'interconnexion qui doit être mis à disposition des échanges transfrontaliers ou le règlement sur la préparation aux risques dans le secteur de l'électricité.

Les travaux de mise en œuvre des codes réseaux définis dans le cadre réglementaire européen se sont poursuivis et se sont matérialisés dans plusieurs jalons et projets menés à l'échelle européenne.

Poursuite des travaux pour la mise en œuvre des rôles des RCC

La réglementation européenne impose que chaque GRT européen bénéficie des services d'un **RCC** (Centre de Coordination Régional). RTE utilise les services de CORESO dont il est un des membres fondateurs, ainsi que de TSCNET pour certains d'entre eux.

Les services principaux déjà fournis par les RCC sont :

- ▶ la production d'un modèle commun du réseau européen (CGM) ;
- ▶ le calcul coordonné de capacité (CCC) ;
- ▶ les analyses de sécurité coordonnées (CSA) ;

- ▶ l'étude court-terme d'équilibre offre demande à la maille européenne (STA) ;
- ▶ la coordination pour le retrait des ouvrages (OPC).

En complément de ces services principaux, les RCCs œuvrent en étroite collaboration avec les GRTs européens pour la mise en œuvre des tâches définies dans la réglementation européenne.

CORESO devra maintenant mettre en œuvre dans les prochaines années l'ensemble des 16 services, dont 10 sont définis dans le « Paquet Energie Propre », qui lui ont été ou lui seront délégués par les GRT des deux régions d'exploitation (ou SOR – System Operation Region) Europe Centrale et SWE.

Les deux services suivants, ont déjà été mis en place depuis 2023 :

- ▶ Analyse d'événements et retour d'expérience (Post-operation analysis) : ce service consiste à

pouvoir réaliser des analyses détaillées pour les incidents majeurs impliquant plusieurs GRTs. L'objectif est de délivrer des recommandations et bonnes pratiques à mettre en place ;

- Formation et certification : il s'agit de la formation des opérateurs ainsi que du processus de certification pour assurer le maintien de leurs compétences.

Les autres services qui sont demandés dans le « Paquet Energie Propre » sont en cours d'insertion dans les processus opérationnels, ou en cours de définition via une méthodologie pour une mise en œuvre dans les années à venir. En 2024, les travaux se sont poursuivis en étroite collaboration entre les RCC et les GRTs, pour avancer sur la mise en œuvre des services restants. Cela concerne notamment :

- Le dimensionnement et la contractualisation mutualisés pour les réserves secondaires permettant d'assurer l'équilibre offre demande (Regional sizing of reserve capacity) ;
- Le calcul de la disponibilité des offres d'énergie d'équilibrage (Regional procurement of balancing capacity) ;
- La coordination pour la reconstitution de réseau à la suite d'un black-out (Regional restoration at request of TSOs).

Plan européen de préparation aux risques

En 2023, une nouvelle méthodologie de définition de scénarios de crise électrique avait été finalisée à la suite d'un travail piloté par l'ENTSO-E avec la contribution des différents GRT, des États membres et validation de l'ACER.

Cette nouvelle méthodologie a permis de ré-évaluer les 31 scénarios régionaux de crise, identifiés lors



du précédent exercice réalisé en 2020. Le nouveau cycle d'identification a permis de cibler un nombre plus restreint de scénarios pertinents pour chaque région et entreprendre des simulations basées sur des modèles statistiques. Le principe adopté consiste à simuler ces scénarios et définir des plans d'action associés de maîtrise des risques. Les GRT, ainsi que les services des États ont pour mission de donner les entrants permettant l'évaluation des probabilités d'apparition de chacun des scénarios, ainsi que leurs impacts potentiels (y compris inter régionaux).

Cette démarche implique plusieurs parties prenantes pour assurer une certaine homogénéité avec les plans de préparation aux risques nationaux ainsi que la coordination régionale quand cela est nécessaire. Les États membres sont engagés dans ce travail via la contribution de plusieurs autorités compétentes en étroite coopération avec les centres de coordination régionaux (les RCCs tels que CORESO), les autorités de régulation et l'ECG (Electricité Coordination Group).

ANNEXE 1 :

Glossaire thématique

Identifiant	Concept
Mécanisme d'Ajustement (MA)	La loi française dispose que les producteurs doivent mettre à disposition de RTE les puissances techniquement disponibles pour l'ajustement de l'équilibre offre-demande. Ceci est réalisé via le Mécanisme d'Ajustement, qui permet à RTE de mutualiser les moyens détenus par les acteurs sous forme d'un dispositif permanent et ouvert, et aux acteurs de valoriser leurs capacités d'effacement ou leurs souplesses de production. Sur la base des offres prix-volume, RTE procède aux ajustements nécessaires en interclassant les propositions en fonction de leur prix jusqu'à satisfaire son besoin. Des dispositions prévoient les cas d'insuffisance : ▶ à échéance supérieure à 8 h, RTE sollicite par un message d'alerte des offres complémentaires ; ▶ en deçà de 8 h, un message de « mode dégradé » permet à RTE de mobiliser, au-delà d'éventuelles offres complémentaires, les offres exceptionnelles et les moyens non offerts à l'ajustement.
Réglages primaire et secondaire de la fréquence	Le réglage primaire assure de façon automatique, suite à tout aléa affectant l'équilibre entre la production et la consommation, et par la participation solidaire de tous les partenaires de l'interconnexion synchrone, le rétablissement quasi-immédiat de l'équilibre. Des règles sont fixées par le groupe régional « Europe continentale » de l'ENTSO-E pour que cette action maintienne alors la fréquence à l'intérieur de limites définies. À sa suite, le réglage secondaire du partenaire à l'origine de la perturbation annule de façon automatique l'écart résiduel de la fréquence par rapport à la fréquence de référence, ainsi que les écarts par rapport aux programmes d'échanges entre les différentes zones de réglage.

Identifiant	Concept
ENTSO-E	ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), créée fin 2008, est depuis le 1^{er} juillet 2009 l'unique association des GRT européens. ENTSO-E a vocation à renforcer la coopération des GRTs dans des domaines clefs tels que l'élaboration de codes de réseaux relatifs aux aspects techniques et au fonctionnement du marché, la coordination de l'exploitation et du développement du réseau européen de transport, les activités de recherche. Selon ses statuts, les décisions principales de l'association sont prises par l'Assemblée générale. Un « Board » exécutif a la charge du pilotage général et de la préparation des orientations stratégiques. Le travail opérationnel est assuré par quatre comités principaux et leurs sous-structures, le Comité Marchés (MC), le Comité Développement du Système (SDC), le Comité Exploitation du Système (SOC), le Comité Recherche et Développement (RDC), complétés par un groupe d'analyse juridique. RTE est représenté dans chacun de ces groupes. Pour assurer la coordination technique des GRT interconnectés en synchrone en Europe continentale et l'évaluation des engagements relatifs à la sûreté, définis dans 8 « politiques » et convenus dans le cadre du Multi Lateral Agreement signés par les membres de l'ancienne association UCTE, le SOC a créé un sous-groupe régional <i>ad-hoc</i>, le Regional Group Continental Europe (RGCE).
Télécommunication de sécurité	Ce réseau de sécurité est constitué sur la base d'une infrastructure de télécommunications dédiée, pour l'essentiel détenue et exploitée par RTE, permettant l'acheminement de l'ensemble des informations (voix, données) nécessaires à la téléconduite. Ces systèmes assurent les fonctions suivantes : ▶ la transmission (« niveau bas ») des données de téléconduite de tous les Postes Asservis (PA) – et d'un nombre limité de conversations téléphoniques entre postes de grand transport – et Groupements de Postes ; ▶ la transmission (« niveau haut ») des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre Groupement de Postes et dispatching ; ▶ la transmission des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre centrales de production et dispatching ; ▶ la transmission des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre centres de conduite du réseau de distribution et dispatching.

Identifiant	Concept
Contrôle de performance des installations de production	Compte tenu de la criticité des services rendus par les installations de production, lorsqu'elles sont raccordées au RPT, celles-ci peuvent être soumises à un contrôle de performances. Le contrôle permet de vérifier le comportement des groupes de production vis-à-vis des réglages primaire et secondaire fréquence – puissance (gain statique dit statisme, réserves programmées, temps de réponse...), ainsi que vis-à-vis des réglages primaire et secondaire de tension (mise à disposition du domaine contractuel dans le diagramme U/Q, dynamique de réponse).

ANNEXE 2 :

Glossaire syntaxique

ABRT	Automate Blocage des Régleurs des Transformateurs
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ADN	Automate de Défense Nord
ADO	Automate de Défense Ouest
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve – (Réserve secondaire)
ANSSI	Agence Nationale de la Sécurité des Services Informatiques
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management
CCC	Calcul de Capacité Coordonné
CCR	Capacity Calculation Regions
CE	Centre d'exploitation
CF	Coupe-Feu – élément clé de la sécurité du point d'accès internet
CGM	Common Grid Model (Modèle de Réseau pour études)
CGS	Critical Grid Situation
CNPE	Centre Nucléaire de Production d'Electricité
CONSOL	Application qui permet le calcul et l'affichage de la courbe de l'ETR (Estimation Temps Réel) et des bilans à plusieurs mailles régionales.
CORE	Région de calcul de capacité (Europe Centrale Ouest et Europe Centrale Est)
CORESO	COoRdination of Electricity System Operators, RCC basé à Bruxelles

CORSN	Centre Opérationnel Réseaux et Systèmes Numériques
COSE	Centre Opérationnel du Système Electrique
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie
CSA	Analyse de Sécurité Coordonnée
CSC	Corrosion Sous Contrainte
CSPR	Compensateur Statique de Puissance Réactive
CURTE	Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Electricité
DACC	Day-Ahead Capacity Calculation (Journalier)
DGEC	Direction Générale de l'Énergie et du Climat
DRS	Débouclage sur Rupture de Synchronisme
EBGL	Electricity Balancing GuideLines
ECG	Electricité Coordination Group
ENE	Énergie Non Évacuée
EnR	Énergie Renouvelable
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EOD	Équilibre Offre Demande
ESS	Evénement Significatif Système
EU-DSO Entity	Association of Distribution System Operators (DSOs) in Europe (GRD)
FCAGL	Forward Capacity Allocation GuideLines
FCR	Frequency Containment Reserve (Réserve primaire)
GRD	Gestionnaire de Réseau de Distribution
GRT	Gestionnaire de Réseau de Transport
HLM	High Level Meeting
HTA	Niveau de tension géré par les GRD

HVDC	High Voltage Direct Current link
ICS	Incident Classification Scale
IDCC	Intraday Capacity Calculation (Infrajournalier)
INUIT	INfrastructure Unifié des réseaux Télécoms
IPES	Insertion de la Production ENR dans l'Exploitation du Système électrique
IST	Intensité de Secours Temporaire
IT	Intensité Transitoire
LPM	Loi de Programmation Militaire
MA	Mécanisme d'Ajustement
MARI	Manually Activated Reserves Initiative (pour gérer la réserve rapide 15')
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve - (Réserve tertiaire rapide)
NCCS	Code de réseau sur la cybersécurité (NCCS) qui vise à établir une norme européenne pour la cybersécurité des flux d'électricité transfrontaliers.
NCER	Network Code Emergency and Restoration
OPC	Outage Planning Coordination
ORTEC	Organisation de RTE en crise
PCA	Plan de Continuité d'Activité
PER	Passerelle des Echanges Régionaux : outil du réseau de TCD du dispatching
PICASSO	Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation
PLASMA	Plateforme Logicielle d'Aide à la Supervision des MATériels
PMU	Phasor Measurement Unit
PRA	Plan de Reprise d'Activité
PRE	Prix de règlement des écarts
PRR	Plan de Reconstitution du Réseau

RC	Réserve complémentaire (MA)
RCC	Regional Coordination Center
RfG	Requirements for Generators
RGCE	Regional Group Continental Europe (ENTSO-E)
ROSE	Réseau Optique de Sécurité
RPD	Réseau Public de Distribution
RPT	Réseau Public de Transport
RR	Réserve Rapide (MA)
RSFP	Réglage Secondaire Fréquence Puissance
RST	Réglage Secondaire de Tension
S3REnR	Schéma Régional de Raccordement au Réseau des EnR
SAS	Système d'Alerte et Sauvegarde
SCADA	Supervisory Control And Data Acquisition (système de contrôle et d'acquisition de données)
SDDR	Schéma Décennal de Développement du Réseau
SOGL	System Operation GuideLines
SOR	System Operation Regions
STA	Short Term Adequacy : étude d'équilibre offre demande à la maille européenne
STANWAY	Outil de conduite du réseau et de l'EOD
STS	Système de Téléphonie de Sécurité
SWE	South West Europe (région de calcul de capacité)
TERRE	Trans European Replacement Reserve Exchange (pour gérer la réserve tertiaire 30')
TSCNET	RCC couvrant l'Europe centrale et Est, basé à Munich
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UFE	Union Française de l'Électricité



Immeuble Window
7C Place du Dôme
92073 PARIS - LA DÉFENSE CEDEX
www.rte-france.com