

Consultation des acteurs de marché

Réflexions sur l'introduction de capacités virtuelles hydroélectriques sur les marchés de gros

Document de consultation – Le 22 mai 2025

RÉPONSE DE L'ASSOCIATION FRANÇAISE INDÉPENDANTE DE L'ÉLECTRICITÉ ET DU GAZ (AFIEG)

I. Questions générales sur le dispositif présenté

Tout d'abord, l'AFIEG, comme tous les autres acteurs responsables, souhaite sortir l'hydroélectricité de la situation délétère dans laquelle les gouvernements successifs l'ont enfermée.

L'AFIEG s'est positionnée depuis 2012 sur l'avenir des concessions hydroélectriques.

L'AFIEG comprend parmi ses membres de grands hydrauliciens européens, désireux de pouvoir investir ou sur-investir et exploiter des ouvrages en France, dans le prolongement de leur présence sur d'autres segments du marché de l'électricité : fourniture (avec un souhait naturel d'intégration amont aval, dont l'absence est d'ailleurs souvent reprochée de manière aux alternatifs), production, agrégation ...

En matière d'hydroélectricité, certains des membres de l'AFIEG sont actifs de manière directe via de petits ouvrages en autorisation ou de manière indirecte par des missions de maintenance et d'opérations auprès de concessionnaires en place.

La volonté d'investir est manifeste chez nombre de nos membres. Mais la capacité à investir significativement dans des actifs pilotables, aujourd'hui, en France, est très réduite.

L'AFIEG souhaite rappeler que, lorsque l'Arenh a été dimensionnée et pensée, notamment par la Commission Champsaur, cette dernière avait exclu l'hydroélectricité du champ de la régulation de la base et donc de l'ARENH, c'est par ce que l'Etat s'était engagé « dans une politique très volontariste de renouvellements anticipés de concessions hydroélectriques, aujourd'hui attribuées à EDF, pour procéder à des regroupements d'installations hydroélectriques d'une même vallée ». L'absence de renouvellement impliquerait - si on suit la logique de la Commission Champsaur - que cette production soit mise à dispositions de tous les fournisseurs, y compris EDF Commerce, dans des conditions équivalentes, par un dispositif similaire à celui de l'ARENH.

La production hydroélectrique est essentielle à l'équilibre énergétique du pays. Elle joue trois

rôles majeurs :

- (i) dans une exigence de sécurité maximale, produire de l'électricité au meilleur coût et à la meilleure valeur économique pour la collectivité, c'est à dire quand le réseau en a besoin ;
- (ii) assurer une gestion équilibrée de la ressource en eau, qui prenne en compte tous les usages, y compris le tourisme, l'agriculture, l'eau potable, et protéger l'environnement ;
- (iii) accompagner la transition énergétique en apportant au système électrique la flexibilité nécessaire à l'intégration croissante, tout aussi nécessaire, des énergies renouvelables électriques variables.

L'AFIEG rappelle que la loi (et non seulement le cadre communautaire) impose un renouvellement par appel à projet en fin de concession. Cette organisation, qui préserve le patrimoine public en maintenant la propriété des ouvrages par l'État, demeure en l'état la meilleure gestion possible des actifs de production.

Or, malgré une annonce faite il y a près de 15 ans et l'expiration de nombreuses concessions, aucun renouvellement n'a eu lieu.

Les conséquences de cet immobilisme :

- un sous-investissement chronique, qui impacte la production, avec une disponibilité autour de 80 % des ouvrages français, lorsque d'autres hydrauliciens européens atteignent plus de 97 %. Ce sont plusieurs térawattheures (TWh) bon marché et renouvelables qui sont perdus ;
- une gestion environnementale et locale fondée sur des contrats très anciens, qui n'est plus à la hauteur des attentes. Les enjeux environnementaux et de cogestion des rivières doivent être pleinement considérés, et faire l'objet d'une refondation sur des bases transparentes ;
- une absence de redevances importantes pourtant attendues par les collectivités locales et l'État.

In fine, face à l'augmentation des coûts de l'énergie ces dernières années, l'absence de renouvellement par appel public à candidatures, dans des conditions transparentes et équitables, loin de défendre l'intérêt général, perpétue un système qui pénalise les consommateurs, décourage à l'investissement et à la confrontation des savoir-faire.

Dans ce contexte, **l'AFIEG accueille avec intérêt la proposition d'un accès à ces capacités hydroélectriques virtuelles comme mesure compensatoire au maintien des exploitants en place, sous réserve des modalités de mise en œuvre de cet accès.**

En effet, cette mesure s'inscrirait en miroir d'un transfert en autorisation dont l'AFIEG rappelle les très fortes limites juridiques, de nature à attiser les contentieux qu'il est censé résoudre,

voire à en créer de nouveaux :

- abus automatique de position dominante : le droit de la concurrence interdit toute disposition renforçant la position dominante d'une entreprise publique. Or, céder les barrages sous régime concessif à EDF, acteur dominant a minima sur la production en France et évidemment public, entre de plain-pied dans cette qualification. Cela ne résoudrait donc aucunement le contentieux DGCOMP.
- un tel transfert serait assimilé à un contournement de la directive 2014/23/UE sur l'attribution de contrats de concession. En effet la bascule vers un régime d'autorisation impliquant la cession d'une propriété de l'État ne peut se faire qu'à la suite d'une procédure de publicité et de mise en concurrence. Or le projet du gouvernement prévoit explicitement une priorité accordée aux concessionnaires actuels.
- in fine, le schéma envisagé se ferait surtout au détriment de l'État, qui perdrait la propriété des barrages, des biens pourtant « nécessaires au service public national de l'électricité » auxquels ils sont affectés (déclasser ces ouvrages pour les faire passer dans le domaine privé de l'Etat impliquerait de supprimer cette affectation au service public de l'énergie).

Rappelons qu'EDF détient une position dominante sur les marchés français de la production et fourniture d'électricité. Or, un transfert de propriété des barrages hydroélectriques, au-delà de nombreuses complexités juridiques connus et étayés par différentes analyses juridiques et rapport parlementaire, produirait les mêmes effets anticoncurrentiels qu'un renouvellement des concessions sans mise en concurrence, tout en les pérennisant, compte tenu (i) du caractère difficilement réversible d'un transfert de propriété ; (ii) des limites naturelles auxquelles se heurte la construction de nouveaux barrages hydroélectriques en France¹. Les conditions de concurrence entre EDF et les fournisseurs alternatifs seraient d'autant moins égales que (i) l'ARENH prend fin le 31 décembre 2025 ; (ii) les barrages sont des actifs de production décarbonée et flexible voire présentent pour certains un profil de type baseload, et donc clefs pour la compétitivité de leur exploitant.

Au regard de ces éléments, **il est évident qu'un transfert à EDF en régime d'autorisation était appliqué, il ne résoudrait aucunement le contentieux DG COMP et devrait s'accompagner d'un dispositif dédié de neutralisation de la position dominante induite sur les différents marchés considérés. C'est dans cette optique que l'introduction de capacités hydroélectriques virtuelles doit s'inscrire.**

L'avantage concurrentiel conféré par l'hydraulicité à l'acteur historique pour son activité de fourniture

Concernant le **contentieux dit "DG COMP"** que le dispositif est censé pouvoir solder, l'AFIEG rappelle qu'il se fonde sur l'analyse selon laquelle l'accès exclusif à 80% des capacités

¹ Décision de la Commission européenne du 12 juin 2012 concernant l'aide d'Etat SA.21918, point 49

hydrauliques installées renforce substantiellement la position dominante d'EDF sur le marché français de la production d'électricité. La valeur des actifs hydrauliques dans un parc de production a fait l'objet de nombreuses études économiques. Nombre de ces études analysent le potentiel de création de valeur sous le prisme du renforcement du pouvoir de marché du producteur intégrant des actifs hydrauliques en sus de ses actifs conventionnels de production. Il se dégage de cette littérature un consensus sur l'effet de levier exercé par les actifs hydrauliques en matière de renforcement de pouvoir de marché.

Si l'on analyse les conséquences sur la concurrence dans les marchés français de la fourniture de l'électricité de gros et de détail du fait qu'EDF dispose du droit d'exploiter l'essentiel des concessions hydroélectriques en France, il convient de considérer :

- *d'une part, certes* le marché de la fourniture (notamment la fourniture des offres « vertes », d'autoconsommation ou la construction d'offres de type *Power Purchase Agreement* – PPA) ; mais aussi
- les marchés qui lui sont connexes, comme le sont la vente sur marché de gros de l'électricité, les marchés des services systèmes et de l'ajustement, le marché de capacité (qui constitue une composante explicite des factures de fourniture d'électricité depuis 2017).

Des conditions d'approvisionnement avantageuses sur l'ensemble des tranches horo saisonnières

L'hydraulique fil de l'eau confère aux exploitants historiques, notamment EDF, un accès privilégié à de l'électricité de base, lorsque les centrales de lac et les STEP constituent des actifs à très forte valeur ajoutée pour le *sourcing* de la semi-base et de la pointe. Cet accès privilégié à des volumes considérables d'électricité sur l'ensemble des tranches horo-saisonnières vient directement renforcer la compétitivité des offres de fourniture d'EDF, qu'aucune régulation *ex ante* ne viendra prévenir après l'extinction programmée de l'ARENH au 1er janvier 2026.

Les différentes régulations mises en place depuis 2007 permettent d'illustrer l'avantage compétitif que constitue l'exploitation d'actifs hydroélectriques en matière de fourniture. Le Tartam reposait ainsi sur « *une compensation de la différence entre le coût de revient de la production des fournisseurs et les recettes correspondant à ce nouveau tarif prise en charge par la création d'une contribution due par les producteurs exploitant des installations d'une puissance supérieure à 2 000 mégawatts, assise sur le volume de leur production d'origine nucléaire ou hydraulique, sources d'énergie les moins coûteuses* ». Il avait d'ailleurs initialement été envisagé par le rapport Champsaur d'intégrer l'hydraulique fil de l'eau au dispositif ARENH mais cela avait finalement été exclu, précisément en raison du prochain renouvellement des concessions permettant de les verser dans le champ concurrentiel. Ce même rapport avait même envisagé de réduire l'accès à l'ARENH pour les opérateurs disposant des capacités hydrauliques au fil de l'eau détenues par certains opérateurs, ce qu'avait finalement exclu le législateur.

Un renforcement des possibilités d'optimisation amont-aval

La position dominante d'EDF sur le marché de gros s'illustre par la forte concentration de ce dernier.

La valeur des actifs hydrauliques au sein du portefeuille de production d'EDF doit être appréciée en tenant compte de l'ensemble des leviers de valorisation sur les marchés de gros de l'électricité. En tant qu'acteur intégré, EDF tend à optimiser les débouchés de sa production, sous contrainte des consommations prévisionnelles et réalisées de son portefeuille aval.

D'un point de vue opérationnel, les activités d'optimisation « amont-aval » sont placées sous la responsabilité d'une direction dédiée, la Direction Optimisation Amont Aval & Trading (DOAAT). Dans une décision du 28 juin 2007, l'Autorité de la Concurrence (ADLC) indiquait que *« les activités de production et les activités commerciales [d'EDF] ne sont pas gérées de manière autonome. La gestion est intégrée et effectuée par la Direction Optimisation Amont Aval & Trading (ci-après DOAAT), une entité organisationnelle d'EDF située entre la Direction Production Ingénierie en amont et la Direction Commerce en aval. La DOAAT gère l'ensemble des actifs de production d'EDF de manière à honorer ses engagements commerciaux, tout en optimisant le risque financier. Cela signifie, en pratique, que la DOAAT définit quotidiennement un programme de production lui permettant de satisfaire tous les engagements commerciaux d'EDF sans faire appel au marché. Ensuite, EDF Trading, en charge de l'optimisation de ce programme, fait un arbitrage quotidien entre production et marché, selon les coûts de l'une et les prix de l'autre. »*

Compte tenu de ces éléments, force est de constater que la position dominante d'EDF sur l'hydraulique confère à ce dernier un avantage concurrentiel sur le marché de gros de l'électricité. Cet avantage concurrentiel est d'autant plus grand qu'EDF occupe une position dominante à la vente sur le marché de gros français.

Effets concurrentiels sur le marché des services système

La filière hydraulique joue un rôle particulier dans la couverture des besoins de flexibilité du système électrique. En apportant un moyen de stockage (STEP, réservoirs) et de flexibilité (stabilisation de la fréquence dans le système électrique), l'hydroélectricité joue un rôle important pour gérer la variabilité de la consommation et de la production. Elle constitue par ailleurs la technologie de stockage centralisée la plus mature et la plus compétitive, en attendant le déploiement de technologies émergentes.

Les spécificités techniques des actifs de production hydraulique leur confèrent un rôle particulier dans le cadre de ces mécanismes. La croissance continue des besoins de flexibilité consécutive à la hausse de la part des ENR intermittentes dans le système électrique contribuera dans les prochaines années à renforcer significativement la demande de services système. Des études menées aux Etats-Unis ont établi que ces services constituaient dès à présent un débouché commercial significatif pour les producteurs hydroélectriques .

La position dominante d'EDF dans la filière hydraulique conduit cette dernière à jouer un rôle particulier dans l'équilibrage du réseau électrique français. Dans son rapport sur le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité (2014), la CRE avait noté que « le parc hydraulique demeure un contributeur essentiel à l'ajustement de l'offre et de la demande », situation qui perdure aujourd'hui. Les chiffres exposés font état d'une part de marché de l'hydraulique atteignant :

- 39% sur les ajustements à la hausse
- 73% sur les ajustements à la baisse

Cette donnée n'a pas été republiée depuis par la CRE mais celle-ci dispose certainement de toutes les données lui permettant de mettre à jour cette information sur demande.

Un avantage concurrentiel direct dans le coût de gestion des aléas de consommation

Un opérateur intégré capable de couvrir ses ventes de détail en recourant intégralement à des moyens propres de production en base est en mesure de pratiquer des prix de détail déconnectés des prix de gros. En détenant l'intégralité du parc électronucléaire (63 GW) et exploitant 80% des capacités hydrauliques (20 GW), EDF bénéficie d'une position particulière.

La flexibilité des actifs hydrauliques (lac et STEP) leur confère une valeur particulière dans le cadre de l'optimisation d'un portefeuille aval et de la gestion des aléas de consommation. Cet avantage permet à un acteur intégré de réduire substantiellement son risque de déséquilibre sur son portefeuille aval et les coûts afférents au règlement de ces déséquilibres (coûts des écarts).

Effet concurrentiel sur le marché de capacité

Tous les actifs hydroélectriques sont certifiés sur le mécanisme de capacité. Pour leurs exploitants, cela constitue soit une source de revenu supplémentaire par la vente des garanties de capacité, soit une possibilité de couverture de l'obligation de capacité générée par leur portefeuille de vente. L'obligation de capacité est générée par la puissance de référence des portefeuilles clients lors des heures de plus fortes consommations sur la période de pointe dite PP1 qui correspond aux heures de 8h à 15h et de 18h à 20h répartie sur 10 à 15 jours des mois de novembre, décembre, janvier, février et mars. A cet égard, les profils des barrages de haute chute (pointe) et d'éclusée (semi-base), c'est-à-dire ceux qui devaient constituer la majeure partie de la première vague de renouvellement de concession, sont donc particulièrement appropriés pour couvrir cette obligation.

Détenir des actifs hydroélectriques constitue donc un avantage significatif en termes de vente d'électricité puisque depuis 1er janvier 2017, les offres de fourniture comprennent une part énergie et une part capacitaire. Selon les profils de clients (base, semaine ou peak) et selon la valeur des garanties de capacité (de 0 à 60 k€/MW), le surcoût supporté par le fournisseur dans sa stratégie de couverture et donc par le consommateur (passed through), est conséquent.

Avoir un niveau d'intégration et donc des garanties de capacité en propre constitue donc un avantage significatif en termes de couverture des ventes. C'est à ce titre que l'Autorité de la concurrence, dans son avis n° 12-A-09 du 12 avril 2012 concernant un projet de décret relatif à l'instauration d'un mécanisme de capacité dans le secteur de l'électricité, a recommandé au Gouvernement français « de faciliter l'accès des fournisseurs alternatifs à l'électricité produite par les centrales hydrauliques, en profitant de l'opportunité constituée par la remise en jeu de concessions ».

Ce lien entre l'amont et l'aval en matière de capacité est au surplus attesté par l'entité titulaire du contrat de Responsable de Périmètre de Certification (RPC) au sein d'EDF, à savoir la DOAAT (cf. ci-dessus et ci-dessous une illustration de la certification d'un ouvrage initialement concerné par le renouvellement).

Avantage concurrentiel dans la fourniture des offres « vertes », d'autoconsommation ou la construction d'offres de type PPA

Le parc hydraulique historique confère à EDF un accès quasi exclusif à la première source de production non carbonée. De surcroît, hormis la grande hydroélectricité, la majorité des autres sources renouvelables bénéficie aujourd'hui d'un contrat d'achat avec EDF et n'est pas valorisée sur les marchés. Cette situation a changé depuis septembre 2019 avec la mise aux enchères par EPEX des garanties d'origine correspondants à l'ensemble des actifs EnR bénéficiant d'un contrat de soutien. Dans un contexte de sensibilisation croissante des consommateurs, notamment professionnels, à l'origine de l'électricité commercialisée, cet accès quasi exclusif permet à EDF depuis de nombreuses années de commercialiser, à de meilleures conditions que ses concurrents, des offres labellisées « vertes ». Cet argument commercial est toujours mis en avant dans les offres « Equilibre » proposées par EDF aux consommateurs professionnels ou l'offre vert électrique proposée aux consommateurs particuliers .

Reste que la grande hydroélectricité est une des sources principales des GO françaises. Et donc à défaut d'accès aux capacités hydrauliques dont sont issues la grande majorité des garanties d'origine française, dans un contexte de fort développement de la demande des consommateurs pour l'électricité renouvelable, qu'il s'agisse des entreprises, des collectivités ou des consommateurs résidentiels, les concurrents d'EDF sont contraints d'acheter des garanties d'origine sur le marché français ou sur les autres marchés européens.

Toutefois, la demande des consommateurs pour des offres liées à des garanties d'origine renouvelables locales et à des sites de production identifiés s'accroît. Selon la CRE , « *apparues au cours de l'année 2016 [...], ces offres « vertes » garantissent, en plus de l'origine renouvelable de l'énergie, l'identification exacte du site ayant émis les garanties d'origine utilisées. La traçabilité de l'énergie fournie est rendue possible par les dispositions de l'article R. 314-60 du code de l'énergie précisant qu'une garantie d'origine doit comporter « Le nom et la localisation de l'installation de production d'électricité ».* Le fournisseur peut aussi s'engager, le cas échéant, à effectivement acheter l'énergie aux producteurs en plus de la garantie d'origine. [Avec] ces engagements d'approvisionnement direct auprès de producteurs locaux [...] le

consommateur est ainsi en mesure de choisir une offre de fourniture différenciée en fonction du site de production. » Si les enchères publiques de garanties d'origine permettent de remédier partiellement à cette demande de garanties d'origine adossées à des actifs renouvelables basés en France, voire proches localement du site de consommation, une majorité des volumes de garanties d'origine français devrait rester issue du parc hydroélectrique.

Disposer d'actifs hydrauliques est également intéressant dans le cadre des offres d'autoconsommation qui associent un service de fourniture et de production d'électricité. Selon la CRE, « *les fournisseurs proposent en effet des offres standards en complément de l'électricité produite et orientent le plus souvent ces auto-consommateurs vers des offres vertes afin de bénéficier d'une électricité 100 % issue de sources renouvelables.*

Enfin, l'évolution récente du marché des offres vertes vers des constructions contractuelles de type « PPA » ne fait que renforcer l'intérêt de disposer d'actifs hydroélectriques pour un fournisseur.

Cette analyse sommaire permet simplement de comprendre que résoudre le contentieux DG COMP à travers des mesures compensatoires dans la perspective d'une cession des actifs aux acteurs historique ou sortie de l'hydroélectricité du champ d'application de la directive Concessions devra nécessairement tenir compte de l'atout que constitue l'exploitation hydroélectriques sur les différents marchés connexes évoqués *supra*. Autrement dit, **en voulant éviter à tout prix que d'autres exploitants puissent accéder à l'exploitation de concessions (solution de loin la plus simple), on s'oblige à envisager des mesures compensatoires qui ne saurait être acceptable qu'en produisant sensiblement les mêmes effets économiques : neutraliser l'avantage induit sur le marché de détail par le bénéfice de cette exploitation (quasi) exclusive.**

Principes généraux à respecter pour un dispositif de vente de capacités virtuelles représentatives du profil hydroélectrique

Sur le principe, faire bénéficier aux fournisseurs alternatifs d'un accès à des capacités virtuelles représentatives de la production hydraulique pourrait être une voie de sortie élégante au contentieux DG COMP. Au regard du développement précédent, pour qu'un tel dispositif soit réellement opérant économiquement et juridiquement, il doit se conformer à plusieurs principes cardinaux.

Robustesse du dispositif. L'AFIEG rappelle que le projet de Gouvernement fondé d'une part sur un transfert en autorisation sans mise en concurrence (avec cession des actifs) à quelque stade de la procédure que ce soit, d'autre part sur la mise en vente de volumes hydroélectriques aux tiers, est de toute manière juridiquement fragile. Sa robustesse dans le temps, essentiellement fondée sur un accord transactionnel avec les autorités de concurrence, ne saurait être assurée que si les retours des acteurs, et notamment les fournisseurs parties au litige, sont réellement pris en compte. Il est impensable de réitérer la séquence post-ARENH, défini à huis clos et manifestement inopérant tant sur son volet régulateur (VNU) que commercial (CAPN/CNS et

RMT). Notons par ailleurs que l'échec patent des enchères RMT doit largement alimenter les réflexions sur l'organisation d'enchères sur des capacités hydroélectriques virtuelles.

Approche ascendante ou descendante. Pérenniser, par voie législative, le contrôle des actifs par l'acteur historique le placerait dans une situation identique à celle qu'il a sur le nucléaire existant. Ainsi, de la même manière, seules deux approches sont raisonnablement envisageables :

- une approche « ascendante », c'est-à-dire la mise à disposition aux fournisseurs concurrents d'un approvisionnement aux conditions économiques équivalentes à celles dont bénéficie l'exploitant hydraulique et l'activité commerciale *via* les transactions internes au groupe ;
- une approche « descendante », correspondant à un *unbundling* de l'acteur dominant entre les activités hydroélectrique et commerciale, c'est-à-dire une séparation *a minima* financière et comptable de ces activités pour garantir que ses offres de fourniture sont réalisées dans des conditions économiques équivalentes à celles d'un fournisseur concurrent, supportant les coûts d'accès au marché de gros.

Dimensionnement du dispositif. Une restriction du mécanisme à seulement une part de la production n'a aucune justification, ni en termes juridiques, ni en termes économiques :

- l'ensemble des ouvrages sous concession (en particulier échues et sous délais glissants) étant litigieux faisant l'objet de contentieux européens, l'ensemble de leur production devrait être couverte par ce dispositif.
- la production hydroélectrique totale est inférieure aux besoins d'approvisionnement des fournisseurs alternatifs non exploitants de concessions, et une raréfaction artificielle des volumes aurait un effet inflationniste menaçant les effets concurrentiels et de compétitivité du dispositif.

Ces éléments d'appréciation se trouvent encore renforcés si le dispositif est pensé comme une simple vente de produits structurés plus ou moins standards, *de facto* à une valeur de marché, et non comme une véritable régulation *at cost* au bénéfice de la compétitivité française, en particulier industrielle. Dans cette perspective, le dispositif envisagé devrait être l'unique mode de commercialisation de l'hydroélectricité, qui couvrirait donc l'intégralité de la production annuelle.

Prix d'accès à l'actif. Il est essentiel, pour solder le différend avec la Commission, que le dispositif d'accès à des capacités hydrauliques virtuelles aboutisse à ce qu'en termes de prix, tout se passe comme si les titulaires étaient exploitants. Il est donc crucial de faire en sorte que ces capacités soient souscrites à un prix reflétant le coût de production des actifs sous-jacents, et non à un prix convergent vers le prix de gros. Il n'est en effet pas acceptable qu'EDF puisse tirer de ce dispositif d'un actif hérité un revenu similaire à celui qu'il aurait tiré de la vente de l'hydroélectricité sur le marché de gros.

Précédents éclairants

L'opportunité de proposer aux acteurs de marché des capacités virtuelles de la production électrique concentrée (en l'espèce, nucléaire) a déjà été perçue favorablement par la mission "Régulation" de l'Inspection générale des finances (IGF) et par la mission Darmayan sur l'approvisionnement des industries électro-intensives. Les *Virtual Power Plants* (VPPs) ont fait l'objet de deux expériences principales :

- Les enchères EnBW : imposées par la Commission européenne dans le cadre de la prise de contrôle par EDF de l'opérateur allemand EnBW pendant une durée minimale de 5 ans ;
- Les enchères Direct Energie.

Au regard de leurs modalités et du cadre litigieux dans lequel s'inscrit le projet de capacités virtuelles hydroélectriques, ce sont les enchères EnBW et les recommandations formulées par la CRE à leur suite qui sont les plus instructives (https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Consultations_publicques/import/34.pdf).

Le principal écueil identifié porte sur le prix résultant des VPP. Les échéances de produits proposés aux enchères étaient en effet identiques à celles de produits à terme offerts sur le marché de gros. Les participants aux enchères de VPP enchérissaient donc pour des droits de réservation en arbitrant entre l'acquisition de VPP et l'achat de produits disponibles sur le marché.

La CRE a ainsi observé que les niveaux de primes fixes étaient ainsi déterminés de manière à ce que le prix de revient des quantités d'électricité obtenues rejoigne les prix de marché. Or, étant entendu que l'objet de ces VPP était de donner aux acteurs un accès au productible dans les mêmes conditions économiques qu'un exploitant, la convergence du prix issus des enchères avec le prix de gros les ont vidé de leur substance.

Pour éviter cet écueil, la CRE avait formulé plusieurs recommandations, et notamment:

- un élargissement du portefeuille de produits qui « *doivent correspondre à des droits de tirage, par nature optionnels, sur le parc de production d'EDF* » et avec une « *gamme de prix d'exercice représentatifs des coûts variables de production respectifs des centrales* ».
- un allongement des durées des contrats : « *3 mois à 15 ans ou plus, pour les produits simulant l'économie de centrales nucléaires, afin de répondre, en particulier, aux besoins des industriels électro-intensifs et des fournisseurs* » ;
- des modalités d'attribution séparant les contrats de courtes et longues durées car « *en liant entre eux les prix de vente des produits de différentes durées, on répercute indûment les tensions sur les marchés de court terme sur le prix des produits de long terme, rendant ces derniers peu attractifs.* »

De ce retour d'expérience, deux solutions se dégagent donc afin d'éviter que le prix des VPP, ou de produits optionnels représentatifs de la flexibilité hydroélectrique rejoignent les prix de gros :

- Une diversité de produits et d'échéances qui s'éloignent des standards du marché;;

- *Un accès aux seuls fournisseurs disposant d'un portefeuille de clients éligibles. Une telle restriction, pour les produits 1 à 4, devrait s'entendre au même titre que celle mise en oeuvre de l'ARENH à savoir une clause de destination implicite articulé autour de droit induits par le portefeuille de clients et un contrôle ex post fondé sur des pénalités en cas de revente sur le marché excédent la consommation du portefeuille.*

1. Dans quelle mesure les cinq types de produits présentés pourraient-ils répondre à un besoin de diversification de votre portefeuille énergétique ? Quel avantage identifiez-vous à ces nouveaux produits par rapport à la cession des mêmes volumes de production sur les produits existants sur les marchés de gros ?

L'intérêt de la nature des produits type "swing options énergie" 1 à 4 résident essentiellement en trois points :

- leur caractère optionnel (qui demeure limité par une structure de swing option);
- leur caractère physique, qui n'impliquerait donc pas de *margining*
- le complément qu'ils peuvent représenter en matière de couverture des portefeuilles de fournisseur, sous réserve d'ajustements.

Cependant, pour être véritablement intéressants et capables de répondre au besoin d'un fournisseur pour l'approvisionnement de son portefeuille énergétique, il est essentiel que leur mode de souscription et de paiement soit compatible avec les contraintes liées à l'activité de fourniture, en particulier en termes de garantie à première demande et délai de paiement. A défaut, le dispositif échouera dans les mêmes proportions et pour les mêmes raisons que les enchères EDF pour des rubans moyen termes (RMT).

De plus, concernant les produits en eux-même (voir détail *infra*), il convient qu'ils s'éloignent des produits standards trouvables sur le marché de gros, et ce afin de limiter la possibilité d'arbitrage entre le marché et le dispositif, lequel viderait le mécanisme de sa substance et de son objet : proposer aux fournisseurs un accès à la production hydroélectrique compétitif.

Le produit Type 5 est en principe celui qui se rapproche le plus d'une centrale virtuelle avec un partage significatif de la flexibilité. Il permet également une diversification d'approvisionnement tout en s'inscrivant davantage dans une optique de compensation à la perte d'opportunité d'exploiter.

2. Souhaiteriez-vous que les garanties d'origine sous-jacentes aux produits proposés soient intégrées dans les contrats de vente des différents produits ?

Ces produits étant à considérer comme un substitut à la mise en concurrence des concessions hydroélectriques, il semble évident qu'ils intègrent l'ensemble de la valorisation liées à

l'électron.

Cela comprend donc notamment :

- la capacité ;
- les garanties d'origines ; et
- la valorisation des services systèmes (notamment réserves) dans le cas du produit 5 "VPP".

Pour l'AFIEG, un catalogue de produits "à la découpe" pourrait également être proposé afin de laisser la possibilité des acteurs de marché de ne se positionner par exemple que sur les garanties d'origine.

3. Quelles données pertinentes devraient le cas échéant être contrôlées par la CRE pour garantir le bon déroulement des enchères selon le type de produits ? Plus généralement, que pensez-vous du rôle de la CRE pour veiller au bon déroulement des enchères ?

Au-delà du contrôle par la CRE pour simple bon "déroulement" des enchères pour prévenir d'éventuels comportements analogues à des manipulation de marché surveillées sur le marché de gros, il convient que la **CRE ait un véritable rôle de paramétrage de ces enchères et de leurs modalités** :

- paramètres sur lesquels les acteurs enchérissent
- éventuel prix de réserve défini sous son contrôle
- selon le type de produit, objet de l'enchères (en €/MW, en volume, portant seulement sur l'option payée *upfront* ou sur la valeur du produit, etc.)

L'AFIEG insiste sur l'exigence de transparence en matière de publication du clearing qui doit présider à ces enchères.

La question de la confidentialité vis-à-vis des concessionnaires historiques des volumes achetés de chaque opérateur doit être posée (à l'instar des VPP EnBW), la CRE devant jouer là encore un rôle de tiers de confiance, à l'instar de l'ARENH.

-

4. Quels impacts éventuels (prix, liquidité) sur le fonctionnement des marchés organisés de l'électricité (spot, intrajournalier, à terme) anticipez-vous en cas d'organisation de telles enchères concurrentielles de chacun des quatre types de produits présentés ?

L'amélioration de la liquidité sera bienvenue sur le marché français toutefois limitée car, d'une part, les volumes virtuels liés à la production des actifs hydro représentent entre 15 et 20% de la production électrique totale nationale dans le cas où la totalité de la production soit vendue par les enchères, et d'autre part, la liquidité sera plus apparente dans le court terme car seul le produit de type 5 adresse des horizons plus longs d'approvisionnement. D'où la nécessité d'allonger les maturités cf. ci-après).

On peut toutefois s'attendre que la liquidité sur le marché augmente après chaque enchère, évidemment dépendant du volume, avec des opérations de reventes sur les marchés. Une

hausse sur les produits month et week est à attendre, en second ordre.

5. Concernant le mode de commercialisation, que pensez-vous d'une enchère réalisée par les exploitants et fondée sur le prix de l'énergie couverte ou estimée par l'option en €/MWh ? A défaut, quelles modalités alternatives de sélection recommanderiez-vous ?

Concernant les produits 1 à 4 :

Si les produits tels qu'ils sont proposés sont conservés (de type swing options / take or pay) dans ce cas, cela fait sens d'avoir une enchère réalisée par les exploitants et fondée sur le prix de l'énergie couverte ou estimée par l'option en €/MWh.

Le schéma de swing option étant très limitatif, il conviendrait de restructurer ces 4 produits en de vrais produits optionnels, avec une prime payée upfront (contribution si elle en est à l'investissement), que l'on choisit d'exercer ou non. Dans ce cas, l'enchère porterait sur le montant de cette prime. C'est un compromis entre un produit pleinement régulé at cost (ce que la bonne application du droit exigerait, cf. analyse préliminaire de l'AFIEG) et un produit de marché portant sur l'énergie et l'optionnalité, au bénéfice du financement des investissements d'EDF via la part payée upfront.

Concernant le produit 5 :

Une option alternative de mode de commercialisation pourrait consister en des enchères sur le droit d'entrée (en €/MW) et le coût variable au cours du contrat

6. A quelle fréquence pensez-vous nécessaire de faire le point sur l'adéquation de ces produits aux évolutions de marché ? Quels paramètres principaux serait-il important de suivre pour s'assurer de l'adéquation entre les produits proposés et l'évolution des marchés ?

Il est nécessaire de regarder si le marché répond (notamment option et liquidité à certaines maturités) au besoin d'approvisionnement d'un fournisseur. L'AFIEG insiste sur le fait que ces enchères sont d'abord un remède concurrentiel et non un remède à une illiquidité, même si cet effet de second ordre sera bienvenu.

Au démarrage du dispositif, cela passe par une véritable clause de revoyure établie 6 mois à compter de la clôture des premières enchères. Ensuite, un *assessment* régulier du dispositif devrait être réalisé, par exemple à la maille annuelle. Il est crucial que cette évaluation, éventuellement suivie de mesures correctrices, portent à la fois sur les produits et sur leur mode de commercialisation.

Sur le plan juridique et de la résolution du contentieux, découlant directement du bon fonctionnement du dispositif, il convient que la suspension de la procédure soit strictement

contingente au constat de la bonne mise en œuvre du dispositif et de sa capacité à répondre aux besoins des acteurs, en particulier les fournisseurs. Il est en effet inconcevable que le précontentieux puisse être clos sur de simples promesses. L'AFIEG rappelle à cet égard que la levée du contentieux sur les tarifs réglementés jaune et vert était contingent à l'application effective de la loi NOME.

Il est enfin nécessaire d'envisager dès maintenant l'éventuel échec de ce dispositif, en considérant un « plan B », lequel prendrait une forme plus régulée d'accès aux fournisseurs à la production hydroélectrique, laquelle permettrait à coup sûr de résoudre le précontentieux DG COMP.

7. Remarques libres

Concernant le périmètre du productible concerné, si ces mesures s'inscrivent dans la résolution des deux contentieux, l'ensemble du parc en concession devrait être concerné (à l'exception probable des concessions sous régime international (le Rhin) tandis que le statut particulier de la CNR devrait faire l'objet d'une clarification au regard de la solution juridique envisagée). L'AFIEG estime en outre qu'il est légitime que les exploitants historiques soient contraints d'enchérir comme les autres acteurs de marché, sans éluder la question de séparation que cela implique entre exploitant et enchérisseur.

II. Questions sur les types de produits

1. Que pensez-vous des types de produits du dispositif ? Seriez-vous intéressés par l'acquisition de chacun des types de produits ?

D'une manière générale, si on veut véritablement permettre un partage de la valeur de l'exploitation hydroélectriques, et éviter un alignement des produits 1 à 4 sur les standards du marché de gros, il convient de s'éloigner des horizons de marché et de maximiser la cession de la valeur extrinsèque aux participants aux enchères.

Les produits 1 à 4 sous-entendent un niveau de partage de flexibilité faible et de la valeur extrinsèque largement conservée par l'exploitant (cette valeur est dépendante du délai entre l'enchère et la nomination des volumes, délais trop grands dans la plupart des cas). Ils auraient néanmoins le double intérêt d'élargir le panel d'approvisionnement des fournisseurs pour couvrir leur portefeuille, s'ils permettaient aux fournisseurs de disposer de produits aujourd'hui peu liquides sur le marché de gros (produits hebdomadaires ou horaires sur des durées pluriannuelles).

Produit de type 1 : Il s'agit d'un produit très standard (calendar, quarter, month), déjà existant sur le marché de gros. Il peut toutefois élargir le panel d'approvisionnement des fournisseurs, sans appels de marge

Produit de type 2 : ce produit présente en lui-même peu d'intérêt car ne permet d'accéder à

aucune véritable flexibilité. Il peut toutefois permettre de couvrir la forme d'un portefeuille de clients, sans appel de marge.

Les produits 3 et 4 offrent l'intérêt d'offrir des prix sur des échéances illiquides pour couvrir les risques (semaines d'août, semaine 52, WE). Il devrait être achetable à des horizons de 3 ans minimum afin d'offrir un complément bienvenu au marché de gros.

Produit de type 3 : les maturités proposées sont trop réduites. Aujourd'hui, on constate une liquidité faible sur les produits hebdomadaires au-delà de S+4. Proposer des maturités jusqu'à S+8 est une avancée trop limitée: Il faudrait donc élargir ces maturités à S+12 voire au-delà afin de pouvoir couvrir une saison entière de 12 semaines.

Produit de type 4 : Il faudrait pouvoir couvrir a minima un an à l'avance. Ainsi, le produit se rapprocherait du produit 5, dans une forme simplifiée et ne portant que sur l'énergie.

2. Quelle pourrait-être la durée optimale de ce type de ces contrats ? Des contrats pluriannuels seraient-ils préférables à des contrats mensuels/annuels ou bien un panachage de contrats avec différentes maturités (si oui, de quelles maturités) ?

Un panachage de contrats avec différentes maturités jusqu'au pluriannuel est hautement préférable

Concernant le type 5, il conviendrait de pouvoir accéder à des maturités de 5 ans ou du 10 ans

3. Quelle forme d'enchères vous semble être la plus adaptée pour la mise à disposition de ce type de d'options ? Le calendrier des enchères pour chaque produit vous semble-il approprié ?

Un mécanisme de pay as clear semble le plus adapté.

Davantage de flexibilité devrait être offerte dans le calendrier des enchères pour un même produit. Exemple : sur produits 3 - 4, plusieurs années avant, un an avant puis 6 mois puis 1 an.

4. Quel est votre avis sur la période de référence (annuelle pour le produit de Type 1, trimestrielle pour le produit de Type 2, hebdomadaire pour le produit de Type 3, journalière pour le produit de Type 4 ou dépendante de la durée du produit pour le produit de Type 5) et la granularité (annuelle pour le produit de Type 1, mensuelle pour le produit de Type 2, journalière pour le produit de Type 3 et horaire pour les produits de Type 4 et 5) ? Que pensez-vous des périodes de nomination avant chaque trimestre / semaine / jour (notamment horaire limite la veille pour les produits horaires) ?

Comme indiqué précédemment, il convient d'ajuster le produit 3 avec des horizons pluriannuels et des maturités Week étendues de manière à pouvoir couvrir des saisons entières.

La fusion des produits de type 3 et 4 en un produit 4 bis (à savoir période référence hebdo et granularité horaire) pourrait accroître leur intérêt en termes de partage de valeur et de flexibilité : ainsi l'acheteur serait en mesure de requérir, sur une période de référence hebdomadaire, la livraison d'un profil de puissance dont il pourrait définir les puissances à une granularité horaire,

Concernant les nominations, l'optimisation de la valeur temps requière la possibilité de nomination finale le plus proche possible du market closing lors du last trading day? Par exemple : 11h30 en considérant la clôture du day-ahead à midi).

5. De manière générale, comme évaluez-vous la nouveauté de la flexibilité offerte par ce dispositif et les apports de ce type de produits pour le marché de l'électricité ?

Cette flexibilité est nulle ou faible sur les produits de 1 à 4; toutefois, nous soulignons à nouveau que ces produits, si ajustés, peuvent présenter un intérêt significatif pour couvrir des portefeuilles de fourniture sur des horizons ou maturités illiquides.

Concernant le produit 5, la flexibilité est significative mais perfectible (intraday).

6. La gestion des nominations et des différents produits nécessite-t-elle à votre sens de disposer de compétences spécifiques ? Si oui, lesquelles ?

Dans le cas du produit de type 5, qui s'apparente à une centrale virtuelle, et d'autant plus si ce produit est décliné dans des versions incluant un stockage avec apports d'eau ou des profils STEP, une qualification technique nous semble indispensable puisqu'on se rapproche de la gestion d'un objet hydroélectrique. Cela implique de vérifier la capacité à gérer l'énergie (éventuellement avec gestion des volumes de lacs, une puissance unitaire et des contraintes physiques proportionnelles et la capacité à gérer la nomination des programmes énergétiques (turbine/pompage en pour-le-lendemain (day-ahead) et/ou en intra-journalier (intraday), avec/sans services systèmes).

7. Quels seraient pour vous les évolutions des paramètres proposés qui permettraient de renforcer votre intérêt pour chaque type de produit ?

De manière générale, un allongement des maturités (ex : disposer de produits pluriannuels pour les produits 1 à 4) devrait être considéré, en proposant par exemple de produits Type 1 à 4 pluriannuels.

Également, l'évolution des produits Type 1 à 4 en véritable options (et non en *swing options*) devrait être étudiée

Enfin, la fusion des produits 3 et 4 (flexibilité horaire sur un volume hebdomadaire) en un produit Type 4bis serait intéressante.

8. Pour le produit de Type 5, que pensez-vous de l'intégration des garanties de capacités à hauteur d'une certaine proportion de la puissance maximale ?

Dans le cas d'un produit se rapprochant d'un schéma de type VPP, cette intégration est indispensable. Elle prendrait la forme d'une cession d'engagement de disponibilité dans le cadre du mécanisme de capacité révisé, cession dont la faisabilité devrait être analysée juridiquement au regard du fonctionnement du futur mécanisme centralisé.

9. Pour le produit de Type 5, au-delà de la livraison d'une courbe de production au pas horaire, que pensez-vous de l'intégration de la composante de pompage des stations de transfert d'énergie par pompage, en incluant la possibilité de livrer une courbe de consommation électrique, c'est-à-dire que sur un jour donné, un profil de production ou de consommation puisse être demandé sur la granularité proposée, dans une limite de puissance et d'énergie maximale ?

Le produit de type 5 réplique la flexibilité et les risques hydroélectriques et se rapproche d'une VPP effective. Au regard de sa complexité, il pourrait être priorisé dans le cadre de la temporalité des enchères de manière à garantir la possibilité d'y souscrire pour les acteurs intéressés. Soulignons que ce produit revêt lui aussi un intérêt significatif en termes de remède de marché sur le segment de la fourniture en type 5 en aidant les fournisseurs aptes à le manier à répliquer des centrales hydroélectriques auxquelles ils n'ont pas accès pour couvrir leur portefeuille.

Mais ce produit doit être absolument ajusté :

- La flexibilité de court-terme (intraday et services-système) n'est pas incluse. C'est une partie très substantielle de la valeur qui resterait chez l'exploitant historique ;
- Différents types d'optionnalité hydro devraient être proposés (stockage avec ou sans apports, pompage-turbinage) ;

10. Pour le produit de Type 5, pour le partage du risque d'hydraulicité à la maille d'installations hydroélectriques agrégées et indépendamment des volumes proposés sous la forme de ce type de produit, quel périmètre d'agrégation vous semble-t-il le plus pertinent ?

L'AFIEG estime qu'il est indispensable d'avoir le choix de différents périmètres : maille nationale / maille sur des types d'actifs, voire groupements géographiques.

Il convient en outre de décliner ce produit 5 en différents produits représentant des types de flexibilité (stockage saisonnier, stockage hebdo, pompage/turbinage).

11. Remarques libres

Il serait nécessaire de disposer des données de production pour évaluer la performance des installations dans les différents paniers de produits.