

L'hydroélectricité au défi de la flexibilité

Modèles économiques

Etude menée par



France Hydro Electricité a confié à Compass Lexecon une étude pour se projeter aux horizons de la rupture dans le nouveau système énergétique.

La grande hydraulique EDF Hydro, CNR, SHER et l'ADEME ont bien voulu être associés à l'étude.

Une restitution de l'étude est prévue le 1^{er} décembre 2020 en webinaire

Nos Partenaires



Contact presse

Aurélié Dousset / aurelie.dousset@france-hydro-electricite.fr / 06 09 66 58 87

Le contexte

Le Green Deal

Avec le Green Deal, l'Europe veut aller encore plus loin dans la décarbonation de l'énergie. Cette rupture programmée du système énergétique d'ici l'horizon 2050 va voir une pénétration forte de l'électricité dans les usages, la mise hors service des centrales conventionnelles et une prépondérance des énergies renouvelables dans le mix de production. Cette prépondérance sera possible notamment grâce au développement de l'éolien et du photovoltaïque, énergies renouvelables, variables et réparties, ce qui entraînera **un besoin massif de sources de flexibilité**.

La flexibilité ne se réduit pas au besoin de stockage. Elle comprend deux dimensions :

- Une globale à l'échelle du système électrique pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande à toutes les échelles de temps, donc garantir la tenue de la fréquence à 50 Hz ;
- L'autre locale pour accompagner le changement de destination des réseaux de distribution appelés à collecter les EnR, notamment pour gérer la tension dans les limites techniques admissibles, résoudre les congestions...

Bien sûr plusieurs sources de flexibilité sont ou seront disponibles comme : les batteries, l'utilisation des véhicules électriques pour le réseau, l'hydrogène (P2G2P), le pilotage de la consommation par le big data, les effacements, le renforcement des lignes d'interconnexion... ou la participation des énergies renouvelables elles-mêmes à la flexibilité. **Mais quels en seront les coûts, les performances, l'accessibilité, l'acceptabilité ?**

De nombreux débats et colloques sont consacrés à cette question. Peu évoquent l'hydroélectricité.

L'hydroélectricité essentielle pour l'équilibre du système électrique

Ses services sont ignorés car liés à l'histoire de l'électricité, donc devenus « naturels ». Tout dispatcheur de gestionnaire de réseau, tout trader de responsable d'équilibre a du mal de concevoir sa mission sans la dynamique très rapide des centrales de lac (9 GW). D'autant plus s'agissant des stations de transfert d'énergie par pompage STEP (5 GW) car leur flexibilité dans les deux sens double cette capacité, en injection et en soutirage, avec des centaines de MW mobilisés en cinq minutes après un simple ordre de marche. **Le système électrique conventionnel a fini par oublier que les centrales d'éclusées représentent une capacité de modulation équivalente à celle attendue de plusieurs milliers de batteries (plus de 2 GW). Même l'hydroélectricité au fil de l'eau, réputée énergie « fatale », module de fait sa puissance pour s'adapter aux marchés intra-day et au mécanisme d'ajustement.** Le Rhône ou le Danube en sont des exemples notoires.

L'Allemagne, déjà confrontée à la problématique de la flexibilité, a révélé le potentiel de flexibilité de la petite hydroélectricité. Une étude du BDW¹ et de l'université de Wuppertal² conclut que la valeur de remplacement de la petite hydroélectricité allemande répartie serait de 1 G€ pour apporter le même service au réseau. Une autre, Bavaroise, menée par le Forschungsstelle für Energiewirtschaft (FFE)³, révèle le potentiel de modulation des petites centrales bavaroises tout en respectant les normes environnementales de la Directive européenne Cadre sur l'Eau (DCE). Les 2900 MW installés offrent 1000 MW de modulation, soit 750 MWh déplacés : des milliers de batteries.

Tout cela sans parler des autres services de l'hydro tels que le réglage de tension ; le fonctionnement des groupes hydro en compensateur synchrone, technique aujourd'hui inusitée ; le renvoi de tension après écroulement du réseau ; et l'inertie des masses tournantes synchronisées qui va devenir un bien précieux.

¹ Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke

² Grid Contribution of Small Hydroelectric Plants to Secure and Economical Electricity Supply in Germany 2018

³ Flexibilisierung der Laufwasserkraftwerke in Bayern 2013

L'HYDROELECTRICITE A DEJA DES PERFORMANCES HAUTEMENT DYNAMIQUES

La R&D consacre d'importants moyens pour l'accroître encore : profils de roues optimisés, vitesse variable, groupes de pompage ternaires, pompage en court-circuit hydraulique, centrales mixtes hydro-batteries, élargissement de la fourniture d'énergie réactive, etc. Aller plus loin dans le passage très rapide à pleine puissance à partir de l'arrêt, dans la capacité à changer de mode entre pompage et turbinage, élargir les plages de fonctionnement, étudier la résilience à la fatigue des organes... plusieurs programmes R&I de Horizon Europe 2020 y sont dédiés.

Le besoin est déjà là. Certains opérateurs anticipent et investissent pour augmenter leur flexibilité :

- La STEP autrichienne KOPS II avec un investissement majoré de 25% pour répondre dans des temps encore plus brefs à plus de 20 changements d'état par jour (arrêt-turbine-pompe) ;
- La STEP israélienne de GILBOA où le gestionnaire de réseau rémunère hors marché un démarrage en 1 mn en lieu et place des 6 mn de la technologie classique.

Par ailleurs, cette flexibilité extrême peut se manifester par la problématique détectée par ENTSOE où le fast ramping de l'hydro entre deux blocs de marché rectangulaires finit par perturber la fréquence.

SANS HYDROELECTICITE DANS LE SYSTEME ELECTRIQUE EUROPEEN, ON PEUT CRAINDRE L'ECROULEMENT DES RESEAUX.

Qu'en sera-t-il lorsque a fortiori les centrales conventionnelles seront hors service ?

Investir dans la flexibilité n'est pas rentable

La part croissante des EnR dans le mix réduit le spread peak - off peak⁴ donc la valeur du stockage et pourtant le développement des énergies renouvelables réclame plus de stockage. Pour ne prendre que l'outil de flexibilité le plus emblématique, à savoir les STEP, et même si elles restent la technologie la plus compétitive de stockage, force est de constater que **tous les projets européens de STEP sont abandonnés faute de rentabilité.**

⁴ Ecart de prix entre les heures chères et moins chères

A l'autre extrémité de la problématique de la flexibilité, le modèle économique des **services système** est hérité du passé lorsqu'ils étaient un besoin à la marge. Leur rémunération sur le principe de la perte d'opportunité sur le marché ne prend pas en compte les coûts de capital mobilisé pour rendre le service. Aucun acteur n'investira dans la flexibilité malgré les besoins croissants sur cette seule base des occurrences d'être appelé.

D'où le paradoxe de la flexibilité : plus le système a besoin de flexibilité, moins la flexibilité se rentabilise.

L'étude de COMPASS LEXECON à la demande de FRANCE HYDRO ELECTRICITE

L'étude a pour objet trois points :

1. Les besoins actuels de flexibilité et la contribution de l'hydroélectricité.
2. Les besoins futurs à l'horizon long terme 2050 après la rupture du modèle énergétique, du conventionnel vers le décarbonné, avec :
 - Un modèle offre-demande sur la base de deux scénarios contrastés afin de révéler les problématiques du market design⁵ ;
 - Les défis de flexibilité sur les réseaux de distribution et transport.
3. L'évolution souhaitable du modèle économique. Quel signal pour préserver les capacités de flexibilité existantes et en développer de nouvelles ?

Une étude de haut niveau d'expertise macro-économique sur le cas français mais interconnecté au système européen.

L'hydroélectricité prise comme révélateur de la flexibilité car déjà confrontée aux défis du futur. Mais une étude technologiquement neutre où l'adaptation du market design profitera à chaque technologie au mieux de ses performances propres.

Fabien Roques de COMPASS LEXECON et ses équipes ont conduit l'étude.

Les grands hydro-électriciens EDF Hydro, CNR, SHEM se sont portés partenaires de l'initiative de FRANCE HYDRO ELECTRICITE. L'ADEME s'est associée à l'étude.

⁵ Market design désigne la conception et l'organisation du marché de l'énergie

Les résultats

1. Les besoins actuels de flexibilité et la contribution de l'hydro

L'équilibre offre-demande actuel

Sur la base des dernières années, **l'étude confirme le rôle primordial joué par l'hydroélectricité** pour la flexibilité selon ses trois composantes :

- La variation structurelle de la demande résiduelle⁶. L'hydro en est le principal fournisseur de flexibilité sur le journalier (20%) et l'infra-journalier (50%). En hebdomadaire et saisonnier, le nucléaire et les interconnexions sont les sources principales même si l'hydro y participe.
- La couverture des erreurs de prévision de la demande résiduelle entre le J-1 et le temps réel. L'hydro est un outil d'excellence pour la gestion d'un responsable de portefeuille d'équilibre aussi bien que pour répondre au mécanisme d'ajustement (40% à 50% des activations).
- Les aléas à dynamique rapide (inférieurs à la demi-heure) pour lesquels les réserves de RTE peuvent être potentiellement couvertes de 50% à 100% par l'hydro.

Les réseaux

L'étude met en avant (i) la participation de l'hydroélectricité au réglage de tension par contrôle du réactif, (ii) aux congestions par modulation de sa puissance ou report de ses programmes de marche, (iii) aux solutions intelligentes de raccordement et (iv) au renvoi de tension en cas de black-out.

⁶ Demande résiduelle = consommation – énergies renouvelables variables

⁷ Le modèle est au pas horaire. Il ne traite pas des réserves de réglage de fréquence. Seule la théorie des systèmes asservis peut appréhender les flexibilités à haute dynamique à l'échelle de la minute ou de la seconde (ex : les performances ultra dynamiques de l'hydro pour la tenue de la fréquence). Les problématiques de flexibilité locale sur les réseaux sont traitées par ailleurs (ex : le rôle de l'hydro pour la gestion locale des réseaux).

2. Les besoins futurs à l'horizon long terme 2050

Le modèle offre-demande

Les simulations réalisées ont pour but d'étudier à horizon 2050 l'économie de la flexibilité sur la base des besoins de flexibilité et de l'adéquation de capacité flexible du système électrique français, dans le contexte d'un objectif de neutralité carbone et d'une incertitude croissante sur les développements des nouvelles sources de flexibilité⁷.

Deux scénarios cohérents et contrastés sont étudiés : (i) un scénario appelé « Flexibilité décentralisée » dans lequel la part du nucléaire diminue fortement à 6% d'ici 2050⁸ mais où les nouvelles flexibilités (ex : batteries, P2G2P, capacité à rendre la demande flexible) sont disponibles à coût raisonnable et (ii) un scénario appelé « Socle nucléaire » où la part du nucléaire est de 23% en 2050 mais où les nouvelles flexibilités ont un coût élevé ou un déploiement plus contraint (ex : interconnexions).

Le modèle de COMPASS LEXECON permet d'optimiser le système électrique européen (sur le long terme, en optimisant les investissements et sur le court terme, en optimisant la production) de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement au moindre coût et sous contrainte des objectifs climatiques. Les données d'entrée utilisées proviennent de publications françaises, européennes ou internationales⁹.

Ses résultats sont éclairants.

En 2050, le besoin de flexibilité se révèle conséquent dans les deux scénarios du fait du développement fort des EnR variables. Le besoin de flexibilité à la fois journalière et hebdomadaire est multiplié par un facteur 5¹⁰. D'où la nécessité d'un développement massif des capacités flexibles afin de satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement, appréhendé par le modèle :

⁸ La part du nucléaire est une donnée exogène au modèle

⁹ S'agissant de mettre en évidence la problématique du market design de la flexibilité, le modèle ne retient pas de flexibilités gratuites additionnelles dont la réponse est incertaine (ex. usage profond des effacements, utilisation intensive des véhicules électriques pour les besoins du réseau).

¹⁰ La flexibilité journalière passe de 10 à 40 GWh/h ; la flexibilité hebdomadaire passe de 100 à 700 GWh/jour

- Les lacs font l'objet d'un suréquipement (+ 900 MW) sur la base du potentiel considéré comme disponible.
- Dans le scénario « Socle nucléaire », les STEP valorisent la totalité du potentiel de sites naturels retenu par les experts sur la base des publications du JRC¹¹, à savoir + 10 GW (STEP 10h et 30h), limité à + 5 GW (principalement des STEP 30h) par leur coût face à la concurrence des batteries dans le scénario « Flexibilité décentralisée ».
- Le reste des solutions flexibles développées dépendent du scénario étudié, principalement des TAC biofuel (22 GW + 5GW d'OCGT) dans le scénario « Socle Nucléaire » et des batteries (+29 GW) et du P2G2P (+16GW) dans le scénario « flexibilité décentralisée ».

DANS TOUS LES CAS, CES MOYENS NE SONT PAS NATURELLEMENT RENTABLES¹².

Les investissements nécessaires de flexibilité à l'horizon 2050¹³ sont massifs, de l'ordre de 3.5 G€/an à 4.5 G€/an selon les scénarios alors que **le missing money¹⁴ s'élève entre 1 G€/an et 2.2 G€/an**. Ce missing money doit nécessairement être couvert par une rémunération hors marché (prix de capacité/de capacité flexible), faute de quoi les moyens ne se développeront pas. Le scénario « Socle nucléaire » révèle un prix de la capacité flexible de 30 à 40 €/kW ; dans le scénario « Flexibilité décentralisée », le besoin de flexibilité est tel que ses revenus sont cannibalisés.

La situation est similaire dans les pays de l'Union Européenne.

Le missing money doit être couvert par une rémunération spécifique sans quoi ces moyens de flexibilité nécessaires ne se développeront pas.

Les défis de flexibilité sur les réseaux de distribution et transport

Le réseau de distribution met en évidence le rôle de la petite hydro. C'est le réseau le plus impacté par la problématique de la flexibilité.

Grâce à une exploitation dynamique, le parc de petite hydro (1.6 GW) a un potentiel de modulation de 250 MW pour 250 MWh déplacés à chaque modulation. Au-delà de son utilisation locale qui est à privilégier pour accompagner la transformation du réseau de distribution, ce potentiel est dans les ordres de grandeur des réserves nationales actuelles de réglage de fréquence.

A L'ECHELLE D'UNE VALLEE, L'HYDROELECTRICITE EST COMPLEMENTAIRE DU PHOTOVOLTAÏQUE

A l'échelle d'une vallée, l'hydroélectricité est complémentaire du photovoltaïque (PV) où une petite centrale hydro est un des rares outils de modulation significative de la puissance injectée active et réactive, capable d'équilibrer le cycle diurne du PV. **Une petite centrale équivaut à dix batteries domestiques (10 kW).** Elle pourrait lisser la charge de dix prosumers (cf. étude EnBW) ou lisser l'appel d'une borne de recharge rapide pour véhicule électrique (cf. étude PRE, distributeur Tchèque). **Une petite centrale permet d'accroître de +20% la capacité d'une ligne HTA pour accueillir du PV.**

Sans compter le développement de mini STEP sur la base des travaux de recherche – innovation R&I poursuivis en Europe pour concevoir de petites turbines - pompes efficaces.

Quant au réseau de transport confronté à des problèmes de tension et de congestion, le rôle de l'hydro réparti dans les vallées ne peut que s'accroître pour y répondre.

¹¹ Etude du Joint Research Center "Assessment of the European potential for pumped hydropower energy storage" 2013 et e-Storage 2015

¹² Sauf le suréquipement des lacs et les STEP dans le scénario « socle nucléaire »

¹³ Après échéance de la PPE

¹⁴ Calculé comme les revenus manquant pour rentabiliser ces moyens de flexibilité.

3. L'évolution souhaitable du modèle économique

LE MARKET DESIGN DE LA FLEXIBILITE PRESENTE DES MANQUES

Le market design actuel de rémunération de la flexibilité présente des manques ne permettant pas de rémunérer suffisamment la flexibilité alors même que l'étude précédente à horizon 2050 met en avant un besoin fort de nouvelles flexibilités et d'une meilleure rémunération.

Concernant le suivi de la demande résiduelle, la finesse de découpage des blocs du marché (en France au mieux 30 mn) conditionne la capacité du marché à valoriser les performances à haute dynamique nécessaires pour rapprocher les offres de production et de consommation en temps réel. C'est le cas du ramping ultra rapide de l'hydro.

La gestion des aléas par la constitution de réserves rémunérée sur perte d'opportunité de marché, ne révèle pas la valeur assurantielle des moyens non contractualisés. De plus ce principe de rémunération à la marge ne donne pas de signal à long terme. C'est le cas de l'hydro disponible à l'arrêt ou capable de modulation.

SUR LES RESEAUX, PLUSIEURS SERVICES NE SONT PAS REMUNERES

Sur les réseaux, plusieurs services ne sont pas rémunérés comme (i) le réglage de tension sur le réseau de distribution, (ii) les capacités mises à disposition ou en marche différée pour traiter les congestions, (iii) l'hydro à disposition pour la reconstitution du réseau. En France le « modèle marge » du mécanisme d'ajustement optimise les réserves sans rémunérer à sa juste valeur la flexibilité de l'hydro mobilisée pour ce faire.

Enfin, si le mécanisme de capacité vise à garantir de disposer de suffisamment de puissance pour couvrir la demande à son plus haut, il ne garantit pas de disposer de suffisamment de flexibilité pour suivre les variations de puissance.

En résumé, la problématique est essentiellement celle du long terme. Comment assurer le développement et le financement des nécessaires investissements en sources de flexibilité tant pour (i) palier l'augmentation de la variabilité de la demande résiduelle, (ii) l'augmentation des variations de fréquence et de l'ampleur des aléas, (iii) pour palier la baisse de la capacité commandable que (iv) pour éviter des renforcements réseau à même de gérer l'intermittence et raccorder les EnR variables ?

Aussi, l'étude explore à travers le monde les expériences pour résoudre cette inadéquation du market design de la flexibilité, notamment dans des pays déjà en situation critique de flexibilité comme la Californie, l'Irlande, la Grèce ou d'autres...

> Les principales recommandations



Concernant le marché

La création d'un mécanisme de capacité flexible ; des produits de marché plus fins, notamment dans le couplage européen des produits infra-journalier ; des produits de réserve dédiés au suivi de la demande résiduelle.



Concernant les services système

Le traitement équitable de toutes les technologies pour rémunérer leurs performances spécifiques y compris les services imposés par le Grid Code.



Concernant les besoins de gestion du réseau

Développer les plateformes locales de flexibilité avec rémunération des services rendus propres à chaque technologie à condition de les articuler entre réseau de distribution et réseau de transport.

Conclusions

Le futur système électrique reposera sur trois composantes : l'énergie, la puissance et la flexibilité.

L'hydroélectricité est depuis toujours le moyen de flexibilité indispensable à l'équilibre du système et à la gestion des réseaux. Le potentiel de développement de sa flexibilité est significatif. Son rôle de premier plan dans la transition énergétique en fait un révélateur des problématiques de market design pour donner les bons signaux économiques aux nécessaires et colossaux investissements dans la flexibilité.

L'hydroélectricité est un révélateur des défis de la flexibilité.

Le market design du "Energy Only Market" même complété par les mécanismes de capacité ne répond pas aux défis du futur. Ni celui des Services Système issu d'une rémunération à la marge, optimisée selon les contraintes locales, sur fond de dispositions réglementées.

La référence du marché aux coûts de combustible pour assurer son équilibre économique va se réduire au profit de l'exigence de rentabilité des capitaux (CAPEX) des technologies du futur mix dont la plupart sont à coût marginal nul (ou faible) : hydro, EnR, nucléaire... C'est aussi le cas des technologies de flexibilité¹⁵ : STEP, batteries, P2G2P, interconnexions...

De même, le passage d'un système conçu autour d'unités de production de grande taille vers un système de productions réparties change fondamentalement la gestion des réseaux. Reste à trouver les signaux pertinents pour optimiser l'économie générale de cette transformation et faire émerger les technologies les plus performantes comme l'hydro, notamment la petite hydro.

Il faut impérativement faire évoluer le market design du système électrique pour développer les flexibilités nécessaires.

Les temps du système énergétique sont des temps longs tant en développement qu'en fonctionnement. 2050 est proche si l'on veut adapter le market design, puis le rendre pertinent, propre à orienter la recherche, les investissements.

FRANCE HYDRO ELECTRICITE et les hydro électriciens souhaitent largement partager leur expérience de la flexibilité, leur domaine d'excellence depuis toujours. L'enjeu de la flexibilité dans la transition énergétique relève, pour la plupart des technologies, d'une économie sur des cycles longs fondée sur les charges de capital et en l'absence de coût marginal. C'est justement le cadre économique de l'hydroélectricité où la valeur de l'eau ne se révèle que par les services rendus. L'étude de COMPASS LEXECON se veut une première contribution pour faire évoluer le market design vers une rémunération de l'électricité en phase avec les besoins de demain.

¹⁵ Pour ces technologies, le CAPEX est un facteur prédominant, même pondéré par leur rendement