

Barrages : Contre-expertise sur les solutions envisagées (autorisation, exemption, quasi-régie)

Contact : collectif-hydro@proton.me

3 septembre 2025

Ce document présente une analyse critique du [rapport parlementaire](#) sur l'avenir des barrages hydroélectriques, en examinant les atouts, limites et risques présentés par les différentes options envisagées – autorisation, exemption et quasi-régie. Notre analyse diverge fortement de celle du rapport et de sa conclusion.

Cette contre-expertise a été élaborée par un groupe d'une vingtaine d'experts couvrant l'ensemble des dimensions de l'hydroélectricité (économie, optimisation, sûreté, écologie, hydro-climatologie, génie civil, etc.). La plupart exercent à EDF. Ils sont membres de différents syndicats (CGT, CFDT, FO, SUD) ou non syndiqués. Le document a pu être affinée par nos échanges avec des élus, des salariés, ainsi qu'avec la Direction Générale de l'Énergie et du Climat (DGEC).

Elle est versée au débat dans le cadre de la préparation de la loi annoncée prochainement sur l'avenir des barrages.

Résumé : Les modes de gestion et d'exploitation des barrages hydroélectriques doivent prochainement être révisés par la loi, afin de sortir ce secteur de l'insécurité juridique et financière qui l'entoure et paralyse les investissements depuis près de vingt ans. Les solutions envisagées pourraient aboutir à une modification du régime de propriété des barrages, sans apporter de réponse durable aux difficultés structurelles de cette filière stratégique.

Le droit européen offre pourtant une voie claire : il permet d'exclure l'hydroélectricité du champ concurrentiel dès lors qu'elle est exploitée directement par l'État, une collectivité, ou par une entreprise publique placée sous leur contrôle. C'est l'option que nous défendons avec la création d'un Établissement Public à caractère Industriel et Commercial (EPIC), exclusivement dédié à l'hydroélectricité et fonctionnant sous contrat de quasi-régie avec l'État.

Cette solution, confirmée comme juridiquement solide par la mission parlementaire de mai 2025, constitue la seule réponse pérenne, efficace et conforme à l'intérêt général.

- **Sur le plan juridique**, elle mettrait fin immédiatement et durablement aux contentieux européens, sans recourir à des mécanismes de compensation complexes et risqués.
- **Sur le plan économique**, elle mettrait en place un tarif réglementé basé sur les coûts réels de l'hydroélectricité, garantissant les revenus nécessaires aux investissements et offrant aux usagers – ménages comme entreprises – un prix stable, bas et équitable. Elle réduirait la facture globale pour la collectivité en supprimant les rentes et en bénéficiant de conditions de financement plus favorables.
- **Sur le plan technique**, un agrégateur commun à la production hydroélectrique et nucléaire assurerait une coordination efficace du parc de production, sans remettre en cause le fonctionnement du marché européen (merit order).

- **Sur le plan social**, elle est compatible avec le maintien du statut des salariés.
- **Sur le plan stratégique**, la quasi-régie assurerait une souveraineté réelle sur ces infrastructures sensibles grâce à une propriété et une gestion publiques, transparentes et démocratiquement contrôlées. Elle donnerait à la puissance publique les moyens de planifier efficacement la politique énergétique, de mobiliser pleinement le potentiel hydroélectrique national et de mettre en place une stratégie cohérente de gestion de l'eau. Elle offrirait en outre la souplesse nécessaire pour adapter l'exploitation des barrages aux évolutions à venir – qu'il s'agisse du climat, des usages multiples de l'eau ou des impératifs de sûreté – sans avoir à renégocier en permanence avec des opérateurs privés.

À l'inverse, les autres options, notamment le régime d'autorisation soutenu par les exploitants actuels soucieux de préserver une activité lucrative, présentent de graves défauts. Elles prolongeraient l'insécurité juridique et financière, renforceraient la dépendance aux prix de marché, et tourneraient le dos à l'intérêt général dans ses dimensions stratégiques, sociales, écologiques et économiques. Elles imposeraient des mécanismes de compensation complexes et porteurs de risques.

Table des matières

1.	Vue d'ensemble des propositions en débat.....	5
1.1.	Un constat partagé : sortir de l'impasse sans mise en concurrence	5
1.2.	L'alternative : monopole public ou régime concurrentiel négocié	5
1.2.1.	Monopole public en quasi-régie.....	6
1.2.2.	Maintien d'un cadre concurrentiel avec dérogations : autorisation ou exemption de la Directive concession	6
1.3.	La mission parlementaire retient le régime d'autorisation.....	7
2.	Sécurité juridique des différentes options.....	8
2.1.	Seule la quasi-régie clôt les deux précontentieux européens	8
2.2.	Complexité et longueur de la mise en œuvre	9
2.3.	Des mécanismes compensatoires potentiellement pénalisants.....	11
2.4.	Maintien d'une mise en concurrence a minima pour les ouvrages sur nouveaux sites.....	12
2.5.	Seule la quasi-régie offre une pérennité juridique	12
2.6.	Compatibilité avec les critères européen sur la dette publique	13
3.	Les modèles économiques et leur financement	14
3.1.	Quasi-régie : un retour sur investissement garanti par un tarif régulé	14
3.2.	L'autorisation ou exemption : une dépendance aux prix de marché.....	15
3.2.1.	Des investissements non sécurisés.....	15
3.2.2.	Des barrages virtuels, un risque financier supplémentaire pour EDF	16
4.	Coûts comparés des différentes options.....	16
4.1.	Le coût du capital : un avantage décisif de la quasi-régie.....	16
4.2.	Autorisation : un potentiel détournement des revenus de l'hydroélectricité.....	17
4.3.	Quasi-Régie : un agrégateur garant de l'optimisation.....	17
4.4.	Réorganisation des fonctions support : un impact mineur	18
4.5.	En conclusion, un moindre coût pour la quasi-régie	18
5.	Le spectre du démantèlement d'EDF et l'intégrité du système électrique	18
5.1.	Prendre acte des difficultés actuelles	19
5.2.	Synergies des compétences et statut des salariés ne sont pas en danger.....	19
5.3.	La quasi-régie ne menace pas la viabilité économique d'EDF	21
5.4.	Hercule, une comparaison trompeuse	21
5.5.	Quel avenir pour EDF dans un système électrique sorti de la concurrence.....	21
6.	Aspects stratégiques et souveraineté.....	22
6.1.	Risque de privatisation des barrages par transfert de propriété	22
6.2.	La quasi-régie faciliterait la planification de la transition énergétique.....	22

6.3.	L'autorisation expose à une fragmentation du parc hydraulique	23
6.4.	Adaptation des conditions d'exploitation à l'évolution du contexte hydraulique.....	24
6.5.	Place de la concertation locale	24
7.	Opposition à la quasi-régie : analyse des blocages	25
7.1.	Les exploitants : une opposition intéressée	25
7.2.	Les salariés : une opposition en trompe-l'œil	25
7.3.	Les élus locaux : une adhésion conditionnelle	26
8.	Conclusion	27
9.	Annexes.....	28
9.1.	Rente des exploitants actuels.....	28
9.2.	Barrages virtuels : des produits financiers complexes à l'objectif confus	29
9.3.	Description du Tarif Réglementé de l'Hydroélectricité (TRH)	31
9.4.	Estimation de l'écart de coût du capital entre les différentes options	31
9.5.	Coût de la désoptimisation	32
9.6.	Synthèse de l'autorisation et de la quasi-régie en regard des critères retenus par la mission parlementaire.....	34

1. Vue d'ensemble des propositions en débat

1.1. Un constat partagé : sortir de l'impasse sans mise en concurrence

L'ensemble des acteurs s'accordent sur la nécessité de sortir des contentieux avec l'Union européenne afin de pouvoir relancer les investissements¹.

Ils s'accordent également à refuser une mise en concurrence des barrages, en reconnaissant leur caractère stratégique pour le système électrique comme pour les autres usages de l'eau et les enjeux tant pour la transition écologique que pour la sécurité des populations².

Les deux contentieux européens ouverts à l'encontre de la France sont les suivants :

- **Sur la directive Concessions (DG GROW, 2019)** : le renouvellement des concessions sans mise en concurrence est jugé illégal dans le cadre concurrentiel actuel ;
- **Sur la position dominante d'EDF (DG COMP, 2015)** : la Commission européenne considère que la concentration de l'hydroélectricité dans les mains d'EDF crée un abus potentiel, même sans comportement anticoncurrentiel avéré.

Les contentieux visant les autres Etats-Membres ont été fermés. Les pays en régime de concession - Italie et Portugal - ont promis une remise en concurrence des concessions avec une échéance longue ; les pays en régime d'autorisation - Allemagne, Autriche, Pologne, Suède et Royaume-Uni - ont fait valoir « *une absence d'intérêt économique des opérateurs pour participer à une mise en concurrence des autorisations existantes* ».

1.2. L'alternative : monopole public ou régime concurrentiel négocié

Dans de très nombreux secteurs relevant du service public, le droit français et européen ouvre la voie à deux modes de gestion : soit une gestion publique directe (régie) ou indirecte (quasi-régie), soit la mise en concurrence d'acteurs privés.

Ce choix se pose pour nombre de services publics municipaux – gestion de l'eau potable, des transports urbains, etc. - avec des choix différents selon les villes. Pour reprendre l'exemple de la gestion de l'eau citée dans le rapport parlementaire, la tendance semble être à la remunicipalisation dans des villes aux orientations politiques diverses. Ainsi, Paris en 2010, Lyon en 2023, et Nice en 2025 ont opté pour

¹ Extrait du rapport parlementaire : « Vos rapporteurs le rappellent : le statu quo n'est pas tenable si l'on souhaite relancer les investissements »

² Extrait du rapport parlementaire : « La contribution et la proposition de résolution européenne rappellent les différents enjeux liés aux ouvrages hydroélectriques : leur rôle central dans le bon équilibre du système électrique, leur poids dans la gestion de la ressource en eau, la gestion des crues et des sécheresses et la conciliation des différents besoins et usages de l'eau, l'importance de la sûreté et de la sécurité des installations et de leur contribution au refroidissement des centrales nucléaires. Elles soulignent enfin l'urgence de renforcer ces capacités de production d'énergie renouvelable et, surtout, de stockage, qui sont cruciales pour la réussite du développement des énergies renouvelables et l'atteinte des objectifs de décarbonation européens. La contribution observe par ailleurs que les volumes retenus par les installations représentent souvent l'essentiel des réserves d'eau potable superficielles d'un bassin versant. Leur bonne gestion et leur disponibilité sont donc d'importance vitale pour ceux-ci, et pour les populations qui y vivent. Elle souligne enfin qu'à l'instar des services de l'eau, ces divers services au public impliquent un dialogue spécifique et complexe entre exploitants et territoires eu égard aux contraintes et besoins spécifiques de chaque territoire, requérant une attention particulière compte tenu de l'importance de l'eau en tant que bien public d'une valeur fondamentale pour tous les citoyens de l'Union européenne. »

une régie publique, conduisant à une baisse du prix de l'eau et à une hausse de la capacité d'investissement.

Mais pour la production et la fourniture d'électricité dans son ensemble, les directives européennes imposent une mise en concurrence : juridiquement, un retour à une gestion publique passerait par une dérogation ou une révision des textes. En revanche, ce choix reste ouvert dans la loi pour le secteur hydroélectrique.

1.2.1. Monopole public en quasi-régie

Les textes juridiques européens et français permettent d'opter pour une gestion publique des barrages sans mise en concurrence, en la confiant à la puissance publique soit directement (gestion en régie), soit indirectement via une entreprise en monopole, par exemple un EPIC³ (gestion en quasi-régie). L'entreprise en quasi-régie doit alors respecter les trois conditions suivantes⁴:

- i) « le pouvoir adjudicateur (...) exerce sur la personne morale concernée un contrôle analogue à celui qu'il exerce sur ses propres services »
- ii) « plus de 80 % des activités de cette personne morale contrôlée sont exercées dans le cadre de l'exécution des tâches qui lui sont confiées par le pouvoir adjudicateur (...) »
- iii) « la personne morale contrôlée ne comporte pas de participation directe de capitaux privés à l'exception des formes de participation de capitaux privés sans capacité de contrôle (...) »

Sous ces conditions, les barrages peuvent rester propriété de l'Etat et la vente de l'hydroélectricité se faire selon un tarif réglementé basé sur les coûts, sur le même principe que le réseau (cf. annexe 9.3).

Afin d'éviter des subventions croisées et une distorsion de concurrence⁵, l'EPIC en quasi-régie est soumis au **principe de spécialité propre à tout monopole**, lui interdisant d'exercer des activités hors de son champ de monopole⁶, comme EDF autrefois et les gestionnaires de réseau (Enedis et RTE) aujourd'hui. La quasi-régie, comme les gestionnaires de réseau, doit donc être indépendante des exploitants actuels (EDF et Engie)⁷.

1.2.2. Maintien d'un cadre concurrentiel avec dérogations : autorisation ou exemption de la Directive concession

L'autre option consiste à maintenir les barrages dans un cadre concurrentiel, dans l'objectif – non garanti – de permettre aux exploitants actuels de conserver leur périmètre.

Pour éviter la mise en concurrence des concessions malgré ce cadre concurrentiel, des négociations doivent être menées avec la Commission européenne et les Etats membres, et des compensations doivent être accordées, comme la mise à disposition d'une partie de la production hydroélectrique aux autres acteurs (voir « barrages virtuels », mécanismes financiers complexes et risqués (cf. annexe 9.2)).

Dans ce cadre concurrentiel négocié, deux pistes ont été envisagées par la mission parlementaire :

³ Etablissement Public à caractère Industriel ou Commercial, comme l'était EDF avant 2004.

⁴ Directive 2014/24/UE du Parlement européen et du Conseil sur la passation des marchés publics (article 12, §1), transposée en droit français dans le Code de la commande publique (article L2511-1).

⁵ Les revenus de l'activité en monopole pouvant être utilisés pour augmenter ses parts de marché dans des secteurs concurrentiels

⁶ Au moins pour 80% de son activité

⁷ A plus long terme, une extension de la quasi-régie aux autres activités en monopole pourrait être discutée, notamment l'exploitation du parc nucléaire français, ainsi qu'un rapprochement avec la gestion du réseau.

- La première consiste à obtenir une dérogation (ou exemption) à la directive concession, c'est-à-dire à maintenir la situation actuelle tout en évitant la mise en concurrence des concessions. Cette piste est unanimement considérée comme très longue et à l'issue très incertaine.
- La deuxième consiste à basculer du régime de concession actuel au régime d'autorisation, tout en évitant une mise en concurrence de l'exploitation des barrages au moment du changement de régime. Il s'agirait d'entériner une rupture fondamentale avec le régime actuel sans pour autant préciser les contours très flous de ce nouveau régime, dont le rapport parlementaire ne décrit jamais les caractéristiques.

A la différence de la quasi-régie, ces deux options soulèvent des difficultés importantes. Notamment, elles **ne répondent pas à l'ensemble des contentieux, ni aux difficultés actuelles liées à la vente au prix de marché de l'électricité**⁸. Elles s'accompagnent également de **mesures compensatoires** complexes et aux effets non évalués, pour maintenir une forme de concurrence.

Enfin, le régime d'autorisation soulève la **question de la propriété des barrages** et de leur potentielle privatisation. A l'inverse, si les négociations parvenaient à maintenir une propriété publique des barrages sous autorisation, le rapport reconnaît un risque de requalification en contrat de concession (cf. § 2.5). En effet, dans un tel cadre, les différences entre les deux régimes restent peu compréhensibles.

1.3. La mission parlementaire retient le régime d'autorisation.

Le rapport parlementaire, qui fait une large place à la parole des exploitants et de leurs fédérations syndicales, écarte la quasi-régie⁹ au motif qu'elle « **présente plusieurs inconvénients, notamment parce qu'elle exclut des acteurs à capitaux privés ou les condamne à perdre leurs concessions. Elle se heurte à un rejet unanime des exploitants actuels et des organisations syndicales représentatives de leurs personnels** ».

Néanmoins, le rapport parlementaire admet clairement que la quasi-régie est la solution la plus solide juridiquement car la seule à même de résoudre les deux précontentieux. Elle admet également que cette solution préserve la propriété publique et plusieurs autres enjeux essentiels, dont la gestion du multi-usage.

Outre le « *rejet presque unanime des acteurs concernés* », c'est-à-dire principalement les exploitants (cf. § 7), elle identifie les « *problèmes de fonds* » ci-après que nous réfutons dans la suite :

- La quasi-régie « renforcerait la position dominante d'EDF – à moins de créer un pôle hydroélectricité en dehors d'EDF » - or c'est cette dernière solution que nous préconisons ;
- Elle « créerait une « muraille de Chine » entre les activités hydroélectriques et le reste du groupe EDF qui ferait perdre de nombreuses synergies, en particulier l'optimisation actuelle entre nucléaire et hydraulique, et générerait vraisemblablement des coûts supplémentaires » (réfuté aux § 5.2 et 5.3) ;
- Elle « soulèverait également d'importants problèmes statutaires et salariaux, notamment pour l'intégration des personnels des autres exploitants » (réfuté au § 5.2.) ;

⁸ Au-delà des risques d'envolée des prix, leur extrême volatilité rend très risqués les investissements à long terme, ce qui renchérit lourdement leurs coûts de financement. Rappelons qu'aucun moyen de production actuel n'a été financé par le marché, tous ont requis des mécanismes correctifs.

⁹ Extrait du rapport parlementaire : « la quasi-régie ayant été écartée, c'est le passage en régime d'autorisation qui doit être envisagé »

- Elle serait fragile économiquement : « Et fondamentalement, le modèle économique de la quasi-régie présente certaines fragilités : concentrée sur une activité unique, d'autant plus exposée aux risques de faible hydraulicité – risques potentiellement croissants avec les évolutions climatiques –, l'entité ainsi constituée se retrouverait avec une capacité de financement sous-dimensionnée pour les investissements à réaliser. » (réfuté au § 3) ;
- « Enfin, cette séparation des activités hydroélectriques du reste des activités d'EDF réveille les craintes d'un début d'une fragmentation de notre champion national » (réfuté au § 5.5).

Nous présentons une analyse comparée des différentes options sous l'angle juridique, économique, social, technique ainsi que sous l'angle de la souveraineté et de la préservation d'installations stratégiques.

Cette analyse nous amène à conclure qu'à tous égards, la quasi-régie apparaît manifestement plus conforme à l'intérêt général que l'autorisation ou l'exemption.

2. Sécurité juridique des différentes options

Comme le reconnaît la mission parlementaire, la quasi-régie exploite une exemption prévue par les textes européens¹⁰. Elle est la seule option permettant de clore les deux contentieux sans négociation avec la Commission européenne et les autres Etats membres – potentiellement longues et à l'issue incertaine - ni mise en place de mesures compensatoires aux effets non-évalués.

Pour ces raisons, elle est à la fois la solution la plus simple et rapide à mettre en œuvre, la plus solide juridiquement et la seule à même d'offrir une solution durable.

A l'inverse, outre les fortes incertitudes et délais de mise en place, les autres options dessinent pour les barrages un avenir incertain sur la durée, comme le montre le retour d'expérience des précédentes exemptions au droit de la concurrence négociés par le passé - ARENH, Tarif Réglementé de Vente, Mécanisme de capacité, etc.

2.1. Seule la quasi-régie clôt les deux précontentieux européens

➤ Exemption : un contentieux non résolu

Comme le note le rapport, « une révision de la directive « Concessions » permettant l'exclusion des activités hydroélectriques de son champ d'application serait alors susceptible de convaincre la Commission européenne de lever la procédure de 2019 [relative à l'obligation de mise en concurrence des concessions] » mais « l'exemption ne résoudra en rien le contentieux de 2015 [relatif au risque d'abus de position dominante d'EDF] ».

➤ Autorisation : les deux contentieux restent d'actualité

Le non-respect de la directive concessions (DG GROW 2019) serait formellement écarté mais, le problème de fond d'obligation de mise en concurrence demeurerait, se matérialisant simplement via d'autres textes ¹¹.

¹⁰ Extrait du rapport parlementaire « Il est indéniable que cette option est juridiquement robuste. Elle correspond à l'une des exceptions prévues par la directive « Concessions » ».

¹¹ Notamment la directive 2019/94411 et l'article 49 du TFUE sur la liberté d'établissement. Extrait du rapport parlementaire : « En tout état de cause, les dispositions de la directive 2019/944, directive sectorielle relative à

Le précontentieux pour position dominante d'EDF (DG COMP 2015) serait inchangé ou aggravé par l'option favorisée d'un octroi direct des autorisations aux concessionnaires actuels, a fortiori en cas de transfert de propriété des ouvrages.

Par conséquent, ces deux options incluent nécessairement des mesures de « compensation » aux acteurs hors-EDF (cf. annexe 9.2). Elles incluent également une ouverture à la concurrence par appel d'offre a minima pour les ouvrages sur nouveaux sites, au risque d'une fragmentation croissante du parc. Ces contreparties sont à ce jour refusées par plusieurs acteurs, dont certaines organisations syndicales.

En outre, dans le cas de l'autorisation, le risque de mise en concurrence lors du passage du régime de concession au régime d'autorisation n'est pas totalement écarté¹².

➤ **Quasi-régie : les deux contentieux sont clos**

Cette option clôt de manière certaine les deux précontentieux¹³. En effet d'une part elle exploite une dérogation à l'obligation de mise en concurrence des concessions prévue par le droit européen. Et d'autre part, comme le note le rapport, *« en créant une entité distincte d'EDF pour l'hydroélectricité, le précontentieux relatif à la position dominante d'EDF tombe également. »*

2.2. Complexité et longueur de la mise en œuvre

➤ **Exemption : processus long et très incertain**

En raison de la longueur et de la complexité inhérente à cette procédure et d'absence de motifs suffisants pour la justifier, cette option a très peu de chances d'aboutir, de l'avis général. Comme le rappelle le rapport parlementaire, la procédure de révision de la directive concessions durerait au moins 5 ans. En outre, son contenu final serait incertain, fruit d'une synthèse de 1826 contributions reçues par la DG GROW, suivie de négociations au Conseil de l'Union Européenne et au Parlement Européen. Au cours du processus, le soutien d'une majorité d'États membres sera requis, dont certains défendront leurs opérateurs nationaux, déjà positionnés pour la reprise d'exploitations françaises en cas de régime d'autorisation.

Notons que le parallèle fait par certains avec « l'exemption » d'Enedis à l'obligation de remise en concurrence des concessions ne tient pas car pour les gestionnaires de réseau, cette exemption s'est accompagnée d'obligations très strictes de séparation entre cette activité et les autres activités d'EDF, ce qui revient à une forme de quasi-régie et priverait cette option de son seul prétendu avantage par rapport à la quasi-régie : la non-séparation de l'activité hydroélectrique d'EDF.

➤ **Autorisation : processus long et incertain**

Comme le relève le rapport parlementaire, *« un basculement de l'ensemble des ouvrages sous concession en régime d'autorisation constituerait une solution inédite, que ce soit en France ou au regard de la situation des autres pays de l'UE, et pose sans conteste de nombreuses problématiques de droit nouvelles »*. Le basculement d'un ensemble de concessions en régime d'autorisation serait inédit à l'échelle de l'UE, ouvrant des questions juridiques de fond. Elle nécessiterait également une

l'électricité, continueraient à s'appliquer ». Pour mémoire, l'article 3 de cette directive impose aux États membres de garantir des conditions de concurrence équitables, le cas échéant pour l'octroi d'autorisations.

¹² Les barrages aujourd'hui sous concession d'EDF pourraient alors être exploités par d'autres acteurs. De même pour les barrages exploités par la SDEM.

¹³ Voir la partie Trois.II.A du [rapport parlementaire](#) pour un exposé détaillé du mécanisme de résolution.

modification du droit français¹⁴. Outre le risque juridique important, ces longs délais seraient très pénalisants pour les investissements devenus urgents dans ce secteur essentiel. Les conséquences d'une telle option ne sont à ce jour pas évaluées. Ainsi, le rapport parlementaire souligne que « *il leur semble nécessaire, à ce jour, d'approfondir l'expertise juridique de ces options* ».

En particulier, la **question de la propriété des barrages** reste ouverte, avec la possibilité d'une cession des ouvrages hydroélectriques aux concessionnaires sortants qui, comme le relève le rapport, « *représenterait aussi un changement de paradigme majeur. Elle fait craindre à certains une « privatisation de ces installations, alors qu'il s'agit d'ouvrages stratégiques à maints égards, notamment pour la sécurité des populations, la gestion de la ressource en eau ou encore l'exécution du service public de l'électricité.* ». La mission parlementaire a annoncé récemment que le basculement en régime d'autorisation ne concernerait pas la CNR. Mais à ce stade, l'avenir de cette dernière en 2041, date de fin de concession, reste indéterminé et ce manque de perspectives claires risque de peser sur les investissements. Rien n'indique qu'elle ne revendiquera pas, elle aussi, un passage en autorisation. Dans ce cas, la place particulièrement importante du multiusage sur le Rhône, notamment avec une gestion de la navigation intégrée au contrat de concession, créerait une difficulté supplémentaire¹⁵.

La SHEM, filiale à 100% d'Engie, basculerait quant à elle en régime d'autorisation.

Une difficulté annexe mais significative en cas de passage en régime d'autorisation avec transfert de propriété se pose pour **l'évaluation du prix des ouvrages**, lors de leur cession par l'État aux exploitants. Elle sera nécessairement réalisée au cas par cas, selon des critères eux-mêmes inédits. Ce problème mobilisera par conséquent du personnel qualifié et allongera sensiblement le délai de mise en œuvre du régime d'autorisation. Par ailleurs, le risque de sous-évaluation, ou « bradage » de ces biens publics est réel, comme l'illustre l'exemple des autoroutes.

D'un autre côté, l'absence de cession des ouvrages à l'exploitant sortant soulèverait d'autres interrogations. Le rapport indique en effet que « *Il pourrait y avoir un **risque de requalification de l'autorisation en contrat relevant de la commande publique**. Sans propriété de l'ouvrage et avec une autorisation prescrivant des obligations importantes pour le concessionnaire, très proches des actuels cahiers des charges, on pourrait se rapprocher d'une définition d'un contrat de la commande publique, voire plus spécifiquement d'un contrat de concession* ».

En résumé, l'autorisation expose soit à une privatisation des ouvrages, soit à des négociations complexes pour justifier d'être exempté de l'obligation de mise en concurrence.

La voie privilégiée par la mission parlementaire consiste à négocier des **contreparties**, ou mécanismes compensatoires, qui reviennent à une autre forme de privatisation (voir partie 2.3). La mission a annoncé que ces négociations ont abouti, mais de nombreuses questions subsistent sur la forme de ces mécanismes compensatoires, et donc sur leurs effets (cf. annexe 9.2).

➤ **Quasi-régie : rapide et juridiquement sécurisée**

Parce qu'elle évite toute négociation, cette option peut être mise en œuvre rapidement.

Néanmoins, comme pour l'autorisation, elle exige d'estimer l'indemnité des exploitants pour les concessions non échues. Mais cette estimation peut se faire sur la base de sa valeur actuelle nette, sauf

¹⁴ Code de l'énergie : articles L. 511-5 et suivants → seuil de 4,5 MW entre autorisation et concession, Code général de la propriété des personnes publiques : inaliénabilité et imprescriptibilité du domaine public

¹⁵ La navigation (Entretien du chenal navigable, écluses, ports publics) est intégrée au contrat de concession de la CNR, ainsi que l'irrigation, avec une solidarité financière entre ces trois missions.

à attendre la fin des concessions pour les intégrer progressivement dans la quasi-régie par vallée hydraulique.

Le transfert des équipes peut se faire également rapidement, comme cela a été le cas entre EDF et la CNR entre 2002 et 2006 : cela n'entraîne ni déménagement, ni changement de statut (cf. § 5.1).

2.3. Des mécanismes compensatoires potentiellement pénalisants

Comme ni l'autorisation, ni l'exemption ne ferment les précontentieux européens, des mesures de « compensation » à l'absence de mise en concurrence des concessions et à la position dominante d'EDF doivent être mises en place. Le rapport parlementaire décrit cette obligation d'une forme de mise en concurrence, dont l'objet serait déplacé de l'exploitation vers l'accès au productible, tout en reconnaissant que ces mesures ne feraient qu'amoindrir le risque d'une contestation ultérieure par les concurrents, sans le supprimer ¹⁶.

Fin août 2025, la mission parlementaire a annoncé avoir obtenu un accord de principe avec l'UE sur la forme de ce mécanisme compensatoire, consistant à **mettre à disposition de tiers** sous forme d'enchères environ 6 GW, soit **30% des capacités hydroélectriques d'EDF**. Les détails ne sont néanmoins pas définis mais la consultation de la DGEC sur le sujet ne laisse pas de doute sur la complexité et la fragilité du mécanisme et laisse de nombreuses questions non résolues, faisant craindre de longues négociations, une instabilité de ces mécanismes ainsi que des contentieux (cf. annexe 9.2).

Il convient de rappeler que des Virtual Power Plants (VPP) avait été instaurés en 2001 dans le même objectif de compenser la position dominante d'EDF, avant d'être finalement abandonnés ¹⁷. Notamment, le risque induit pour EDF conduisait à une valorisation trop élevée de ces produits financiers dérivés, qui ne trouvaient pas preneurs.

Ces mécanismes de compensation rappellent surtout l'ARENH¹⁸, qui visait également à compenser la position dominante d'EDF par une mise à disposition d'une partie du productible. La forme retenue pour l'hydroélectricité est certes différente, mais elle pourrait s'avérer encore plus néfastes. Or l'ARENH avait été très abondamment critiqué, tant par EDF que par les organisations syndicales, ainsi que par de nombreux élus. Beaucoup en faisaient même l'une des causes principales des difficultés du secteur électrique. Même si nous ne partageons pas cette dernière analyse, il semble clair que ces nouvelles mesures compensatoires ne feront pas consensus, comme l'ont déjà annoncé plusieurs organisations syndicales.

¹⁶ La mission parlementaire précise cette nécessité : « Il a été constaté lors de l'analyse de chaque solution que, tant pour la révision de la directive « Concessions » que pour un passage en régime d'autorisation, des **problématiques juridiques demeureront en l'absence de mesures complémentaires**. [...]. Lors de leurs échanges avec la Commission européenne, vos rapporteurs l'ont interrogée sur le **véritable enjeu de concurrence pour les tiers intéressés par les concessions hydroélectriques françaises** : est-ce de pouvoir accéder à l'exploitation des ouvrages ? Ou bien au résultat de cette exploitation, à savoir le productible ? Il semble que c'est bien cette deuxième dimension, **la possibilité d'accéder à une production compétitive et pilotable, qui intéresse ces acteurs**. En déplaçant l'objet de la mise en concurrence, de l'exploitation vers l'accès à une partie du productible, la mise à disposition de volumes d'électricité répondrait à ces attentes ; et **en permettant une ouverture du marché et la réduction de la position dominante d'EDF**, elle serait de nature à faciliter la clôture des précontentieux et à renforcer la solidité juridique du dispositif, notamment en **amoindrissant le risque d'une contestation ultérieure** par les concurrents. »

¹⁷ Voir la [communication de la CRE du 16 mars 2006](#)

¹⁸ Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique, droit d'accès au nucléaire donné aux fournisseurs alternatifs, concurrents d'EDF, à un prix estimé à partir de son coût de production (42 €/MWh) pour un volume maximum de 100 TWh par an.

Finalement, l'autorisation comme l'exemption, qui ne peuvent advenir sans mesures compensatoires, n'apparaissent pas plus consensuelles que la quasi-régie.

2.4. Maintien d'une mise en concurrence a minima pour les ouvrages sur nouveaux sites

Le rapport parlementaire ainsi que différents experts relèvent que pour l'autorisation, le risque de mise en concurrence au moment du changement de régime n'est pas écarté.

Par ailleurs, pour l'exemption comme pour l'autorisation, la mise en concurrence de l'exploitation des barrages sur les nouveaux sites est clairement admise par le rapport parlementaire¹⁹, contredisant toutes les analyses ayant mené à une opposition consensuelle à la mise en concurrence des barrages (cf. § 1.1) et au risque d'une fragmentation croissante du parc au profit d'acteurs privés, pénalisant sa coordination (cf. § 6.3).

A l'inverse, la quasi-régie garantit l'absence de concurrence et une gestion intégrée de l'ensemble des barrages sur son périmètre²⁰, y compris pour les nouveaux sites.

2.5. Seule la quasi-régie offre une pérennité juridique

Le retour d'expérience de plus de deux décennies de fonctionnement du marché de l'électricité montre que la tentative d'adaptation du cadre concurrentiel aux contraintes du secteur électrique via la mise en place de **mécanismes dérogatoires** aux règles du marché **conduit à des négociations longues et récurrentes, à des effets non anticipés et finalement à une instabilité réglementaire** pénalisante pour les acteurs et en particulier les consommateurs. Cette instabilité est également incompatible avec l'urgence environnementale. Ces défauts sont par exemple illustrés par l'ARENH qui a provoqué moult conflits, l'enlisement des négociations du mécanisme Post-ARENH, les Virtual Power Plants, les Tarifs Réglementés de Vente en sursis permanent, le mécanisme de capacité ...

Par ailleurs, des négociations difficiles entre la puissance publique et les exploitants ne manqueront pas d'advenir et seront sujet à **contentieux, alors que les conditions d'exploitation et les contraintes qui pèsent sur les barrages sont amenées à évoluer** en raison de l'évolution attendue du parc électrique, de la gestion de l'eau et de ses usages, en lien avec le dérèglement climatique et la transition environnementale. Ces difficultés, constatées et documentées avec la CNR ²¹, sont d'autant plus anticipables que les durées d'autorisation seront longues. Dans un tel contexte évolutif, l'impossibilité de rédiger un cahier des charges pour les concessions avait été acté par toutes les parties.

En régime d'autorisation, ce ne sont plus les cahiers des charges qui encadrent l'activité, mais des prescriptions administratives unilatérales, ou *sujétions*, fixées directement par l'État. Toutefois, si ces prescriptions s'avéraient trop lourdes ou insuffisamment justifiées, le régime d'autorisation pourrait être requalifié en concession, en particulier si la propriété des barrages demeurerait publique²², comme le souligne le rapport parlementaire. Une telle requalification ouvrirait la voie à de nouveaux

¹⁹ Extrait du rapport : « *quand il existe des appels à projets, ceux-ci sont ouverts aux candidats européens. Au demeurant, vos rapporteurs ne s'opposent pas à une mise en concurrence pour la construction et l'exploitation de nouvelles installations de production hydroélectrique en site vierge* »

²⁰ La mission parlementaire exclut dans un premier temps les barrages de la CNR, sans indiquer de perspectives en 2041, date de fin de la concession. Nous considérons que la meilleure option serait d'étendre la quasi-régie à l'ensemble des barrages de plus de 4,5 MW, même si ce point n'est pas bloquant.

²¹ Voir rapport SUD-Energie de 2018 [Paroles d'Expert.es d'EDF Hydraulique](#)

²² Car la différence entre les deux régimes s'en trouverait encore amoindrie

contentieux européens. En principe, le régime d'autorisation est conçu comme plus libéral que celui de concession, avec un contrôle public moindre.

2.6. Compatibilité avec les critères européen sur la dette publique

La quasi-régie est parfois critiquée pour son effet potentiel sur les finances publiques. En particulier, elle pourrait alourdir une dette d'État fortement encadrée et surveillée, car cette option implique d'indemniser les exploitants pour les concessions non échues.

Or, en supposant que les actifs hydroélectriques soient acquis par la dette et non par une augmentation des ressources publiques, ils resteraient des **infrastructures rentables**, générant des revenus réguliers et prévisibles garantis par un tarif régulé.

A moins de renoncer à l'hydroélectricité, la collectivité doit s'endetter pour investir dans la maintenance et le développement des barrages. Le seul choix concerne les conditions financières de cet endettement, nettement plus favorables dans le cas d'une structure publique adossée à un tarif réglementé que dans celui de structures privées exposées à un prix de marché volatil (cf. § 3 et 4).

Le **frein** à l'endettement public n'est donc pas financier mais **essentiellement normatif** : il s'agit de respecter les règles européennes sur le niveau de dette publique. Or de plus en plus d'experts reconnaissent que la transition énergétique ne se fera pas sans investissements publics importants (voir le [rapport Pisani-Mahfouz](#)). Il est d'ailleurs envisagé d'exclure les investissements relatifs à la transition énergétique des contraintes de plafonnement de la dette.

➤ Une augmentation de court terme de la dette limitée, voire évitable

- Une grande partie des concessions de la SHEM sont en délai glissant : leur reprise ne nécessiterait aucune indemnisation immédiate.
- EDF étant entièrement public, il serait juridiquement et politiquement envisageable de négocier une indemnisation symbolique, ou une compensation via dividendes. Cette solution ne serait pas contestée par la Commission européenne, attentive avant tout aux risques d'abus de position dominante.
- Pour la CNR, filiale d'Engie, les conditions de sortie anticipée du contrat de concession sont prévues au contrat : à notre connaissance, le montant d'indemnisation est basé sur le préjudice direct, matériel et certain, c'est-à-dire sur la valeur actualisée des dividendes anticipable jusqu'à la fin de concession. Par construction, le cout de la sortie est donc nul sur la durée si les bénéfices sont correctement anticipés et le risque d'une envolée future des dividendes serait écarté. Enfin, au regard des conditions de prolongement du contrat de concession de la CNR jusqu'en 2041, sans contrepartie financière majeure mais contre investissements aujourd'hui peu engagés²³, au regard des dividendes déjà très importants distribués par la CNR depuis la reconduction, une révision des compensations semble justifiable au regard du bilan financier de l'opération pour la CNR.

Si malgré tout, l'augmentation de la dette publique s'avérait inacceptable, il reste possible de programmer le transfert des concessions à la quasi-régie à l'échéance des contrats.

²³ Le projet Rhônergia a été abandonné. L'équilibre économique de la concession devrait être garanti par un ajustement des redevances.

En résumé sur la durée, la quasi-régie n'alourdit pas la dette publique : elle constitue au contraire une opportunité de sécuriser des revenus pérennes, de valoriser un patrimoine national et d'investir massivement au moindre coût pour la collectivité.

A l'inverse, l'autorisation avec transfert de propriété alourdirait la dette d'EDF, jugée par certains comme déjà trop élevée. A moins que la propriété des barrages soit cédée à vil prix, au risque d'un blocage de la commission européenne et aux dépens de la collectivité.

3. Les modèles économiques et leur financement

Alors que la quasi-régie peut être adossée à un tarif public basé sur les coûts grâce à la sortie du cadre concurrentiel, l'encadrement des prix de l'hydroélectricité reste complexe dans le cadre de l'autorisation et de l'exemption, pénalisant l'investissement et la stabilité des factures des usagers et augmentant les coûts de financement.

3.1. Quasi-régie : un retour sur investissement garanti par un tarif régulé

Comme pour le réseau avec le TURPE (tarif d'utilisation des réseaux publics d'électricité), une tarification publique de l'hydroélectricité sur la base des coûts complets de production²⁴ et au bénéfice de tous les usagers français pourrait être mis en place dans le cadre d'un monopole public. Son fonctionnement est décrit en annexe 9.3.

Comme le TURPE, ce mécanisme :

- Garantirait à la quasi-régie la couverture de ses investissements
- Garantirait à tous les usagers un accès équitable à l'hydroélectricité sur la base des coûts complets de production : ce tarif serait stable car non exposé aux variations des prix de marché et bas, l'hydroélectricité étant l'une des filières de production les moins chères²⁵.

Acceptabilité d'un Tarif Régulé de l'Hydroélectricité (TRH) par la Commission Européenne :

Comme pour tout monopole, un tarif public peut s'appliquer.

Un tel tarif **ne perturberait en rien le merit order européen et la formation du prix de marché**. Il ne favoriserait ou défavoriserait aucun tiers (fournisseur, producteur). Il ne semble donc attaquant ni sous l'angle de la distorsion de concurrence, ni sous l'angle de l'aide d'Etat, ni sous l'angle de la position dominante d'EDF, qui perdrait au contraire la rente de l'hydroélectricité.

La question de la **liquidité des marchés** est parfois évoquée, sans que les enjeux n'en soient précisés²⁶. Physiquement, quel que soit le modèle retenu, la même quantité d'électricité sera produite par EDF et consommée par les clients d'EDF, donc la même quantité sera disponible aux autres fournisseurs, dans les conditions de marché. Comme le TURPE, le TRH garantirait une neutralité vis-à-vis des fournisseurs, tous les consommateurs sur le territoire français ayant accès au TRH dans les mêmes conditions.

²⁴ Incluant les investissements, de modernisation comme de développement

²⁵ Coût de l'hydroélectricité estimé à 50 €/MWh, largement en deçà du coût moyen de production français estimé à 80 €/MWh (source : RTE).

²⁶ Extrait du rapport Parlementaire : « un tel système de mesures compensatoires permettrait d'améliorer la liquidité du marché de gros, dans la mesure, notamment, où EDF y mettrait à disposition une partie de sa production, qu'elle conservait jusqu'à présent pour ses propres clients »

3.2. L'autorisation ou exemption : une dépendance aux prix de marché

3.2.1. Des investissements non sécurisés

Le prix de marché, incontrôlable, imprévisible, volatile et déconnecté du coût complet de production hydroélectrique²⁷, crée un risque financier majeur de non-retour sur investissement. Symétriquement, la vente à prix de marché de l'hydroélectricité a contribué à la flambée des factures des consommateurs en 2022-2023²⁸, engendrant des profits excessifs pour les producteurs.

Or, **dans la solution préconisée par le rapport** et par les opposants à la quasi-régie, **la vente à prix de marché de l'hydroélectricité reste le modèle par défaut. Aucune solution ne semble apportée aux difficultés majeures qu'elle entraîne** - blocage d'investissements essentiels, exposition des usagers à des prix volatils, coût très élevé pour la collectivité. Seule la mutualisation avec les revenus du nucléaire est évoquée pour diminuer le risque financier, alors que l'analyse comme le retour d'expérience montrent que cela ne peut suffire, d'autant plus que nucléaire comme hydroélectricité sont confrontés à des aléas communs : quand les prix de marché s'effondrent, les deux filières se retrouvent en difficulté ; les sécheresses touchent également les deux filières. En 2022-2023, nucléaire et hydroélectricité ont connu en même temps une phase critique. Plus généralement, quelle que soit la filière de production, les durées d'investissement exigées nécessitent des revenus garantis par contrat et aucune banque n'accepte de prêter à un investisseur qui envisagerait de se rémunérer sur le prix de marché.

Des garanties d'état, en particulier sous forme de Contract For Difference (CFD)²⁹, se développent pour tenter de contourner cette exposition aux prix de marché³⁰. Or **dans le cadre concurrentiel actuel** intégrant la dernière réforme européenne des marchés, **la filière hydroélectrique n'est pas éligible aux CFD pour les ouvrages existants**. Cette contrainte complique encore l'émergence d'un modèle économique soutenable dans le cadre concurrentiel. Par ailleurs, même en supposant qu'une négociation avec l'Union européenne puisse libérer l'accès aux CFD ou des aides directes à l'investissement pour l'hydroélectricité, ces mécanismes offrent de moins bonnes garanties qu'un tarif régulé type TRH décrit précédemment : une part de risque demeure pour l'investisseur³¹ induisant un coût de financement supplémentaire significatif.

Quant aux installations nouvelles de type STEP³², qui constituent l'essentiel du potentiel technique encore à construire en France, leur structure de consommatrice nette d'électricité redouble leur exposition aux risques prix/volumes : leur rémunération sur le marché SPOT est liée aux variations de prix sur la journée ou la semaine, encore plus difficiles à anticiper que le prix moyen. L'élaboration d'un modèle économique viable, conforme aux règles de marché, s'avère encore plus complexe pour ces ouvrages pourtant essentiels³³.

Renoncer au monopole public pour l'hydroélectricité expose donc durablement à sa vente au prix de marché, au risque d'abandonner des investissements nécessaires et d'exposer les usagers à des prix instables.

²⁷ Incluant l'amortissement des investissements

²⁸ Déclenchée par la flambée des prix du gaz et aggravée par les difficultés du parc nucléaire en 2022-2023

²⁹ Contrats publics de long terme garantissant aux producteurs un prix d'achat

³⁰ Historiquement, quelques projets de CCG ont tenté cette aventure au début des années 2010, mais quelques années plus tard, leur rémunération étaient divisées par 2 à 4, sous le double effet de la chute des prix du gaz (donc des prix de marché de l'électricité) et de la diminution des volumes liée à l'inversion du spread gaz - charbon. L'Etat a dû intervenir.

³¹ Notamment un aléa sur les volumes produits

³² Station de Transfert d'Énergie par Pompage, ouvrages hydrauliques réversibles capables de stocker de l'électricité.

³³ Voir la Consultation publique de la DGEC sur le sujet en 2024 (Réponse de la CRE [ici](#))

3.2.2. Des barrages virtuels, un risque financier supplémentaire pour EDF

En contrepartie de la levée d'obligation de mise en concurrence de l'exploitation des barrages, les rapporteurs de la mission parlementaire ont négocié avec l'Union européenne des mesures compensatoires consistant à mettre à disposition de tiers sous forme d'enchères environ 6 GW, soit près de 30% des capacités hydroélectriques d'EDF.

Les détails de ce mécanisme, dénommé « barrages virtuels », ne sont pas actés à ce jour. Néanmoins, le rapport parlementaire, et surtout la consultation de mai 2025 lancée par la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) auprès des acteurs de marché, décrivent les formes envisagées pour ces barrages virtuels.

Ils s'apparentent à des produits financiers complexes qui – s'ils voyaient le jour - feraient porter un risque supplémentaire à EDF, contraint de livrer à des tiers une quantité d'électricité selon un profil défini tardivement par eux, sans réel moyen de se couvrir. De tels produits soulèvent des problèmes au moins aussi importants que l'ARENH en termes de complexité, de manque de visibilité de revenus pour EDF et de rupture d'égalité pour les usagers (cf. annexe 9.2 pour plus de détail).

4. Coûts comparés des différentes options

Au-delà du cadre juridique et du financement, il est essentiel d'examiner l'impact concret de chaque modèle sur les coûts de production et sur l'efficacité du système électrique.

L'analyse montre que la quasi-régie permet de produire l'hydroélectricité au meilleur coût pour la collectivité. Les opposants à la quasi-régie affirment le contraire sans fournir d'analyse appuyant cette affirmation, empêchant tout débat démocratique éclairé.

4.1. Le coût du capital : un avantage décisif de la quasi-régie

Dans un secteur très capitalistique comme l'hydroélectricité et plus généralement l'électricité, le coût du capital est un élément déterminant du coût de production total³⁴. Celui-ci dépend du niveau de risque et de la structure financière : il est minimal pour des revenus garantis et une structure publique³⁵.

Sur la base de l'hypothèse d'un investissement minimal de 3 GW dans l'hydroélectricité d'ici 2040³⁶, l'option de quasi-régie offrirait une économie annuelle de l'ordre de 200 à 300 M€ par rapport aux scénarios d'autorisation ou d'exemption (voir annexe 9.4).

D'autres investissements, sur des durées moins longues, seront également nécessaires pour les 20 GW existants et seront eux aussi impactés, certes dans une moindre mesure, par une baisse éventuelle du coût du capital.

³⁴ Par exemple, dans ses Futurs Énergétiques 2050, RTE estime que le **coût complet du nouveau nucléaire**, dans le scénario médian, passait de 45 et 108€/MWh lorsque le coût du capital passe de 1% à 7%. Sur les scénarios complets (production + réseau), le coût complet de l'électricité double quasiment lorsque le coût du capital (ou taux de financement) passe de 1% à 7%.

³⁵ En 2003-2004, lors des débats sur le changement de statut d'EDF (passage d'EPIC à SA), la Commission Européenne reprochait à EDF des conditions de financement anti-concurrentielles car trop basses, du fait de son statut public. Or seule la quasi-Régie garantit un statut public pour l'exploitant des barrages.

³⁶ Puissance installée de nouvelles STEP, à développer sans regret selon le rapport RTE sur nos futurs énergétiques 2050

Enfin, dans l'hypothèse d'un déploiement ambitieux d'ouvrages STEP, l'avantage financier de la quasi-régie lié au coût de financement s'en trouverait considérablement accru³⁷.

4.2. Autorisation : un potentiel détournement des revenus de l'hydroélectricité

En régime d'autorisation ou en cas d'exemption à la directive Concession, la gestion de l'hydroélectricité continuerait à être confiée à des entreprises sous statut privé, exerçant pour certaines des activités dans le domaine concurrentiel. Ces conditions ne garantissent pas un réinvestissement des bénéfices de l'hydroélectricité dans le parc de production national, comme le montre le retour d'expérience (voir annexe 9.1 pour plus de détail) :

- Rentabilité excessive du capital investi pour la CNR, relevée par la Cour des comptes (24% par an en moyenne entre 2003 et 2020) ;
- Envolée des bénéfices de la CNR et de la SHEM ces dernières années, reversés presque intégralement aux actionnaires sous forme de dividendes ;
- Opacité des comptes d'EDF Hydro et exigence de rentabilité élevée des investissements de l'entreprise.

Les exploitants se retrouvent en délégation de service public avec une position de monopole de fait. Comme pour d'autres secteurs, par exemple les autoroutes ou, dans le secteur énergétique, le gestionnaire de réseau de gaz Natran, les rentabilités sont régulièrement très élevées, au détriment de la collectivité.

4.3. Quasi-Régie : un agrégateur garant de l'optimisation

L'un des arguments contre la quasi-régie et relevé par le rapport parlementaire concerne une potentielle désoptimisation du programme de production en cas de séparation du parc nucléaire et hydroélectrique d'EDF.

Or, même si l'optimisation du parc de production est importante, **l'enjeu** de la baisse du coût de fonctionnement du parc est **de deuxième ordre en regard du coût du capital** : quelques dizaines de millions d'euro maximum, à comparer avec des économies sur le coût du capital s'élevant au minimum à 200 M€ (voir annexe 9.5). Les coûts variables de fonctionnement du parc électrique, seuls concernés par l'optimisation, ne représentent en effet que 10 à 15% du coût total de production de l'électricité³⁸.

Mais surtout, la quasi-régie pourrait au contraire conduire à une meilleure optimisation, donc à une baisse du coût de fonctionnement du parc, **grâce à la mise en place d'un agrégateur** intégrant à minima la production nucléaire d'EDF et hydroélectrique de la quasi-régie. Cette solution est **compatible avec le droit européen** qui prévoit la fonction d'agrégateur³⁹.

³⁷ Par exemple, pour les 42 GW de puissance et 8 TWh de capacité proposés par le [scénario TerraWater](#) à horizon 2050, le même raisonnement conduit à une économie a minima de 2,8 Md €/an pour un taux d'emprunt de 4 % en quasi-régie contre 8 % actuellement.

³⁸ Voir le Bilan Prévisionnel 2023-2035 de RTE (figure 9.15)

³⁹ Il existe aujourd'hui de nombreux agrégateurs. A EDF, cette fonction est internalisée au sein de la DOAAT (Direction Optimisation Amont Aval Trading), mais à notre connaissance, il s'agit d'un choix et non d'une contrainte légale.

En intégrant les barrages de la CNR et de la SHEM, l'agrégateur éviterait non seulement toute désoptimisation et jeu d'acteur constatés aujourd'hui et documentées ⁴⁰, mais permettrait au contraire une meilleure coordination du parc de production français. Il pourrait même intégrer d'autres productions pilotables, voire l'ensemble de la production française, devenant ainsi un optimiseur centralisé national. Une telle solution, en place dans certains états américains, a été évoquée par plusieurs experts⁴¹. On observe d'ailleurs au niveau européen l'émergence de débats sur la création éventuelle d'un optimiseur centralisé, en raison des insuffisances de la coordination par le marché.

A l'inverse, la désoptimisation déjà présente s'aggraverait en cas de mise en concurrence des futurs appels d'offres — en particulier pour la construction de STEP. La multiplication attendue du nombre d'exploitants dans le cadre de l'autorisation ou de l'exemption contredit le discours selon lequel ces options assureraient une meilleure coordination que la quasi-régie adossée à un agrégateur.

4.4. Réorganisation des fonctions support : un impact mineur

Les coûts de la quasi-régie liés à la séparation des fonctions support (perte de mutualisation) au sein d'EDF – et inversement les gains liés à la mutualisation des fonctions avec la CNR aujourd'hui séparée (ex : prévisions météo) ne peuvent être que de deuxième ordre par rapport aux enjeux liés au coût du capital.

Et finalement, le nombre d'acteurs se trouverait réduit, passant de trois (EDF, CNR et SHEM) à deux (EDF et la quasi-régie).

4.5. En conclusion, un moindre coût pour la quasi-régie

L'analyse des coûts fait apparaître que :

- le modèle concurrentiel expose la collectivité à des coûts financiers élevés, à l'instabilité des prix de marché et à des incertitudes sur les investissements ;
- le modèle de quasi-régie garantit des financements stables et bon marché, tout en assurant la continuité de l'optimisation du système électrique.

Le choix du monopole public constitue donc la solution la plus économique pour les consommateurs comme pour l'État.

5. Le spectre du démantèlement d'EDF et l'intégrité du système électrique

Parmi les objections souvent avancées figure l'idée que la quasi-régie pourrait fragiliser EDF : elle nuirait au développement de compétences trans-filières (compétences applicables à la fois à hydraulique et à d'autres filières) ; elle détériorerait la coordination des programmes de production nucléaire et hydraulique. Pour certains, elle s'apparenterait à un « démantèlement » du groupe, réveillant le souvenir du projet Hercule.

⁴⁰ Ces désoptimisations sont liées à l'existence de plusieurs exploitants hydroélectriques, mais surtout à leur caractère d'entreprise à but lucratif, qui se livrent à des jeux d'acteurs pour valoriser les failles du système. Voir le rapport SUD-Energie de 2018 [Paroles d'Expert.es d'EDF Hydraulique](#) pour plus de détail.

⁴¹ Par exemple, Pierre Jérémie, ancien directeur adjoint du cabinet de Mme Agnès Pannier-Runacher, ancienne ministre de la transition énergétique, lors de son [audition sénatoriale](#) du 13/05/2025

Ces inquiétudes, bien que compréhensibles, ne résistent pas à l'analyse.

Par ailleurs, elles passent sous silence, ou à tout le moins relativisent, les difficultés majeures du système électrique, que le maintien d'EDF dans sa forme actuelle ne permet pas de résoudre.

5.1. Prendre acte des difficultés actuelles

L'organisation actuelle n'a pas empêché, malgré le retrait du projet Hercule, une crise majeure en 2022-2023 et participe d'un système très instable, fragile, inéquitable, en perpétuelle évolution, coûteux pour la collectivité et porteur de risques tant pour les entreprises que les particuliers.

EDF, société de droit privé, est tiraillé entre un objectif de service public, que nous souhaiterions lui voir poursuivre, et son objectif d'entreprise à but lucratif, clairement assumé par ses dirigeants. EDF développe des activités éloignées de sa mission de service public, notamment à l'international. Elle incite ses usagers à privilégier les offres de marché au détriment du Tarif Réglementé de Vente, s'oppose à la mise en place d'un prix régulé pour le nucléaire ; elle fait preuve d'un manque de transparence sur ses coûts, l'utilisation de ses revenus ou encore le potentiel hydroélectrique ; elle aligne ses objectifs de rentabilité sur ceux des acteurs privés, défend le marché sans éclairer le débat sur sa pertinence, recourt massivement à la sous-traitance et n'applique pas le statut des IEG dans l'ensemble de ses filiales, en particulier le secteur des renouvelables incluant l'ingénierie de la « petite hydro »⁴².

Avec ou sans EDF dans son périmètre actuel, la mise en concurrence de l'électricité, réelle source de l'impasse actuelle, s'accompagne d'une vente à prix de marché de l'électricité, d'une fragmentation du parc de production, du développement de fournisseurs et intermédiaires financiers, de rentes privées sur un bien essentiel. La seule issue durable à ces difficultés réside dans le rétablissement d'une propriété et gestion publiques du système électrique français, adossées à une tarification publique, tout en maintenant le fonctionnement actuel du système européen et notamment les échanges avec les autres pays. Cette solution est détaillée dans divers documents⁴³. Faire d'EDF un EPIC ne changera pas les difficultés actuelles.

Cependant, la question de l'hydroélectricité ne saurait attendre la mise en œuvre d'une telle solution. La quasi-régie apporte une réponse immédiate, en améliorant à court terme la situation tant pour les investissements que pour les usagers, sans compromettre la viabilité d'EDF ni retarder la perspective d'une sortie de la concurrence pour l'ensemble du système électrique.

5.2. Synergies des compétences et statut des salariés ne sont pas en danger

Comme le note le rapport parlementaire, « **les conséquences négatives de cette solution pour les salariés du secteur – au moins ceux d'EDF – peuvent être neutralisées si la loi créant la quasi-régie garantit l'application du statut des personnels des industries électriques et gazières (IEG) issu de la loi du 8 avril 1946 et organise le transfert de leurs droits et obligations (dans le cas de la quasi-régie directe) ou les mutations et la collaboration entre entités (dans le cas de la quasi-régie indirecte). EDF pense que ces dernières sont possibles (dans la seconde hypothèse), moyennant quelques règles strictes évitant le partage d'informations sensibles entre la quasi-régie et les autres entités du groupe.** »

⁴² Rattachée à la filiale Hydrostadium

⁴³ Voir notamment [Face au défi énergétique : démarchandiser l'électricité, la solution ? - Institut la Boétie \(institutlaboetie.fr\)](#) ou [L'énergie est notre avenir, socialisons-la ! Une analyse et des propositions pour refonder le secteur de l'énergie - Attac France](#)

Même dans le cadre d'une quasi-régie, les synergies industrielles et techniques existantes entre secteurs d'activités d'EDF, matérialisées par des sujets d'études et des compétences et parcours professionnels transverses, doivent et peuvent être maintenues.

- **Parcours professionnels** : Les mutations entre entreprises distinctes au statut des IEG - EDF, RTE, ENEDIS, la CNR, la CPCU, GRTGaz, etc. sont courantes et facilitées par un statut commun.
- **Collaboration et mutualisation des compétences** : Les salariés travaillant sur des sujets communs à l'hydraulique et au nucléaire pourraient continuer à le faire : les travaux inter-entreprises sont courants en ingénierie comme en recherche, au travers de collaborations, contrats d'étude et de projets communs, de la mutualisation de laboratoires, de codes informatiques, etc.

La mise en concurrence du secteur électrique a nui à ces mutualisations. La séparation entre RTE et EDF avait conduit à une impossibilité de travailler ensemble, mais les conditions étaient différentes : RTE était soumis à une obligation de neutralité stricte envers les différents producteurs. Dans le cas des barrages, le risque de pénaliser les autres producteurs en cas d'échanges entre activités nucléaires et hydroélectriques n'apparaît pas clairement. On observe d'ailleurs que l'exigence initialement stricte de séparation entre RTE et EDF a été assouplie lors de la création d'Enedis : la R&D d'EDF continue de collaborer avec Enedis dans des conditions très proches de celles applicables aux autres entités d'EDF, également qualifiées de "clientes".

L'ouverture des marchés a entraîné des découpages et cloisonnements qui affectent même les activités demeurant dans le périmètre d'EDF. Par exemple, l'ingénierie responsable de la petite hydroélectricité a été transférée dans la filiale Hydrostadium, rattachée aux activités renouvelables, où les salariés ne bénéficient plus du statut des IEG.

Au contraire, le caractère public de la quasi-régie, par l'absence de secret commercial, permettrait une plus grande transparence des données et travaux facilitant ainsi ces échanges. Enfin le partage des données et retours d'expérience sur les barrages aujourd'hui exploités par la CNR et la SHEM seraient clairement renforcés.

Les laboratoires et les équipes ne déménageraient pas, les collaborations inter-filières se poursuivraient.

Ainsi, nous ne partageons pas les risques pointés par la FNME-CGT et la CFDT et rapportés par la mission parlementaire :

«La FNME-CGT craint ainsi la segmentation interdisant le recours aux ressources transverses du groupe : « il en résulterait de nombreuses destructions d'emplois dans tous les domaines, y compris ceux détenant la connaissance dans l'auscultation, le suivi et la sûreté des installations ».

« Cela menacerait en particulier la pérennité de la DTG, selon la CFDT. »

L'activité se poursuivant, il n'existe aucune raison objective de craindre pour les emplois.

- **Conditions de travail** : Le statut des IEG est lié au secteur, et non à EDF en particulier : la mise en place d'une quasi-régie ne remet donc pas en cause ce statut. L'expérience du transfert des barrages du Rhône à la CNR entre 2002 et 2006 en témoigne : les salariés avaient alors été transférés sans difficulté et avaient conservé leur statut. Par ailleurs, la plupart des salariés de l'hydraulique sont profondément attachés au service public. La quasi-régie leur offrirait la garantie d'exercer leur métier hors des logiques de rentabilité et de concurrence, en l'inscrivant pleinement au service de l'intérêt général.

5.3. La quasi-régie ne menace pas la viabilité économique d'EDF

Reprenant des arguments de certaines organisations syndicales, le rapport parlementaire, met en avant la synergie avec l'activité nucléaire qui permettrait de réduire les risques et de renforcer la viabilité du modèle. Or, comme détaillé au § 3.2.1, les productions nucléaires et hydrauliques sont soumises à des aléas communs, au premier rang desquels l'évolution du prix de marché de l'électricité. Le retour d'expérience des dernières années confirme que la mutualisation des risques entre filières ne suffit pas à stabiliser les revenus d'EDF. Et la stratégie très « orientée marché » de l'entreprise, préférant un mécanisme « post-ARENH » basé sur les prix de marché plutôt qu'un prix garanti basé sur les coûts⁴⁴, constitue un risque bien plus tangible qu'une éventuelle perte de mutualisation avec son activité hydroélectrique.

La vente à prix de marché qui accompagne l'autorisation ou l'exemption ne permet pas de sécuriser le retour sur investissement d'EDF dans l'hydraulique. Ce risque serait potentiellement aggravé par la mise en place de « barrages virtuels » (cf. annexe 9.2).

Si l'hydraulique était séparé d'EDF pour être confié à une quasi-régie, son modèle économique serait garanti par un tarif réglementé. Et l'équilibre économique du nucléaire d'EDF dépend des garanties publiques, objets de longues négociations. Jamais il n'a été envisagé de financer cette activité par les revenus de l'hydroélectricité, contrairement à ce que soutiennent certaines organisations syndicales.

5.4. Hercule, une comparaison trompeuse

Le projet **Hercule** visait, dans un contexte financier difficile pour EDF, à isoler les activités nucléaire et hydraulique dans des entités 100 % publiques et, « en contrepartie », à ouvrir davantage au capital privé les activités considérées comme concurrentielles : production renouvelable, international, services, commercialisation... mais aussi, de manière surprenante, des activités pourtant monopolistiques comme le réseau de distribution (Enedis) ou encore l'électricité dans les îles.

La forte opposition, notamment syndicale, avait conduit à l'abandon de ce projet.

S'il était essentiel de bloquer cette nouvelle privatisation du secteur, la **quasi-régie** se distingue en ce qu'elle ne suppose aucune contrepartie de ce type pour EDF : aucune privatisation d'autres activités. Elle reprend donc uniquement la « bonne partie » du projet Hercule.

Il importe cependant de tirer un bilan complet de cette lutte : si elle a permis d'éviter le démantèlement d'EDF, elle n'a pas résolu les problèmes structurels liés à la concurrence et n'a pas empêché la crise majeure traversée en 2022 et 2023.

5.5. Quel avenir pour EDF dans un système électrique sorti de la concurrence

EDF a **déjà connu un démantèlement** : le réseau, qui représente près de la moitié des effectifs en France, a été séparé des activités de production et de commercialisation, conformément au **principe de spécialité** applicable à tout monopole. Celui-ci interdit à une entité en situation de monopole – comme Enedis, RTE aujourd'hui ou EDF autrefois – d'exercer des activités significatives en dehors de son champ réservé, afin d'éviter que des revenus protégés ne servent à conquérir des secteurs concurrentiels.

Aujourd'hui, une large part de l'activité d'EDF s'exerce hors du cadre du service public de l'électricité en France, notamment dans des domaines et des conditions discutables sur le plan économiques et social : trading d'énergie à l'international, investissements dans des moyens de

⁴⁴ Via des Contract For Difference (CFD) négociés par la France auprès de l'Union Européenne pour le nucléaire historique, mais refusés par EDF

production relevant de la privatisation de systèmes électriques étrangers, avec des rentabilités parfois très élevées, participation à des projets socialement inacceptables⁴⁵, etc.

Le caractère stratégique, essentiel des barrages fait consensus. Cela est vrai en France comme ailleurs. Dès lors, il n'est pas défendable qu'EDF en fasse l'objet d'une activité lucrative dans d'autres pays.

Dans la perspective d'une sortie du secteur électrique de la logique concurrentielle, une **redéfinition du périmètre d'activité d'EDF** apparaît dès lors incontournable.

6. Aspects stratégiques et souveraineté

Le régime d'autorisation est généralement associé à un moindre contrôle public, comme le souligne le rapport parlementaire. Pour des installations aussi stratégiques, ce point mérite une attention particulière.

6.1. Risque de privatisation des barrages par transfert de propriété

La mission parlementaire admet le risque de transfert de propriété des barrages, qui « représenterait aussi un changement de paradigme majeur » et « amoindrirait de manière conséquente le contrôle de l'État sur des ouvrages stratégiques, malgré des mesures d'encadrement strictes qu'il serait pertinent de prendre ».

Elle cherche toutefois, par la voie de la négociation, à éviter une telle privatisation, en envisageant de n'en exclure que les STEP : « Vos rapporteurs souhaitent, idéalement, ne pas céder les ouvrages. Ils considèrent qu'un **maintien de leur propriété publique serait un acquis important**, tant pour préserver certains atouts fondamentaux du régime actuel (de **souveraineté** notamment) qu'en termes d'acceptabilité. La question d'un traitement différencié des ouvrages stratégiques se pose en particulier : par exemple, une STEP ne devrait-elle pas rester la propriété de l'État quoi qu'il arrive ? ». Pourtant, les lacs de tête qui régulent les apports en eau sont tout autant stratégiques.

La privatisation de ces ouvrages stratégiques provoquant un rejet légitime, une vigilance accrue s'impose sur ce point, d'autant plus que dans l'Union européenne, à notre connaissance il n'existe pas de cas de maintien de la propriété publique de grands barrages dans le cadre d'un régime d'autorisation. Dans l'hypothèse où la propriété publique serait préservée, il conviendra par ailleurs de veiller à l'acceptabilité des contreparties négociées.

6.2. La quasi-régie faciliterait la planification de la transition énergétique

Au-delà des exigences financières formulées par les exploitants, la définition du potentiel hydroélectrique – en particulier celui des STEP – et la sélection des projets ne font aujourd'hui l'objet d'aucun interclassement global reposant sur des critères transparents et partagés. Le processus demeure opaque et morcelé, à la main des exploitants, ce qui ne permet pas de prendre des décisions véritablement éclairées.

Dans le débat public, il est largement admis que les perspectives de développement de l'hydraulique, et notamment des STEP, seraient très limitées. Pourtant, le potentiel lié au stockage réversible (capacité à consommer et produire selon les besoins du réseau) est, en théorie, **illimité** : il suffit de créer un stockage en amont et en aval. Bien sûr, à ce potentiel « brut » s'ajoutent des contraintes techniques, économiques, environnementales et sociétales permettant de dimensionner une puissance

⁴⁵ Par exemple, l'implication dans l'étude d'une STEP au sein du mégaprojet démesuré NEOM en Arabie Saoudite (STEP finalement abandonnée par les commanditaires saoudiens).

et une capacité de stockage adaptées. Mais l'inventaire de ce potentiel exploitable – représentant plusieurs dizaines de GW de puissance et plusieurs TWh d'énergie stockable – demeure largement méconnu⁴⁶.

L'hétérogénéité des estimations prouve pourtant la nécessité d'un débat. Ainsi, un ancien directeur d'EDF Hydro évoquait publiquement, en 2020, un potentiel technique de plus de 100 GW. De son côté, le [scénario 2050 proposé par l'institut Terrawater](#) intègre 42 GW de nouvelles STEP pour 8 TWh stocké, alors que le [rapport Dambrine](#) de 2006 évoquait un potentiel de 4,3 GW, sur la base d'estimations d'EDF. Un inventaire public au périmètre européen, reposant sur une méthodologie scientifique rigoureuse⁴⁷, évoque pour la France un potentiel, exprimé en volume d'énergie stockée, proche de celui estimé par le rapport Terrawater⁴⁸.

Cette hétérogénéité des estimations de potentiel, à l'échelle française, notamment pour les STEP, avec des écarts de l'ordre d'un facteur 10, rend d'autant plus nécessaire un inventaire technique à baser sur une démarche scientifique, transparente, partagée, ainsi que des études sur les aspects économique, environnemental et sociétal de ces potentiels, afin d'alimenter un véritable débat public qui fait défaut aujourd'hui.

Une quasi-régie sous statut public soumise à une obligation de transparence et regroupant si possible l'ensemble des barrages, faciliterait significativement un tel débat accompagnant une planification de qualité, avec un contrôle démocratique sur les choix d'investissement. La Quasi-Régie unique offrirait aussi la possibilité de dialoguer ouvertement avec RTE afin d'optimiser l'interclassement des sites, en ouvrant une réflexion commune sur la planification de long terme des raccordements de ces actifs de forte puissance au réseau très haute tension de demain. À l'inverse, la question du raccordement est aujourd'hui traitée au cas par cas, sans vision concertée, car l'exigence d'équité imposée à RTE vis-à-vis des différents producteurs l'empêche d'anticiper collectivement.

6.3. L'autorisation expose à une fragmentation du parc hydraulique

La quasi-régie permet d'intégrer l'ensemble des barrages dans une entité unique publique.

Les autres options – autorisation et exemption – maintiennent a minima les différents opérateurs actuels, en particulier la CNR et la SHEM, avec les effets pervers liés à cette fragmentation,⁴⁹.

⁴⁶ Créer des Stations de Transfert d'Énergie par Pompage pour stocker de l'eau en altitude peut théoriquement se faire sur une infinité de sites – entre la cave et le grenier d'un bâtiment étant la caricature la plus parlante. Bien sûr, en réalité, les stockages pertinents nécessitent des dénivellations de plusieurs centaines de mètres sur des topographies permettant le stockage de plusieurs millions de mètres cubes d'eau. Ainsi, environ 200 sites ont les caractéristiques topographiques permettant d'accueillir des STEP d'au-moins 100 MW de puissance et 2 GWh d'énergie en France hexagonale.

⁴⁷ [L'inventaire du JRC](#) publié le 29/04/2013 est réalisé au périmètre européen et affiche de l'ordre de 6,3 TWh de potentiel en France. Cet ordre de grandeur est repris dans la [revue à comité de lecture "Journal of Energy Storage"](#), du 20/11/24. Pour ses inventaires, le JRC applique une démarche scientifique et utilise les outils modernes (algorithmes basés sur un Système d'Information Géographique). Ces outils sont utilisés par des industriels comme EDF pour établir leurs inventaires à l'international.

Les inventaires commandités par le puissance publique française (ex: actualisation 2022 du potentiel hydroélectrique français) ne traitent pas spécifiquement des STEP et n'utilisent pas une méthodologie comparable aux travaux du JRC.

⁴⁸ 6,3 TWh pour l'inventaire de 2013 du JRC, 8 TWh dans le rapport Terrawater

⁴⁹ Effets étonnamment passés sous silence par les opposants à la quasi-régie

Le rapport parlementaire indique que, dans le cadre d'un passage au régime d'autorisation, les **installations sur nouveaux sites seraient mises en concurrence pour leur construction et leur exploitation**. Les rapporteurs précisent qu'ils ne s'opposent pas à cette mise en concurrence, laquelle s'appliquerait vraisemblablement même dans l'hypothèse d'une exemption.

Cette orientation ouvre le secteur hydroélectrique à de nouveaux acteurs, potentiellement privés et étrangers, alors même qu'un large consensus existe contre la mise en concurrence des concessions et ses effets négatifs, largement connus et documentés⁵⁰. L'adhésion à une telle évolution paraît donc loin d'être acquise, laissant présager de nouveaux blocages.

Les nouveaux ouvrages – en particulier les STEP – seront, dans la plupart des cas, fortement interconnectés à des installations hydrauliques existantes⁵¹. Confier leur propriété et leur exploitation à d'autres acteurs fragmenterait la gestion du parc hydraulique, créant de lourdes difficultés de coordination technique, de gestion des écoulements et de répartition des revenus.

Par ailleurs, EDF a déjà exprimé son intention d'ouvrir le capital de certains projets majeurs à des co-investisseurs⁵², citant notamment TotalEnergies ou Eiffage. Une telle démarche équivaut à une privatisation partielle d'infrastructures stratégiques et à fort potentiel économique, impliquant des coûts de financement bien plus élevés que ceux de l'investissement public, ainsi qu'une complexité contractuelle accrue dans le partage des revenus.

6.4. Adaptation des conditions d'exploitation à l'évolution du contexte hydraulique

L'une des raisons de l'opposition à la mise en concurrence des concessions était l'impossibilité de contractualiser sur le long terme les contraintes et conditions évolutives pesant sur les barrages: *« certains équilibres sont particulièrement difficiles à définir sur le long terme, en particulier le niveau de la redevance (compte tenu de la forte volatilité des prix de l'électricité, il est complexe d'éviter tout phénomène de surrentabilité), ou encore les besoins liés à la ressource en eau (compte tenu des évolutions liées au réchauffement climatique, dont certaines restent aujourd'hui inconnues) »*.

Cette difficulté perdurerait avec l'autorisation, des prescriptions normatives remplaçant les cahiers des charges. La durée des autorisations, vraisemblablement longue bien que non précisée, ainsi que l'encadrement juridique de ces prescriptions renforcerait encore les difficultés. Ainsi, le rapport parlementaire relève que *« il conviendra, en tout état de cause, de proportionner les obligations aux objectifs recherchés, pour demeurer dans le cadre d'un régime d'autorisation. »*

6.5. Place de la concertation locale

L'absence d'intérêts privés devrait faciliter la concertation locale et l'implication des collectivités, soit au travers de contrats de service public renforcés, soit par une participation directe à la quasi-régie, même si ce dernier point reste à valider juridiquement.

A l'inverse, un régime d'autorisation induirait un moindre contrôle public, en particulier de la part des collectivités territoriales.

⁵⁰ Voir notamment le [Rapport SUD-Energie basé sur la parole d'expert.es de l'hydraulique](#), 2018.

⁵¹ Notamment pour tenter de limiter la création de nouvelles retenues, en utilisant l'existant pour au moins l'une des deux retenues nécessaires à la STEP

⁵² Notamment pour le colossal chantier de Montézic II, visant à augmenter la puissance de cette STEP de près de 500 MW

7. Opposition à la quasi-régie : analyse des blocages

Au-delà des arguments de fond analysés précédemment, la mission parlementaire justifie le fait d'écarter la quasi-régie par l'opposition qu'elle susciterait. A l'inverse, l'autorisation serait « *une solution acceptée par la très grande majorité des personnes auditionnées* ». Or les arguments d'opposition à la quasi-régie développés par le rapport parlementaire viennent principalement des exploitants et dans une moindre mesure, des organisations syndicales représentatives du secteur. Mais celles-ci développent une position assez opaque, évolutive, subordonnant finalement leur adhésion à l'autorisation à des conditions impossibles à obtenir (notamment l'absence de mesures compensatoires). De plus, cette position ne reflète pas l'avis des salariés⁵³.

7.1. Les exploitants : une opposition intéressée

Il n'est pas surprenant que les exploitants actuels – EDF et Engie à travers la CNR et la SHEM – s'opposent frontalement à la quasi-régie. La perte d'une activité extrêmement rentable va à l'encontre de l'objectif d'entreprises à but lucratif.

En revanche, cette opposition ne peut guider la décision politique, qui doit se baser sur une argumentation étayée en cherchant l'intérêt général. Il est inconcevable que le consensus momentané des exploitants prime sur l'intérêt des usagers ou la souveraineté nationale dans un domaine aussi stratégique et sensible.

7.2. Les salariés : une opposition en trompe-l'œil

Les fédérations syndicales se sont majoritairement prononcées contre la quasi-régie, préférant l'option du régime d'autorisation. Pourtant, cette position est loin de faire consensus parmi les salariés, et même parmi leurs adhérents.

D'abord, de nombreux agents manquent d'informations précises et sont même confrontés à une désinformation. Les risques de perte de statut ou de fragilisation de la gestion du multi-usage de l'eau sont souvent évoqués, alors que la quasi-régie permet précisément de préserver les statuts et d'améliorer la stratégie globale de gestion de l'eau. De même, les craintes de fragilisation du modèle économique d'EDF et de la quasi-régie sont mises en avant par les fédérations syndicales, sans plus de fondement. Enfin, la perspective d'éclater les équipes et de perdre la coordination entre le parc nucléaire et hydraulique est également brandie tout comme la menace du « retour d'Hercule », bien que ces points ne résistent pas davantage à l'analyse.

Malgré cela, une grande partie des salariés exprime au contraire un fort attachement à une solution qui sécurise l'avenir du parc et le sort des logiques de rentabilité financière de court-terme.

Les témoignages de terrain montrent qu'ingénieurs et techniciens voient dans la quasi-régie une voie crédible et protectrice, plus cohérente avec leur mission de service public que les régimes concurrentiels, à même de donner une perspective de long terme qui fait défaut aujourd'hui et d'écarter tout risque de privatisation. Ainsi, à titre illustratif, une ingénieure hydraulicienne du Centre d'Ingénierie Hydraulique d'EDF, non syndiquée, rapporte que « les hydrauliciens d'EDF, notamment dans les services d'ingénierie, sont bien plus favorables à la quasi-régie que ne le laisse entendre le rapport parlementaire ». Certains y voient même l'opportunité de ne plus être « la cinquième roue du carrosse » en comparaison du nucléaire.

⁵³ Les organisations syndicales représentatives n'ont pas organisé de débat contradictoire au sein des entités directement concernées.

Les débats internes aux syndicats révèlent de profondes divergences, notamment sur la question sensible du transfert de propriété des barrages à des acteurs privés.

En réalité, l'opposition exprimée par certaines fédérations syndicales repose sur des arguments fragiles et changeants, souvent liés à des craintes infondées ou à des logiques d'appareil. Elle ne reflète ni l'opinion des salariés, ni même celle des équipes syndicales de terrain.

Seul un débat éclairé, fondé sur des options clairement présentées, permettrait de prendre véritablement en compte le point de vue des salariés.

7.3. Les élus locaux : une adhésion conditionnelle

Du côté des collectivités territoriales, les réticences sont moindres. Les élus locaux sont en principe favorables à un monopole public, à condition que deux garanties soient respectées : d'une part le maintien des redevances aujourd'hui perçues, indispensables aux budgets locaux ; d'autre part une implication réelle dans la gouvernance des barrages, soit par une représentation au sein de l'établissement, soit à travers des contrats de service public.

Ces conditions sont parfaitement compatibles avec le modèle de quasi-régie, qui intègre déjà les usages multiples de l'eau et la nécessité de concertations locales.

8. Conclusion

Le régime de gestion des barrages ne relève pas d'un simple choix technique : c'est une décision stratégique pour l'avenir énergétique de la France et pour la gestion de la ressource en eau.

Elle doit se fonder non pas sur des intérêts particuliers ou corporatistes mais sur des arguments rationnels et étayés et sur la recherche de l'intérêt général.

L'autorisation, comme l'exemption, ne fait que prolonger l'impasse dans laquelle se trouve ce secteur stratégique en le maintenant soumis aux règles de la concurrence. Elle entretient la menace d'une privatisation progressive, impose des contreparties lourdes de conséquences pour le service public, expose les usagers aux aléas du marché, accroît les coûts du système, freine les investissements et prive la collectivité d'une vision globale et cohérente de son potentiel hydraulique.

Surtout, elle échoue à offrir une perspective claire et durable pour l'avenir des barrages, laissant subsister d'importantes zones d'ombre malgré les négociations avec l'Union européenne. L'expérience l'a montré : dans le secteur électrique, tout mécanisme mal défini engendre inévitablement des difficultés et une instabilité persistante et très pénalisante.

À l'inverse, le monopole public (quasi-régie) apporte une réponse simple, robuste et durable :

- Elle met immédiatement fin aux contentieux européens ;
- Elle garantit la réaffectation de l'intégralité des revenus au développement du parc français ;
- Elle protège durablement un patrimoine stratégique en le soustrayant aux logiques de rentabilité de court terme.
- Elle sécurise les investissements par un tarif régulé fondé sur les coûts réels ;
- Elle garantit aux usagers un prix stable, bas et équitable ;
- Elle garantit une transparence ouvrant à la puissance publique de précieuses opportunités de développement du potentiel hydroélectrique en France.
- Elle évite des mesures compensatoires de type « barrages virtuels », sources de nouvelles spéculations, d'instabilité juridique durable, de risque pour EDF, d'inégalités et d'insécurité pour les usagers.
- Elle permet de maintenir, voire d'améliorer une optimisation coordonnée avec le nucléaire grâce à un agrégateur commun, sans fragiliser EDF.

Cette solution a été écartée trop vite, essentiellement au motif que les exploitants s'y opposaient, alors qu'elle répond mieux aux critères retenus par la mission elle-même, notamment la fin des contentieux et la rapidité de mise en place (cf. annexe 9.6). Pourtant, elle est à même de recueillir l'accord des élus locaux comme des salariés, nombreux à être fermement opposés à toute forme de privatisation de ces ouvrages essentiels. La position des fédérations syndicales, fluctuante et confuse, peut évoluer grâce à un débat argumenté.

En somme, le monopole public de l'hydroélectricité est la **solution la plus économique, la plus sûre, la plus efficace, la plus protectrice de la souveraineté et de l'intérêt général**. Elle ferait des barrages un bien commun, géré dans la transparence, au service de la collectivité et des générations futures.

9. Annexes

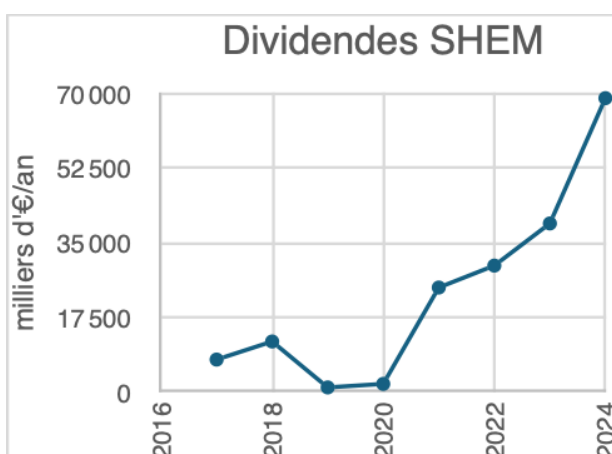
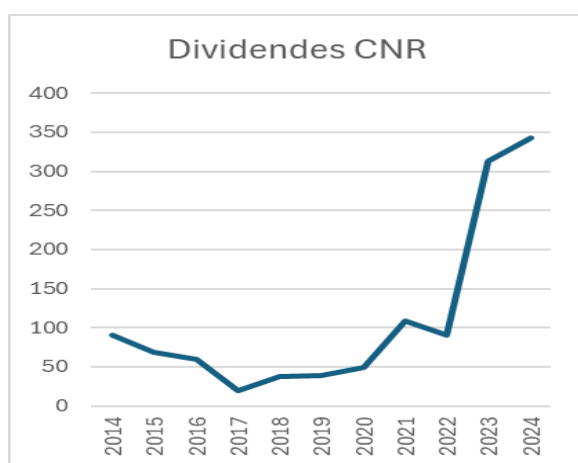
9.1. Rente des exploitants actuels

La CNR a dégagé des bénéfices jugés excessifs par la Cour des comptes dans un [rapport de 2022](#) elle indiquait : « Depuis le début du contrat de concession, en 2003, le résultat net après impôt a représenté une rémunération moyenne des capitaux engagés de 24 % [...] L'efficacité des barrages du Rhône ne bénéficie plus aux consommateurs à travers des tarifs reflétant les coûts de production ». Ces très forts bénéfices ont vraisemblablement perduré à la faveur de l'envolée des prix de marché, malgré la mise en place d'une redevance progressive.

Ainsi, les investissements effectués du temps du monopole ont dégagé une rente importante après l'entrée au capital de la CNR d'Engie, rente captée en partie par cet acteur privé. Une part non négligeable de la rente n'est pas réinvestie dans les barrages.

Ainsi, la CNR a distribué 313 M€ en 2023 et 343 M€ en 2024, soit respectivement 91% et 83% du résultat net. Le montant versé à des actionnaires privés a été de 89 M€ en 2023 et de 97 M€ en 2024, pour une entreprise qui exploite environ 25% du productible hydroélectrique français. Ces dividendes ne correspondent en rien à la rémunération d'un capital investi, même si les investissements ont repris pour faire face à la dette grise accumulée sur les 10 dernières années en anticipation de la fin de concession.

Les dividendes de la SHEM explosent également, avec un taux de distribution de quasiment 100% depuis des années.



EDF adopte elle aussi des objectifs de groupe privé : sa direction s'oppose à la vente du nucléaire à un prix réglementé proche des coûts de production au bénéfice des consommateurs français ; elle exige une rentabilité financière élevée de ses investissements dans l'hydraulique ; elle fait preuve d'opacité sur ses coûts, réalise une grande partie de son activité en dehors du service public de l'électricité en

France ⁵⁴ ; elle ne bénéficie pas de conditions de financement aussi favorables qu'une entreprise sous statut public, etc.

9.2. Barrages virtuels : des produits financiers complexes à l'objectif confus

L'accord de principe négocié par la mission parlementaire avec l'UE exige la mise en place de mesures compensatoires consistant à **mettre à disposition de tiers** sous forme d'enchères environ **6 GW**, soit près de 30% des capacités hydroélectriques d'EDF.

Les détails de ce mécanisme, dénommé « barrages virtuels », ne sont pas actés à ce jour. Néanmoins, en mai 2025, la Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC) a lancé une consultation auprès des acteurs de marché, demandant leur avis sur différentes formes envisagées pour ces barrages virtuels.

Il convient de relever qu'il ne s'agit pas de « mettre à disposition une capacité de production », puisque l'exploitation sera toujours assurée par EDF. Le programme de production⁵⁵ sera toujours défini par les besoins du système électrique dans son ensemble (merit order européen) et non pas par des besoins particuliers de tel ou tel acteur, sans quoi le fonctionnement du parc électrique dans son ensemble se trouverait significativement dégradé⁵⁶.

Les tiers n'auront pas accès spécifiquement à l'hydroélectricité des barrages d'EDF – elle est impossible à tracer – mais à des produits financiers particuliers, parmi les plus complexes du marché, comme le décrit le document de consultation de la DGEC.

L'ARENH, qui relevait du même principe de compensation d'un avantage lié au parc de production d'EDF, consistait à donner accès aux tiers, concurrents d'EDF, à une part de cette production sur la base de des coûts jugés faibles du parc nucléaire historique. Ici, de manière assez incompréhensible, **les barrages virtuels ne semblent pas se référer aux faibles coûts de production du parc hydroélectricité**. Dans ces conditions, on ne comprend pas en quoi de tels produits compenseraient l'absence de mise en concurrence : ils pénalisent EDF qui ne pourra se couvrir contre la détermination tardive des volumes exigés par les tiers ; mais à l'inverse, ils ne donnent pas accès aux concurrents à une part de la production hydroélectrique dans des conditions comparables à celles de l'exploitant.

Ils seraient mis aux enchères, ce qui signifie que les acteurs arbitreront entre un prix de marché et ces produits. Mais aucune indication n'est donnée sur une éventuelle méthode de pricing (valorisation) de ces produits financiers, ouvrant de profondes interrogations.

Les quatre premiers dispositifs envisagés dans la consultation de la DGEC s'apparentent à des options financières de type « américaines » ou « swing », que les aléas de volume de la production hydroélectrique rendent encore plus complexes et difficiles à utiliser.

⁵⁴ Environ la moitié de son chiffre d'affaires hors de France, elle investit notamment dans des projets internationaux susceptibles de détourner les ressources du parc français (ce qui plaide pour une séparation comptable des activités régulées et dérégulées) ;

⁵⁵ Quantités turbinées et pompées à chaque instant (dénommé également Programme d'appel)

⁵⁶ Si chaque acteur place une partie de la flexibilité pour ses propres besoins, cela conduit à des optimums locaux et non à un optimum global, donc à une désoptimisation qui était, pourtant, le seul argument technique avancé contre la quasi-régie

Quant au cinquième mécanisme, qui intègre un partage des risques avec l'acheteur, il s'apparente à un contrat d'allocation de production hydraulique, sur le modèle des CAPN⁵⁷ pour le nucléaire, qui peine à susciter l'intérêt des acheteurs. Or les spécificités de l'hydroélectricité rendent la production plus imprévisible, donc ces contrats d'allocation bien plus risqués et complexes.

Ces mécanismes soulèvent plusieurs problèmes majeurs :

1. Accessibilité et coût :

Peu de consommateurs ou de fournisseurs seront en mesure de répondre à de telles offres sans recourir à des intermédiaires spécialisés, souvent coûteux. Cela va à l'encontre des demandes récurrentes de simplification formulées par les consommateurs eux-mêmes.

2. Rupture d'égalité d'accès :

La complexité crée une barrière à l'entrée et favorise certains acteurs au détriment d'autres, en contradiction avec le principe d'égalité d'accès à la ressource hydroélectrique.

3. Manque de visibilité pour les investissements :

Les durées d'engagement proposées sont trop courtes pour garantir une stabilité suffisante et favoriser les investissements de long terme dans le parc hydroélectrique.

4. Un mécanisme d'enchères à clarifier :

La méthode de fixation des paramètres n'est pas précisée, notamment le prix de l'option.

La mise aux enchères de ces produits financiers n'a pas de raison de converger vers les coûts de production peu chers de l'hydroélectricité. Les tiers devront arbitrer entre ces nouveaux produits et les produits de marché existants. Il semble donc très étonnant que de tels produits suffisent à compenser la dérogation à l'obligation de mise en concurrence des concessions.

Des contraintes supplémentaires pourraient être exigées pour permettre de rapprocher les prix de ces produits des coûts de production, par exemple par la fixation d'un prix plafond. Dans ce cas, quels barrages seraient concernés, comment serait estimé leur coût ?

Comment seraient gérées des situations de demande supérieure au plafond de puissance de 6 GW, sans provoquer les difficultés constatées avec l'ARENH (écrêtement) ?

Pourquoi la CNR et la SDEM seraient-elles exonérées de cette obligation de proposer ces barrages virtuels et comment mettre un terme aux rentes actuellement constatées ?

5. Risques pour le modèle économique d'EDF

Si EDF doit proposer des options de flexibilité à ses concurrents via des barrages virtuels, elle ne pourra se couvrir sur les marchés en l'absence de produits appropriés qui n'existent pas aujourd'hui à notre connaissance, et encourra donc un risque financier.

En résumé, non seulement les mécanismes sont extrêmement complexes et flous, mais l'objectif recherché est lui-même confus. Il est illusoire ou délétère de vouloir partager la flexibilité entre acteurs. Celle-ci doit être gérée de manière intégrée, mutualisée, coordonnée avec l'ensemble du parc afin de réduire les coûts globaux de l'électricité. Découper cette gestion entre acteurs désoptimiserait le système, pour les mêmes raisons qu'un découpage non-accompagné entre nucléaire et hydraulique⁵⁸. Il s'agit donc plutôt de **partager les revenus de la flexibilité**, ce qui est impossible sans référence au

⁵⁷ Contrats d'Allocation de Production Nucléaire : contrats de long terme – 10 à 15 ans, permettant à certains industriels d'accéder à une part définie de la production nucléaire d'EDF. Très peu de contrats ont été signés à ce jour.

⁵⁸ C'est pour éviter une telle désoptimisation que nous proposons, dans le cadre de la quasi-régie, la mise en place d'un agrégateur commun chargé de maintenir cette coordination

coût de production de l'hydraulique flexible (car revenus = valeur de la production flexible sur les marchés – coût). Par ailleurs, une grande partie de la production hydroélectrique d'EDF n'est pas pilotable⁵⁹. Les barrages virtuels ne sont donc pas adaptés à cette hydroélectricité fatale.

Clarifier ces mécanismes, leurs objectifs et leurs conséquences est un impératif avant toute décision visant à basculer en régime d'autorisation.

9.3. Description du Tarif Réglementé de l'Hydroélectricité (TRH)

Ce Tarif Réglementé de l'Hydroélectricité (TRH), permis par l'exclusion de l'hydroélectricité du domaine concurrentiel, pourrait prendre la forme d'un CFD (Contrat for Difference⁶⁰) indépendant du volume produit, s'articulant comme suit :

1. **Définition d'un coût normatif** : la quasi-régie définit un coût normatif pour l'année à venir, calculé à partir d'une production attendue, du coût complet de production de ses ouvrages et d'un profil, permettant par exemple d'affecter un coût plus important aux périodes de pointe. Cette tarification peut s'inspirer de celle mise en place par la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) pour établir les coûts horo-saisonnalisés des réseaux publics de transport et de distribution (TURPE). Tous les ans ou par période de quelques années comme c'est le cas pour le TURPE, la quasi-régie calcule ex-post le coût / MWh réel, en fonction des coûts complets et de la production constatée, ainsi que les investissements envisagés : ce coût, audité par la CRE, constitue le Tarif Réglementé de l'Hydroélectricité (TRH)
2. **Rémunération de la quasi-régie au prix de marché** : La quasi-régie participe au marché et au Merit Order européen comme n'importe quel acteur, avec un portefeuille comprenant la totalité de sa production. Cette participation se fait sur la base du calcul d'une valeur d'usage de l'hydraulique permettant – comme aujourd'hui - le placement de la production dans le merit order. Ce calcul repose sur un algorithme et des données publiques. La quasi-régie perçoit donc une rémunération sur la base du prix de marché.
3. **Compensation de la quasi-régie et des consommateurs** : L'écart entre le TRH et la rémunération sur la base des prix de marché est compensé à l'ensemble des consommateurs d'électricité français, en fonction de leur profil de consommation. Si cet écart est positif (coûts supérieurs à la rémunération des marchés), la facture est augmentée d'autant ; à l'inverse si l'écart est négatif (coûts inférieurs à la rémunération marché), la facture est diminuée. Cette facturation peut passer par les fournisseurs de la même manière que le TURPE pour le réseau.

En cas de besoin, le TRH pourrait être réajusté périodiquement, donnant lieu à un rattrapage comme pour le Tarif Réglementé de Vente de l'électricité (TRVe).

Un tel mécanisme garantirait un prix de l'hydroélectricité basé sur les coûts de production et équitable pour tous les usagers. Il ne remettrait pas en cause le fonctionnement du marché européen de l'électricité, notamment du merit order appelant les centrales par ordre de coût croissant.

9.4. Estimation de l'écart de coût du capital entre les différentes options

⁵⁹ Extrait du rapport Dambrine : « Sur une puissance hydroélectrique totale de 25 000 MW3 actuellement installée en France, 12 000 MW sont modulables »

⁶⁰ Existant notamment pour le solaire et l'éolien et consistant en un contrat de long terme public garantissant au producteur un prix défini par contrat.

Pour un investissement plancher de 6 Md € d'ici 2040 ($3 \text{ GW} * 2 \text{ Md €/GW}$)⁶¹ amortissable sur 50 ans, chaque point supplémentaire de coût moyen pondéré du capital (CMPC) coûte environ 50 M€ / an supplémentaire, soit 2,5 Md € cumulé sur 50 ans. Il s'agit d'un chiffre a minima, ne prenant en compte ni les autres investissements de maintenance amortissables sur des durées plus courtes, ni la prise en compte d'éventuels autres potentiels.

Estimation du coût de financement des 3 GW selon différentes hypothèses de CMPC

Puissance à développer	GW	3	3	3	3
CAPEX unitaire	Md €/GW	2	2	2	2
durée d'amortissement	ans	50	50	50	50
CMPC	%/an	1%	4%	7%	10%
annuité	M€	153	279	435	605
Total sur la durée	M€	7 654	13 965	21 738	30 258
Total coût du capital	M€	1 654	7 965	15 738	24 258

Or l'écart entre un financement par une structure publique dont le retour sur investissement est garanti par un tarif public basé sur le coût (TRH) et une structure sous statut privé ayant des exigences financières bien supérieures et des conditions d'emprunt moins bonnes est au moins de 4 points. A titre d'exemple, EDF s'impose un taux de rendement exigé de l'ordre de 8%⁶².

Une structure publique peut, elle, se financer à 4% sans difficulté, voire moins en fonction des taux directeurs des banques centrales. Une alternative consistant à avoir recours à l'épargne populaire par la création d'un livret de type Livret A ou LDD permettrait même un accès à des taux de l'ordre de 2%.

Ces chiffres sont amenés à évoluer en fonction des taux directeurs, mais l'écart entre un financement public sans risque et un financement d'acteurs privés en concurrence reste assez stable.

La quasi-régie permet donc une économie en coût du capital d'au moins 200 M€ à 300 M€ par an a minima.

9.5. Coût de la désoptimisation

➤ Un discours contradictoire d'EDF :

Le coût de la désoptimisation, symétrique de la « valeur de portefeuille » selon les termes d'EDF, correspond à une limite du marché court terme : une coordination d'acteurs multiples par un prix de marché donne une moins bonne optimisation qu'un acteur centralisé disposant d'une description fine

⁶¹ Chiffres retenus par RTE

⁶² Dans les faits, sauf exception, EDF rejette des projets dont le taux de rentabilité interne est inférieur à 10%. Il convient toutefois de souligner que des entreprises publiques, comme RTE, appliquent aujourd'hui des taux de rentabilité assez élevés, sans rapport avec leur niveau de risque. Leur logique consiste à comparer ces investissements avec d'autres de risque équivalent (« ne serait-il pas plus rentable d'investir ailleurs ? »). Une telle approche interroge, car l'arbitrage n'a pas de sens pour des investissements indispensables. Néanmoins, dans le cadre d'un monopole public, la surévaluation du coût du capital (CMPC) présente au moins l'avantage de voir les recettes engendrées revenir intégralement à la collectivité, plutôt que d'alimenter des rentes privées ou des projets internationaux.

de l'ensemble du parc de production. Cela est notamment dû aux simplifications liées aux produits de marché et à une difficulté à prendre en compte les contraintes dynamiques (ex : temps de démarrage, nombre de modulations maximum, etc.).

EDF a toujours affirmé que le marché à Court Terme fonctionne très bien⁶³. Aujourd'hui, pour défendre le maintien dans son périmètre d'une production hydroélectrique très lucrative, l'entreprise met en avant la désoptimisation du marché, qui pourrait s'élever selon elle à plusieurs centaines de millions d'euros, tout en tenant en interne un discours bien différent qui tend à minimiser, voire nier cette valeur de portefeuille intégré.

➤ **Ordre de grandeur**

Faute d'étude précise, EDF se refusant à en publier en appui de ses dires, nous proposons une estimation de l'ordre de grandeur du coût de cette désoptimisation qui, rappelons-le, est évitable grâce à la mise en place d'un agrégateur.

- Le volume de l'hydroélectricité pilotable est de l'ordre de 20 TWh. La valeur de marché⁶⁴ de l'hydraulique non ou très peu pilotable a été en moyenne inférieure de 6€/MWh à celle de l'hydraulique pilotable sur la période 2013-2021⁶⁵. Donc si cette dernière avait été placée de manière désoptimisée, sans utiliser son caractère pilotable, la perte aurait été de 120 M€ par an. Evidemment, la désoptimisation induite par une séparation entre hydraulique et nucléaire ne conduirait pas à placer toute l'hydraulique pilotable « n'importe comment ». Elle serait donc largement inférieure à 120 M€.
- Une autre approche consiste à considérer que si toute la production hydraulique permettait d'économiser des coûts de fonctionnement de moyens thermiques - estimés pour l'exercice à 50 €/MWh - au lieu de les placer au moment le moins opportun, en remplacement de moyens renouvelables avec un coût marginal de 0 €/MWh, l'économie serait de 20 TWh * 50 €, soit 1 Md€. Une désoptimisation liée au marché de l'ordre de 10% de cette enveloppe maximale serait, déjà considérable, engendrerait une perte de l'ordre de 100 M€/an.

Il est donc vraisemblable que le coût de cette désoptimisation ne peut excéder quelques dizaines de M€.

De plus, certaines formes de désoptimisation liées à des jeux d'acteurs (comme les négociations entre CNR et EDF pour la coordination entre le turbinage du barrage de Genissiat et la centrale nucléaire du Bugey), coûteuses pour la collectivité comme documenté [ici](#), seraient évitées, venant en déduction de cette estimation.

➤ **Une nécessité : exiger d'EDF la publication de son étude**

Notre groupe d'expert s'est toujours opposé au fait que « le marché à Court Terme fonctionne bien », pointant les désoptimisations décrites précédemment. Néanmoins, nous insistons sur le fait que c'est un problème de deuxième ordre par rapport aux autres difficultés majeures induites par le marché.

⁶³ Voir par exemple l'interview du Directeur régulation EDF dans le journal interne Vivre EDF du 10 mars 2023 : « Nous avons un marché de court-terme qui marche très bien : il permet que fonctionnent à chaque instant en Europe les moyens de production les moins coûteux pour répondre à la demande [...] ».

⁶⁴ Volume produit * prix de marché, à chaque heure

⁶⁵ 52 €/MWh vs 46

Il nous semble indispensable de demander à EDF de fournir une étude auditable chiffrant le coût de la désoptimisation qu'ils mettent en avant, et plus généralement, des gains et coûts qu'impliqueraient l'autorisation et la quasi-régie.

9.6. Synthèse de l'autorisation et de la quasi-régie en regard des critères retenus par la mission parlementaire

Le rapport parlementaire retient 12 critères pour évaluer les différentes options.

Le tableau ci-dessous reprend les conclusions du rapport au regard de ces critères.

Il en ressort que **même selon l'analyse du rapport parlementaire, la quasi-régie est plus performante que l'autorisation.**

		Selon le rapport parlementaire		Selon notre analyse	
		Quasi-Régie	Autorisation	Quasi-Régie	Autorisation
1	Mettre fin au précontentieux DG COMP [Position dominante d'EDF]	OK	OK	OK	Douteux ¹
2	Mettre fin au précontentieux DG GROW [Mise en concurrence des concessions]	OK	Non	OK	Douteux ¹
3	Maintien d'une propriété publique des ouvrages	OK	Douteux	OK	Débat
4	Applicabilité à l'ensemble des exploitants et acceptabilité de la solution par les différentes parties prenantes	Non	OK	Débat	Débat
5	Conséquences sur la sécurité d'approvisionnement et le bon fonctionnement du système électrique	OK	OK	OK	OK
6	Conséquences sur la sûreté des ouvrages et celle des populations	OK	OK	OK	OK
7	Conséquences sur le partage de la ressource en eau	OK	OK	OK	Débat
8	Conséquences sur le mécanisme de redevance actuellement applicable aux concessions	OK	OK	OK	OK
9	Conséquences sur les conditions statutaires et salariales des personnels	Débat	Débat	OK	OK
10	Optimisation de la production hydroélectrique et de sa valorisation	Non	OK	OK	Moyen ²
11	Maîtrise des coûts de production et du prix final payé par le consommateur	débat	OK	OK	Non
12	Délais de mise en œuvre de la solution et moyens à mobiliser	OK	Non	OK	Non

¹ A minima, des compensations seront exigées et, comme détaillé dans le rapport, il est très probable que cette solution ouvrira de nouveaux contentieux puisque cette solution maintient l'hydroélectricité dans un cadre concurrentiel tout en dérogeant aux obligations de concurrence et en maintenant la position dominante d'EDF.

² L'existence d'exploitants multiples – a minima EDF, CNR et SHEM, est source de désoptimisation.