



Le réseau  
de transport  
d'électricité

# 2018

## Bilan sûreté



---

# SOMMAIRE

---

## En résumé

- 1 | Les Événements Significatifs Système (ESS)**  
PAGE 6
- 2 | Les situations d'exploitation rencontrées**  
PAGE 7
- 3 | La réalimentation du réseau à la suite d'une coupure généralisée**  
PAGE 16
- 4 | L'intégration des EnR et l'utilisation des flexibilités**  
PAGE 17
- 5 | Les composantes matérielles de la sûreté**  
PAGE 19
- 6 | Contribution à la sûreté des moyens humains et des organisations**  
PAGE 22
- 7 | Au-delà de RTE, la sûreté en Europe**  
PAGE 24
- 8 | Audits sûreté et contrôle interne**  
PAGE 28
- 9 | Perspectives**  
PAGE 30

## Glossaires



# EN RÉSUMÉ



RTE réalise chaque année le Bilan sûreté de l'année écoulée. Ce document fournit les principaux éléments relatifs à la sûreté de fonctionnement du système électrique pour l'année 2018 ainsi que les actions en cours pour préparer la sûreté de demain.

**Dans un contexte de transition énergétique soutenue par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), les évolutions du système électrique nécessitent pour RTE de s'adapter en permanence. Ces mutations bouleversent la structure et le fonctionnement global du système électrique, qu'il s'agisse de la fréquence, de la tension et des flux transportés par le réseau public de transport d'électricité (RPT) et peuvent faire porter un risque sur la sûreté du système électrique.**

On peut souligner en 2018, comme points de vigilance :

- une nouvelle hausse du nombre d'Événements Significatifs Système qui, même si la sûreté du réseau n'est pas nettement impactée, traduit une exploitation plus complexe avec des flux plus variables et moins prévisibles ;
- l'augmentation du nombre des déficits de marge sur l'équilibre offre-demande en 2018. Cette situation est cohérente avec l'analyse du Bilan prévisionnel, qui dessine un système électrique équilibré et ajusté, présentant des marges plus faibles que les années précédentes ;
- le nombre d'écarts de fréquence observés sur le système électrique européen, qui reste préoccupant et traduit des déséquilibres ponctuels et profonds entre l'offre et la demande lors des modifications de programmes de production et d'échanges, qui sont synchronisées au pas horaire en Europe ;
- le nombre de dépassements des seuils de tension haute sur le réseau, qui reste globalement important en raison, principalement, des creux de consommation plus marqués et de la baisse des soutirages sur le réseau de transport liée au développement de la production sur le réseau de distribution.

**Les résultats présentés en 2018 témoignent toutefois d'un niveau satisfaisant de l'exploitation en sûreté.**

Le risque de rencontrer des conditions d'exploitation plus tendues (et plus uniquement aux pointes hivernales), en particulier en cas de tension sur l'équilibre offre-demande ou sur la fourniture de services systèmes, conduit RTE à engager de nombreuses actions pour garantir un haut niveau de sûreté :

- la poursuite de l'accroissement des capacités d'échanges aux frontières ;
- la capitalisation **des flexibilités et modulations de la production à partir des énergies renouvelables (EnR)** pour contribuer à la gestion de l'équilibre offre-demande et l'exploitation du réseau en sûreté (gestion des congestions, tension, services systèmes). Les mécanismes de marché et contractuels doivent accompagner cette évolution pour permettre de capter ces **gisements de flexibilité et les offres de services** des différents acteurs, en coordination avec les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) ;
- le renforcement de la **coopération des gestionnaires de réseau de transport (GRT) et les centres de coordination en s'appuyant sur la mise en œuvre des codes de réseaux européens** ;
- l'accompagnement technique de la PPE concernant les décisions et trajectoire en matière d'énergie en France d'ici à 2035 et l'évolution de la structure du parc de production (EnR, thermique à flamme, nucléaire) ;
- la mise en œuvre de projets et d'expérimentations destinés à anticiper les contraintes du système électrique et à se doter de nouveaux outils pour y faire face, en exploitant notamment les innovations numériques.

Étape importante de la consolidation du modèle énergétique européen, le paquet Énergie propre pour tous les Européens a été adopté. Il renforce notamment la coordination européenne avec la mise en place de centres de coopération régionaux (RCC), élargissant ainsi le rôle de CORESO, et impose des cibles ambitieuses de développement et de disponibilité du réseau pour les échanges commerciaux d'électricité. Le texte devant être transposé en droit national avant 2021, RTE restera fortement mobilisé pour accompagner cette transposition en veillant à garantir la sûreté du fonctionnement du système électrique français et européen.

# 1

## LES ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS SYSTÈME (ESS)

RTE mesure chaque année la sûreté d'exploitation du système par la capitalisation des Événements Significatifs Système (ESS), classés selon une échelle de gravité allant de 0 (sans impact direct avéré sur la sûreté) à F (incident généralisé). Ces événements reflètent la survenue d'incidents dont les origines peuvent être multiples. La classification de RTE est cohérente avec 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 qui méritent une analyse détaillée et de mesurer l'efficacité de l'ensemble des actions entreprises pour améliorer la sûreté d'exploitation dans la durée.

Avec 94 incidents de niveau A et 11 incidents de niveau B, **l'année 2018 marque encore une fois une nette hausse des Événements Significatifs Système (ESS) par rapport aux années antérieures à 2017.**

**Si la sûreté du réseau n'est pas significativement impactée, ces signaux relatifs à la typologie et au nombre croissant d'ESS A et B traduisent une exploitation dans un contexte de parc ajusté, avec des flux plus variables en direction et en intensité, et rappellent que tous les acteurs du système électrique ont un rôle important pour maintenir la sûreté au niveau d'exigence attendu.**

Concernant les ESS de niveau A, on peut noter :

- **un nombre toujours élevé d'émissions d'alertes** aux acteurs du système électrique (ordres de sauvegarde « alerte situation critique »), **dû à des situations de marge insuffisante pour la gestion normale de l'équilibre offre-demande;**

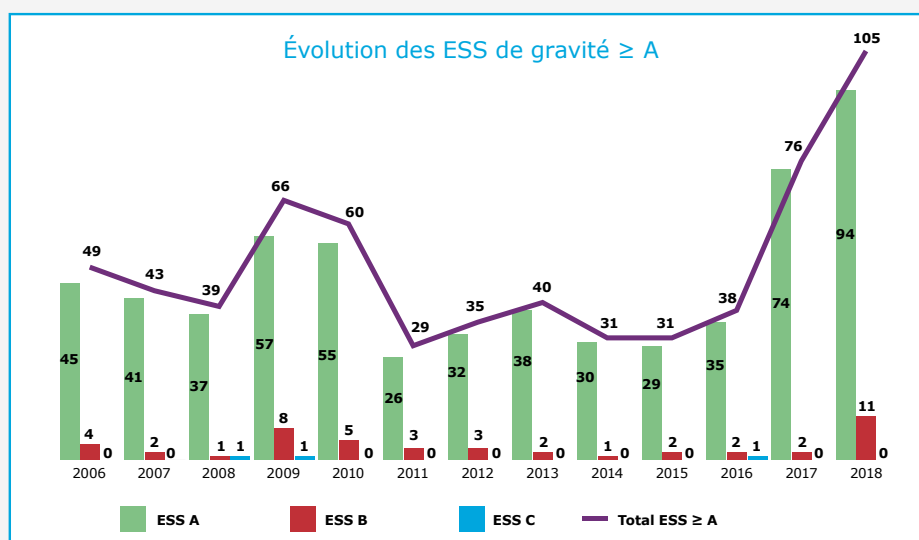
- **une augmentation du nombre d'événements pour un défaut d'acquittement ou un dysfonctionnement dans le traitement d'un ordre de sauvegarde par les clients producteurs et distributeurs.** Le traitement de ces messages par les acteurs du système électrique est crucial pour la sûreté de fonctionnement du système;

- **une augmentation significative du nombre de démarrages de protection de surcharge** dans la vallée du Rhône et au Pays basque (zone amont de l'interconnexion France-Espagne) **en lien avec des variations de flux en Europe, principalement liées à la production en EnR et aux échanges.**

**La majorité des ESS B concerne des situations d'exploitation du réseau où un aléa supplémentaire aurait pu conduire à des conséquences importantes sur le système électrique. Ces situations n'ont pu être évitées en raison de difficultés rencontrées par des groupes nucléaires pour répondre aux sollicitations d'exploitation de RTE (demande de baisse de puissance) en vue de garantir leur stabilité dans l'hypothèse d'un aléa supplémentaire.**

Par ailleurs, deux ESS B sont des pertes d'observabilité importantes du réseau consécutives à des avaries sur le réseau de fibres optiques et dégradant la connaissance locale de l'état du réseau de transport.

L'ensemble de ces événements sont analysés et font l'objet de plans d'actions sur les inducteurs principaux (démarrages de protection de surcharges, dispositions permettant de retrouver des capacités de modulations des moyens de production, etc.).



# 2

## LES SITUATIONS D'EXPLOITATION RENCONTRÉES

D'un point de vue météorologique, l'année 2018 s'établit comme l'une des **années les plus chaudes jamais enregistrées**. Elle se caractérise par un été se classant au deuxième rang des étés les plus chauds (tout en restant loin derrière 2003) et un épisode de froid tardif fin février avec des températures moyennes inférieures de 2,2 °C à la normale, après un début d'année exceptionnellement doux.

En ce qui concerne la gestion du réseau, on note :

- **une année orageuse exceptionnelle**: avec près de 725000 éclairs entre nuages et sol et 296 jours d'orage, **le territoire national n'a jamais été aussi foudroyé depuis au moins 30 ans**. Les impacts sont restés faibles sur l'exploitation du système électrique. En effet, en 2018, la fréquence de coupure s'élève à 0,42 coupure/site, hors événements exceptionnels. Ce résultat est inférieur au seuil de 0,46 fixé par la régulation incitative, et est également inférieur à la moyenne des 10 dernières années ;
- le passage de la tempête Eleanor dans la moitié nord de la France, les 2 et 3 janvier avec des rafales de vent de l'ordre de 140 km/h sur le littoral et supérieures à 100 km/h dans les terres sans impact majeur sur le réseau, notamment en raison de l'achèvement du programme de sécurisation mécanique (2 coupures brèves et 1 coupure longue) ;
- des épisodes de neige collante (Poitou-Charentes) et de pluies verglaçantes (Nord) entraînant quelques coupures d'alimentation localisées ;
- **l'incendie exceptionnel qui a détruit le poste 63 kV d'Harcourt**, en région parisienne, entraînant principalement la coupure de la clientèle d'Enedis et de l'alimentation des trains de la gare Montparnasse lors d'un week-end de fort trafic ferroviaire, donnant lieu à une mobilisation très importante des équipes de RTE pour rétablir l'alimentation en 3 jours.

**Le temps de coupure équivalent (TCE) s'établit en 2018 à 2 min 59 s, hors événements exceptionnels. Ce résultat est légèrement supérieur à la cible de 2 mn 48 s fixée par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) dans le cadre de la régulation incitative sur la continuité d'alimentation.**

Après les excellents résultats 2017, l'année 2018 apparaît donc comme une année dans la moyenne des 10 dernières années, marquée d'une part par des conditions météorologiques difficiles, et d'autre part par des inci-



dents à fort impact. On retiendra fin juillet l'incendie du poste 63 kV d'Harcourt, ainsi qu'en novembre une rupture matérielle au poste 63 kV de Baixas, entraînant la coupure d'une partie des Pyrénées-Orientales avec des réalimentations s'étalant jusqu'à environ 2 heures.

### 2.1 L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE ET LA GESTION DE LA FRÉQUENCE

#### UNE GESTION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE SOUS SURVEILLANCE

L'édition 2018 du Bilan prévisionnel, qui vise à actualiser le diagnostic sur l'évolution de l'équilibre offre-demande d'électricité à un horizon de cinq ans, fait apparaître **un système électrique équilibré et sans marge par rapport au critère de sécurité d'approvisionnement défini par les pouvoirs publics**, les surcapacités du système électrique français ayant désormais été entièrement résorbées.

L'année 2018 comptabilise au total 56 déficits de marge ayant entraîné l'envoi d'un ordre de sauvegarde en temps réel (49 en 2017 et 26 en 2016) : 52 à la hausse et 4 à la baisse (contre 43 et 6 en 2017).

**Ces chiffres traduisent les tensions vécues tout au long de l'année sur la disponibilité des parcs de production français et européen. Ils rappellent aussi qu'au-delà de la production les actions de sobriété conduisant, par une modération de la consommation, à réduire la pointe, sont à considérer comme un levier très efficace pour la sûreté du système électrique et la réussite de l'évolution du mix énergétique.**

Au-delà de la vague de froid de fin d'hiver et de mouvements de grève affectant la production, **on note une diminution des leviers disponibles :**

- bien que le nombre d'acteurs (Entités d'Ajustement) disponibles soit plus élevé, **les volumes de puissance offerte à l'ajustement sont globalement plus faibles ;**
- **la perte de souplesse à l'ajustement du parc de production nucléaire et hydraulique concourt à cette diminution.**

Une recrudescence d'événements habituellement plus rares, comme des déficits de réserve primaire ou de marges disponibles en 15 minutes, est également à noter.

Outre ces chiffres en hausse sur une troisième année consécutive, la répartition des déficits au cours de l'année 2018 a évolué avec une présence importante de déficits de marge à la hausse en milieu d'année, et tout particulièrement pendant la période estivale. **La difficulté à respecter les marges requises, habituellement présente en hiver, s'est étendue à l'ensemble de l'année.**

Pour mieux gérer les tensions sur l'équilibre offre-demande et également les problématiques de déséquilibre sur les périmètres des Responsables d'Équilibre, RTE a mis en place en 2018 un nouveau calcul de marge homogénéisée du J - 1 au temps réel, qui est disponible à la consultation des acteurs. La marge à échéance de 2 heures et l'évolution du déséquilibre prévisionnel des Responsables d'Équilibre sur les cinq heures suivantes sont disponibles en temps réel sur le site client de RTE, aux pointes du matin et du soir. Cette publication permet ici de partager la résultante des stratégies prévisionnelles d'équilibrage des différents Responsables d'Équilibre sur ces deux points caractéristiques que sont les pointes du soir et du matin de la consommation.

**Dans un contexte de stabilité de la consommation en énergie, de croissance des EnR et de moindre souplesse d'ajustement sur les moyens de production pilotables, une attention particulière doit être portée à ces problématiques de marge et de flexibilité en développant des dispositions qui permettent d'intégrer pleinement les productions éolienne et photovoltaïque à l'équilibrage du système électrique.**

#### L'ANALYSE DE L'HIVER 2017-2018

L'hiver 2017-2018 aura été marqué par une vague de froid tardive, liée au passage d'un vent polaire en provenance de Russie : le 28 février, RTE a enregistré **la troisième pointe de consommation la plus élevée jamais atteinte en France** à 96,6 GW.

Des aléas de production et des variations d'échanges aux frontières ont contraint l'équilibre offre-demande pendant trois jours consécutifs, du 27 février au 1<sup>er</sup> mars.

Cette tension durable sur l'exploitation du système électrique s'est notamment traduite par l'envoi systématique de messages d'alerte en J - 1, suivi en temps réel d'alertes graduées. Trois ESS A ont été enregistrés pour déficit de marges disponibles en 15 minutes à la hausse.

Dans un contexte de prévisions de consommation rendues difficiles par la typologie des phénomènes météorologiques rencontrés et des variations importantes de production EnR, des déséquilibres importants ont été constatés chez les Responsables d'Équilibre : des volumes d'ajustement atteignant jusqu'à 5550 MW le 1<sup>er</sup> mars, très largement supérieurs aux aléas classiquement rencontrés et sur la base desquels sont dimensionnées les réserves d'exploitation utilisées dans la fenêtre opérationnelle de RTE une fois que les acteurs de marchés ont en théorie assuré l'équilibre de leur portefeuille d'engagements, auront en effet été nécessaires pour équilibrer le système.

#### L'INTÉGRATION DES EFFACEMENTS

L'effacement – qu'il concerne la consommation d'industriels ou l'agrégation de consommation diffuse – est une source de flexibilité qui consiste à renoncer ou reporter volontairement tout ou partie de sa consommation en réaction à un signal. Les effacements peuvent aujourd'hui soit être valorisés directement sur les mécanismes de marché, d'ajustement ou de réserve, soit être valorisés par les fournisseurs au sein de leur propre portefeuille (lorsque l'effacement est lié à une offre de fourniture).

**Les effacements sont désormais des sources de puissance, de services système et de flexibilité pour la gestion de l'équilibre offre-demande et de la fréquence au même titre que la production. Ils complètent les leviers d'exploitation à disposition du gestionnaire de réseau de transport pour assurer la sûreté.**

**La journée du 1<sup>er</sup> mars représente à elle seule 6 GWh d'effacement, ce qui constitue un record pour une journée. Ce même jour, plus de 1 GW d'effacement a été sollicité sur le mécanisme d'ajustement, une valeur qui n'avait encore jamais été atteinte.**

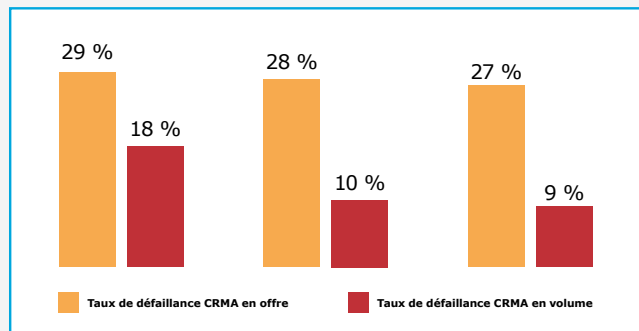
En 2018, le volume moyen d'effacement offert sur le Mécanisme d'Ajustement (MA) est de 727 MW, un niveau équivalent à celui de 2017. Le volume total d'effacement réalisé s'établit à 22 GWh et a été principalement enregistré l'hiver, notamment lors de la vague de froid tardive.

Un début d'hiver 2018-2019 plus doux explique un volume annuel de sollicitation des effacements plus faible



qu'en 2017, où l'on avait enregistré près de 27 GWh d'effacement.

La tendance sur les trois dernières années est à l'amélioration de la fiabilité des effacements ; il est toutefois impératif que cette dynamique de fiabilisation se poursuive dans la durée et en performance aussi.

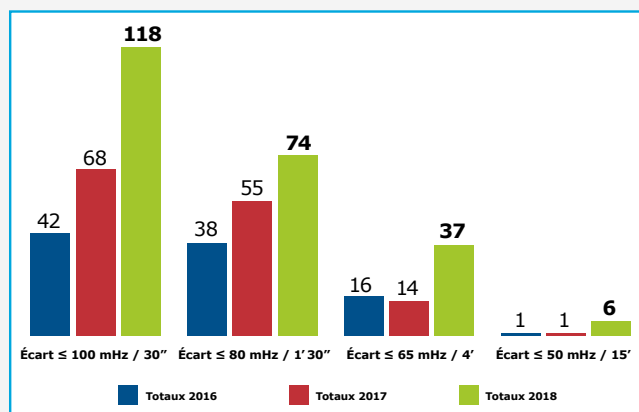


Taux de défaillance CRMA des offres d'effacement

Des indicateurs de fiabilité des effacements sur le Mécanisme d'Ajustement ont été créés. Dans le cadre du Contrôle du Réalisé sur le Mécanisme d'Ajustement (CRMA), ces deux indicateurs, l'un en volume et l'autre en nombre d'offres activées, permettent de mesurer les taux de défaillance des offres d'effacement suite à l'appel par RTE. Ces indicateurs sont régulièrement présentés aux acteurs de marchés dans le cadre du Comité des Clients Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité (CURTE).

RTE a défini une feuille de route pour la fiabilité des effacements : celle-ci vise à poursuivre le développement de la filière tout en garantissant une visibilité améliorée pour RTE quant à la disponibilité effective de ces moyens (obtention des agréments, cadrage des possibilités de redéclaration, etc.). Elle vise également à disposer d'un suivi robuste et régulier des performances atteintes.

Les progrès attendus permettront de renforcer et capitaliser le rôle croissant que la filière joue dans l'équilibre du système électrique.



Nombre total d'écart de fréquence enregistrés à la baisse

Sur les marchés de l'énergie, le dispositif NEBEF, ou Notification d'Échange de Blocs d'Effacement, permet aux acteurs de valoriser des effacements directement sur le marché. À ce jour, 23 opérateurs d'effacement ont contractualisé avec RTE pour participer à ce dispositif.

En 2018, le volume d'effacement valorisé sur les marchés reste faible et s'élève à 27 GWh, en recul par rapport à 2017 (39 GWh) du fait des conditions de marché différentes entre ces deux années (les prix moyens de marché en janvier 2018 étaient deux fois moins élevés qu'en 2017), mais en progression par rapport à 2016 (11 GWh).

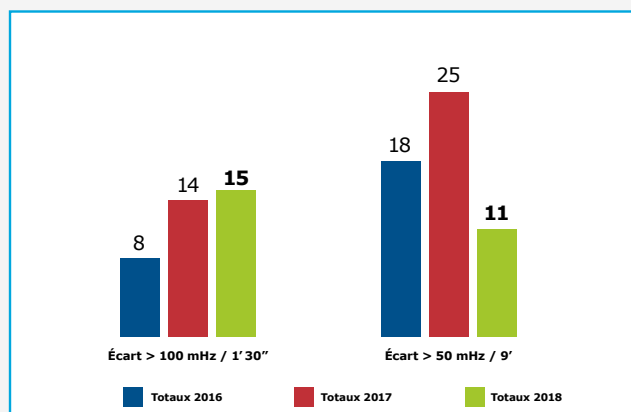
### RÉSERVES RAPIDES ET COMPLÉMENTAIRES

L'appel d'offres des réserves rapide et complémentaire (RR-RC), lancé en septembre 2017 couvre la période janvier-décembre 2018. Sur cette période, RTE a conclu des contrats RR-RC avec neuf acteurs d'ajustement, pour répondre à un volume de 1000 MW de réserve rapide (RR) activable en moins de 15 min, et 500 MW de réserve complémentaire (RC) activable en moins de 30 min. **Les volumes contractualisés de RR s'établissent à 1343 MW, dont un peu plus de la moitié est fournie par des capacités d'effacement.** Pour ce qui concerne la réserve complémentaire, le volume souscrit est assuré principalement par des actifs de production conventionnels.

### UN RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU SYSTÈME EUROPÉEN DONT LA QUALITÉ RESTE PRÉOCCUPANTE

**En 2018, 261 écarts de fréquence (sorties des plages de fonctionnement normal en couple profondeur-durée) ont été enregistrés, contre 177 en 2017 et 123 en 2016 ; ce nombre a plus que doublé en trois ans.**

**Les écarts de fréquence, qui sont liés à des déséquilibres ponctuels et profonds entre l'offre et la demande sur le système électrique de l'Europe continentale, apparaissant lors des modifications des programmes, synchronisés aux heures rondes, et**



Nombre total d'écart de fréquence enregistrés à la hausse

**qui sont le reflet des transactions sur les produits de marché, expliquent à eux seuls cette augmentation.**

Si le phénomène est connu et expliqué, il s'est intensifié lors des périodes de baisse de charge ces deux dernières années en particulier à certaines heures (20 heures, 21 heures et 22 heures). Sur 261 écarts, 235 étaient des variations à la baisse, ce qui correspond à 90 % des écarts enregistrés sur l'année écoulée (contre 78 % en 2017, et 79 % en 2016). Sur ces écarts à la baisse, la France contribue dans les mêmes proportions que les autres pays (blocs de réglage fréquence-puissance) européens équivalents.

Vingt-six variations à la hausse auront été comptabilisées sur l'ensemble de l'année (39 en 2017, 26 en 2016).

**Les écarts de fréquence les plus significatifs pour lesquels la France était le principal responsable, étaient à la hausse et de nuit.**

En effet, avec une stabilité de la consommation, la croissance des EnR et la moindre souplesse d'ajustement à la baisse des moyens de production pilotables (groupes nucléaires et groupes hydrauliques), le système électrique est de plus en plus fréquemment confronté à des difficultés d'ajustement de production à la baisse sur des constantes de temps de quelques minutes (générateur d'écart de fréquence à la hausse) en particulier dans les périodes de creux de consommation.

On note également cette année une augmentation des indisponibilités de services système liée :

- au respect discontinu sur la journée des prescriptions de réserves secondaires (dispositif financier d'incitation peu efficace) ou d'un respect strict et dorénavant sans marge, des prescriptions nécessitant la reconsti-

tution du volume de services système en cas d'aléa sur un moyen contribuant à ce service ;

- à la baisse des capacités de modulation du parc de production nucléaire.

**Pour faire face à ces défis, des actions et réflexions ont été engagées avec les parties prenantes** en France (CURTE, CRE, etc.) ou au niveau européen dans le cadre de l'ENTSO-E :

- **la certification en 2018 de batteries pour fournir de la réserve primaire** de fréquence (2 MW en 2018, avec une perspective à court terme de l'ordre de 100 MW) ;
- **des incitations contractuelles**, dans le cadre des appels d'offres à venir, **à mettre en place des produits activables dans des délais et pour des durées courtes** afin d'accompagner les modifications des échanges transfrontaliers aux heures rondes ;
- **une feuille de route sur le dimensionnement des réserves secondaire et tertiaire.**

En ce qui concerne les services système fréquence, RTE couvre depuis le 16 janvier 2017 son besoin en réserve primaire par un appel d'offres hebdomadaire commun aux GRT de Belgique, d'Allemagne, de Suisse, d'Autriche et des Pays-Bas.

En 2018, la France a importé en moyenne 24 MW par rapport à son besoin de 536 MW (les exports de réserve primaire ont été en moyenne de 49 MW pendant 33 % du temps et les imports de 60 MW pour 67 % du temps).

**En fin d'année 2018, la puissance certifiée pour le réglage de fréquence des sites de soutirage s'élève**



à **106 MW** (dont 10 MW de réserve primaire faite par une entité de réserve multisite), soit potentiellement de l'ordre de 20 % de la réserve primaire française requise.

L'ouverture des services système fréquence à ces nouveaux acteurs, l'évolution technique de ces services, la mise en place de mécanismes de marché appropriés aux réserves sont de nature à donner de nouveaux leviers pour la gestion de l'équilibre offre-demande et la tenue de la fréquence, tout en améliorant l'efficacité économique en lien avec les différents chantiers européens engagés sur ce champ.

### LA MISE EN ŒUVRE DU CODE EUROPÉEN ELECTRICITY BALANCING

Le code Electricity Balancing vise à mettre en place, dans un souci d'harmonisation européenne, de mutualisation des réserves et de réduction des coûts, un mécanisme transfrontalier d'ajustement en temps réel de l'équilibre offre-demande. Sa mise en place permettra de **bénéficier à l'échelle européenne de moyens supplémentaires de flexibilité sur le mécanisme d'ajustement**, avec une standardisation des offres partagées pour l'équilibre offre-demande. Une attention particulière devra être portée à la compatibilité entre les produits standards et la flexibilité offerte aujourd'hui par le parc de production français.

RTE participe aux trois projets européens de création de plateformes européennes que sont TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange), pour gérer la réserve tertiaire d'ici à fin 2019, MARI (Manually Activated Reserves Initiative), pour gérer la réserve rapide, et PICASSO (Platform for the International Coordination of the Automatic frequency restoration process and Stable System Operation), pour gérer la réserve secondaire d'ici à 2022.

## 2.2 LA GESTION DE LA TENSION

### LES DERNIERS HIVERS N'ONT PAS ENTRAÎNÉ DE DIFFICULTÉS PARTICULIÈRES SUR LA MAÎTRISE DES TENSIONS BASSES

Les Automates de Défense Ouest et Nord (ADO et ADN) du plan de défense permettant d'éviter les écroulements de tension sur le réseau ont été armés de façon préventive seulement quatre fois en 2018, sans que leur seuil de tension d'activation n'ait été atteint. Un seul ordre de sauvegarde pour tensions basses a été émis durant l'année sur la zone d'Albertville le 19 décembre.

### UNE ATTENTION RESTE PORTÉE SUR LES DÉPASSEMENTS DE SEUILS DE TENSIONS HAUTES

Le nombre de dépassements de seuils supérieurs des plages de tension reste globalement important.

Les dépassements en 400 kV ont fortement diminué à la suite d'une meilleure gestion des tensions de consigne de réglage de centrales nucléaires.

En 225 kV, le nombre de dépassements a augmenté ; les dépassements unitaires sont néanmoins de faible amplitude et de faible durée.

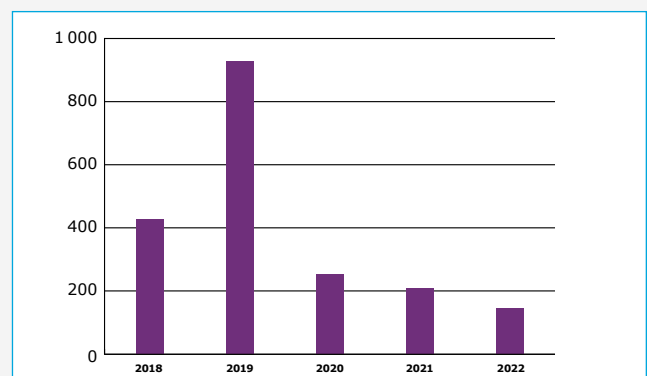
Ces tensions hautes apparaissent lorsque la consommation est faible (la nuit, voire le week-end) et sont liées à trois principaux facteurs :

- le développement important des EnR sur les réseaux de distribution, qui réduisent les soutirages de puissance active sur le réseau de transport. Ce volume minimal de soutirage s'établit à 25,5 GW en 2018, en baisse régulière depuis plusieurs années ;
- l'évolution de la nature physique des réseaux de transport et de distribution, qui tendent à devenir de plus en plus souterrains et donc de plus en plus générateurs de puissance réactive ;
- enfin, l'évolution des caractéristiques techniques des usages qui consomment moins de puissance réactive.

D'un point de vue sûreté, les tensions hautes ont moins d'impact à court terme que les tensions basses (risque d'écroulement du réseau), mais peuvent réduire la durée de vie des matériels et occasionner des dégradations impactant la qualité de l'électricité.

RTE installe d'importants moyens de compensation pour réduire les tensions hautes : l'année 2018 a encore vu le raccordement de 450 Mvar de selfs (matériels permettant d'abaisser les tensions). De nouveaux investissements en moyens de compensation sont également prévus pour les années à venir.

Parmi les leviers pour maîtriser les tensions hautes figurent les moyens de production, historiques ou renouvelables, raccordés au réseau de transport, mais aussi au réseau de distribution. L'état de l'art de l'ensemble de ces machines permet de faire du réglage de la tension.



Projets de selfs (en Mvar hors raccordement de l'éolien en mer) par année de mise en service et par Centre

Les expérimentations en collaboration avec Enedis sur l'utilisation de la production raccordée sur le RPD pour réduire les tensions hautes se sont poursuivies :

- à la suite de l'expérimentation dans les Hauts-de-France faite en 2017, une cartographie des gisements par producteur a été établie ;
- l'expérimentation en Vendée, qui a été finalisée en 2018 a montré la possibilité de combiner l'utilisation d'une fonction avancée de pilotage de la puissance réactive sur le RPD (condensateurs et production) selon les besoins de RTE.

L'audit réalisé en 2018 sur la gestion des tensions hautes a conduit à revoir la doctrine et le processus opérationnel de gestion (dont l'anticipation).

Des actions ont également été engagées pour estimer les conséquences des dépassements sur les matériels, et évaluer l'évolution de la puissance réactive soutirée sur le réseau RPT.

En outre, une évolution de la Documentation Technique de Référence (DTR) a conduit à la mise en œuvre d'un gabarit tarifaire plus pertinent à l'interface RPT/RPD pour la maîtrise des tensions hautes.

**Les enjeux des évolutions des règles des services système de tension portent désormais sur la participation au réglage de la tension de nouvelles ressources :** installations éoliennes ou photovoltaïques raccordées au réseau de transport ou de distribution, sites consommateurs, batteries. RTE a remis à la CRE mi-2018 un rapport consacré à l'optimisation du réglage de la tension.

À ce jour, une seule installation EnR a fait l'objet d'un contrat avec RTE pour le réglage de la tension du fait de l'absence d'incitation à maintenir dans la durée les capacités de réglage de ces installations. **L'exploitation du gisement potentiel de réglage sera traitée dans le cadre de la concertation que RTE a lancée avec l'appui de la CRE sur l'évolution des services systèmes de tension**, travaux qui seront menés au cours de l'année 2019.

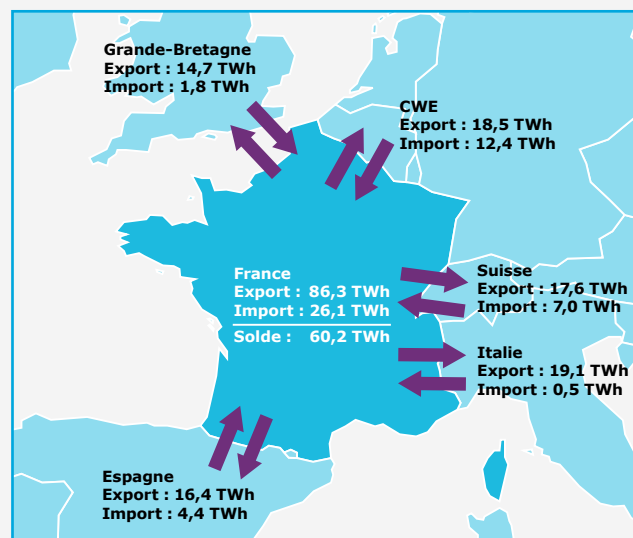
En parallèle de la concertation menée avec les producteurs et les constructeurs, RTE a engagé un plan d'actions permettant d'optimiser la contribution au réglage de la tension des industriels (sollicitations de ceux-ci pour la gestion des contraintes de tensions hautes durant l'été). Un retour d'expérience de cette démarche sera réalisé pour fin 2019.

Enfin, la résorption des limitations de capacité réactive des groupes nucléaires, limitations qui peuvent être pé-

nalisantes pour la gestion des tensions hautes et basses, a marqué le pas en 2018 après une nette résorption en 2017. En effet, plusieurs limitations déclarées fin 2018 n'ont pas permis l'atteinte des objectifs en fourniture de réactif en 2018 (la cible a été atteinte concernant l'absorption avec un impact bénéfique pour les tensions hautes).

## 2.3 INTERCONNEXIONS ET FLUX INTER-RÉGIONAUX

**DES EXTREMA D'ÉCHANGES QUI ILLUSTRONT L'INSERTION DES ENR EN EUROPE, LA MUTUALISATION ET L'OPTIMISATION RENDUES POSSIBLES PAR LE DÉVELOPPEMENT DES INTERCONNEXIONS ET DES MÉCANISMES DE MARCHÉ COHÉRENTS À L'ÉCHELLE EUROPÉENNE AU COURS DE LA DÉCENNIE PASSÉE, SANS OUBLIER LA SOLIDARITÉ EUROPÉENNE**



Bilan des échanges contractuels en 2018

Le solde des échanges est exportateur et s'établit à 60,2 TWh en 2018, en progression par rapport aux deux années précédentes.

La France est en 2018 le pays le plus exportateur d'Europe, la progression des exports est liée aux niveaux de prix français et au travail commun des GRT pour maximiser les capacités transfrontalières tout en maintenant le niveau de sûreté. Les échanges restent très volatils tout au long de l'année, avec un solde variant de 10 GW en importation le 28 février à 8 heures à 16 GW en exportation le 22 janvier à 3 heures. Ces variations illustrent la solidarité et l'optimisation européenne permise par les différentes interconnexions.

Les exportations sont particulièrement importantes en mai et en juin, atteignant des soldes historiquement



hauts de 2,64 TWh puis 2,56 TWh. En revanche, le solde est importateur les mois d'hiver, lorsque la France, plus thermosensible que ses voisins, voit sa consommation augmenter, en particulier lors des vagues de froid.

Les capacités d'échange aux interconnexions constituent un réel atout pour réussir la transition énergétique et l'intégration des EnR.

#### OSCILLATIONS DE FRÉQUENCES ET INTERZONES

Si le phénomène d'oscillation de fréquence peut être observé à la suite du dysfonctionnement d'une seule tranche de production, les oscillations interzones (ou modes interzones) sont des phénomènes électromécaniques plus complexes entre plusieurs parties du système électrique européen qui oscillent en opposition de phase et engendrent des oscillations de puissance active, en particulier sur les lignes d'interconnexion avec des risques réels pesant sur la sûreté en Europe si elles se rapprochent de fréquence consistant en des modes propres du système électrique européen.

Ce phénomène s'est de nouveau produit le 29 octobre 2018, avec des oscillations interzones significatives entretenues pendant 6 minutes, dans un contexte d'exploitation particulier entre la péninsule ibérique et la France (une ligne d'interconnexion en maintenance et de fortes importations d'Espagne).

Au-delà de la modification des paramètres d'exploitation de la liaison à courant continu entre la France et l'Espagne dans certaines situations, RTE travaille à l'élaboration d'un outil de surveillance et de prévision (identifica-

tion des situations à risques) des modes d'oscillations du système électrique.

Un groupe de travail ENTSO-E développe également une modélisation précise du comportement dynamique du système électrique européen ainsi que des méthodes d'analyses spécifiques de ces phénomènes.

#### 2.4 COURTS-CIRCUITS AFFECTANT LES OUVRAGES DE TRANSPORT

**Le nombre de courts-circuits (8968) affectant les ouvrages de transport est en hausse pour la première fois depuis 2014. Cette augmentation s'explique par la hausse de la densité de foudroiement qui a doublé par rapport à 2016 : 2018 est l'année la plus foudroyée depuis 2004.**

L'amélioration de la protection de nos ouvrages contre la foudre depuis de nombreuses années a toutefois permis d'en limiter l'impact.

Depuis 2015, on peut souligner la persistance des résultats encourageants pour ce qui concerne les cas d'amorçage avec la végétation, témoignant de l'efficacité de la mise en œuvre d'actions de maintenance : 2018 confirme cette tendance avec 0,4 % des courts-circuits dus à un amorçage avec la végétation (0,5 % l'an passé).

Sous l'angle de la sûreté, il convient de focaliser l'analyse sur les aléas ayant entraîné la mise hors tension de

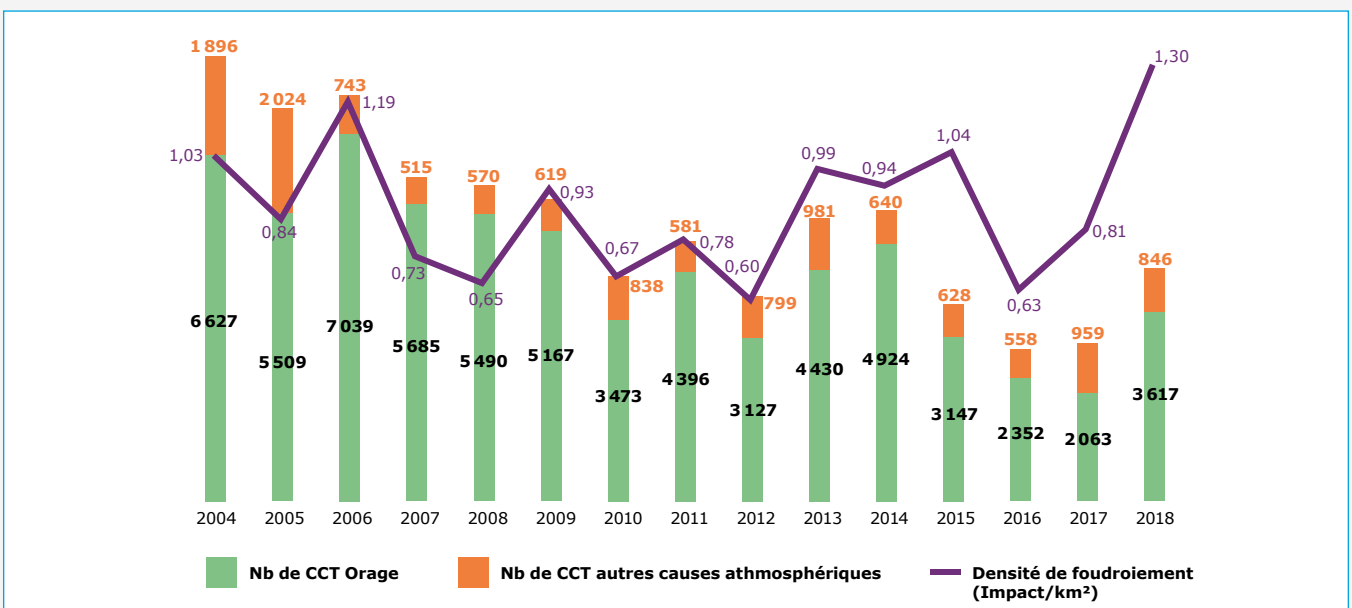


deux lignes 400 kV en parallèle, type d'incidents susceptibles d'entraîner des perturbations de grande ampleur: en 2018, on note 11 défauts fugitifs (défaut éliminé en moins de 1 seconde) sans aucune mise hors tension définitive.

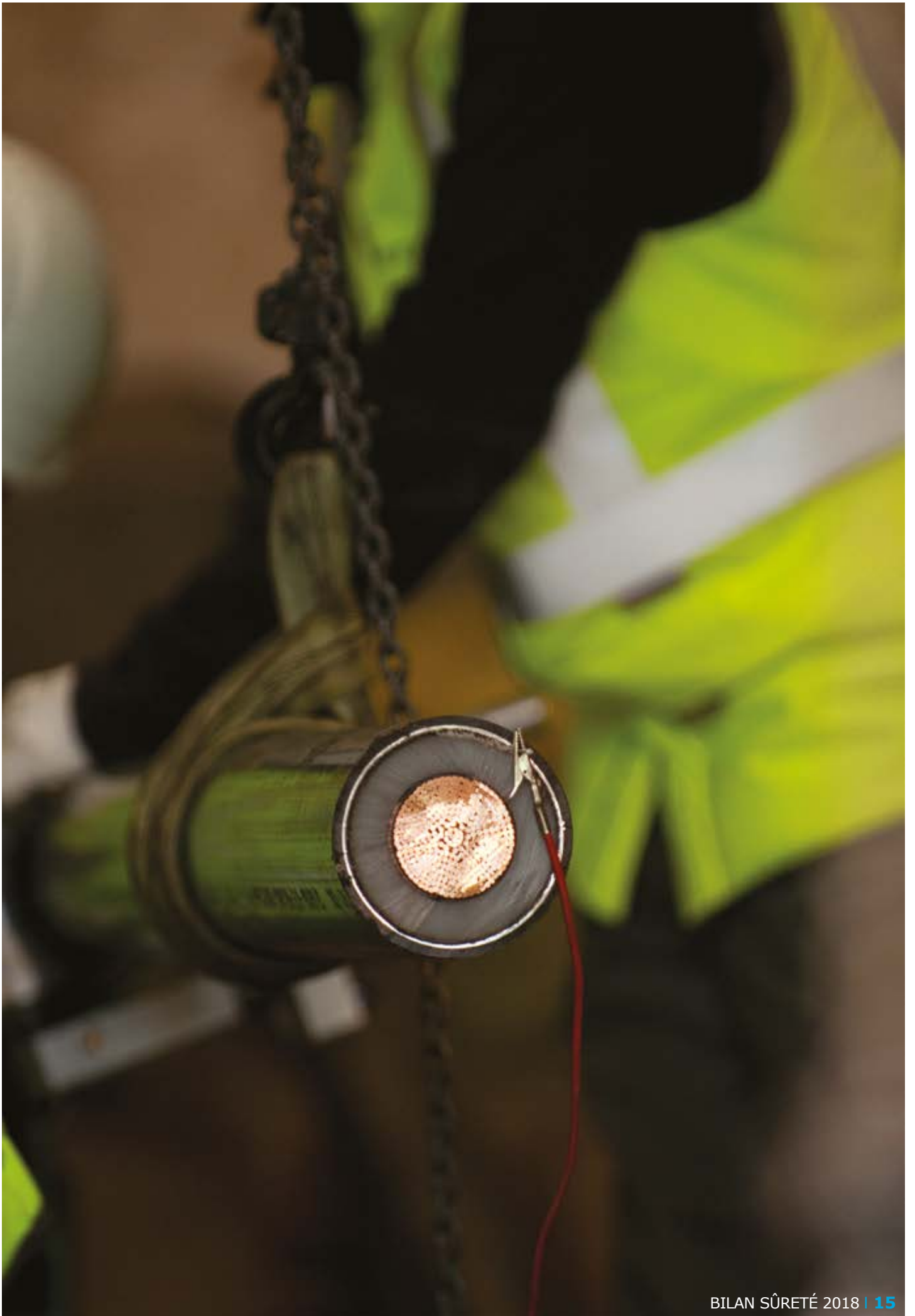
Pour accélérer la reprise de service des ouvrages en défaut à la suite d'une mise hors tension définitive provoquée par un court-circuit, RTE a engagé le projet LAD (Localisation Automatique de Défaut), dont les objectifs sont de remettre plus rapidement sous tension les ouvrages sains en évitant la visite sur place de ceux-ci et d'accélérer la visite des ouvrages en défaut grâce à la précision de localisation du défaut.

Après une ouverture du service aux utilisateurs de RTE en 2016, environ 600 lignes électriques sont surveillées dans l'outil LAD à fin 2018.

En 2018, une expérimentation a été lancée pour faciliter l'utilisation de la doctrine de gestion d'incident (Méthode de Diagnostic des Liaisons en Défaut): l'outil, nommé RUBICUB, offre une interface numérique et commune de gestion de l'incident pour faciliter l'accès à l'information. Son déploiement est prévu en 2019 sur des entités opérationnelles de RTE, avec une extension vers les clients pour le suivi de la résolution d'incident.



Évolution de la cause orage et des autres causes atmosphériques des courts-circuits (CCT) ainsi que la densité de foudroiement



# 3

## LA RÉALIMENTATION DU RÉSEAU À LA SUITE D'UNE COUPURE GÉNÉRALISÉE

La réussite de l'ilotage des groupes nucléaires en cas d'incident généralisé est importante pour la sûreté nucléaire et est primordiale pour permettre de reconstituer le réseau et réalimenter les clients dans les délais le plus brefs possible.

**En 2018, 12 essais d'ilotage ont été réalisés pour les groupes nucléaires avec un taux de succès de 100 %** (93 % en 2017, 92 % en 2016 et 77 % en 2015), et un taux sur quatre années glissantes de 91 %, très satisfaisant par rapport à l'objectif pluriannuel de 60 %.

Pour ce qui concerne les scénarios de renvoi de tension vers les auxiliaires des centrales nucléaires via le réseau,

leur état opérationnel est vérifié périodiquement sur les aspects du comportement physique des matériels et de l'entraînement des opérateurs à la constitution de ces files.

**Même si le taux de réalisation des essais sur simulateur des scénarios de renvoi de tension est très bon, l'année 2018 marque une dégradation, indépendante de RTE, du nombre de ces essais réels avec cinq reports décidés par EDF sur onze essais programmés, ainsi qu'une nouvelle augmentation des indisponibilités de ces scénarios (cinq scénarios seront de fait déclassés en 2019 sur un total de 58 en raison de l'absence d'essais).**





# 4

## L'INTÉGRATION DES ENR ET L'UTILISATION DES FLEXIBILITÉS

Dans le cadre de la mise en place du mécanisme de complément de rémunération pour les producteurs EnR sortant de l'obligation d'achat, **RTE expérimente la capacité des EnR à moduler rapidement à la baisse** lors de creux de consommation, ou de déficit de marge à la baisse. Une première expérimentation de ce dispositif dans le cadre du mécanisme d'ajustement a eu lieu en février 2019.

Avec le développement de la production décentralisée, **les échanges d'informations et la bonne compréhension réciproque des enjeux deviennent indispensables pour maîtriser l'exploitation future des deux réseaux RPT et RPD** et les relations aux interfaces, et ce entre toutes les parties prenantes, producteurs EnR compris.

RTE a poursuivi les travaux engagés avec plusieurs distributeurs. Ils couvrent les champs des échanges de données d'exploitation, de la gestion des automates et de la gestion de la tension à l'interface, en s'alignant sur les exigences des codes européens (en particulier les exigences relatives à l'observabilité et la prévision de la production décentralisée et de la consommation).

Les développements des systèmes d'information nécessaires à l'échange de données entre RTE et Enedis ont été réalisés en 2018 pour mettre en œuvre une infrastructure d'échanges de données prévisionnelles et temps réel (entre outils de conduite).

**Un travail important a également été mené en 2018 par RTE en collaboration avec les GRD afin de cla-**

**rifier et formaliser le cadre contractuel encadrant l'accès aux flexibilités raccordées aux réseaux de distribution (HTA)** par les automates RTE, pour résoudre des contraintes sur le RPT. Les nouvelles solutions d'automates d'écrêtement de la production décentralisée travaillées avec Enedis et le cadre contractuel sont en cours d'expérimentation.

Les projets Ampacité et Ampacité 2, devenus Projet DLR (Dynamic Line Rating), ont pour objectif d'expérimenter une exploitation plus souple, en adaptant en temps réel les capacités de transit des liaisons, en fonction des conditions externes mesurées (température, vent, ensoleillement) pour dégager des marges supplémentaires et optimiser les parades disponibles. Ces dispositions, qui permettent d'optimiser l'utilisation des ouvrages au mieux de leurs caractéristiques physiques, contribuent à faciliter l'intégration de production éolienne.

Les expérimentations menées dans les différents projets ont permis de tester la solution d'un fournisseur et d'intégrer cette solution de la phase d'étude décisionnelle d'évolution du réseau à son exploitation en temps réel.

Enfin, le projet NAZA – Nouveaux Automates de Zone Adaptatifs a pour objectif d'apporter des solutions techniques nouvelles permettant d'agir de façon coordonnée sur les flexibilités raccordées en HTA et en HTB (modulation de la production, interfaçage avec DLR et batteries Ringo, etc.). La première version d'un automate de zone tête de série doit être mise en service à l'été 2019 dans l'ouest de la France pour gérer des contraintes d'exploitation complexes liées à la croissance importante des EnR.





# 5

## LES COMPOSANTES MATÉRIELLES DE LA SÛRETÉ

### 5.1 LES ÉQUIPEMENTS DE PROTECTION DU RÉSEAU

Sur le réseau 400 kV, 419 courts-circuits ont été éliminés en 2018 (473 en 2017) dont 352 monophasés. Le taux de réponse conforme à la sollicitation des protections et automates sur défaut électrique en 400 kV est en accord avec les règles en affichant un taux de conformité légèrement supérieur à 98 %. Par ailleurs, les bons résultats sur le réseau 225 kV, à enjeu pour la stabilité du réseau, contribuent également au bon niveau de sûreté.

En ce qui concerne les protections différentielles de barres en 400 kV, qui jouent un rôle majeur pour l'élimination rapide et sélective des défauts barres, très rares mais à risque élevé pour la sûreté, elles ont été à l'origine de 16 ESS (10 en 2017) et leur taux de disponibilité de 99,2 % reste stable par rapport à 2017.

Les DRS (Protections à Rupture de Synchronisme) font partie du plan de défense et jouent un rôle essentiel pour isoler, en cas de grand incident, les zones du réseau qui ont perdu le synchronisme des zones encore « saines », et éviter par là même la propagation de l'incident. Très rarement sollicitées, elles doivent néanmoins répondre de façon fiable en cas de besoin. En 2018, il n'y a eu qu'un seul fonctionnement de DRS dont l'analyse ait montré un fonctionnement correct à la suite d'une perturbation de fréquence liée au déclenchement d'un ouvrage proche.

### 5.2 LES OUTILS DES SALLES DE CONDUITE

#### LES SYSTÈMES DE CONDUITE

En 2018, le Système National de Conduite (SNC) a été affecté par deux indisponibilités fortuites avec arrêt de l'émission du niveau de Réglage Secondaire de Fréquence Puissance durant respectivement 26 et 8 minutes.

Pour les Systèmes Régionaux de Conduite (SRC), on a recensé une augmentation du nombre d'ESS : 1 ESS B, 4 ESS A et 5 ESS 0 (contre 20 ESS 0 en 2017, 16 ESS 0 en 2016, 11 ESS 0 et 3 ESS A en 2015).

Les événements majeurs ont conduit à la mise en œuvre de plans d'action dédiés (résilience aux pannes du réseau fibres optiques, évolutions logicielles, etc.).



**Pour faire face au vieillissement des outils de conduite** actuels et se doter d'un outil de conduite unique autour d'un SCADA (Supervisory Control Data Acquisition) du marché, **RTE a engagé le projet STANWAY visant à remplacer par un outil commun les SRC et le SNC. La mise en service du nouvel outil est prévue en 2021 pour les huit salles de conduite de RTE.**

Le dispositif Support Inter-Dispatching Régional (SIDRE) est opérationnel depuis juin 2015 sur les trois bulles inter-régionales. Le maintien en compétence se fait essentiellement au travers d'essais périodiques de basculement (partiel ou total) dont le rythme est mensuel. En 2018, 25 utilisations du SIDRE ont permis de maintenir l'observabilité et la conduite du réseau lors d'incidents sur les systèmes de conduite.



### LES AUTRES OUTILS DES SALLES DE COMMANDE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Le Système d'Alerte et Sauvegarde (SAS) est un outil indispensable pour la maîtrise des situations à risques ou dégradées, dont la disponibilité et la fiabilité doivent être excellentes.

Au cours de l'année 2018, **80 ESS 0 et 13 ESS A ont été enregistrés** (39 ESS 0 et 3 ESS A en 2017). **Ce nombre important d'ESS** ne traduit pas un dysfonctionnement de l'outil mais **s'explique principalement par le « non-acquittement » de messages**, essentiellement par les producteurs et distributeurs, lors des essais périodiques mais aussi dans un contexte d'émission réel par RTE de l'ordre de situation critique pour marges insuffisantes. Un rappel auprès de l'ensemble des acteurs a été effectué pour permettre une réaction conforme aux attendus en situation à risque ou dégradée nécessitant l'utilisation du SAS.

La plateforme d'études de réseau Convergence est l'outil de référence permettant à l'ensemble des opérateurs de RTE d'effectuer les études électrotechniques. Cette application est également utilisée par CORESO. La disponibilité globale de la plateforme Convergence a été conforme aux attendus pour l'année 2018 puisqu'elle s'élève à 99,68 %.

Toutefois, à la suite d'incidents importants, plusieurs chantiers ont été engagés pour :

- fiabiliser la redondance de l'application et adapter les Plans de Reprise et de Continuité de l'Activité ;
- améliorer les analyses d'impact sur les interventions à risque.

Le système IPES est utilisé pour les études à court terme du temps réel au J + 1, et en conduite. Il fournit les estimations du réalisé de la production éolienne et photovoltaïque ainsi que la prévision de ces productions, à l'échelle locale, régionale ou nationale, sur une période ajustable pouvant aller de J - 4 à J + 2.

Fin 2018, **la puissance totale des EnR télémesurables avec IPES représente 78 % de la puissance**

**éolienne et 25 % de la puissance photovoltaïque installées en France.** Le ratio de production photovoltaïque télémesuré doit progresser dans les années à venir au vu du développement de cette filière et pour disposer d'une fiabilité accrue des prévisions localisées de la production en question afin d'anticiper les situations sur le réseau.

Pour faire face à la volumétrie croissante des données, RTE a engagé fin 2018 une refonte de l'outil IPES avec une mise en service prévue pour début 2020.

### 5.3 TÉLÉCOMMUNICATION DE SÉCURITÉ ET SYSTÈME INFORMATIQUE

**La sûreté d'exploitation du système électrique est étroitement liée au bon fonctionnement des réseaux de télécommunication de sécurité d'une part, et au système informatique (SI) d'autre part, ainsi qu'à sa capacité à faire face aux cybermenaces.**

**L'année 2018 a été marquée par la mise en place de la nouvelle infrastructure de réseau de télécommunication de RTE : HORUS.** Elle permettra l'hébergement de l'application STANWAY au sein de deux *data centers* et de créer le réseau télécom associé entre les Centres Exploitation et ces *data centers*.

Le Réseau Optique de Sécurité (ROSE), infrastructure dont RTE est propriétaire et exploitant, totalise environ 22000 km de câbles optiques et fournit les services de télécommunications contribuant à la sûreté du système : téléconduite de « niveau haut », échanges d'informations entre protections contre les défauts électriques et téléphonie de sécurité.

Au cours de l'année 2018, il y a eu deux Événements Significatifs Système de gravité B et deux de gravité A (pas d'Événements Significatifs Système en 2017 et deux en 2016). Pour les deux ESS B, un est lié à une défaillance d'un équipement de fibre optique le 14 décembre, qui a entraîné la perte du SNC et de plusieurs SRC durant plusieurs heures, le second à la rupture d'une liaison optique à l'occasion de travaux.

L'exploitation du Système de Téléphonie de Sécurité (STS) sur l'année 2018 a fait l'objet de deux ESS A (aucun en 2017, 1 en 2016) et de 26 ESS 0 (13 en 2017, 9 en 2016). Pour les ESS A, 1 est lié à une panne chez un distributeur et 1 à l'indisponibilité occasionnée par le déménagement du dispatching de Lyon. Pour les ESS 0, 15 sont dus à des pannes ou des travaux côté producteur ou distributeur et ont fait l'objet d'échanges avec ceux-ci, 11 concernent une indisponibilité fortuite de la téléphonie de sécurité.

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

En 2018, le Centre Opérationnel de Sécurité de RTE (CoRS'R) a fait face à plus de 10000 attaques chaque

mois, évité 3,3 millions de spams et éradiqué 200 virus sur le SI de RTE.

En outre, des actions de sensibilisation des utilisateurs pour la protection du système d'information sont régulièrement menées. De nouvelles formations internes portant sur la sécurité du système d'information ont été mises en place.

En 2018, plusieurs audits de sécurité du système d'information de RTE ont été réalisés pour évaluer le niveau de prévention de l'entreprise face aux menaces de cyberattaques et assurer la continuité de ses activités critiques. Ces audits ont permis de formuler des recommandations organisationnelles et opérationnelles.

RTE a également activement contribué aux travaux portant sur la cybersécurité des organismes européens tels qu'ENTSO-E.



# 6

## CONTRIBUTION À LA SÛRETÉ DES MOYENS HUMAINS ET DES ORGANISATIONS

### UNE AMÉLIORATION DE LA PERFORMANCE PAR LE GESTE PROFESSIONNEL (APGP)

La démarche « APGP » (Amélioration de la Performance par le Geste Professionnel) consiste en la capitalisation et le partage des événements de type facteur humain, qu'ils soient ou non générateurs de conséquences sur la sécurité industrielle au sens large, dans le but d'améliorer collectivement notre performance.

En 2018, 940 événements APGP ont été déclarés (962 l'an passé), dont 800 en exploitation (761 en 2017), ce qui illustre la bonne dynamique qui s'installe depuis quelques années dans ce domaine.

Dans le cadre du programme Culture de Sécurité Industrielle à RTE, les facteurs humains et organisationnels sont identifiés comme l'un des piliers de la performance. Des travaux sont en cours pour réunir les processus de retour d'expérience événementiel et sécurité intégrant la captation de signaux faibles (APGP et situations dangereuses): l'objectif est de partager des méthodes d'analyse et des outils, que l'on s'intéresse à un accident de travail ou à une erreur humaine.

### UNE FORMATION ET UN MAINTIEN DE COMPÉTENCES QUI S'ADAPTENT EN PERMANENCE

Outre les formations annuelles de maintien en compétences des salariés de l'exploitation, incluant les journées de simulations pour les situations rares (notamment la reprise de service après incident), de nombreux projets et évolutions de doctrines ont nécessité des formations spécifiques dans les activités de l'exploitation et de la maintenance.

Les cursus de formation font régulièrement l'objet d'adaptations afin de les maintenir en ligne avec les évolutions des méthodes et outils utilisés pour la préparation, les études ou la conduite du réseau.

Des expérimentations de formation à distance entre centres de conduite ont été lancées début 2018. Elles s'appuient sur la refonte de ces stages en intégrant les nouveaux moyens pédagogiques (*e-learning*, tutoriels, vidéoformation...).

L'arrivée prochaine de STANWAY est l'objet d'une attention particulière des équipes de formation de RTE, en particulier concernant le simulateur d'entraînement.





# 7

## AU-DELÀ DE RTE, LA SÛRETÉ EN EUROPE

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 cinquantaine pour les frontières françaises. La sûreté du réseau français dépend donc du fonctionnement du système électrique européen.

Les codes de réseau européens 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.**

Au-delà des déclinaisons opérationnelles, les grands enjeux pour l'horizon de **mise en œuvre effective de tous les codes en 2021-2022**, seront :

- la finalisation des grandes options relatives au partage des offres d'ajustement et le développement des plateformes correspondantes, ainsi que le portage auprès des acteurs de marché français et de la CRE ;
- la définition des modalités des analyses de sécurité régionales, notamment les aspects du countertrading et du redispatching et le partage des coûts associés pour les quatre régions auxquelles RTE participe ;

- le basculement vers un modèle commun de réseau pour tous les échanges de données avec les autres GRT et les centres de coordination régionaux.

### LA COOPÉRATION EUROPÉENNE

En ce qui concerne les faits marquants, on retiendra en 2018 pour CORESO, la poursuite du déploiement des cinq services aux GRT, en anticipation de certaines des exigences des codes de réseau : établissement de modèles de réseaux communs, calcul des capacités commerciales régionales, analyse de sécurité régionale avec des actions correctrices transnationales, évaluation de la sécurité de l'équilibre offre-demande à court terme, coordination du placement des consignations et coordination de l'exploitation.

### LA R&D ET LES GRANDS PROJETS EUROPÉENS EN LIEN AVEC LA SÛRETÉ

**MIGRATE et OSMOSE** : ces projets visent à développer et valider des solutions technologiques innovantes sur le réseau pour gérer un système électrique européen dans lequel est impliquée de plus en plus d'électronique de puissance (intégrée aux installations de production EnR, de stockage) et pour analyser l'impact de la pénétration croissante de l'électronique de puissance sur la stabilité du système électrique.





**ODYSSEY:** ce projet vise à développer une base de données dynamique commune au niveau d'une zone synchrone afin d'assurer la stabilité du réseau européen tout en partageant une interprétation unique avec un outil de simulation dynamique de référence.

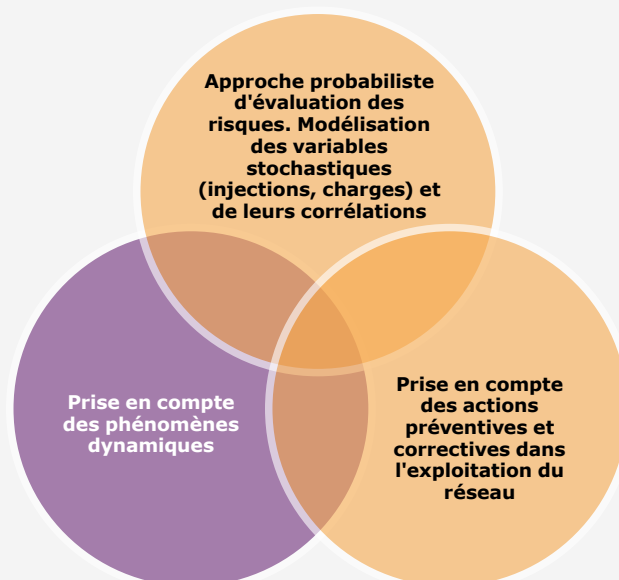
**Best Paths:** mise au point d'une plateforme de test d'interopérabilité de contrôles commande de station de conversion courant alternatif-courant continu pour un réseau DC multi-terminaux. Le projet européen Best Paths vise à préparer l'arrivée des *supergrids* et s'est terminé en 2018.

**Let's Coordinate:** ce projet industriel reprend des briques issues des travaux R&D sur l'outil de conduite du futur (Apogée) et sur les plateformes de simulation pour les études réseau (projet I-Tesla). Let's coordinate vise à fournir un concept ouvert et un outil permettant l'échange d'informations structurées entre tous les GRT et tous les centres de coordination régionaux dans le cadre de la coordination régionale européenne.

**GARPUR:** finalisé en 2017, ce projet européen visait à proposer des méthodes d'évaluation du risque d'occurrence d'une défaillance sur le réseau et de ses conséquences pour aider à la prise de décision en opération et en termes d'investissement. Il irrigue aujourd'hui les projets comme Sûreté en exploitation (SEA), Imagrid (outils d'études pour le développement de réseau) et MONA (outils d'aide aux stratégies de gestion des actifs).

**Poste Nouvelle Génération:** le projet vise, via des démonstrateurs, à redessiner l'architecture fonctionnelle d'un poste électrique en réponse aux nouveaux besoins du système électrique, en intégrant, dès la conception, les objectifs environnementaux et les solutions technologiques envisagées dans les décennies à venir. En 2017, les fonctions élémentaires du poste de Blocaux ont été mises en exploitation. Une nouvelle version intégrant le retour d'expérience des deux années d'exploitation, doit être mise en place en septembre 2019 afin également d'incorporer le modèle de données RTE et finaliser les fonctions de *monitoring*.

**Les outils d'exploitation des salles 24 h sur 24:** le projet Apogée (Anticipation du Poste Opérateur pour une Gestion Évoluée du système Électrique) portait sur l'hyper-vision du fonctionnement du système électrique et l'automatisation de certaines actions, iTesla préfigurait la prochaine génération de plateforme d'analyse de la sécurité du réseau, qui met en œuvre une approche probabiliste de l'analyse des risques encourus en exploitation, en tenant compte des possibilités de parades curatives et des phénomènes dynamiques.



Les projets Apogée et iTesla ont fusionné en une unique démarche qui vise à développer des outils et méthodes pour aider les opérateurs à prendre des décisions du J - 1 au temps réel. En 2018, le projet **SEA (Sûreté En Anticipation)** a notamment permis de débiter l'industrialisation des travaux expérimentaux réalisés par le projet Apogée. Une partie des avancées est rendue publique dans le cadre de la démarche Open Source initiée à RTE dont le but est de faire fructifier ces briques, de constituer une communauté et d'en assurer la promotion et sa dissémination.

# UNE ÉNERGIE PROPRE POUR



La Commission européenne a présenté le 30 novembre 2016 un ensemble de mesures, réunies sous le nom de paquet législatif Énergie propre pour tous les Européens pour adapter le cadre réglementaire européen aux fondamentaux de la transition énergétique et décliner les objectifs du paquet énergie-climat 2030 adoptés par le Conseil européen d'octobre 2014. Ce paquet Énergie propre pour tous les Européens constitue une importante révision des principes d'exploitation des réseaux électriques et de fonctionnement des marchés de l'électricité.

Parce qu'il réforme en profondeur les principes d'exploitation du système électrique et de fonctionnement du marché de l'électricité, il impacte directement l'activité des gestionnaires de réseau de transport et comporte donc d'importants enjeux pour RTE en termes de garantie de la sûreté du fonctionnement des systèmes électriques français et européen.

Les négociations se sont d'abord focalisées sur le volet des énergies renouvelables. Les textes du volet « énergie-climat » ont été adoptés au premier semestre 2018, sous la présidence bulgare, et publiés au Journal officiel de l'Union européenne en fin d'année 2018.

## **Le volet « énergie-climat » du Paquet, prévoit pour 2030**

- **32 % d'EnR dans la consommation énergétique européenne avec une série de mesures pour soutenir le développement de l'autoconsommation,**
- **32,5 % d'amélioration de l'efficacité énergétique.**

Il prévoit également l'élaboration de plans Énergie-Climat nationaux par les États membres à partir de 2021. En France, la Programmation pluriannuelle de l'énergie sera l'une des composantes essentielles du plan Énergie-Climat.

Par ailleurs, la Commission a fixé un objectif de 15 % d'interconnexion d'ici à 2030, uniquement si l'analyse du rapport entre coût et bénéfice est positive pour la collectivité. Un nouvel investissement d'interconnexion ne sera donc décidé sous le contrôle du régulateur qu'à la condition que l'analyse soit positive.

Concernant le volet « marché intérieur de l'énergie », l'Union européenne a abouti à un accord politique sur les derniers textes le 19 décembre 2018.

# TOUS LES EUROPÉENS

Étape décisive pour tout le système électrique européen, ces textes sont désormais stabilisés : ils ont été approuvés le 25 mars 2019 par le Parlement européen et doivent encore être formellement adoptés par les États membres lors d'un prochain Conseil, avant d'être publiés au Journal officiel de l'Union européenne.

Le volet « marché intérieur » est celui qui produira des effets sur l'activité de RTE et de ses homologues, avec d'importants enjeux de nature parfois très techniques. Les textes qui concernent le plus particulièrement RTE sont :

- la révision de la directive concernant des règles communes pour le marché intérieur de l'électricité ;
- la révision du règlement sur le marché intérieur de l'énergie ;
- la révision du règlement établissant une agence européenne de coopération des régulateurs de l'énergie ;
- le règlement « préparation aux risques ».

**Concernant la coopération régionale, les centres de coopération régionale (RCC) devront être établis dans chacune des régions d'exploitation au moins aussi larges que les régions de calcul de capacité.**

Sur la région centre-ouest de l'Europe à laquelle RTE est intégré, la possibilité d'avoir deux centres de coopération régionale est maintenue, mais avec certaines contraintes de fonctionnement. La liste des tâches devant être rendues par les centres est large, mais seuls le calcul coordonné de capacité et les analyses de sécurité régionales auraient une portée contraignante. **Dans ce cadre, les missions de CORESO vont évoluer pour renforcer son expertise dans des activités liées au marché et au développement.**

Sur les études d'adéquation, les études nationales (comme le Bilan prévisionnel pour la France) et européennes devront suivre une méthodologie commune (à élaborer par ENTSO-E) pour tendre à un Bilan prévisionnel européen qui sera complémentaire au Bilan prévisionnel français.

Les États conserveront la faculté d'introduire des **mécanismes de capacité** si leur étude nationale démontre un problème d'adéquation, mais en dernier ressort, et parallèlement à un plan d'action approuvé par la Commission

européenne pour supprimer d'éventuelles distorsions sur le marché de l'énergie. Les mécanismes seront temporaires et approuvés par la Commission européenne.

**Sur le calcul de capacité aux frontières, un seuil minimum de 70 % des capacités thermiques des interconnexions s'imposera pour la part des capacités mises à disposition du marché par les GRT. Les modalités de calcul sont cependant encore difficilement lisibles et devront être affinées afin de garantir en permanence la sûreté du système électrique.**

**La création d'une association des distributeurs d'électricité en Europe, prévue par le texte, va également nous permettre de travailler avec les distributeurs à la maille européenne.**

Une fois publié au Journal officiel de l'Union européenne, le règlement sera d'application immédiate et la directive devra être transposée en droit national pour chaque État membre avant le 31 décembre 2020.

RTE restera fortement mobilisé pour accompagner la transposition des textes en droit français en veillant à la cohérence des solutions avec notre modèle de gestionnaire de réseau et la sûreté du système électrique.



# 8

## AUDITS SÛRETÉ ET CONTRÔLE INTERNE

Dans le cadre du **dispositif de contrôle interne** de RTE, la maîtrise des activités de l'Exploitation (et donc de la sûreté) est évaluée annuellement au regard de ses risques identifiés et priorisés, des actions de maîtrise mises en œuvre et de leur efficacité. **Les contrôles internes réalisés en 2018 mettent en évidence un niveau de maîtrise satisfaisant pour la sûreté** et quelques contrôles ont permis de dégager des pistes d'amélioration.

Dans ce même cadre, des audits dans le domaine spécifique de la sûreté sont réalisés pour le compte de la Direction de l'entreprise. Les thèmes d'audit sont construits de façon à balayer l'univers de l'audit de sûreté sur une période de deux à trois ans, en surveillant plus particulièrement les risques pointés par le retour d'expérience de l'année écoulée. Les conclusions des audits sont présentées au Comité exécutif de RTE. Des recommandations sont formulées, de façon à améliorer la maîtrise des risques. Les actions engagées sur la base des recommandations font l'objet d'un plan d'actions dont l'avance-

ment est suivi par la Direction de l'Audit et des Risques, et dont il est rendu compte annuellement en Comité exécutif de RTE et en Comité de Surveillance économique et d'Audit (CSEA).

En 2018, trois thèmes en lien avec la sûreté ont fait l'objet d'audits :

- la doctrine de la maîtrise des risques, volets « tension » et « stabilité ».
- l'organisation de crise : perte du système d'information touchant à l'équilibre offre-demande.
- le plan de reconstitution du réseau après incident généralisé.

**Ils concluent à une maîtrise globalement satisfaisante de l'exploitation du système électrique en sûreté.**





# 9

## PERSPECTIVES

Les principaux points d'attention mis en évidence dans ce bilan se traduisent par la nécessité de prolonger et renforcer sur les prochaines années des actions déjà engagées.

On peut notamment retenir :

- contribuer à l'amélioration significative de la qualité du réglage de la fréquence européenne et stopper la dégradation que nous constatons au niveau européen depuis plusieurs années ;
- poursuivre l'amélioration des processus opérationnels de gestion des tensions hautes en exploitation en tirant parti des leviers dont ceux apportés par les moyens de production distribués eux-mêmes ;
- évaluer l'efficacité des actions de maintenance et de renouvellement entreprises pour limiter les dysfonc-



tionnements de matériels sensibles pour la sûreté (protections différentielles de barres, organes HT...);

- poursuivre l'amélioration des méthodes et outils d'étude en intégrant les évolutions du contexte et l'augmentation des incertitudes.

### EN COLLABORATION AVEC NOS PARTENAIRES :

- consolider et adapter les outils du domaine équilibre offre-demande aux exigences de demain ;
- élargir le panel des acteurs de marché pour accroître l'efficacité économique et la flexibilité dans la gestion de l'équilibre offre-demande à court terme (effacement, écrêtement, modulation...);
- adapter le cadre contractuel aux besoins de services systèmes tension et fréquence d'aujourd'hui et de demain (dimensionnement des réserves, services systèmes pour les EnR, prise en compte du stockage...);
- développer les interactions entre gestionnaires de réseau de transport et de distribution (réglage de la tension à l'interface, automates, échanges de données, planification des travaux...).

### ET PLUS PARTICULIÈREMENT EN EUROPE :

- progresser sur la compréhension et la maîtrise des écarts de fréquence, travailler sur leur anticipation ;
- accompagner l'entrée en vigueur des codes de réseaux européens dans nos outils et méthodes en particulier le code electricity balancing, source de risques mais également d'opportunités pour l'équilibrage du système électrique européen et français ;
- renforcer la coopération avec les gestionnaires de réseau et les centres régionaux de services (RSC, Regional Services Centres) et contribuer à l'émergence des futurs centres de coopération régionaux (RCC, Regional Cooperation Centres) et à l'élargissement des missions de CORESO ;
- participer activement à la mise en œuvre du paquet législatif Énergie propre pour tous les Européens en veillant à la sûreté du fonctionnement du système électrique, en particulier dans le dimensionnement des capacités commerciales aux frontières.



# ANNEXE 1 : GLOSSAIRE THÉMATIQUE



Identifiant	Concept
<b>Sûreté de fonctionnement du système électrique</b>	<p>La sûreté du système est définie comme l'aptitude à :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• assurer le fonctionnement normal du système électrique;</li><li>• limiter le nombre des incidents et éviter les grands incidents;</li><li>• limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.</li></ul> <p>La sûreté est au cœur des responsabilités confiées par la loi du 10 février 2000 à RTE, en tant que gestionnaire du réseau de transport français.</p>
<b>Marges d'exploitation et règles de sûreté</b>	<p>Les règles de sûreté prescrivent :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• une marge minimale mobilisable en moins de quinze minutes supérieure à 1500 MW ; elle est dimensionnée pour permettre de compenser à tout instant la perte du plus gros groupe couplé ;</li><li>• une marge minimale à échéance plus éloignée, dont le volume requis va en croissant depuis l'échéance de quinze minutes jusqu'à une échéance de plusieurs heures.</li></ul> <p>Lorsque ces conditions ne sont pas remplies, RTE émet selon le cas un message d'alerte sur le MA ou un ordre S dit « situation critique ».</p>
<b>Mécanisme d'Ajustement (MA)</b>	<p>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.</p> <p>Des dispositions prévoient les cas d'insuffisance :</p> <ul style="list-style-type: none"><li>• à échéance supérieure à huit heures, RTE sollicite par un message d'alerte des offres complémentaires ;</li><li>• en deçà de huit heures, 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.</li></ul>
<b>Réglages primaire et secondaire de la fréquence</b>	<p>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.</p> <p>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.</p>
<b>ENTSO-E</b>	<p>ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), créée fin 2008, est depuis le 1<sup>er</sup> juillet 2009 l'unique association des GRT européens.</p> <p>ENTSO-E a vocation à renforcer la coopération des GRT dans des domaines clés tels que l'élaboration de codes de réseau 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.</p> <p>Selon ses statuts, les décisions principales de l'association sont prises par l'Assemblée générale. Un <i>board</i> exécutif est en 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.</p> <p>Pour assurer la coordination technique des GRT interconnectés en synchrone en Europe continentale et l'évaluation des engagements relatifs à la sûreté, définis dans huit <i>policies</i> et convenus dans le cadre du Multi Lateral Agreement signé par les membres de l'ancienne association UCTE, le SOC a créé un sous-groupe régional <i>ad hoc</i>, le Regional Group Continental Europe (RGCE). Consulter : <a href="http://www.entsoe.eu">www.entsoe.eu</a></p>



Identifiant	Concept
<b>Télécommunication de Sécurité</b>	<p>Ce réseau de sécurité est constitué sur la base d'une infrastructure de télécommunications dédiée, pour l'essentiel détenu et exploité par RTE, permettant l'acheminement de l'ensemble des informations (voix, données) nécessaires à la téléconduite.</p> <p>Ces systèmes assurent les fonctions suivantes :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• 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 ;</li> <li>• la transmission (« niveau haut ») des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre Groupement de Postes et dispatching ;</li> <li>• la transmission des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre centrales de production et dispatching ;</li> <li>• la transmission des données de téléconduite et des conversations téléphoniques entre centres de conduite du réseau de distribution et dispatching.</li> </ul>
<b>Événements Système Significatifs (ESS)</b>	<p>La détection des événements porteurs d'enseignements pour la sûreté du système électrique est assurée sur la base de critères préétablis, regroupés dans une « Grille de classification des Événements Significatifs Système ».</p> <p>La grille permet de positionner les événements à leur juste niveau d'importance vis-à-vis de la sûreté en les situant sur une échelle de gravité comprenant sept niveaux. Un niveau 0 est affecté aux événements à enjeux plus faibles pour la sûreté mais qu'il convient de mémoriser ; les niveaux A à F correspondent à des incidents de gravité croissante allant jusqu'à un éventuel incident généralisé au niveau national.</p> <p>La méthodologie de classement repose sur l'appréciation combinée de la gravité selon deux types d'entrée :</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• une entrée enregistre l'occurrence d'événements élémentaires concrets affectant une fonction d'exploitation dans un certain nombre de domaines (réseau de transport, production, exploitation du système, moyens de conduite, distribution) ;</li> <li>• une entrée marque le niveau de dégradation du fonctionnement du système.</li> </ul>
<b>Contrôle de performance des installations de production</b>	<p>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. Ce contrôle, exercé avec le souci de ne pas engendrer des surcroûts de travail importants ni des dépenses trop élevées tant pour les utilisateurs que pour RTE, a pour but de préserver les conditions d'exploitation du RPT au service de tous, et la sûreté du système. Le principe visé est que les performances soient contrôlées au point de livraison de l'installation, dès lors qu'un tel contrôle suffit pour pouvoir s'assurer du respect des performances.</p> <p>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).</p>
<b>Organisation de crise</b>	<p>Le dispositif ORTEC (Organisation RTE de Crise) a été mis en place suite aux tempêtes de fin décembre 1999. Il fixe les dispositions à prendre et l'organisation à adopter, tant au niveau national que régional, lorsqu'une situation de crise grave est déclarée par RTE.</p> <p>Outre la mise en place des ressources humaines et compétences techniques nécessaires, il prévoit la mise en œuvre des actions de communication associées à la gestion de la crise. De façon concrète, des cellules de crise sont rapidement mobilisables dans toutes les Unités et à la Direction de RTE.</p> <p>En complément, des Groupes d'Intervention Prioritaires (GIP) ont été créés dans chacune des Unités régionales. Leur objectif majeur est d'assurer en moins de cinq jours le rétablissement des lignes gravement endommagées et qui revêtent une importance particulière pour la sûreté du système électrique.</p>

# ANNEXE 2 : GLOSSAIRE SYNTAXIQUE



ACER	Agency for Cooperation of Energy Regulators	CSEA	Comité de Surveillance Économique et des Audits
ACR	Agence de Conduite Régionale	CSPR	Compensateur Statique de Puissance Réactive
ADEeF	Association des Distributeurs d'Énergie en France	CURTE	Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité
ADN	Automate de Défense Nord	CWE	Central Western Europe
ADO	Automate de Défense Ouest	DCC	Demand Connection Code
AGSOM	Agreement on Grid and System Operation Management	DGEC	Direction Générale de l'Énergie et du Climat
AMPRION	GRT allemand	DTR	Documentation Technique de Référence
ANSSI	Agence Nationale de la Sécurité des Services Informatiques	ECCT	Études Coordonnées Court Terme
APGP	Amélioration de la Performance par le Geste Professionnel	EH	Electronic Highway
EAS	ENTSO-E Awareness System	ELD	Entreprise Locale de Distribution
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management	ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity
CASTEN	Centre d'Administration et de Supervision des Télécommunications d'Exploitation Nationale	ELIA	GRT Belge
CASTER	Centre d'Administration et de Supervision des Télécommunications d'Exploitation Régionale	EOD	Équilibre Offre Demande
CCRT	Code de Conduite des Réseaux de Transport	ESS	Événements Significatifs Système
CE	Centre d'Exploitation	GdP	Groupement de Postes
CNER	Centre National d'Expertise Réseaux	GEMCC	Groupe Études Maintenance Contrôle Commande
CNES	Centre National d'Exploitation Système	GIP	Groupe d'Intervention Prioritaire
CNPE	Centre Nucléaire de Production Électrique	GMR	Groupe Maintenance Réseau
CORES0	CO-ordination of Electricity System Operators	GRD	Gestionnaire de réseau de distribution
CORs'R	Centre Opérationnel de Sécurité de RTE	GRT	Gestionnaire de réseau de transport
CRE	Commission de Régulation de l'Énergie	HDP	Haute Densité de Production
		HVDC	High Voltage Direct Current link
		ICS	Incident Classification Scale
		IFA	Interconnexion France-Angleterre
		IGCC	International Grid Control Cooperation
		IPES	Insertion des Productions Énergies renouvelables intermittentes dans le Système électrique

IST ——— Intensité de Surcharge Transitoire

LAD ——— Localisation Automatique de Défaut

LFCR ——— Load Frequency Control and Regulation

LPM——— Loi de Programmation Militaire

MA ——— Mécanisme d'Ajustement

MARTI ——— Modèle d'Anticipation de Réglage Temps Réel Infracjournalier

NEBEF ——— Notification d'Échange de Blocs d'Effacement

NEMO——— Nominated Electricity Market Operator

NG ——— National Grid, GRT Anglais

NGET ——— National Grid Electricity Transmission

NGIC ——— National Grid Interconnectors Limited

NTC ——— Net Transfer Capacity

ORTEC ——— Organisation de RTE en crise

PCA ——— Plan de Continuité d'Activité

PEXI ——— Pupitre d'Exploitation Informatisé

PRA ——— Plan de Reprise d'Activité

PSEM ——— Poste Sous Enveloppe Métallique

RC ——— Réserve complémentaire (MA)

RCC ——— Regional Cooperation Centre

REE——— GRT Espagnol

RfG——— Requirements for Generators

RGCE ——— Regional Group for Continental Europe

ROC ——— Regional Operation Centres

ROSE ——— Réseau Optique de Sécurité

RMS ——— Réseau Multi-Services

RR ——— Réserve Rapide (MA)

RSFP ——— Réglage Secondaire Fréquence Puissance

RST ——— Réglage Secondaire de Tension

RSTN ——— Réglage Secondaire de Tension réNové

RPD ——— Réseau Public de Distribution

RPT——— Réseau Public de Transport

RSC ——— Regional Services Centre

SAS ——— Système d'Alerte et Sauvegarde

SDIS ——— Service Départemental d'Incendie et de Secours

SIDRE ——— Support Inter-Dipatching Régional

SISTER ——— Synthèse d'Information et Stockage de données pour l'Exploitation du système électrique

SNC ——— Système National de Conduite

SOGL——— System Operation GuideLine

SPD ——— System Protection and Dynamics

SRC ——— Système Régional de Conduite

SRJ——— Situations de Réseau Journalières

SSY——— Services Système

STANWAY ——— Projet de remplacement du SRC

STATNETT ——— GRT Norvégien

STS——— Système de Téléphonie de Sécurité

SWISS-GRID ——— GRT Suisse

S3REnR—— Schéma Régional de Raccordement au Réseau des Énergies Renouvelables

TCD ——— Téléconduite

TCE——— Temps de coupure équivalent

TCM ——— Télécommunication

TENNET-NL ——— GRT des Pays-Bas

TERNA ——— GRT Italien

Transnet BW ——— GRT allemand

TSC——— TSO Security Cooperation

TSO ——— Transmission System Operator

TURPE ——— Tarif Utilisation Réseau Public d'Électricité

TYNDP ——— Ten Year Network Development Plan



Le réseau  
de transport  
d'électricité

**Direction Audit et Risques**

7C, Place du Dôme - 92073 Paris La Défense Cedex

**rte-france.com**

**Contact: Olivier Wattier** - [olivier.wattier@rte-france.com](mailto:olivier.wattier@rte-france.com)