
Sujet	Consultation STEP - Réponse d'Alpiq
Date	14/04/2023
À l'attention de	DGEC
Correspondants	B. Valluy, JC Meynard, G. Lecerf

Préambule :

Avec l'hypothèse d'une pénétration massive des nouvelles énergies renouvelables, le système électrique aura besoin de stockage d'énergie pour répondre à l'intermittence des productions renouvelables, aux besoins d'inertie du réseau, aux services de régulation du réseau, aux gestions de la congestion locale et aux reports d'investissement dans les réseaux. Ainsi, les besoins de flexibilité en lien avec les variations de la demande résiduelle, pourront augmenter très fortement. Cette augmentation devrait être particulièrement significative à l'horizon journalier à cause de l'augmentation de la production d'énergie solaire. A l'échelle hebdomadaire, c'est principalement le développement de l'éolien qui pourra créer une augmentation forte des besoins de flexibilité infra hebdo. A cet égard, il faut souligner que le pompage-turbinage pourra jouer et continuera de jouer un rôle important notamment dans la fourniture d'une flexibilité hebdomadaire et saisonnière (*International Forum on Pumped Storage Hydropower, Pumped Storage Hydropower Capabilities and Costs, September*).

L'actuelle Programmation Pluriannuelle de l'énergie table sur 1,5 GW de STEP à l'horizon 2030-2035. Si l'on se réfère aux scénarios de RTE à l'échéance 2050, le scénario « socle nucléaire » prévoit à la fois davantage de STEP (10 GW), des OCGT (5 GW) et des TAC biofuel (22 GW), considérées à la date de l'étude comme les solutions les moins chères, jusqu'à atteindre les contraintes de potentiel, avec un développement de nouvelles solutions de stockage (batteries et P2G2P) très limitées (6 GW au total). De son côté, le scénario « Flexibilité décentralisée » repose essentiellement sur le stockage (29 GW de batteries, 16 GW de P2G2G et 5 GW de STEP) étant donnée sa compétitivité. Par ailleurs, dans les deux scénarios, le suréquipement des barrages existants est économique : 900 MW sont ainsi ajoutés. Selon l'étude Compass Lexicon – France Hydro (*L'Hydroélectricité au défi de la flexibilité, 2020*), on peut tabler sur une hypothèse d'un potentiel de 10 GW de nouvelles STEP pour la France, réparti en STEP de 10h et 30h, et selon 3 niveaux de CAPEX (de 1500 à 2500 €/kW). Dans le scénario « Socle Nucléaire », les STEP sont développées au maximum du potentiel (10 GW) tandis que dans le scénario « Flexibilité décentralisée », le développement est limité à 50% du potentiel du fait de la compétitivité accrue des batteries.

Une fois considéré ces hypothèses, il convient de souligner que, selon cette même étude, dans les deux scénarios RTE considérés, un problème de modèle économique de la flexibilité se pose puisque tous les moyens de flexibilité nécessaires ne sont pas rentables. Ce « missing money » doit donc nécessairement être couvert par une rémunération hors marché (prix de capacité/de capacité flexible), faute de quoi les moyens ne se développeront pas.

C'est cette rémunération hors marché qu'il faut donc correctement dimensionner afin d'apporter une visibilité aux opérateurs, ainsi que le recommande l'IFPSH : « *An appropriate regulatory framework must provide enough revenue visibility for operators and to allow the profitability of new PSH investments.* »

Q1: Dans quelle mesure un soutien public vous paraît indispensable pour le développement de STEP

Comme exposé en préambule, les STEP seront indispensables à moyen et long terme. Or, le marché actuel et son évolution estimée à date, et plus particulièrement le spread « peak - off peak » et sa volatilité, ainsi que la rémunération des services de régulation du réseau, ne permettent pas de rentabiliser ce type d'installation dans un délai raisonnable. En particulier, les hypothèses d'effondrement des prix sur les dix prochaines d'années semblent robustes, notamment au regard de l'effet de cannibalisation¹.

Dans tous les scénarios de revenus day-ahead dont nous disposons, il y a un problème de « missing-money » pour les STEP. Bien entendu, le niveau de « missing money » dépend du scénario de prix, de la puissance, de la capacité de stockage (en heures) et de la durée de concession, mais il est nul dans aucun scénario, et, dans le cas le plus défavorable, il est supérieur à 60% (du capital investi).

Q2: Quelle forme de soutien vous paraît la plus adaptée ?

- La forme la plus adaptée est l'aide à l'investissement qui réduit le risque entrepreneurial et évite les risques juridiques et politiques inhérent au complément de rémunération.
- La troisième possibilité prévoyant une combinaison des deux dispositifs pourrait s'avérer être le meilleur compromis entre les intérêts de l'Etat et la réduction du risque entrepreneurial pour le concessionnaire.

Q3: Plus spécifiquement sur le complément de rémunération si vous le jugiez pertinent :

- a) La période hebdomadaire M0 vous convient-elle ?
 - b) Combien d'heures doivent être choisies pour le calcul des variables P vente et P achat ?
 - c) Quelle valeur attribuer à la prime fixe si le M0 est négatif
 - d) Quelle valeur de rendement des installations choisir en fonction de la longueur de la conduite forcée et de la hauteur de chute
 - e) Quel niveau de P refEtat serait pertinent N ?
- Alpiq considère qu'un soutien hors marché (soutien à l'investissement de type capacitaire) est plus adapté à ce type d'actif de stockage, puisque, dans le cas d'une STEP, il y a une forte composante d'optimisation de l'actif qui n'est pas compatible avec le cadre du complément de rémunération. Cf. nos réponses aux questions suivantes.
 - Néanmoins, nous fournirons ultérieurement une estimation de ces paramètres dans le cas d'un complément de rémunération.

Q4: Plus spécifiquement sur l'aide à l'investissement, si vous la jugiez pertinente, quel serait l'ordre de grandeur nécessaire au développement de tels projets (le cas échéant en fonction de différentes caractéristiques majeures dont le rapport hauteur de chute / longueur de la conduite forcée) ?

Outre le rapport longueur du chemin d'eau sur hauteur de chute, le coût spécifique du pompage turbinage dépend de la hauteur de chute elle-même (les basses chutes sont plus chères en termes

¹ Les énergies renouvelables intermittentes, par leur coût marginal nul, se trouvent systématiquement appelées en premier pour répondre aux besoins de consommation, et tirent en même temps les prix de marché vers le bas, créant ainsi un phénomène de cannibalisation : plus les énergies renouvelables se développent, plus leurs revenus sont faibles et instables.

de coûts d'équipements électromécaniques que les hautes chutes), la nécessité ou pas d'enterrer les ouvrages principaux (conduites).

L'ordre de grandeur attendu serait compris entre 30% et 60% pour les plus mauvais sites.

Q5 : Plus spécifiquement sur l'aide à l'investissement combinée à une aide au fonctionnement, si vous la jugez pertinente :

- a) Quel niveau d'aide à l'investissement forfaitaire serait optimal dans le cas où l'aide à l'investissement serait associée à un complément de rémunération ?

Ce niveau devrait être de l'ordre de 20% à 40%

- b) Quels éléments faudrait-il intégrer dans le socle d'OPEX dont la couverture par les revenus de marché et l'aide au fonctionnement serait garantie ?

Le socle d'Opex devrait couvrir les postes suivants :

- Personnel d'exploitation,
- Frais d'exploitation courants (matériels et prestations),
- Assurances.

Q6: Quel mécanisme jugeriez-vous le plus pertinent pour prévenir les éventuelles sur rentabilités ?

- Une subvention à l'investissement plafonnée s'appuyant sur un calcul de rentabilité ex. ante (Coût Moyen Pondéré du Capital (CMPC) plafonné).
- Les frais d'études et du maître de l'ouvrage seraient plafonnés à un pourcentage basé sur un benchmark national et européen pour des ouvrages équivalents (10% à 20% dépendant de la taille de l'aménagement concerné).
- Idem pour les frais de gestion.

Q7: Quelles pourraient être les formes de participation des collectivités territoriales à la l'investissement dans les projets de STEP ?

- Une participation en tant qu'actionnaire d'une SEM-H en application de l'article L521-18 du code de l'énergie.
- Dans ce cas de figure, les collectivités territoriales participant au capital des SEMH devront, préalablement à la finalisation des cahiers des charges de concession et des pactes d'actionnaires, réfléchir à l'équilibre financier qu'elles souhaitent trouver entre, d'une part, le montant de la redevance perçue et les dividendes reçus de la SEMH et, d'autre part, les montants à investir par elles pour financer les investissements nécessaires. A cet égard, la participation devrait être plafonnée à un pourcentage du budget annuel de la collectivité publique de manière à limiter le risque entrepreneurial pour l'exploitant et actionnaire principal.

Q8: Pour les développeurs seriez-vous intéressés par le lancement de procédures de nouvelles concessions de type STEP en sites vierges, telle que celle envisagée pour une nouvelle concession sur le site des Lacs Blanc et noir, dans le Haut Rhin, avec ou sans soutien public ?

- Alpiq a manifesté son appétence pour investir en France et apporter son savoir-faire hydroélectrique dès les premières annonces en matière de renouvellement des concessions dans les années 2006-2008. Malgré l'absence de mise en œuvre de ce renouvellement prévu par la loi

française, Alpiq maintient son intérêt pour de tels investissements sur sites existants ou sites greenfield (ou semi greenfield), en concession ou autorisation, en particulier dans le domaine des STEP au regard de son expertise historique et récente (Nant-de-Drance, Veytaux 2, ...), sous réserve bien entendu que les annonces soient suivies d'effet (risque politique) et que le risque entrepreneurial soit limité.

Q9: Si la future programmation pluriannuelle de l'énergie mettait en évidence un potentiel de développement pour les petites installations, quel dispositif de soutien vous semblerait le plus adapté à d'éventuelles STEP de faible puissance (sous le régime de l'autorisation)?

- Les STEP de faible puissance ont tendance à avoir un prix de revient du stockage supérieur aux aménagements de grandes puissances. Dans ce cas de figure, un dispositif de soutien est donc d'autant plus déterminant (missing money supérieur d'une dizaine de point environ pour les STEP de petites tailles dans nos scénarios de revenus DA medium).
- Afin d'éviter des frais administratifs trop importants pour l'Etat, il serait plutôt recommandé d'avoir recours en priorité à une aide à l'investissement plafonné par un calcul d'actualisation des coûts (VAN) sur 30 ans (durée de vie des équipements électromécaniques de petites centrales hydroélectriques) le CMPC étant fixé a priori.
- On pourrait aussi imaginer un accord d'achat d'énergie stockée. Dans ce cadre, le développeur du projet et l'acheteur d'énergie conviennent de vendre et d'acheter une quantité prédéterminée d'électricité, en l'occurrence l'énergie maximale déchargée par le stockage d'énergie en une journée, à un prix fixe, pour un intervalle de temps fixe. Du point de vue de l'acheteur d'énergie, les flux de trésorerie des assets de stockage par procuration sont basés sur les revenus de l'exploitation optimale d'une technologie de stockage d'énergie virtuelle (avec des caractéristiques prédéfinies) sur le marché « day-ahead ».