



Le réseau
de transport
d'électricité

2019

Bilan sûreté



SOMMAIRE THÉMATIQUE

	En résumé	5
1	Un nombre d'Événements Significatifs Système (ESS) toujours à la hausse	6
2	Un équilibre offre-demande (EOD) sous surveillance	8
	2.1 Des marges qui continuent à se réduire dans un contexte de parc de production ajusté et de transformation du mix énergétique	
	2.2 Un réglage de la fréquence du système européen qui s'améliore avec toutefois deux événements importants qui incitent à renforcer la vigilance	
3	Des risques pour la sûreté maîtrisés	12
	3.1 La perte de stabilité	
	3.2 Le risque d'écroulement de la tension	
	3.3 La gestion des transits	
	3.4 La réalimentation du réseau à la suite d'une coupure généralisée	
4	Des dépassements de seuils de tension haute en augmentation	18
5	Des outils de la sûreté fiables et disponibles	20
	5.1 Les outils des salles de conduite	
	5.2 Le réseau de télécommunication et le système d'information	
	5.3 Le dispositif de gestion de crise de RTE	
6	Une coopération européenne qui continue à se renforcer	25
	6.1 La poursuite de l'implémentation des codes de réseaux	
	6.2 Les centres de coordination régionaux	
	6.3 La mise en œuvre du paquet législatif « Énergie propre pour tous les Européens »	
	6.4 Les incidents majeurs survenus en Europe en 2019	
7	Un dispositif d'audit et de contrôle interne opérationnel	28
	Glossaires	30



EN RÉSUMÉ

DES RÉSULTATS ET UNE ANALYSE DES INDICATEURS CLÉS DE L'ANNÉE 2019 TÉMOIGNANT D'UN NIVEAU SATISFAISANT DE L'EXPLOITATION EN SÛRETÉ

RTE réalise chaque année le bilan sûreté qui fournit les principaux éléments relatifs à la sûreté de fonctionnement du système électrique pour l'année écoulée, ainsi que les actions menées pour préparer la sûreté de demain.

Dans un contexte de transition énergétique, la pénétration des nouvelles technologies de production d'énergie renouvelable (EnR), l'évolution du comportement des acteurs et l'intégration européenne nécessitent pour RTE de s'adapter en permanence. Car ces mutations bouleversent le fonctionnement du système électrique et peuvent fragiliser la sûreté.

On souligne, en 2019, comme points de vigilance :

- **une nouvelle hausse du nombre d'Événements Significatifs Système (ESS).** Cette hausse continue depuis 2017 trouve son origine dans un système électrique de plus en plus ajusté, avec un parc de production qui apporte moins d'opportunités en termes de **flexibilité et de services système** que par le passé et une augmentation de la variabilité des flux **en direction et en intensité, accompagnant la transformation du mix énergétique;**
- **la baisse continue depuis 2015 des marges de sûreté sur l'équilibre offre-demande.** Cette situation, cohérente avec l'analyse du Bilan prévisionnel de RTE, rappelle l'importance de la disponibilité et du maintien de la performance du parc de production, dans un environnement où les nouvelles technologies de production EnR n'apportent pas encore de services équivalents;
- **deux baisses importantes de la fréquence européenne, qui ont conduit à l'activation du dispositif d'interruptibilité français.** Cela intervient dans un contexte de **réduction significative du nombre d'écarts de fréquence** sur le système électrique européen, traduisant des déséquilibres ponctuels entre l'offre et la demande, notamment lors des modifications des programmes de production et d'échanges réalisées au pas horaire;
- **un nombre de dépassements des plafonds de tension haute qui a encore augmenté en période de très bas niveaux de consommation** en raison, principalement, de la baisse des soutirages sur le réseau de transport liée au développement de la production sur le réseau de distribution.



Face à ces risques, RTE réalise, **avec les parties prenantes** en France (CURTE, DGEC, CRE...) ou au niveau européen dans le cadre de l'ENTSO-E, de nombreuses actions pour garantir un haut niveau de sûreté :

- l'accompagnement du développement **des flexibilités et modulations de la production à partir des énergies renouvelables**, pour contribuer à la gestion de l'équilibre offre-demande et à l'exploitation du réseau en sûreté (gestion des transits, services système). Les mécanismes de marché et contractuels doivent continuer à accompagner ce développement pour permettre de capter ces **gissements de flexibilité et les offres de services** des différents acteurs, en coordination avec les gestionnaires de réseaux de distribution;
- la poursuite des actions au niveau français et européen pour **garantir un niveau de marges satisfaisant vis-à-vis de l'équilibre offre-demande** et améliorer durablement la qualité de la fréquence (activation de nouveaux produits flexibles dans le cadre d'appels d'offres portés par RTE, mise en œuvre des plateformes d'échanges européens...);
- une **coopération accrue entre les gestionnaires de réseau de transport et les centres de coordination européens** en s'appuyant sur la mise en œuvre des services prévus par les codes de réseaux européens. **La coopération entre tous les GRT est un atout pour la sécurité de l'approvisionnement.** Elle permet, entre autres, de maximiser les capacités transfrontalières pour les imports/exports d'électricité, opérés par les acteurs de marché, et d'organiser le cas échéant des échanges de secours entre pays. **Dans ce contexte, il est nécessaire de conserver une pleine intégration de l'ensemble des GRT de l'UE et hors UE** dans l'ensemble des dispositifs mis en place qui concourent en particulier à la sécurité de l'approvisionnement de la France comme de tous les pays interconnectés;
- **l'accroissement des capacités de transit aux frontières;**
- la poursuite du programme d'**installation de moyens de compensation.**

1

UN NOMBRE D'ÉVÉNEMENTS SIGNIFICATIFS SYSTÈME (ESS) TOUJOURS À LA HAUSSE

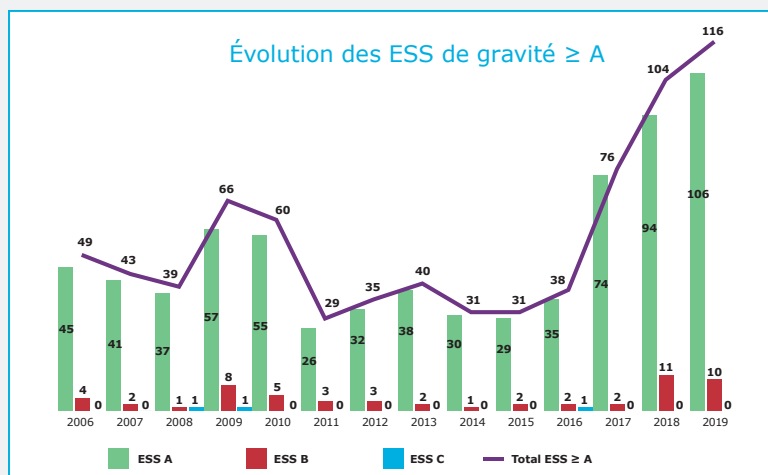
Avec 106 événements classés A et 10 classés B, **l'année 2019 marque encore une fois une hausse du nombre d'Événements Significatifs Système (ESS) par rapport aux années antérieures à 2017.** Lors de la survenue d'un ESS A ou B, la sûreté du système n'est toutefois pas remise en cause de façon significative.

Cette hausse continue depuis 2017 trouve son origine dans un système électrique de plus en plus ajusté, **accompagnant la transformation du mix énergétique**, avec :

- un parc de production qui apporte moins d'opportunités en termes de **flexibilité et de services système** que par le passé. Ainsi, le nombre d'ESS relatifs à la disponibilité nécessaire et à la flexibilité des moyens de production est passé de 7 en 2015 à 42 en 2019 ;
- une augmentation de la variabilité des flux en direction et en intensité. Le nombre d'ESS concernant le dépassement temporaire des flux admissibles sur les ouvrages de RTE est quant à lui passé de 0 en 2015 à 40 en 2019.

On retiendra en 2019 :

- en fin d'année, une fragilisation de la sûreté liée à une **moindre disponibilité du parc de production** dans l'ouest de la France, amplifiée par des baisses de production dans le cadre de mouvements sociaux. Ce contexte a **entraîné une recrudescence de situations tendues sur l'équilibre offre-demande, sur la fréquence, et une hausse du nombre de dégradations du plan de tension, engendrant au total 25 ESS** ;
- **des démarrages ponctuels et maîtrisés de protection de surcharge** sur les ouvrages sous-tendant les échanges entre la France et la péninsule Ibérique, mais liés cette année à **l'avarie de l'une des lignes d'interconnexion (6 ESS)** ;
- **deux événements importants sur la fréquence européenne qui ont engendré l'activation du service d'interruptibilité français (ESS A).**



ÉLÉMENTS D'ÉCLAIRAGE

La sûreté du fonctionnement du système électrique

L'énergie électrique ne se stocke pas aujourd'hui à grande échelle et les capacités de transport des ouvrages électriques ne sont pas infinies.

Garantir la sûreté, c'est assurer vingt-quatre heures sur vingt-quatre l'équilibre entre la production et la consommation d'électricité, ainsi que l'acheminement des flux d'électricité des centres de production vers les centres de consommation. Cela revient à maîtriser les évolutions et les réactions du système électrique face aux différents

aléas (courts-circuits, évolution imprévue de la consommation ou de la production, indisponibilités fortuites d'ouvrages de production ou de transport...), en réduisant autant que possible le risque de coupure de l'alimentation électrique généralisée à l'ensemble du pays ou à de vastes zones.

La genèse d'un incident de grande ampleur est toujours caractérisée par quatre grands phénomènes qui, indépendamment de leurs causes initiales, se succèdent ou se conjuguent tout au long de l'incident.

Ces phénomènes sont :

Les surcharges en cascade

- En cas de dépassements des capacités de transit sur une ou des liaisons consécutifs à des incidents multiples ou hors dimensionnement :
 - mise hors tension automatique de liaisons
 - report du transit sur les autres liaisons
 - risques de nouvelles surcharges... (cascade de surcharges et mise hors tension des liaisons par effet domino).
- La mise en œuvre par RTE à chaque instant d'une doctrine de maîtrise des risques en transits assure qu'une telle cascade ne peut se produire suite à un aléa simple.

La variation importante de fréquence

- En cas d'aléas multiples sur l'équilibre offre-demande, dépassant les marges de réglage de la fréquence, il peut exister un risque de chute ou de hausse globale de la fréquence. Dans des cas d'aléas de grande ampleur, la chute peut mener au délestage.
- La mise en œuvre d'un volume de réserves primaire et secondaire permettant le contrôle puis le rétablissement de la fréquence en cas d'aléas permet à RTE et aux GRT de l'Europe synchrone de prévenir une telle situation.
- Dans le cas d'incidents hors dimensionnement, le plan de défense (avec le délestage fréquence-métrique) permet d'enrayer une éventuelle chute de fréquence importante.

L'écroulement de tension

- En cas d'avaries multiples, en particulier sur la production ou les moyens de réglage de la tension, celle-ci peut chuter et la chute peut se propager.
- La mise en œuvre par RTE à chaque instant d'une doctrine de maîtrise des risques en tension assure qu'un tel écroulement ne peut se produire suite à un aléa simple.
- RTE a par ailleurs équipé le réseau d'automatismes permettant par des actions de délestage ciblées d'enrayer une éventuelle chute de tension dans le cas d'un plan de production et de consommation défavorable, en cas d'aléa sur plusieurs groupes de production.

La rupture de synchronisme

- En cas de court-circuit près d'un groupe de production, il existe un risque d'accélération du groupe concerné.
- Les études de stabilité réalisées par RTE dans les différentes configurations d'exploitation permettent de prévenir ces modifications localisées de fréquence.
- En cas de rupture de synchronisme qui pourrait résulter d'incidents hors dimensionnement, éventuellement couplés à des problèmes techniques sur les groupes de production, RTE maintient en fonctionnement dans le cadre du plan de défense les protections de débouclage à rupture de synchronisme. Celles-ci permettent de limiter la propagation d'une éventuelle perte de synchronisme à d'autres parties du réseau.

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

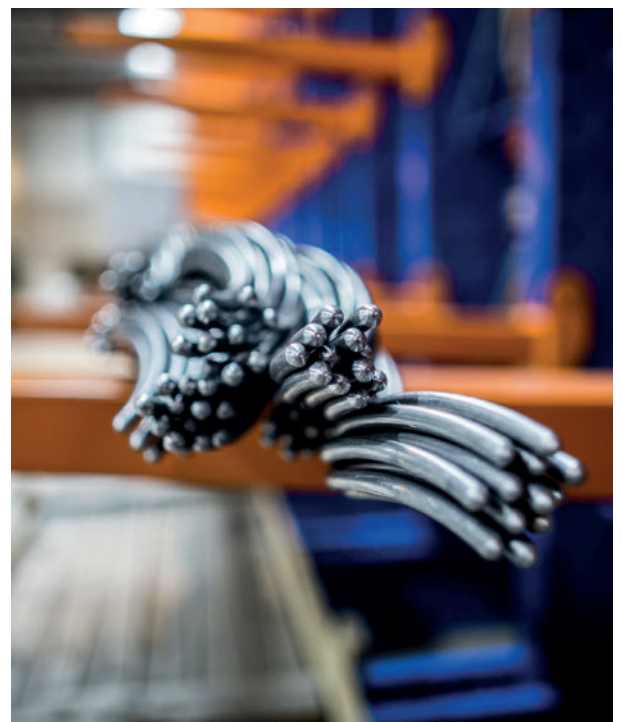
- assurer le fonctionnement normal du système (plages normales en fréquence, tension, intensité, puissance de court-circuit) en situation nominale et en cas d'aléa, selon le respect des règles de la maîtrise des risques ;
- limiter le nombre d'incidents et éviter les grands incidents ;
- limiter les conséquences des grands incidents lorsqu'ils se produisent.

Les Événements Significatifs Système – la Grille ESS

RTE mesure chaque année la sûreté d'exploitation du système par la capitalisation des Événements Significatifs Système (ESS) avec une échelle démarquant à 0, lorsqu'il n'y a pas d'incidence sur la sûreté, puis un classement de A à F selon le niveau d'impact avéré. Ces événements reflètent la survenue d'incidents dont les origines peuvent être multiples. La classification de RTE, plus différenciée, est compatible 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 et de mesurer dans la durée, l'efficacité de l'ensemble des actions entreprises pour améliorer la sûreté d'exploitation.

Les événements classés de A à F sont considérés comme ayant un impact avéré sur la sûreté : graduellement de A (incident localisé, unitaire et maîtrisé) à F (incident généralisé). Les événements classés au niveau 0 sont considérés comme sans impact direct avéré sur la sûreté (signaux faibles) et font l'objet d'analyses de tendance.

La grille de classement des ESS comporte 5 rubriques : exploitation, réseau, moyens de conduite, production, distribution.

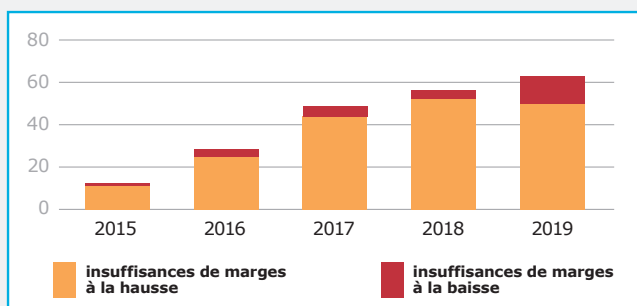


2

UN ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE (EOD) SOUS SURVEILLANCE

2.1 DES MARGES QUI CONTINUENT À SE RÉDUIRE DANS UN CONTEXTE DE PARC DE PRODUCTION AJUSTÉ ET DE TRANSFORMATION DU MIX ÉNERGÉTIQUE

L'année 2019 comptabilise 63 situations où les marges disponibles étaient inférieures au volume requis, ayant entraîné l'envoi d'ordres de sauvegarde en temps réel, en hausse continue depuis 2015.



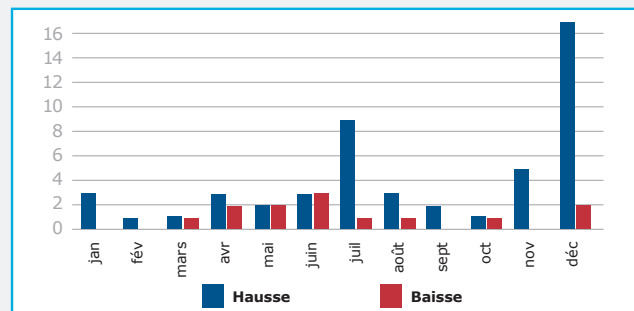
Insuffisances de marges EOD



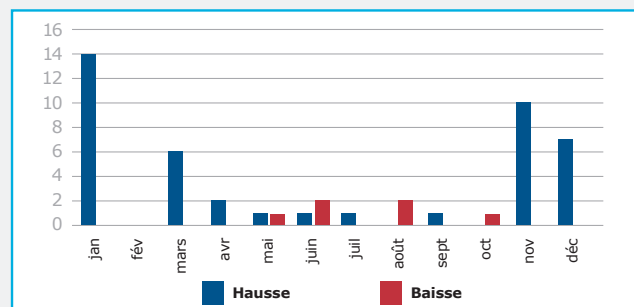
Le nombre de déficits de marge à la hausse est resté globalement stable depuis 2017 : les indisponibilités du parc nucléaire en fin d'année et les mouvements sociaux à l'origine de baisses de production ont été contrebalancés par une consommation hivernale modérée.

L'année 2019 aura vu une forte augmentation du nombre de situations où le volume de moyens d'ajustement de puissance à la baisse était inférieur à l'attendu : 13 situations rencontrées, contre 4 en 2018.

La difficulté à garantir les marges pour la sûreté, historiquement caractéristique de périodes bien spécifiques (à la hausse en hiver et à la baisse en été), gagne progressivement l'ensemble de l'année, en lien avec l'évolution de la disponibilité du parc de production.



2019 - Déficients de marges par mois



2017 - Déficients de marges par mois

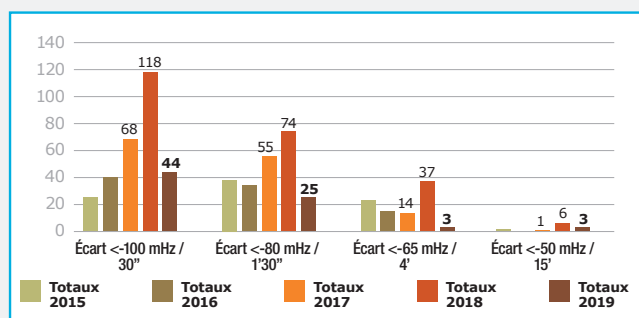
Cet état est cohérent avec l'analyse du **Bilan prévisionnel**, qui dessine un système électrique équilibré et ajusté, présentant des marges plus faibles que les années précédentes, en particulier à l'ajustement à la baisse.

2.2 UN RÉGLAGE DE LA FRÉQUENCE DU SYSTÈME EUROPÉEN QUI S'AMÉLIORE, AVEC TOUTEFOIS DEUX ÉVÉNEMENTS IMPORTANTS QUI INCITENT À RENFORCER LA VIGILANCE

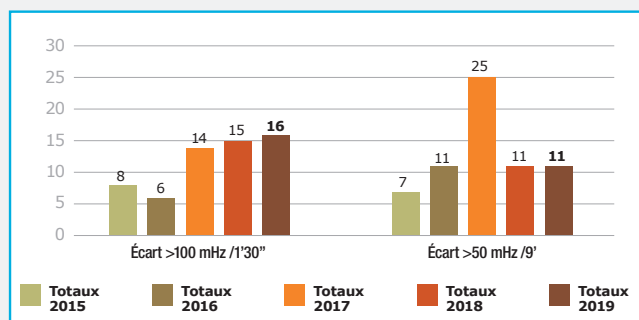
En 2019, 102 écarts de fréquence européenne (sorties des plages de fonctionnement normal sur des critères de profondeur et de durée) ont été enregistrés, contre 261 en 2018 et 177 en 2017.

Ce résultat est, de loin, le meilleur des quatre dernières années.

Si le nombre d'écarts à la hausse est resté globalement stable depuis 2018, les écarts de fréquence à la baisse sont en forte diminution.



Nombre total d'écarts de fréquence à la baisse



Nombre total d'écarts de fréquence à la hausse

Bien que les écarts de fréquence aux heures rondes, caractérisés par des chutes de fréquence de plus de 100 mHz sur de courtes durées au moment de la modification des programmes de production synchronisés au pas horaire soient toujours présents, les mesures de vigilance prises par l'ensemble des GRT au niveau européen auxquelles RTE participe activement ont eu un impact positif sur le nombre d'écarts rencontrés.

Néanmoins, la baisse du nombre de ce type de creux de fréquence n'enlève rien aux risques qu'ils peuvent faire courir au système électrique européen.

Deux événements significatifs se sont produits en 2019: le 10 janvier (baisse de la fréquence à 49,81 Hz) puis le 7 octobre (49,82 Hz), à 21 heures à chaque fois, entraînant la fréquence vers des niveaux non atteints depuis l'événement du 4 novembre 2006 en Allemagne.

Pour ces deux journées, d'autres événements fortuits, concomitants aux variations de programme de 21 heures (mesure de puissance fautive sur une interconnexion entre l'Autriche et l'Allemagne entraînant un déséquilibre offre-demande de 1000 MW le 10 janvier et perte

d'un groupe de production de 900 MW en France le 7 octobre) ont accentué la baisse de fréquence, usuelle lors de ces changements de programme, et ont fait passer la fréquence sous le seuil d'activation du dispositif d'interruptibilité français. Le mécanisme d'interruption instantané de la consommation des consommateurs interruptibles a permis d'enrayer la chute de la fréquence européenne.

Une hausse de fréquence transitoire significative (mais sans impact avéré sur le fonctionnement du système électrique) a également eu lieu le 24 janvier 2019 à 6 heures, atteignant 50,175 Hz, un niveau non atteint depuis plusieurs années.

La France a été contributrice pour 62 des 102 écarts constatés en 2019, contre 25 en 2018; les plus significatifs étant à la hausse et de nuit.

Avec, en particulier dans les périodes de creux de consommation, un manque de moyens pilotables et flexibles (part croissante des EnR ne participant pas au mécanisme d'ajustement, faibles volumes offerts de nuit, arrêt pour maintenance et contraintes techniques de groupes de production), le système électrique français est de plus en plus fréquemment confronté à des difficultés d'ajustement de production à la baisse (entraînant la fréquence à la hausse).

Cette difficulté à compenser le déséquilibre du système se reflète dans la qualité du réglage français de la fréquence, qui présente une occurrence d'écarts de fréquence environ trois fois plus élevée à la hausse qu'à la baisse.

Le système électrique français enregistre également plus souvent des déficits sur les réserves automatiques de fréquence.

Tout en respectant les critères fixés par les codes de réseaux, la qualité du réglage français se dégrade de manière continue depuis trois ans. Le taux de rééquilibrage automatique correct, à la suite d'une variation instantanée de plus de 1000 MW de l'équilibre offre-demande, est passé de 80 % en 2017 à 12 % en 2019.

Les difficultés rencontrées tiennent :

- au respect discontinu sur la journée, par les responsables de réserves, des prescriptions de réserves secondaires (dispositif financier d'incitation peu efficace). Ainsi, la programmation des acteurs a été déficitaire 15 % du temps en 2019, contre 8 % en 2018 et 4 % en 2017;
- à la difficulté de reconstituer les réserves requises, sur le mécanisme d'ajustement, du fait de la diminution du gisement disponible. Cette difficulté est accentuée lorsque des groupes fournissant des services système sont arrêtés pour pallier la hausse de la fréquence.

Le réglage primaire, principalement réalisé par les groupes de production, jusqu'à présent non concerné par ces difficultés de programmation, commence à enregistrer lui aussi des déficits. Une défaillance globale en durée cumulée sur l'année de près de 14 jours a ainsi été observée en 2019, contre 2 seulement en 2018.



Pour faire face à ces difficultés, des actions et réflexions ont été engagées par RTE avec les parties prenantes en France (CURTE, CRE...) ou au niveau européen (allant au-delà des procédures d'appui mutuel déjà existantes avec les GRT de l'Union européenne, de la Suisse et de la Grande-Bretagne) :

- **la certification en 2019 de batteries pour fournir de la réserve primaire** de fréquence (près de 10 MW en 2019, avec une perspective de 70 MW en 2020) ;
- une **incitation contractuelle**, mise en place dans le cadre de l'appel d'offres 2020 sur les réserves rapides et complémentaires (et qui sera reconduite en 2021), à **disposer de produits activables rapidement et pour de courtes durées**, afin d'accompagner préventivement les modifications des échanges transfrontaliers aux heures rondes.
Des réflexions sont engagées pour un appel d'offres dédié en 2022 ainsi que sur la contractualisation de réserves rapides à la baisse. Depuis la mise en place du mécanisme de complément de rémunération pour les producteurs EnR, ceux-ci peuvent participer au mécanisme d'ajustement et ainsi permettre d'envisager le renforcement de ces réserves.
Une première expérimentation de la capacité des sites éoliens à moduler rapidement à la baisse, lors de creux de consommation a d'ailleurs eu lieu en février 2019;
- **la mise en place au 1^{er} janvier 2020, sur décision conjointe et volontariste des GRT, d'une incitation européenne contraignante au respect de la participation au réglage de la fréquence** par chaque GRT

lors des variations des échanges transfrontaliers aux heures rondes ;

- **une feuille de route sur la réserve secondaire, intégrant les préconisations des codes de réseaux européens pour son dimensionnement.**

La **mise en œuvre du code européen Electricity Balancing** permettra également à RTE de bénéficier à l'échelle européenne, de **moyens supplémentaires** de flexibilité sur le mécanisme d'ajustement.

Ce code vise à mettre en place, dans un souci d'harmonisation européenne, de mutualisation des réserves et de réduction des coûts, des mécanismes transfrontaliers de constitution des réserves automatiques et d'ajustement en temps réel de l'équilibre offre-demande.

Une **attention particulière est cependant portée par RTE à la compatibilité entre les produits standards européens et la flexibilité offerte aujourd'hui par le parc de production français.** RTE y voit un risque sur la fréquence si les activations de produits sont synchronisées au niveau européen et ne respectent pas le profil attendu de livraison en termes de dynamique.

En particulier, RTE participe aux trois projets de création de plateformes européennes que sont TERRE (Trans European Replacement Reserve Exchange), pour gérer la réserve tertiaire au second semestre 2020, « 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.



Les marges et leur reconstitution

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

- les **réserves automatiques primaire et secondaire principalement fournies par les groupes de production pilotables** (aussi appelés « services système fréquence », dont la somme représente un peu moins de 1500 MW) pour réagir en premier lieu aux aléas de production ou consommation survenant sur le réseau ;
- la **réserve tertiaire**, dont le but est de rétablir, en profondeur et en durée, l'équilibre offre-demande, ainsi que de reconstituer les services système lorsque ceux-ci ont été consommés lors de l'aléa.

Pour ces diverses réserves, sont calculées des **marges d'exploitation**, à la hausse et à la baisse.

Leur niveau (et donc **les offres disponibles sur le mécanisme d'ajustement permettant d'y répondre**) doit respecter des minima requis, qui sont fonction de l'échéance :

- 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 (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, erreur de prévision sur la production éolienne et photovoltaïque...

Lorsque ces conditions ne sont pas remplies, RTE émet un message d'alerte ou de sauvegarde.

Autant l'activation de moyens à la hausse permet de renforcer le niveau de services système présents (en démarrant des groupes de production), autant les activations à la baisse peuvent dégrader ce niveau en entraînant l'arrêt des groupes qui contribuaient aux services système.

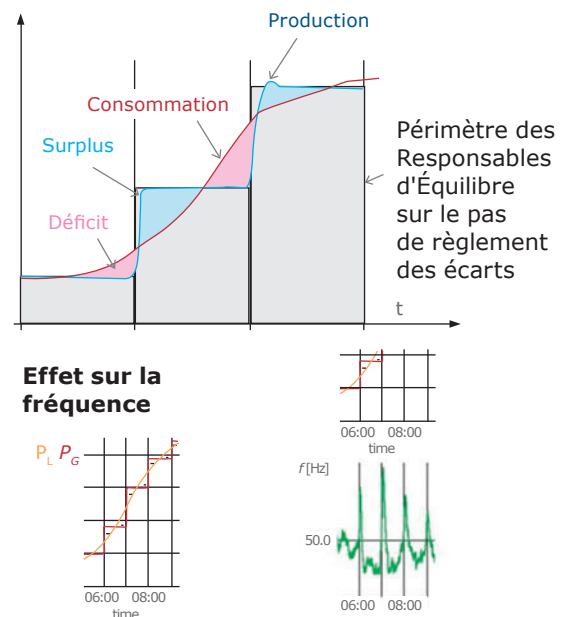
Les écarts de fréquence aux heures rondes

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

À heure ronde, donc, la production de certains groupes européens évolue de manière très rapide et se décore (momentanément) de la demande (consommation + échanges) qui, elle, est continue. L'équilibre entre offre et demande est donc affecté pendant quelques secondes ou minutes : la fréquence varie fortement, le temps que les

mécanismes de régulation automatiques agissent (entraînant la consommation de tout ou partie des réserves primaire et secondaire). Si un événement impactant l'équilibre entre l'offre et la demande (comme la perte d'un groupe de production) intervient au même moment, la variation de fréquence peut alors être accentuée et aller, dans certains cas, jusqu'à entraîner la mise en route du dispositif d'interruptibilité français, voire du délestage fréquence métrique dans les situations les plus graves.

Illustration du phénomène :



Lorsque la consommation augmente, la fréquence baisse lentement juste avant l'heure ronde, reflet du déficit de puissance et augmente rapidement juste après, consécutivement au démarrage de groupes rapides, hydrauliques par exemple.

Le dispositif d'interruptibilité

En France, le dispositif d'interruptibilité, défini par les textes législatifs et mis en œuvre par RTE depuis 2014, permet la baisse immédiate de consommation de sites grands consommateurs d'énergie, volontaires et rémunérés pour ce service. Ce dispositif, activé de manière automatique lorsque la fréquence du réseau chute en dessous d'un certain seuil, contribue au rétablissement de la fréquence en diminuant le niveau de consommation. En 2019, 22 sites industriels offrent ce service, ce qui représente une réserve de 1500 MW mobilisable en moins de 30 secondes.

3

DES RISQUES POUR LA SÛRETÉ MAÎTRISÉS

3.1 LES PERTES DE STABILITÉ

LES PERTES DE STABILITÉ PAR RUPTURE DE SYNCHRONISME

En 2019, **3 situations d'exploitation (ESS B), pour lesquelles un aléa aurait pu conduire à un phénomène de perte de stabilité de groupes de production**, ont été rencontrées, **contre 6 en 2018 (une en 2017 et 2016)**.

Deux (contre 3 en 2018) situations n'ont pu être évitées en raison de difficultés rencontrées par des groupes de production pour répondre aux demandes de baisse de puissance formulées par RTE, en vue de garantir leur stabilité dans l'hypothèse d'un court-circuit sur le réseau.



Des travaux menés avec le producteur EDF en 2019 et déployés en 2020 sur tous les sites concernés, pour anticiper et se coordonner lors de ces situations, vont permettre d'en réduire encore l'occurrence.

LA PERFORMANCE DU PLAN DE PROTECTION

La rapidité d'élimination des courts-circuits sur les ouvrages concourt à la stabilité du réseau.

En 400 kV, en 2019, 97 % des 330 courts-circuits, ont été éliminés conformément aux attentes (ce taux est compris entre 96 et 98 % depuis 2015). Les bons résultats sur le réseau 225 kV, qui constitue un enjeu

pour la stabilité du réseau, contribuent également à ce haut niveau de sûreté.

Le taux de disponibilité des protections différentielles de barres en 400 kV, qui jouent un rôle majeur dans l'élimination rapide et sélective des défauts se produisant dans les postes électriques (rares mais à haut risque pour la sûreté), **s'élève à 99,7 % et est en légère amélioration par rapport à 2018** (ce taux est supérieur à 99,2 % depuis 2015).

Concernant les **protections à rupture de synchronisme (DRS)**, **il n'y a pas eu d'événements les impliquant en 2019**. Le taux de fiabilité de ces protections reste très élevé.

LES OSCILLATIONS DE FRÉQUENCES INTERZONES

En 2019, il n'a pas été détecté d'oscillations de fréquence interzones sur le réseau européen.



La meilleure prise en compte de ce phénomène à la suite des événements des années passées a conduit à :

- la modification des paramètres dynamiques d'exploitation de la liaison à courant continu entre la France et l'Espagne en janvier 2019 ;
- l'ouverture d'un projet de développement d'un outil de surveillance et de prévision des modes d'oscillations du système électrique (notamment l'identification des situations à risques).



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.

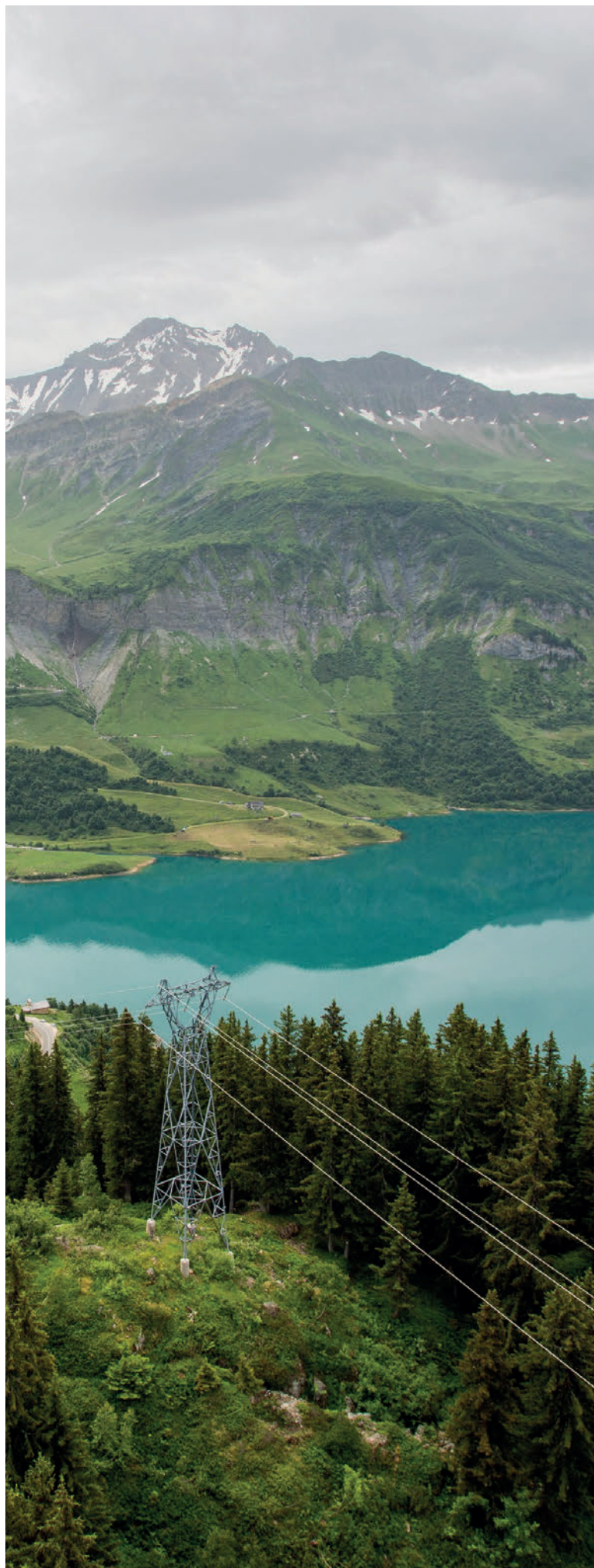
Cet équilibre peut être rompu lors de courts-circuits ; ces derniers induisent une accélération de la vitesse de rotation des alternateurs. Si le court-circuit n'est pas éliminé assez rapidement, ou si le groupe n'était pas dans un état initial suffisamment stable, les alternateurs peuvent ne pas réussir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

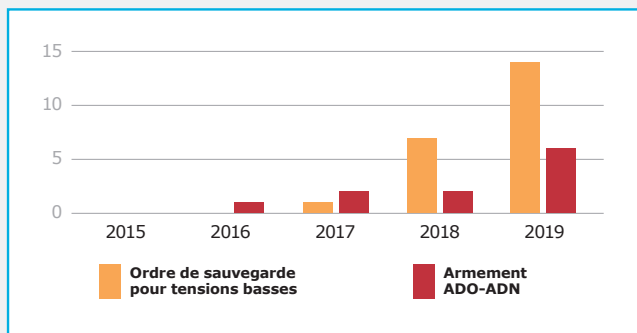
Les oscillations interzones de fréquence

Les oscillations interzones sont des phénomènes électromécaniques complexes entre plusieurs parties du système électrique européen, qui oscillent en mode de basse fréquence autour du Hertz, en opposition de phase et engendrent des oscillations de puissance active, en particulier sur les lignes d'interconnexion. Elles font peser des risques réels sur la sûreté en Europe, si elles se rapprochent de fréquences consistant en des modes propres du système électrique européen.



3.2 LE RISQUE D'ÉCROULEMENT DE TENSION

Le nombre d'envois d'un ordre de sauvegarde pour tensions basses a augmenté ces derniers hivers.



Dégradation du plan de tension

L'an passé, l'envoi des ordres de sauvegarde était lié à la vague de froid de février.

En 2019, du fait d'un plan de production défavorable dans l'ouest (groupes à l'arrêt pour maintenance ou limités en fourniture de puissance réactive, baisse de production dans le cadre de mouvements sociaux), les niveaux de consommation du quart nord-ouest de la France, pourtant loin d'être remarquables cet hiver, ont **plusieurs fois atteint le seuil d'armement des automates de défense Ouest et Nord** (ADO et ADN).

Ces automates ont donc été armés de façon préventive 6 fois en 2019. Toutefois, leur seuil d'activation, qui consiste à du délestage automatique ciblé, n'a jamais été atteint. Le risque d'écroulement de tension est resté maîtrisé, sans que le recours aux moyens post-marché n'ait été nécessaire.

Cette problématique de gestion des tensions basses dans le quart nord-ouest avait été identifiée dans le cadre des analyses complémentaires au Bilan prévisionnel 2018 et de l'analyse prévisionnelle de l'hiver 2019-2020.

ÉLÉMENTS D'ÉCLAIRAGE

Le risque d'écroulement de tension

La tension du réseau est réglée à partir de multiples sources de puissance réactive (groupes de production, condensateurs, réactances, CSPR...) réparties sur le réseau.

Pour une zone donnée, les sources de puissance réactive peuvent ne plus être suffisantes pour satisfaire les besoins à la suite, par exemple, de la perte d'ouvrages de transport ou de groupes de production.

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

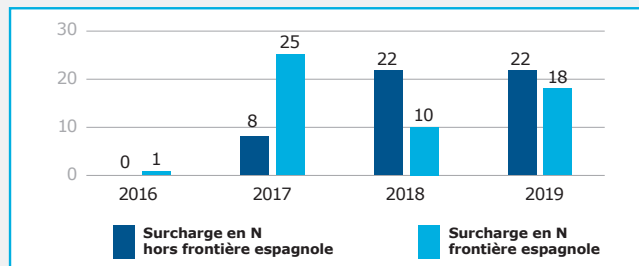
En deçà d'un certain niveau bas de tension appelé « tension critique », on se heurte à la limite de puissance transmissible. Ce qui conduit à l'écroulement du réseau, si aucune mesure n'est prise.

RTE a donc installé sur le réseau, dans le cadre du plan de défense en tension, deux automates, ADO et ADN, qui permettent de se prémunir du risque d'écroulement de tension. En cas d'incident sur le réseau duquel résulterait une chute importante de la tension, ces automates active- raient 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.



3.3 LA GESTION DES TRANSITS

Depuis trois ans, hors régime d'incident, l'augmentation du nombre de démarrages ponctuels de protection de surcharge en 225 et 400 kV est significative. Ils sont toutefois traités dans les délais impartis et n'engagent pas la sûreté du système électrique.



Dépassement d'IST

La frontière espagnole (interconnexion et réseau amont) représente environ 50 % de ces dépassements de limites en transit.

Les échanges entre la France et l'Espagne ayant plus que doublé depuis 2015, la charge des ouvrages de la zone s'est rapprochée des limites d'exploitation et le nombre de démarrages de protection de surcharge a augmenté.

Une meilleure prise en compte des variations des programmes d'échanges transfrontaliers, mise en place fin 2017, a permis de réduire fortement les dépassements en 2018.

La nouvelle hausse, constatée en 2019, est essentiellement liée à des limitations de transit imposées par l'avarie de l'une des liaisons d'interconnexion (6 ESS A), puis, en fin d'année, par un plan de production atypique et des difficultés à disposer de fichiers d'études intégrant, de manière satisfaisante, les hypothèses de prévision des EnR (6 ESS A également).

Hors frontière espagnole, la répartition sur 2019 montre des dépassements des limites en transit des ouvrages également peu profonds et de courte durée.

On notera aussi en 2019, 2 ESS de gravité A pour l'envoi d'ordres de sauvegarde pour la gestion des transits suite à des pertes d'ouvrages dans un contexte d'exploitation hivernal tendu.



Concernant la péninsule Ibérique, des actions complémentaires sont engagées pour réduire encore le nombre de démarrages de protection de surcharge, tout en maximisant la capacité d'échange entre les deux pays, en **particulier concernant la qualité des données d'études échangées avec les GRT espagnols et portugais.**

Et de manière plus générale, plusieurs programmes de travail ont été lancés à l'initiative de RTE, en particulier concernant **l'anticipation des situations à risque par l'amélioration des outils d'études et par la mise en place d'un nouvel outil de supervision.**

ÉLÉMENTS D'ÉCLAIRAGE

Les surcharges en cascade

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

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

On définit donc pour chaque ouvrage des valeurs maximales :

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

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

Le transit supporté avant le déclenchement par cet ouvrage se reporte alors sur les ouvrages voisins. Selon l'importance des phénomènes, on peut alors se trouver face à de nouvelles surcharges, puis de nouvelles déconnexions. Des reports de charge successifs susceptibles d'entraîner l'apparition d'un phénomène cumulatif peuvent par un effet cascade conduire à la perte d'une partie importante du réseau.

La doctrine de maîtrise des risques en transits appliquée par RTE permet de s'assurer qu'un tel effet cumulatif ne peut se produire suite à un aléa simple.

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

ÉLÉMENTS D'ÉCLAIRAGE

L'îlotage des groupes nucléaires et les ossatures

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

La réussite de l'îlotage des groupes nucléaires en cas d'incident généralisé est importante pour la

sûreté nucléaire et est primordiale pour permettre de reconstituer le réseau et réalimenter les clients dans les délais les plus brefs possible.

Cette reconstitution repose en effet sur la remise sous tension, pas à pas, de structures 400 kV, appelées « ossatures régionales », qui relient les unités nucléaires îlotées aux postes d'alimentation des zones de consommation importantes.

En 2019, 11 îlotages ont été réalisés par les groupes nucléaires avec un taux de succès de 100 % (100 % sur 12 essais en 2018, 93 % en 2017), et un taux sur quatre années glissantes de 96,4 %, très satisfaisant par rapport à l'objectif pluriannuel de 60 %.





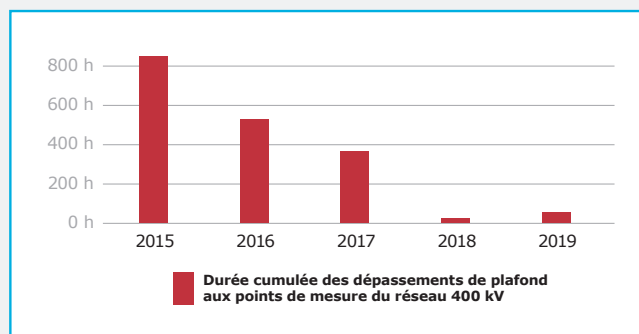
4

LES DÉPASSEMENTS DE SEUILS DE TENSION HAUTE EN AUGMENTATION

Le nombre de dépassements de seuils supérieurs des plages de tension a doublé entre 2018 et 2019 et la durée cumulée de ces dépassements a été multipliée par deux et demi.

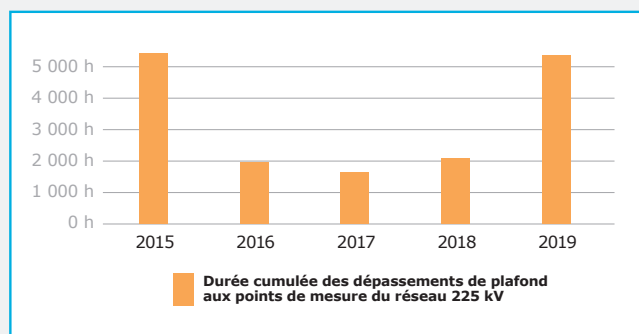
Même si l'on continue d'observer une saisonnalité de ces phénomènes (en lien avec les périodes de plus faible consommation), ils se produisent dorénavant tout au long de l'année.

Les dépassements des plafonds en 400 kV ont augmenté par rapport à 2018, mais restent maîtrisés: la durée des dépassements sur 2018-2019 est 5 fois inférieure à la période 2016-2017.



Tensions hautes 400 kV

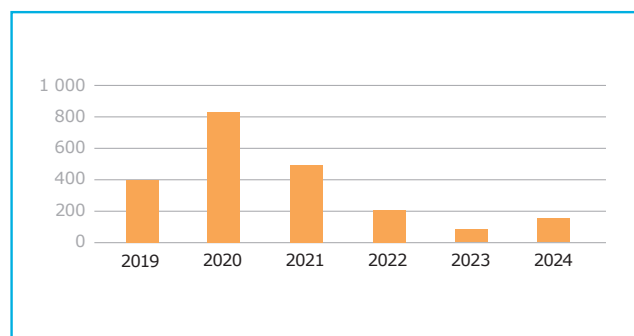
En 225 kV, le nombre de dépassements a très fortement augmenté; toutefois, les dépassements unitaires restent encore de faible amplitude et de faible durée.



Tensions hautes 225 kV



RTE installe de nombreux moyens de compensation pour réduire les tensions hautes : l'année 2019 a encore vu le raccordement de 400 Mvar de selfs (inductances permettant d'abaisser les tensions). De nouveaux investissements sont également prévus pour les années à venir.



Projets de selfs (en Mvar)

Des études sont en cours pour réévaluer cette trajectoire, en particulier au regard de la forte sollicitation **de groupes de production dans un mode de fonctionnement spécifique à la gestion des tensions (dit « compensation synchrone »)**, notamment dans le Massif central.

La concertation 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) se poursuit** dans l'objectif d'une expérimentation sur la période tarifaire du prochain TURPE (2021-2025). Des travaux sont également en cours avec les distributeurs dans le cadre actuel.

ÉLÉMENTS D'ÉCLAIRAGE

La problématique des dépassements du plafond des plages de 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 ou câbles peu chargés, production de puissance réactive par les clients...). Ces phénomènes, qui se rencontraient historiquement durant les creux de consommation de week-ends d'été, se retrouvent aujourd'hui répartis tout au long de l'année, en période de très bas niveaux de consommation.

Trois principaux facteurs expliquent cette évolution :

- le développement important des EnR sur les réseaux de distribution qui réduit les soutirages de puissance active sur le réseau de transport et augmente donc la production d'énergie réactive du réseau. Le volume minimal de soutirage s'est établi à 24 GW, en août mais également en septembre 2019, contre 25,5 GW en 2018, et en baisse régulière depuis plusieurs années ;
- l'évolution de la nature des réseaux de transport et de distribution, qui tendent à devenir de plus en plus souterrains et donc de plus en plus générateurs de puissance réactive ;
- enfin, l'évolution des caractéristiques techniques des usages qui consomment moins de puissance réactive, voire en produisent pour certains.

Le volume d'énergie réactive injecté depuis le RPD a ainsi augmenté d'environ 50 % entre 2017 et 2019.

Du point de vue de la sûreté, les tensions hautes ont moins d'impact à court terme que les tensions basses, mais peuvent réduire la durée de vie des matériels et occasionner des dégradations impactant la qualité de l'électricité.



5

DES OUTILS DE LA SÛRETÉ FIABLES ET DISPONIBLES

5.1 LES OUTILS DES SALLES DE CONDUITE

À l'exception de certains de ceux dédiés à l'équilibrage offre-demande, **les outils concourant à l'exploitation du réseau en sûreté** ont montré une très bonne disponibilité en 2019.

LES SYSTÈMES DE CONDUITE

En 2019, les faits notables sur les systèmes de conduite (ESS de gravité B) sont :

- l'indisponibilité fortuite du Système National de Conduite (SNC) avec arrêt de l'émission du niveau de Réglage Secondaire de Fréquence Puissance d'une durée de 114 minutes ;
- pour les Systèmes Régionaux de Conduite (SRC), un événement ayant entraîné la perte de la fonction d'Alerte et de Sauvegarde (SAS) de l'un des dispatchings régionaux.

Ces deux événements se sont produits lors de situations tendues d'exploitation.

Trois autres événements concernant la disponibilité d'outils de conduite (2 ESS A et un ESS 0) sont liés à des coupures des alimentations électriques, pourtant redondées, d'équipements de dispatching.



Ces **événements ont conduit à la mise en œuvre de plans d'actions dédiés** (résilience aux pannes, évolutions logicielles, audit sur les alimentations électriques et leur maintenance).

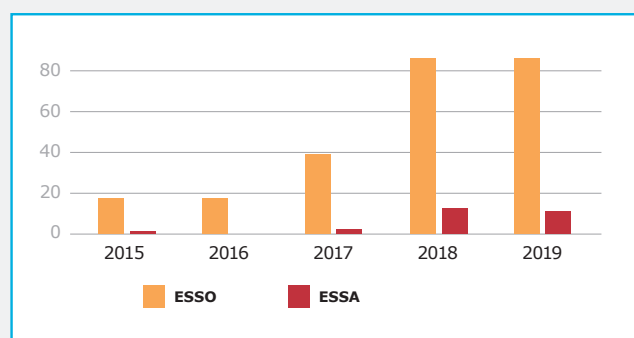
Pour faire face au vieillissement des outils de conduite actuels et se doter d'un outil de conduite unique, **RTE a engagé le projet STANWAY visant à remplacer les SRC et le SNC. La mise en service du nouvel outil est prévue en 2021 pour les 8 salles de conduite de RTE.**

Le dispositif support interdispatching régional (SIDRE) permet la reprise des opérations entre plusieurs centres d'exploitation. Il est opérationnel depuis juin 2015 sur les 3 bulles inter-régionales. Le maintien en compétence se fait essentiellement au travers d'essais périodiques de

basculement (partiel ou total) dont le rythme est régulier, et d'actions de maintien de compétences des opérateurs. En 2019, 17 utilisations du SIDRE ont été recensées, dont 9 sur incidents ayant permis de maintenir la continuité de l'observabilité et de la conduite du réseau.

LES AUTRES OUTILS DES SALLES DE COMMANDE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

En 2019, 86 ESS 0 et 12 ESS A concernant le **SAS** ont été enregistrés.



Nombre d'ESS liés au SAS

Un nombre important d'ESS est lié aux non-acquittements de messages par les producteurs, les distributeurs ou les opérateurs de RTE, lors des essais périodiques (gravité 0) ou lors d'envois réels de l'ordre « situation critique pour marges insuffisantes » (gravité A).

Ce nombre est resté stable par rapport à 2018, malgré une forte augmentation du nombre d'envois d'ordres de sauvegarde.

L'augmentation depuis 2017 tient essentiellement en un meilleur suivi des écarts.



Face à l'augmentation du nombre d'ordres SAS envoyés, RTE met en place des outils pour renforcer la traçabilité de ces ordres et faire un retour d'expérience, qui sera présenté aux acteurs de la sûreté concernés. Par ailleurs, RTE travaille à promouvoir son offre de formation externe à la sûreté.

ÉLÉMENTS D'ÉCLAIRAGE

Le Système d'Alerte et Sauvegarde (SAS)

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

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

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

Avec le SAS, les opérateurs des dispatchings de RTE peuvent transmettre de manière sûre, précise et rapide, des ordres et des messages prédéfinis 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.

La **plateforme d'études de réseau Convergence** est l'outil permettant d'effectuer les études de réseaux, depuis les études de développement jusqu'en temps réel, et est donc importante pour la sûreté. La disponibilité globale de la plateforme a été conforme aux attendus et s'élève à 99,98 % pour l'année 2019.



La disponibilité s'est améliorée à la suite d'actions engagées après plusieurs incidents survenus en 2018 : fiabilisation de la redondance de l'application, adaptation des plans de reprise et de continuité de l'activité et amélioration des analyses d'impact pour les interventions.

Deux ESS A et 12 ESS 0 concernent la disponibilité des outils d'équilibrage ou de marchés contre 3 au total en 2018; ces dysfonctionnements sont majoritairement liés à des difficultés d'évolution de logiciels dans le cadre du déploiement des nouvelles plateformes de gestion de l'équilibre offre-demande.



Des actions de sécurisation ont été engagées fin 2019. Des réflexions sont en cours concernant la refonte des outils concernés.



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

Au cours de l'année 2019, un seul Événement Significatif Système de gravité 0 a affecté l'infrastructure ROSE

(contre 2 ESS A et 2 ESS B l'année passée; il n'y avait pas eu d'événements en 2017, il y en a eu 2 en 2016).

L'exploitation du Système de Téléphonie de Sécurité (STS) a fait l'objet de 2 ESS A en 2019, comme en 2018, et de 12 ESS 0 (26 en 2018). Les deux ESS A sont liés à des pertes d'alimentation électrique de dispatchings. Pour les ESS 0, 6 sont dus à des pannes ou des travaux côté producteur ou distributeur; 1 concerne une indisponibilité induite par les travaux d'un prestataire.



La mise en exploitation opérationnelle de la nouvelle infrastructure de réseau de télécommunication de RTE HORUS est planifiée en 2020. Elle permettra l'hébergement de l'application STANWAY au sein de deux datacenters et la création du réseau de télécommunications associé entre les Centres Exploitation et ces datacenters.



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 2019, chaque mois, le centre opérationnel de sécurité de RTE a fait face à plus de 10000 attaques, évité 3 millions de spams et éradiqué 200 virus sur le SI de RTE.



De nouvelles formations internes portant sur la sécurité du système d'information ont été mises en place.

En 2019, des analyses de risques, des audits et des tests d'intrusion du système d'information de RTE ont été réalisés, pour évaluer le niveau de résilience de l'entreprise face aux menaces de cyberattaques et assurer la continuité de ses activités critiques. La plupart des systèmes d'information importants ont fait l'objet d'études de détail et disposent désormais d'une homologation interne.

Les mesures de protection physique des locaux, qui hébergent ces systèmes, ont également été définies et sont en cours de déploiement dans les postes électriques sensibles.

5.3 LE DISPOSITIF DE GESTION DE CRISE DE RTE

En 2019, les cellules de crise du dispositif ORTEC ont été ouvertes 9 fois, couvrant un large spectre d'événements.

L'année a été marquée par la mise en place d'un outil numérique de partage pour informer rapidement et au fil de l'eau lors de la survenue d'un incident notable. La professionnalisation des acteurs en cellule de crise a été renforcée, avec la mise en place de formations et de sensibilisations. Cette professionnalisation passe également par des exercices de crise, réalisés autant que possible avec des partenaires externes: on peut citer en particulier cette année les exercices Blackout (simulant l'événement redouté) et Gigawatt (sous le copilotage du Secrétariat général de la Zone de défense et de sécurité de Paris).

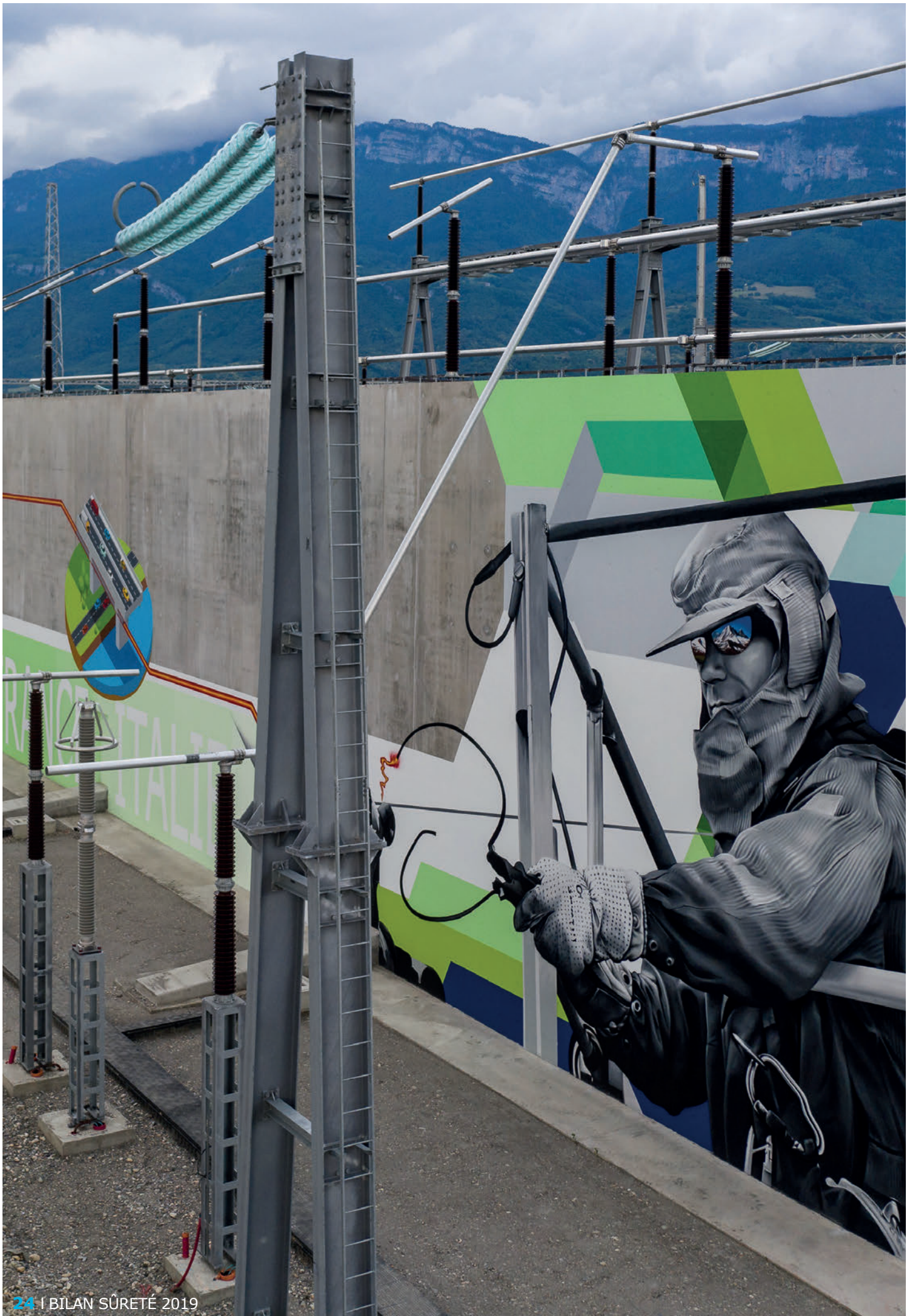
ÉLÉMENTS D'ÉCLAIRAGE

Le dispositif ORTEC (Organisation RTE de Crise)

En tant qu'opérateur d'importance vitale, RTE doit être en mesure de faire face, à tout moment, aux aléas divers impactant ses ouvrages et ses activités. Cette organisation, s'appuyant sur des niveaux d'astreinte et de permanence de Direction, permet notamment une information rapide de la direction et l'engagement d'actions préventives ou curatives pouvant inclure la mobilisation de moyens d'intervention spécifiques, d'expertises, et d'actions de communication externe.

De façon concrète, des cellules de crise sont rapidement mobilisables dans toutes les entités et à la Direction de RTE. En complément, des Groupes d'Intervention Prioritaires (GIP) ont pour objectif majeur 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.





6

UNE COOPÉRATION EUROPÉENNE QUI CONTINUE À SE RENFORCER

6.1 LA POURSUITE DE L'IMPLÉMENTATION DES CODES DE RÉSEAUX

Au-delà de leur déclinaison opérationnelle, les grands enjeux de la mise en œuvre effective de tous les codes à l'horizon de 2021-2022 sont :

- la validation des grandes options relatives au partage des offres d'ajustement et de constitution des réserves, avec le développement des plateformes correspondantes, ainsi que le partage avec les acteurs de marché français et la CRE ;
- la définition des modalités des analyses de sécurité coordonnées régionales, notamment les aspects countertrading et 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 (RSC).

6.2 LES CENTRES DE COORDINATION RÉGIONAUX

On retiendra en 2019 pour CORESO :

- la poursuite du déploiement des cinq services aux GRT : 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 et coordination du placement des consignations ;
- l'intensification des échanges avec le centre de coordination voisin (TSCNet) afin de coordonner au mieux l'implémentation des services sur les régions Core (Europe centrale) et Italie nord (nord de l'Italie et les frontières associées). RTE participe activement à l'implémentation des services sur ces régions. Plus généralement sur l'ensemble des régions auxquelles RTE participe (Core, NIB, SWE et Channel), les GRT concernés ont soumis en décembre 2019 la méthodologie pour la coordination régionale de la sécurité d'exploitation. Celles-ci doivent être approuvées en 2020 pour une mise en œuvre à l'horizon 2023-2025.



6.3 LA MISE EN ŒUVRE DU PAQUET LÉGISLATIF « ÉNERGIE PROPRE POUR TOUS LES EUROPÉENS »

Le texte fixe un seuil minimal de 70 % de la capacité des ouvrages d'interconnexion à mettre à disposition des échanges transfrontaliers d'électricité, ce seuil devant obligatoirement être atteint d'ici à 2025.

L'augmentation attendue des échanges transfrontaliers va nécessiter une coordination accrue entre les GRT européens pour respecter les limites opérationnelles du système électrique européen et gérer les congestions associées.

La mise en place progressive de ce seuil, permettra à RTE de développer des outils et méthodes permettant d'en assurer le respect tout en garantissant la sûreté d'exploitation du réseau. **Sur les 3 régions de calcul de capacités concernées pour RTE, les mises en œuvre pourraient s'échelonner jusqu'au dernier semestre 2020.**

Par ailleurs, le paquet Énergie propre prévoit la **création des régions d'exploitation**, nouvelles mailles géographiques au sein desquelles il est pertinent d'appréhender la coordination opérationnelle entre les GRT. L'exploitation de **ces régions sera coordonnée par de nouvelles entités, les centres de coordination régionaux**. La configuration finale des régions d'exploitation est connue depuis début 2020; **CORES0 est amené à devenir un de ces centres de coordination.**

6.4 LES INCIDENTS MAJEURS SURVENUS EN EUROPE EN 2019

Outre l'activation du mécanisme d'interruptibilité en France sur 2 creux de fréquence du réseau européen, **un autre incident notable s'est produit en 2019: une coupure d'électricité majeure au Royaume-Uni**, le 9 août.

L'incident a été causé par le foudroiement d'une ligne aérienne du réseau de transport qui a entraîné la perte d'environ 2000 MW de production à la suite de variations de tension ou de fréquence: 1200 MW sur le RPT (centrale à cycle combiné gaz, parc offshore) et 800 MW de production diffuse sur le RPD.

La fréquence a chuté en dessous de 48,8 Hz déclenchant ainsi le premier échelon du système de délestage fréquence-métrique, entraînant une coupure d'alimentation d'environ 900 MW de consommation (plus de 1 million de foyers).

Une grande partie des actions mises en œuvre par le Royaume-Uni à la suite de cet incident est déjà réalisée ou en cours d'implémentation sur les systèmes français et continentaux. D'autres actions (concernant la relation aux distributeurs et producteurs) sont à l'étude et pourraient être engagées par RTE.

ÉLÉMENTS D'ÉCLAIRAGE

L'intégration européenne

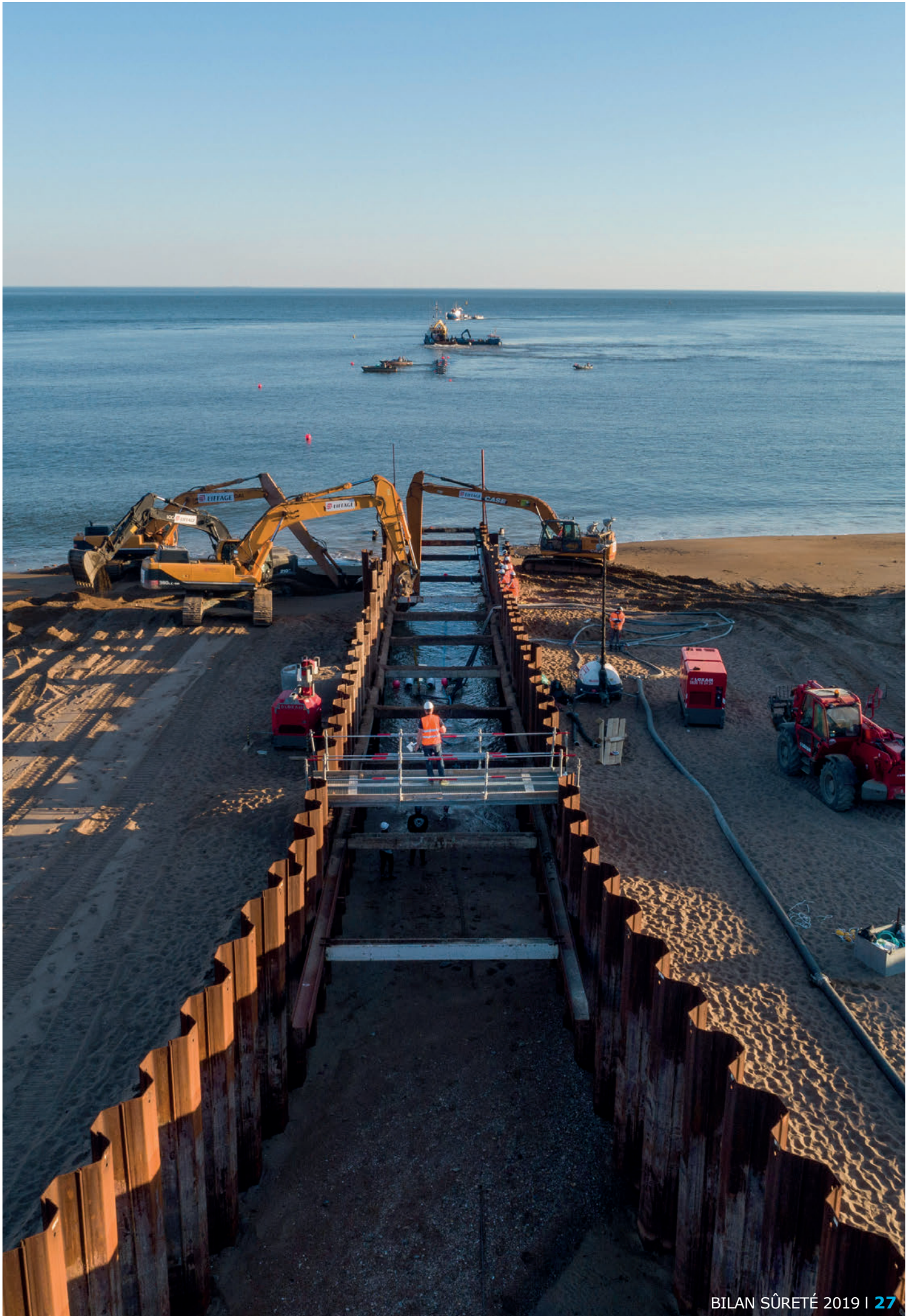
Le réseau de transport d'électricité est un réseau européen. Aujourd'hui, les 43 GRT de 36 pays sont reliés par environ 420 interconnexions dont une cinquantaine pour les frontières françaises. La sûreté du réseau français repose donc en partie sur le fonctionnement du système électrique européen.

Les codes de réseaux, issus du troisième paquet Énergie européen, 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 Emergency and Restoration définit les règles communes pour la gestion des situations d'urgence et de reconstitution du réseau. Le code System Operation Guideline regroupe les principes communs d'exploitation du réseau électrique;
- concernant les marchés, la sûreté est un enjeu majeur des codes Electricity Balancing, qui traite de l'équilibrage offre-demande et Capacity Calculation and Congestion Management, dont l'objectif est d'organiser les échanges d'électricité à court terme;
- le code Requirements for Generators intègre dans ses exigences vis-à-vis du raccordement des installations de production, des exigences techniques permettant de renforcer la résilience du système électrique.

Le quatrième paquet, dit « Énergie propre pour tous les Européens », est entré en vigueur le 5 juillet 2019 et devra être transposé en droit national pour chaque État membre avant le 31 décembre 2020. Il apporte, au travers de ses objectifs de renforcement de l'intégration européenne et de développement des EnR, de nouveaux défis et opportunités pour la sûreté du système électrique.



7

UN DISPOSITIF D'AUDIT ET DE CONTRÔLE INTERNE OPÉRATIONNEL

Dans le cadre du **dispositif de contrôle interne**, RTE évalue annuellement la maîtrise des activités de l'exploitation (et donc de la sûreté), au regard de ses risques identifiés et priorités, des actions de maîtrise mises en œuvre et de leur efficacité. **Les contrôles internes réalisés en 2019 mettent en évidence un niveau de maîtrise satisfaisant pour la sûreté** et quelques contrôles ont permis de dégager des pistes d'amélioration sur la gestion des tensions hautes et la coordination entre régions.

En 2019, deux thèmes en lien avec la sûreté ont fait l'objet d'audits internes :

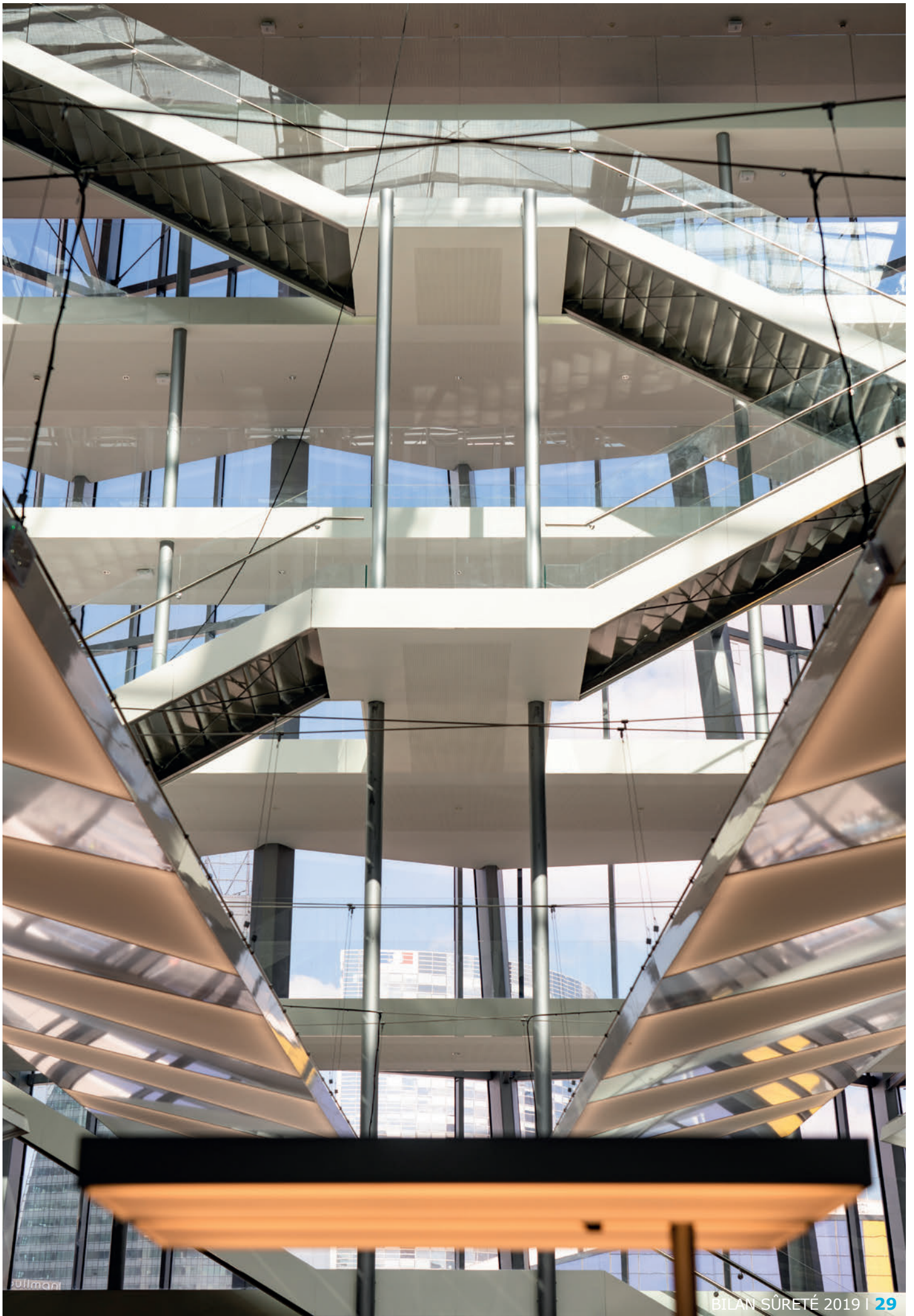
- doctrine de maîtrise des risques, volet intensité de court-circuit ;
- facteur humain et sûreté : amélioration de la performance des gestes professionnels et gestion des erreurs humaines à impact sur l'exploitation.

Ces deux audits concluent, sur le périmètre des thèmes audités, à une maîtrise globalement satisfaisante de l'exploitation du système électrique en sûreté.

ÉLÉMENTS D'ÉCLAIRAGE

Des audits internes, dans le domaine spécifique de la sûreté, sont réalisés tous les ans pour le compte de la direction de l'entreprise. Les thèmes d'audit sont construits de façon à balayer l'univers d'audit sûreté sur une période de trois à quatre ans, en fonction du niveau de risque évalué. 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 il est rendu compte en Comité exécutif.





ANNEXE 1 : GLOSSAIRE THÉMATIQUE

Identifiant	Concept
Mécanisme d'Ajustement (MA)	<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. Des dispositions prévoient les cas d'insuffisance :</p> <ul style="list-style-type: none"> • à échéance supérieure à huit heures, RTE sollicite par un message d'alerte des offres complémentaires ; • 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.
Réglages primaire et secondaire de la fréquence	<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>
ENTSO-E	<p>ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), créée fin 2008, est depuis le 1^{er} juillet 2009 l'unique association des GRT européens.</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 : www.entsoe.eu</p>
Télécommunication de Sécurité	<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"> • 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.
Contrôle de performance des installations de production	<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.</p> <p>Ce contrôle, exercé avec le souci de ne pas engendrer des surcoûts 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>

ANNEXE 2 : GLOSSAIRE SYNTAXIQUE



ADN	Automate de Défense Nord	ORTEC	Organisation de RTE en crise
ADO	Automate de Défense Ouest	PCA	Plan de Continuité d'Activité
ANSSI	Agence Nationale de la Sécurité des Services Informatiques	PRA	Plan de Reprise d'Activité
EAS	ENTSO-E Awareness System	RC	Réserve complémentaire (MA)
CACM	Capacity Allocation and Congestion Management	RCC	Regional Cooperation Centre
CORES0	CO-ordination of Electricity System Operators	RfG	Requirements for Generators
CSEA	Comité de Surveillance Économique et des Audits	ROSE	Réseau Optique de Sécurité
CSPR	Compensateur Statique de Puissance Réactive	RR	Réserve Rapide (MA)
CURTE	Comité des Utilisateurs du Réseau de Transport d'Électricité	RSFP	Réglage Secondaire Fréquence Puissance
DTR	Documentation Technique de Référence	RST	Réglage Secondaire de Tension
EOD	Équilibre Offre Demande	RPD	Réseau Public de Distribution
ESS	Événements Significatifs Système	RPT	Réseau Public de Transport
GRD	Gestionnaire de réseau de distribution	RSC	Regional Services Centre
GRT	Gestionnaire de réseau de transport	SAS	Système d'Alerte et Sauvegarde
HVDC	High Voltage Direct Current link	SIDRE	Support Inter-Dipatching Régional
ICS	Incident Classification Scale	SNC	Système National de Conduite
IST	Intensité de Surcharge Transitoire	SOGL	System Operation GuideLine
LPM	Loi de Programmation Militaire	SRC	Système Régional de Conduite
MA	Mécanisme d'Ajustement	SSY	Services Système
		STANWAY	Projet de remplacement du SRC
		STS	Système de Téléphonie de Sécurité
		TCD	Téléconduite
		TCM	Télécommunication
		TURPE	Tarif Utilisation Réseau Public d'Électricité



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