Le réseau
de transport
d'électricité





BILAN SÛRETÉ

2025



Sommaire

4	Synthèse
10	Sûreté de fonctionnement du système électrique
14	Fréquence : gestion de l'équilibre offre-demande
30	Gestion des flux
35	Gestion de la tension
42	Prévention des incidents de grande ampleur
49	Système d'information et télécommunication
52	Faits marquants 2025
60	La coordination européenne
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. Assurer 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.). 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 incidents de grande ampleur en situation d'aléa défavorable,
- Limiter les conséquences des incidents de grande ampleur lorsqu'ils se produisent, notamment en cas d'aléa très défavorable.

De nombreuses actions décrites dans le Bilan Sûreté s'inscrivent dans le cadre des principes du Schéma Décennal de Développement du Réseau (SDDR) et du Schéma de Transformation de l'Exploitation de Système (STES) développés par RTE.

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,
  - la gestion des flux et le respect des intensités admissibles sur les ouvrages du réseau,
  - la gestion des tensions en tout point du réseau,
  - la gestion de phénomènes transitoires, le fonctionnement des plans de sauvegarde et de défense, et du plan de reconstitution,
- du fonctionnement des systèmes d'information et de télécommunications nécessaires à l'exploitation du système,
- De l'organisation de l'entreprise pour assurer la sûreté du système.

POUR L'ANNÉE 2025, LA SÛRETÉ D'EXPLOITATION RESTE GLOBALEMENT SATISFAISANTE, AVEC UN NIVEAU D'ESS STABLE SUR LES TROIS DERNIÈRES ANNÉES, MAIS LEURS CAUSES ÉVOLUENT, TRADUISANT LES TRANSFORMATIONS STRUCTURELLES DU SYSTÈME.

Afin de mieux refléter les risques constatés ces dernières années et faciliter leur analyse, **le référentiel des ESS a été modernisé le 1er janvier 2025** tout en garantissant un suivi comparatif avec les années antérieures. La principale évolution concerne **l'intégration explicite des variations importantes de production EnR lors des épisodes de prix spot négatifs (PSN).**

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

- Le nombre total d'ESS ≥ A augmente légèrement et demeure dans la continuité de 2023-2024.
- La hausse des ESS A est avant tout conjoncturelle ; elle reflète la situation de sur-capacité de production dans laquelle se trouve le système électrique français mais ne traduit pas une dégradation de fond de la sûreté.
- Les ESS B enregistrés au titre de la gestion des flux diminuent sensiblement. Ils sont un peu plus nombreux qu'avant 2024 du fait d'incidents ponctuels d'infrastructures SI-télécom et d'actions d'amélioration de la détection des risques sur la stabilité.
- Un événement de gravité D est enregistré à l'occasion du black-out de la péninsule ibérique du 28 avril 2025 : le plan de défense français a été sollicité et a permis de préserver l'intégrité du système électrique européen.

LA GESTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE (AU SENS MARCHÉ) ET DE LA FRÉQUENCE (AU SENS SÛRETÉ) A BÉNÉFICIÉ DE DYNAMIQUES FAVORABLES EN 2025, AVEC UNE AVANCÉE SIGNIFICATIVE DE LA PARTICIPATION AU MÉCANISME D'AJUSTEMENT DES ÉNERGIES RENOUVELABLES (ENR) VARIABLES. LA GESTION DES SITUATIONS SPÉCIFIQUES DE PRODUCTION QUI SE TRADUISENT 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.

Sur le plan de l'équilibrage, **la situation d'abondance de production dans laquelle se trouve le système électrique conduit à une raréfaction des situations d'insuffisance de marges à la hausse.** Celles-ci sont essentiellement liées à des mouvements sociaux affectant ponctuellement la disponibilité du parc de production.

À l'inverse, pour la troisième année consécutive, **les situations d'insuffisance de marges à la baisse** – associées à une production très abondante – **continuent d'augmenter fortement.** Le nombre d'ESS A enregistrés pour insuffisance de marges à la baisse double de nouveau en 2025.

Pour faire face à ces situations, RTE dispose de deux leviers complémentaires :

- le passage d'ordres de baisse de production EnR en dehors du mécanisme d'ajustement, en temps réel, lorsque la profondeur de marché reste insuffisante. Mis en œuvre pour la première fois en 2024, ce levier a été activé 29 fois en 2025. Ce dispositif disparaît petit à petit grâce au second levier ;
- **l'activation d'offres d'ajustement EnR sur le mécanisme d'ajustement,** particulièrement utiles pour maîtriser les fréquences hautes. **Les volumes offerts ont fortement augmenté en 2025 en anticipation de l'évolution réglementaire entrée en vigueur le 1er janvier 2026** qui

étend l'obligation de participation au mécanisme d'ajustement à toutes les installations de production d'une puissance supérieure à 10 MW.

Le développement de leviers pour piloter la production photovoltaïque en basse tension reste un enjeu des prochaines années. En effet, ce type de production connaît un développement rapide, avec une puissance installée qui dépasse désormais celle raccordée en moyenne tension (HTA).

Sur la fréquence, l'année 2025 est marquée par une nette amélioration à la maille France, résultat de plusieurs actions :

- un nouveau paramétrage de la contribution de la France au réglage primaire, désormais fixe, qui évite les sur-contributions lors des grands écarts de fréquence ;
- la connexion à la plateforme européenne PICASSO pour la réserve secondaire (aFRR) en avril 2025, qui permet des échanges optimisés de réserves entre pays.

L'INFRASTRUCTURE EXISTANTE A PERMIS, COMME EN 2024, UNE MAÎTRISE GLOBALE DES GRANDEURS ÉLECTRIQUES D'EXPLOITATION ET DE LA STABILITÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE QUI NÉCESSITE TOUJOURS UNE ATTENTION PARTICULIÈRE SUR LA GESTION DES TENSIONS HAUTES. LA GESTION DES FLUX À L'APPROCHE DU TEMPS RÉEL SE COMPLEXIFIE, ENGAGEANT DÉSORMAIS DE MANIÈRE SIMULTANÉE DES ENJEUX DE RESPECT DE L'ÉQUILIBRE INSTANTANÉ PRODUCTION/CONSOMMATION, DE CONTRÔLE DES FLUX SUR LE RÉSEAU ET DE GESTION DE LA TENSION. 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, RENDANT DÉSORMAIS INCONTOURNABLE LE BESOIN QUE LES ACTEURS DE MARCHÉ TRANSMETTENT À RTE LEURS PROGRAMMES DE FONCTIONNEMENT DE MANIÈRE EFFECTIVE ET FIABLE.

S'agissant de la gestion des transits et du respect des intensités admissibles

Les évolutions de mix énergétique français et européen induisent **une augmentation de la variabilité des flux, dans leur répartition géographique, leur direction et leur amplitude.** Cela conduit notamment à approcher les intensités maximales admissibles sur certains ouvrages, pouvant créer des contraintes de transit. En 2025, le nombre de dépassements temporaires sur les ouvrages de RTE de ces flux admissibles reste dans la moyenne des années précédentes (période 2017-2024).

Bien que l'augmentation des flux sud-nord constatée en 2024 se confirme en 2025, avec un réseau qui reste chargé, **les actions mises en place ont porté leurs fruits avec une amélioration de la maîtrise des transits,** en particulier à la frontière italienne : le nombre d'ESS pour cause transit a considérablement diminué par rapport à 2024.

La frontière espagnole fait toujours l'objet d'une attention particulière : les échanges entre la France et la péninsule ibérique restent soutenus. La charge des ouvrages de la zone, interconnexion et réseau amont 400 et 225 kV, est souvent proche des limites d'exploitation, mais le nombre de dépassements temporaires des flux admissibles reste maîtrisé.

S'agissant des tensions

La gestion des tensions basses, sujet d'attention historique pour l'Ouest de la France (notamment la Bretagne) durant la période hivernale, ne présente plus de difficulté majeure depuis plusieurs années, dans un contexte d'évolution de la typologie de la consommation et de la production au niveau national. Les deux automates de défense installés dans les années 2010 n'ont pas été sollicités en 2025. Néanmoins, **de nouveaux phénomènes de tensions basses**

apparaissent ces dernières années, en lien avec des transits locaux élevés ou en fin d'épisodes de prix spot négatifs avec des dynamiques très rapides.

Les tensions hautes restent sous surveillance renforcée dans un contexte de consommation relativement basse associée à l'évolution structurelle du système électrique (développement des réseaux de distribution et de transport en technique souterraine, croissance de la production décentralisée, évolution des caractéristiques techniques des usages). **Le nombre d'heures de dépassement des seuils autorisés poursuit sa diminution depuis 2 ans, concrétisant les efforts réalisés par RTE pour le déploiement de moyens de compensation,** avec 14 selfs installées en 2025 avant une accélération du déploiement d'ici à 2030, conformément à la stratégie fixée par le SDDR 2025.

D'autres leviers ont été renforcés en 2025 pour une meilleure maîtrise des tensions hautes : la poursuite du déploiement des automates de contrôle de l'enclenchement des moyens de compensation statique et la sécurisation du processus d'imposition de la production nucléaire dans le sud-ouest. À partir de 2026, l'extension de la participation aux services système tension des producteurs EnR et stockeurs raccordés en HTB permettra à ces acteurs, par le biais de la compensation statique, de fournir des services de réglage de la tension même lorsqu'ils seront à l'arrêt.

Pour limiter la puissance réactive refoulée vers le réseau de transport, qui continue à augmenter tous les ans, comme dans tous les pays, la démarche engagée depuis plusieurs années avec les gestionnaires de réseaux de distribution pour développer la contribution des producteurs raccordés en HTA à l'absorption de puissance réactive se poursuit. En complément, la participation de ces acteurs HTA au réglage de la tension est un levier envisagé pour contribuer à la sûreté du système électrique.

Ces actions sont encadrées par un programme exigeant de contractualisation des services système, par des contrôles réguliers des performances des acteurs et par de nouvelles règles de rémunération, concertées en 2025 et applicables dès 2027.

S'agissant de la stabilité système et des phénomènes dynamiques

Dans le cadre des règles d'exploitation existantes, certaines situations particulières ont conduit RTE 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).

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 nombre d'ESS liés aux systèmes d'information et à l'infrastructure de télécommunication est en très légère hausse en 2025 (25 ESS contre 23 en 2024), avec une proportion notable d'ESS B associés à des avaries d'équipements télécom ou à des interventions dans l'environnement de l'outil de conduite StanWay. Ces événements, bien que maîtrisés, confirment la nécessité de poursuivre le renouvellement et le développement des réseaux de télécommunications et la sécurisation des chaînes applicatives critiques.

Enfin, l'organisation cible de RTE en matière d'exploitation du système électrique est désormais opérationnelle avec l'ouverture du troisième Centre Opérationnel du Système Électrique (COSE) à Marseille. La création des COSE, qui remplacent les huit dispatchings 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.

La connexion des pays baltes, Lituanie, Lettonie et Estonie à l'Europe continentale, est intervenue avec succès le 9 février 2025. Par ailleurs, tout au long de l'année 2025, RTE et ses partenaires européens ont poursuivi les analyses de conformité du GRT moldave (Moldelectrica[1]) aux règles européennes.

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. La refonte du code de réseau Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) a également été initiée en 2025.

LE BLACK-OUT SURVENU AU SEIN DE LA PÉNINSULE IBÉRIQUE LE 28 AVRIL 2025 ET LA PROGRESSION DES ÉPISODES DE PRIX SPOT NÉGATIFS CONSTITUENT LES DEUX FAITS MARQUANTS LES PLUS SIGNIFICATIFS DE L'ANNÉE 2025.

Le black-out survenu le 28 avril 2025 a été classé au niveau le plus élevé de la réglementation européenne et comme l'incident le plus grave en Europe depuis plus de 20 ans.

Selon le rapport publié le 20 mars 2026 par l'Expert Panel constitué par ENTSO-E, les causes racines de l'incident sont liées i) à la définition et au contrôle des exigences en matière de réglage des protections contre les tensions hautes, ii) à la définition et au contrôle des exigences en matière de réglage de la tension, iii) aux capacités de réglage de la tension, iv) aux marges de sécurité. **La combinaison de ces facteurs** a généré une tension instable et **une augmentation rapide de la tension qui ont entraîné des déclenchements en cascade et ont conduit au black-out.**

La France est moins exposée aux phénomènes d'instabilité de tension et en est mieux protégée grâce à des règles et des conditions d'exploitation plus exigeantes. De fait, de nombreuses recommandations formulées par le rapport sont d'ores et déjà appliquées en France, à l'instar du réglage secondaire de la tension en temps réel, des automates de pilotage des moyens de compensation statique, du contrôle des exigences qui s'appliquent aux producteurs ou encore du recours à des marges de sécurité plus strictes (tension normale en exploitation limitée à 420 kV en France contre 435 kV en Espagne).

D'autres recommandations, déjà engagées par RTE, sont encore à approfondir pour renforcer la résilience du système électrique français : extension des obligations de réglage de tension aux producteurs EnR en HTB et aux stockeurs via la compensation statique, et amélioration de l'observabilité du réseau pour les phénomènes à dynamique rapide par l'installation de capteurs spécifiques, dont le déploiement doit s'accélérer dans les années à venir.

Enfin, des travaux sont également en cours avec Enedis pour adapter le plan de délestage fréquence-métrique à la production décentralisée et développer un réglage dynamique de la tension pour les producteurs raccordés sur le réseau de distribution.

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

Les épisodes de prix spots négatifs, désormais suivis par des ESS spécifiques, continuent à progresser, en nombre et en impact sur le réseau.

La poursuite du développement de la production décarbonée et le maintien d'une consommation d'électricité stable à la suite des crises sanitaires et énergétiques conduisent à une augmentation du nombre d'épisodes et d'heures de prix spot négatifs depuis 2022.

Les volumes d'arrêt et de reprise de la production en début et fin de ces épisodes sont en constante augmentation depuis plusieurs années. Ces épisodes peuvent en effet conduire à des arrêts d'un grand volume de production renouvelable en quelques minutes, ce qui peut perturber significativement l'équilibre offre-demande et la gestion de la fréquence, a fortiori dès lors que RTE ne dispose pas actuellement d'**une visibilité suffisante sur les programmes de fonctionnement des producteurs raccordés sur le RPD** (et donc sur les volumes d'arrêt et de reprise de production). Compte tenu de la dynamique rapide de ces phénomènes, cette complexité s'étend à la maîtrise des flux et du plan de tension.

Pour assurer la sûreté du système, la loi DDADUE du 30 avril 2025 a étendu à tous les moyens de production – y compris renouvelables – d'une puissance installée supérieure à 10 MW l'obligation de mettre à disposition de RTE (via le mécanisme d'ajustement) leur puissance techniquement disponible, à la hausse comme à la baisse. Les règles de marché de RTE ont décliné concrètement cette obligation et ont été approuvées par la CRE le 2 décembre : l'obligation est entrée en vigueur au 1er janvier 2026. En complément, la loi de finances pour 2025, complétée par un arrêté le 8 septembre 2025, a également introduit la possibilité pour tous les sites sous obligation d'achat (OA) de participer au mécanisme d'ajustement. Certains acteurs ayant anticipé la mise en œuvre de ces dispositions, la puissance renouvelable mobilisable sur le mécanisme d'ajustement par RTE a été multipliée par 10 entre décembre 2024 et décembre 2025, atteignant 5,6 GW.

L'extension des obligations de programmation à de nouveaux acteurs vise ainsi à améliorer la prévisibilité et donc à optimiser la gestion de l'équilibre offre-demande. Par ailleurs, la mise en œuvre de modalités techniques d'échelonnement des arrêts et reprises lors des prix spot négatifs devrait permettre de faciliter la maîtrise des grandeurs électriques du système (fréquence, intensité et tension).

2 Sûreté de fonctionnement du système électrique

UN RÉFÉRENTIEL D'ÉVALUATION DES ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS SYSTÈME (ESS) MODERNISÉ

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 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 une conséquence 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.

Le référentiel des événements impactant la Sûreté du Système a évolué au 1er janvier 2025 pour s'adapter à l'évolution des risques constatée ces dernières années. Ce nouveau référentiel clarifie les critères constitutifs d'un ESS, facilite l'analyse et le suivi des causes, et renforce l'efficacité des actions mises en œuvre pour améliorer la sûreté du système. De ce fait, **une attention particulière a été portée dans cette édition du Bilan sûreté pour assurer la continuité de l'analyse des événements identifiés comme critiques** au regard de la sûreté d'exploitation du système électrique.

La principale évolution concerne l'élargissement des critères relatifs aux variations inattendues d'un volume de production, pour intégrer désormais les variations de volume de production d'EnR constatées lors des épisodes de prix spot négatifs. En effet, bien que les plages horaires concernées par des prix spot négatifs soient connues à l'avance, la difficulté à prévoir les volumes et la dynamique d'arrêt et de reprise de production EnR peut avoir un impact sur l'équilibre offre-demande dès lors qu'il s'agit de plusieurs gigawatts de variation tant au début qu'en fin d'épisode de prix spots négatifs. Afin d'assurer une continuité dans le suivi de l'évolution des événements significatifs sur plusieurs années, ces événements liés au prix spots négatifs seront présentés séparément dans la suite du document, notamment dans le chapitre 8.2.

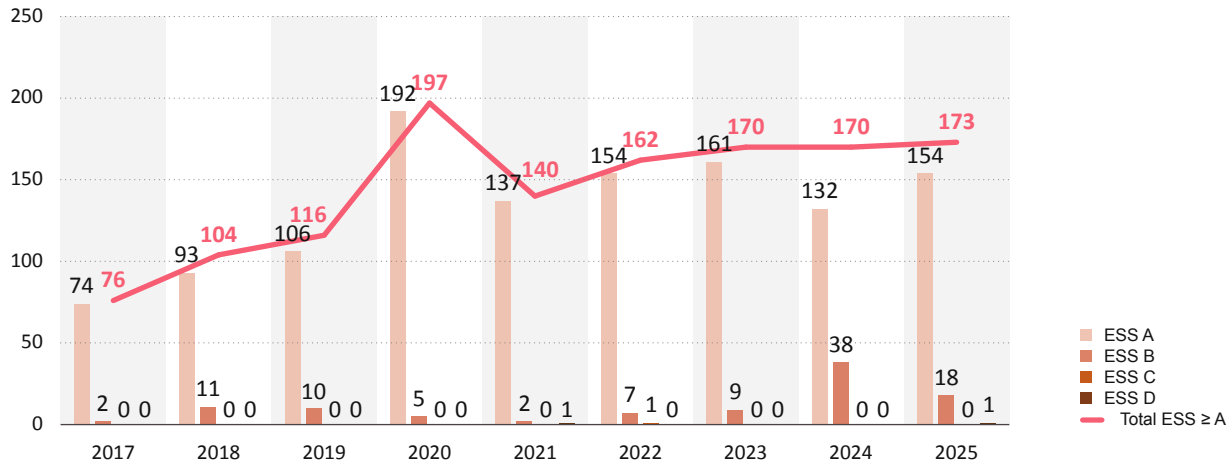
Dans cette nouvelle grille, le nombre de critères reste globalement inchangé. Auparavant classés en 5 grandes thématiques (exploitation du système, réseau, moyens de conduite, production, distribution), ils sont désormais regroupés pour mieux distinguer la grandeur physique ou la problématique de sûreté associée.

- Équilibre Offre Demande (EOD) :
  - Fréquence
  - Consommation
  - Production
- Grandeurs physiques :
  - Tension
  - Transit
  - Stabilité
  - Intensité de court-circuit
- Événements réseau
- Prévention des incidents :
  - Reconstitution du réseau
  - Sauvegarde-Plan de défense
- SI et télécom :
  - Outils applicatifs et réseau télécom
  - Téléphonie

UNE TENDANCE À LA HAUSSE DES ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS SYSTÈME (ESS) DEPUIS 2017 MAIS UNE CERTAINE STABILITÉ SUR LES TROIS DERNIÈRES ANNÉES.

Avec 172 événements classés A ou B et un événement classé D, l'année 2025 confirme la tendance à la stabilité ces trois dernières années, malgré une très légère hausse (+3) du nombre d'Événements Significatifs Système (ESS) par rapport à 2024. La période que connaît le système électrique français depuis les crises sanitaire et énergétique de 2020 et 2022-2023, reste marquée par un nombre d'ESS supérieur à celui de la période antérieure :

FIGURE 1 – ÉVOLUTION DES ESS DE GRAVITÉ ≥ A



- L'événement classé D correspond à la sollicitation du plan de défense français et à l'activation automatique des mesures de débouclage sur rupture de synchronisme (DRS) en réponse au black-out ibérique du 28 avril 2025. Un focus sur cet événement est présenté au chapitre 8.1.
- Le nombre d'ESS B a diminué par rapport à 2024. Les actions de RTE visant à renforcer l'anticipation et la maîtrise des risques ont permis une meilleure maîtrise des flux (en particulier à proximité de la frontière italienne). Ces actions, décrites au chapitre 4, ont permis de passer de 24 ESS B liés à la gestion des flux en 2024 à un seul ESS B en 2025.
- En excluant 2024, le nombre total d'ESS B reste cependant supérieur aux années précédentes, pour cause d'incidents ponctuels sur le système d'information ou d'avaries sur le réseau de télécommunications de RTE (voir chapitre 7).
- La hausse du nombre d'ESS A entre 2024 et 2025 reste conjoncturelle sans être liée à un facteur particulier, avec finalement un volume équivalent aux années précédentes.

UN SUIVI DES ESS QUI INTÈGRE PAR AILLEURS LES VARIATIONS DE PRODUCTION ENR PENDANT LES ÉPISODES DE PRIX SPOT NÉGATIFS.

Depuis le 1er janvier 2025, les variations de production EnR constatées lors des épisodes de prix spot négatifs sont enregistrées comme des ESS 0, A ou B selon le volume de production concernée par un arrêt en début d'épisode. Ces événements font l'objet d'une analyse spécifique (*cf.* chapitre 8.2) qui sera reconduite dans les prochains bilans.

DES ESS SUPÉRIEURS À LA GRAVITÉ A STABLES EN VOLUME ENTRE 2024 ET 2025 MAIS DONT LES CAUSES ÉVOLUENT SENSIBLEMENT.

Le graphique suivant présente la répartition des ESS ≥ A suivant les différentes catégories – Équilibre offre-demande (EOD), Flux, Tension, Prévention des IGA (Incident de Grande Ampleur), SI Télécom. Ces catégories font l'objet d'analyses détaillées dans la suite du document.

FIGURE 2 – RÉPARTITION DES ESS DE GRAVITÉ A ET ≥ B PAR CATÉGORIE SUR L'ANNÉE 2025

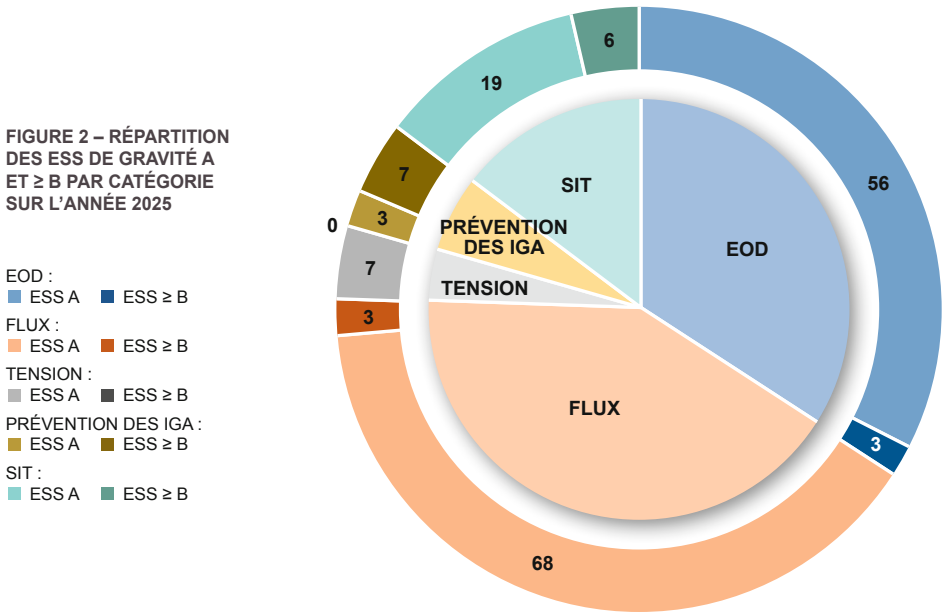
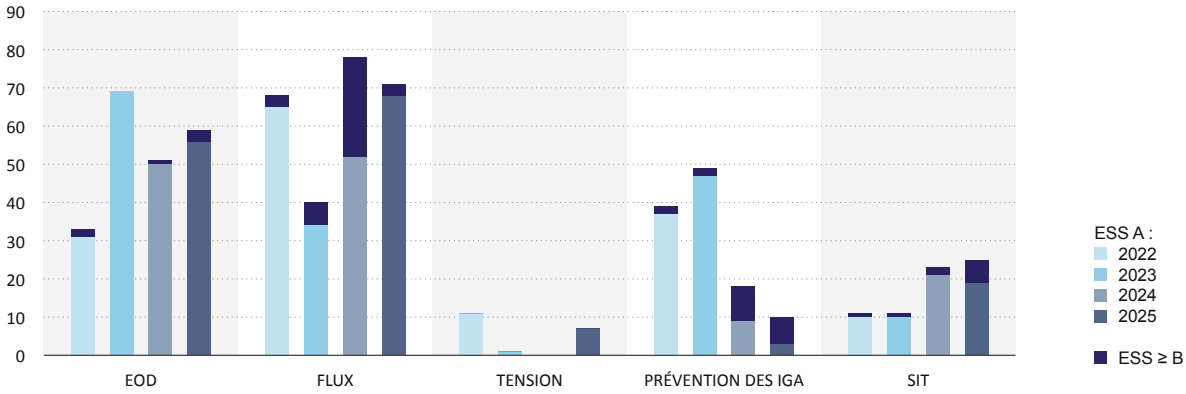


FIGURE 3 – HISTORIQUE DES ESS DE GRAVITÉ A ET ≥ B PAR CATÉGORIE



Si le nombre total d'ESS reste stable entre 2024 et 2025, leur classification par catégorie (EOD, Flux, Tension, Prévention des IGA, SI Télécom) sur l'année 2025 montre des différences sensibles par rapport aux années précédentes.

Pour l'année 2025, les points spécifiques suivants peuvent être mis en avant :

- Pour l'EOD, les facteurs qui expliquent cette hausse sont les suivants :
  - La demande d'arrêt des EnR en cas d'insuffisance d'offre sur le mécanisme d'ajustement (29 ESS A contre 9 sur le second semestre 2024).
  - Comme en 2023, des mouvements sociaux fin 2025 ont eu un effet sur la disponibilité du parc de production et sur la gestion de l'EOD (8 ESS A pour insuffisance de marge à la hausse).
  - L'introduction de nouveaux critères pour mesurer la qualité des prévisions en infra-journalier et plus seulement en J-1 (4 ESS A).
  - La meilleure maîtrise de la fréquence (6 ESS A contre 16 en 2024) contribue toutefois à mitiger cette hausse.
- Le nombre d'ESS liés à la maîtrise des flux est stable, avec un nombre d'ESS B du même ordre qu'en 2022 et 2023 et en-deçà des niveaux de criticité observés en 2024.
- Concernant les événements identifiés dans la catégorie Prévention des IGA, le nombre important observé en 2022 et 2023 était essentiellement lié à l'utilisation de l'outil de communication SAS (Système d'Alerte et de Sauvegarde) par les producteurs et la réalisation de gestes d'acquit. Leur diminution s'explique par les actions de sensibilisation réalisées auprès des acteurs et par un nombre moins important d'envois de messages SAS ces deux dernières années. L'augmentation apparente du nombre d'ESS B en 2024 et en 2025 par rapport aux années précédentes n'est pas due à une augmentation des situations à risque mais à l'utilisation de l'outil Stabsys qui renforce la surveillance et la détection des situations pouvant présenter un risque pour la stabilité du réseau (voir chapitre 6.1).
- Le nombre d'ESS liés aux outils SI et réseaux de télécommunications est en légère hausse (25 ESS en 2025 contre 23 en 2024 et une dizaine par an en moyenne depuis 2021). Cela s'explique en partie par la précision apportée à ces critères dans le nouveau référentiel, mais aussi par les difficultés rencontrées sur les outils associés au processus d'études de réseau, et par les impacts constatés lors d'interventions dans l'environnement de l'outil de conduite (Stanway). Sur ces 25 ESS, 6 sont des ESS B, dont 5 sont survenus en lien avec des avaries affectant des composants du réseau de télécommunications.

Fréquence : gestion de l'équilibre offre-demande

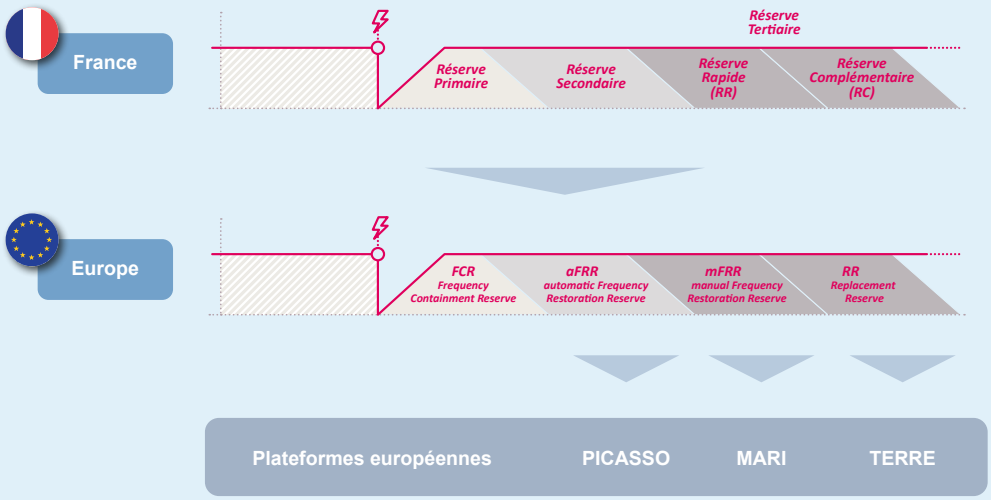
LES GRANDS PRINCIPES DE L'ÉQUILIBRAGE ET DES MARGES

La fréquence du réseau correspond à la vitesse de rotation des alternateurs des unités de production. Par convention, la fréquence est à 50 Hz sur toute la plaque synchrone de l'Europe continentale. Maintenir la fréquence à 50 Hz nécessite d'assurer l'équilibre entre la consommation (demande) et la quantité d'électricité produite (offre).

Chaque pays doit assurer l'équilibre de son propre réseau national en surveillant à chaque instant ce qui est consommé ou produit tout en tenant compte des échanges d'électricité avec les pays voisins interconnectés. Ainsi, un import sera considéré comme de l'offre et un export comme de la demande.

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 (FCR) et secondaire (aFRR) 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** (mFRR) 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 disponibles sur la plateforme européenne TERRE pour la réserve complémentaire.

Le niveau de ces marges 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, écart sur 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).

RTE publie le niveau prévisionnel de marges à la hausse et à la baisse sur son site internet[2]. Ces publications sont initialisées dès le J-1 puis réactualisées au fil de la journée, en fonction des derniers éléments à disposition.

En tant qu'entité responsable d'assurer l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité en temps réel, RTE peut solliciter au plus près du temps réel des ajustements de la production pour garantir la sûreté du système électrique. Le mécanisme d'ajustement permet d'équilibrer le système en respectant des critères de préséance technico-économique. En particulier, lorsque l'offre excède la demande, ces ajustements sont prioritairement réalisés sur les programmes d'appel dont les coûts variables sont les plus élevés, dès lors que cela ne génère pas de contraintes sur le réseau.

Aussi, lorsque les décisions prises par les acteurs de marché résultent en une situation d'excédent de production, RTE peut ordonner des baisses de production lorsque le fonctionnement normal du marché n'a pas permis d'atteindre un équilibre. Ainsi, les capacités solaires et éoliennes peuvent être sollicitées pour ajuster à la baisse leur production afin de garantir l'équilibre du système électrique. Ce levier est présenté dans le chapitre 3.4 ainsi que l'évolution réglementaire visant à intégrer ces capacités dans le mécanisme d'ajustement.

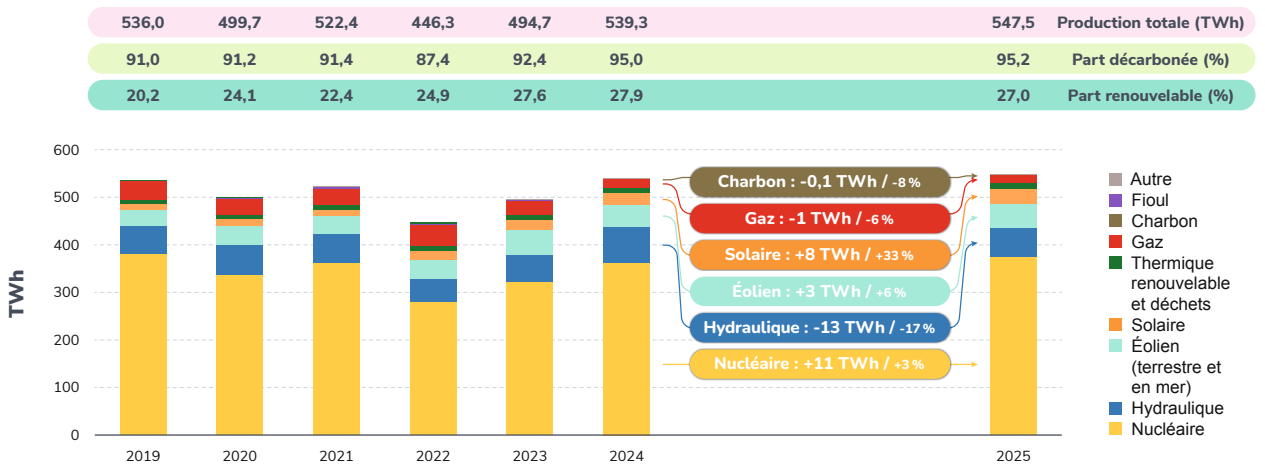
2. Capacités d'équilibrage - RTE Portail Services (services-rte.com)

3.1 Production

UNE PRODUCTION EN LÉGÈRE HAUSSE EN 2025…

La production d'électricité en France métropolitaine a atteint 547,5 TWh en 2025[3]**.** Après deux années de forte croissance en 2023 et 2024, liée essentiellement au rétablissement de la disponibilité du parc nucléaire et à l'amélioration de la production hydraulique du fait de conditions météorologiques plus favorables, **le volume d'électricité produite en France métropolitaine a très légèrement crû en 2025** (+8,2 TWh, soit +1,5 % par rapport à son niveau de 2024).

FIGURE 4 – ÉVOLUTION DE LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ PAR FILIÈRE ENTRE 2019 ET 2025



** 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.*

3. Données issues du Bilan électrique 2025 publié par RTE en février 2026

PORTÉE PAR LA HAUSSE DE LA PRODUCTION NUCLÉAIRE ET DES ENR

La production nucléaire a augmenté (373,0 TWh, soit +11,3 TWh par rapport à 2024), retrouvant un niveau proche de celui de 2019, grâce à l'amélioration de la disponibilité du parc. La modulation (toutes typologies confondues) a représenté de l'ordre d'une trentaine de TWh en 2025, un volume relativement stable par rapport à l'année précédente. Ce n'est pas un phénomène nouveau. Notamment, des niveaux comparables, voire supérieurs étaient atteints dans les années 1990 et au début des années 2000, dans un contexte de surcapacité de la production par rapport à la consommation. Ces dernières années, si les volumes sont comparables, le profil de modulation a évolué, et la part de modulation qui peut s'apparenter à une absence de débouchés économiques a augmenté.

En 2025, l'EPR de Flamanville (1,6 GW) a poursuivi sa montée en puissance après son couplage au réseau fin 2024. L'EPR a atteint pour la première fois sa pleine puissance le 14 décembre 2025. Il a réalisé une nouvelle série d'essais à 100 % début 2026.

La production hydraulique a fortement reculé par rapport à l'année 2024 (62,4 TWh soit -12,9 TWh), année durant laquelle elle avait bénéficié de précipitations exceptionnelles, tout en restant à un niveau conforme aux moyennes historiques (62,4 TWh).

La production des filières solaire (32,9 TWh soit +8,1 TWh) et éolienne (49,6 TWh soit +2,8 TWh) a continué de progresser, sous l'effet principal du développement du parc de production solaire



(+5,9 GW pour un total de 30,4 GW en fin d'année, désormais supérieur à la capacité des installations hydrauliques françaises qui s'élève à 25,7 GW) et éolien (+0,9 GW pour l'éolien terrestre et +0,4 GW pour l'éolien en mer avec la mise en service progressive du quatrième parc en mer français, à Yeu-Noirmoutier), renforcé par une amélioration des conditions d'ensoleillement.

La production d'origine fossile a poursuivi son recul en 2025 (18,7 TWh soit -1,3 TWh par rapport à 2024). Le niveau de production de cette filière a été le plus faible depuis près de 75 ans.



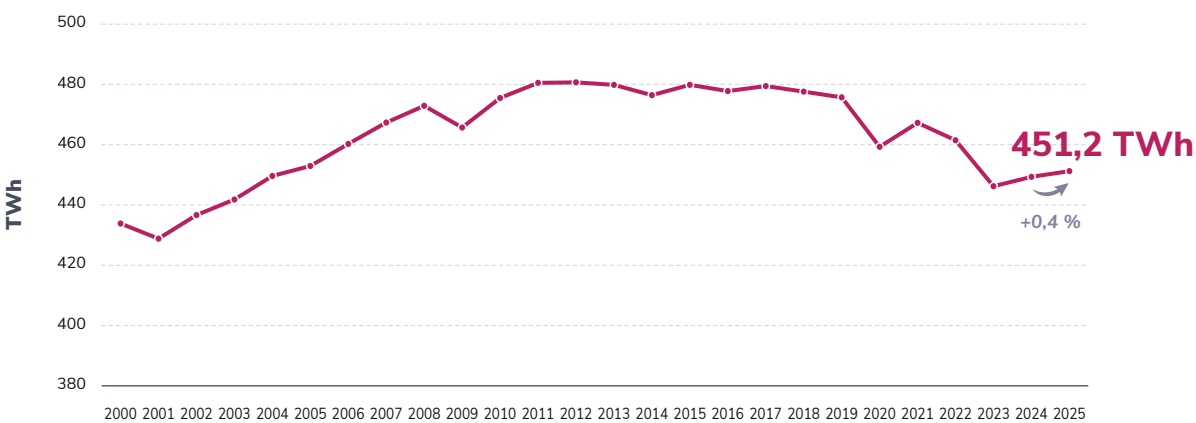
3.2 Consommation

L'ANALYSE EN ÉNERGIE : UNE CONSOMMATION ANNUELLE STABLE

En 2025, la consommation électrique en France métropolitaine (corrigée des aléas météorologiques et des effets calendaires) est restée stable par rapport à celle de l'année précédente, atteignant 451 TWh (+0,4 % par rapport à 2024).

La consommation reste ainsi en 2025 très en retrait, d'environ 6 %, par rapport à celle observée au cours de la période 2014-2019, avant les crises sanitaire et énergétique, signe qu'au moins une partie des actions de réduction de la consommation et des réorganisations de l'activité économique ayant fait suite aux crises se sont pérennisées, et que la dynamique d'électrification des usages est encore insuffisante pour inverser la tendance.

FIGURE 5 – CONSOMMATION CORRIGÉE DES ALÉAS MÉTÉOROLOGIQUES ET DES EFFETS CALENDAIRES ENTRE 2000 ET 2025

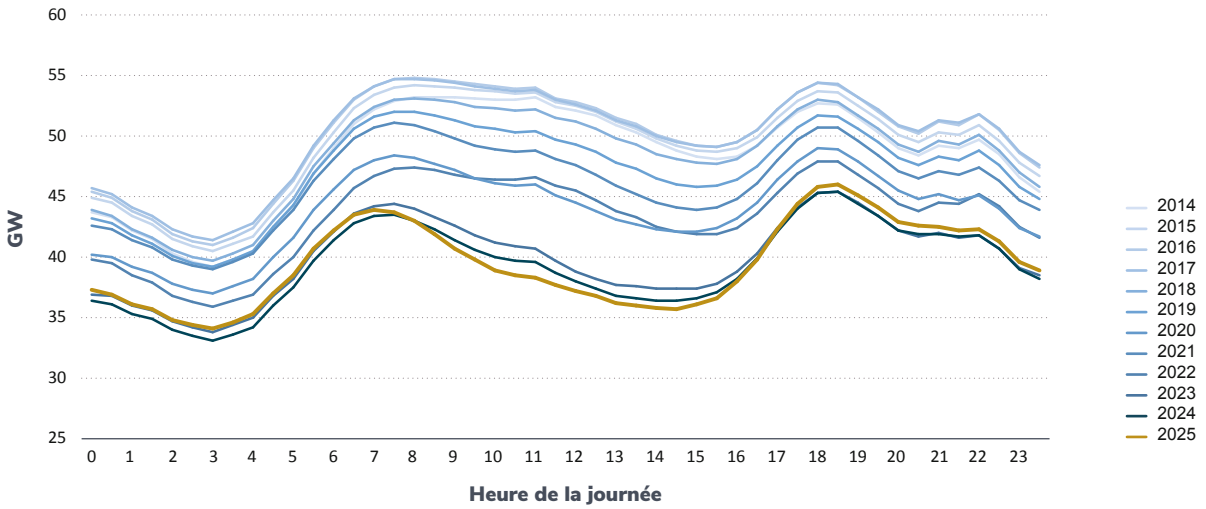


L'ANALYSE EN PUISSANCE : UNE CONSOMMATION RÉSIDUELLE DONT LE PROFIL JOURNALIER CONTINUE À ÉVOLUER, AVEC UN APPROFONDISSEMENT DU CREUX D'APRÈS-MIDI SOUS L'ESSOR DU DÉVELOPPEMENT DU PHOTOVOLTAÏQUE

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 résiduelle[4] en puissance, plus représentative du besoin d'équilibrage instantané. La consommation résiduelle correspond à la consommation qu'il reste à satisfaire par les moyens de production pilotables, une fois pris en compte les volumes de production renouvelable dite « fatale », c'est-à-dire à coût variable nul.

Le graphique ci-dessous illustre la tendance à la baisse de la consommation résiduelle depuis 2014 d'une part et, d'autre part, l'évolution de son profil au cours de la journée qui se décale vers le bas sous l'effet combiné de la baisse de la consommation totale et de la hausse de la production éolienne (environ 7 GW sur la période 2014-2025). Ce profil journalier continue de se creuser en milieu de journée sous l'effet de la progression continue de la production solaire, portant la baisse à 8 GW supplémentaires à 14 h entre 2014 et 2025.

FIGURE 6 – ÉVOLUTION DE LA CONSOMMATION RÉSIDUELLE EN GW (MOYENNE QUOTIDIENNE SUR L'ANNÉE)



4. 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.

3.3 Échanges

UN SOLDE EXPORTATEUR HISTORIQUE, CONFIRMANT LA TENDANCE DE 2024.

Le solde net de la France en 2025 s'est élevé à 92,3 TWh[5] dans le sens des exportations. Il a été, pour la deuxième année consécutive, le plus élevé de son histoire, dépassant le solde de 2024 (89 TWh).

Le solde des échanges physiques a été très exportateur vers toutes les frontières, à l'exception de l'Espagne avec laquelle le solde annuel est resté équilibré (0,2 TWh).

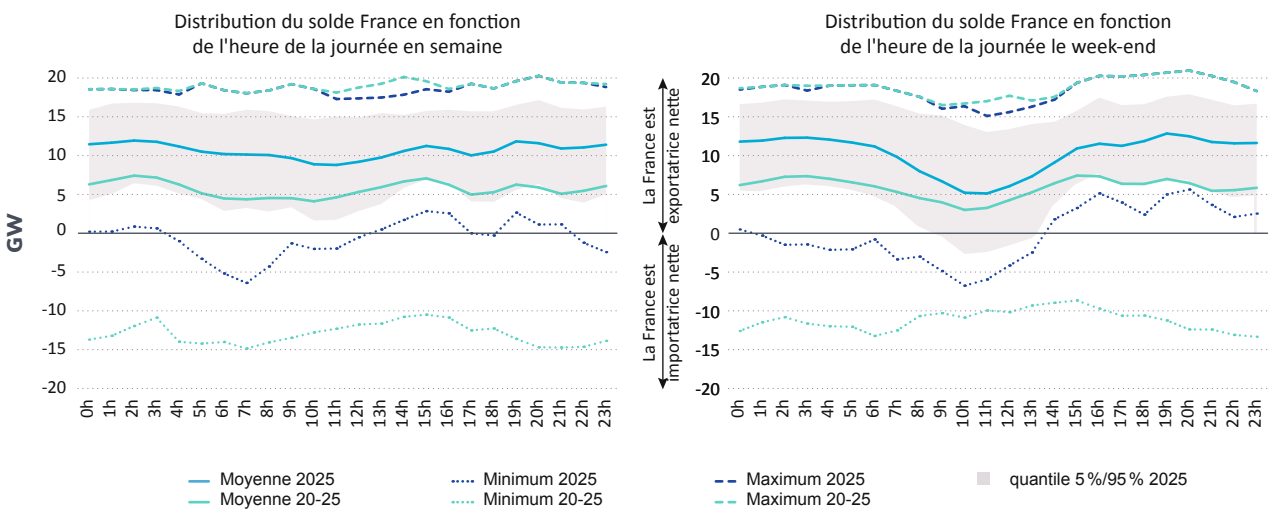
La distribution des volumes d'échanges en fonction de l'heure de la journée illustre l'évolution importante des flux d'échanges survenue au cours des dernières années, marquée notamment par le fait qu'en 2025, les minimums d'échanges – qui correspondaient historiquement et exclusivement à des situations d'import – correspondent désormais pour partie à des situations d'exports. La valeur moyenne des échanges augmente elle d'environ 5 GW.

Cette croissance des exports a notamment été favorisée par l'optimisation des capacités d'échanges et de coordination des flux aux frontières par RTE.

Des calculs de capacité effectués de l'échéance annuelle à l'échéance infrajournalière permettent d'optimiser les capacités offertes tout en s'assurant que les échanges commerciaux sont compatibles avec la répartition des flux physiques sur les réseaux (répartition qui dépend des caractéristiques électrotechniques des ouvrages des réseaux) et le respect des règles d'exploitation communes et propres à chaque GRT.

Ces flux physiques d'électricité entre pays sont principalement le résultat des échanges commerciaux entre les acteurs de marché. Le cadre réglementaire européen fixé par les règlements *Capacity Allocation & Congestion Management* (CACM) et *System Operation Guidelines* (SOGL) définit les règles de sûreté et d'exploitation du réseau électrique interconnecté.

FIGURE 7 – DISTRIBUTION DU SOLDE FRANCE EN FONCTION DE L'HEURE DE LA JOURNÉE EN SEMAINE ET LE WEEK-END



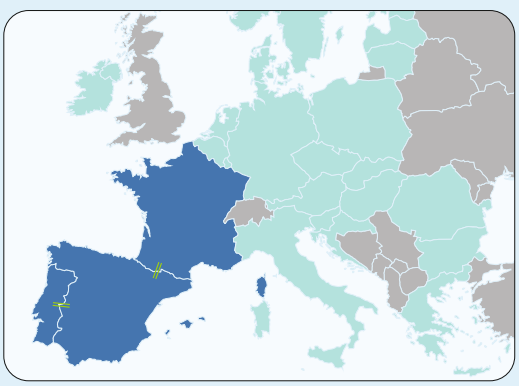
5. Bilan électrique 2025 publié par RTE en février 2026

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

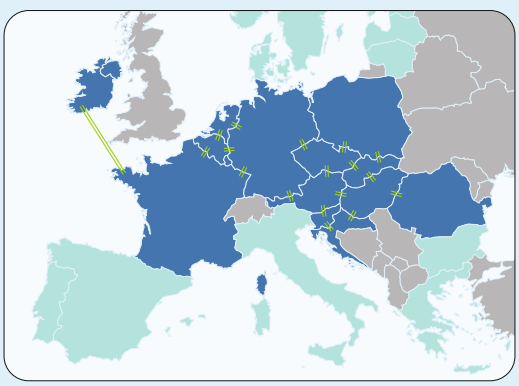
La maximisation des capacités d'échanges contribue à la gestion de l'équilibre offre demande, notamment dans les situations de déséquilibre, donc à la sûreté de fonctionnement du système électrique. Elle répond également aux exigences imposées par la réglementation européenne, en particulier dans le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

Ces calculs sont effectués sur plusieurs zones géographiques et 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). À l'horizon 2030, des calculs de capacité à l'échéance balancing (proche temps réel) sont prévus. Ils permettront d'alimenter les plateformes d'équilibrage avec des valeurs de capacités mises à jour au plus près de l'échéance.

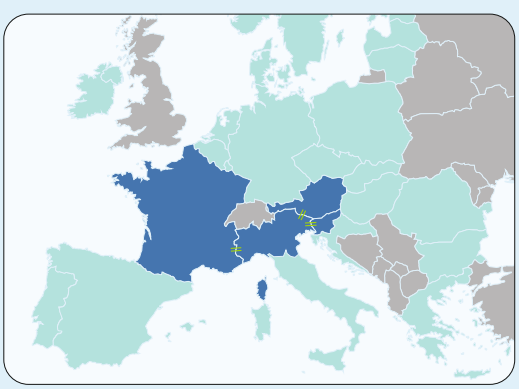
RTE fait partie de 3 régions de calcul de capacité, aussi appelées « CCR » (Capacity Calculation Regions) : South West Europe CCR, Core CCR et Italy North CCR. Dans les prochaines années, les régions CORE et Italy North vont fusionner pour créer une nouvelle région Central Europe.



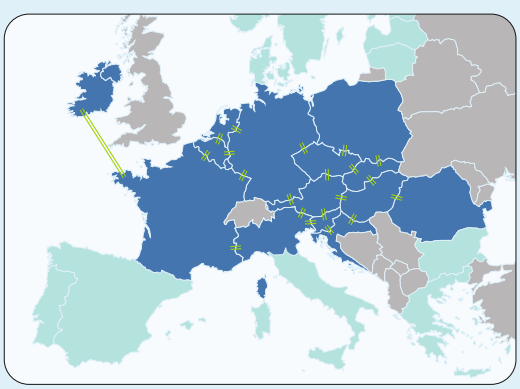
South West Europe



Core



Italy North



Central Europe

DES TRAVAUX DE COORDINATION EUROPÉENNE MARQUÉS PAR DES NOUVEAUX JALONS 2025.

La période 2020-2025 a connu une accélération dans la mise en œuvre des réglementations européennes portant sur les interconnexions (règlements CACM[6], SOGL, FCA[7], EBGL[8] et textes issus du « Paquet Energie Propre » ou *Clean Energy Package*). L'année 2025 a marqué le démarrage du cycle de révision de ces règlements, à commencer par le règlement CACM, dont l'entrée en vigueur de sa nouvelle version (CACM2.0), initialement prévue pour début 2026, sera probablement reportée à une échéance ultérieure courant 2026.

Le « Paquet Energie Propre » 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 avant fin 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. En France, le respect de la règle du 70 % est encouragé par une régulation incitative introduite par la CRE dans le cadre de l'exercice tarifaire TURPE 7 (2025-2028).

Plusieurs nouveaux jalons, franchis en 2025, ont permis d'optimiser les capacités aux frontières :

- Le 25 juin 2025, la mise en service d'un nouveau calcul de capacité à l'échéance infra-journalière pour la région Core, appelé calcul "Core IDCC[9](c)". Il s'agit du 3e calcul infra-journalier de capacités pour la région Core après IDCC(a) et IDCC(b), coordonné en flow-based pour la région Core. Il détermine à 4h du matin, chaque jour, les capacités infra-journalières des frontières de la région Core, en particulier pour les frontières franco-belge et franco-allemande pour la plage [6h-24h] de la journée en cours. Ces capacités calculées par Core IDCC(c) sont offertes directement pour le trading continu, contrairement aux calculs IDCC(a) et IDCC(b) qui déterminent les capacités pour qu'elles soient ensuite offertes aux enchères infra-journalières (Intraday Auctions), respectivement IDA 1 et IDA 2, avant de les proposer au trading continu. Deux nouveaux calculs sont prévus pour 2026 (IDCC(d) et IDCC(e)) pour finaliser l'ensemble du design envisagé pour la région Core avec des calculs de capacités en lien direct avec les analyses de sécurité coordonnées.
- Toujours le 25 juin, RTE s'est connecté avec succès au module européen de gestion des capacités d'échanges pour l'échéance Balancing appelé CMM Balancing (CMM : Capacity Management Module). Il s'agit d'un module européen centralisé qui est alimenté par RTE avec les données d'échanges brutes (NTC, programmes d'échanges sur toutes les frontières de RTE) et dont la fonction principale est de déterminer la capacité résiduelle aux frontières (Available Transfer Capacity ou ATC) et de la communiquer directement aux plateformes européennes d'équilibrage.
- Le lancement effectif des produits 15 minutes MTU (Market Time Unit) sur respectivement la plateforme de couplage infrajournalier (22 janvier sur la zone de prix France et aux frontières France-Italie, France-Belgique et France-Allemagne puis le 18 mars à la frontière France-Espagne) et la plateforme de couplage journalier le 30 septembre pour la journée de livraison du 1er octobre 2025. Ces évolutions visent à améliorer la précision des signaux de prix et à renforcer la flexibilité du marché. Elles constituent une étape-clé dans l'évolution des plateformes de couplage vers une meilleure intégration des énergies renouvelables et une gestion plus fine des congestions.
- Le 22 septembre 2025, EXAA, bourse de l'électricité autrichienne, a intégré le marché français en lançant son enchère locale de 10 h 15 pour la journée de livraison du 23 septembre 2025.

6. CACM : Capacity Allocation and Congestion Management. Allocation des capacités aux interconnexions et gestion des congestions
7. FCA : Forward Capacity Allocation. Allocation des capacités aux interconnexions long terme
8. EBGL : Electricity Balancing Guidelines. Équilibrage du système électrique
9. IDCC : IntraDay Capacity Calculation (calcul de capacité à l'échéance infra-journalière)

3.4 Équilibre offre-demande et marges

De façon générale, la gestion de l'équilibre offre-demande en 2025 n'a pas présenté de difficultés particulières, notamment pendant la période hivernale. Le dispositif d'alerte Ecowatt, qui peut être utilisé par RTE en cas de difficultés importantes pour assurer l'équilibre offre-demande et qui a, à ce titre, été largement développé durant la crise énergétique de 2022-2023, n'a pas été mobilisé. Les fondamentaux du système électrique ont en effet très largement évolué en l'espace de trois ans, de sorte que la France est passée d'un risque pénurique à une situation d'abondance de production d'électricité face à une consommation inférieure à ses niveaux historiques : cette situation présente elle aussi des défis techniques pour l'exploitation du système électrique mais ils diffèrent largement de ceux auxquels la France était confrontée lors de la crise énergétique.

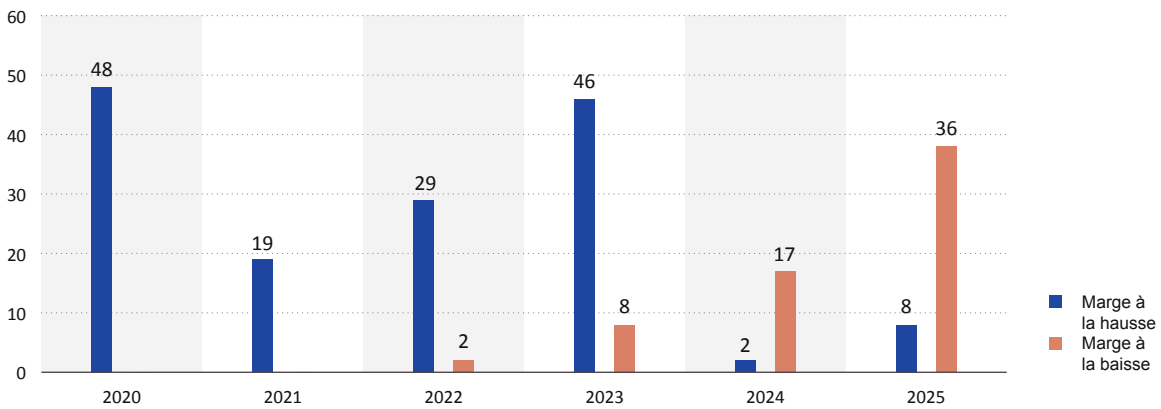
Ainsi, comme en 2024, l'année 2025 a donné à voir **une croissance continue des périodes durant lesquelles RTE a été confronté à des déficits d'offres de marge à la baisse.** Ceci a conduit à l'émission d'ordres de baisse de production pour des parcs renouvelables raccordés au réseau de transport avant leur passage sur le mécanisme d'ajustement.

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 pendant lesquelles RTE ne disposait pas suffisamment de marges « à la hausse » du fait notamment d'une disponibilité réduite du parc nucléaire. Grâce à la meilleure disponibilité du parc de production et au développement des parcs EnR installés, ces situations n'ont plus été rencontrées en 2025, à l'exception des périodes liées à des mouvements sociaux affectant la disponibilité du parc de production, nucléaire notamment (8 événements sur la période de septembre à début décembre 2025).

- **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 pendant lesquelles la production est très abondante. Ces situations ont de nouveau doublé en 2025 (36 ESS sur l'année). Il conviendra de vérifier la diminution du nombre de ces situations dans les années à venir grâce à la participation croissante des acteurs EnR sur le mécanisme d'ajustement.

FIGURE 8 – ESS A POUR INSUFFISANCE DE MARGE



DES ACTIONS SPÉCIFIQUES ENGAGÉES DEPUIS PLUSIEURS ANNÉES AVANT DES TRAVAUX RÉGLEMENTAIRES ET LÉGISLATIFS EN 2025 AVEC LES PRODUCTEURS ENR HTB ET HTA.

Depuis 2024, en complément de l'activation des offres proposées par les acteurs EnR sur le mécanisme d'ajustement, RTE dispose de la possibilité d'activer un levier supplémentaire de baisse de production renouvelable en temps réel. Mis en œuvre depuis le mois de juillet 2024 (9 appels sur le second semestre 2024), ce levier a été activé 29 fois en 2025 (ESS A) par envoi d'ordres de sauvegarde.

Au cours de l'année 2025, RTE a réalisé 100 GWh (contre 18 GWh en 2024) d'ajustements 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, les volumes ajustés des productions solaires et éoliennes sont en forte augmentation.

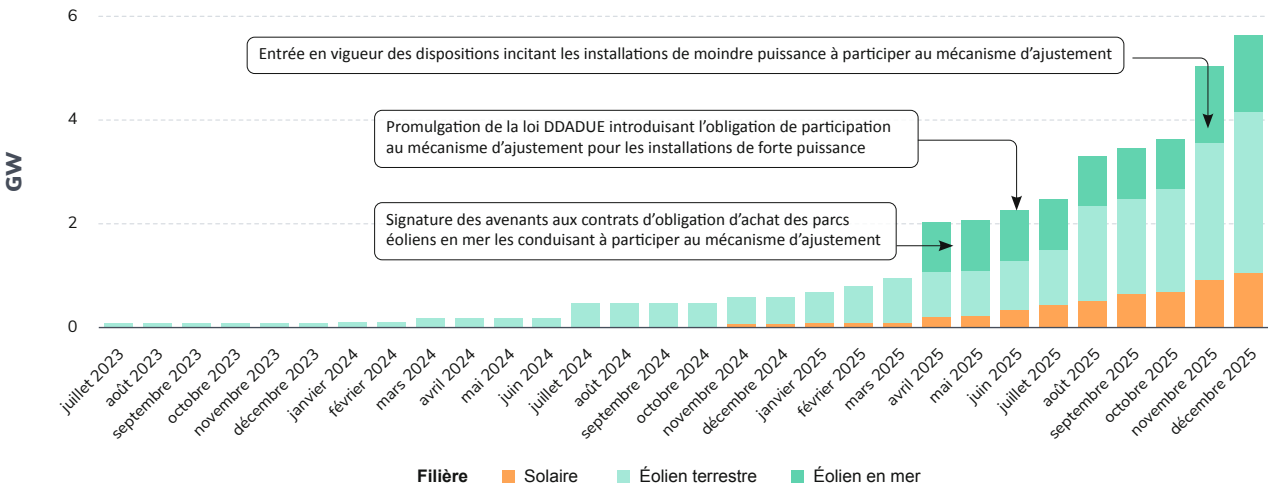
Dans le cadre des travaux conduit en 2024 et 2025, portés par RTE, la loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 (dite « DDADUE 2 ») a étendu l'obligation de participation au mécanisme d'ajustement à toutes les installations de production au-delà d'un certain seuil, à la baisse comme à la hausse : cela permettra de disposer de davantage de leviers pour l'équilibrage du système. Le seuil a été fixé à 10 MW dans la nouvelle version des règles de marché RTE entrées en vigueur au 1er janvier 2026, conformément à la délibération de la CRE n°2025-266.

Les capacités éoliennes et solaires participant au mécanisme d'ajustement ont presque été multipliées par dix au cours de l'année 2025, atteignant 5,6 GW à la fin de l'année 2025.

Malgré ces avancées très favorables, le parc photovoltaïque installé demeure aujourd'hui majoritairement raccordé au réseau basse tension (de l'ordre de 16 GW contre 13 GW raccordés au réseau HTA). Ce parc basse tension rassemble de très nombreuses petites unités de production de faible puissance, dont la production n'est, en l'état, pas pilotable.

Parmi les autres moyens à disposition pour assurer l'équilibrage du système, RTE dispose également de la possibilité d'activer des effacements de consommations sur le mécanisme d'ajustement. **En 2025, ces effacements ont été activés pour un volume de 5 GWh sur l'année avec une puissance moyenne de 14 MW, le volume maximum activé simultanément étant de 694 MW.**

FIGURE 9 – CAPACITÉS ENR PARTICIPANT AU MÉCANISME D'AJUSTEMENT



3.5 Réglage de la fréquence

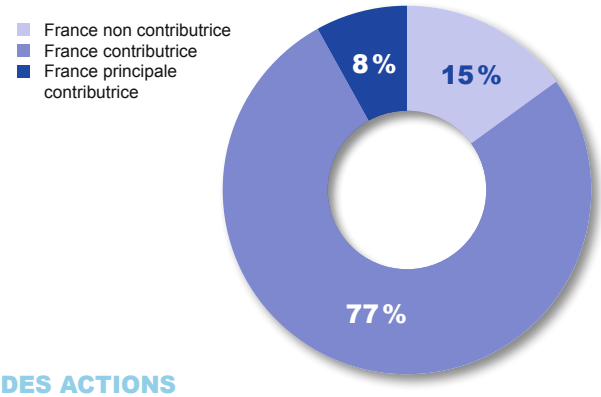
UN RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE EN NETTE AMÉLIORATION À LA MAILLE DE LA FRANCE MAIS EN DÉTÉRIORATION AU NIVEAU EUROPÉEN…

En 2025, la durée pendant laquelle la fréquence européenne s'est écartée de la plage standard (± 50 mHz) s'est élevée à 232 heures, inférieure au seuil de 250 heures défini par le code européen SOGL comme critère de qualité de la fréquence de la zone synchrone. Ce seuil avait été dépassé pour la première fois en 2023 puis en 2024, les actions mises en œuvre depuis confirment l'amélioration déjà constatée en 2024.

La bonne performance du système électrique européen au regard de ce critère masque en revanche une tendance à l'augmentation des écarts de fréquence plus profonds et durables depuis 2022 (31 en 2022, 67 en 2023, 54 en 2024 et 80 en 2025). En 2025, comme en 2024, les écarts sont majoritairement des écarts de fréquence basse (62 % d'entre eux).

La France a été contributrice, à des degrés divers, pour 68 de ces 80 écarts. Pour 6 d'entre eux, elle en a été le principal contributeur.

FIGURE 10 – ÉCARTS DE FRÉQUENCE PROFONDS ET DURABLES



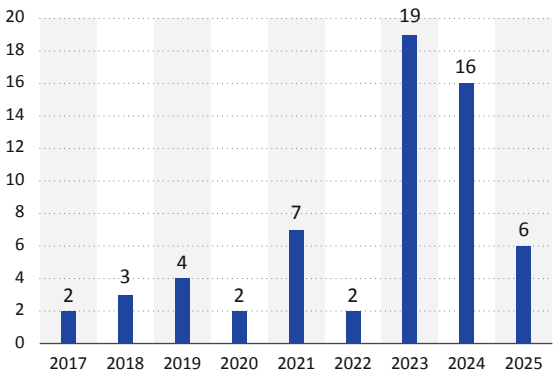
AVEC UNE BAISSE DES ESS EN 2025 GRÂCE DES ACTIONS DE RTE SUR L'ANTICIPATION ET À DES CONTRÔLES RENFORCÉS.

Malgré un nombre d'écarts plus important, **le nombre d'événements pour lesquels le seuil d'éligibilité à l'ESS a été atteint est en nette diminution en 2025.**

Sur ces 6 ESS, le réglage français a été le principal contributeur pour quatre d'entre eux : un premier lors du déclenchement de deux groupes de production sur une plage de trois minutes, le deuxième lors de la fin d'un épisode de prix spot négatif. Pour les deux autres, il s'agit d'aléas ponctuels de consommation (consommation plus faible que prévue).

En 2025, RTE a contrôlé de façon continue les performances de 253[10] entités de réglage de la fréquence (producteurs, consommateurs, stockeurs, diffus). **Sur l'année 2025, le nombre d'écarts aux services système est significativement en baisse par rapport à 2024,** en particulier sur la participation en réglage secondaire de fréquence, liée principalement à la résorption de l'écart sur des groupes de production.

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

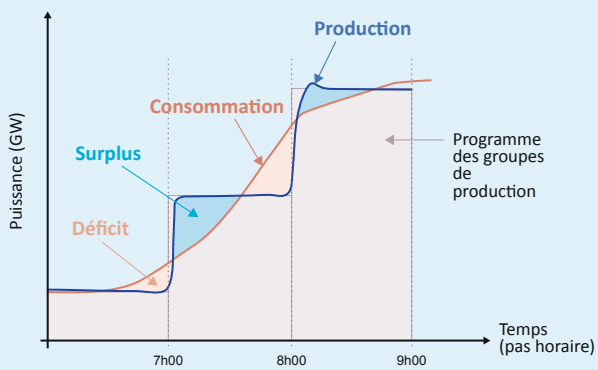


10. Chiffre en baisse par rapport à 2024 qui s'explique par le regroupement de certaines entités.

LE CAS DES ÉCARTS DE FRÉQUENCE AUX HEURES RONDES : UN ENJEU EUROPÉEN, QUI APPELLE UN SUIVI SPÉCIFIQUE AVEC LE PASSAGE DU MARCHÉ SPOT AU PAS 15' EN OCTOBRE 2025

Les « écarts de fréquence **aux heures rondes** » résultent des modifications des programmes de production et d'échanges transfrontaliers regroupées aux heures rondes, du fait de la structure horaire des produits de marché échangés par les acteurs du marché de l'électricité européen.

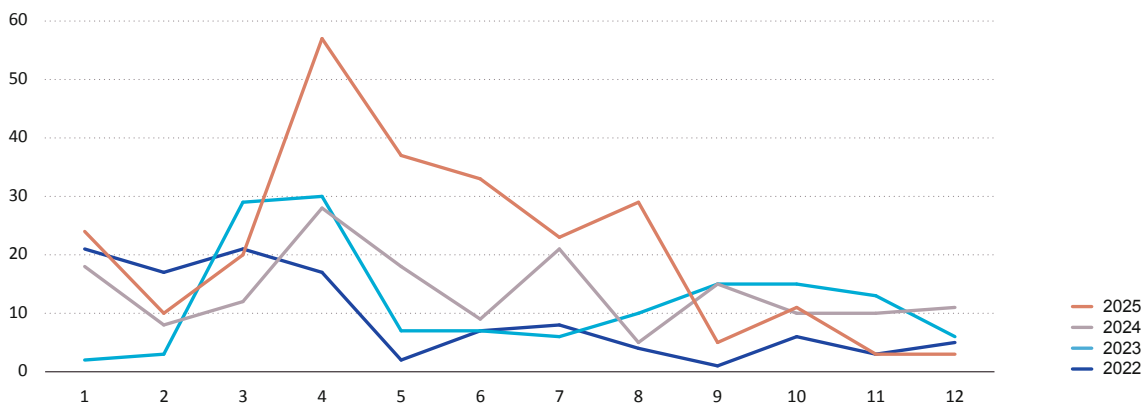
À heure ronde, la production de certains groupes européens peut évoluer de manière très rapide : la fréquence varie fortement, le temps que les mécanismes de régulation automatiques agissent (entraînant la mobilisation de tout ou partie des réserves primaire et secondaire).





Ce phénomène, caractérisé par des variations de fréquence de plus de 75 mHz sur de courtes durées au moment de la modification des programmes de production en Europe, connaît une forte augmentation (255 écarts de plus de 100 mHz observés en 2025, contre 165 en 2024, 143 en 2023 et 112 en 2022), en particulier concernant **les mois d'avril à août. Ces écarts ont à l'inverse diminué durant les mois de fin d'année pour revenir à des volumes constatés les années passées.**

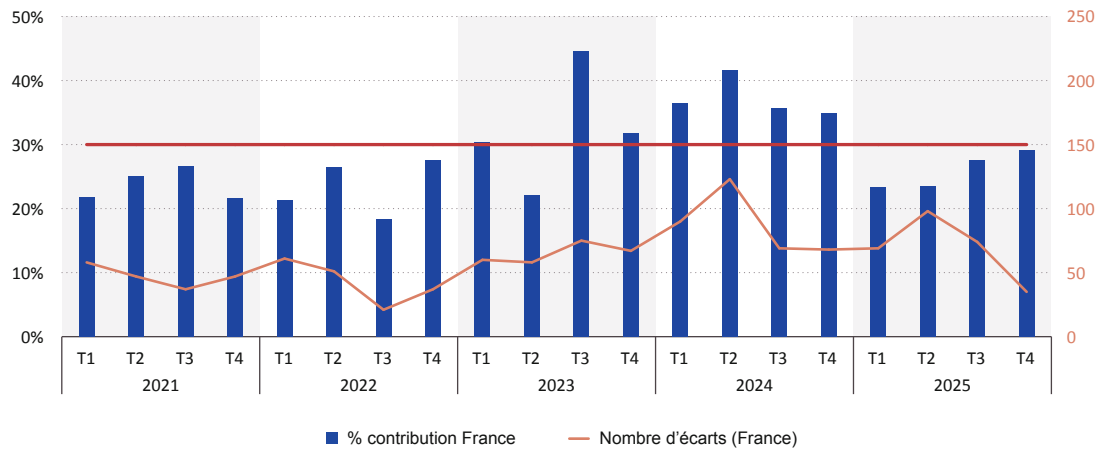
FIGURE 12 – ÉCARTS MENSUELS DE FRÉQUENCE SUPÉRIEURS À 100 MHZ



Depuis 2021, sur décision conjointe 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. Après une année 2024 où RTE dépassait le seuil de 30 % de contribution aux écarts de fréquence déterministes sur chaque trimestre, **RTE a respecté le critère sur chaque trimestre en 2025.**

De plus, le pas de temps auquel des produits de marché peuvent être échangés sur le marché spot, qui se déroule la veille pour le lendemain, est passé d'une heure à 15 minutes en octobre 2025. De fait, les premières observations font apparaître un certain « lissage » des écarts de fréquence, mais sur lequel on manque encore de recul.

FIGURE 13 – CONTRIBUTION DE LA FRANCE AUX ÉCARTS DE FRÉQUENCE > 75MHZ AUX HEURES RONDES



	2022				2023				2024				2025			
	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4	T1	T2	T3	T4
% contribution France	21%	26%	18%	28%	30%	22%	**45%**	**32%**	**36%**	**42%**	**36%**	**35%**	23%	24%	28%	29%
Nombre d'écarts (France)	61	51	21	37	60	58	75	67	90	123	69	68	69	98	74	35
Total des écarts	**287**	**193**	**114**	**134**	**198**	**263**	**168**	**211**	**247**	**296**	**193**	**195**	**295**	**416**	**269**	**120**

En 2025, comme les années précédentes, la France a respecté 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	2021	2022	2023	2024	2025	
Seuil de niveau 1 (< 30 %)	Seuil : 238 MW	Seuil : 231 MW	Seuil : 205 MW	Seuil : 185 MW	Seuil : 173 MW	Seuil : 157 MW
	9,20 %	7,40 %	10,80 %	11,70 %	10,30 %	
Seuil de niveau 2 (< 5 %)	Seuil : 450 MW	Seuil : 436 MW	Seuil : 387 MW	Seuil : 349 MW	Seuil : 334 MW	Seuil : 311 MW
	3,40 %	2,30 %	4,50 %	4,50 %	2,90 %	

Ces indicateurs de la qualité de la fréquence se sont même améliorés en 2025, témoignant d'une meilleure qualité de réglage de la France, sous l'effet de :

- la modification du paramétrage dynamique de la contribution de la France au réglage primaire de la fréquence européenne, qui pénalisait RTE lors de gros écarts de fréquence. Après une phase d'expérimentation menée au second trimestre 2025, RTE utilise désormais un mode de réglage fixe permettant une plus juste contribution au réglage de la fréquence en 2025.
- la connexion à PICASSO, plateforme européenne de partage de réserve secondaire en avril 2025.
- la croissance du volume d'EnR s'offrant sur le Marché d'Ajustement (MA), qui est un levier précieux pour la maîtrise des fréquences hautes.
- la mise en œuvre d'arrêts de la production EnR hors MA en application du code de l'énergie (29 arrêts de production en 2025, dont 17 au cours des mois de mars et avril).

Comme détaillé dans le chapitre 3.4 *EOD et marges,* RTE a travaillé avec les producteurs EnR pour les inciter à participer volontairement au mécanisme d'ajustement de façon à accentuer le volume des offres activables. En effet, l'émergence d'offres avec des délais et des périodes d'activation courts constitue un levier efficace pour atténuer et 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 de la puissance disponible sans avoir à démarrer d'autres moyens de production.

UNE PARTICIPATION CROISSANTE DES UNITÉS DE STOCKAGE AUX RÉSERVES PRIMAIRES ET SECONDAIRES.

Concernant la réserve primaire, le volume total de batteries certifiées fin 2025 s'élève à 900 MW (contre 600 MW en 2024), pour un besoin de dimensionnement de la réserve primaire en France à 516 MW.

Concernant la réserve secondaire, l'année 2025 a également connu une progression forte de la participation des batteries, avec une augmentation du nombre de certifications : 345 MW fin 2025, soit 275 MW d'augmentation par rapport à 2024. En parallèle, le besoin de réserve secondaire à la hausse a atteint en 2025 un niveau record depuis la mise en œuvre de la méthode de dimensionnement probabiliste en 2021 (jusqu'à 1,3 GW sur la plage 16 h-18 h en jours non-ouvrés pour le deuxième trimestre 2025). Ces pics de besoin sont liés aux déficits importants de production constatés en fin d'épisode de prix spot négatif, qui sont dus à un décalage entre la variation des programmes d'échanges aux frontières (démarrant dès 5 minutes avant le changement de valeur du prix spot) et la reprise de la production EnR (démarrant plusieurs minutes après).

UN DISPOSITIF D'INTERRUPTIBILITÉ ACTIVÉ UNE SEULE FOIS EN 2025.

Le dispositif d'interruptibilité encadre la participation des sites consommateurs aux actions du plan de défense. L'appel d'offres annuel 2025, ouvert à hauteur de 1 200 MW, a permis de contractualiser un volume de 878 MW sur l'année 2025 (contre 756 MW en 2024). Le dispositif a été activé le 3 avril 2025 à 9 h 01 suite à une chute de fréquence supérieure à 180 mHz pendant plus de 3 secondes. L'automate a envoyé un ordre d'interruption à l'ensemble des sites contractualisés permettant l'interruption de 854 MW en moins de 5 secondes.

UNE CONTRIBUTION MODÉRÉE DES PLATEFORMES EUROPÉENNES À L'ÉQUILIBRAGE FRANÇAIS.

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.

Depuis le 21 novembre 2023, en préparation de la connexion à la plateforme PICASSO, la réserve secondaire est activée selon la préséance économique (France) et non plus au prorata du programme de marche. RTE s'est connecté le 2 avril 2025 à PICASSO et à la plateforme MARI fin avril 2026.

4 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 potentiellement jusqu'à 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.

Des valeurs maximales sont donc définies pour chaque ouvrage :

- Une intensité de secours temporaire (IST), qui correspond à l'intensité maximale admissible sans limitation de temps ;
- 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, des protections dites de surcharge sont utilisées en France sur les réseaux 225 kV et 400 kV. Si la surcharge d'intensité n'est pas levée dans un temps donné après son apparition (entre quelques secondes et 20 minutes, selon l'ampleur du dépassement constaté), l'ouvrage concerné se déconnecte automatiquement du réseau, par action de cette 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 transit organisée par le code SOGL et appliquée par RTE permet de s'assurer qu'un tel effet cumulatif ne se produise pas du fait d'un simple aléa.



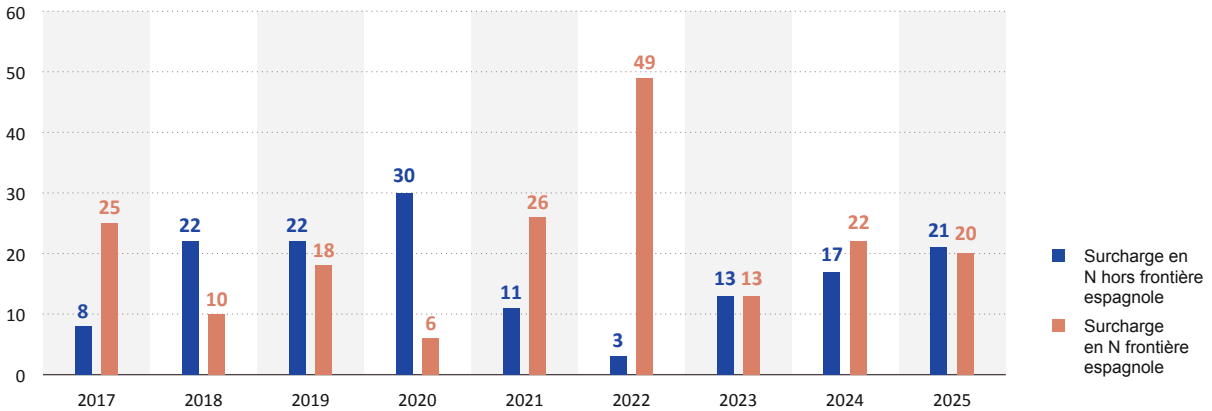
HORS FRONTIÈRE ESPAGNOLE, DES DÉPASSEMENTS D'IST EN CROISSANCE DEPUIS 2022...

En 2025, le nombre de situations ponctuelles de surcharge en 225 kV et 400 kV, hors régime d'incident, est resté dans la moyenne de ces dernières années. **Ces dépassements d'intensité ont systématiquement été traités avant le déclenchement automatique des ouvrages concernés et n'ont pas soulevé de difficulté pour la sûreté du système électrique.**

Les dépassements d'IST hors frontière espagnole, bien qu'en hausse du fait de l'augmentation des flux transitant sur le réseau depuis quelques années, restent inférieurs à 30 surcharges par an.

De façon récurrente, une part importante des dépassements des capacités de transit se produit sur

FIGURE 14 – DÉPASSEMENTS D'IST HORS RÉGIME D'INCIDENT





les ouvrages influencés par les échanges avec l'Espagne. 20 dépassements y ont ainsi été enregistrés en 2025, soit un nombre en diminution par rapport à 2024 mais dans la moyenne des huit dernières années. 13 d'entre eux se sont produits entre mi-avril et mi-mai, période durant laquelle des travaux étaient en cours dans la zone.

La gestion des intensités transitant sur ces ouvrages est historiquement complexe, du fait de la difficulté à estimer en amont la répartition Est/Ouest des flux le long de la frontière et de la forte sensibilité de ces flux aux écarts de réglage entre l'offre et la demande pouvant survenir au sein de la péninsule ibérique. Les ouvrages de la zone (interconnexions et réseau amont 400 et 225 kV) sont par ailleurs souvent exploités à des niveaux proches des limites d'exploitation de façon à optimiser les capacités d'échanges offertes en amont sur cette frontière. Par conséquent, les échanges entre la France et la péninsule ibérique restent soutenus et doivent régulièrement être limités en temps réel via des opérations de countertrading[11] afin de respecter les règles d'exploitation.

Pour illustrer la variabilité des flux aux frontières, en 2025, la moyenne des écarts types journaliers sur les échanges de puissance active avec l'Espagne est 1,5 fois plus élevée que celle de l'Allemagne et de la Suisse et 2,5 fois plus élevée que celle de l'Italie.

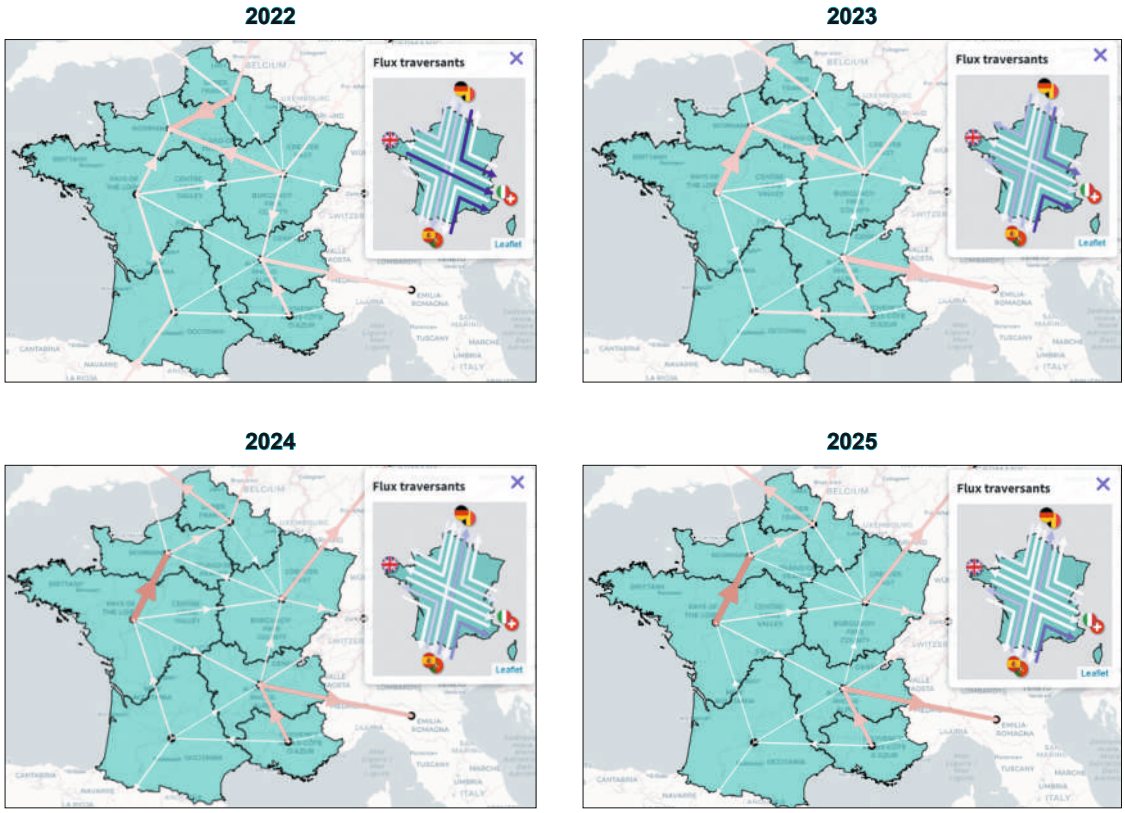
11. Countertrading : modification du programme d'échange visant à générer un flux inverse à la congestion.

… QUI S'INSCRIVENT DANS UN CONTEXTE DE FLUX TRAVERSANTS 2025 SIMILAIRES À CEUX DE 2024, ET MIEUX MAÎTRISÉS EN 2025

L'année 2024 avait été marquée par la poursuite de l'augmentation des flux sud-nord, à l'est comme à l'ouest du pays, causés par la conjugaison d'imports élevés depuis l'Espagne et d'un niveau de production nucléaire et solaire important dans le sud-ouest. De fortes contraintes avaient également été observées sur la frontière italienne pendant des travaux sur des axes 400 kV.

En 2025, les flux ont été comparables à ceux de 2024 (*cf.* cartes des flux interrégionaux ci-dessous). Néanmoins, le nombre d'ESS B a diminué par rapport à 2024 (on dénombrait 24 ESS B liés à la gestion des flux en 2024, un seul en 2025). Cette amélioration est le fruit du plan d'action mis en place par RTE, consécutivement aux situations d'exploitation complexes rencontrées au printemps 2024[12]. Ces actions, visant à renforcer l'anticipation et la maîtrise des risques en contexte de travaux, ont permis une meilleure maîtrise des flux, en particulier à la frontière italienne.

FIGURE 15 – ÉVOLUTION DES FLUX INTER-RÉGIONAUX ET DES FLUX TRAVERSANTS DE 2022 À 2025



12. Voir le chapitre 6.1 du Bilan sûreté 2024.

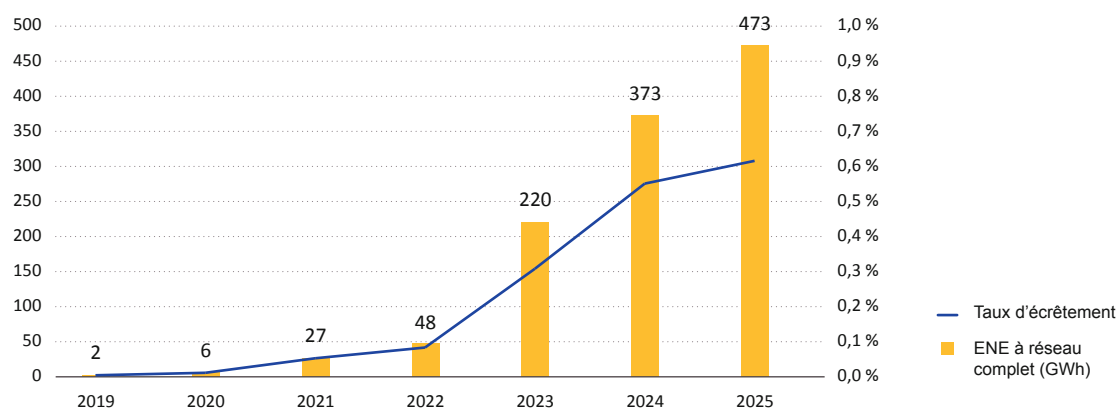
L'ENJEU CROISSANT D'ÉVACUATION DE LA PRODUCTION DES ENR EN LIEN AVEC LE DIMENSIONNEMENT OPTIMAL DU RÉSEAU, ET CELUI DU DÉVELOPPEMENT DES AUTOMATES NAZA.

Le raccordement croissant de production EnR sur les réseaux HTA et HTB1 (63 ou 90 kV) peut être à l'origine de contraintes locales de transit, qui doivent être gérées par RTE conjointement avec les GRD. Il est alors parfois nécessaire de limiter de manière ponctuelle et ciblée la production de certaines installations pour respecter les règles d'exploitation et ainsi éviter des investissements supplémentaires, conformément au choix de RTE de réaliser un dimensionnement économiquement optimal du réseau de transport de l'électricité.

Le volume d'Énergie Non Évacuée (ENE), lié à ces écrêtements, est en constante augmentation depuis 2019, comme on peut l'observer sur la figure ci-dessous, qui représente une estimation de l'ENE à réseau complet et le taux d'écrêtement (part d'ENE à réseau complet rapportée à la production éolienne et solaire terrestre totale). Les données de l'ENE pour les dernières années ne sont pas définitives car encore en cours de validation avec les ELD. Cette augmentation est liée au rythme de raccordement d'EnR terrestres (54 GW à fin 2025 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 attendue et se matérialise effectivement.

Depuis 2019, RTE installe des automates spécifiques dits « NAZA» (Nouveaux Automates de Zone Adaptatifs). Ils permettent de limiter localement en temps réel la production éolienne et solaire et d'éviter de renforcer ou construire des infrastructures dont l'utilité ne serait avérée que quelques heures par an. Le déploiement effectif de ces automates est une condition nécessaire pour capter les gains associés à la mise en place du principe du dimensionnement optimal prévu dans le SDDR 2019. RTE continue son programme d'installation de NAZA, qui sont au nombre de 31 en 2025 (+13 par rapport à 2024). Ces automates, installés et interfacés avec les moyens de conduite utilisés par les GRD, ont pour objectif d'améliorer la gestion des contraintes et de contenir l'ENE en réduisant les volumes effacés en préventif.

FIGURE 16 – ÉVOLUTION DE L'ENE ET DU TAUX D'ÉCRÊTEMENT À RÉSEAU COMPLET



5 Gestion de la tension

5.1 Gérer le risque d'écroulement de tension

La puissance réactive qui circule sur le réseau est directement liée au caractère inductif ou capacitif des éléments du réseau électrique (groupes de production, lignes aériennes, câbles souterrains, moyens de compensation de type selfs ou condensateurs…). Selon les lois de l'électrotechnique, cette puissance réactive va influencer localement la tension : les charges inductives vont provoquer des baisses de tension et à l'inverse, les charges capacitives vont avoir pour effet d'augmenter la tension. Lorsque le réseau est fortement chargé, il va ainsi se comporter principalement comme une inductance, avec un plan de tension plus bas que lorsqu'il est peu chargé (comportement capacitif).

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 régleurs en charge automatiques, installés au niveau des transformateurs des réseaux alimentant les consommateurs, permettent de compenser localement ces chutes de tension. Ceci a cependant pour conséquences d'augmenter l'appel de courant et donc d'abaisser globalement 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 Bretagne (ADO) et en Ile de France et Normandie (ADN), compte tenu de la spécificité du réseau dans ces régions. 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 régleurs 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.

La gestion des tensions basses durant l'hiver 2024/2025 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 disponibilité 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 cet état de fait. Le risque d'écroulement de tension est ainsi désormais moindre 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).

En 2025, des tensions basses ont toutefois été rencontrées sur le réseau de transport (400 et 225 kV) soit à l'occasion d'épisodes de transits élevés, soit à l'occasion de reprise rapide de production à l'issue d'un épisode de prix spot négatifs. Ces situations n'ont présenté aucun risque d'écroulement de tension, mais ont conduit à 4 reprises à dépasser les seuils d'activation des automates de blocage des régleurs des transformateurs :

- Les 8 janvier et 31 mars dans la zone de Marmagne (Cher) en lien avec des transits importants ;
- Le 1er avril dans la zone de Revigny (Meuse) dans un contexte de reprise de la production en fin d'épisode de prix spot négatif ;
- Le 3 mai dans la zone de La Chaussée (Marne) pour le même motif.

Les différentes mesures en vigueur ou en cours de mise en œuvre en lien avec les GRD pour favoriser l'exploitation du système électrique lors des épisodes de prix spot négatifs (meilleure visibilité des programmes des producteurs EnR et échelonnement des arrêts et reprises – voir chapitre 8.2 dédié aux prix spot négatifs) devront contribuer à améliorer la gestion de ce phénomène de tensions basses, en particulier dans les zones présentant des perspectives d'augmentation de leur consommation.

5.2 La maîtrise des tensions hautes

Les enjeux d'exploitation se déplacent progressivement vers la maîtrise des tensions hautes, le risque d'emballement de tension, et les situations d'exploitation avec des dynamiques rapides sur les évolutions de la tension.

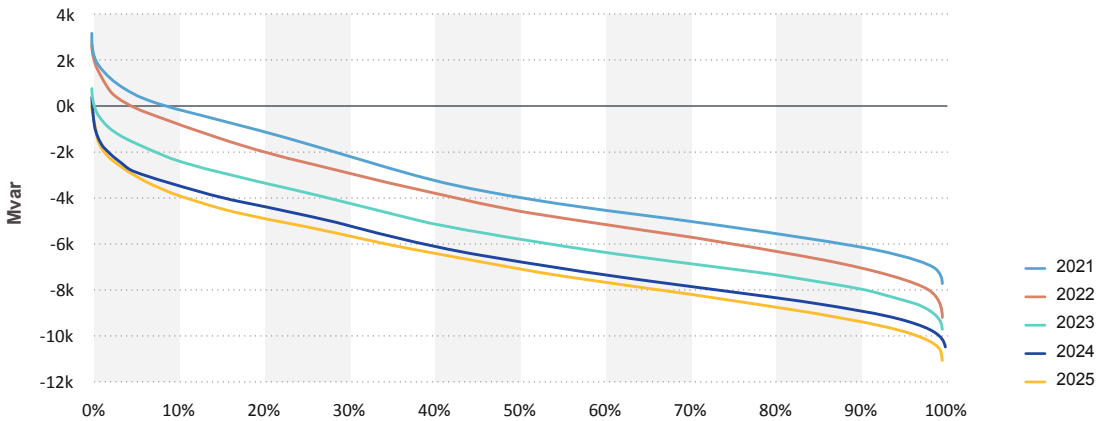
Les tensions hautes apparaissent lorsque les éléments réglant la puissance réactive (groupes de production, CSPR, selfs) ne sont plus suffisants pour absorber la production d'énergie réactive du réseau (condensateurs, lignes peu chargées, câbles souterrains, production de puissance réactive par les clients, 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 faible consommation. Les phénomènes prolongés de tensions hautes peuvent réduire la durée de vie des matériels et occasionner des dégradations d'équipements du RPT affectant la qualité de l'électricité.

Ces constats sont largement partagés par tous les GRT européens et la difficulté à gérer de telles situations de tension haute fait partie des causes racines du black-out survenu le 28 avril 2025 dans la péninsule ibérique. Dans ce contexte, la France a déjà mis en œuvre la plupart des adaptations recommandées par le rapport de l'ENTSO-E relatif à l'incident publié en mars 2026, qu'il s'agisse du réglage de la tension en temps réel (logiciel et matériel), de la participation des acteurs au réglage de la tension ou des exigences et des contrôles des services système.

La survenue de phénomènes de tensions hautes peut résulter de la combinaison de plusieurs facteurs :

- Une consommation d'électricité relativement faible par rapport au dimensionnement du système ;
- L'évolution de la nature des réseaux de transport et de distribution, pour lesquels le recours à la technologie souterraine – qui est génératrice de puissance réactive – est de plus en plus fréquent pour des enjeux d'acceptabilité des infrastructures ;
- L'augmentation de la production HTA diminuant la part transportée par le réseau public de transport, mais également la part de la production HTB apportant un réglage dynamique de la tension.

FIGURE 17 – MONOTONES DE PUISSANCE RÉACTIVE À L'INTERFACE RPT/RPD



L'évolution des caractéristiques techniques des usages joue ainsi un rôle important dans la survenue de ces phénomènes. Les nouveaux usages de l'électricité consomment moins de puissance réactive, voire en produisent pour certains : l'injection de réactif depuis le réseau public de distribution est en constante augmentation depuis plusieurs années.

Ce type de constat est partagé par tous les GRT européens.

Les courbes de la Figure 17 représentent les échanges de réactif à l'interface, du réseau de distribution vers le réseau de transport, prenant en compte les pertes réactives des transformateurs.

On observe que depuis l'année 2023, les réseaux de distribution se trouvent tout au long de l'année en situation d'injection de réactif sur le RPT. Si l'augmentation de réactif injecté depuis le RPD se confirme en 2025, sa croissance se ralentit grâce aux actions mises en œuvre avec les distributeurs.

UNE MEILLEURE MAÎTRISE DES SITUATIONS DE DÉPASSEMENTS DES SEUILS DE TENSION EN 2025

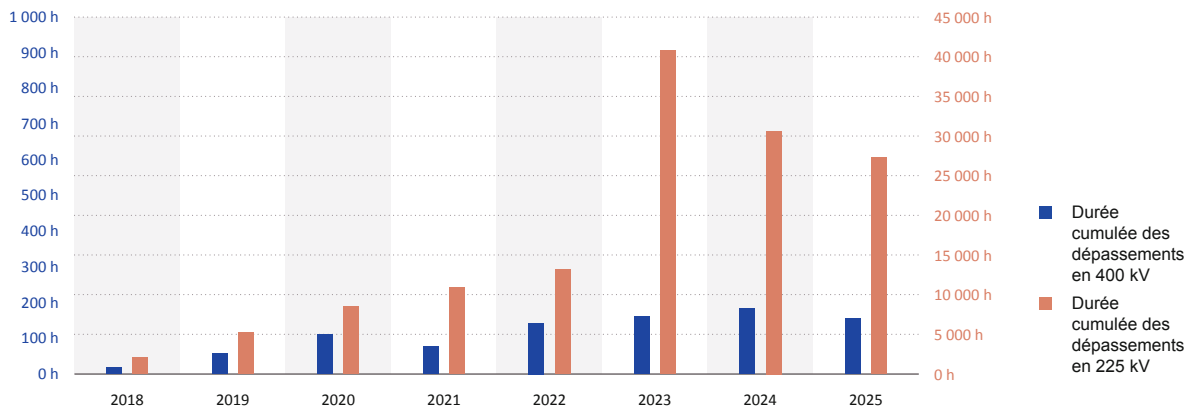
Les dépassements des seuils de tension suivent des tendances contrastées selon le niveau de tension auxquels ils se produisent.

Concernant le réseau à 400 kV, les dépassements des seuils de tension restent faibles et stables depuis 4 ans et l'année 2025 a prolongé cette tendance.

Concernant le réseau à 225 kV, **le nombre de dépassements a diminué en 2025 par rapport à l'année précédente,** sous l'effet notamment de la mise en service de 14 nouvelles selfs en 2025 et de la contractualisation de groupes de production pour la gestion des tensions hautes. Il est toutefois demeuré à un niveau élevé par rapport à la période 2018-2022, notamment en raison d'indisponibilité au printemps 2025 d'ouvrages RTE ou de groupes de production fonctionnant en compensation synchrone.

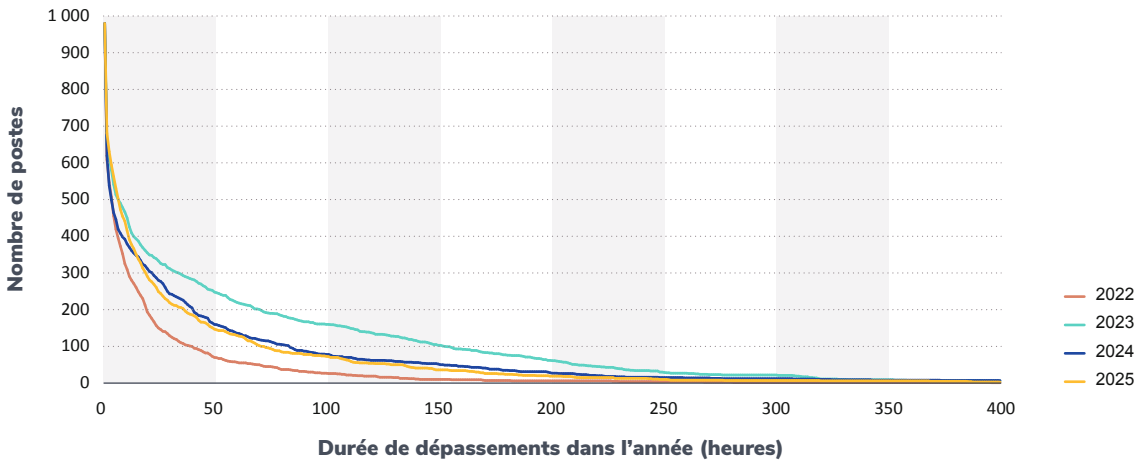
De façon exceptionnelle, le black-out ibérique du 28 avril 2025 (voir chapitre 8.1) a entraîné environ 300 heures de dépassements du seuil 245 kV sur le réseau 225 kV dans le sud-ouest de la France.

FIGURE 18 – DÉPASSEMENTS DES SEUILS DE TENSION



L'évolution du nombre de postes concernés par les dépassements de tension sur le réseau à 225 kV, représentée sur le graphique ci-dessous, confirme l'amélioration de la situation en 2025 par rapport à 2024 et surtout 2023, sans toutefois retrouver le même niveau qu'en 2022.

FIGURE 19 – NOMBRE DE POSTES 225 KV CONCERNÉS PAR DES DÉPASSEMENTS DE SEUIL DE TENSION



UNE MEILLEURE MAÎTRISE QUI S'APPUIE SUR DES LEVIERS DE GESTION DES TENSIONS HAUTES RENFORCÉS EN 2025.

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

- L'enclenchement, manuel ou automatique, des moyens de compensation de la puissance réactive raccordés au RPT, en particulier des selfs (inductances permettant d'abaisser les tensions par absorption d'énergie réactive), dont le taux d'utilisation est croissant d'année en année. Le déploiement d'automates spécifiques pour l'enclenchement de ces moyens de compensation se poursuit, sur les équipements existants et nouvellement installés, avec pour objectif d'améliorer la dynamique de réponse en cas d'épisode de tension haute.

- La participation des moyens de production raccordés au RPT au réglage de la tension dans le cadre du contrat de services 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 HTB3[13]) ;

- 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 (réglage à tangente phi fixe) ;

13. HTB1 (90 kV - 63 kV) - HTB2 (225 kV - 150 kV) - HTB3 (400 kV)

- 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 » pour les machines tournantes ou « compensation statique » pour les EnR, 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 ;

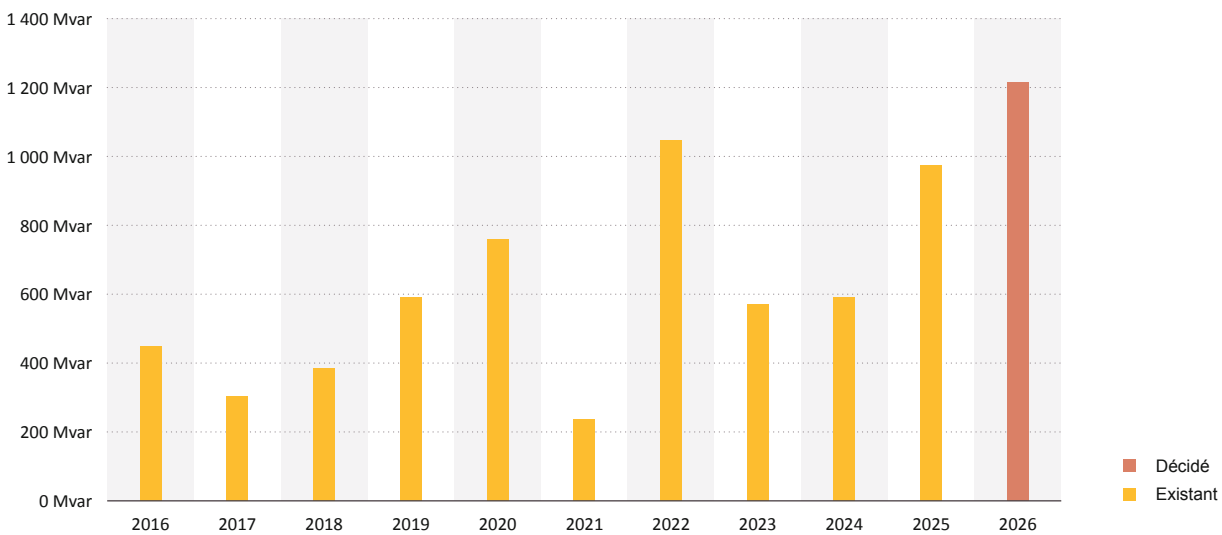
- La possibilité pour RTE de contractualiser le démarrage ciblé de moyens de production afin de permettre leur participation au réglage de la tension.

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 qu'ils soient en mesure de participer au réglage des tensions ont représenté un coût semblable à celui de 2024 après une forte augmentation en 2023 : 2,9 M€ en 2025 pour un volume de 35,8 GWh (3 M€ en 2024 pour un volume de 11,3 GWh contre 22 M€ en 2023 pour un volume de 112 GWh).

L'utilisation de groupes en compensateurs synchrones a représenté un coût de 8,8 M€ en 2025 pour 10 000 heures de fonctionnement, soit une baisse significative par rapport à l'année 2024 (11,4 M€ pour 15 000 heures) mais surtout par rapport à 2023 (32,1 M€ pour 26 000 heures).

Dans ce contexte, **RTE accélère son programme d'installation de moyens de compensation** pour mieux maîtriser les tensions hautes. L'année 2025 a ainsi vu le raccordement de 14 selfs pour un volume total de 973 Mvar[14].

FIGURE 20 – PROJETS DE SELFS PAR ANNÉE DE MISE EN SERVICE



14. 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. À 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.

Pour 2026, un volume total d'environ 1 200 Mvar est prévu avec l'installation de 17 nouvelles selfs.

Sur la période 2028-2030, une étude nationale montrait le besoin d'installer 34 équipements pour maîtriser les contraintes en N en complément d'autres leviers comme l'utilisation de services système en tension des installations raccordées au RPT.

En 2025, RTE a décidé d'accélérer ce plan 2028-2030 par l'ajout de 14 selfs supplémentaires, y compris avec des selfs de très fortes capacités (250 Mvar) sur le réseau 400 kV.

RTE a par ailleurs poursuivi en 2025 la démarche lancée en 2023 avec Enedis sur le changement de tension de consigne des EnR raccordées sur les réseaux de distribution.

D'autres travaux sont en cours pour identifier les leviers à déployer pour gérer la tension en régime normal ou exceptionnel, avec pour objectif de réussir à activer l'ensemble des capacités d'absorption ou de fourniture en situation d'incident sur la tension. Le nouveau gabarit sur la facturation de la puissance réactive introduit à la faveur de l'entrée en vigueur du TURPE 7 devrait également inciter les gestionnaires de réseau de distribution à mobiliser différents leviers pour maîtriser leur fourniture d'énergie réactive (à titre d'illustration, la facturation de l'énergie réactive pour les distributeurs pour les neuf premiers mois d'application du TURPE 7 a représenté un montant de 7,5 M€, alors qu'elle représentait moins de 1 M€ sur la même période l'année précédente).

L'expérimentation sur la compensation statique dans le sud-ouest (parc photovoltaïque), qui a démarré en 2023, s'est poursuivie en 2025. La faisabilité technique et le cadre contractuel et financier ont été définis. À ce stade, l'expérimentation concerne 6 producteurs EnR (3 producteurs éoliens et 3 producteurs photovoltaïques) pour un démarrage du service de compensation statique au printemps 2026.

Le dispositif mis en place en juillet 2025 pour sécuriser le processus d'imposition de production nucléaire nécessaire à la maîtrise des tensions hautes dans le sud-ouest sera étendu en 2026 à l'ensemble du réseau. Il devrait contribuer à améliorer la gestion globale des tensions dans les années à venir, avec une gestion opérationnelle facilitée.

S'agissant des services système tension, 2025 a également enregistré la poursuite de l'augmentation du nombre d'acteurs participant au réglage de la tension (+13 nouveaux acteurs) et vu se poursuivre le contrôle continu de performances de 336 entités de réglage de la tension (producteurs dont EnR, consommateurs, stockeurs, HVDC). Ce contrôle a conduit à constater une légère hausse du volume d'écart résiduel en réactif (plus de 400 Mvar), essentiellement dû à un écart de réglage sur une entité de production, et à des pénalités d'un montant de 16 M€.

Enfin, un nouveau cadre de rémunération et de pénalisation des services système tension a été concerté et approuvé par la délibération de la CRE du 9 avril 2026, pour une mise en œuvre début 2027. Il a pour objectif de rémunérer les services à hauteur de l'énergie réactive réellement fournie au réseau, de moduler la rémunération en fonction du taux de disponibilité effectif des installations, de définir un dispositif pour de la compensation statique (EnR) et synchrone (machines tournantes), et de renforcer les pénalités pour les acteurs ne fournissant pas le service attendu.

6 Prévention des incidents de grande ampleur

6.1 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, qui font partie du plan de défense, entrent en action en découpant 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.

DES SITUATIONS MIEUX SURVEILLÉES PAR RTE EN TEMPS RÉEL

En 2025, RTE s'est doté d'un nouvel outil – Stabsys – lui permettant de mieux surveiller en temps réel les événements susceptibles de conduire à des instabilités du système électrique et de détecter plus finement ce type de situations.

En 2025, plusieurs évènements engageant localement la stabilité du réseau de transport ont ainsi été enregistrés :

- 2 ESS B, le 5 mars et le 27 mai 2025, détectés par l'analyse des critères de stabilité de l'outil Stabsys.
- 3 ESS B, le 11 juin, le 4 septembre et le 24 décembre, pour indisponibilité d'une protection conduisant, en cas de survenance d'un incident, à des risques de perte de groupes et de fonctionnement des protections contre la rupture de synchronisme.

De façon spécifique, un ESS D a été enregistré au titre de l'activation des protections de débouclage par rupture de synchronisme (DRS) lors du black-out survenu dans la péninsule ibérique 28 avril (fonctionnement normal et attendu dans une telle situation – voir plus de détails dans le chapitre 8.1).



DES ÉVÉNEMENTS DE SYNCHRONISATION ET D'OSCILLATION AU NIVEAU EUROPÉEN

Le 9 février 2025 a eu lieu la synchronisation des pays Baltes à la zone synchrone d'Europe Continentale. Cette évolution a engendré une légère modification des modes interzones connus, avec la participation de ces pays dans ces modes, sans pour autant dégrader l'amortissement.

En 2025, plusieurs autres 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 16, 23 et 24 février, le 24 mars, le 28 avril (voir black-out ibérique), les 7, 21 et 22 mai, le 23 août, le 8 septembre et le 8 octobre, soit 11 occurrences (8 en 2022, 3 en 2023 et 7 en 2024).

LES OSCILLATIONS INTERZONES

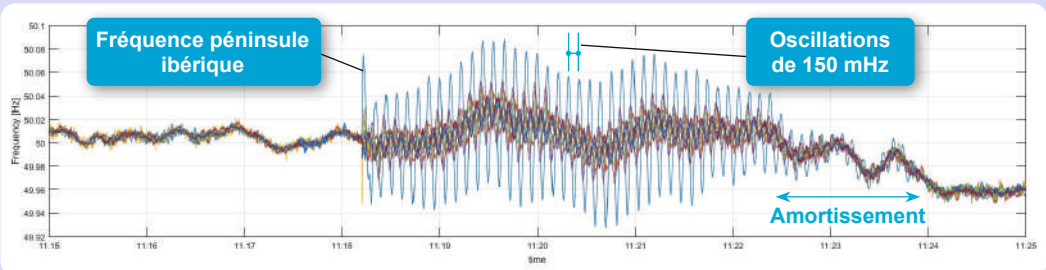
Les oscillations interzones (ou modes interzones) constituent des phénomènes électrotechniques complexes pouvant s'établir entre deux ou plusieurs parties d'un système électrique étendu. Elles apparaissent lorsque les échanges sont importants ou lorsque les frontières entre ces zones sont moins bien 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 1er 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.

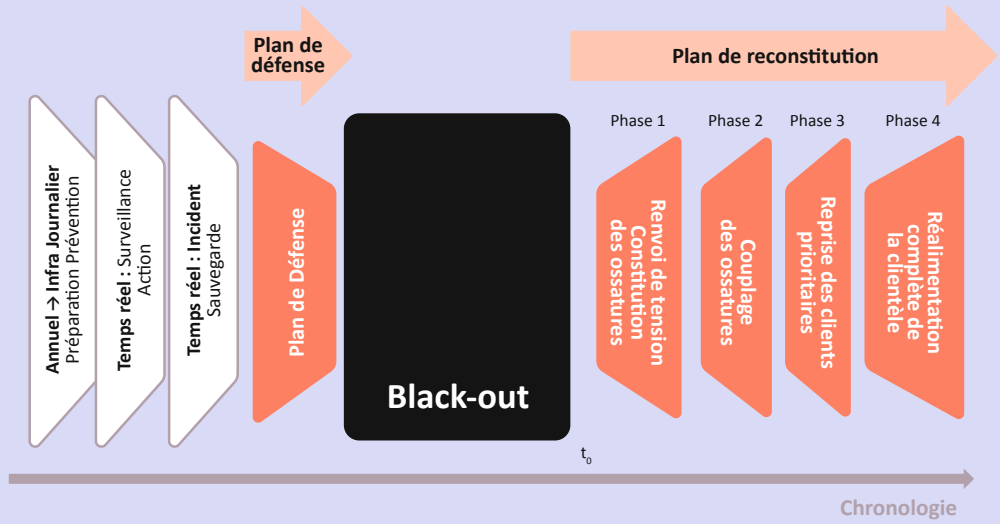
Ce phénomène impacte la stabilité du réseau électrique et doit être amorti afin de ne pas entrainer des risques de sûreté amenant potentiellement au déclenchement de groupes de production et à la séparation du réseau européen.

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.



6.2 La défense en profondeur du système électrique

Cartographie des lignes de défense



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 entrainer l'écroulement 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 fréquence-métrique) ;
- Les automates spécifiques RTE du plan de défense (ADO/ADN…) ;
- Le blocage automatique des régleurs en charge des transformateurs.

LE DÉLESTAGE FRÉQUENCE-MÉTRIQUE

En France, depuis 2023, la gestion du délestage fréquence-métrique, partagée entre RTE et les GRD, est basée sur un principe de 6 échelons répartis entre 49 Hz 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 imbrication de la consommation avec la 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 fréquence-métrique, l'organisation actuelle pouvant alors conduire à délester de la consommation tout en délestant des moyens de production, avec un effet contraire à celui recherché. Les discussions sont lancées avec ENEDIS notamment, pour étudier les besoins d'adaptation des dispositions de mise en œuvre du délestage fréquence-métrique.

Le plan de reconstitution du réseau (PRR)

Une conjonction exceptionnelle d'événements défavorables peut conduire, malgré toutes les précautions prises, 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 îlotées. 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 mise en œuvre de cette stratégie repose évidemment sur la disponibilité d'un système de téléconduite qui soit lui-même résilient au black-out.

UNE COOPÉRATION SPÉCIFIQUE AVEC EDF POUR ASSURER CONJOINTEMENT LA SÛRETÉ NUCLÉAIRE ET CELLE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE…

L'îlotage des groupes nucléaires, ossatures et renvois de tension

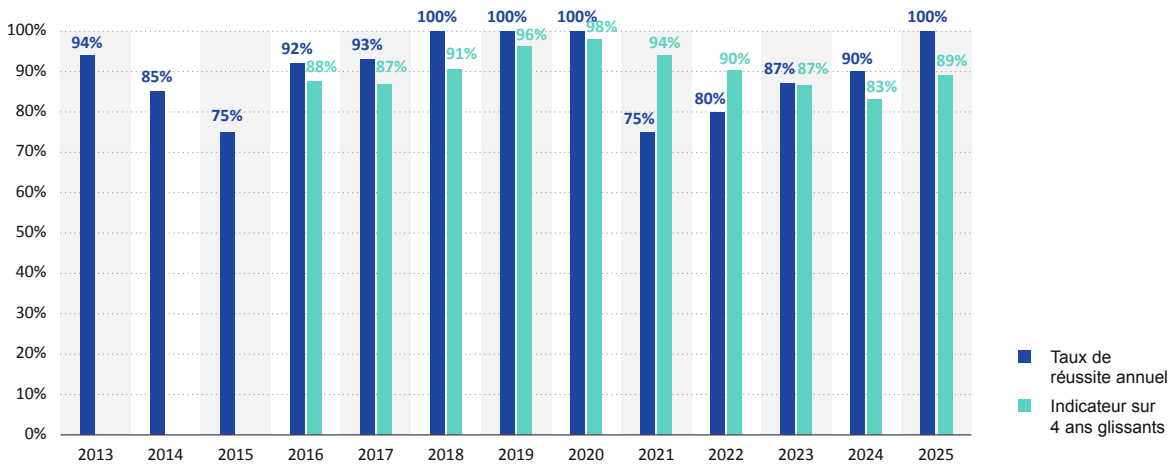
Pour un réacteur nucléaire, l'îlotage représente le passage de son fonctionnement nominal (évacuation de sa pleine puissance sur le réseau) à un état isolé du réseau électrique, le réacteur ne produisant plus alors que l'énergie électrique nécessaire à son propre fonctionnement.

Au-delà de la sûreté nucléaire, la réussite de l'îlotage des groupes nucléaires en cas d'incident généralisé est essentielle pour permettre de reconstituer le réseau. Les réacteurs ayant réussi leur îlotage peuvent être utilisés pour réalimenter les auxiliaires des groupes nucléaires qui ne sont pas parvenus à s'îloter (qui dans ce cas disposent d'autres moyens autonomes d'alimentation), mais aussi à réalimenter les consommateurs dans les délais les plus brefs possibles.

La reconstitution du réseau repose ensuite sur la remise sous tension, pas à pas, de structures 400 kV et de postes de niveau de tension inférieur, appelés ossatures régionales, qui relient les sites nucléaires entre eux en vue de reprendre les postes d'alimentation des zones de consommation importantes.

En 2025, **9 îlotages** (programmés ou fortuits) ont été réussis par les groupes nucléaires, avec un taux de succès de 100 % (89 % sur quatre années glissantes). Ce taux est satisfaisant par rapport à l'objectif pluriannuel de 60 %.

FIGURE 21 – TAUX DE RÉUSSITE DES ÎLOTAGES



TRADUISANT UNE RESPONSABILITÉ COMMUNE EDF ET RTE.

FIGURE 22 – ESSAIS SUR SIMULATEUR

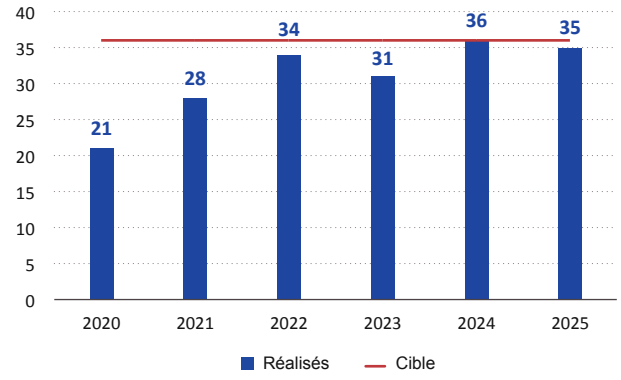
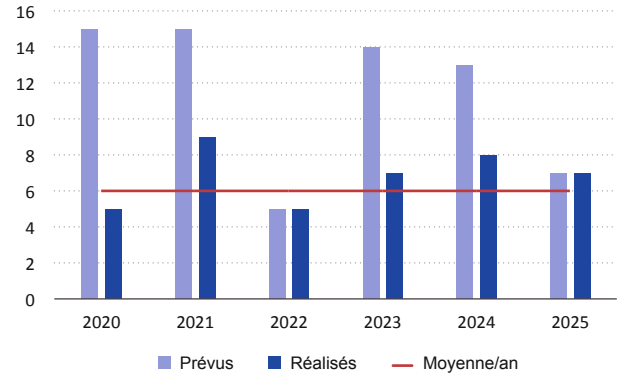


FIGURE 23 - ESSAIS DE RENVOI DE TENSION EXTERNE



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.

Les centres nucléaires de production d'électricité (CNPE) ont été désignés comme 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 sur simulateur et en réel, 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 2025, le taux de réalisation de ces essais était satisfaisant.

Ces résultats permettent de valider le caractère opérationnel de 95 % des scénarios de réalimentation des auxiliaires des groupes nucléaires (testés dans les 6 dernières années). 5 % des scénarios restent considérés comme « utilisables » dans la mesure où ils ont été testés dans un délai compris entre 6 à 12 ans.

7 Système d'information et télécommunication

7.1 Les outils des salles de conduite

En 2025, la disponibilité des applications critiques du domaine tertiaire a été de 99,43 %. La disponibilité des applications du domaine industriel a été de 99,19 %. La disponibilité des outils concourant à l'exploitation du réseau en sûreté est du même niveau que celle des années passées.

Après la hausse observée en 2024, le nombre d'événements significatifs de gravité A est légèrement en baisse en 2025 avec 19 ESS (21 en 2024 et environ une dizaine les années précédentes). En revanche, 6 ESS de gravité B ont été enregistrés en 2025 (contre, en moyenne, 1 ESS B par an les années précédentes). Sur ces 6 événements, 5 sont en lien avec une avarie sur un support optique de transmission ou la défaillance d'un équipement. La prise en compte des nouveaux critères de la grille de classification n'explique que partiellement cette hausse.

5 ESS (4 ESS A et 1 ESS B) sont liés à des incidents ou des interventions sur l'outil de conduite RTE.

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 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.

Comme en 2024, la disponibilité matérielle du système d'alerte et de sauvegarde de RTE a été satisfaisante : aucun ESS A n'a été enregistré en 2025 (contre 1 ESS A en 2023 et 2 ESS A en 2022).

Comme en 2024, deux ESS (gravité A) ont été enregistrés en 2025, correspondant à un écart d'utilisation de l'outil par un opérateur (RTE, producteurs ou distributeurs) lors d'envois réels d'un ordre de sauvegarde.

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.

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 *a 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.

La plateforme d'études de réseau « Convergence » permet de réaliser les études de réseaux, depuis les études de développement jusqu'en temps réel. L'outil SEA (Sûreté en Anticipation) permet quant à lui aux équipes temps réel de préparer l'exploitabilité du réseau aux échéances proches du temps réel.



En 2025, 8 ESS A ont affecté la chaîne applicative du processus études, causés par un dysfonctionnement des passerelles de communication qui les alimentent alors qu'en 2024 les 9 ESS A étaient causés par un dysfonctionnement des applications d'études elles-mêmes.

Le système IPES-N (Insertion des Productions EnR dans le Système National) fournit les estimations du réalisé et de prévision de la production éolienne et photovoltaïque, à l'échelle locale, régionale ou nationale, sur une période ajustable de J-4 à J+2, et est utilisé pour les études court-terme et par les équipes temps réel. Aucun ESS A n'a été déclaré pour cet outil en 2025.

Concernant les outils d'analyse de l'équilibre offre-demande, d'équilibrage ou de marchés, l'année 2025 a constitué la dernière étape de la refonte de cette chaîne applicative qui permet désormais de répondre aux évolutions récentes des règles de marché, notamment le passage à 96 guichets.

7.2 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.

Le Réseau Optique de SEcurité (**ROSE**) est un réseau de télécommunication dont RTE est propriétaire et exploitant. Il 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.

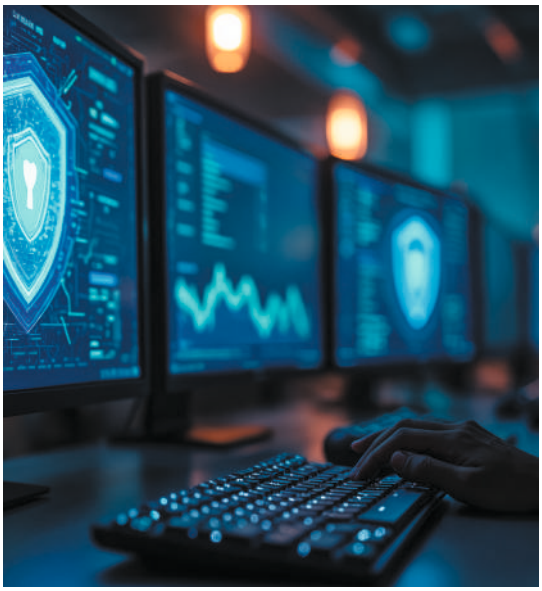
Au cours de l'année 2025, des ESS sont liés au réseau de télécommunication ROSE :
- Un ESS B suite à la panne d'une carte.
- Deux ESS A suite à la panne d'une carte et d'un paramétrage erroné.

Comme en 2024, l'exploitation du Système de Téléphonie de Sécurité (STS) n'a fait l'objet d'aucun ESS A en 2025 (2 ESS A en 2023).

Pour moderniser ses 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.

Fin 2025, le matériel INUIT est déployé sur la quasi-totalité des sites concernés, le matériel SUR-T est déployé sur 80 % des sites concernés.

Au cours de l'année 2025, aucun ESS n'est lié à l'infrastructure INUIT.



Au-delà du fonctionnement des systèmes de télécommunication, des ESS sont liés à l'infrastructure proprement dite (i.e. infrastructure de 22.000 km de fibres optiques). Au cours de l'année 2025, 4 ESS B et un ESS A ont été enregistrés :
- Deux ESS B sont liés à des coupures de fibres optiques (dégradation du support optique).
- Deux ESS B sont liés à un équipement défectueux (multiplexeur optique).
- Un ESS A est lié à des travaux programmés sur une fibre optique ayant eu un impact non-préalablement identifié.

Enfin, la cybersécurité reste un enjeu majeur, pris en charge depuis une salle 24 h/24 spécifique avec des liens étroits avec l'ANSSI. Les événements significatifs sont signalés à l'ANSSI. Ils ne sont pas publics.

8 Faits marquants 2025

8.1 Enseignements à la suite du black-out survenu au sein de la péninsule ibérique le 28 avril 2025

Le black-out ibérique du 28 avril 2025 résulte d'une combinaison de facteurs : écart de réglage de la tension par la production conventionnelle, absorption de réactif des EnR non corrélée à la tension, capacité d'absorption de réactif des selfs insuffisamment utilisée, marges d'exploitation sur la tension trop faibles. Ces éléments ont conduit à une instabilité des tensions qui s'est traduite par une cascade de surtensions aboutissant à des déconnexions successives et massives de moyens de production puis une perte de synchronisme de la péninsule ibérique avec le reste du réseau européen et enfin au black-out.

Le rapport final et le rapport factuel intermédiaire de l'ENTSO-E sont accessibles via le lien suivant : 28 April 2025 Blackout

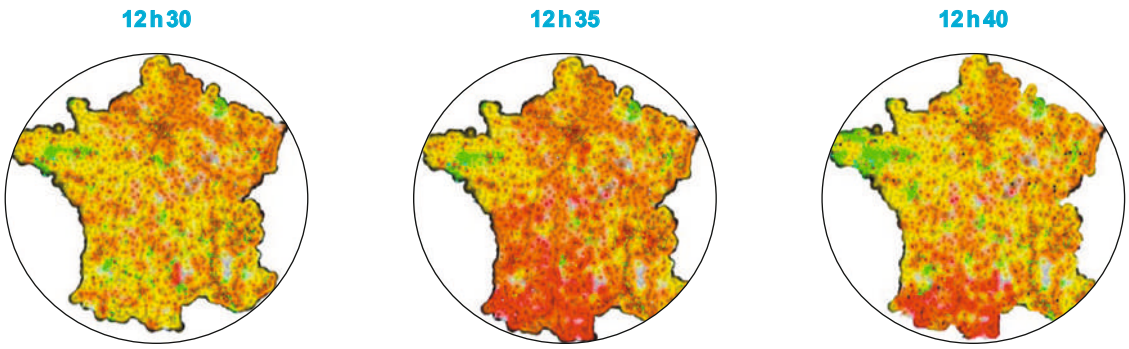
Parallèlement à la procédure engagée sous l'égide de l'ENTSO-E, à laquelle RTE a participé via le panel d'experts désigné, conformément au règlement (UE) 2017/1485 du 2 août 2017, RTE a conduit une analyse spécifique des conséquences de l'événement sur le système électrique français.

Il ressort de cette analyse que le plan de défense français a fonctionné conformément aux attentes. 15 déclenchements de protections DRS (débouclage par rupture de synchronisme) ont évité la propagation de l'incident à la France et au reste de l'Europe, ce qui a permis par la suite d'aider à la reconstitution rapide du système ibérique. Ces déclenchements ont fait l'objet d'un ESS D.

Les conséquences pour les clients raccordés au réseau de transport français ont été relativement limitées au regard de l'ampleur de l'événement du côté ibérique : deux postes Enedis ont vu leur alimentation interrompue pour une durée maximale de 20 minutes et un nombre restreint de clients industriels ont été impactés par l'événement.

Dans un premier temps, l'absence de groupe à Golfech (le groupe 2 étant à l'arrêt et le groupe 1 ayant déclenché pendant l'incident) et le déclenchement de la liaison à courant continu entre la France et l'Espagne, soit la perte d'environ 1 500 Mvar d'absorption de puissance réactive, ont largement contribué à l'élévation forte et rapide des tensions dans le sud-ouest.

FIGURE 24 – ÉVOLUTION DE LA TENSION EN FRANCE AU MOMENT DU BLACK-OUT



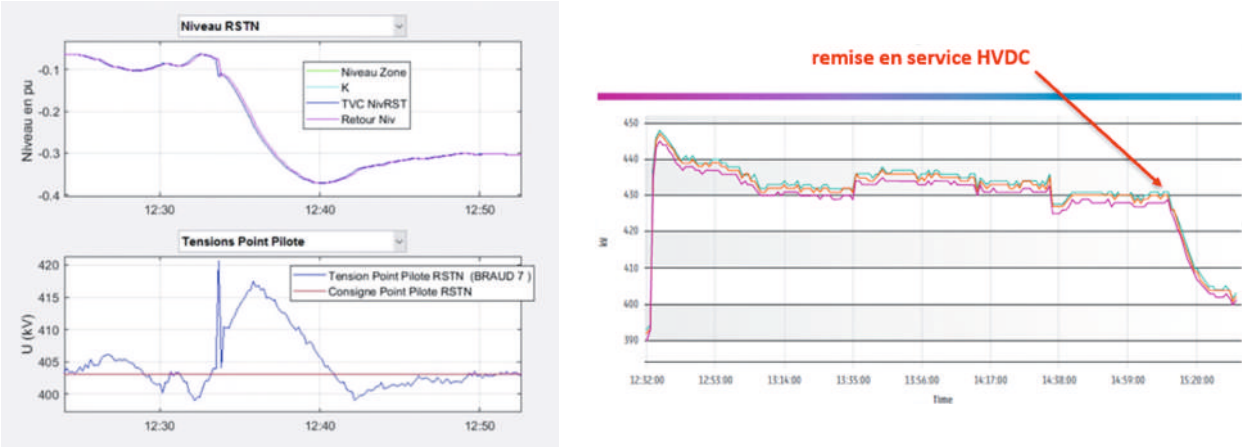
Avant le black-out, les tensions sont relativement normales

Juste après le black-out, les tensions sont hautes sur une grande partie de la France

À 12h40, les tensions se sont stabilisées dans la majeure partie de la France

Les moyens de réglage de la tension français ont permis de stabiliser la situation en une dizaine de minutes. Néanmoins, les tensions ne sont revenues à un niveau normal qu'après la remise en service de la liaison à courant continu, qui fournit elle-même des services de régulation de la tension. La remise en service de l'ouvrage a requis une coordination complexe entre les nombreux acteurs concernés, au sein de RTE ou entre RTE et son homologue espagnol, et a par conséquent nécessité plusieurs heures.

FIGURE 25 – ÉVOLUTION DE LA TENSION DANS LES ZONES DE BRAUD (BORDEAUX) ET DE BAIXAS (PERPIGNAN)



Un grand nombre des recommandations émises au sein du rapport final de l'ENTSO-E publié le 20 mars 2026 sont d'ores et déjà en vigueur au sein du système électrique français :

- appliquer des marges d'exploitation plus importantes pour la gestion des tensions,
- mettre en œuvre un plan d'installation de selfs,
- développer le contrôle automatique des selfs pour le pilotage de la tension,
- adopter une régulation centralisée en temps réel de la tension (Réglage Secondaire de Tension),
- contrôler les exigences qui s'appliquent aux installations pour les services système et la tenue aux tensions, et adapter le système de rémunération et pénalités pour le rendre plus incitatif.

Conformément à certaines recommandations, RTE travaille par ailleurs à l'approfondissement et au perfectionnement des procédures et modes opératoires visant spécifiquement à prévenir les phénomènes d'emballement de tension :

- en régime normal : faire participer les grands consommateurs au réglage de tension, rendre obligatoires les gabarits de tenue aux surtensions pour les producteurs raccordés au RPT, développer la compensation statique pour les EnR et les stockeurs en HTB, augmenter les capacités d'observabilité du réseau par l'installation de capteurs PMU (Phase Measurement Units),
- au niveau du plan de sauvegarde : étudier avec les producteurs la faisabilité d'ordres SAS sur tensions hautes,
- sur le plan de défense : développer avec Enedis un réglage dynamique de la tension pour les producteurs raccordés sur le RPD, étudier un mode d'urgence du Réglage Secondaire de Tension, rendre prescriptifs les protections à maximum de tension sur les batteries de condensateurs clients, déployer les automates de réglage de tension sur les moyens de compensation statique non équipés, adapter le plan de délestage fréquence-métrique.



8.2 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. 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'écrêtement 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 2025 est estimé à 2,9 TWh (1,7 TWh en 2024).

DES PHÉNOMÈNES DE PLUS EN PLUS FRÉQUENTS SUIVIS MAINTENANT PAR DES ESS SPÉCIFIQUES.

Le nombre d'occurrences de prix spot négatifs continue à progresser depuis 2022, avec 513 heures au cours de l'année 2025, soit 6 % du temps (contre 352 heures en 2024). La multiplication des épisodes de prix négatifs s'est accélérée au cours des dernières années, sous le double 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.

FIGURE 26 – ÉPISODES DE PRIX SPOT NÉGATIFS

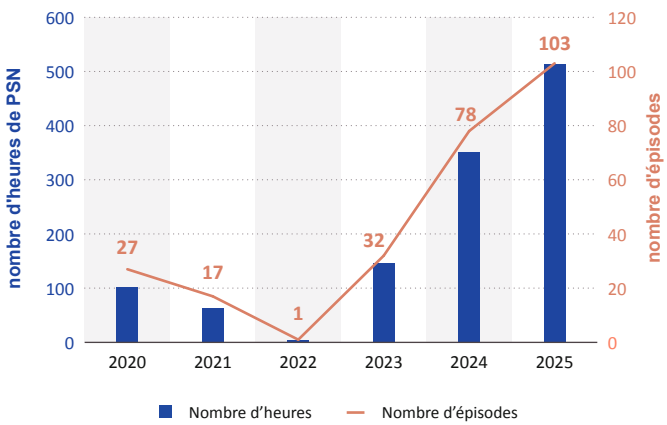
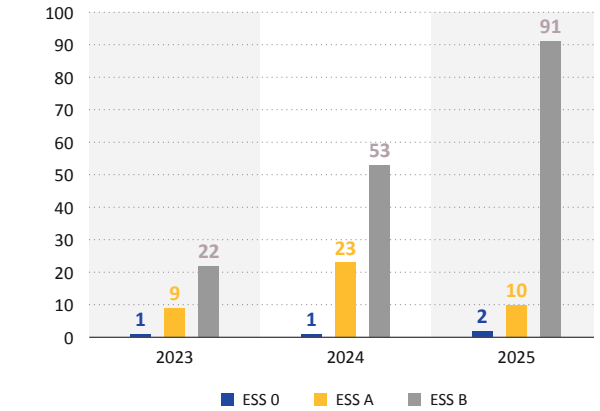


FIGURE 27 – ESS LIÉS AUX PRIX SPOT NÉGATIFS



Ces épisodes de prix spots négatifs ont donné lieu à 103 ESS en 2025 : 2 ESS 0, 10 ESS A et 91 ESS B avec la définition suivante :

- ESS 0 : baisse de production comprise entre 600 et 1 500 MW
- ESS A : baisse de production comprise entre 1 500 et 3 000 MW
- ESS B : baisse de production supérieure à 3 000 MW

Les ESS signalant une baisse de production lors de prix spots négatifs ayant été introduits en 2025, les chiffres pour les années 2023 et 2024 ont donc été évalués a posteriori. Ces ESS ont vocation à être retirés du référentiel dès lors que les modèles de prévision seront suffisamment précis et les modalités d'arrêt/reprise définies et appliquées par les acteurs.

Actuellement, la majorité des capacités éoliennes terrestres et une partie des installations photovoltaïques se développent sous le régime du complément de rémunération. Ce cadre intègre des dispositions incitatives pour que la production des installations qui en bénéficient soit interrompue lorsque le prix spot est négatif. Les capacités développées sous le régime du complément de rémunération, tout comme une partie des installations non-soutenues, sont donc susceptibles d'arrêter leurs productions lors d'épisodes de prix spot négatifs. Entre 2024 et 2025, ces capacités ont progressé de 3,3 GW, dépassant ainsi 25 GW.

Des **arrêts synchronisés de volumes importants de production EnR** ont ainsi été observés en 2025, avec une fréquence et une profondeur significativement accrues 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 particulièrement corrélés avec les périodes de forte production photovoltaïque. Bien qu'ils soient connus dès la veille de leur survenue,

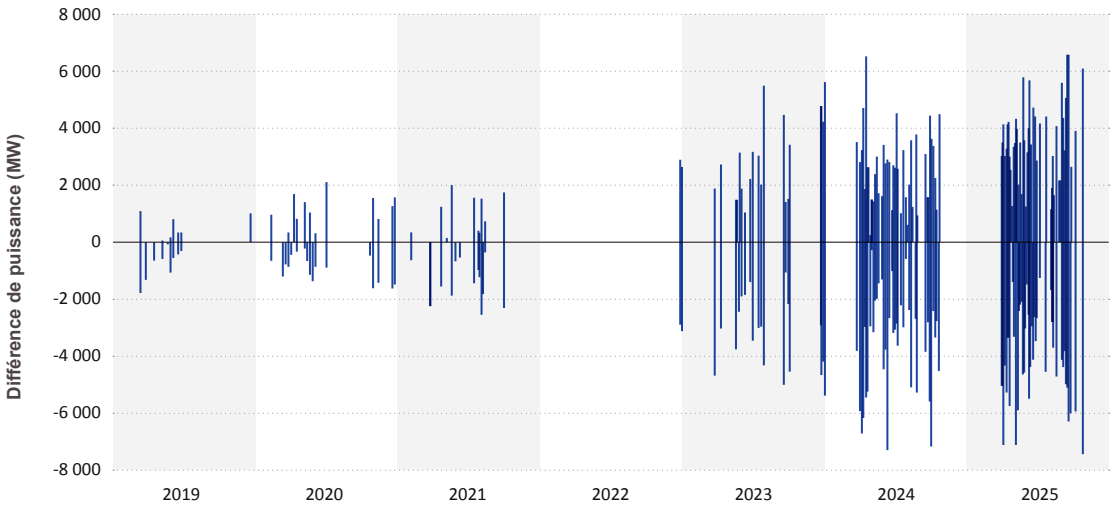
une vigilance particulière continue de s'imposer lors de ces épisodes, afin d'estimer et d'anticiper au mieux les volumes d'arrêt et de reprise de production EnR. Au-delà des signaux prix, les comportements des acteurs peuvent différer y compris d'un épisode à l'autre, ce qui complexifie l'exercice de prévision, de sorte qu'**une programmation complète de tous les acteurs apparaît nécessaire.** En effet, ces variations rapides de production peuvent désormais atteindre des volumes considérables, **jusqu'à une dizaine de GW.**

La courbe suivante illustre la tendance à l'augmentation des volumes d'arrêt et de reprise de production d'EnR lors des épisodes de prix spots négatifs depuis 2020.

À titre d'exemple, le 23 octobre 2025, un épisode de prix négatifs démarrant à 14h a entrainé un volume d'arrêt de production EnR d'environ 9 GW. En raison de la difficulté à estimer ce volume, en lien avec une visibilité insuffisante sur les programmes des producteurs EnR, une baisse de fréquence de 103 mHz a été observée, malgré la mise en œuvre par RTE de plus de 2 GW d'ajustement de production à dynamique rapide pour compenser le déséquilibre.

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.

FIGURE 28 – VOLUME ESTIMÉ D'ARRÊT ET DE REPRISE DE PRODUCTION ENR LORS DES PRIX SPOT NÉGATIFS



L'ARRÊT ET LA REPRISE SYNCHRONISÉE DES ENR ENGAGENT DES DYNAMIQUES RAPIDES ET COMPLEXES À GÉRER SUR L'EOD, LES FLUX ET LA TENSION, POUVANT DÉSORMAIS AVOIR DES IMPACTS JUSQU'AUX RÉSEAUX HTB2 ET HTB3.

Au-delà du volume, la prévision de la localisation précise d'arrêt et redémarrage des moyens de production concernés lors de ces épisodes constitue également un enjeu important. Par exemple, le vent ou l'ensoleillement évoluent entre l'arrêt et la reprise de production, modifiant ainsi les volumes et la répartition géographique de la production renouvelable. 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. De plus, la dynamique très rapide des évolutions de la production lors de ces épisodes génère des variations des grandeurs du réseau (fréquence, tensions, intensités) qui mobilisent fortement les dispositifs d'équilibrage et de maîtrise de la sûreté.

Ces épisodes mêlent donc, avec des dynamiques d'évolution de plus en plus rapides, 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 le 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 la majorité des installations est connectée.

Pour autant, compte tenu des volumes en jeu qui sont de plus en plus importants, ces arrêts et reprises de production peuvent également impacter les niveaux de tension supérieurs :

- sur le plan des flux, des dépassements d'IST le 1er avril et le 3 mai (ESS A) sur la liaison 225 kV Trois Domaines – Vandières (Meuse/Meurthe-et-Moselle) ont été enregistrés lors de la reprise de la production EnR en fin d'épisode de prix spot négatifs,
- sur le plan des tensions, comme indiqué dans le chapitre 5 sur la tension, des chutes importantes de tension (plus de 30 kV à Revigny le 1er avril et plus de 20 kV à La Chaussée le 3 mai) et des envois d'ordre de blocage régleurs des transformateurs ont été observés à la fin des épisodes des 1er avril et 3 mai.

Ces variations brusques sur la tension en fin d'épisode de prix spot négatifs s'expliquent par l'injection d'énergie réactive sur le réseau de transport par les EnR raccordées sur le réseau de distribution à leur reconnexion, ces moyens de production étant réglés pour fournir une puissance réactive proportionnelle à la puissance active.

On peut également noter, qu'à ce stade, les conséquences sur la tension sont plus marquées en fin d'épisodes de prix spot négatif qu'au début car la dynamique de reprise est plus forte que la dynamique d'arrêt, ce qui engendre plutôt des problématiques de tensions basses que de tensions hautes. Le phénomène inverse, au début des prix spots négatifs, fait l'objet d'une surveillance attentive par RTE en raison du risque d'élévation de tension non contrôlée.

Les actions des automates et régulations permettent un retour à une situation d'exploitation stable, souvent complétées par des schémas électriques dans les postes pour équilibrer la répartition des flux sur le réseau.

DES PHÉNOMÈNES QUI FONT L'OBJET DE PREMIÈRES MESURES RÉGLEMENTAIRES ET LÉGISLATIVES EN 2025.

Ces phénomènes illustrent l'importance des travaux initiés par RTE, en lien avec les pouvoirs publics et les GRD, autour des trois axes suivants :

- **Prévisibilité partagée :** étendre les obligations de programmation en J-1 à de nouveaux acteurs (stockeurs, consommateurs HTB) et au pas infra-journalier pour tous les acteurs. Des évolutions d'outils sont également en cours pour améliorer les prévisions de consommation et de production renouvelable en intégrant notamment les prix spots négatifs dans les modèles de prévision de production.

- **Leviers pour équilibrer le système :** étendre l'obligation de participer au mécanisme d'ajustement à tous les producteurs, raccordés sur le RPT et le RPD, de plus de 10 MW. Cette obligation est entrée en vigueur au 1er janvier 2026. Les capacités éoliennes et solaires mobilisables sur le mécanisme d'ajustement ont été multipliées par près de 10 au cours de l'année 2025 pour atteindre 5,6 GW en décembre 2025.

- **Leviers pour gérer la dynamique du système :** mettre en œuvre des mesures d'échelonnement des arrêts et reprises lors de prix spot négatifs pour tous les producteurs EnR ; des dispositions spécifiques ont été introduites par le législateur afin d'organiser un échelonnement des arrêts et reprises pour les EnR sous complément de rémunération.



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.

LA MOLDAVIE REJOINT L'ENTSO-E.

Fin 2023, Moldelectrica, le GRT moldave, a également rejoint ENTSO-E en tant que membre observateur. A l'instar de la procédure suivie lors de l'adhésion d'Ukrenergo, le GRT ukrainien, les analyses de la conformité de Moldelectrica aux règles européennes se sont poursuivies en 2025 et se poursuivront également en 2026.

CONNEXION DES GRTS BALTES À LA ZONE EUROPE CONTINENTALE.

Tout au long de l'année 2024, des travaux ont été menés au sein de l'ENTSO-E pour s'assurer de la conformité des Gestionnaires des réseaux baltes – AST (Lettonie), LitGrig (Lituanie), Elering (Estonie) – aux codes européens, ainsi qu'aux règles définies aux sein de l'accord cadre régissant le fonctionnement de la zone synchrone de l'Europe continentale.

Les GRT Baltes ont réalisé des investissements importants pour avoir la capacité de gérer l'équilibrage du système, les tensions et faire face à d'éventuels problèmes d'inertie en cas de séparation avec l'Europe. En effet, les pays baltes sont synchronisés avec l'Europe continentale via un unique axe double 400 kV.

La connexion des pays baltes, Lituanie, Lettonie et Estonie à l'Europe continentale, est intervenue avec succès le 9 février 2025.

Ils constituent un unique bloc de contrôle de fréquence. La période de surveillance qui a suivi la connexion s'est terminée le 25 novembre par une adhésion définitive et complète des pays baltes qui ont accédé au statut de membre à part entière au groupe régional de l'Europe continentale.

PROCÉDURE D'ANALYSE D'INCIDENTS MAJEURS EUROPÉENS ET SUIVI DE LA MISE EN ŒUVRE DES RECOMMANDATIONS PAR L'ENTSO-E.

Le règlement européen SOGL définit un cadre de limites opérationnelles de sécurité à surveiller et garantir par les GRTs européens. De plus, la méthodologie ICS (Incident Classification Scale), définit l'échelle de classification des incidents à surveiller et à reporter pour l'ensemble des GRTs européens.

Cette méthodologie co-rédigée par les GRTs sous l'égide de l'ENTSO-E, définit les critères de classification d'incidents notamment en termes de sévérité. Elle est approuvée par l'Agence de Coopération des régulateurs européens, elle définit la procédure de reporting, de classification et de déclaration des incidents majeurs ainsi que les données à collecter pour réaliser l'analyse.

La méthodologie prévoit une procédure d'analyse et d'investigation spécifique pour les incidents considérés majeurs au sens des critères de classification, notamment les cas de black-out total ou partiel. Elle prévoit qu'un expert panel se réunisse pour conduire l'enquête d'analyse d'incident. Cet expert panel est constitué de façon ad hoc pour chaque incident, et inclut des représentants : des GRT européens, de l'ACER, des autorités de régulation nationales et des Regional Coordination Centres (RCC) tels que CORESO.

L'expert panel est constitué pour chaque incident majeur et délivre 2 rapports publics :

- Un premier rapport intermédiaire qui retrace la séquence factuelle de l'incident. Il 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).
- Un rapport final qui vise à identifier et analyser les causes de l'incident. L'expert panel émet aussi des recommandations qui visent à tirer des leçons de l'analyse de l'incident et améliorer la robustesse du système électrique européen pour limiter la reproduction d'incidents similaires. Ces recommandations peuvent être paneuropéennes, régionales voire à destination de quelques GRTs.

Compte tenu des différents incidents majeurs observés les dernières années, une organisation a été définie au sein de l'ENTSO-E pour piloter le suivi de l'implémentation des différentes recommandations émises par les différents expert panel.

Cette organisation (Task force Monitoring Implementation des Recommendations) coordonne le suivi au sein des GRTs en collaboration avec les groupes de travail ENTSO-E dont l'objet peut être de travailler à mettre en œuvre certaines recommandations. La Task force assure également le reporting auprès de l'agence européenne de coopération des régulateurs quant à l'avancement de l'implémentation des recommandations à la maille européenne.

LES TRAVAUX D'ANALYSE DE L'ENTSO-E SUR LES INCIDENTS MAJEURS DE 2025.

Rapport final du black-out ibérique du 28 avril 2025.

Pour le black-out ayant affecté l'Espagne et le Portugal, outre les éléments exposés dans le paragraphe 6.1, il est à noter que certaines recommandations émises pourront donner lieu à des propositions d'amendements dans le cadre des travaux pour faire évoluer le code SOGL 2.0.

Le rapport final et le rapport factuel intermédiaire de l'ENTSO-E sont accessibles via le lien suivant : 28 April 2025 Blackout.

Incident en Macédoine du Nord du 8 mai 2025.

L'expert panel a publié le rapport final le 20/04/2026 : ENTSO-E Publishes Expert Panel Final Report on 18 May 2025 Blackout in North Macedonia

L'enquête conclut que le black-out est la conséquence d'une exploitation du réseau de transport à des niveaux de tension supérieurs à la limite définie de 420 kV. Cette situation de surtension a provoqué le déclenchement de l'ensemble des transformateurs 400/110 kV, entraînant la séparation du réseau 400 kV du réseau 110 kV et, en conséquence, la perte d'alimentation électrique dans la région concernée.

Sur la base de ces constats, le groupe d'experts a formulé plusieurs recommandations ciblées, destinées à prévenir des événements similaires. Celles-ci incluent notamment, avec l'appui des Regional Coordination Centres (RCCs) et d'ENTSO-E :

- L'élaboration d'un plan d'action coordonné à l'échelle de l'Europe du Sud-Est (SEE) pour la gestion et la prévention des conditions de surtension,
- Un renforcement de l'alignement opérationnel entre les TSOs en matière de contrôle de la tension,

Ces mesures visent à améliorer la maîtrise des tensions élevées, la coordination régionale et, plus largement, la sécurité de fonctionnement du système électrique européen.

Incident du 4 juillet 2025 en République Tchèque.

L'Europe continentale a connu un troisième incident majeur en 2025. En effet, Le 4 juillet 2025, peu avant 12:00 CEST, un incident s'est produit sur le réseau électrique de transport tchèque, entraînant des coupures significatives d'électricité dans les régions est et nord de la République tchèque, incluant la zone de Prague. L'événement a conduit à une séparation du réseau de la partie nord et est de la République Tchèque, qui s'est ensuite effondrée rapidement. La reconstitution a été initiée immédiatement après l'incident, avec une réalimentation de l'ensemble des consommateurs et utilisateurs du réseau vers 17 h 35.

L'expert panel a publié le rapport intermédiaire le 19/12/2025 : 4 July grid incident in the Czech Republic: Expert Panel releases factual report. Le rapport final est attendu pour le deuxième trimestre 2026.

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 Énergie 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 de réseaux définis dans le cadre réglementaire européen se sont poursuivis et se sont matérialisés dans plusieurs jalons et projets de révision menés à l'échelle européenne.

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 8h, RTE sollicite par un message d'alerte des offres complémentaires ; ▶ en deçà de 8h, 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 1er 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 "policies" 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 ad-hoc, 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
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'Électricité
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'Energie
CSA	Analyse de Sécurité Coordonnée
CSC	Corrosion Sous Contrainte
CSPR	Compensateur Statique de Puissance Réactive
CURTE	Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité
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	Energie Renouvelable
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
EOD	Équilibre Offre Demande
EPR	European Pressurized Reactor
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 (calcul de capacité à l'échéance infra-journalière)
IGA	Incident de Grande Ampleur
INUIT	INfrastructure Unifié des réseaux Télécoms
IPES-N	Insertion de la Production ENR dans l'Exploitation du Système électrique National
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'). D'un commun accord entre les GRT concernés par le projet TERRE, les opérations sur la plateforme ont cessé le 30 décembre 2025. En effet, la réforme de l'organisation du marché de l'électricité, adoptée le 21 mai 2024, fixe l'heure de clôture des échanges infrajournaliers trans-frontaliers à 30 minutes avant le temps réel, avec une entrée en vigueur au 1er janvier 2026. Le processus de réserve complémentaire (RC) n'est pas compatible avec une telle échéance. En effet, le processus de la RC implique un temps d'activation totale plus long, impossible à réduire en raison de similitudes potentielles avec le processus mFRR (plateforme MARI).
TSCNET	RCC couvrant l'Europe centrale et Est, basé à Munich
TYNDP	Ten Year Network Development Plan
UFE	Union Française de l'Électricité

Le réseau
de transport
d'électricité

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

RTE Réseau de transport d'électricité, Société anonyme à Directoire et Conseil de surveillance au capital de 2 132 285 690 € - RCS Nanterre 444 616 258 - © RTE - Document non contractuel - Mise en page : Good Eye'D - Visuels © Médiathèque RTE et © kaewphoto, Viktor - Adobestock - Impression sur papiers issus de forêts gérées durablement.