

Paris, le jeudi 21 novembre 2024

Questionnaire préparatoire à l'audition de la Fédération SUD-Énergie

1. Quelle est votre position sur les hypothèses suivantes pour solder le différend avec la Commission européenne concernant la mise en concurrence des concessions hydroélectriques :
- mise en concurrence des concessions ;
 - mise en place d'une quasi-régie ;
 - passage en régime d'autorisation ;
 - révision de la directive « Concessions » pour en exclure l'hydroélectricité ;
 - autres hypothèses que vous souhaiteriez évoquer ?
- Quels seraient, selon vous, les avantages et les inconvénients de chacune de ces options pour les entreprises concernées ?

Réponse :

a. Mise en concurrence des concessions

Cette option est clairement à écarter, pour des questions de sûreté des barrages, de gestion de la ressource en eau de plus en plus stratégique, de fonctionnement du système électrique, de prise en compte des aspects sociaux-environnementaux. Ces risques ont été détaillés dans plusieurs rapports, dont celui de SUD-Energie regroupant le témoignage d'une centaine d'experts¹. Finalement, tous les groupes politiques se sont dit opposés à cette mise en concurrence.

Cette option s'oppose également au besoin de souveraineté sur des ouvrages stratégiques. Notons que suite aux mises en demeure de la France (2015 puis 2019), de nombreux acteurs, nationaux et extranationaux, se sont montrés intéressés par ces barrages (par exemple, Vattenfall avait ouvert un bureau en France).

Notons également que la privatisation a conduit à une augmentation significative du nombre d'accidents par le monde².

b. Mise en place d'une quasi-régie

Le retour à une gestion et une propriété publique du système électrique est pour nous la meilleure solution à tout point de vue – technique, économique, social, environnemental. C'est le seul moyen de garantir une équité de traitement entre usagers et une efficacité technico-économique, en garantissant le financement des ouvrages électriques au coût le plus faible et des factures basées sur le coût moyen de production et d'acheminement d'électricité en France. Cette solution a été détaillée

¹ Voir rapport complet [ici](#) et synthèse des menaces : [sur le système électrique](#), [sur la sûreté des barrages](#), [sur les aspects sociaux-environnementaux](#), [sur la ressource en eau](#).

² Voir notamment le [rapport SUD-Energie « Paroles d'expert.e.s d'EDF Hydraulique »](#) pour plus de détail

dans une note³, n'a jamais reçu de critique de fond. Elle ne remet en cause ni la construction européenne ni même l'organisation des échanges avec nos voisins (donc le fonctionnement du marché européen de l'électricité).

Mais dans le cadre actuel, au sortir d'une réforme du marché européen de l'électricité qui n'a pas même permis de porter au débat la sortie de la concurrence et la mise en place d'un système électrique public européen, voire de systèmes nationaux, il nous semble **nécessaire de proposer une voie de « moindre mal » pour l'hydroélectricité, face à l'urgence** de débloquent les investissements et de sortir ce secteur de l'insécurité juridique.

Cela n'hypothèque en rien la nécessité, pour les parlementaires européens, de continuer à se battre pour une sortie de cette concurrence délétère dans le secteur électrique, et pour les parlementaires français d'exiger une dérogation permettant de revenir à un système public en France, sans remettre en cause l'organisation des échanges avec nos voisins.

Dans ce cadre actuel de secteur électrique libéralisé, la quasi-régie, associée à une réforme du prix de vente de l'électricité pour le rapprocher du coût complet de production, nous semble clairement la meilleure solution du point de vue de l'intérêt général. De plus, loin d'hypothéquer une future sortie complète de la concurrence pour le système électrique, elle en serait un point d'appui.

La quasi-régie peut se concevoir a minima pour la gestion des ouvrages hydroélectriques exploités par EDF, comme cela était prévu dans le cadre du projet Hercule (entité Azur). Mais il serait souhaitable de l'étendre à l'ensemble des ouvrages hydroélectriques, incluant notamment ceux de la CNR et de la SHEM.

Dans le cadre des concessions, Le Droit européen⁴ et français permettent d'éviter la mise en concurrence si et seulement si les concessions sont confiées au pouvoir adjudicateur (Etat, associé éventuellement aux collectivités territoriales associées), soit directement en « régie » soit indirectement via un établissement public (par exemple un EPIC) en « quasi-régie ».

Dans le cas de la quasi-régie, le contrôle de l'État doit être analogue à celui que ce dernier exerce sur ses propres services ; plus de 80 % des activités de la quasi-régie doivent être exercées dans le cadre des activités concernées ; la quasi-régie ne doit pas comporter de participation de capitaux privés, à l'exception de capitaux privés n'ayant aucune capacité de contrôle ou de blocage.

Cette solution garantit donc une gestion publique mais impose la création d'une entité distincte d'EDF pour la gestion des barrages.

➤ **Avantages :**

- Elle est **compatible avec le Droit européen et français**.
- A la différence du régime d'autorisation, la quasi-régie **maintient la propriété publique des ouvrages hydroélectriques**, ce qui est pour nous une nécessité compte tenu du caractère stratégique de la ressource en eau pour des usages multiples.
- Elle garantit également une **exploitation publique** de ces ouvrages, dans un objectif d'intérêt général, en priorisant la sûreté et en supprimant les rentes.
- En imposant une structure dédiée à l'hydroélectricité en France, elle **garantit que tous les bénéficiaires du parc hydroélectrique reviendront aux usagers et aux investissements dans**

³ Proposition détaillée [ici](#). Synthèse [ici](#).

⁴ Directive de 2014

système électrique français. Ce n'est pas le cas aujourd'hui puisque pour les barrages exploités par la CNR et la SHEM, filiales à respectivement 50% et 100% d'Engie, une partie est reversée aux actionnaires sous forme de dividendes. Rappelons que sur la période 2003-2020, la Cour des comptes avait pointé une rentabilité excessive des installations. Extrait de son [rapport de février 2022](#) :

« Depuis le début du contrat de concession, en 2003, le résultat net après impôt a représenté une rémunération moyenne des capitaux engagés de 24 % et les dividendes versés, une rémunération moyenne de 16 %. Dans le même temps, le montant des programmes d'investissements et leur taux d'exécution se sont dégradés en fin de période au fur et à mesure que les résultats de l'entreprise diminuaient du fait de la baisse des prix de gros de l'électricité en 2016[...]. La régulation financière [...] s'est révélée excessivement favorable au concessionnaire au cours de la période écoulée (2003-2020). »

L'introduction d'une redevance progressive dans l'avenant prolongeant cette concession jusqu'en 2041 ne permet pas d'éviter cette sur-rémunération d'après nos simulations. Cette sur-rémunération mériterait d'être documentée précisément.

Pour les ouvrages exploités par EDF, il n'existe pas de fléchage des bénéfices de l'hydroélectricité française et rien ne garantit qu'ils ne serviront pas à financer des investissements internationaux dont la justification pose souvent question au titre de l'intérêt général (ex : construction de STEP en Arabie Saoudite dans le cadre du très controversé projet NEOM).

- Une quasi-régie couvrant l'ensemble des ouvrages hydroélectriques français garantirait une **meilleure coordination de la gestion de ces ouvrages**, actuellement découpés entre EDF, la CNR et la SHEM ;
- Elle **rendrait possible la mise en place d'un modèle économique soutenable, basé sur la vente de l'hydroélectricité au coût de production pour tous les usagers**, sans exposition au risque marché. Cela sécuriserait et baisserait la facture des usagers et symétriquement, garantirait à l'exploitant le financement des investissements, au moindre coût (en minimisant le risque et le niveau de rentabilité exigé par les entreprises sous statut privé, donc les coûts financiers). Voir réponse à la dernière question pour plus de détail (§ sur les conditions de vente de la production hydroélectrique).
- Une gestion par une entreprise publique en quasi-régie permettrait une **plus grande transparence** dans la gestion du parc.

Aujourd'hui, EDF donne très peu d'information sur les coûts de l'hydroélectricité, vraisemblablement au nom du secret commercial, comme l'a déploré la récente commission sénatoriale sur les prix de l'électricité. Cela nuit au contrôle démocratique et à la fixation de prix reflétant les coûts de production. Une entreprise publique serait tenue à une transparence sur ses coûts.

Par ailleurs, cette opacité ainsi que la segmentation du parc hydroélectrique entre plusieurs opérateurs entravent l'évaluation objective du potentiel de développement de nouvelles capacités hydroélectriques, notamment des STEP, ainsi que la mise en place d'un processus de sélection des sites transparent.

Aujourd'hui, le potentiel de développement des STEP ne fait pas l'objet de débat public ou de concertation : les chiffres sont donnés par EDF, et repris (environ 2 GW pour une mise en service avant 2035 et 2 GW supplémentaires à un horizon plus lointain). Or il ne s'agit pas d'un chiffre incontestable, mais d'une analyse issue de critères multiples, dont certains sont qualitatifs, faisant appel à des choix d'ordre économique, sociétal, environnemental. Le potentiel purement

technique des STEP est énorme : en 2020, le précédent directeur d'EDF Hydro (Yves GIRAUD) indiquait : « *Nous estimons qu'en France, nous avons un potentiel technique de développement des STEP supérieur à 100 GW* ». Il précisait ensuite : « *il s'agit là d'un potentiel technique qui se heurte ensuite à des possibilités ou des impossibilités d'ordre environnementale, juridique ou économique* ». ⁵

Certains chiffres, bien supérieurs au potentiel de 4 GW estimé par EDF et tracé dans [le rapport Dambrine](#) de 2006, circulent, y compris en interne à EDF. Le [rapport Terrawater](#) évoque ainsi le chiffre de 42 GW.

Il est donc nécessaire qu'un débat transparent puisse avoir lieu ce potentiel.

De même, le processus de sélection des investissements se fait selon un processus opaque, avec des hypothèses non-explicitées et potentiellement critiquables (notamment des exigences de rentabilité élevées). Normalement, le choix d'un site devrait résulter d'une décision publique transparente, intégrant l'exploitant, le gestionnaire de réseau, les communes, les associations, etc. sur la base d'une analyse multicritères ⁶.

Par ailleurs, la priorisation des moyens entre développement en France et à l'international ne fait pas non plus l'objet d'un débat démocratique. Or en 2023, le développement à l'international mobilisait près de deux fois plus de temps du Centre d'Ingénierie Hydraulique (CIH) d'EDF que le développement en France.

- La propriété et l'exploitation publique de l'hydroélectricité que suppose la quasi-régie seraient un point d'appui pour un retour au public de la propriété et l'exploitation de l'ensemble du parc électrique français (à l'exception éventuelle des plus petits ouvrages).

➤ **Inconvénients**

La difficulté majeure de cette solution réside dans l'obligation de séparer l'hydroélectricité du reste du parc d'EDF, en particulier de la production nucléaire : sans mesures d'accompagnement ou de contournement, cette séparation pourrait entraver l'optimisation conjointe des parcs nucléaire et hydroélectrique d'EDF, entraînant une moins bonne coordination du fonctionnement des deux parcs et in fine un recours inutile à des groupes thermiques chers et polluants à certains moments. Notons au passage que cette désoptimisation est bien la preuve que le marché ne peut coordonner efficacement les moyens de production pilotables, n'en déplaise à tous ceux – dont la Direction d'EDF – qui répètent que « le marché fonctionne très bien à court terme ». L'optimum économique impose un optimiseur centralisé, à l'échelle européenne ou au moins à l'échelle nationale. C'est l'une des raisons pour lesquelles nous nous battons pour un exploitant public unique.

Notons également que cette optimisation est déjà abimée puisque certains moyens pilotables ne sont plus à la main d'EDF (thermique, barrages sur le Rhône mais aussi flexibilité aval), comme cela a été détaillé dans le rapport SUD-Energie de 2018.

Mais il nous semble possible d'éviter une nouvelle désoptimisation résultant de la séparation du parc nucléaire et hydroélectrique d'EDF: dans le cadre d'une reprise en main publique de l'hydroélectricité, la mise en place d'une instance d'optimisation centralisée doit pouvoir être défendue. Une telle instance serait 100% publique, éventuellement rattachée à la quasi-régie ; elle aurait la visibilité sur toutes les données relatives au parc pilotable et déterminerait leur programme d'appel. Cette solution, proche de l'acheteur unique qui existe par exemple dans certains Etats

⁵ à 8'40 du podcast

⁶ Sur un modèle s'inspirant de l'éolien en mer

américains, est d'ailleurs évoquée par certains acteurs auditionnés par le Sénat⁷. Dans ce cas, l'optimisation serait même meilleure qu'aujourd'hui, puisqu'elle intégrerait notamment la CNR.

Cette solution n'implique ni aide d'Etat, ni favoritisme envers un acteur particulier. Seul l'intérêt général en sortirait gagnant, avec un moindre coût et de moindres émissions de CO2.

Si toutefois la Commission Européenne, au nom d'une position dogmatique sans fondement, refusait la création d'un optimiseur centralisé et s'il n'y avait pas le rapport de force ou la volonté politique en France pour s'y opposer, cela entraînerait une désoptimisation certes regrettable mais dont il faut relativiser les conséquences. Une désoptimisation de l'ordre de 10% portant uniquement sur les coûts de fonctionnement – qui représentent eux-mêmes environ 10% du coût complet de production, conduirait à une augmentation du coût de 1%⁸ (il ne s'agit que d'ordres de grandeurs car les données précises sont confidentielles). Ce serait un gâchis, mais **sans rapport avec le coût financier lié au coût du capital ou la perte de souveraineté qu'implique une privatisation du parc.** A titre de comparaison, une augmentation de 1% à 7% du coût du capital conduit à doubler le coût complet de production de l'électricité (cf. [Futurs Energétiques 2050 de RTE, Chap11](#), figures 11.7 et 11.37)⁹.

Cette désoptimisation serait le prix du renoncement à la seule solution vraiment efficace et juste : le retour à un système public intégré.

Conséquences pour les salariés

Les conséquences de cette solution pour les salariés du secteur ne devraient pas être négatives, à condition de garantir l'application du statut des IEG et de ne pas interdire les mutations et la collaboration entre entités (voir réponse à la question 2).

c. Passage en régime d'autorisation

Cette solution, poussée par les principaux exploitants (EDF et la CNR), signifierait un transfert de propriété d'un bien public vers des entreprises sous statut privé, ce qui la rend inacceptable à nos yeux. A titre subsidiaire, si l'on en croit les juristes, elle semble une solution bien moins accessible que la quasi-régie sur le plan juridique. Enfin, on a bien du mal à comprendre comment la Commission Européenne, qui n'a de cesse de contester la position dominante d'EDF, accepterait que l'entreprise récupère la propriété des barrages sans mise en concurrence.

- **Perte de la propriété publique des barrages, risque majeur**

Avec le réchauffement climatique, l'eau va devenir une ressource de plus en plus stratégique, précieuse et partagée en multi-usages, avec une place centrale à accorder aux impacts environnementaux (biodiversité par exemple). L'eau, et les barrages qui la retiennent, constitue donc un bien commun par nature, imposant selon nous une propriété publique.

Le régime d'autorisation signifie un transfert de la propriété publique des barrages à des entreprises sous statut privé, dont certaines sont détenues en partie par des actionnaires privés. Même EDF, actuellement 100% publique, adopte une politique d'entreprise privée à bien des égards. Et le risque existe de voir un jour revenir des actionnaires privés. Ce transfert de propriété vers une entreprise

⁷ Par exemple Pierre Jérémie, ancien directeur adjoint du cabinet de Mme Agnès Pannier-Runacher, ministre de la transition énergétique, lors de son audition devant la commission sénatoriale le 15 mai 2024 (disponible [ici](#))

⁸ 10% de 10%

⁹ Nous ne disposons pas des chiffres pour l'hydraulique en particulier, mais compte-tenu de la composition de ses coûts (essentiellement des investissements de très long terme), le coût du capital est au moins aussi important que pour la moyenne du parc.

avait été opéré pour le réseau électrique et gazier suite à l'ouverture des marchés. Aujourd'hui, les réseaux gaz sont détenus par GRT Gaz, SA détenue à 61% par Engie ...

- **Absence de chemin juridique : personne n'y croit.**

Lors de son audition dans le cadre de la Commission d'enquête sénatoriale sur l'électricité, Pierre Jérémie, ancien directeur de cabinet adjoint de la ministre de la transition écologique, a clairement écarté cette piste, s'appuyant à la fois sur des expertises de cabinets d'avocats et sur des échanges entre Commission Européenne, Ministères et EDF.

Au-delà de cette affirmation, nous comprenons des auditions de Pierre Jérémie mais également la juriste Alix Perrin que les textes européens imposeraient une mise en concurrence en cas de passage en régime d'autorisation du par hydroélectrique¹⁰.

- **Les subventions croisées**

La question déjà soulevée **d'éventuels détournements des revenus de l'hydroélectricité française à des fins autres que le Service public de l'électricité en France** (international, trading, etc.) se pose ici, à moins de mettre en place une séparation comptable claire et contrôlable qui poserait alors les mêmes problèmes de désoptimisation que la quasi-régie.

- **Une très difficile valorisation financière**

La valeur d'un ouvrage hydroélectrique ne peut être qu'extrêmement complexe et contestable. Même en se limitant à la valorisation de la production hydroélectrique, en l'absence d'un encadrement très strict du prix de vente de l'électricité, il n'est pas possible d'anticiper l'évolution des prix ni des volumes vendus. L'observation des recettes et des marges d'EDF Hydro selon les années illustre cette énorme volatilité et imprédictibilité. Sur le long terme, les recettes sont également très dépendantes de l'évolution de la structure du parc français et européen ainsi que des impacts du dérèglement climatique sur la ressource en eau et ses usages ... Comment anticiper ces impacts sur les recettes de l'hydroélectricité ?

De plus, il faudrait prendre en compte une valorisation impossible des autres usages de l'eau : gestion des crues, soutien de source froide pour les centrales nucléaires, fourniture d'eau pour l'agriculture, l'eau potable, les cotes touristiques pour le tourisme, la navigation, etc. D'ailleurs, à EDF, il n'existe une comptabilité à l'échelle des concessions (RAEC) que depuis 2011. Et celle-ci s'appuie sur des recettes normatives, potentiellement éloignées de la réalité.

La valorisation dépend également très fortement du taux de rentabilité exigé par les entreprises, là encore sujet à interprétation.

Cette difficulté de valorisation se posera pour estimer l'indemnisation des concessions non échues, mais elle est encore bien plus grande pour un transfert de propriété.

¹⁰ « Les directives relatives à l'attribution de contrats de concession et aux services dans le marché intérieur rendent obligatoires l'organisation d'une procédure de mise en concurrence préalable pour l'octroi de concessions **mais aussi d'autorisations d'exploitation.** » Et, comme le rappelle Pierre Jérémie, ancien directeur de cabinet adjoint de la ministre de la transition écologique « l'article 3, alinéa 4 de la directive, dispose que les États membres doivent veiller à garantir « des conditions de concurrence équitables dans le cadre desquelles les entreprises sont soumises à des règles transparentes proportionnées non discriminatoires, notamment en ce qui concerne l'octroi d'autorisation ».

Par ailleurs, il peut sembler surprenant qu'EDF, dont le niveau d'endettement est souvent brandi comme un problème majeur (ce à quoi nous ne souscrivons pas), soit en mesure de trouver les ressources financières pour ce rachat.

d. Révision de la directive « Concessions » pour en exclure l'hydroélectricité

Cette piste n'a pas été envisagée par les personnes auditionnées lors de la Commission sénatoriale. D'après le peu d'informations à notre disposition, nous comprenons que cette option consisterait à obtenir pour les barrages le même type d'exception que pour le réseau de distribution : Enedis est exempté de mise en concurrence.

Cette option nous semble **bien meilleure qu'une mise en concurrence des concessions ou qu'un passage en régime d'autorisation**, car elle n'ouvre pas la voie à davantage de privatisation de la propriété ou de l'exploitation des barrages. Néanmoins, au-delà du risque de devoir essayer un refus de la Commission européenne, nous voyons plusieurs aspects qui rendraient cette option **moins attractive que la quasi-régie** :

- Une partie des ouvrages hydroélectriques resterait exploitée par des entreprises partiellement privées (notamment la CNR) ;
- Cela ne protège pas les barrages d'une éventuelle ouverture du capital d'EDF SA, ni d'un type de gestion d'EDF guidé par la recherche du profit davantage que l'intérêt général, conformément à son statut privé.
- Si le modèle applicable est celui d'Enedis, il faudra une séparation comptable et de gestion stricte (ce qui permet d'éviter les subventions croisées) : on se retrouverait alors avec la même difficulté que dans la quasi-régie de maintenir une optimisation conjointe du parc nucléaire et hydroélectrique d'EDF.

Mais finalement, s'il s'agit d'obtenir une révision de la directive consistant à placer les concessions gérées par EDF dans une filiale 100% publique d'EDF, où est la différence par rapport à une quasi-régie limitée aux ouvrages exploités aujourd'hui par EDF (en excluant la CNR et la SHEM) ?

e. Autres options envisageables

Comme mentionné précédemment, la meilleure solution consiste à **remettre en place une gestion et une propriété et une gestion publiques des grands moyens de production, avec un optimiseur unique, dans chaque Etat membre qui le souhaite** (à défaut d'un système public européen). Cette solution ne remet pas en cause l'organisation des échanges avec nos voisins européens, ni les choix de chaque Etat membre. Elle n'a donc rien d'utopique. Il est **nécessaire**, au vu de l'impasse manifeste du marché (illustrée récemment par une réforme des marchés qui n'a rien réglé), **d'enfin la mettre en débat, en France et au niveau européen**.

Une autre piste, compatible avec la quasi-régie, pourrait être de confier à RTE l'optimisation conjointe du parc pilotable. RTE, acteur public reconnu garant de l'équilibre physique du réseau et de mise en œuvre des marchés, a une obligation d'impartialité vis-à-vis des acteurs (producteurs, consommateurs, intermédiaires). Cette nouvelle responsabilité n'impliquerait donc pas de risque de favoritisme ou de concurrence déloyale. Cette solution présente en outre un intérêt technico-économique : il est plus efficace qu'un même acteur optimise l'équilibre journalier et infrajournalier du système électrique, en intégrant à la fois les contraintes de production et de réseau.

Enfin, il pourrait être envisagé d'étendre la quasi-régie au parc nucléaire, ce qui éviterait les difficultés liées à la séparation du nucléaire et de l'hydroélectricité. Il faudrait pour cela transférer la propriété du parc nucléaire d'EDF vers l'Etat, ce qui améliorerait au passage les conditions de financement de ce dernier. Notons que cette option est moins efficace que la précédente, consistant à confier à RTE l'ensemble du parc pilotable.

Toutes ces solutions ne remettent pas en cause le choix de la quasi-régie plutôt que le statu quo, la mise en concurrence, le passage en régime d'autorisation ou même l'exclusion de l'hydroélectricité de la directive « concessions ». Elles en seraient une amélioration, un prolongement.

2. En cas de mise en concurrence ou de changement vers un autre modèle de gestion, à quels ajustements des conditions de travail des salariés vous attendez-vous ? Existe-t-il des risques accrus de précarisation ou d'externalisation de certaines fonctions ? Des risques quant à la continuité des contrats de travail ? Voyez-vous des différences entre les options de ce point de vue ? Et des différences selon la situation de vos entreprises respectives ?

Réponse :

Le statut des IEG doit être appliqué à l'ensemble du secteur quelle que soit la forme juridique des exploitants des ouvrages hydroélectriques, comme cela est prévu à l'article 4 de ce statut. Cet article n'est aujourd'hui pas appliqué : la tendance est au contraire d'en exclure un nombre croissant de salariés qui y sont pourtant éligibles, comme les salariés de la filiale Renouvelable d'EDF, incluant aujourd'hui l'ingénierie de la petite hydro, plus généralement les salariés du secteur renouvelable, ainsi que tous les sous-traitants.

Si ce statut est appliqué, les conséquences ne seront pas négatives pour les salariés.

La quasi-régie, par exemple, reprendrait tous les salariés travaillant sur l'hydroélectricité au statut des IEG, comme cela s'est fait lors du transfert des concessions sur le Rhône à la CNR, qui n'a pas eu d'effet négatif pour les salariés.

La continuité des contrats de travail ne serait pas menacée, ni les conditions de rémunération.

Les ingénieurs seraient également transférés. Les salariés travailleraient dans des conditions plus sereines : dans l'intérêt général (beaucoup y sont très attachés), sans objectif de rentabilité injustifiée et sans la menace permanente d'une mise en concurrence.

Les mutations entre filières (notamment hydro vers nucléaire) seraient-elles rendues plus complexes ? Ce point ne peut être écarté mais doit être relativisé. D'une part, la taille d'EDF Hydro offre déjà beaucoup d'opportunités de mobilité. D'autre part, les mutations vers d'autres entreprises sont courantes, par exemple d'EDF vers RTE ou même depuis quelques temps vers TotalEnergies. C'est au salarié de trouver un nouveau poste – il est rarissime, même en interne, de se voir proposer une mutation par les RH.

Globalement, cette question ne semble pas inquiéter les salariés, qui sont plus affectés du manque de visibilité et des risques de privatisation, voire à EDF d'un sentiment de « ne pas compter face au nucléaire ».

La sous-traitance est clairement un problème pour les salariés, quel que soit le secteur. C'est une machine à exclure du statut, à précariser. Mais nous ne percevons pas de raisons pour lesquelles les différentes pistes envisagées aggraveraient ou amélioreraient la situation sur ce point.

Une attention devra être portée aux salariés travaillant pour différentes filières à la fois (ex : ingénierie et R&D communes à l'hydroélectricité et au nucléaire), pour permettre des collaborations, des mutualisations. Ainsi, aujourd'hui, la R&D d'EDF travaille pour Enedis, mais ne peut travailler pour RTE. Dans tous les cas, ces difficultés résultent de la libéralisation du secteur électrique. Même au sein de l'hydro à EDF, on assiste déjà à des découpages et des cloisonnements entre la petite et la grande hydro. L'ingénierie (maîtrise d'œuvre) de la petite Hydro a été placée dans une filiale, Hydrostadium, dont les salariés ne bénéficient pas du statut des IEG (comme ceux d'EDF Renouvelable).

Restent les fonctions support (RH, achats, immobilier, etc.) qui, dans le cas d'une quasi-régie, devront être ventilées entre EDF et la quasi-régie. Mais parallèlement, elles seraient regroupées avec celles de la CNR et de la SHEM. Un accompagnement sera nécessaire mais les conséquences semblent minimes, la taille des deux entités (EDF et la quasi-régie) permettant de faire vivre ces équipes. Encore une fois, le retour d'expérience du transfert à la CNR de la gestion hydroélectrique des ouvrages du Rhône devrait rassurer, du point de vue de l'impact sur les salariés.

3. Il a pu être relevé que la mise en place d'une quasi-régie induit un risque de déconsolidation de la composante hydroélectrique du groupe EDF, avec des conséquences sur les possibilités de mobilité du personnel entre les entités du groupe. Confirmez-vous ce risque ? Pouvez-vous détailler les conséquences que cela induirait ?

Réponse :

Voir les réponses aux questions précédentes :

- Ce risque de désoptimisation existe mais doit être relativisé et peut être contourné. Par ailleurs, la désoptimisation est déjà là.
- Les conséquences sur la mobilité des salariés sont un faux problème.

4. Quelles sont les mutualisations existantes, notamment à l'échelle d'un même bassin versant ou d'une même vallée, pour le fonctionnement des différents ouvrages hydroélectriques (main-d'œuvre, logistique, etc.) ? Pour le fonctionnement des centrales nucléaires ? Préciser, pour chacune des hypothèses considérées en question 1, les conséquences de chacune des hypothèses sur ces mutualisations.

Réponse :

Confier à un acteur privé une retenue d'eau en amont des centrales nucléaires expose à des risques de désoptimisation du fonctionnement de ces centrales nucléaires et à des « négociations » potentiellement très coûteuses pour la collectivité. Ces risques et retours d'expérience ont été largement décrits dans le rapport SUD-Energie de 2018 ainsi que dans le film « Barrages, l'eau sous haute tension »¹¹.

Ainsi, une très faible variation du débit du Rhône pouvant conduire à dégrader le rendement des centrales en aval, voire à devoir arrêter une tranche, des négociations très complexes et opaques avaient lieu chaque jour en été entre la centrale du Bugey (et parfois celle de Saint Alban) et la CNR, gestionnaire du lac de Genissiat en amont, pour que ces derniers révisent leur programme de production afin d'éviter ces pertes de production nucléaire très conséquentes. Outre la perte de temps

¹¹ Film et rapport disponibles sur : <https://www.sudenergie.org/barrages/> - voir notamment le témoignage de Jean Fluchère, ancien directeur de la centrale nucléaire du Bugey

et d'efficacité, les compensations financières accordées à la CNR par EDF pour ces révisions ne sont pas publiques mais ont été très élevées selon les experts.

Dans un contexte de pression de plus en plus forte sur l'eau et ses usages du fait du dérèglement climatique, il semble impossible de se prémunir contre de telles « négociations » sur des domaines multiples liés au multiusage de l'eau, à l'issue très coûteuse pour la collectivité. De plus, l'évolution des besoins est impossible à anticiper de manière fiable.

Concernant les mutualisations, un découpage de la gestion du parc hydroélectrique entre des acteurs multiples signifie une perte d'efficacité, moins de données sur lesquelles appuyer les recherches de chaque équipe, moins de moyens, une dispersion des acteurs et du savoir-faire, des redondances (par exemple sur les prévisions hydrologiques, déjà constatées entre la CNR et EDF), une plus grande difficulté à mener des recherches pointues (par exemple sur les questions environnementales), en lien avec la recherche publique.

L'intérêt d'un acteur intégré et l'impact en termes de compétences d'un découpage du parc ont été décrits notamment dans une [fiche de synthèse sur l'écologie](#) et une [fiche sur la sûreté](#).

Concernant les deux points décrits – coordination entre ouvrages hydroélectriques et centrales nucléaires dans la vallée du Rhône, et mutualisation des moyens et des compétences pour une recherche et une ingénierie poussée, l'option de la quasi-régie est meilleure car elle permet un regroupement des équipes aujourd'hui séparées entre EDF Hydro, la CNR et la SHEM.

5. Quelles seraient les conséquences des différentes solutions envisagées pour les entreprises sous-traitantes ?

Réponse :

Cf. réponse précédente. Il faut encadrer très strictement la sous-traitance. C'est une dérive délétère socialement et sur le plan de la sûreté que ce soit dans le public, dans les entreprises publiques ou privées. Mais cette question n'est pas liée aux différentes solutions envisagées.

6. Souhaitez-vous porter à l'attention des rapporteurs d'autres éléments qui vous semblent utiles à leurs travaux ?

a. Le statu quo n'est pas tenable

Outre le risque permanent de mise en concurrence, la situation actuelle n'est pas satisfaisante à plusieurs titres :

- **Les investissements dans de nouveaux équipements sont bloqués, même sur les projets les plus avancés et en dépit de besoins urgents**, pour plusieurs raisons :
 - o Une insécurité juridique qui fait craindre à EDF de modifier l'équilibre économique des concessions et donc de devoir remettre en concurrence au nom de la « modification substantielle » ;

- Une absence de garantie financière d'un retour sur investissement, liée à une vente au prix de marché de l'hydroélectricité et à une production liée aux aléas météo ;
 - Des exigences financières élevées et opaques d'EDF.
- La **vente de l'électricité au prix de marché** expose symétriquement les consommateurs au risque d'envolée des prix. Le prix de l'hydro a contribué à la récente flambée des prix, avec toutes les conséquences que l'on connaît (envolée des factures, faillites et délocalisations, inflation...).
 - Les **rentes** dégagées par les exploitants des barrages lors des épisodes de prix de marché très élevés **échappent en partie au financement du parc de production français** et alimentent en partie des rentes privées (CNR) ou le financement d'éventuels projets à l'international, comme évoqué précédemment.
 - L'éclatement du parc hydroélectrique en plusieurs exploitants, dont certains privés, contribue à désoptimiser le fonctionnement du parc.
 - Les processus de détermination du potentiel hydroélectrique (notamment de STEP) et de sélection des projets ne donnent pas lieu à un interclassement global sur la base de critères clairs et partagés. Il est opaque, fragmenté et vraisemblablement non-optimal.

b. La question des conditions de vente de la production hydroélectrique

Quel que soit le mode d'exploitation des barrages (en concession concurrentielle, quasi-régie ou sous régime d'autorisation), la question du prix de vente de l'électricité hydroélectrique doit être posée.

Actuellement l'électricité hydroélectrique est vendue au prix de marché, puis des redevances s'appliquent. Cela expose le producteur à une très grande incertitude sur ses revenus – des risques de pertes mais aussi des possibilités de rente énorme, comme cela a été constaté pour la CNR (et probablement pour EDF).

De plus, le même prix de vente s'applique de manière très injuste à des ouvrages aux coûts très hétérogènes.

En l'absence d'un retour à un système public avec des tarifs basés sur la moyenne des coûts de production, la meilleure solution est sans conteste la mise en place de contrats publics de long terme de type CFD¹², de même nature que ceux existants pour le photovoltaïque et l'éolien mais à adapter pour prendre en compte les spécificités de certains de ces ouvrages hydroélectriques : forte incertitude sur les volumes produits (liée notamment aux aléas climatiques) et multiplicité des sources de revenu (rémunération de la production, de la capacité, de la participation à l'équilibrage de très court terme...). Ces contrats de long terme ont pour objectif de garantir pour chaque centrale un revenu proche de ses coûts complets.

Sauf erreur, ces CFD sont permis par la réforme européenne des marchés uniquement pour les ouvrages hydrauliques dits « au fil de l'eau ». Néanmoins, dans sa réponse à la [consultation de la DGEC sur les formes de soutien public au financement des STEP](#), EDF évoque ce type de contrats ainsi qu'un financement direct de l'Etat.

Pour des moyens pilotables, une difficulté technique se pose car il y a un gros enjeu à inciter l'exploitant à optimiser le placement de sa production dans l'intérêt général. Or si leur revenu est

¹² Ces CFD correspondent à une forme d'ARENH Hydroélectrique, mais avec un prix calé au mieux sur les coûts de production et non un plafonnement au coût de production (laissant aux producteurs le risque de vendre à perte en cas d'effondrement des prix de marché).

garanti, cette incitation disparaît. De nombreux articles académiques proposent des formes de contrats CFD hybridant une partie de prix garanti et une partie dépendant des prix de marché, pour conserver une incitation au placement. Aucune de ces solutions n'est satisfaisante puisqu'elle maintient une part de risque et/ou prévoit une sur-rémunération du producteur, en plus de la rémunération couvrant les investissements, et leur complexité en font des outils mal maîtrisés.

Cependant, **dans le cas d'une quasi-régie dont l'objectif n'est pas de faire des bénéfices mais de servir l'intérêt général, la vente au coût complet serait grandement facilitée** : ce serait un objectif fixé à la quasi-régie, sans besoin d'incitation financière, avec des contrôles éventuels.

c. Une faiblesse des arguments contre la quasi-régie

La solution la plus simple à obtenir sur un plan juridique semble être la quasi-régie. Or c'est aussi la meilleure du point de vue de l'intérêt général. Il nous semble donc incompréhensible que ce ne soit pas la solution priorisée. Nous avons soutenu, à l'automne 2021, la proposition de loi du groupe sénatorial *EST* (écologiste, solidarité et territoires) visant à exploiter l'hydroélectricité en quasi-régie. Les **critiques** apportées à cette solution par les différentes personnes auditionnées à l'époque nous paraissent, comme aujourd'hui, **très faibles ou infondées**. Elles semblent **essentiellement justifiées par l'opposition des exploitants¹³ et de leurs organisations syndicales représentatives**.

Il est clair que les directions d'EDF et d'Engie rechignent à perdre de leurs prérogatives, de leur pouvoir en se mettant sous le contrôle analogue de l'Etat. On comprend qu'elles ne veulent pas abandonner des activités très lucratives. Elles mettent parfois en avant l'incapacité de l'Etat à exploiter les barrages, ce qui n'a pas de sens puisque les compétences seraient transférées à la quasi-régie.

Les organisations syndicales représentatives semblent suivre la position des Directions d'EDF et Engie au nom de l'intérêt supposé des salariés, par ailleurs jamais clairement argumenté. Certaines le justifient en interne par la nécessité de « ne pas s'opposer sur tous les sujets aux Directions » - donc défendre la stratégie d'entreprise pour mieux négocier les conditions de travail et la rémunération ; ou par des problèmes très catégoriels comme le risque pour les salariés de la CNR, en cas de passage sous statut public, de voir leur intéressement baisser. Les critiques exprimées, notamment les difficultés de mutation, ne tiennent pas. **Les salariés de l'hydraulique avec qui nous échangeons ne semblent pas partager les craintes de leurs Fédérations**. Ils sont très attachés au service public. Ils ne sont d'ailleurs souvent pas informés de la position de leur Fédération. Quand celles-ci finissent par être exprimées, il existe souvent des divergences entre les positions locales et nationales.

Nous ne partageons pas cette défense corporatiste des intérêts des salariés par les organisations syndicales représentatives. Dans tous les cas, la décision du Parlement ne peut être guidée par d'éventuels intérêts personnels ou catégoriels mais par l'intérêt général, qui oriente clairement vers la quasi-régie. Les conséquences éventuelles de telle ou telle solution pour les salariés doivent être traitées par des mesures d'accompagnement.

L'inquiétude de voir revenir Hercule est également indéfendable : on ne peut pas se positionner par rapport à des totems. Le volet critiquable d'Hercule n'était pas la nationalisation du nucléaire et de l'hydraulique, qui étaient des avancées par rapport à l'existant, mais la privatisation des autres activités (renouvelables, commercialisation, Enedis, électricité des zones interconnectées, etc.), exigée en contrepartie.

¹³ Voir notamment l'audition de la juriste Alix Perrin qui met en avant, comme seul problème, l'opposition des exploitants.

Un « démantèlement » aboutissant à plusieurs entreprises publiques n'est pas un enjeu à condition qu'elles puissent communiquer, si ce n'est du point de vue du pouvoir des Dirigeants de ces entreprises. Constatons que, dans le contexte actuel et malgré la redondance des fonctions, mieux vaut certainement un RTE séparé d'EDF que répondant aux objectifs d'EDF SA : cela a permis par exemple d'instruire des scénarios long terme publics, faisant l'objet d'une large concertation (Futurs énergétiques 2050) . Par ailleurs, la solution d'un retour à un système public exigera une forme de démantèlement d'EDF, pour séparer les activités relevant du monopole public (production, réseau, commercialisation en France) des activités relevant du domaine concurrence (service, construction, international)¹⁴, qui représentent aujourd'hui une large part du chiffre d'affaires d'EDF.

¹⁴ Cf. synthèse de la [proposition de sortie de la concurrence](#)