



France Hydro Electricité est le syndicat professionnel français représentant les intérêts de la filière de petite hydroélectricité (jusqu'à 12 MW de puissance installée par installation).

France Hydro Electricité représente en 2019 près de 700 centrales hydroélectriques et plus de 150 fournisseurs de matériels et de services.

France Hydro Electricité veille à la visibilité et la stabilité du cadre réglementaire applicable à la filière, au maintien des contrats d'achat pour les petites puissances, à la préservation du parc existant en facilitant les rénovations de centrales, au lancement d'appels d'offres pour développer de nouvelles capacités de production en sites vierges et en équipement de seuils existants, dans le respect de l'environnement.

France Hydro Electricité défend une gestion équilibrée et durable de la ressource en eau dans le respect des différents usages. France Hydro collabore avec toutes les parties prenantes qui souhaitent agir pour la transition énergétique dans le respect de l'environnement.

Synthèse des messages portés par France Hydro Electricité dans le cadre de la consultation pour l'évaluation des lignes directrices concernant les aides d'Etat à la protection de l'environnement et à l'énergie pour la période 2014-2020 :

1- Préserver les petits projets des appels d'offres, permettre aux petits acteurs de subsister

Les appels d'offres ne sont pas adaptés aux plus petits projets (< 1MW en hydroélectricité) du fait des coûts échoués insupportables par les petits acteurs qui développent ce type de projets.

Outre la complexité des marchés (forward, day-ahead, intra-day, hedging...), les plateformes de marché comportent des seuils qui sont autant de barrières à l'accès en direct au marché pour les petits producteurs. Les agrégateurs deviennent alors des intermédiaires obligés.

L'accès aux appels d'offre n'est pas évident pour les petits producteurs. Le dossier d'appel d'offre lui-même représente un coût qui peut « s'échouer » en cas de non succès du candidat.

Pire, l'exigence de la DG Compétition de présenter l'autorisation administrative hydraulique pour pouvoir candidater à un appel d'offre, constitue une barrière forte¹.

Enfin, le petit producteur en compétition avec de grands groupes n'a pas accès à des coûts de financement du capital aussi avantageux que ceux-ci. Pour des projets où la rentabilité dépend plus du

¹ Le coût échoué de la démarche d'autorisation est important tant la procédure est complexe, longue et hasardeuse en hydro. La barrière procède d'un dilemme circulaire : comment négocier une autorisation sans connaître le prix de vente de la production ? comment connaître ce prix avant le verdict de l'appel d'offre ?

coût du capital que de l'optimisation technique de l'investissement lui-même, la concurrence est ainsi biaisée.

Le processus de mise en concurrence des concessions entraîne lui aussi la question de l'égalité de concurrence entre un petit opérateur et une grande compagnie. Un dossier de renouvellement de concession est lourd. Le risque de coût échoué est moins supportable pour un petit opérateur.

Le Clean Energy Package tente de protéger les petits opérateurs, petits producteurs d'EnR, auto-consommateurs, communautés d'énergie... par quelques dérogations aux règles de la concurrence² durement négociées. Est-ce suffisant ?

2- Les mécanismes de soutien sont indispensables à la transition énergétique, notamment tant que les marchés spot ne sont pas faits pour rémunérer les ENR. En effet, le principe de rémunération au coût marginal de la dernière unité appelée n'est pas pertinent pour assurer la rémunération des parcs dont la production se fait à coût marginal nul. Il conviendrait de faire évoluer le design de ces marchés pour permettre une juste rémunération de la production renouvelable.

2- Comment payer du capital en vendant des kWh ?

Les énergies renouvelables, le stockage sont essentiellement des projets capitalistiques à long retour sur investissement. Le vent, le soleil, l'eau sont gratuits. Les charges d'exploitation sont faibles³ hormis les taxes et redevances qui, en économie, sont un partage de la valeur et non des charges nécessaires à la production. La question centrale d'un projet est comment couvrir le risque du retour sur investissement. En petite hydro, cela demande une projection du marché sur les 20 prochaines années, ce qui est impossible ! Le tarif d'achat H16, par exemple, fondé sur un complément de rémunération ex-post couvre ce risque sur 20 ans, car il garantit une rémunération après avoir constaté le niveau du marché⁴. Mais quid sans système de soutien ?

Depuis les débuts de l'électricité, le prix du marché est fixé sur le prix du combustible de la dernière centrale appelée au merit order⁵. Les autres centrales, appelées elles aussi parce que leur combustible est moins cher, bénéficient du surplus de rémunération⁶ ainsi mis à leur profit. Ce qui assure le paiement de leur capital comme le démontre la théorie du « coût marginal de développement ». Elle fonctionne aussi longtemps que la croissance de la demande conduit à investir dans de nouvelles centrales et en supposant que les investisseurs ont un comportement rationnel qui conduit à un « parc équilibré »⁷. Dans ce modèle, l'hydro, sans coût de combustible, est valorisé par comparaison à la solution alternative de la centrale thermique qui serait nécessaire si l'hydro n'existait pas.

² Ex : Possibilité de guichet ouvert pour les projets de moins de 1 MW, accès prioritaire au dispatching, exemption des obligations d'équilibrage...

³ En tout cas, les charges d'exploitation de l'hydro sont principalement des charges fixes. Seule l'exploitation du stockage comporte une charge variable significative due à la couverture du rendement du processus.

⁴ Certains avaient imaginé un complément de rémunération ex-ante, calculé avant investissement. C'est-à-dire que l'investisseur aurait dû supporter le risque marché sur la durée d'amortissement du projet.

⁵ Au jour le jour, pour couvrir la demande, les centrales sont appelées donc mises en fonctionnement selon le coût croissant de leur production donc de leur combustible. Personne ne démarre sa centrale si son coût de combustible n'est pas couvert.

⁶ Pour elles, différence entre leur coût de combustible et le prix du marché fixé au coût de combustible plus cher de la dernière centrale appelée.

⁷ Le parc équilibré est composé d'un mix de technologies bâti sur un optimum entre des centrales de base à coût de capital élevé mais coût de combustible faible d'une part, et des centrales de pointe à coût de capital faible mais de combustible élevé d'autre part.

Le cœur de l'Europe de l'énergie est « l'Energy Only Market ». Un marché fondé sur la concurrence au kWh donc sur la concurrence au prix du combustible, supposé tout régler.

Que se passe-t-il quand le mix sera composé de plus de 80 % d'énergies renouvelables sans coût de combustible ? Le prix sera-t-il nul une bonne partie de l'année ? Comment rémunérer le capital investi dans ces EnR ? D'autant plus que la stabilité de la demande ne soutiendra pas les investissements qui ne sont justifiés que par leur substitution aux centrales thermiques ? Lors des heures en surplus de production renouvelable, chaque producteur EnR voudra continuer à produire, même à un prix proche de zéro quitte à ne pas couvrir le coût de son capital⁸ pour « gagner » quelques euros. Le tout avec des milliers, voire des millions d'acteurs pas toujours motivés par la rationalité économique. Problématique pire, si le surinvestissement dans les EnR n'est pas contrôlé.

La Commission nous semble loin de ces considérations même si de nombreux économistes⁹ les partagent. Les réponses de la Commission sont insuffisantes:

1. Il y a quelques années, la Commission a installé le marché européen du CO₂, **le système ETS (European Trading System)**. Dans ce système appliqué à l'électricité, le prix du CO₂ est censé être un indicateur pour orienter les investissements vers les centrales les moins émettrices de CO₂ donc vers les EnR. D'autre part, le prix du CO₂ s'ajoute au prix du combustible sur les quelques heures de l'année où une centrale thermique (CCGT¹⁰) est la dernière appelée, ce qui fixerait ainsi le prix du marché à un niveau cohérent avec les objectifs de décarbonisation. Il reste à démontrer que ce prix est à un niveau suffisant pour payer le capital des autres centrales du mix. Pour des investissements à long retour, il faut de plus parier sur la valeur à long terme du CO₂, ou dit autrement, sur la pression sans faille de l'Europe sur les quotas autorisés de CO₂. Sinon, le prix du CO₂ s'effondre : du vécu !
2. La Commission vient d'admettre que l'Energy Only Market pouvait ne pas garantir sur le long terme les consommateurs d'une coupure, faute d'investissements dans des moyens de production en suffisance. C'est le **marché de capacité**. C'est un premier pas vers une garantie de retour sur investissement dans de nouvelles centrales pour combler un risque de manque de production. En France, pour le moment, le risque de défaillance est celui de l'hiver. Viendra le jour où il sera celui d'un manque de production EnR faute de vent ou de soleil. Peut-on compter sur le mécanisme de capacité pour garantir les investissements EnR ?

Le modèle de la Commission (Energy Only Market + CO₂ + marché de capacité) ne suffira pas. France Hydro pense qu'il faut inventer un nouveau modèle économique pour l'électricité suite à la transition énergétique.

3- Conserver des appels d'offres différenciés par filière

Il est indispensable de conserver une approche spécifique pour chaque technologie tel que prévu par RED2. Les appels d'offres technologiquement neutres ne sont pas une solution viable pour permettre un mix énergétique optimal.

⁸ A la mise en service de la Baie James, gigantesque centrale hydro au Canada, les prix du marché américain s'étaient effondrés. Les premières années, la Baie James a vendu son énergie à perte sans pouvoir couvrir ses charges de capital.

⁹ Y compris le Joint Research Center, organe de recherche de la Commission

¹⁰ Cycle combiné gaz

5 - Définir un cadre économique pour le développement du stockage et rémunérer la flexibilité

La flexibilité est un enjeu majeur de la transition énergétique : stockage, congestions du réseau de distribution. Par ses performances, l'hydro est au cœur du futur¹¹.

Une tendance des gestionnaires de réseau est de satisfaire le besoin de réglage de la fréquence et de réglage de la tension par des obligations imposées notamment aux producteurs. Le Grid Code en impose au raccordement, puis pour les services d'équilibrage, la tenue sur défaut, etc. Par exemple, l'obligation de tg phi est un service non rémunéré. Au-delà des obligations, certains services systèmes sont rémunérés. Les systèmes de rémunérations en cours sont basés sur la perte d'opportunité de vendre sur le marché l'énergie que la fourniture de ces services implique. Comme ces services étaient à la marge du modèle d'exploitation des producteurs, les systèmes de rémunérations en cours ne tiennent pas compte du coût du capital immobilisé pour garantir leur fourniture. Spoliation. Avec le Clean Energy Package et le Grid Code, des plateformes européennes vont être mises en place pour créer un marché de ces services de réglage de la fréquence¹² : opportunité pour l'hydro d'exporter ses performances ; question sur la capacité des produits de ce marché à correctement valoriser la dynamique très rapide de l'hydro¹³ pourtant indispensable à la stabilité du système électrique. Pour autant, les services système sont des marchés de niche et si le besoin est avéré, sa profondeur n'est pas clairement quantifiée.

Au-delà de l'échelle de temps des services système¹⁴, la flexibilité est une affaire de marché de l'énergie.

- Problème : l'écart de prix entre les heures à prix élevé et les heures à prix bas (le spread peak / off-peak) a une tendance structurelle à se réduire puisque de plus en plus d'heures sont en production marginale d'EnR à coût de combustible nul ; l'écart devient celui entre zéro et zéro. Explication : dans un monde d'EnR, la question n'est pas dans un arbitrage sur l'énergie mais dans un arbitrage sur le capital qui consiste à investir soit dans un surplus d'EnR, soit dans du stockage.
- Problème : les marchés sont incapables de révéler certaines valeurs comme celle de l'optimisation interne des grandes compagnies qui grâce notamment à l'hydro, compensent le ramping de leurs groupes thermiques, la fluctuation de leur éolien ou de leur solaire, celle de leur clientèle, réduisent les écarts sur leur périmètre d'équilibre, etc. Explication : le marché ne réussit pas encore à valoriser l'extrême volatilité d'un monde EnR -véhicule électrique – prosumers.

Dans ce cadre, personne n'investit dans la flexibilité. Reste à inventer le modèle économique pour rémunérer la flexibilité¹⁵. Quelques pistes se dégagent des débats sur la question :

- a. L'organisme en charge de la stabilité du système électrique ou le client en recherche de flexibilité propose un PPA (Power Purchase Agreement) pour développer des moyens de flexibilité ou de stockage¹⁶. Le PPA garantit sur longue durée à l'investisseur la rémunération du capital nécessaire à la fourniture de ces services. En dehors des obligations contractuelles du PPA, l'investisseur

¹¹ Voir le document Energie Future de la Petite Hydro

¹² Réglage primaire, secondaire et marché d'ajustement

¹³ Les produits auront une forme de trapèze (puissance x temps). La possibilité pour l'hydro d'épouser un rectangle par sa capacité de montée ou de baisse de charge très rapide, de démarrage très court n'est ainsi pas reconnue alors que demandée par le gestionnaire de réseau (RTE).

¹⁴ De la seconde à quelques minutes

¹⁵ Cf Joint Research Center, EASE...

¹⁶ Ex STEP Gilboa Israel, STEP KOPSII Autriche, STEP Portugal, batteries USA

exploite son installation au mieux de ses intérêts sur les marchés. L'idée d'une redevance négative au renouvellement de concessions pour lesquelles l'Etat prescrirait la construction d'une STEP, procède d'une même logique.

- b. Des plateformes locales de flexibilité sont expérimentées, notamment en Allemagne. Il s'agit d'organiser la rencontre entre les besoins du gestionnaire du réseau de distribution pour lever les congestions du réseau et, les multiples offres de flexibilité des acteurs raccordés à ce réseau : consommateurs, prosumers, batteries, hydro...La démarche ENEDIS en cours s'y inscrit.

7 – Encourager et soutenir la rénovation du parc existant

Un des grands défis de l'hydro est dans sa capacité à rénover ses installations dans un modèle économique inadapté à des ouvrages sans durée de vie, éternels, qui néanmoins exigent de l'investissement continu. La rénovation des installations existantes doit être encouragée par des tarifs d'achat ou compléments de rémunération (au-delà d'un premier contrat) et doit pouvoir se faire en dehors des procédures d'appel d'offres quelle que soit la puissance des installations considérées. En effet, l'appel d'offres n'est pas adapté à la rénovation d'un parc qu'il convient de préserver dans toutes ses composantes pour n'abandonner aucune centrale.