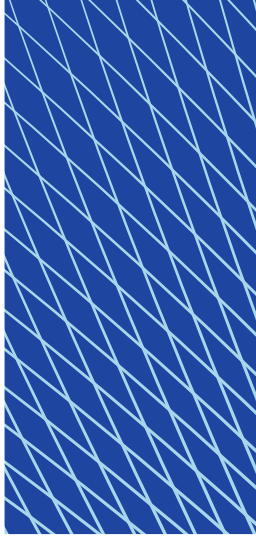
Le réseau
de transport
d'électricité





Bilan annuel de la Qualité de l'Électricité

Résultats

2025







Sommaire



3	Synthèse : chiffres clés
4	Continuité d'alimentation
6	Temps de Coupure Équivalent
8	Fréquence de coupure
9	Qualité de l'onde de tension
11	Engagements de RTE en matière de QDE
14	Interruptions non programmées (INP) des producteurs d'électricité
17	Interruptions programmées pour des interventions sur le réseau
18	Annexes





Synthèse : chiffres clés

En 2025, RTE a de nouveau fourni à ses clients une qualité d'électricité très élevée. Cette performance a été rendue possible grâce à une maîtrise solide de ses activités opérationnelles, tout en poursuivant l'adaptation du réseau électrique aux exigences de la transition énergétique.

L'année 2025 en quelques chiffres :

Temps de Coupure Équivalent

Sans les évènements exceptionnels

3 min 12 s

Avec les évènements exceptionnels

5 min 36 s

Indicateurs incluant les coupures fortuites dont la responsabilité incombe à RTE

Taux de disponibilité du réseau de transport pour les clients

Sans les évènements exceptionnels

99,9994 %

Avec les évènements exceptionnels

99,9989 %

Indicateurs incluant les coupures fortuites dont la responsabilité incombe à RTE

Taux de respect des engagements triennaux de RTE

(coupures fortuites brèves et longues)

95 %	94 %	87 %
Industriels	Distributeurs	Ferrés

Fréquence moyenne de Coupure

Sans les évènements exceptionnels

0,362

dont : Coupure brève (CB) 0,271

Coupure longue (CL) 0,091

Avec les évènements exceptionnels

0,372

dont : Coupure brève (CB) 0,271

Coupure longue (CL) 0,101

Indicateurs incluant toutes les coupures fortuites brèves et longues

2 Continuité d'alimentation

En 2025, la continuité d'alimentation électrique des clients de RTE a été assurée en moyenne 99,9989 % du temps en incluant les évènements exceptionnels et 99,9994 % en les excluant. Les indicateurs de continuité d'alimentation électrique sont établis en considérant l'ensemble des coupures fortuites des alimentations en électricité des sites des clients industriels et distributeurs raccordés sur le réseau public de transport, soit 2 826 sites à fin 2025.

En 2025, plusieurs évènements notables sur le réseau, ayant généré de l'Énergie Non Distribuée[1] (END), ont été notés :

- six évènements exceptionnels, dont deux liés à des actes de malveillance et quatre liés à des incendies ;
- dix évènements ayant généré une END supérieure à 50 MWh.

Taux de disponibilité du réseau de transport pour les clients

Sans les évènements exceptionnels

99,9994 %

Avec les évènements exceptionnels

99,9989 %

Indicateurs incluant les coupures fortuites dont la responsabilité incombe à RTE

La carte ci-après illustre la localisation Macroscopique des événements ayant généré plus de 50 MWh d'END en 2025.Un texte explicatif complète cette représentation pour chaque événement concerné.

Les autres évènements exceptionnels ayant généré de l'END sont les suivants :

LE 7 JUILLET,
vers 15 h, un incendie à proximité de Narbonne (Aude – 11) est identifié à proximité d'ouvrages HTB et provoque la mise hors tension de deux lignes 63 kV.

LE 14 AOÛT,
à 17 h 54, un incendie dans la Vallée de Chamonix (Haute- Savoie – 74), provoque la mise hors tension de liaisons pour permettre l'intervention des pompiers du CODIS 74.

LE 6 OCTOBRE,
à 3 h 28, un acte de malveillance dans le poste électrique de LA BOISSE (Ain – 01) provoque la mise hors tension d'une liaison pour l'intervention des pompiers du CODIS 01 et d'une équipe de déminage de la gendarmerie.

1. Définition de l'END disponible en annexe.

Figure 1

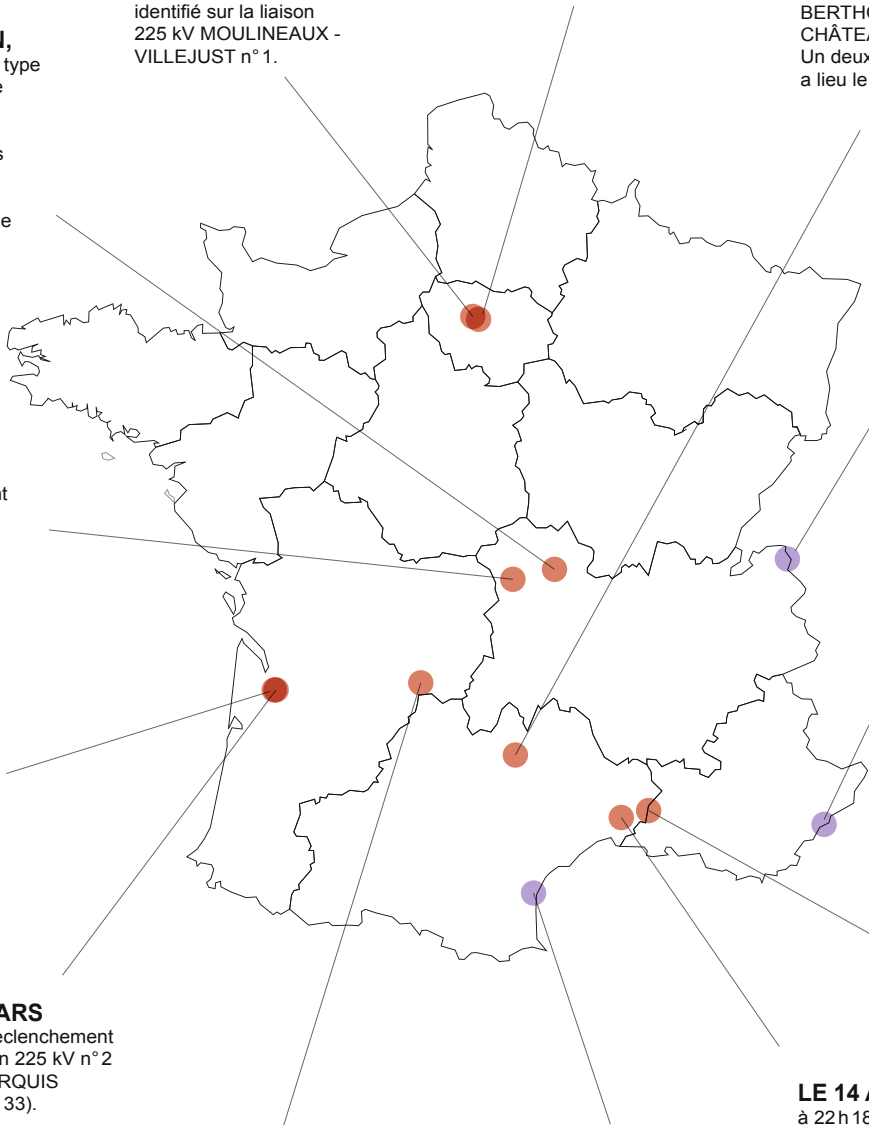
Évènements ayant généré plus de 50 MWh d'END en 2025

LE 3 FÉVRIER,
une manœuvre inopportune sur un sectionneur de départ du poste électrique de CRÉTAINE (Val-de-Marne – 94) a entraîné l'ouverture de disjoncteurs alimentant des postes électriques d'ENEDIS.

LE 20 NOVEMBRE
à 6 h 33, l'avarie d'un câble souterrain provoque le déclenchement simultané de deux liaisons 225 kV. Le défaut a été identifié sur la liaison 225 kV MOULINEAUX - VILLEJUST n° 1.

LE 22 DÉCEMBRE
à 19 h 53, dans un contexte de neige collante, déclenchement de la liaison 63 kV n° 1 BERTHOLÈNE - ONET-LE-CHÂTEAU (Aveyron – 12). Un deuxième déclenchement a lieu le lendemain à 2 h 32.

LES 25 ET 26 JUIN,
un épisode orageux de type « Derecho » a provoqué la ruine d'ouvrages sur le réseau de transport d'électricité : 44 avaries sur des supports de liaisons aériennes ont été recensées, ainsi que 9 avaries causées par la végétation.



LE 1er MARS
à 1 h 00, l'incendie d'un bâtiment sur la commune de CORNIER (Haute Savoie – 74) situé sous les deux lignes aériennes 225 kV nécessité leur mise hors tension pour permettre une intervention des pompiers du CODIS 74.

LE 28 JUIN
à 5 h 09, déclenchement de la liaison 225 kV n° 1 EGUZON – MONTLUCON.

LE 24 MAI
à partir de 2 h 40, un incendie volontaire au poste 400 kV de BIANÇON (Var – 83) a nécessité la mise hors tension de la liaison n° 1 CAGNES-SUR-MER - MOUGINS afin de permettre une intervention des pompiers.

LE 20 AOÛT
à 15 h 25, dans un contexte orageux, déclenchement de la liaison 225 kV BEC – MARQUIS (Gironde – 33).

LE 5 SEPTEMBRE
à 5 h 40, déclenchement de la liaison 63 kV CIMENTS FRANCAIS – JONQUIÈRES – MAS-DE-MICHEL (Sud-Est). L'analyse de l'événement a conclu à un probable amorçage d'un parafoudre.

LE 24 MARS
à 1 h 56, déclenchement de la liaison 225 kV n° 2 BEC – MARQUIS (Gironde – 33).

LE 14 AOÛT
à 22 h 18, dans un contexte orageux et de consignation sur travaux à proximité directe, déclenchement de la liaison 225 kV JONQUIÈRES – SAINT-CÉSAIRE N° 2 (Sud-Est).

LE 26 JUIN
à 19h35, déclenchement d'une protection d'un transformateur du poste électrique de TALAMET.

LE 26 JUILLET
vers 13 h 45, un incendie à proximité de SIGEAN (Aude – 11) provoque la mise hors tension des deux lignes 63 kV LIVIÈRE – PORT-LA-NOUVELLE ET LIVIÈRE – PORT-LA-NOUVELLE – NARBONNE pour permettre l'intervention du SDIS 11.

Légende

Énergie Non Distribuée (END)

- Événement non-exceptionnel
- Événement exceptionnel

Temps de Coupure Équivalent

Le Temps de Coupure Équivalent (TCE) est un indice qui caractérise la durée moyenne des coupures en ramenant le volume d'énergie non distribuée (END) à la Puissance Moyenne Distribuée au cours de l'Année (PMDA) par RTE.

Temps de Coupure Équivalent

Sans les évènements exceptionnels

3 min 12 s

Avec les évènements exceptionnels

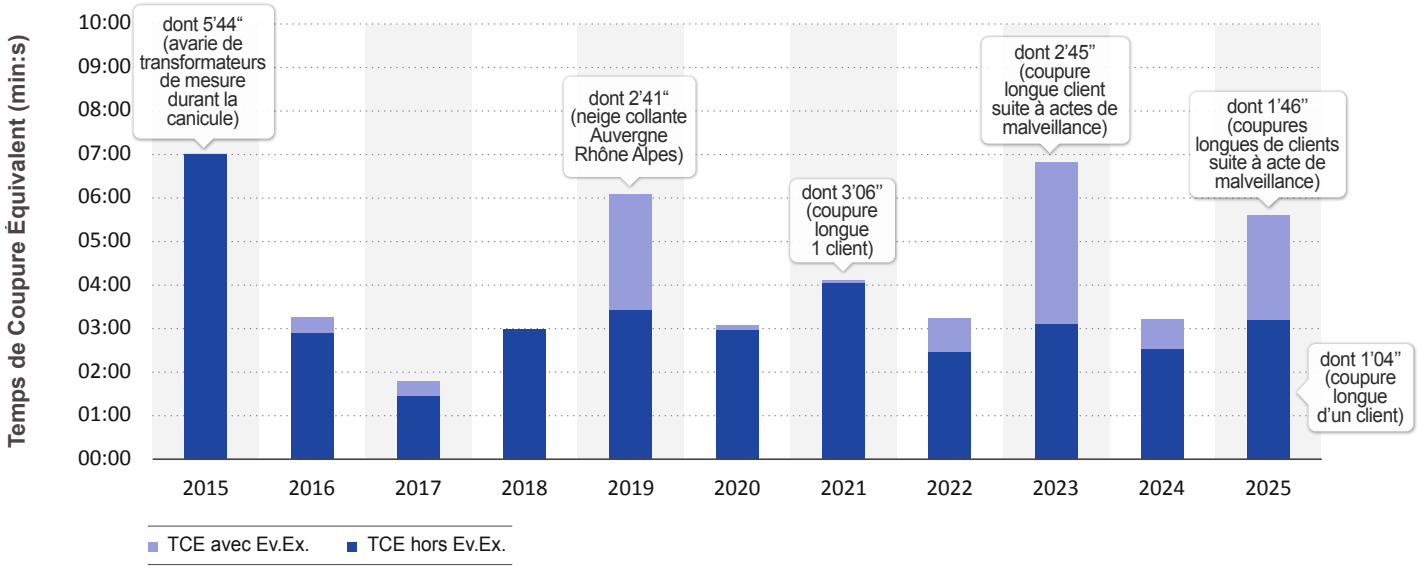
5 min 36 s

Indicateurs incluant les coupures fortuites dont la responsabilité incombe à RTE

En 2025, le Temps de Coupure Équivalent, hors événements exceptionnels, s'élève à 3 min 12 s (contre 2 min 32 s en 2024). Ce temps de coupure correspond à une END de 2 191 MWh (en hausse par rapport à 2024 qui en comptait 1 730 MWh).

Après une année 2024 avec une END remarquablement faible, le TCE de l'année 2025 est le troisième TCE le plus élevé des dix dernières années. Il reste néanmoins légèrement inférieur à la moyenne des dix années précédentes (3 min 17 s). Celui-ci a été impacté à hauteur d'un tiers de la valeur totale par la coupure d'un client dont l'alimentation est non redondée pendant l'épisode Derecho des 25 et 26 juin. À noter : l'épisode climatique ne répondant pas à l'ensemble des critères d'éligibilité actuels, il n'a pas été identifié comme un évènement exceptionnel.

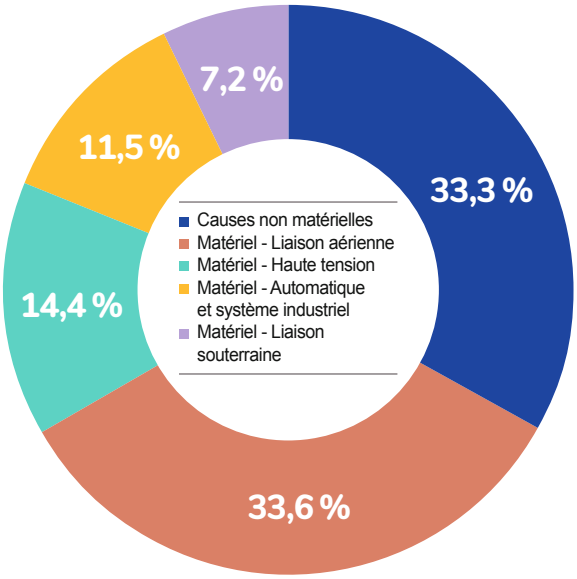
Figure 2 – Historique des Temps de Coupure Équivalent depuis 2015



En 2025, le TCE a été majoritairement lié à des causes matérielles, représentant 66,7 % du TCE total (51 % en 2024), dont :

- 33,6 % concernent les liaisons aériennes (20 % en 2024),
- 14,4 % concernent les matériels haute tension comme les disjoncteurs, ou les transformateurs (27 % en 2024),
- 11,5 % concernent les matériels de type automatisme et système industriel (3 % en 2024),
- 7,2 % concernent les liaisons souterraines (1 % en 2024).

Figure 3 – Causes des coupures génératrices de Temps de Coupure Équivalent en 2025









4 Fréquence de coupure

La Fréquence Moyenne de Coupure représente le nombre moyen de coupures fortuites par site client. Elle se décompose en Fréquence Moyenne de Coupure Longue (FMCL) et Fréquence Moyenne de Coupure Brève[2] (FMCB).

Hors évènements exceptionnels, la fréquence moyenne de coupure est meilleure que la moyenne des dix années précédentes (0,379). Il s'agit du cinquième niveau le plus faible de ces dix dernières années. Toutefois, la fréquence de coupure longue de 0,091 est supérieure à celle de 2024 (0,089), et reste au-dessus de la moyenne des dix années précédentes (0,082). La fréquence de coupure brève de 0,271 est sensiblement inférieure à celle de 2024 (0,341) et également inférieure à la moyenne des dix dernières années (0,301).

Au total, 92,7 % des sites raccordés au réseau public de transport n'ont subi aucune coupure longue en 2025 (93,3 % en 2024) tandis que 84,5 % des sites n'ont subi aucune coupure brève en 2025 (83,2 % en 2024).

2. Définitions de coupures brèves et longues disponibles en annexe.

Fréquence Moyenne de Coupure

Sans les évènements exceptionnels

0,362

dont : Coupure Brève (FMCB) 0,271

Coupure Longue (FMCL) 0,091

Avec les évènements exceptionnels

0,372

dont : Coupure Brève (FMCB) 0,271

Coupure Longue (FMCL) 0,101

Indicateurs incluant toutes les coupures fortuites brèves et longues

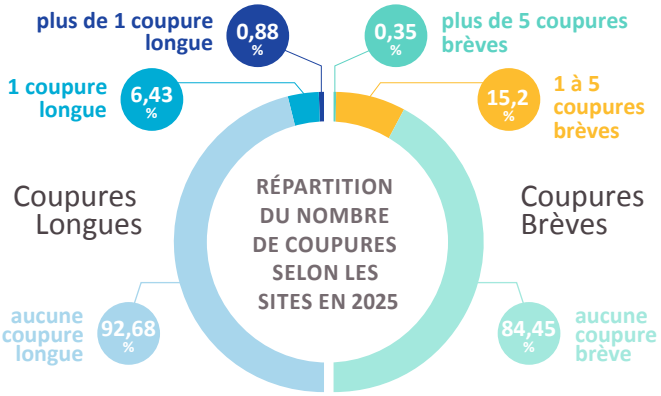
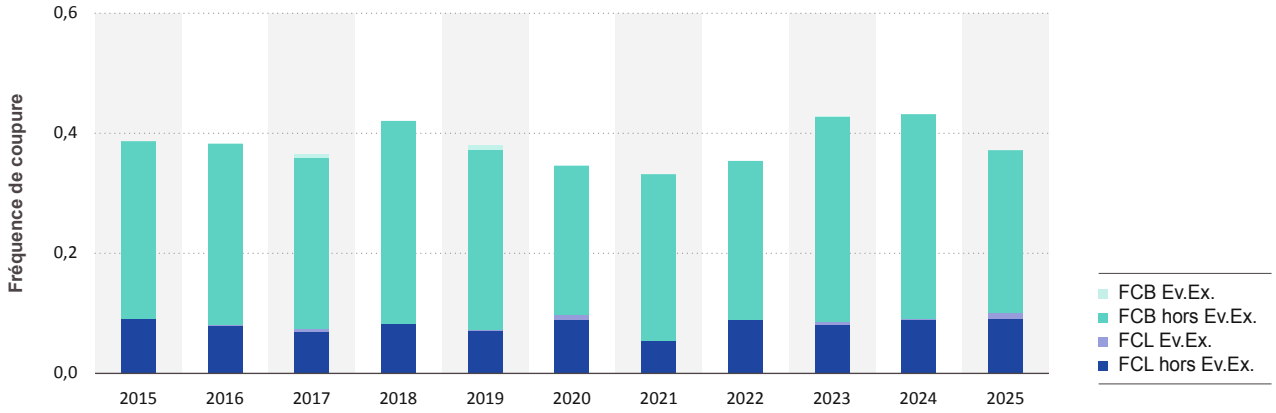


Figure 5 – Répartition du nombre de coupures selon les sites en 2025

Figure 4 – Évolution de la Fréquence Moyenne de Coupure annuelle depuis 2015



5 Qualité de l'onde de tension

5.1 Amplitude de la tension

Du fait de la sensibilité importante de certains processus industriels aux creux de tension, les performances du réseau en matière de qualité de l'onde de tension font l'objet d'un suivi particulier grâce notamment à des appareils de mesure répartis sur le Réseau Public de Transport (RPT) ou disposés aux points de connexion des sites clients ayant souscrit aux prestations : « Services qualité de la tension plus » ou « Sup quali plus ».

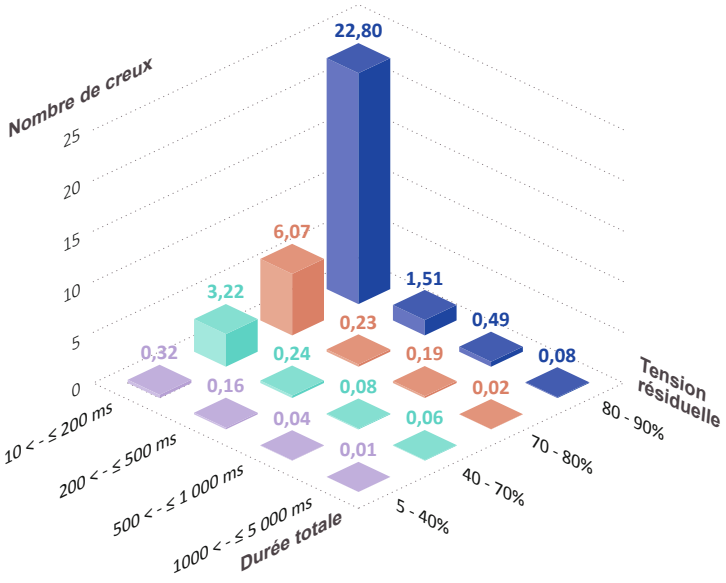
La caractérisation d'un creux de tension fait intervenir de nombreux paramètres (par exemple l'évolution de la profondeur au cours du temps, le nombre de phases impactées). Chaque creux de tension enregistré est ici résumé de façon simplifiée par :

- sa durée totale : durée pendant laquelle au moins une des tensions d'alimentation est inférieure à 90 % de la tension de référence,
- sa profondeur : la tension résiduelle minimale atteinte sur au moins une des tensions pendant la durée du creux.

Les statistiques ci-contre présentent le nombre moyen de creux de tension par site en 2025, par classe de « durée totale/tension résiduelle minimale », conformément à la classification retenue dans la norme européenne EN 50160 (version 2010).

Un court-circuit sur le réseau peut être à l'origine de multiples creux de tension, enregistrés ou ressentis en différents endroits. Les profondeurs de ces creux de tension dépendent de leur distance électrique au court-circuit, de l'intensité du court-circuit et de la topologie du réseau à l'instant du court-circuit.

Figure 6 – Nombre moyen de creux de tension, par point de mesure, en 2025
(275 points de mesures HTB liés à un engagement Creux de Tension)



Le nombre moyen de creux de tension par point de mesure en 2025 (35,49) est en baisse par rapport à 2024 (47,04). Cela peut s'expliquer en partie par la baisse de 16 % du nombre de courts-circuits (7079) par rapport à 2024 (8440).

La majorité des creux de tension enregistrés reste de courte durée et de faible profondeur. En effet, 64 % des creux de tension ont une tension résiduelle supérieure à 80 %, durent moins de 200 ms, et sont donc de moindre impact pour une grande partie des clients.



5.2 Autres perturbations de la tension

Les variations au-delà des tolérances prévues pour les types de perturbation de l'onde de tension : déséquilibre, flicker et harmoniques font l'objet d'un examen au cas par cas, sur sollicitation d'un client.

En matière de variations lentes de tension, RTE est de plus en plus confronté à une gestion complexe de tensions hautes. Les variations de fréquence observées ne sont pas, quant à elles, préjudiciables pour la qualité de l'onde électrique, du fait de leur amplitude relativement limitée. Même si les écarts restent nombreux en 2025, ceux-ci sont de moindre profondeur en comparaison des deux années précédentes. Ces variations demeurent un sujet de préoccupation important pour la sûreté de fonctionnement du réseau européen. Pour plus de détails, le bilan sûreté[3] publié par RTE comporte des parties spécifiques sur la gestion de la fréquence et la maîtrise des tensions hautes.

3. https://www.rte-france.com/donnees-publications/publications/bilans-surete#Bilansurete

6 Engagements de RTE en matière de QDE

6.1 Engagements de RTE en matière de continuité d'alimentation

Le taux de respect des engagements triennaux auprès des consommateurs et distributeurs sur la continuité d'alimentation reste élevé en 2025. Ces engagements sont pris par période triennale :

- Période 2025/2027 pour la plupart des industriels et des clients ferrés
- Période 2024/2026 pour la plupart des distributeurs

En 2025, les taux de respect des engagements restent élevés :

Concernant les clients industriels :
- 2025 constitue la première année de la nouvelle période triennale,
- Le taux de 95 % est identique au taux de la première année du triennal précédent (95 % en 2022).

Concernant les clients ferrés :
- 2025 constitue également la première année de la période triennale,
- Le taux de 87 % est en baisse de 1 point par rapport à la même année du triennal précédent (88 % en 2022).

Concernant les clients distributeurs :
- 2025 correspond à la deuxième année de la période triennale,
- Le taux de 94 % est :
  - en baisse de 3 points par rapport à l'année précédente (97 % en 2024).
  - en baisse de 1 point par rapport à la même année du triennal précédent (95 % en 2024).

Taux de respect des engagements triennaux de RTE
(coupures fortuites brèves et longues)

95 %
Industriels



94 %
Distributeurs

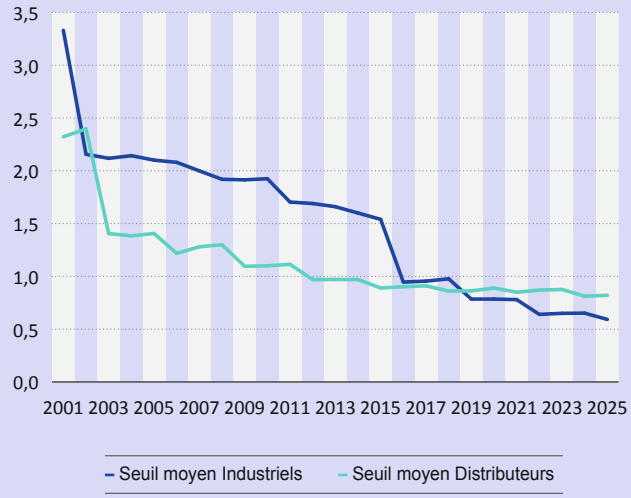


87 %
Ferrés



Les diminutions de ces taux de respect des engagements, d'une période triennale à l'autre, s'expliquent en partie par l'amélioration progressive des engagements pris par RTE lors de chaque renouvellement. En effet, depuis les années 2000, le seuil moyen annuel global d'engagement (portant sur le nombre de Coupures Brèves et de Coupures Longues) est en baisse. Cette évolution traduit le niveau d'exigence élevé des engagements de RTE sur le nombre de coupures, dont les clients bénéficient directement.

Figure 7 – Historique des seuils moyens annuels globaux d'engagement sur le nombre de coupure (CL+CB)



6.2 Engagement sur la Durée Cumulée des Coupures Longues (DCCL)

RTE s'engage à ce que la Durée Cumulée des Coupures Longues ne dépasse pas un seuil fixé en fonction de la structure d'alimentation du site client depuis le RPT.

Cet engagement, intégré au Contrat d'Accès au Réseau public de Transport (CART) Consommateurs pour des périodes de trois années civiles, a été instauré le 1er janvier 2016. Il est reconduit tous les 3 ans. L'année 2025 correspond à la première année de la période d'engagement triennal pour les clients consommateurs.

Au 31 décembre 2025 :

- les seuils de durée ont été dépassés pour 8 engagements concernant des clients industriels, soit un taux de respect des engagements de Durée Cumulée des Coupures Longues de 98,6 % ;
- les seuils de durée ont été dépassés pour 26 engagements concernant des clients ferrés, soit un taux de respect des engagements de Durée Cumulée des Coupures Longues de 95,5 %.



6.3 Engagements en termes de qualité de l'onde

En complément des engagements du CART sur la qualité de l'onde, RTE propose deux services optionnels pour les consommateurs industriels, dans le contrat de prestations annexes : les services Qualité Tension Plus et Sup Quali Plus. Ces services consistent à **surveiller les perturbations de l'onde électrique à l'aide d'un appareil de mesure spécifique de qualimétrie** (installé et géré par RTE). Cette surveillance permet d'effectuer une analyse croisée des creux de tension, en identifiant leurs origines sur le réseau et recensant leurs conséquences sur l'installation du client. L'objectif est de proposer des actions ciblées d'amélioration sur le réseau et/ou de désensibilisation de ses installations par le client. Cette surveillance est assortie d'un engagement sur un nombre maximal annuel de creux de tension par rapport à un gabarit standard.



99,0%

des engagements sur les creux de tension dans le cadre de ces deux services ont été respectés en 2025 (contre 98,5 % en 2024).



Interruptions non programmées des producteurs d'électricité

Il convient de distinguer les interruptions non programmées des producteurs en deux catégories : celles dont la cause provient du réseau « d'évacuation » et celles dont la cause provient du réseau dit « amont ». La structure d'alimentation de chaque client et le niveau de redondance de celle-ci dépend en effet de son arbitrage entre le niveau de sécurisation de son alimentation souhaitée et le coût associé.

Par définition, tout aléa ou incident provoquant l'indisponibilité d'un ouvrage situé sur le réseau d'évacuation d'un producteur aura pour conséquence une limitation totale ou partielle de l'Injection du Groupe de Production. À l'inverse, un aléa ou incident sur le réseau amont ne conduit à la coupure du site de production que si l'alimentation de la zone est fragilisée, par exemple en raison de travaux programmés sur un autre ouvrage du réseau amont, d'un schéma d'exploitation dégradé par rapport au schéma normal, ou encore de la survenue simultanée d'un autre défaut.

Le rétablissement du service est en principe plus aisé lorsque l'indisponibilité trouve son origine sur le réseau amont que lorsqu'elle provient du réseau d'évacuation. Il peut notamment reposer, le cas échéant, sur la remise en service de l'ouvrage indisponible ou sur la mise en place d'un nouveau schéma d'exploitation.



En 2025, les producteurs ont été confrontés à 153 interruptions non programmées d'ouvrages du RPT d'une durée supérieure à 3 minutes. Le nombre d'indisponibilités non programmées affectant les producteurs a diminué de 15 % en 2025 par rapport à 2024 (181).

Au total, 16 % des interruptions non programmées trouvent une origine dans les conditions atmosphériques et 14 % dans les avaries matériel RTE. Sur ces 153 interruptions, 105 proviennent des réseaux d'évacuation et 48 des réseaux amont.

Ces résultats ne tiennent pas compte des indisponibilités dues à un défaut sur les installations propres des sites de production, à une faute du client, à la responsabilité d'un tiers ou liées à des évènements exceptionnels.

La Figure 9 représente, pour l'année 2025, la monotone des coupures réseau associées aux indisponibilités non programmées des producteurs.

Les durées les plus importantes concernent des indisponibilités non programmées sur le réseau d'évacuation dont la caractéristique est de ne pas être maillé. À l'inverse, l'exploitation en réseau maillé du réseau amont permet à RTE de limiter l'impact de ces événements sur la qualité d'alimentation des clients.

Figure 8 – Évolution Indisponibilités Non Programmées liées aux réseaux amont et d'évacuation depuis 2015

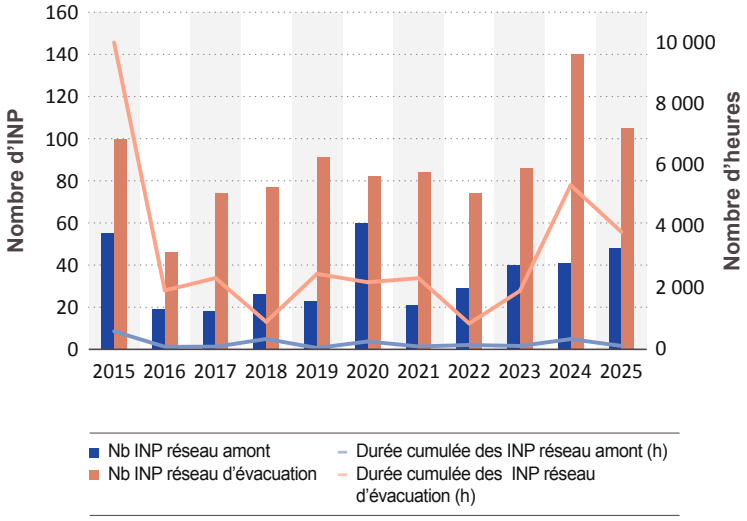
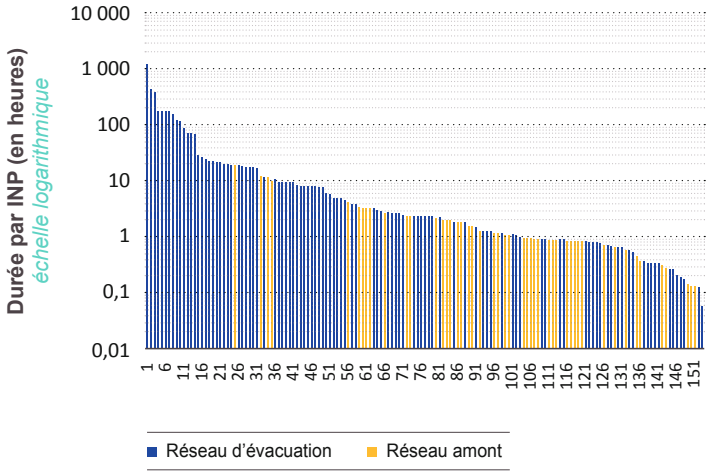


Figure 9 – Durées des indisponibilités non programmées des producteurs en 2025 *(échelle logarithmique)*



FOCUS SUR LES ÉVÈNEMENTS AYANT AFFECTÉ LES RÉSEAUX AMONTS

Pour le réseau amont, la durée cumulée des indisponibilités de 113 h est inférieure à la moyenne des dix dernières années (208 h). À noter que cette moyenne est fortement impactée par les résultats de 2015 (589 h) et 2018 (339 h).

Les principales origines des indisponibilités non programmées sur le réseau amont sont liées aux avaries de matériels RTE dans 15 % des cas et les conditions atmosphériques dans 8 % des cas.

L'indisponibilité non programmée la plus longue, dont l'origine est située sur le réseau amont du producteur, a duré 18 heures et 34 minutes. Elle est intervenue dans un contexte de conditions atmosphériques difficiles (tempête Herminia). Cette indisponibilité non programmée représente à elle seule 16 % de la durée totale des indisponibilités non programmées liées au réseau amont.

FOCUS SUR LES ÉVÈNEMENTS AYANT AFFECTÉ LES RÉSEAUX D'ÉVACUATION

La durée cumulée d'indisponibilités non programmées issues du réseau d'évacuation a fortement diminué en 2025 pour s'établir à 3 831 h (contre 5 357 h en 2024). Elle reste toutefois à un niveau élevé en comparaison avec la moyenne des dix dernières années (3 024 h).

L'origine de ces indisponibilités non programmées sur le réseau d'évacuation provient principalement d'avaries liées aux conditions atmosphériques (20 %) et d'avaries matériel RTE (14 %).

Les trois indisponibilités non programmées les plus longues représentent à elles seules 50 % de la durée cumulée annuelle sur les réseaux d'évacuation :

- La plus longue a affecté un client producteur hydraulique dans la région des Pyrénées centrales. De forts vents violents liés à la dépression Claudia, qui a balayé l'Ouest de l'Europe du 12 au 15 novembre 2025, ont mené à la ruine de trois pylônes en altitude.

- La deuxième a concerné un client producteur hydraulique dans la vallée de la Durance et a duré près de dix-sept jours.

- La troisième a également affecté un client producteur hydraulique, dans la région des Pyrénées centrales et a duré près de seize jours. Elle a été provoquée par la rupture d'un câble, nécessitant l'intervention de la gendarmerie, du CODIS et des services routiers départementaux pour sécuriser la voie sur laquelle le câble était tombé.

8 Interruptions programmées pour des interventions sur le réseau

RTE peut devoir interrompre l'accès au RPT pour permettre la maintenance, le renouvellement, le développement du RPT ; il prend à l'égard de ses clients des engagements concernant les interruptions programmées. En cas d'impossibilité de réaliser une intervention sans impact sur l'activité des clients, et dont la durée dépasse l'engagement, ceux-ci peuvent bénéficier d'une indemnisation, en application des clauses de leur contrat CART.

Le respect des engagements de RTE en matière de qualité de l'électricité suppose que RTE puisse durablement réaliser les opérations de maintenance, renouvellement, développement et réparation des ouvrages du RPT.

En 2025, comme chaque année, RTE a réalisé des travaux ayant nécessité l'interruption de l'alimentation électrique de certains sites de consommation industrielle. Ces dernières sont planifiées en concertation avec les clients, souvent synchronisées avec les arrêts pour maintenance de leurs installations, ou réalisées lorsqu'une autre alimentation est disponible. Cette planification conjointe visant un placement optimal des interruptions programmées, permet d'éviter de pénaliser l'activité des clients ainsi que d'éventuels surcoûts de maintenance. Pour les sites de consommation industrielles dont la période de maintenance est limitée, les interruptions programmées sont réalisées dans le cadre de l'engagement sur un volume de 3 jours d'indisponibilité sur 3 ans.

La grande majorité des sites de production s'arrête pour réaliser leur maintenance propre pendant des durées suffisamment longues pour permettre la réalisation d'opérations de maintenance du réseau, et évitant donc tout impact sur la production et les clients. Pour les autres sites de production ne le permettant pas (cas des énergies renouvelables), les interruptions programmées sont réalisées dans le cadre de l'engagement sur un volume de 5 jours d'indisponibilité sur 3 ans.

Pour les distributeurs, la programmation concertée entre gestionnaires de réseaux a permis d'assurer des interventions sans interruption de l'alimentation électrique pour les consommateurs finaux, tout en cherchant à minimiser l'impact sur la production raccordée sur les réseaux de distribution.

ANNEXES

Qualité de l'électricité : quelques définitions

LA QUALITÉ DE L'ÉLECTRICITÉ RECOUVRE DEUX ASPECTS COMPLÉMENTAIRES : LA CONTINUITÉ D'ALIMENTATION ET LA QUALITÉ DE L'ONDE DE TENSION.

- **La continuité de l'alimentation électrique est la capacité du réseau à alimenter en permanence les points de livraison de ses clients. Elle est altérée par des interruptions d'alimentation ou coupures.**

- **La qualité de l'onde de tension peut être altérée par plusieurs types de perturbations, parmi lesquelles il convient de distinguer :**
  - *des perturbations momentanées, liées à un événement ponctuel, se traduisant par des écarts notables par rapport aux caractéristiques nominales de l'onde de tension : creux de tension, surtensions transitoires ou temporaires…*
    Elles sont principalement dues à des aléas affectant les composants du réseau ou à des causes extérieures (conditions climatiques, avarie matérielle, actions de tiers…) ;
  - *des phénomènes affectant de façon continue les caractéristiques nominales de l'onde de tension : variations de fréquence, variations lentes de tension, fluctuations rapides de tension (flicker), déséquilibre, harmoniques.*
    Ces phénomènes résultent principalement des perturbations engendrées par le fonctionnement d'installations raccordées au réseau, ainsi que des variations de consommation et de production.

- **Exprimé en minutes + secondes, le Temps de Coupure Équivalent (TCE) est calculé en effectuant le rapport entre l'Énergie Non Distribuée (END) lors des coupures longues et la puissance moyenne distribuée au cours d'une année, pour l'ensemble des consommateurs industriels et distributeurs.**

- **L'END est comptabilisée, pour chaque coupure longue, par le produit de la puissance soutirée à l'instant de la coupure et de la durée jusqu'à reprise totale de l'alimentation, auquel il faut défalquer, le cas échéant, l'énergie réalimentée via une autre alimentation du réseau. Cette énergie s'exprime en Mégawattheure (MWh).**

- **La Fréquence Moyenne de Coupure est le nombre moyen de coupures par site client et par an. Elle se décline en Fréquence Moyenne de Coupure Longue et Fréquence Moyenne de Coupure Brève.**

Coupure

Interruption simultanée de l'ensemble des trois tensions d'alimentation (< 5 % de la tension d'alimentation déclarée).

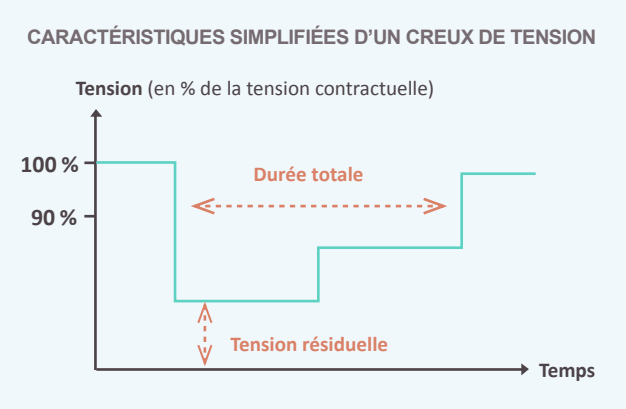
Coupure Brève (CB) : Entre 1 s et 3 min

Coupure Longue (CL) : Supérieure à 3 min

Les coupures sur le réseau public de transport sont considérées à la frontière entre le réseau et les installations qui y sont raccordées.

Creux de tension

Diminution brusque et temporaire de la tension de fourniture à une valeur inférieure à 90 % de la tension d'alimentation déclarée, sur au moins une des trois tensions d'alimentation.



Réseau d'évacuation

Le Réseau d'Évacuation d'une Installation de Production ou de Stockage, ou d'une Installation composée d'Installations de Production et de Stockage raccordées en un Point de Raccordement unique au RPT, est constitué des ouvrages du RPT indispensables à l'évacuation et/ou à l'alimentation de la Puissance de Raccordement à l'Injection et/ou au Soutirage de l'Installation, jusqu'au(x) premier(s) point(s) du RPT permettant d'assurer, en cas de défaut d'un ouvrage, l'évacuation et/ou l'alimentation par un autre ouvrage. Ainsi, par définition, tout aléa ou incident provoquant l'indisponibilité d'un ouvrage situé sur le réseau d'évacuation d'un producteur ou d'un stockeur aura pour conséquence la coupure du site de production ou, a minima, des restrictions en termes d'évacuation de la puissance active maximale. À l'inverse, tout aléa ou incident intervenant sur le réseau amont n'engendrera la coupure du site de production ou stockage que si un autre ouvrage du réseau amont est consigné, exploité sous un schéma différent du schéma normal, ou affecté simultanément par un autre défaut.

Événement exceptionnel

Sont considérés comme des événements exceptionnels (au sens de l'annexe 7 de la délibération N° 2025-77, de la Commission de Régulation de l'Énergie – TURPE 7 HTB) :

- les destructions dues à des actes de guerre, émeutes, pillages, sabotages, attentats, atteintes délictuelles ;
- les dommages causés par des faits accidentels et non maîtrisables, imputables à des tiers, tels que les incendies, explosions, chutes d'avion ;
- les catastrophes naturelles au sens de la loi n° 82-600 du 13 juillet 1982 modifiée ;
- l'indisponibilité soudaine, fortuite et simultanée de plusieurs installations de production raccordées au réseau public de transport, dès lors que la puissance indisponible est supérieure à ce que prévoit l'application des règles de sûreté mentionnées à l'article 28 du cahier des charges type de concession du réseau public de transport d'électricité (annexé au décret n° 2006-1731 du 23 décembre 2006) ;
- les mises hors service d'ouvrages décidées par les pouvoirs publics pour des motifs de sécurité publique ou de police dès lors que cette décision ne résulte pas du comportement ou de l'inaction du gestionnaire de réseau public d'électricité ;
- les phénomènes atmosphériques d'une ampleur exceptionnelle, au regard de leur impact sur les réseaux, caractérisés par une probabilité d'occurrence annuelle inférieure à 5 % pour la zone géographique considérée dès que, lors d'une même journée et pour la même cause, au moins 100 000 consommateurs finals alimentés par le réseau public de transport et/ou par les réseaux publics de distribution sont privés d'électricité.

Le réseau
de transport
d'électricité

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

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