

La Lettre de XXI Institut – Énergie

Septembre 2026 · XXI Institut
Publication du 17 octobre 2026

Système électrique, marchés et usages

Été 2026 : l’approvisionnement national a tenu, les contraintes climatiques restent à préparer

Les premières analyses de RTE publiées en septembre 2026 constatent que chaleur et sécheresse n’ont pas mis en difficulté l’approvisionnement électrique national pendant l’été. Elles décrivent néanmoins des indisponibilités climatiques du nucléaire, une hydraulique affectée et des contraintes sur certains équipements du réseau. RTE annonce une actualisation des modélisations et des tests climatiques. Une partie des données reste provisoire. Le résultat observé établit la résistance du système dans cet épisode ; il ne garantit pas la même marge pour une autre combinaison de demande et d’indisponibilités.[1]

La première distinction concerne l’échelle du diagnostic. Une marge de production nationale ne garantit pas la puissance disponible au point de livraison d’une usine. Une ligne, un poste ou un raccordement peut limiter l’alimentation alors que des moyens de production demeurent mobilisables ailleurs. Pour un investissement industriel, le besoin doit donc être décrit en puissance, en profil horaire et en durée admissible d’interruption. La disponibilité de l’énergie et sa capacité d’acheminement doivent être examinées ensemble, avant de fixer le calendrier de mise en service.

Le retour d’expérience doit également identifier les facteurs qui ont évité une difficulté. L’effet d’une baisse de production dépend du niveau de consommation au même moment, des autres moyens et des échanges possibles. Une perte temporaire ne se traduit pas automatiquement par un manque pour les usagers ; elle peut néanmoins réduire la marge qui aurait absorbé un incident supplémentaire. Les études de risque doivent donc tester des événements simultanés et leurs durées, plutôt qu’additionner des maxima indépendants ou supposer que la situation favorable de l’été se reproduira.

Pour les exploitants, les mesures à préparer portent sur les ouvrages et les opérations sensibles : maintenance, surveillance, stocks de pièces, fonctionnement en conditions dégradées et information des partenaires. Pour le gestionnaire d’un projet nouveau, le contrat doit identifier la qualité de fourniture promise et les solutions de secours réellement disponibles. Ces questions donnent un contenu opérationnel à l’adaptation climatique. Le bilan de RTE fournit les faits d’un épisode et les points à approfondir ; chaque site doit en tirer un diagnostic correspondant à ses propres contraintes.

Prix de l'été : un solde exportateur n'immunise pas l'acheteur contre une hausse du marché

Le même document de RTE décrit une France largement exportatrice pendant l'été 2026 et une hausse des prix de marché de l'électricité. Les moyennes spot indiquées atteignent 95,2 euros par mégawattheure en juillet et 122,8 euros en août. RTE rapproche cette évolution des combustibles et d'une plus grande convergence avec les marchés voisins. Il distingue ces prix spot des marchés à terme. Il n'y a donc pas de contradiction à constater une production nationale disponible et des achats plus chers : disponibilité physique et formation du prix répondent à des questions différentes.[1]

Pour un consommateur, l'effet dépend du contrat. Un prix fixe conclu avant la hausse, une indexation sur le marché et une formule associant plusieurs références ne transmettent pas le mouvement de la même manière. Il faut regarder les volumes couverts, la période et le traitement des écarts. Une entreprise peut avoir sécurisé un volume annuel sans avoir couvert les heures les plus coûteuses de son activité. Une comparaison de factures qui ignore ces différences risque d'attribuer au seul marché ce qui provient aussi du profil et de la couverture choisis.

Le contrat adossé à une installation renouvelable pose une difficulté particulière : la production ne coïncide pas nécessairement avec la consommation. Le prix négocié pour cette production ne représente pas le coût complet de l'approvisionnement si l'acheteur doit acquérir un complément à d'autres heures. Inversement, le surplus doit être valorisé selon des conditions qui peuvent différer du prix d'achat. Les simulations doivent rapprocher, pas de temps par pas de temps, les livraisons, le besoin, les compléments et les excédents, puis tester des situations de faible disponibilité.

Le producteur rencontre le risque symétrique : une recette annuelle espérée peut masquer les heures auxquelles sa production sera rémunérée. La décision de financement gagne ainsi à distinguer quantité vendue, profil, indexation et obligations de livraison. Le bilan national reste utile pour comprendre le système ; il ne suffit pas à déterminer le prix supportable d'un contrat particulier. L'analyse décisive porte sur les risques que chaque partie accepte et sur sa capacité à les absorber pendant la durée promise.

54,1 % de renouvelables au deuxième trimestre : un indicateur de production, pas un taux d'atteinte des objectifs

Eurostat indique, le 18 septembre 2026, que les sources renouvelables ont fourni 54,1 % de l'électricité produite dans l'Union au deuxième trimestre, contre 54,3 % un an auparavant. Le solaire représente 41,6 % de la seule production renouvelable, et non de toute l'électricité. La note distingue cet indicateur de production nette de la part dans la consommation brute utilisée pour la directive sur les renouvelables. Cette dernière suit une autre méthode, avec notamment une normalisation de l'hydraulique et de l'éolien. Confondre les deux ferait attribuer à la statistique une portée réglementaire qu'elle n'a pas.[2]

La comparaison trimestrielle doit tenir compte de la saison et du dénominateur. Une part peut diminuer alors que le volume renouvelable augmente si les autres productions progressent davantage. Elle peut aussi monter sous l'effet d'une baisse de la production totale. Pour apprécier la transformation du système, il faut donc rapprocher les parts et les volumes sur des périodes comparables. Une évolution sur un trimestre ne démontre ni une tendance durable ni la cause d'une décision d'investissement particulière.

Pour une entreprise qui achète de l'électricité, la moyenne européenne ne renseigne pas la disponibilité à ses heures de fonctionnement. Elle ne permet pas davantage de qualifier directement son approvisionnement contractuel. Le bilan du système, les attributs associés à une vente et le profil d'une installation sont trois objets distincts. Le contrat doit décrire ce qui est fourni et justifié ; il ne peut emprunter à une statistique globale une garantie sur chaque livraison.

L'utilité de la publication est de situer les productions et leurs variations, avec une méthode explicite. Un suivi de projet devrait reprendre la même discipline : nommer l'unité, la période, le territoire et le dénominateur avant de commenter le résultat. Cela permet de comparer une trajectoire industrielle aux données qui la décrivent réellement, sans transformer une proportion saisonnière en preuve de sécurité d'approvisionnement ou de conformité à une cible européenne.

Capacité, stockage et investissement

Mécanisme de capacité : le financement constaté ne mesure pas des mégawattheures livrés

La CRE a publié le 23 septembre 2026 les paramètres de financement du nouveau mécanisme de capacité pour 2026-2027. Elle constate un montant de 1 667 184 865,48 euros et un quotient de 18 646,6 euros par mégawatt, après l'enchère organisée par RTE le 6 juillet. Sa présentation vise des capacités de production, de stockage et d'effacement sélectionnées par concurrence, financées principalement par une taxe supportée par les fournisseurs. Ces euros par mégawatt ne sont pas un prix de vente du mégawattheure : le service recherché est une disponibilité de capacité.[3]

Cette distinction commande la lecture du financement. Le montant global n'est pas une somme acquise par chaque exploitant ni une mesure de toute l'électricité qui sera produite. Une capacité peut contribuer au système sans fonctionner en continu ; un effacement agit sur la consommation plutôt qu'en injectant une énergie nouvelle. Pour comparer les offres et leurs coûts, il faut comprendre la disponibilité attendue, les périodes pertinentes et les conditions dans lesquelles la contribution sera vérifiée. La puissance nominale d'un équipement ne suffit pas à décrire le service.

Pour un fournisseur, la question est celle de l'incidence sur son coût et sur les engagements de fourniture. La méthode de calcul et la période doivent être distinguées de la formule de prix du contrat client. Pour un exploitant, l'enjeu est de relier la rémunération aux obligations de

disponibilité et aux conséquences d'un défaut. Une recette présentée isolément dans un modèle financier donnerait une vision incomplète si elle omettait les coûts nécessaires pour maintenir cette disponibilité.

Le stockage demande une vigilance supplémentaire. Une batterie possède une puissance, mais aussi une réserve d'énergie limitée et des contraintes de recharge. Sa valeur dépend de la durée du besoin et des usages qu'elle doit pouvoir assurer simultanément. Les recettes envisagées sur plusieurs services doivent être confrontées aux mêmes contraintes physiques et contractuelles. Additionner des revenus supposant chacun la disponibilité totale de l'actif à la même heure peut surestimer sa capacité de remboursement, même si chaque marché paraît accessible séparément.

Contrats pluriannuels : la proposition de la CRE place la décision d'investir au cœur de l'éligibilité

La délibération du 17 septembre 2026, mise en ligne le 25, propose les critères économiques des contrats pluriannuels de capacité. Elle examine les dépenses d'investissement et leur calendrier, et propose que la décision finale d'investissement n'ait pas été prise au dépôt du dossier ni avant les résultats de l'enchère. Les durées maximales proposées varient selon les catégories : quinze, douze ou dix ans, sous la limite de l'amortissement prévisionnel. Le document est une proposition adressée au ministre ; il ne faut pas présenter toutes ses conditions comme un arrêté déjà adopté.[4]

La logique du critère est de faire de la rémunération longue un élément qui déclenche l'investissement. Elle crée une difficulté de calendrier pour le porteur : avancer assez le projet pour soumettre une offre crédible, sans avoir franchi l'étape d'engagement que le dispositif entend réserver. Les contrats préparatoires, réservations d'équipement et décisions des organes sociaux doivent donc être examinés ensemble. Une formule selon laquelle le projet reste « conditionnel » ne suffit pas si les engagements pris montrent une décision différente.

La proposition distingue aussi la durée de financement souhaitée et la durée économiquement justifiable de la rémunération. Un contrat plus long peut faciliter l'offre et l'emprunt, mais reporte le risque de besoin sur ceux qui financent le mécanisme. La durée ne devrait pas servir uniquement à combler un besoin de trésorerie ; elle doit rester cohérente avec l'actif, son amortissement et le service attendu. Les coûts engagés, les charges d'exploitation et les renouvellements futurs demandent des traitements distincts.

Pour préparer un dossier, l'exploitant peut dès à présent organiser les justificatifs de dépenses et la chronologie des décisions, sans présumer de la sélection finale. Le plan de financement doit conserver un scénario où le contrat pluriannuel n'est pas obtenu ou démarre plus tard. Les partenaires ont intérêt à préciser les conséquences de cette issue : poursuite, redimensionnement ou abandon. L'éligibilité économique, l'autorisation de contractualiser et le résultat de l'enchère sont des étapes dont les effets doivent rester identifiables.

Marchés européens et nouveaux besoins

Partage d'énergie et gaz-hydrogène : les mises en demeure ne valent pas condamnation ni transposition accomplie

Le 25 septembre 2026, la Commission annonce deux mises en demeure concernant notamment la France, avec deux mois pour répondre et compléter les notifications. La première porte sur le libre choix du fournisseur et le partage d'énergie ; la seconde sur le cadre gaz-hydrogène. Une mise en demeure ouvre une procédure de manquement : elle n'est pas un arrêt de la Cour de justice. Les deux dossiers doivent être suivis séparément, car ils ne concernent ni les mêmes activités ni les mêmes dispositions.[5]

La directive électricité fixe au 17 juillet 2026 la transposition des dispositions spécialement visées sur le choix du fournisseur et le partage, par dérogation à son calendrier général. Le nouvel article 15 bis organise notamment la participation de clients actifs, le rôle possible d'un organisateur et les relations avec fournisseurs et gestionnaires. Pour le gaz et l'hydrogène, le 5 août 2026 est l'échéance des dispositions énumérées à l'article 94 de la directive 2024/1788. Il serait inexact de résumer tous les calendriers de ces textes à une seule date.[6], [7]

Pour un organisateur de partage, l'enjeu ne se réduit pas au droit de répartir une quantité annuelle entre participants. Les données de mesure, les intervalles de calcul, les informations aux fournisseurs et les frais applicables déterminent le fonctionnement économique de l'accord. Une offre commerciale doit expliquer ce qui est partagé et ce qui reste fourni par ailleurs. La possibilité de désigner un tiers ne dispense pas de préciser ses responsabilités ni les conditions de départ d'un participant.

Un projet gazier ou hydrogène doit, de son côté, identifier les fonctions exercées : production, transport, distribution ou stockage. Le cadre européen ne rend pas interchangeables les infrastructures et les contrats de ces activités. Les conditions d'accès, la qualité du produit, le calendrier de disponibilité et les obligations de chaque opérateur doivent être établis pour la chaîne envisagée. La possibilité de produire ne garantit pas, à elle seule, la possibilité d'acheminer et de vendre le volume attendu.

Les procédures européennes donnent une raison précise de surveiller les mesures nationales et leurs dates. Elles ne décrivent pas à elles seules toutes les règles applicables à une opération en France. Pour contractualiser, il faut rapprocher le service proposé des textes nationaux pertinents et prévoir l'examen des adaptations qui affecteront effectivement le contrat. Cette démarche évite aussi bien de promettre immédiatement un droit sans modalités établies que de différer toutes les décisions techniques au motif que la transposition est discutée.

Centres de données : l'efficacité du site ne suffit pas à dimensionner son raccordement et son débouché de chaleur

La Commission a lancé le 21 septembre 2026 une consultation sur de possibles normes minimales de performance des centres de données, ouverte jusqu'au 14 décembre. Elle annonce une proposition législative pour le deuxième trimestre 2027 et souligne les effets sur les réseaux, l'énergie et l'eau. Cette consultation ne crée pas elle-même une norme minimale applicable. Pour les énergéticiens, elle met surtout en évidence la nécessité d'examiner la demande du site avec son infrastructure d'alimentation et ses possibilités d'intégration locale.[8]

Une amélioration de l'efficacité peut coexister avec une augmentation de la consommation totale si l'activité croît davantage. Le dimensionnement du raccordement doit donc partir des besoins de puissance et de leur évolution, et pas seulement d'un ratio annoncé pour le bâtiment. Le calendrier doit distinguer la puissance réservée, les étapes réellement mises en service et les possibilités de modulation. Une hypothèse de charge constante utilisée pour financer un ouvrage mérite d'être confrontée aux engagements du client et à ses scénarios d'expansion.

La valorisation de chaleur pose une autre question : l'énergie disponible est-elle utilisable par un acheteur proche, aux mêmes périodes ? Température, distance, travaux de raccordement thermique et besoins saisonniers déterminent la possibilité de vendre. Un volume théorique de chaleur ne devient pas une recette parce qu'il figure dans un bilan. Le contrat doit préciser qui finance l'adaptation, qui garantit la disponibilité et ce qui se passe lorsque le centre ou le réseau de chaleur réduit son activité.

Ces éléments peuvent être négociés avant l'adoption éventuelle de nouvelles normes. Un accord de développement peut prévoir les données à fournir, les jalons de puissance et les essais nécessaires pour confirmer le débouché thermique. Les économies attendues et les conditions de secours doivent rester visibles dans le modèle. L'intérêt énergétique du projet se jugera sur des consommations, une flexibilité et des livraisons mesurables, au-delà d'un engagement général de performance environnementale.

Production renouvelable et montage des projets

Serenysun : le refus de suspendre le décret d'autoconsommation ne juge pas sa légalité

Le juge des référés du Conseil d'État a rejeté, le 9 septembre 2026, la demande de suspension du décret du 26 juin sur la répartition de l'énergie dans l'autoconsommation collective. Les sociétés invoquaient notamment un développement informatique estimé entre 65 000 et 80 000 euros. Le juge retient l'absence d'éléments précis établissant une atteinte suffisamment grave et immédiate et rejette sans examiner le doute sérieux sur la légalité. La suspension n'est pas obtenue ; le fond du décret n'est ni validé ni invalidé par cette ordonnance.[9]

La difficulté opérationnelle est liée au moment où les coefficients doivent être établis et transmis, ainsi qu'à la répartition entre autoconsommation et valorisation extérieure. L'ordonnance décrit une modification qui appelle des prévisions et une adaptation de l'outil.

Pour l'organisateur, le travail doit rapprocher ces calculs des engagements pris envers les producteurs et consommateurs : quelles données sont disponibles, à quelle heure et qui supporte un écart ? Une règle de calcul ne peut être mise en œuvre correctement si le contrat suppose des informations que personne ne doit fournir.

Le raisonnement d'urgence demande aussi une preuve située. Le montant d'une adaptation doit être rapporté à son échéance, aux capacités du requérant et aux effets concrets sur l'activité. Une facture estimée n'établit pas automatiquement un préjudice immédiat justifiant l'arrêt du texte. Un dossier contentieux gagne à distinguer la dépense, la désorganisation alléguée et l'impossibilité éventuelle de poursuivre une opération. Chacun de ces effets réclame des pièces différentes.

Pendant la contestation, l'information des participants doit rester exacte : les nouvelles contraintes doivent être examinées sans annoncer que le juge les a définitivement approuvées. Les adaptations contractuelles devraient décrire les calculs et leurs effets, pas seulement répercuter un coût global. Une transparence sur les écarts et les responsabilités permet aux participants de comprendre le service qu'ils achètent, quelle que soit l'issue ultérieure du litige au fond.

Photovoltaïque au sol : le seuil de trois mégawatts simplifie une formalité, pas toute la faisabilité

Le 30 juillet 2026, le Conseil d'État a rejeté le recours contre le relèvement d'un à trois mégawatts du seuil en deçà duquel les ouvrages solaires au sol concernés relèvent de la déclaration préalable. Il retient la base légale de l'article L. 421-4 du code de l'urbanisme : le pouvoir réglementaire peut fixer cette liste selon les dimensions, la nature ou la localisation. La présence, dans le même décret, de mesures sur les ombrières ne prive pas le changement de cette habilitation. La décision porte sur la formalité d'urbanisme contestée.[10]

La simplification peut réduire une étape de préparation sans modifier les autres conditions du projet. Le porteur doit encore établir les droits sur le terrain, le raccordement disponible et les exigences environnementales ou agricoles pertinentes. Deux installations de puissance voisine peuvent avoir des effets très différents selon leur implantation. Une puissance inférieure au seuil n'est donc pas un indicateur suffisant de l'absence d'incidences ni du coût complet de réalisation.

Le calendrier financier doit identifier les décisions qui peuvent encore bloquer les travaux ou la vente d'électricité. Un délai court sur la formalité d'urbanisme n'a qu'un effet limité si le raccordement intervient beaucoup plus tard. La promesse faite à un propriétaire ou à un acheteur doit tenir compte de ce chemin complet. Les conditions des contrats peuvent être rattachées à des étapes vérifiables, plutôt qu'à une date obtenue en ne regardant que le dépôt de la déclaration.

La décision invite ainsi à séparer qualification administrative et choix du site. Une procédure plus légère ne rend pas automatiquement un terrain éloigné du réseau plus avantageux qu'une surface déjà équipée. Les coûts de travaux, les mesures nécessaires et le calendrier de mise en

service doivent rester dans la comparaison. Le seuil fournit une réponse juridique à une formalité précise ; il ne remplace pas l'analyse qui permet de choisir un projet réalisable et de négocier ses recettes futures.

Extension éolienne : décrire le parc existant sans effacer les effets supplémentaires

Dans l'affaire Les Petits Bois, le Conseil d'État a rejeté le 30 juillet 2026 le pourvoi contre l'autorisation de trois éoliennes ajoutées à un parc de sept machines. L'état initial doit décrire l'environnement actuel, avec le parc déjà en service, pour présenter l'évolution probable sans l'extension. Il n'a pas à reconstituer comme référence l'environnement antérieur au parc. La décision examine aussi les études paysagères, les chiroptères et Natura 2000 ; elle ne supprime pas l'analyse des incidences de l'extension et des effets cumulés pertinents.[11]

La comparaison doit permettre de distinguer ce qui existe de ce que le projet change. Partir d'un paysage déjà occupé ne rend pas négligeable l'effet d'une machine supplémentaire : son emplacement peut modifier un point de vue ou une continuité écologique d'une manière propre. Les documents doivent expliquer cette variation, avec des observations et représentations adaptées. À l'inverse, attribuer à l'extension tous les effets du parc initial ne permettrait pas de comprendre l'apport réel du projet contesté.

La qualité de la preuve s'apprécie sur les enjeux localisés. Les photomontages doivent correspondre aux lieux depuis lesquels les effets sont discutés ; les observations sur les espèces doivent pouvoir renseigner la situation au moment du projet. Le rejet du pourvoi ne fournit pas une méthode dispensant de ces travaux pour les autres sites. Il confirme une appréciation dans un dossier donné, au terme du contrôle de cassation.

L'arrêt présente également un intérêt pour les tiers qui envisagent un recours. Il retient que des moyens devenus suffisamment précis seulement après le délai de cristallisation sont des moyens nouveaux tardifs.[11] Une contestation utile doit donc identifier tôt la lacune alléguée et les pièces qui la soutiennent. Une formule générale sur les espèces protégées ne conserve pas nécessairement la possibilité de développer plus tard un grief différent ou jusque-là insuffisamment défini. Le débat de fond dépend aussi de la précision et du calendrier des écritures.

Participation communale : deux compétences distinctes, mais un transfert effectif à vérifier

Le Conseil d'État distingue, le 26 mai 2026, l'exploitation d'installations énergétiques par une commune ou pour son compte et la participation au capital d'une société de renouvelables. L'une peut être transférée sans l'autre. Mais, dans l'affaire de Congrier, les statuts du syndicat avaient bien transféré la compétence de participation : le Conseil d'État annule l'arrêt puis règle l'affaire au fond et annule la délibération dans la mesure contestée. La distinction des deux compétences n'a donc pas sauvé la prise de participation.[12]

Pour une société de projet, vérifier seulement que le code autorise en principe une commune à devenir actionnaire est insuffisant. Il faut déterminer quel acteur est compétent à la date de la

délibération, à partir des transferts et des statuts en vigueur. L'objet social, le territoire et les instruments financiers envisagés doivent ensuite être rapprochés de ce pouvoir. Une souscription, une avance et une garantie ne sont pas des engagements interchangeables, même s'ils contribuent au financement de la même installation.

Cette vérification doit précéder les engagements qui supposent une participation publique acquise. Le plan de financement, le pacte et les conditions de réalisation peuvent dépendre de l'identité du partenaire compétent. Une modification ultérieure de l'actionnariat ne règle pas nécessairement l'irrégularité d'une décision passée. Le dossier doit donc conserver les textes de transfert applicables et les délibérations exactes, plutôt qu'une présentation générale de la politique énergétique du territoire. C'est cette base qui permet de rendre le montage explicable aux associés et aux financeurs.

Services énergétiques, réseaux et efficacité

CEE : le rejet des recours ne confond pas certificats comptabilisés et économies physiques

Le Conseil d'État a rejeté, le 22 juillet 2026, les recours contre le cadre de la sixième période des certificats d'économies d'énergie, 2026-2030. Il admet notamment l'abaissement à 500 mètres cubes du seuil concernant le fioul domestique et les carburants hors GPL en cause, ainsi que les règles de franchise au sein des groupes. Sur les objectifs d'économie, la décision distingue les certificats des bonifications et programmes qui ne correspondent pas à des économies réelles. La légalité du cadre ne prouve pas la performance de chaque opération financée.[13]

Pour un fournisseur nouvellement concerné, la préparation doit séparer l'assujettissement, le calcul de l'obligation et les moyens de réunir les certificats. Le volume d'activité et l'organisation du groupe peuvent affecter ces étapes différemment. Une simulation fondée sur les règles anciennes ou répétant une franchise dans plusieurs entités risque de sous-estimer l'exposition. Le recours à un délégataire ou à un mandataire doit être examiné avec les responsabilités, les justificatifs et les échéances qui subsistent pour chaque acteur.

Pour l'entreprise qui réalise des travaux, l'enjeu est différent : une recette de CEE et une économie sur sa facture ne sont pas le même résultat. La première dépend du dispositif et de ses conditions ; la seconde dépend aussi de l'usage, des réglages et du fonctionnement de l'équipement. Le contrat doit décrire les prestations et la preuve attendue, puis préciser la répartition du risque si les certificats ou les économies espérées ne sont pas obtenus. Une présentation commerciale qui additionne les deux sans expliquer leurs conditions peut fausser le temps de retour annoncé.

L'évaluation d'un programme doit donc conserver deux suivis : les certificats délivrés et les consommations ou services effectivement modifiés. Le second demande une situation de référence, des données comparables et l'explication des changements d'activité ou de météo. Cette analyse n'invalide pas l'emploi de forfaits réglementaires ; elle évite de leur attribuer une

précision de mesure qu'ils n'ont pas. Le financement d'une action et son efficacité observée doivent pouvoir être discutés séparément.

Îles non interconnectées : trente ans admis au regard des investissements de la concession

Le 12 juin 2026, le Conseil d'État a rejeté le pourvoi d'Île de Sein Énergies concernant une concession confiée à EDF pour Sein, Ouessant et Molène. Dans le cadre européen applicable au litige, la désignation limitée dans le temps n'exclut pas des droits exclusifs ni une désignation sans mise en concurrence préalable. La durée de trente ans est admise au regard des investissements, des amortissements et des engagements de modernisation retenus dans le dossier. Ce n'est pas une durée réputée valable pour toute concession énergétique.[14]

La décision met au premier plan le contenu du programme. La durée ne se justifie pas seulement par le nombre d'années demandé par l'exploitant ; elle doit être rapprochée des ouvrages, des travaux et de leur économie. Les engagements de renouvellement et de résilience doivent être identifiables. Une concession longue sans jalons ni suivi laisserait l'autorité concédante mal équipée pour vérifier que l'avantage de durée se traduit par le service et les investissements attendus.

Le régime de désignation du gestionnaire ne répond pas à toutes les questions de la transition locale. Il faut encore organiser le raccordement des productions, la qualité de fourniture et l'information nécessaire à la programmation. Des objectifs de développement des renouvelables n'indiquent pas, à eux seuls, quelles capacités seront raccordées ni quand. Le cahier des charges et les programmes d'investissement doivent permettre de confronter ces engagements aux contraintes du système insulaire.

Pour les porteurs de projets tiers, l'analyse utile porte donc sur leur activité précise et ses relations avec le réseau, sans transposer au gestionnaire la règle supposée d'un autre marché. Pour l'autorité, le suivi peut distinguer travaux réalisés, capacité effectivement offerte et amélioration de continuité. L'arrêt tranche la contestation dans un cadre déterminé ; il ne dispense pas de demander au concessionnaire les éléments qui rendent vérifiable l'exécution de sa mission pendant toute la durée retenue.

Chaleur et froid : les locaux des clients ne définissent pas le site industriel du consommateur d'électricité

La chambre commerciale de la Cour de cassation a cassé, le 6 mai 2026, un arrêt refusant à Engie Énergie Services un tarif réduit de TICFE pour 2019. Le périmètre d'appréciation du caractère industriel des installations de chaleur et de froid n'inclut pas les locaux des clients desservis. Le consommateur final de l'électricité utilisée pour ces installations est leur exploitant, et non l'utilisateur de la chaleur. L'affaire est renvoyée à Poitiers. La cassation ne décide pas un remboursement définitif et le litige porte sur les textes fiscaux alors applicables.[15]

La distinction est essentielle pour décrire l'activité. L'électricité consommée par une installation peut servir à produire une autre énergie vendue à des tiers. Le client de cette chaleur ne devient pas, de ce seul fait, le consommateur final de l'électricité en amont. Pour déterminer le régime pertinent, il faut identifier l'exploitant, les installations, le site et les consommations, au lieu de déduire la qualification de la nature tertiaire ou industrielle des bâtiments raccordés.

Un dossier solide rapproche les compteurs, les activités, l'organisation de l'établissement et la période fiscale. Il explique ce qui appartient à l'unité exploitée et ce qui relève du client. Le code d'activité ou le nom commercial ne remplace pas toute cette démonstration. Le raisonnement doit également être repris avec les conditions du dispositif de l'année considérée : un arrêt relatif à 2019 ne suffit pas à garantir un avantage pour une consommation de 2026.

Pour un projet de chaleur ou de froid, cette qualification doit apparaître dans le calcul économique avant d'être répercutée dans un prix. Le contrat peut préciser comment un changement ou un refus de traitement fiscal affecte les charges, avec les justificatifs et modalités de régularisation appropriés. Il évite ainsi de faire supporter indistinctement au client un risque qui n'a pas été expliqué. La décision apporte une réponse sur le bon périmètre d'analyse ; les autres conditions et le résultat financier restent à établir dans le dossier concerné.

Filières industrielles et nouvelles molécules

EPR : transformer le retour d'expérience en engagements industriels exécutoires

Dans sa synthèse publique du 14 janvier 2025 sur la filière EPR, la Cour des comptes relève des progrès d'organisation et des risques persistants de conception, de coûts, de calendrier et de financement. Elle souligne les effets de ces incertitudes sur la visibilité des industriels et les difficultés de responsabilisation contractuelle. Ce constat est daté : il n'établit pas l'état d'avancement de chaque programme en septembre 2026. Il fournit néanmoins un repère pour analyser les engagements pris par les équipementiers et leurs donneurs d'ordre.[16]

Le premier problème est la maturité des spécifications au moment de commander. Un prix et une date fermes ne répartissent pas correctement les risques si les informations permettant de fabriquer évoluent sans procédure de modification. Le contrat doit identifier le document de référence, les validations, les changements et leurs effets sur les essais, les délais et le coût. La responsabilité d'une dérive doit pouvoir être examinée à partir de ces étapes, plutôt qu'attribuée après coup à la seule partie qui réalise physiquement la pièce.

La maîtrise de la chaîne d'approvisionnement demande la même précision. Un fournisseur peut accepter une commande sans disposer immédiatement de toutes les capacités, compétences ou opérations de contrôle nécessaires. Le programme doit identifier les étapes critiques et leurs dépendances, puis prévoir la visibilité dont les sous-traitants ont besoin pour investir. Une pression sur le calendrier qui raccourcit les délais de vérification peut déplacer le risque vers une non-conformité plus difficile à traiter ensuite. Les jalons de qualité et la preuve de leur franchissement doivent donc rester distincts de l'avancement financier.

Pour comparer plusieurs programmes ou débouchés, un industriel doit aussi confronter les réservations de capacité aux commandes et aux conditions de financement. Une même compétence rare ne peut être promise simultanément à plusieurs calendriers incompatibles. Les engagements de volume, les possibilités de report et les compensations en cas de changement doivent rendre cette dépendance visible. Une annonce de programme fournit une perspective commerciale ; elle ne remplace pas les décisions et contrats qui permettent à un fournisseur d'engager ses propres ressources.

Le retour d'expérience devient utile lorsqu'il conduit à des obligations vérifiables : qui arrête la spécification, qui accepte la modification, qui finance la capacité et qui constate la conformité ? Les réponses doivent rester compatibles avec les responsabilités de sûreté applicables à l'intervention, qui ne sont pas réattribuées par une simple clause de prix. C'est à cette échelle que l'amélioration de l'organisation peut réduire les retards et les litiges. Elle ne se mesure pas à la seule sévérité des pénalités promises.

Hydrogène : un soutien au prix ne remplace ni le client ni la chaîne de livraison

Le document de propositions publié par l'Iddri en mars 2023 sur les contrats pour la différence distingue le soutien à la production, la création de demande et le partage des risques. Il propose de relier les soutiens aux usages prioritaires et d'encourager à terme la commercialisation directe. Relu comme contribution au débat, il aide à examiner les projets hydrogène ; il ne décrit pas un droit à aide ouvert en septembre 2026. Ses simulations de prix et de dépenses publiques sont des scénarios historiques, pas des résultats budgétaires constatés.[17]

Un complément de rémunération peut réduire un écart de coût sans garantir que le volume sera acheté. Le projet doit identifier l'industriel utilisateur, son calendrier de conversion et les caractéristiques du produit nécessaire. Les volumes de démarrage peuvent différer durablement des volumes cibles. La convention de soutien et le contrat de vente doivent donc être rapprochés : le producteur doit comprendre quelles recettes restent conditionnées à une livraison, à une qualité ou à une décision de son client.

La disponibilité de l'électricité ne résout pas non plus toutes les contraintes de l'électrolyse. Le profil d'approvisionnement, le fonctionnement de l'équipement, le stockage et le transport doivent former une chaîne cohérente avec le besoin du client. Un arrêt d'un maillon peut laisser les autres supporter des coûts sans vente possible. Les garanties de performance doivent préciser le point de mesure et les conditions d'essai ; les engagements d'enlèvement doivent être examinés avec les possibilités effectives de remplacement ou de report.

L'objection à un soutien durable est celle du transfert de risque vers le financeur public. Si le mécanisme couvre indistinctement le prix, le volume et les retards du débouché, il peut protéger un projet dont le service industriel reste incertain. À l'inverse, laisser tous les risques non maîtrisables à un premier projet peut empêcher l'apprentissage recherché. Le montage doit donc nommer les risques couverts, les limites et les données qui permettront de réexaminer le soutien, plutôt que présenter la garantie de revenu comme une solution universelle.

Pour les partenaires, le point de passage vers une activité commerciale est un ensemble d'engagements compatibles : équipement performant, énergie disponible, infrastructure accessible et client capable de recevoir. Un scénario de financement devrait tester le retard de chacun et les décisions qui en découlent. La lecture de l'Iddri rend cette discussion plus précise, sans dispenser de contrôler le dispositif effectivement mobilisé. L'enjeu n'est pas seulement de produire de l'hydrogène, mais de rendre une fourniture utilisable et payable pendant la durée sur laquelle repose l'investissement.

Notes et références

[1] RTE. Premières analyses sur le fonctionnement du système électrique au cours de l'été 2026. Septembre 2026 ; document diffusé le 21 septembre. Pages 1-4, 6, 8-11 : synthèse, aléas, productions, prix, échanges et réseau.

[2] Eurostat. 54% of EU's electricity came from renewables in Q2 2026. 18 septembre 2026. Résultats UE et notes méthodologiques ; jeu indiqué nrg_cb_pem.

[3] Commission de régulation de l'énergie. Paramètres de financement du nouveau mécanisme de capacité pour 2026-2027. 23 septembre 2026 ; mise à jour le 24 septembre. Corps de l'actualité : enchère du 6 juillet, financement, puissance corrigée et quotient.

[4] Commission de régulation de l'énergie. Délibération n° 2026-185 portant proposition des critères économiques des contrats pluriannuels de capacité. 17 septembre 2026 ; mise en ligne le 25 septembre 2026. Pages 4-5, 8-15 : procédure, dépenses, décision finale d'investissement, durées et annexe.

[5] Commission européenne — DG Énergie. Mises en demeure pour transposition incomplète : décisions en matière d'énergie. 25 septembre 2026. Deux sections : marché électrique (choix et partage) et marchés gaz-hydrogène ; délais de réponse.

[6] Parlement européen et Conseil de l'Union européenne. Directive (UE) 2024/1711 améliorant l'organisation du marché de l'électricité. 13 juin 2024. Article 2, points 2 et 5, dont nouvel article 15 bis ; article 3, paragraphe 1.

[7] Parlement européen et Conseil de l'Union européenne. Directive (UE) 2024/1788 concernant les marchés du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène. 13 juin 2024. Article 2, définitions ; article 94, paragraphe 1 ; articles 95-97 pour calendrier.

[8] Commission européenne — DG Énergie. Consultation publique sur des normes minimales de performance des centres de données. 21 septembre 2026. Corps : consultation jusqu'au 14 décembre 2026 et proposition envisagée au deuxième trimestre 2027.

[9] Conseil d'État, juge des référés. Ordonnance du 9 septembre 2026, n° 519395 — Serenysun Énergies et autres. 9 septembre 2026. Points 1-4, particulièrement 3-4, et dispositif ; ECLI:FR:CEORD:2026:519395.20260909.

[10] Conseil d'État. Conseil d'État, 30 juillet 2026, n° 500462 — Confédération paysanne. 30 juillet 2026. Points 1-9 et dispositif ; ECLI:FR:CECHS:2026:500462.20260730.

[11] Conseil d'État. Conseil d'État, 30 juillet 2026, n° 504266 — Les Petits Bois. 30 juillet 2026. Points 1-11 et dispositif, spécialement 3-8 ; ECLI:FR:CECHS:2026:504266.20260730.

[12] Conseil d'État. Conseil d'État, 26 mai 2026, n° 495221 — participation de Congrier à CS Biogaz. 26 mai 2026. Points 1 et 4-10, dispositif : cassation puis règlement au fond.

[13] Conseil d'État. Conseil d'État, 22 juillet 2026, nos 510621, 511168 et 511220 — sixième période des CEE. 22 juillet 2026. Cadre 2026-2030 ; motifs seuils, franchises, bonifications/programmes et dispositif ; ECLI:FR:CECHR:2026:510621.20260722.

[14] Conseil d'État. Conseil d'État, 12 juin 2026, n° 502302 — Île de Sein Énergies. 12 juin 2026. Faits point 1, motifs 9-13 et dispositif ; concessions Sein, Ouessant et Molène.

[15] Cour de cassation, chambre commerciale. Cour de cassation, 6 mai 2026, n° 25-10.461 — Engie Énergie Services et TICFE. 6 mai 2026. Paragraphes 2-4 et 7-17, dispositif ; ECLI:FR:CCASS:2026:CO00199.

[16] Cour des comptes. La filière EPR : une dynamique nouvelle, des risques persistants — communiqué de synthèse. 14 janvier 2025. Deux pages du communiqué, particulièrement organisation, retours d'expérience et risques industriels.

[17] Ines Bouacida — Iddri. Déployer l'hydrogène pour la décarbonation en Europe : la pertinence des contrats pour la différence. Mars 2023, Propositions n° 02/23. Pages 1-4, sections 1, 2.1-2.3 ; publication de propositions de six pages.