



Le 2 décembre 2022

Le Premier président

à

Madame Élisabeth Borne
Première ministre

Réf. : 2022-1979

Objet : Le renouvellement des concessions hydroélectriques

En application des dispositions de l'article L. 111-3 du code des juridictions financières, la Cour a examiné la situation des concessions hydroélectriques et notamment la question du renouvellement des concessions échues. À l'issue de son contrôle, la Cour m'a demandé, en application des dispositions de l'article R. 143-11 du même code, d'appeler votre attention sur les observations suivantes.

La France dispose en métropole du plus important parc hydroélectrique de l'Union européenne, d'une puissance de 25,4 gigawatts (GW) et dont la production en 2021 s'est élevée à 62,5 térawattheures (TWh), soit 12 % de la production totale d'électricité. Ce parc est principalement constitué d'environ 340 ouvrages exploités sous le régime de la concession de service public. Les contrats de concession actuellement en vigueur sont pour la plupart anciens ; ils ont été passés par l'État au siècle dernier et viennent progressivement à échéance.

La situation de ce parc, notamment au regard des conditions de renouvellement des concessions échues, soulève de multiples difficultés depuis plusieurs années dans un contexte juridique modifié par la réglementation européenne.

Il est nécessaire de sortir rapidement de cette situation afin d'éviter que la gestion d'ensemble du parc hydroélectrique ne se dégrade et qu'il ne puisse jouer pleinement son rôle dans la transition énergétique.

1. UNE GRANDE VARIÉTÉ D'ÉQUIPEMENTS HYDROÉLECTRIQUES EXPLOITÉS SOUS LE RÉGIME DES CONCESSIONS

1.1. Des ouvrages aux caractéristiques très différentes relevant du même régime

Le parc hydroélectrique en France est le fruit d'un héritage historique caractérisé par un grand nombre de concessions attribuées à trois principaux concessionnaires : Électricité de France (EDF), autour de 70 % de la production hydroélectrique nationale, la Compagnie nationale du Rhône (CNR), autour de 25 %, et la Société Hydro-Électrique du Midi (SHEM), pour moins de 3 %, les petites installations de puissance inférieure à 4,5 MW étant exploitées sous le régime de l'autorisation. Au sein du groupe EDF, ce parc est exploité par la division EDF Hydro.

Ces concessions sont traditionnellement réparties selon quatre modes d'exploitation : au fil de l'eau, en éclusées, en mode lac et en station de transfert d'énergie par pompage (STEP). Chaque groupe rassemble des ouvrages très divers par leur taille, leur puissance, la variabilité de leur hydraulité, leur intégration à des dispositifs hydroélectriques complexes et leurs obligations de service public.

Les grands ouvrages fluviaux fonctionnant au fil de l'eau, capables de fournir de l'électricité en base, sont très profitables mais doivent faire l'objet d'une gestion coordonnée, surtout lorsqu'ils assurent un service pour la navigation. Les ouvrages fonctionnant en éclusées (turbinage déclenché) sont utilisés pour placer de l'électricité en période de pointe. Homogènes en taille, ils ont des rentabilités très dispersées et sont fortement dépendants de l'hydraulité. Les grands barrages lac sont prioritairement affectés au stockage intersaisonnier (remplissage au printemps, turbinage en hiver) mais peuvent rendre d'autres services au réseau grâce à leur puissance et leur souplesse d'utilisation (grande hauteur de chute et réservoir de plusieurs centaines de millions de m³).

Ces disparités de rentabilité peuvent être illustrées par les résultats de l'année 2019, exercice pendant lequel EDF aurait dégagé le même résultat s'il avait exploité dix de ses concessions les plus profitables, les huit barrages du Rhin et deux grands barrages alpins, plutôt que les trois cents dont il assure la gestion sous contrat.

1.2. Un régime concessif qui ne favorise pas le développement de nouvelles STEP

Le cas des STEP doit être traité séparément car leur fonctionnement ne mobilise pas seulement des coûts fixes, comme les autres ouvrages hydroélectriques, mais supporte des charges variables proportionnelles au coût du pompage, ce qui rend leur modèle économique très dépendant des prix de marché. Ces équipements de grande puissance unitaire, actuellement au nombre de cinq, font l'objet d'une exploitation intensive qui traduit leur importance pour l'équilibre du réseau mais exige de lourdes dépenses de maintenance.

Les scénarios de transition énergétique prévoient le développement de ces moyens de flexibilité et la dernière Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) a fixé comme objectif d'engager d'ici 2023 le développement de 1,5 GW de nouvelles STEP pour une entrée en service entre 2030 et 2035, soit une augmentation d'environ 30 % du parc installé. Ce projet est aujourd'hui enlisé, notamment à cause des difficultés rencontrées pour prolonger la durée des concessions concernées par ces investissements considérables. L'objectif de la PPE pourrait ne pas être atteint dans les délais prévus.

Pour sortir de cette situation préjudiciable, il serait opportun de ne plus considérer les STEP comme des ouvrages ordinaires destinés à commercialiser de l'électricité sur le marché de détail mais comme des équipements destinés à contribuer à la flexibilité du réseau. Leur statut concurrentiel et leur mode de rémunération devraient être revus en ce sens.

2. DES CONCESSIONS FRAGILISÉES PAR DES ANNÉES D'INCERTITUDES À L'ÉGARD DE LEURS MODALITÉS DE RENOUVELLEMENT

2.1. Un calendrier de renouvellement des concessions sans lien avec les conditions d'exploitation du parc hydroélectrique

Le choix initial de faire débuter la période de concession à la date de la mise en service de chaque ouvrage a pour effet de faire relever de contrats distincts dont les échéances ne sont pas coordonnées, des équipements liés du point de vue de la ressource hydraulique.

Or, l'exploitation du parc hydroélectrique mobilise des personnels en grande partie mutualisés qui opèrent sur plusieurs concessions à la maille d'un cours d'eau ou d'un bassin versant. La règle historique d'une concession par ouvrage ne reflète pas l'organisation industrielle du parc hydroélectrique.

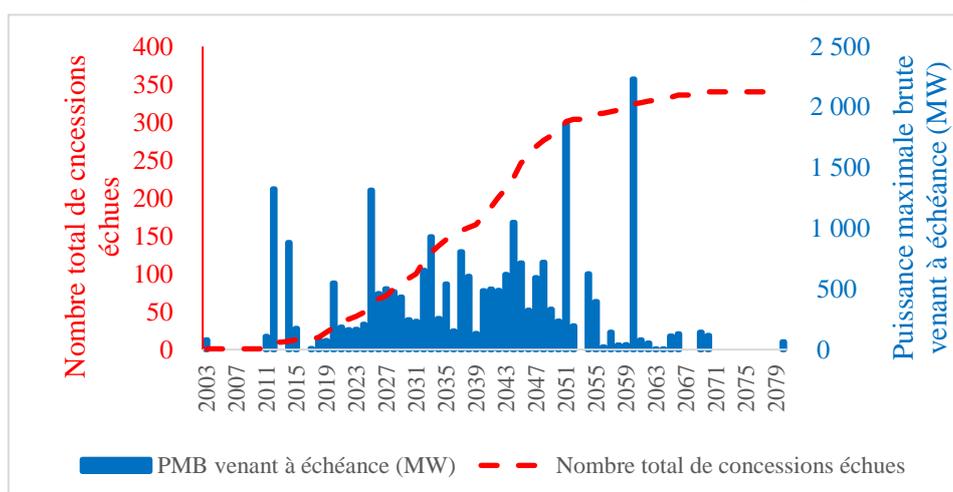
Le contrat de la CNR, qui a depuis l'origine en 1933 la forme d'une concession unique regroupant les 18 barrages du Rhône, constitue à cet égard une exception. Ce contrat a été prolongé par la loi en février 2022, ce qui assure la cohérence de sa gestion industrielle jusqu'en 2041.

Mais les huit concessions du Rhin, dont les termes s'échelonnent de 2028 à 2046, pourraient, lors de leur renouvellement, être attribuées à différents opérateurs ce dont découlerait des difficultés de coordination. De même, l'ensemble Durance-Verdon, qui constitue une chaîne cohérente de 17 barrages hydroélectriques issue de la loi d'aménagement du 5 janvier 1955, ne prévoit pas une concession unique comme celle du Rhône : les contrats correspondants dont un est déjà échu (2015), arriveront, pour les autres, à échéance en 2024, 2038, 2041, 2043 et 2051.

2.2. Un nombre croissant de concessions venant à échéance et exploitées en « délais glissants »

Les concessions hydroélectriques viennent progressivement à échéance selon un calendrier qui s'étale entre 2003 et 2080. Faute d'avoir choisi au début de cette période une modalité de renouvellement et de s'y être tenu, 38 concessions sont à ce jour échues et n'ont pas été renouvelées. Le délai d'attribution étant au minimum de trois ans, il est déjà possible de considérer qu'elles seront au nombre de 61 au 31 décembre 2025 et continueront d'augmenter rapidement ensuite.

Tableau n° 1 : Échéances des concessions hydroélectriques



Source : DGEC ([présentation Cour des comptes](#))

La poursuite de l'exploitation des concessions arrivées à échéance est autorisée par la loi sous le régime dit des « délais glissants ». Pour atténuer les conséquences financières de cette situation, le législateur a imposé aux concessions échues le paiement, à partir de 2020, d'une redevance spécifique égale à 40 % du bénéfice normatif après impôts.

Cette solution provisoire présente toutefois de nombreux inconvénients, notamment en ce qui concerne les investissements nécessaires au bon fonctionnement ou à l'amélioration de ces ouvrages dont la programmation est perturbée et le financement rendu plus incertain.

2.3. Des modalités de renouvellement des concessions devant être fondées sur un ensemble de considérations économiques en sus des considérations juridiques

Le cadre juridique national et européen permet au pouvoir adjudicateur d'attribuer une concession publique de deux manières, soit en la mettant en concurrence, soit en l'attribuant discrétionnairement à un opérateur public sur lequel il exerce un contrôle analogue à celui sur propres services, dispositif dit de « quasi-régie ».

Le choix d'un mode de gestion exige de préciser les objectifs poursuivis et d'examiner les avantages de chaque option du point de vue économique. Or, les argumentaires développés portent plus sur les conditions juridiques de mise en œuvre de chacune des solutions notamment en vue d'éteindre les contentieux avec la Commission européenne que sur la prise en compte des intérêts du concédant et des consommateurs.

2.3.1. Une mise en concurrence par concession qui se heurte à plusieurs difficultés opérationnelles

En premier lieu, la loi prévoit une mise en concurrence principalement fondée sur le montant de redevance proposé par chaque candidat, qui dépend d'un plan d'affaires prévisionnel bâti à partir d'une série d'hypothèses sur lesquelles le concédant devra se prononcer. Le précédent de la renégociation du cahier des charges de la CNR a toutefois montré qu'un taux de redevance fixe ne permettait pas de capter correctement la rente en cas de hausse significative des prix de gros de l'électricité, le résultat d'exploitation augmentant alors beaucoup plus vite que le chiffre d'affaires s'agissant d'une industrie de coûts fixes. Un taux de redevance variable ou par tranches de taux différents en fonction des recettes pourrait permettre de remédier en partie à cette situation, mais rendrait plus complexe l'organisation d'une mise en concurrence fondée sur le montant de cette redevance.

À cette contrainte s'ajoute celle du choix de la durée de la concession. S'il retenait des durées longues, le concédant s'exposerait à des erreurs de prévision significatives - la situation de 2021 et 2022 le démontrant si besoin était - qu'il ne pourrait corriger, le concessionnaire pouvant alors se prévaloir des termes du contrat. S'il retenait des durées plus courtes, de quinze ou vingt ans, il enclencherait un cycle de renouvellement permanent, certaines concessions renouvelées une première fois devant à nouveau être réattribuées alors même que les plus anciennes ne seraient pas encore échues.

En outre, l'intervention de plusieurs concessionnaires dans des zones comportant de nombreux ouvrages gérés jusqu'à présent par un concessionnaire unique aurait deux effets : le premier serait un risque de désorganisation de l'exploitation des chaînes hydrauliques et d'effet négatif sur la production ; le second serait de renchérir les coûts d'exploitation de concessions qui ne bénéficieraient plus de la mutualisation des personnels de terrain.

En aval de la production, la commercialisation de l'énergie produite serait également affectée. Seul un concessionnaire ayant atteint une taille critique en gagnant plusieurs appels d'offres, processus long et incertain, pourrait espérer commercialiser lui-même sa production dans de bonnes conditions, comme le fait la CNR qui dispose de 14 TWh produits en base ou semi-base. À titre de comparaison, un nouvel entrant qui aurait acquis la trentaine de concessions qui auraient pu être mises en concurrence depuis 2009, produirait aujourd'hui moins de 3 TWh. Même en supposant qu'un nouveau concessionnaire atteigne une taille critique, la vente de l'électricité produite sur le marché de gros serait sans bénéfice pour les consommateurs en cas de prix élevés sur ce marché comme cela a été le cas en 2021 et 2022.

2.3.2. Des regroupements limités de concessions

La loi du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte¹ a autorisé le Gouvernement à procéder par décret au regroupement des concessions formant une chaîne d'aménagements hydrauliques afin d'en optimiser l'exploitation au regard des objectifs de la politique énergétique. Ces regroupements dits « par barycentre » doivent avoir pour effet de fixer une date d'échéance commune aux concessions regroupées, fixée en fonction d'une valeur actualisée des flux de trésorerie de la concession issue du regroupement correspondant à la somme des flux de trésorerie pondérés des anciennes concessions.

Les effets de cette autorisation sont à ce stade limités : par deux décrets du 20 mars 2019², le Gouvernement a décidé le regroupement de deux ensembles de concessions de la SHEM concernant le premier cinq ouvrages hydroélectriques de la vallée du Têt, le second deux ouvrages situés sur la rivière Dordogne. Par un arrêt du 12 avril 2022, le Conseil d'État a toutefois annulé le décret autorisant le regroupement des concessions sur la Dordogne, au motif que la nouvelle échéance des concessions regroupées, fixée au 31 décembre 2048, prenait en compte des investissements visant à la remise en état des biens incombant au concessionnaire mais réalisés après l'échéance normale des anciennes concessions, ce qui avait pour conséquence de repousser indûment dans le temps cette nouvelle échéance. Cette décision soulève ainsi une exception d'irrégularité de l'article R. 521-61 du code de l'énergie³, sur le fondement duquel le décret du 20 mars 2019 annulé avait été pris.

Les projets, évoqués par le passé, de réorganisation plus vaste à partir de regroupements de concessions à une maille régionale, n'ont actuellement pas de support législatif et leur réalisation éventuelle ne pourrait s'inscrire que dans une procédure longue et complexe du point de vue financier, qui ne répondrait pas au problème posé par l'accélération prochaine des fins de contrat.

2.3.3. Le projet de quasi-régie

La solution de la quasi-régie est désormais privilégiée par l'État dans le contexte du projet d'une remontée à 100 % de sa détention du capital du groupe EDF. La Cour a toutefois constaté que ce choix reposait à nouveau d'abord sur la recherche d'une solution juridique permettant d'éteindre les contentieux en cours au niveau européen, sans que les conséquences économiques et financières de ce schéma ne soient clairement énoncées.

¹ [Loi n° 2015-992 du 17 août 2015 relative à la transition énergétique pour la croissance verte \(1\) - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](#)

² [Décret n° 2019-212 du 20 mars 2019 relatif au regroupement des concessions hydroélectriques de la Société hydroélectrique du Midi sur la Dordogne - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](#)

³ [Article R521-62 - Code de l'énergie - Légifrance \(legifrance.gouv.fr\)](#)

Si ce choix de la quasi-régie était effectivement mis en œuvre, il devrait certes permettre d'éviter une désoptimisation de la production hydroélectrique tant au niveau local, le maintien d'un opérateur unique permettant de gérer au mieux les chaînes hydrauliques, qu'au niveau national, les compensations entre toutes les concessions permettant d'éviter la mise en difficulté des installations moins rentables en situation de prix bas ; il devrait également garantir la captation de la rente hydroélectrique en situation de prix élevés, les excédents dégagés par l'exploitation des concessions aboutissant par différents canaux dans la caisse de l'État ou des collectivités locales concernées : financement des actifs publics concédés, redevances diverses, impôt sur les sociétés, distribution éventuelle de dividendes.

Les conditions dans lesquelles pourrait fonctionner une quasi-régie ne sont toutefois pas précisées par l'administration. Une quasi-régie qui serait dotée de son propre service de commercialisation serait plus exposée au risque de faible hydraulicité que ne l'est aujourd'hui EDF Hydro au sein du groupe EDF- lequel reste encore largement structuré autour de la complémentarité nucléaire-hydroélectricité - de sorte qu'elle devrait se doter d'une politique de couverture plus prudente pour écouler sa production. Cet inconvénient serait majoré si des évolutions climatiques et météorologiques défavorables affectaient l'hydraulicité de façon croissante.

À la lumière de ces constats, la Cour formule les deux recommandations suivantes :

Recommandation n° 1 (ministère de la transition énergétique, 2023) : proposer un modèle de rémunération propre aux stations de transfert d'énergie par pompage (STEP) à la hauteur de leur contribution au fonctionnement du système électrique français et permettant d'assurer un développement des investissements en ligne avec les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie ;

Recommandation n° 2 (ministère de la transition énergétique, ministère de l'économie, des finances et de la souveraineté industrielle et numérique, 2023) : prendre en compte les conséquences industrielles, économiques et financières en sus des considérations juridiques, au moment d'opter soit pour la reprise en régie ou quasi régie des concessions hydroélectriques échues, soit pour leur mise en concurrence, à l'unité ou par regroupements.

Je vous serais obligé de me faire connaître, dans le délai de deux mois prévu à l'article L. 143-4 du code des juridictions financières, la réponse, sous votre signature, que vous aurez donnée à la présente communication⁴.

Je vous rappelle qu'en application des dispositions du même code :

- deux mois après son envoi, le présent référé sera transmis aux commissions des finances et, dans leur domaine de compétence, aux autres commissions permanentes de l'Assemblée nationale et du Sénat. Il sera accompagné de votre réponse si elle est parvenue à la Cour dans ce délai. À défaut, votre réponse leur sera transmise dès sa réception par la Cour (article L. 143-4) ;
- dans le respect des secrets protégés par la loi, la Cour pourra mettre en ligne sur son site internet le présent référé, accompagné de votre réponse (article L. 143-1) ;
- l'article L. 143-9 prévoit que, en tant que destinataire du présent référé, vous fournissiez à la Cour un compte rendu des suites données à ses observations, en vue de leur présentation dans son rapport public annuel. Ce compte rendu doit être adressé à la Cour selon les modalités de la procédure de suivi annuel coordonné convenue entre elle et votre administration.

Signé le Premier président

Pierre Moscovici

⁴ La Cour vous remercie de lui faire parvenir votre réponse, sous forme dématérialisée, via *Correspondance JF* (<https://correspondancejf.ccomptes.fr/linshare/>) à l'adresse électronique suivante : greffepresidence@ccomptes.fr (cf. arrêté du 8 septembre 2015 modifié portant application du décret n° 2015-146 du 10 février 2015 relatif à la dématérialisation des échanges avec les juridictions financières).