



Numéro 92 – Actualités de janvier 2026
La Veille Juridique de la Commission de régulation de l'énergie

A la Une

Les textes 2

Nomination de M. Victor ALONSO au sein du collège de la Commission de régulation de l'énergie

Décisions relatives aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE)

Première estimation par la CRE des revenus annuels du parc nucléaire d'EDF pour 2027

Tarifs d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel et revenus autorisés des opérateurs de stockage de gaz naturel (ATRT8 et ATS3) : mises à jour annuelles

Le juge 8

Tribunal de l'Union européenne : la CTA ne constitue pas une taxe indirecte supplémentaire au sens de la « directive accises »

L'Europe 9

Commission européenne : autorisation d'un régime d'aides espagnol d'un montant de 3,1 milliards d'euros en faveur de la production d'électricité par des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité à haut rendement

La régulation 11

CoRDIS : règlement d'un différend portant sur l'application du Code RfG et de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité

CoRDIS : règlement d'un différend portant sur l'imputation de la charge financière de la création d'une nouvelle liaison « haute tension » (HTB) dans le cadre d'une demande de raccordement pour une installation de production d'électricité au fioul

Et aussi 13

Stratégie 2026-2029 du CEER

Rapport pluriannuel de programmation 2026-2028 de l'ACER

Les textes

Nomination de M. Victor ALONSO au sein du collège de la Commission de régulation de l'énergie

Par décret du Président de la République en date du 19 janvier 2026, M. Victor ALONSO, diplômé de l'Ecole polytechnique et ingénieur en chef du corps des mines, est nommé membre du collège de la Commission de régulation de l'énergie sur proposition de la ministre des outre-mer.

- [Consulter le décret du 19 janvier 2026 portant nomination d'un membre du collège de la Commission de régulation de l'énergie - M. ALONSO \(Victor\)](#)

Textes réglementaires

Arrêté retirant l'autorisation d'achat d'électricité pour revente aux clients finals et aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes de la société ACTELIOS SOLUTIONS

Par un arrêté du ministre chargé de l'énergie et de l'économie en date du 13 janvier 2026, l'autorisation d'achat d'électricité pour revente aux clients finals et aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes de la société ACTELIOS SOLUTIONS est retirée.

- [Consulter l'arrêté du 13 janvier 2026 retirant une autorisation d'exercer l'activité d'achat d'électricité pour revente aux clients finals et aux gestionnaires de réseaux pour leurs pertes](#)

Décisions relatives aux tarifs réglementés de vente d'électricité (TRVE) et arrêté portant la suppression de l'option « Base » du TRVE pour certaines puissances souscrites

Par cinq décisions du 28 janvier 2026, le ministre chargé de l'économie a fixé les tarifs « Bleus » applicables aux consommateurs résidentiels et non résidentiels en France métropolitaine continentale, les tarifs « Jaunes » et « Verts » applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale, les tarifs applicables aux consommateurs dans les zones non-interconnectées (ZNI) au réseau métropolitain continental et les tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution (ELD). Ces décisions sont conformes aux délibérations du 14 janvier 2026 de la CRE qui proposaient :

- une baisse du niveau moyen des TRVE de -0,36% HT (soit -0,59 €/MWh) au 1^{er} février 2026 ;
- une hausse de 2,26 % HT des tarifs de cession de l'électricité aux ELD.

Par un arrêté du 28 janvier 2026, l'option « Base » du TRVE est supprimée à compter du 1^{er} février 2026 pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kilovoltampères. La CRE a proposé, dans sa délibération n°2026-06 du 14 janvier 2026, la suppression de cette option pour les puissances souscrites allant de 18 à 36 kilovoltampères, au 1^{er} février 2026 pour les consommateurs résidentiels en France métropolitaine et au 1^{er} février 2027 en zone non interconnectée (ZNI). La CRE a également proposé que les clients n'ayant pas modifié leur option tarifaire dans le délai d'un an après la date d'effet de la suppression soient basculés dans l'option « Heures Pleines/Heures Creuses » tout en conservant leur puissance souscrite.

- [Consulter la décision du 28 janvier 2026 relative aux TRVE applicables aux consommateurs résidentiels en France métropolitaine continentale](#)
- [Consulter la décision du 28 janvier 2026 relative aux TRVE « Jaunes » et « Verts » applicables aux consommateurs en France métropolitaine continentale](#)
- [Consulter la décision du 28 janvier 2026 relative aux TRVE applicables dans les zones non interconnectées au réseau métropolitain continental](#)

- [Consulter la décision du 28 janvier 2026 relative aux tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution](#)
 - [Consulter la délibération n°2026-06 du 14 janvier 2026 sur les TRVE en France métropolitaine continentale et en zones non interconnectées](#)
 - [Consulter la délibération n°2026-07 du 14 janvier 2026 sur les tarifs de cession de l'électricité aux entreprises locales de distribution](#)
-

Principales délibérations de la CRE

Instruction de dossiers de candidature à la 4^e période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir d'énergie solaire situées dans les zones non interconnectées

La 4^e période de candidature de l'appel d'offre dit « 2023 PV ZNI » portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire situées dans les zones non interconnectées (ZNI) pour une puissance totale appelée de 99 MWc, s'est clôturée le 17 octobre 2025.

Par une délibération du 18 novembre 2025, publiée le 7 janvier 2026, la CRE propose de retenir 4 dossiers répartis sur les territoires de la Corse, de la Guyane et de la Réunion, pour une puissance totale de 32,57 MWc et un prix moyen pondéré de 92,04 €/MWh. La CRE a également proposé de retenir un dossier en liste complémentaire (en Corse) pour une puissance de 7,5 MWc.

Constatant la très faible souscription des appels d'offres photovoltaïques dans les ZNI depuis 2023, la CRE estime nécessaire d'analyser les raisons de cet échec et de prendre des mesures permettant d'accélérer le développement de la filière. Elle identifie plusieurs freins majeurs : les difficultés d'accès au foncier et d'obtention des autorisations d'urbanisme, les problématiques de raccordement ainsi que l'articulation avec l'arrêté tarifaire « S24 Bâtiment ». La levée de ces obstacles est prioritaire pour la transition énergétique et pour les économies qu'elle génère, puisque la production solaire se substitue à celle des centrales thermiques plus onéreuses dont le coût est supporté par les charges de service public de l'énergie (CSPE).

- [Consulter la délibération n°2025-258 du 18 novembre 2025 portant décision relative à l'instruction des dossiers de candidature à la quatrième période de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations de production d'électricité à partir de l'énergie solaire et situées dans les zones non interconnectées](#)

Première estimation des revenus annuels du parc nucléaire d'EDF pour 2027

Par une délibération du 7 janvier 2026, la CRE communique sa première estimation des revenus annuels du parc nucléaire d'EDF pour 2027. Conformément à l'article 17 de la loi de finances pour 2025 et aux articles L. 336-15 et R. 336-4 du code de l'énergie, la CRE procède à des estimations des revenus annuels du parc nucléaire constatés et projetés à partir de la comptabilité appropriée d'EDF à différentes échéances.

En vue de la mise en œuvre du versement nucléaire universel, la CRE doit ainsi publier sur son site internet ses estimations douze, six, trois, deux et un mois avant l'année civile de livraison. Elle précise dans cette délibération la méthodologie relative aux échéances M-12 et M-6 ainsi que sa première estimation pour l'année civile 2027, qu'elle invite à prendre avec réserve en raison du fort degré d'incertitude à cette échéance.

L'estimation des revenus annuels du parc nucléaire historique par la CRE repose sur la somme de quatre composantes : les revenus sécurisés, les contrats de long terme, les revenus prévisionnels à valoriser et la valeur de la forme captée par la modulation en temps réel. Pour calculer les revenus prévisionnels, la CRE retient la moyenne de nombreux scénarios afin d'assurer la stabilité de ses estimations face à l'incertitude des marchés, conformément à sa méthodologie définie en 2025. Cette approche aboutit pour l'année 2027 à une estimation de revenus unitaires de 60,94 €/MWh en 2027, soit un revenu de 21,940 milliards d'euros pour une production cible de 360 TWh.

- [Consulter la délibération n°2026-01 du 7 janvier 2026 portant décision sur la méthodologie appliquée pour le calcul des revenus annuels du parc nucléaire constatés et projetés à partir de la comptabilité appropriée](#)

Délibérations portant sur la comptabilité appropriée des revenus du nucléaire d'EDF

La CRE a adopté, le 14 janvier 2026, quatre délibérations portant sur la comptabilité appropriée des revenus du nucléaire d'EDF.

En application de l'article L. 134-3 du code de l'énergie, la CRE a été saisie par l'exploitant du parc nucléaire pour approbation :

- des règles régissant les procédures selon lesquelles la comptabilité appropriée des revenus du nucléaire est tenue ;
- d'une méthode d'allocation des transactions relatives à l'électricité entre l'électricité produite par les centrales électronucléaires historiques et celle produite par ses autres installations ;
- d'une liste de contrats adossés à des centrales électronucléaires historiques.

Par ses délibérations n°2026-08, n°2026-09 et n°2026-11 en date du 14 janvier 2026, la CRE approuve les règles permettant de constater les revenus issus de la production nucléaire réalisée par EDF, la méthode d'allocation des transactions établie par EDF ainsi que la liste de contrats conclus par EDF.

De plus, par sa délibération n°2026-10 en date également du 14 janvier 2026, la CRE précise les conditions, la périodicité et les échéances des transmissions de la comptabilité appropriée des revenus du nucléaire. Elle fixe la période de transmission de la comptabilité appropriée à une semaine et autorise, à titre dérogatoire et exceptionnel, que la transmission de la comptabilité appropriée puisse intervenir deux jours ouvrés après l'achèvement de la période de transmission. De plus, elle retient comme échéance de transmission le 1^{er} novembre de l'année N-1 et le 1^{er} décembre de l'année N-2 pour l'ensemble des informations non récurrentes de la comptabilité appropriée portant sur l'année de livraison N. Enfin, la CRE précise les conditions pratiques de transmission des documents relatifs à la comptabilité appropriée, notamment l'utilisation d'une plateforme dédiée sécurisée, le format et le contenu des documents récurrents.

- [Consulter la délibération n°2026-08 du 14 janvier 2026 portant approbation des règles régissant les procédures selon lesquelles la comptabilité appropriée des revenus du nucléaire est tenue](#)
- [Consulter la délibération n°2026-09 du 14 janvier 2026 portant approbation de la méthode d'allocation des transactions relatives à l'électricité aux centrales électronucléaires historiques](#)
- [Consulter la délibération n°2026-10 du 14 janvier 2026 portant décision sur les conditions, la périodicité et les échéances des transmissions de la comptabilité appropriée des revenus du nucléaire](#)
- [Consulter la délibération n°2026-11 du 14 janvier 2026 portant approbation de la liste des contrats adossés à des centrales électronucléaires historiques](#)

Approbation d'une méthodologie de calcul de capacité à l'échéance journalière dans la région « Central Europe »

Par une délibération du 15 janvier 2026, la CRE approuve les propositions de méthodologie commune de calcul coordonné de la capacité transfrontalière de la région « Central Europe » sur proposition de RTE et sur la base d'un accord entre l'ensemble des autorités de régulation de la région concernée. La région « Central Europe » résulte de la fusion des régions existantes « Core » et « Italie du Nord », permettant ainsi de réaliser un calcul de capacité qui reflète les interactions entre ces frontières et à RTE d'unifier la gestion de sa façade Est au sein d'un unique processus de calcul de capacité contre trois processus distincts.

La méthodologie de calcul de capacité à l'échéance journalière dans la région « Central Europe » est fondée sur les flux et reprend les principaux éléments de la méthodologie de calcul de la région « Core ».

- [Consulter la délibération n°2026-12 du 15 janvier 2026 portant approbation de la méthodologie de calcul de capacité à l'échéance journalière dans la région Central Europe](#)

Validation de l'anticipation et de la mutualisation des raccordements de consommateurs et de gestionnaires de réseaux publics de distribution au réseau public de transport dans la zone de Dunkerque

Par une délibération du 27 janvier 2026, la CRE valide l'anticipation et la mutualisation des raccordements de consommateurs et des gestionnaires de réseaux publics de distribution au réseau public de transport d'électricité dans la zone de Dunkerque.

La CRE autorise la construction anticipée d'un ensemble d'ouvrages permettant de créer 5 200 MW de capacité d'accueil dans la zone de « Dunkerque » dès 2029. La zone concernée, qui concentre 21 % des émissions industrielles de CO₂ en France et fait face à des besoins importants en électricité portés par des projets industriels, constitue une zone prioritaire pour la décarbonation. Ce dispositif permet à RTE de réaliser des travaux de raccordement au-delà de ceux nécessaires à une seule installation de consommation afin de prendre en compte les demandes de raccordement concomitantes et d'anticiper les besoins de raccordement dans une zone.

Les industriels devront s'acquitter d'une quote-part pour le raccordement dans la zone fixée à 42 k€/MW après réfaction. Par ailleurs, la quote-part applicable aux utilisateurs à raccorder en HTB1 est fixée à 13,06 k€/MW après réfaction. Cette quote-part est exigible dès la publication de cette délibération pour les demandeurs ayant effectué leur demande de raccordement à compter du 1^{er} juillet 2023 et pour une durée de 10 ans.

- [Consulter la délibération n°2026-21 du 27 janvier 2026 portant décision sur l'anticipation et la mutualisation des raccordements de consommateurs et des gestionnaires de réseaux publics de distribution au réseau public de transport d'électricité dans la zone de Dunkerque](#)

Mise à jour annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga (ATRT8)

En application des dispositions de la délibération du 30 janvier 2024 (cf. *L'Energie du droit*, n°70, janvier 2024) portant décision sur le tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et de Teréga, la CRE fait évoluer le tarif ATRT8 au 1^{er} avril 2026 par sa délibération du 28 janvier 2026.

Les termes tarifaires du réseau principal et ceux des réseaux régionaux respectifs de NaTran et Teréga augmentent de +3,41 % en moyenne au 1^{er} avril 2026.

- [Consulter la délibération n°2026-28 du 28 janvier 2026 portant décision sur l'évolution annuelle du tarif d'utilisation des réseaux de transport de gaz naturel de NaTran et Teréga au 1^{er} avril 2026](#)

Evolution du niveau des revenus autorisés de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2026 (ATS3)

En application des dispositions de la délibération du 30 janvier 2024 (cf. *L'Energie du droit* n°70, janvier 2024) portant décision sur le tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel, dit tarif ATS3, la CRE définit, par sa délibération du 28 janvier 2026, les évolutions des revenus autorisés de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2026.

Le revenu autorisé des opérateurs de stockage pour l'année 2026 est ainsi fixé à :

- 627,6 M€ pour Storengy, soit une hausse de +4,3 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2025 ;
- 180,2 M€ pour Teréga, soit une baisse de -0,3 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2025 ;
- 54,3 M€ pour Géométhane, soit une baisse de -1,5 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2025.

Le total des revenus autorisés des opérateurs de stockage pour l'année 2026 s'élève donc à 862,1 M€, soit une hausse de +2,9 % par rapport au revenu autorisé de l'année 2025. Il est inférieur de 1,2 % au montant prévu pour 2026 par la délibération ATS3.

- [Consulter la délibération n°2026-29 du 28 janvier 2026 portant décision sur l'évolution du tarif d'utilisation des infrastructures de stockage souterrain de gaz naturel de Storengy, Teréga et Géométhane pour l'année 2026](#)
- [Consulter les autres délibérations de la CRE](#)

Les chiffres du mois de janvier 2026

29 délibérations

2 consultations publiques

1 rapport

Le juge

Tribunal de l'Union européenne (TUE)

La CTA ne constitue pas une taxe indirecte supplémentaire au sens de la « directive accises »

Le TUE a été saisi par le Conseil d'Etat français dans le cadre d'un contentieux en responsabilité initié par les sociétés Accorinvest et Société générale contre l'Etat français, au sujet de la légalité de la contribution tarifaire d'acheminement (CTA) de l'électricité, instituée par la loi du 9 août 2004 relative au service public de l'électricité et du gaz et aux entreprises électriques et gazières. Dans ce contexte, le Tribunal était interrogé plus spécifiquement sur le point de savoir si la CTA présente un « lien direct et indissociable » avec la consommation d'électricité, de sorte qu'elle devrait être regardée comme une « taxe indirecte supplémentaire » au droit d'accise sur l'électricité au sens de l'article 1^{er}, paragraphe 2, de la directive 2008/118 relative aux droits d'accises.

Le Tribunal juge que la CTA ne relève pas de la notion de « taxe indirecte supplémentaire » au sens de l'article 1^{er}, paragraphe 2, de la directive 2008/118, dès lors que son fait générateur est la souscription, par les consommateurs d'électricité ou leurs fournisseurs, d'un contrat conclu pour l'accès au réseau d'électricité, que cette souscription se situe en amont de la consommation d'électricité et que son calcul ne dépend pas de la quantité d'électricité effectivement consommée.

Le Tribunal invite la juridiction de renvoi à vérifier les éléments de fait et les règles du droit national sur lesquels reposent cette analyse.

- [Consulter l'arrêt du Tribunal de l'UE du 28 janvier 2026, aff T-653/24](#)

L'Europe

Commission européenne

Aides d'Etat : résumé des décisions du mois janvier 2026

La Commission européenne a rendu plusieurs décisions approuvant des régimes d'aides d'Etat dans le secteur de l'énergie au mois de janvier :

- **Autorisation d'un régime d'aides allemand d'un montant de 200 millions d'euros en faveur de la production canadienne d'hydrogène renouvelable et de ses dérivés destinés au marché de l'UE (15 janvier 2026, SA.118372)** : l'aide soutiendra la construction d'une capacité d'électrolyse au Canada pouvant atteindre 300 MW. Les aides seront octroyées dans le cadre d'une procédure d'appel d'offres qui devrait s'achever en 2027 avec un système de double enchère, qui réunit les producteurs de carburants renouvelables d'origine non biologique au Canada et les acheteurs de carburants renouvelables d'origine non biologique dans l'Union européenne.
- **Autorisation d'un régime d'aides espagnol d'un montant de 3,1 milliards d'euros en faveur de la production d'électricité par des centrales de production combinée de chaleur et d'électricité à haut rendement (28 janvier 2026, SA.114058)** : l'aide, d'une durée de 10 ans, bénéficiera aux exploitants d'installations de cogénération nouvelles ou ayant fait l'objet d'une rénovation substantielle produisant de l'électricité par du gaz naturel, des bioliquides, du biogaz et de la biomasse solide. Les projets faisant appel au gaz naturel devront permettre d'utiliser au moins 10 % en volume d'hydrogène renouvelable. Elle prendra la forme d'une majoration de la rémunération comprenant une indemnité pour les investissements, fixée au moyen d'enchères concurrentielles, et d'une indemnité pour le fonctionnement, calculée et actualisée chaque trimestre sur la base de variables de marché selon une méthode transparente.

Les détails de ces décisions de la Commission européenne n'ont pas tous été rendus publics et seront consultables ultérieurement dans le registre des aides d'Etat.

- [Consulter le communiqué de presse de la Commission européenne du 15 janvier 2026 \(régime allemand, SA.118372\)](#)
- [Consulter le communiqué de presse de la Commission européenne du 28 janvier 2026 \(régime espagnol, SA.114058\)](#)
- [Consulter le registre des aides d'Etat de la Commission européenne](#)

Agence de Coopération des Régulateurs de l'Energie (ACER)

Publication d'un guide pour suivre les performances en matière de cybersécurité des réseaux électriques de l'Union européenne

L'ACER a publié le 27 janvier 2026 son guide sur les informations à soumettre volontairement pour le suivi des indicateurs de performance de fiabilité opérationnelle liés à la cybersécurité dans le secteur de l'électricité, en vertu du code de réseau sur des règles sectorielles concernant les aspects liés à la cybersécurité des flux transfrontaliers d'électricité.

Aux termes de ce guide, l'ACER demande les informations statistiques suivantes, telles que définies par les indicateurs de performance de fiabilité opérationnelle énumérés dans le guide :

- nombre annuel de cybermenaces à déclarer ;
- nombre annuel de cyberattaques à déclarer ;
- nombre annuel de vulnérabilités non corrigées exploitées.

À compter de 2027, l'ACER ouvrira une période de soumission de ces informations tous les trois ans. Lors de la première période de soumission en 2027, l'ACER demandera des données pour l'année 2026. À partir de 2030, chaque soumission portera sur les trois années précédentes.

- [Consulter le guide de l'ACER du 27 janvier 2026 relatif aux indicateurs de performance de fiabilité opérationnelle \(en anglais\)](#)

Avis de l'ACER sur le modèle intégré pour la planification des infrastructures de l'Union européenne en matière d'électricité, de gaz et d'hydrogène

L'ACER a publié le 29 janvier 2026 un avis sur le modèle intégré pour la planification des infrastructures de l'UE en matière d'électricité, de gaz et d'hydrogène soumis en octobre 2025 par le Réseau européen des gestionnaires de réseaux de transport d'électricité (ENTSO-E) et de gaz (ENTSOG) et préparé avec le soutien du Réseau européen des gestionnaires de réseaux d'hydrogène (ENNOH).

Sur le fondement du règlement (UE) 2022/869 du 30 mai 2022 concernant des orientations pour les infrastructures énergétiques transeuropéennes (TEN-E), les gestionnaires de réseaux élaborent conjointement une modélisation cohérente et d'intégration progressive pour soutenir une planification coordonnée des infrastructures et étayer les futurs schémas décennaux de développement des réseaux (TYNDP). L'ACER formule dans son avis quelques recommandations afin de renforcer l'ambition de cette modélisation.

- [Consulter l'avis de l'ACER n° 01/2026 du 28 janvier 2026 sur le modèle intégré de planification des infrastructures électriques, de gaz et d'hydrogène \(en anglais\)](#)

La régulation

Comité de Règlement des Différends et Sanctions (CoRDîS)

Règlement d'un différend relatif à la contestation des créances correspondant à la refacturation des sommes dues au titre de la composante de relève résiduelle

M. T., consommateur final utilisateur du réseau public de distribution d'électricité, a saisi le CoRDîS d'un différend relatif à la facturation, par son fournisseur d'électricité, de sommes dues au titre de la « composante de relève résiduelle » (composante tarifaire applicable aux utilisateurs non équipés d'un compteur « Linky »). Le demandeur a mis en cause son fournisseur d'énergie, la société TotalEnergies Electricité et Gaz France (TEEGF), ainsi que le gestionnaire du réseau de distribution, la société Enedis.

Dans sa décision du 8 décembre 2025, publiée au *Journal officiel* du 20 janvier 2026, le comité relève d'office son incompétence pour se prononcer sur un différend opposant un fournisseur d'électricité à un consommateur final portant sur le bien-fondé des sommes facturées et sur l'exécution des conditions générales de vente d'un contrat de fourniture d'électricité. Il ajoute qu'il n'est pas non plus compétent pour mettre en œuvre les recommandations du Médiateur national de l'énergie (MNE), lesquelles ne s'imposent pas à lui. Pour ces motifs, le comité rejette les demandes présentées par M. T à l'encontre de TEEGF, ainsi que celles tendant à la mise en œuvre de la recommandation du MNE.

En ce qui concerne le différend opposant M. T. à la société Enedis, le comité considère que, conformément à la délibération de la CRE n°2022-82 du 17 mars 2022 qui institue la composante de relève résiduelle, en l'absence de mise à disposition, par M. T, de ses index de consommation d'électricité depuis plus de douze mois, Enedis était fondée à lui appliquer la composante de relève résiduelle, et que la circonstance selon laquelle cette société n'aurait pas procédé à la relève à pied de son compteur électromécanique est sans incidence sur l'application de cette composante pour la période comprise entre le 1^{er} août 2022 et le 31 juillet 2025. Le comité rejette donc les demandes de M. T tendant à la contestation de l'application de la composante de relève résiduelle par Enedis.

- [Consulter la décision n°02-38-25 du 8 décembre 2025](#)
- [Consulter la délibération de la CRE n°2022-82 du 17 mars 2022](#)

Règlement d'un différend relatif à l'application du code RfG et de l'arrêté du 9 juin 2020 relatif aux prescriptions techniques de conception et de fonctionnement pour le raccordement aux réseaux d'électricité

Par une décision du 18 décembre 2025, publiée au *Journal officiel* du 16 janvier 2026, le CoRDîS règle un différend entre un producteur d'électricité, la société Parc Éolien des Chênaies Hautes, et le gestionnaire du réseau de transport, la société RTE. Le litige portait sur la détermination des exigences techniques applicables au raccordement d'une installation de production d'électricité, en lien avec le règlement européen établissant un code de réseau sur les exigences applicables au raccordement au réseau des installations de production d'électricité (« code RfG ») et l'arrêté du 9 juin 2020 susmentionné.

Plusieurs avenants à la proposition technique et financière (PTF) ont été signés entre 2019 et 2024 entre le producteur et RTE, notamment pour tenir compte d'un changement d'unités de production et de l'évolution de la puissance installée demandée. Lors de la signature de la convention de raccordement en décembre 2024, un désaccord est apparu sur les exigences techniques : RTE considérait le projet comme étant soumis à l'arrêté du 9 juin 2020, ce que le producteur contestait.

Le CoRDîS décide que les unités de production sont « nouvelles » et « significatives » au sens du code RfG et qu'elles doivent donc respecter ce règlement. En revanche, le chapitre I du titre I^{er} de l'arrêté de 2020 n'est pas applicable car la PTF avait été signée avant son entrée en vigueur. Le comité constate que RTE n'a pas informé en temps utile le producteur de l'applicabilité du code RfG et du chapitre II du titre I^{er} de l'arrêté, en méconnaissance de son obligation de transparence à l'égard des utilisateurs de son réseau.

Le comité enjoint donc à RTE de communiquer au demandeur, dans un délai d'un mois, un avenant à la convention de raccordement prévoyant l'application des prescriptions du code RfG et des dispositions du chapitre II du titre I^{er} de l'arrêté du 9 juin 2020, sans toutefois que le demandeur n'ait à supporter les coûts supplémentaires résultant de l'application des exigences techniques prescrites par ces dispositions.

- [Consulter la décision n°07-38-25 du 18 décembre 2025](#)

Règlement d'un différend relatif à l'imputation de la charge financière de la création d'une nouvelle liaison « haute tension » (HTB) dans le cadre d'une demande de raccordement pour une installation de production d'électricité

Par une décision du 5 janvier 2026, le CoRDIS s'est prononcé sur un différend opposant la Compagnie Électrique de Bretagne (CEB) à Enedis au sujet de la prise en charge financière d'une nouvelle liaison électrique haute tension (63 kV).

En 2024, Enedis a transmis une proposition technique et financière (PTF) mettant à la charge de la CEB 24 M€ HT pour la création de cette liaison, considérée comme une extension du réseau exclusivement liée à son projet. La CEB conteste ce montant, estimant que la ligne bénéficierait aussi à d'autres utilisateurs déjà raccordés au poste-source.

Cependant, le comité relève qu'il résulte des dispositions de l'article D. 342-2 du code de l'énergie que la notion d'extension des réseaux publics de transport ou de distribution d'électricité recouvre, pour les ouvrages dans le domaine de tension supérieur à celui de la tension de raccordement, ceux dont la création est rendue nécessaire par la demande de raccordement et n'ont d'autre utilité, à la date de cette demande, que celle de raccorder exclusivement l'installation du demandeur au raccordement.

Partant de ces constats, le comité décide que le coût de la création d'une nouvelle liaison souterraine de 63 kV doit être mis à la charge de la CEB et rejette ainsi les demandes de cette dernière.

- [Consulter la décision n°10-38-25 du 18 décembre 2025](#)

Office of Gas and Electricity Markets (Ofgem)

Sanction de 2,7 millions de livres sterling pour un fournisseur d'électricité en compensation d'un manquement à une obligation de verser les remises du *Warm Home Discount*

Le fournisseur OVO doit verser plus de 2,7 millions de livres sterling en compensation après avoir manqué la date limite légale du 31 mars 2024 pour verser les remises du *Warm Home Discount* (WHD, dispositif gouvernemental permettant une remise de £150 sur la facture d'électricité) à 11 646 clients. Ces derniers n'ont finalement reçu leur aide qu'en novembre 2025, avec plus de 19 mois de retard, laissant de nombreux consommateurs vulnérables sans soutien durant l'hiver.

OVO versera £2 765 200 directement aux clients concernés : £150 pour chaque foyer impacté, £150 supplémentaires pour les clients médicalement vulnérables, ainsi que £100 pour chaque cas d'auto-déconnexion entre le 31 mars et le 31 mai 2024.

- [Consulter le communiqué de presse en date du 22 janvier 2026 \(en anglais\)](#)

Et aussi...

Stratégie 2026-2029 du CEER

Le CEER a publié le 5 janvier 2026 sa stratégie pour la période 2026-2029. Le CEER rappelle à ce titre le rôle central des régulateurs pour le bon fonctionnement du marché, la protection des consommateurs, la sécurité de l'approvisionnement et la transition énergétique.

Trois priorités sont identifiées :

- optimiser les solutions axées sur le marché afin d'obtenir les meilleurs résultats pour les consommateurs et le système énergétique ;
- responsabiliser et protéger les consommateurs ;
- développer un système énergétique décarboné.

Enfin, la stratégie met l'accent sur la mise en œuvre effective de la législation existante en matière d'énergie, plutôt que sur l'introduction d'un nouveau cadre juridique et souligne l'importance de la prévisibilité réglementaire.

- [Consulter la stratégie 2026-2029 du CEER \(en anglais\)](#)

Rapport pluriannuel de programmation 2026-2028 de l'ACER

L'ACER a publié le 7 janvier 2026 son rapport pluriannuel de programmation 2026-2028 présentant ses objectifs stratégiques et ses priorités pour les années à venir. Elle indique qu'en 2026 ses travaux se concentreront sur les sujets suivants :

- le cadre REMIT pour lutter contre les abus de marché : le règlement d'exécution et les actes délégués relatifs à REMIT II élargiront le champ d'application de la surveillance du marché et le niveau de transparence des marchés de l'énergie. L'ACER indique qu'elle mènera progressivement des enquêtes transfrontalières, en complément des travaux des autorités de régulation nationales ;
- les échanges transfrontaliers et la sécurité énergétique : l'ACER soutiendra les modifications apportées aux codes de réseau pour les échanges transfrontaliers d'électricité et de gaz ;
- la surveillance du marché : l'ACER souligne qu'elle continuera de surveiller le secteur de l'énergie, en identifiant les défis et les opportunités pour accroître les avantages pour les consommateurs tirés du marché intégré de l'énergie de l'UE.

- [Consulter le rapport pluriannuel de programmation 2026-2028 de l'ACER \(en anglais\)](#)

Le Comité de rédaction	
Alexandra BONHOMME	Sylvain LE GALL
Emmanuel RODRIGUEZ	Claire PARGUEY
David MASLARSKI	Sophie de ROCHEGONDE
Pauline KAHN DESCLAUX	Raphaël MANDELCWAJG
Victoire GRIDEL	Salomé RIEUF