



L'hydroélectricité au défi de la flexibilité -
Quels besoins ? Quelle contribution ? Quel modèle
économique ?

Résultats de l'étude de Compass Lexecon

**Webinaire France Hydro Electricité : L'Hydroélectricité au défi de la flexibilité,
1^{er} décembre 2020**

Présentation par Fabien Roques et Nicolas Hary



DISCLAIMER

DISCLAIMER

This report has been prepared by FTI France S.A.S., trading as Compass Lexecon (“Compass Lexecon”) for France Hydro Electricité under the terms of France Hydro Electricité’s engagement with Compass Lexecon (the “Contract”).

This presentation has been prepared solely for France Hydro Electricité and no other party is entitled to rely on it for any purpose whatsoever.

Compass Lexecon accepts no liability or duty of care to any person (except to France Hydro Electricité under the relevant terms of the Contract) for the content of the presentation. Accordingly, Compass Lexecon disclaims all responsibility for the consequences of any person (other than France Hydro Electricité on the above basis) acting or refraining to act in reliance on the report or for any decisions made or not made which are based upon such report.

The presentation contains information obtained or derived from a variety of sources. Compass Lexecon does not accept any responsibility for verifying or establishing the reliability of those sources or verifying the information so provided.

No representation or warranty of any kind (whether express or implied) is given by Compass Lexecon to any person (except to France Hydro Electricité under the relevant terms of the Contract) as to the accuracy or completeness of the report.

The presentation is based on information available to Compass Lexecon at the time of writing of the report and does not take into account any new information which becomes known to us after the date of the report. We accept no responsibility for updating the report or informing any recipient of the report of any such new information.

Any recipient of this report (other than France Hydro Electricité) shall not acquire any rights in respect of the report. All copyright and other proprietary rights in the report remain the property of Compass Lexecon and all rights are reserved.

© 2020 FTI France S.A.S. All rights reserved.

OBJECTIFS DE L'ÉTUDE ET STRUCTURE DU RAPPORT

- ❑ France Hydro Electricité a engagé Compass Lexecon pour étudier
 - les **besoins de flexibilité actuels** du système électrique français et la **contribution de l'hydraulique** à y faire face
 - **l'évolution** des besoins de flexibilité du système électrique français à un horizon de long terme
 - les évolutions envisageables du **modèle de marché** afin de véhiculer **les bons signaux** permettant le maintien en conditions opérationnelles ou le développement de moyens flexibles sur le système

Chapitre 1 - Etat des lieux actuel des besoins de flexibilité du système et de la contribution de l'hydraulique

- Identification des besoins de flexibilité du système électrique sur la base d'une analyse des dernières années
- Contribution de l'hydraulique à répondre à ces besoins

Chapitre 2 - Analyse des besoins de flexibilité à long terme (horizon 2050)

- Modélisation des besoins liés à l'équilibre offre-demande selon deux scénarios
- Analyse des enjeux de flexibilité sur les réseaux de transport et de distribution

Chapitre 3 - Pistes d'amélioration du *market design* pour mieux valoriser la flexibilité

- Identification des sources de rémunération actuelles des moyens flexibles et de la valeur apportée au système
- Revue de dispositifs complémentaires
- Recommandations de pistes d'évolution du *market design*

TABLE DES MATIÈRES

Introduction

Etat des lieux actuel des besoins de flexibilité du système et de la contribution de l'hydraulique

Analyse des besoins de flexibilité à l'horizon 2050

Pistes d'amélioration du *market design*

LES BESOINS DE FLEXIBILITÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE ONT PLUSIEURS DIMENSIONS

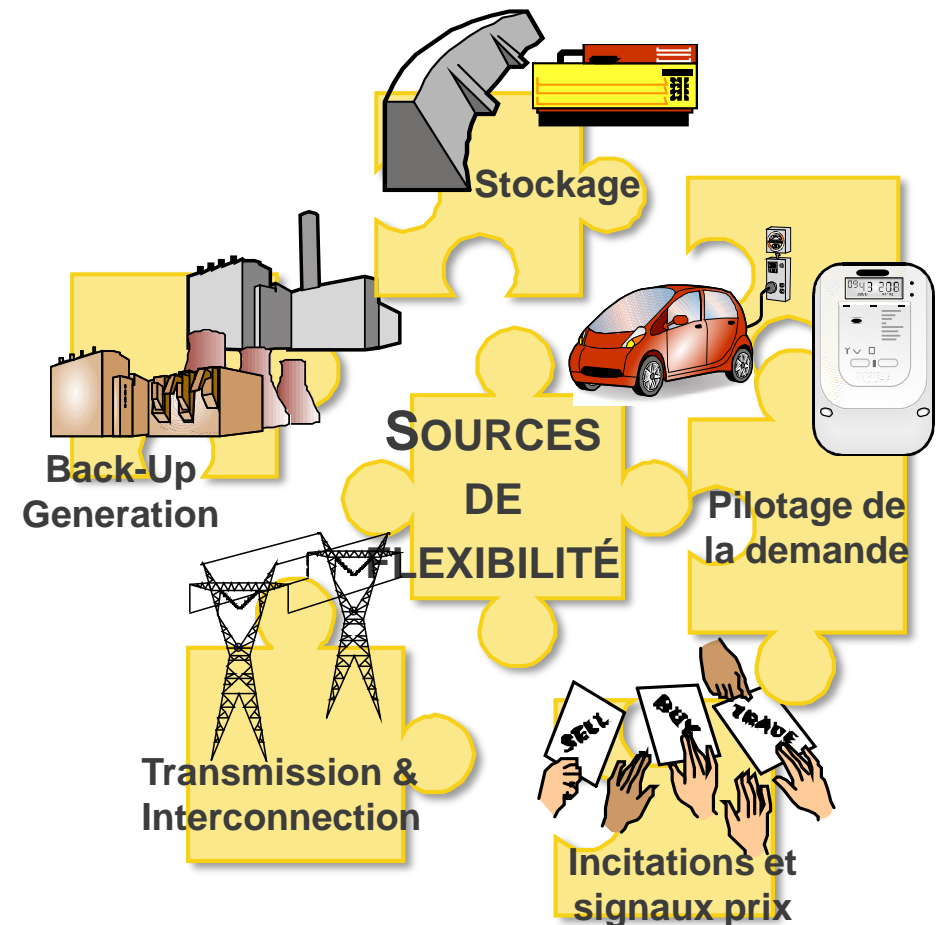
- ❑ La gestion du système électrique a deux objectifs principaux :
 - Maintenir l'équilibre offre-demande au
 - Maintenir un bon fonctionnement des réseaux (niveau de tension, congestions...)

- ❑ Sur cette base, nous regroupons les besoins de flexibilité du système électrique en **trois dimensions** clefs :

	Type de besoin	Origine du besoin
1	Accompagner les variations de la demande résiduelle	Variations structurelles de la demande résiduelle
2	Faire face aux aléas	Phénomènes aléatoires et erreurs de prévision de la demande résiduelle (de quelques heures à quelques secondes)
3	Maintenir l'équilibre des réseaux de transport et distribution	Apparition de congestions et de variations de tension

DE MULTIPLES SOURCES DE FLEXIBILITÉ SONT POSSIBLES POUR RÉPONDRE À CES BESOINS, AVEC DES CARACTÉRISTIQUES DIFFÉRENTES

- ❑ **Plusieurs sources de flexibilité** de nature variée peuvent répondre aux besoins identifiés
- ❑ Ces sources de flexibilité se différencient par leurs **caractéristiques techniques et leurs coûts**
 1. La commandabilité: capacité à réagir à un signal
 2. La dynamique: capacité de ramping (MW/unité de temps)
 3. La puissance commandable (MW)
 4. L'énergie transférable (MWh)



PARMI CELLES-CI, L'HYDRAULIQUE A LA CAPACITÉ TECHNIQUE DE COUVRIR TOUS LES BESOINS IDENTIFIÉS

❑ Quatre types de technologies sont à distinguer

- Les centrales de lac qu'une retenue permet de commander
- Les centrales de fil de l'eau dont la production ne peut être pilotée que sur quelques heures
- Les centrales éclusées dont la situation est intermédiaire, avec des retenues pouvant stocker jusqu'à quelques jours
- Les STEP permettant de pomper afin de stocker en période creuse avant de turbiner en période de prix élevé

	STEP	Lac	Eclusées	Fil de l'eau	Fil petite hydro**
Commandabilité	oui	oui	partielle	partielle	potentielle
Capacité de stockage	10h	> 400h	2 à 400h	0 à 2h	maximum 30'
Capacité de modulation	20-100%*	20-100%	20-100%	20-100%	20-100%
Démarrage et rampes	3-4'	3-4'	3-4'	10'	10'
Limites de modulation	non	non	non	non	non
Réglage de fréquence	oui	oui	oui	primaire	potentiel
Réglage de tension	oui	oui	oui	oui	potentiel
Black start	oui	oui	non	non	non

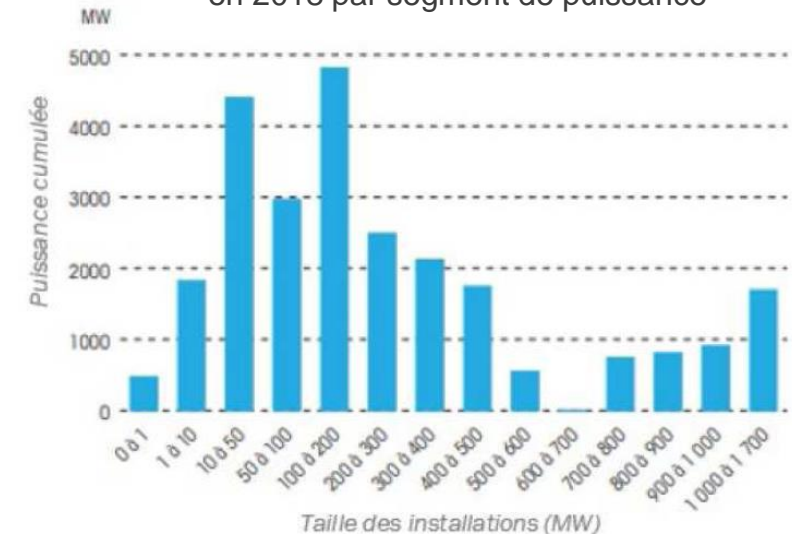
* en turbinage. Pas de modulation en pompage sur les STEP existantes, 50-100% sur les nouvelles.

** hydraulique raccordée au RPD

L'HYDRAULIQUE FRANÇAIS JOUE UN RÔLE CLEF DANS LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

- ❑ L'hydraulique français a une capacité installée de plus de 25 GW et produit ~60 TWh/an
 - La France est le plus gros producteur hydraulique d'Europe continentale
 - La filière hydraulique est la deuxième source d'électricité française, et la première des énergies renouvelables
- ❑ Le parc hydraulique français est très varié
 - Il compte environ 2 300 installations de tailles et de puissances très diverses, allant de quelques kW à 1.7 GW
 - Il se répartit entre le réseau de RTE, avec ~23.7 GW et le RPD avec ~1.6 GW (« petite hydraulique »)
 - Il est concentré à 80% dans les régions de montagne Auvergne Rhône-Alpes, Occitanie et PACA
- ❑ Le parc hydraulique français comprend une forte puissance déjà commandable, le reste l'est potentiellement
 - Il compte environ 5 GW de STEP et 9 GW de lacs
- ❑ La capacité hydraulique certifiée sur le registre de capacité RTE est de 14 GW, soit 15% du besoin français.

Répartition du parc hydroélectrique installé en 2018 par segment de puissance



Répartition des capacités hydrauliques du RPT par type de centrale

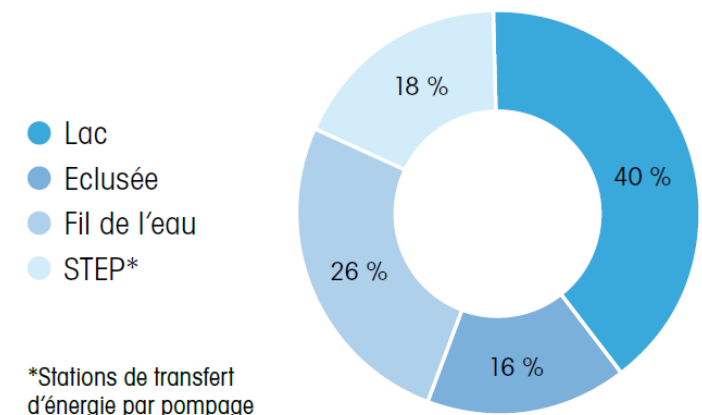


TABLE DES MATIÈRES

Introduction

Etat des lieux actuel des besoins de flexibilité du système et de la contribution de l'hydraulique

Analyse des besoins de flexibilité à l'horizon 2050

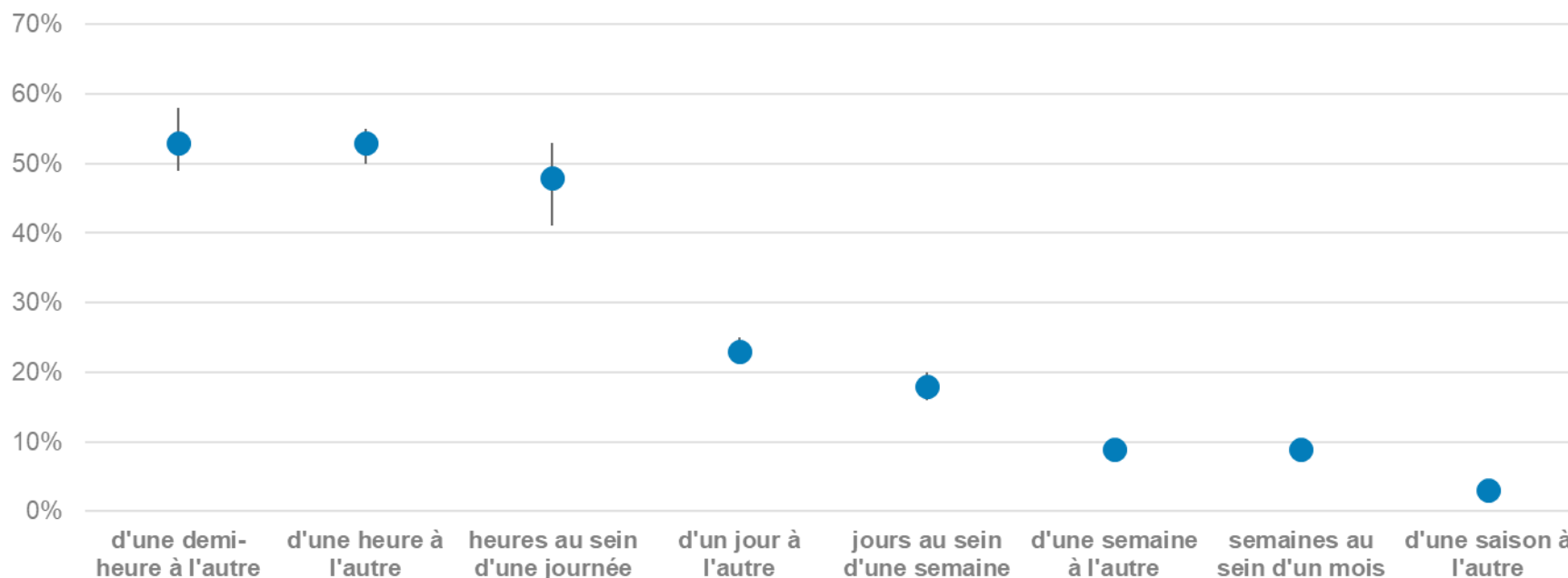
Pistes d'amélioration du *market design*

1 Variabilité de la demande résiduelle

L'HYDRAULIQUE EST UN CONTRIBUTEUR MAJEUR À LA COUVERTURE DES VARIATIONS DE DEMANDE RÉSIDUELLE SUR LES PAS DE TEMPS COURTS

- ❑ L'hydraulique commandable couvre environ **la moitié** des besoins de flexibilité du système sur les échéances **inférieures à la journée**.
- ❑ Sur les échéances **journalières**, sa contribution est d'environ **20%**, les autres sources de flexibilité (thermique, nucléaire, interconnexions) se partageant le reste sans tendance marquée.
- ❑ Sur les échéances hebdomadaires et saisonnières, la contribution de l'hydraulique est limitée (inférieure à 10%), les principales sources de flexibilité étant respectivement les interconnexions et le nucléaire.

Contribution de l'hydraulique commandable à la flexibilité du système électrique



Note: Les points représentent la moyenne des indicateurs analysés, et les barres la dispersion de ces indicateurs. La dispersion apparente n'est que partiellement représentative de la robustesse de l'estimation car le nombre d'indicateurs calculés varie entre les différents pas de temps.

2 Traitement des aléas

RTE A RECOURS À L'HYDRAULIQUE POUR LA MOITIÉ DE SES ACTIONS D'AJUSTEMENT, ET LE POTENTIEL DE L'HYDRAULIQUE SUFFIRAIT À COUVRIR ENTRE 50 ET 100% DES RÉSERVES

- ❑ Les aléas qui surviennent sur le système électrique sont traités par les responsables d'équilibre et par RTE
- ❑ L'hydraulique y joue également un **rôle prépondérant**

	Type d'aléa	Couverture	Part de l'hydraulique
1	Erreurs de prévision de la demande résiduelle demi-horaire	Actions des Responsables d'Equilibre (marché infra-J ou moyens en portefeuille) Actions de RTE en utilisant les offres libres sur le Mécanisme d'Ajustement	Pas de données publiques 40 à 50% des ajustements
2	Aléas à dynamique rapide sur un pas de temps inférieur à la demi-heure	Contractualisation et activation par RTE de réserves à dynamique spécifique (FCR, aFRR, mFRR)	Le potentiel couvre au moins 50% de FCR, 2/3 de aFRR et 100% de mFRR

LA PRODUCTION HYDRAULIQUE CONCOURT À SATISFAIRE QUATRE MISSIONS CLÉS DES GRT/GRD

Besoin

Contribution de l'hydraulique

1 Réglage de la tension

Maintenir la tension dans ses plages de fonctionnement normales en tout point du réseau.

Absorption et fourniture de réactif.

2 Traitement des congestions

Assurer la maîtrise des transits sur les ouvrages.

Modulation de la puissance active.*

3 Raccordement

Les gestionnaires de réseaux ont une obligation de raccordement e nouvelles installations (principalement EnR variables), mais les capacités d'accueil pour le raccordement sont saturées dans certaines zones.

Capacité de baisse de puissance active* et d'absorption de réactif pour éviter les surtensions.

4 Reconstitution du réseau

Être en mesure de reconstituer le réseau en toute situation.

Capacité de démarrage autonome (« *black start* ») et de renvoi de tension sur le réseau.*

TABLE DES MATIÈRES

Introduction

Etat des lieux actuel des besoins de flexibilité du système et de la contribution de l'hydraulique

Analyse des besoins de flexibilité à l'horizon 2050

Pistes d'amélioration du *market design*

LE BESOIN DE FLEXIBILITÉ EST ÉTUDIÉ PAR LA COMPARAISON DE DEUX SCÉNARIOS

Objectif des simulations:

- ❑ Analyser les **besoins de flexibilité** nationale et d'adéquation de capacité flexible du système électrique français à l'horizon **2050**
- ❑ Dans le contexte de l'objectif de **neutralité carbone** et de **fort développement des EnR** et **d'incertitudes sur les développements technologiques** des nouvelles sources de flexibilité.

Scénarios étudiés:

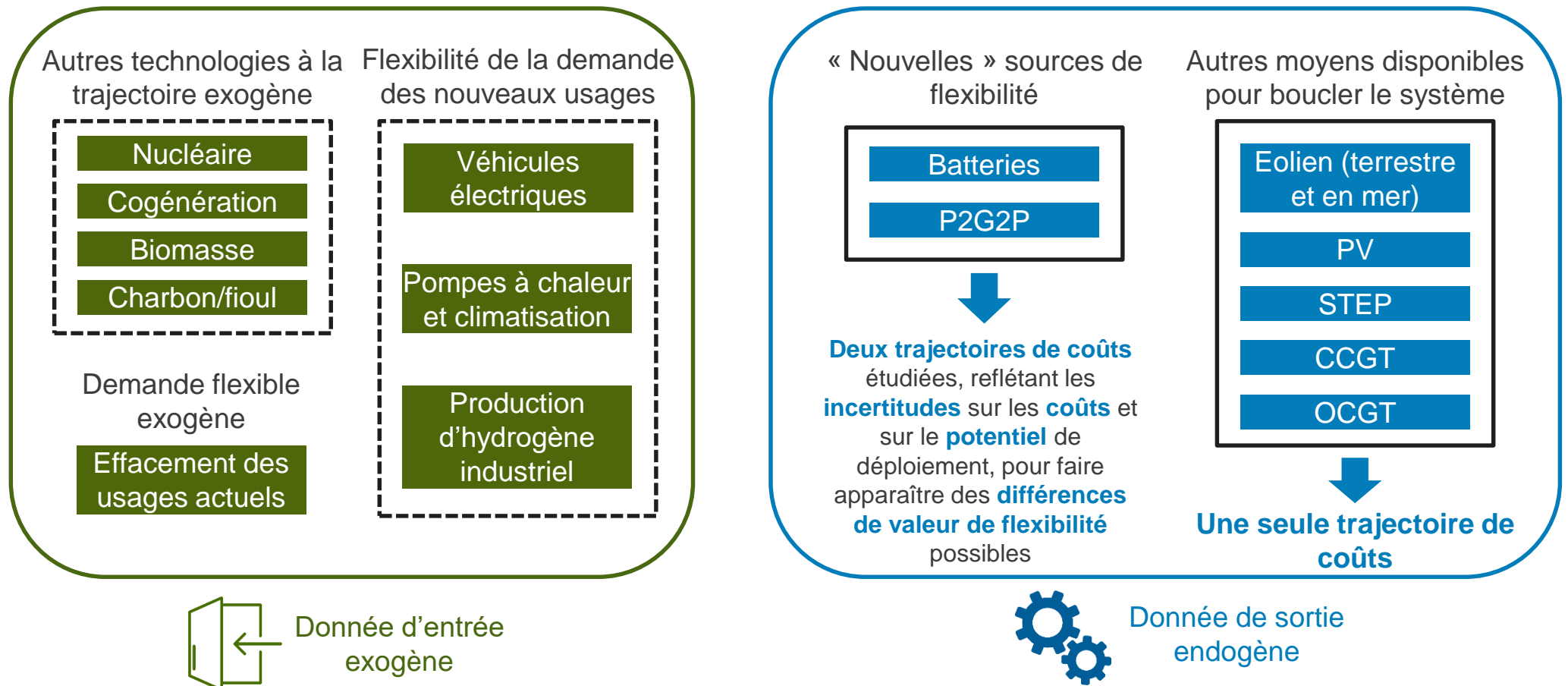
- ❑ **Deux scénarios cohérents** croisant (i) des situations de niveaux de **contraintes sur le développement des nouvelles sources de flexibilité** en France et en Europe et (ii) deux **trajectoires contrastées de capacité nucléaire** en France.

	Maintien d'un socle nucléaire français	Quasi-disparition du nucléaire dans le mix français
Flexibilités disponibles sans contraintes (coût raisonnable)		✓ Scénario « Flexibilité décentralisée »
Flexibilités limitées (coût élevé)	✓ Scénario « Socle nucléaire »	

- ❑ Les deux scénarios de flexibilité se distinguent par :
 - ❑ Le coût de développement des batteries et du *Power-to-Gas-to-Power* (P2G2P)
 - ❑ Le nombre de nouvelles interconnexions développées
 - ❑ La capacité de demande flexible disponible

LE MODÈLE DÉTERMINE LE BESOIN DE FLEXIBILITÉ RÉSIDUEL ET MINIMISE LE COÛT ASSOCIÉ POUR ASSURER LA SÉCURITÉ D'APPROVISIONNEMENT

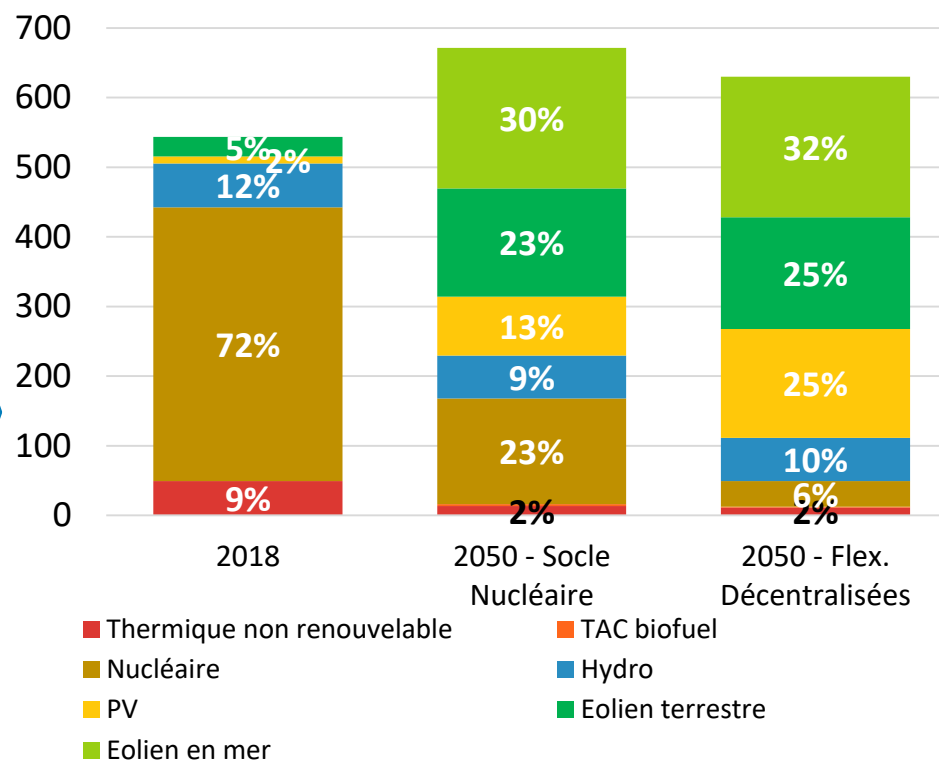
Notre modèle long terme optimise le **parc de production européen** de manière à assurer la sécurité d'approvisionnement **au moindre coût** et sous **contrainte des objectifs climatiques**. Le modèle considère les investissements dans les technologies suivantes :



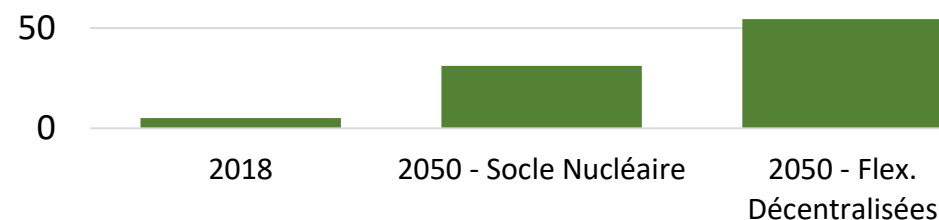
LES ENR VARIABLES DOMINENT LE MIX DE PRODUCTION FRANÇAIS EN 2050

- Dans les deux scénarios, la part du nucléaire dans le mix français devient **minoritaire** (6 à 23%) et la part des EnR variables représente de **66% à 82% du mix de production** (contre 7% aujourd'hui).
- Le scénario « Flexibilité décentralisée » s'appuie également plus fortement sur **l'utilisation du stockage** (notamment des batteries) étant donnée la plus forte pénétration du solaire

Mix de production en France (TWh)



Energie injectée à partir des stockages (TWh)

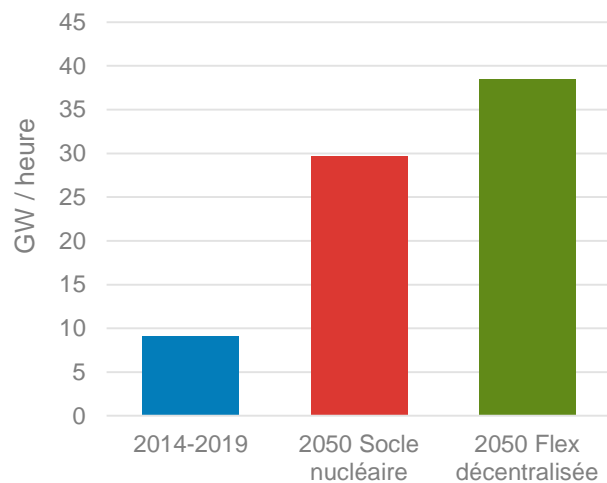


LES BESOINS DE FLEXIBILITÉ JOURNALIÈRE ET HEBDOMADAIRE VONT TRÈS FORTEMENT AUGMENTER D'ICI 2050

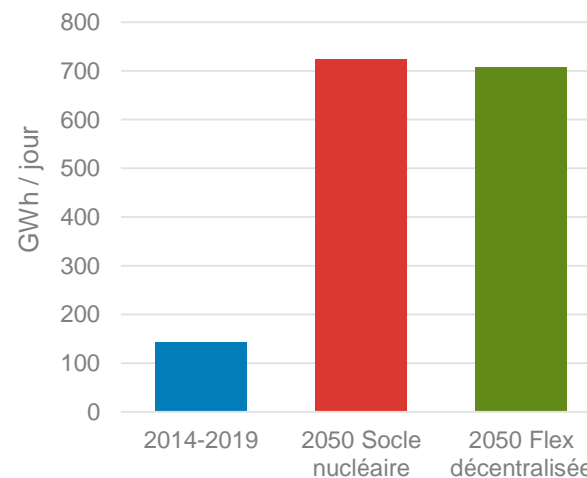
- Les besoins de flexibilité mesurés par les variations de la demande résiduelle **augmentent très fortement d'ici 2050 du fait de la variabilité des EnR**:
 - Cette augmentation est particulièrement marquée sur les besoins journaliers du fait de l'augmentation du solaire
 - A l'échelle hebdomadaire, c'est principalement le développement de l'éolien qui crée une augmentation forte des besoins de flexibilité.

Besoin de flexibilité en énergie pour satisfaire la demande résiduelle

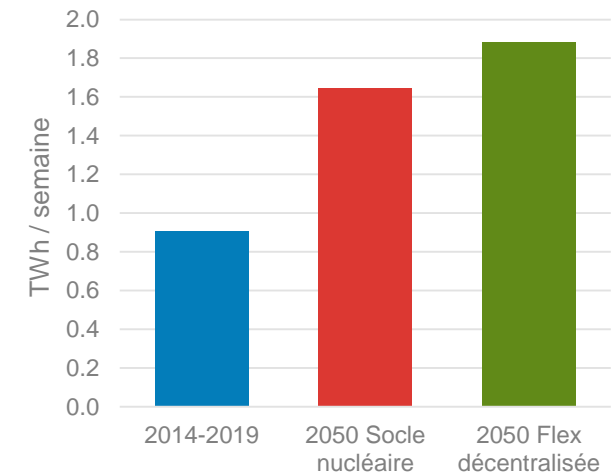
Heures au sein d'une journée



Journée au sein d'une semaine



Semaine au sein d'un mois



LE DÉVELOPPEMENT DE CAPACITÉS FLEXIBLES EST DONC MASSIF DANS LES DEUX SCÉNARIOS

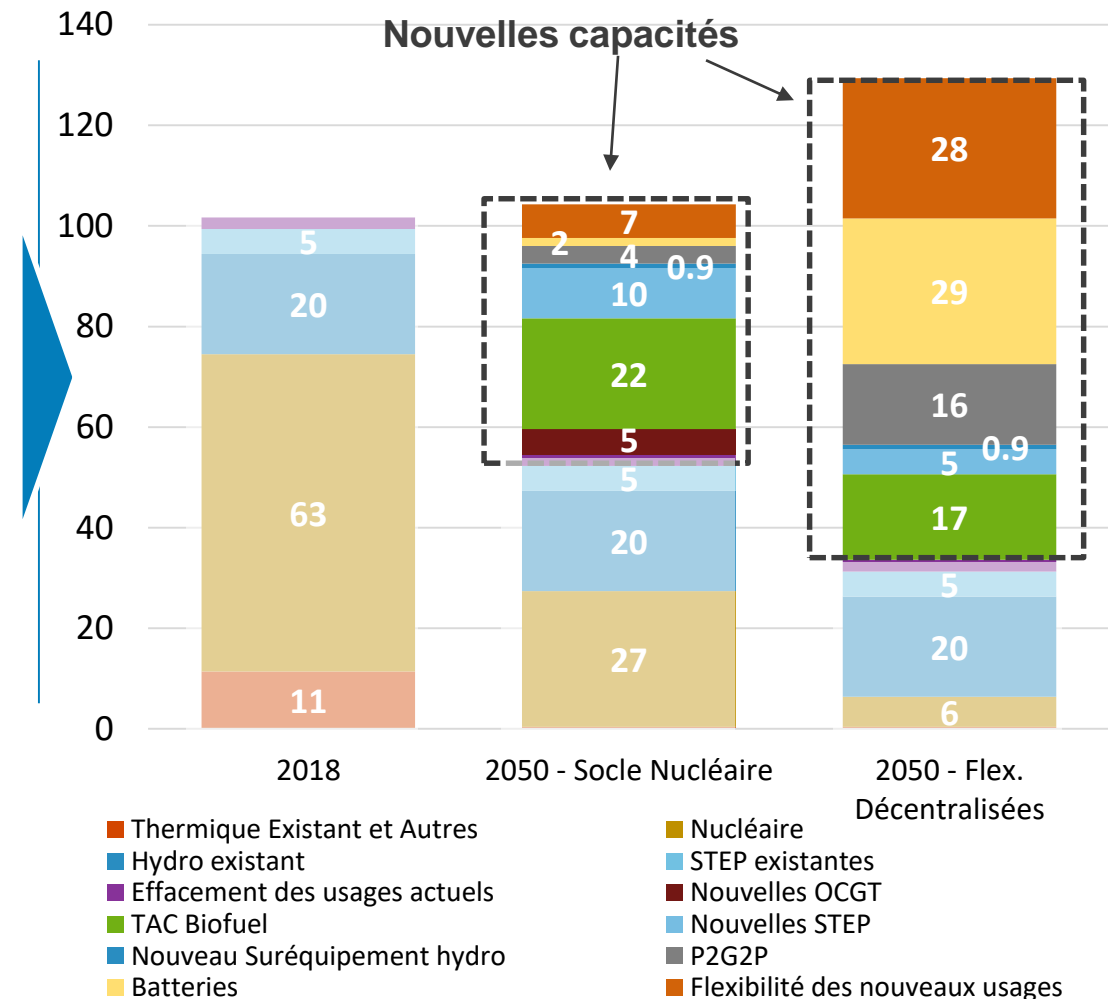
Les solutions développées dépendent du scénario :

- **Scénario « socle nucléaire » :**
 - Davantage de STEP (10 GW), des OCGT (5 GW) et des TAC biofuel (22 GW), qui sont les solutions les moins chères, jusqu'à atteindre les **contraintes de potentiel**.
 - Le développement des nouvelles solutions de stockage (batteries et P2G2P) est très **limité** (6 GW au total)

- **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.

Capacité flexible en France (GW)

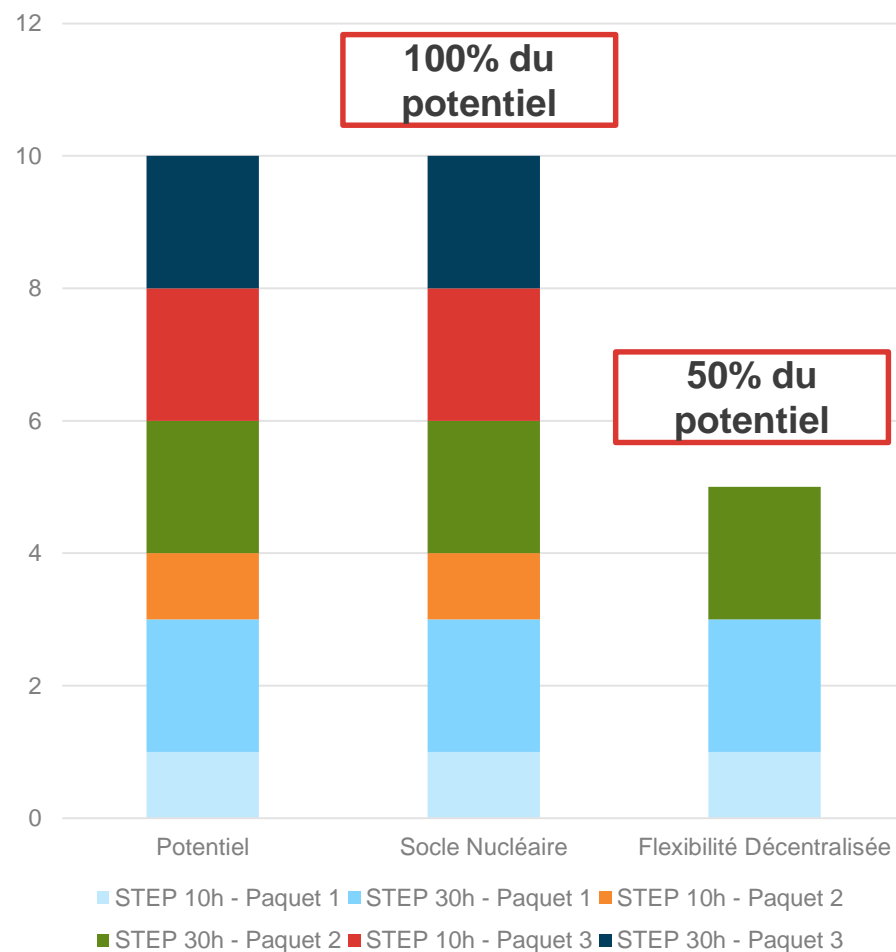


Note : Ce graphique illustre les capacités disponibles des différentes solutions de flexibilité. Les valeurs ne peuvent être comparées directement entre technologies car celles-ci ne présentent pas toutes les mêmes caractéristiques : ainsi, le recours à la flexibilité des nouveaux usages (véhicules électriques par exemple) est limité à un certain nombre d'heures dans la journée, au contraire des capacités de production (OCGT par exemple).

LE DÉVELOPPEMENT DE NOUVELLES STEP DÉPEND DU COUT DES FLEXIBILITÉS ALTERNATIVES

- 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)
- Dans le scénario « **Flexibilité décentralisée** », le développement est limité à **50% du potentiel** du fait de la compétitivité accrue des batteries

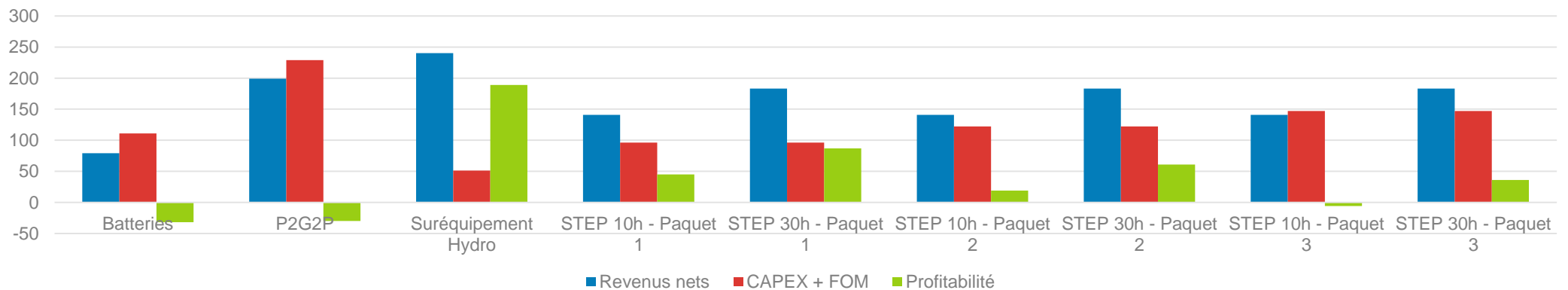
Développement de nouvelles STEP en France (GW)



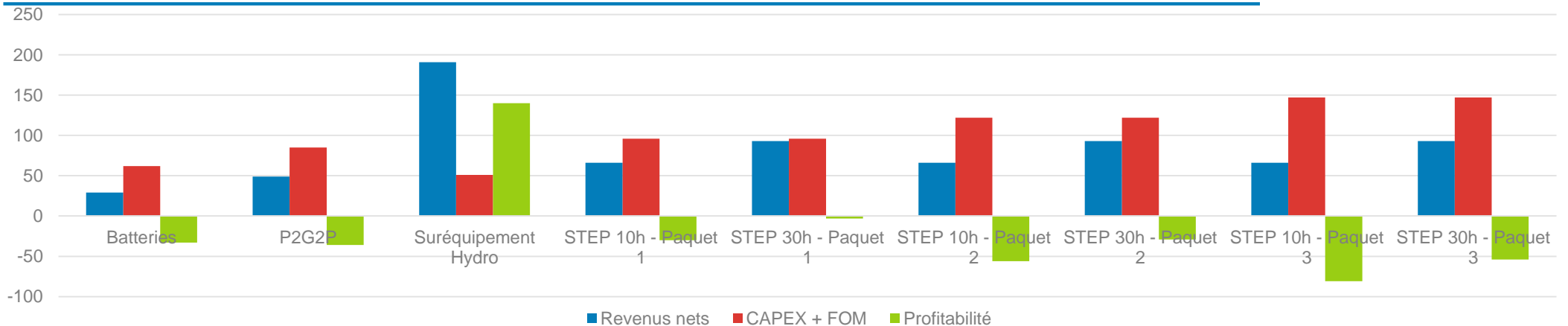
UN PROBLÈME DE MODÈLE ÉCONOMIQUE DE LA FLEXIBILITÉ SE POSE DANS TOUS LES CAS

- Dans les deux scénarios, un **problème de modèle économique de la flexibilité** se pose, tous les moyens de flexibilité nécessaires n'étant pas rentables
- 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.

Profitabilité des différentes solutions de stockage dans le scénario « Socle nucléaire » (€/kW)



Profitabilité des différentes solutions de stockage dans le scénario « Flexibilité Décentralisée » (€/kW)



DE PLUS, L'HYDRAULIQUE EST UN LEVIER POUR FAIRE FACE À DES BESOINS DE FLEXIBILITÉ DES RÉSEAUX EN FORTE CROISSANCE

Enjeux clés

Rôle de l'hydraulique

RPD

- Fort développement des énergies renouvelables
- Développement de la mobilité électrique
- Développement de l'autoconsommation
- Besoins de flexibilité très locaux et fluctuants

- Le parc de petite hydraulique constitue un levier intéressant par sa **répartition géographique** et son potentiel (réglage de tension, modulation)
- Il existe peu d'autres capacités flexibles sur le RPD

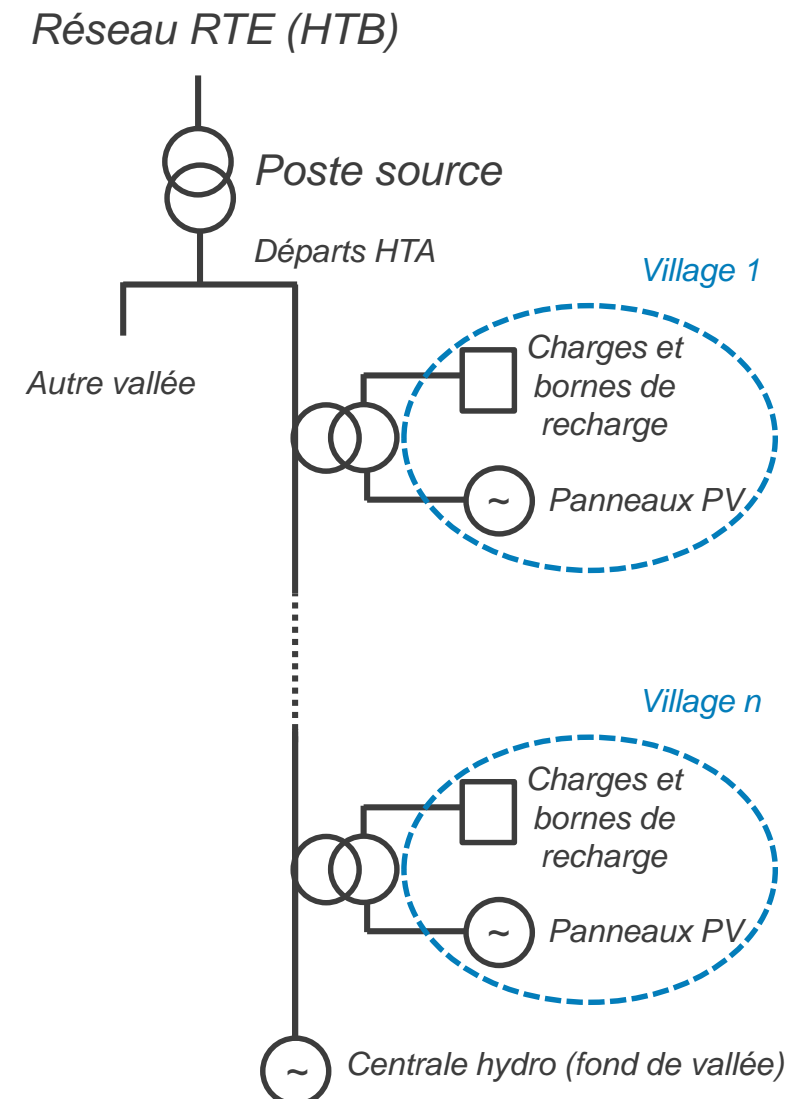
RPT

- Fort développement des énergies renouvelables
- Réduction progressive de la capacité nucléaire
- Développement de nouveaux usages
- développement des interconnexions avec les autres pays européens

- Hausse potentielle des besoins de traitement des congestions et de réglage de tension
- Cependant les zones les plus tendues identifiées sur le RPT ne sont pas des zones hydrauliques clés

EN PARTICULIER, LA PETITE HYDRAULIQUE CONSTITUE UN LEVIER DE FLEXIBILITÉ IMPORTANT POUR LE RPD

- ❑ Le parc de petite hydraulique a un potentiel de modulation, avec des caractéristiques proches de celles des batteries
- ❑ A l'échelle d'une vallée avec de la production solaire, la petite centrale hydro est un outil de flexibilité significatif grâce à ses possibilités de modulation en actif et en réactif
 - Une petite centrale hydro est un **outil de flexibilité significatif** comparé aux solutions alternatives comme les batteries, l'écrêtement du PV, et le pilotage en $\text{tg } \phi$ de l'électronique de puissance du PV, tous moyens qui exigent des investissements.



SYNTHÈSE DES ENSEIGNEMENTS DE LA MODÉLISATION DE L'ÉQUILIBRE OFFRE-DEMANDE À L'HORIZON 2050

- Les besoins de flexibilité du système électrique, mesurés par les variations de demande résiduelle, **augmentent très fortement d'ici 2050**.
- Afin de satisfaire le critère de sécurité d'approvisionnement (mesuré par l'occurrence de délestage), il est **nécessaire de développer des moyens flexibles qui ne sont pas naturellement rentables**.
- Les choix de développement sont effectués en minimisant le coût pour le système, ie en développant les moyens dont le *missing money* (coûts non couverts par la rémunération marché) est le moindre.
- 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.
- La situation est similaire dans les autres pays européens.
- Ces constats posent la question **d'une évolution du modèle de marché** permettant de mieux rémunérer la flexibilité et *in fine* de couvrir ces coûts.

TABLE DES MATIÈRES

Introduction

Etat des lieux actuel des besoins de flexibilité du système et de la contribution de l'hydraulique

Analyse des besoins de flexibilité à l'horizon 2050

Pistes d'amélioration du market design

Rémunération actuelle de la flexibilité

Pistes de rémunération complémentaires et évolutions du cadre réglementaire

RÉMUNÉRATION ACTUELLE DE LA FLEXIBILITÉ

TABLEAU DE SYNTHÈSE

	<i>Principe de rémunération</i>	<i>Valeur non révélée</i>
1 Contribution à suivre la variabilité de la demande résiduelle	Le découpage en blocs du règlement des écarts (et des produits de marché) permet aux moyens flexibles de capter une valeur spécifique.	Pas de valeur non révélée sur le principe, mais un constat : la valeur captée dépend de la finesse du découpage des blocs. Aujourd'hui en France: 30' au mieux.
2 Contribution à la gestion des aléas	Les réserves de fréquence contractualisées sont fondées sur les coûts d'opportunité et permettent donc de sécuriser des revenus	Une valeur assurantielle non révélée: <ul style="list-style-type: none">➤ Seules les réserves contractualisées sont rémunérées➤ Contractualisation seulement à court terme
3 Contribution à satisfaire les besoins de flexibilité des réseaux	RPT: rémunération régulée des capacités et de l'énergie réactive, ajustements pour congestions sur le Mécanisme d'Ajustement	Plusieurs services non rémunérés: reconstitution réseau, réglage de tension RPD, existence de la capacité mise à disposition pour traiter les congestions

LA RÉMUNÉRATION DES MOYENS FLEXIBLES DÉPEND DE LA GRANULARITÉ DES PRODUITS DE MARCHÉ

Sources de rémunération

- **Les marchés de l'électricité sont la source clé de rémunération:** *
 - ✓ Le découpage en blocs du règlement des écarts (et partant, des produits de marché qui permettent aux Responsables d'Equilibre d'échanger) permet aux moyens flexibles de capter une valeur qui ne peut être captée par les moyens lents
 - ✓ En particulier, ils rémunèrent l'aptitude de l'hydraulique commandable à faire varier rapidement sa production en produisant sur les heures les plus intéressantes, et celle des STEP à capter les écarts de prix entre les heures à prix faible et les heures à prix élevés**
- **Le mécanisme de règlement des écarts** valorise l'aptitude de l'hydraulique flexible à suivre son programme de production sans générer d'écarts.

Le découpage des produits de marchés par blocs permet aux moyens flexibles de capter les différentiels de prix, mais la valeur captée dépend de la finesse du découpage des blocs (aujourd'hui en France, 30' au mieux).

* La production d'une installation hydraulique gérée au sein d'un portefeuille intégré (par exemple pour fournir des clients) peut ne pas être mise sur le marché. Cependant, la valeur économique de cette production est le prix de marché car la production est arbitrée par rapport au prix de marché :

- si le prix de marché excède la valeur d'usage, le producteur a intérêt à produire
- dans le cas contraire, le producteur a intérêt à acheter sur le marché

** L'eau est optimisée par un placement sur valeur d'usage, qui traduit la valeur future du stock. Cette valeur d'usage se fixe sur le coût des moyens évités (ex. : CCG), sous réserve qu'elle soit mise à jour fréquemment et que les acteurs aient suffisamment d'informations.

UNE PARTIE DE LA CAPACITÉ FLEXIBLE PERMETTANT DE FAIRE FACE AUX ALÉAS N'EST PAS RÉMUNÉRÉE

Sources de rémunération

- **Les réserves de fréquence contractualisées par RTE** rémunèrent la mise à disposition de capacité flexible pour le système (€/h.MW) :
 - ✓ Les réserves primaires, rapides et complémentaires (FCRE, mFRR, RR) font l'objet d'un processus de mise en concurrence permettant de définir un prix de marché
 - ✓ Les réserves secondaires (aFRR) sont aujourd'hui à prix régulé mais un cadre de marché sera mis en place avec le code de réseau *Balancing*
- **L'activation de capacité par RTE sur le Mécanisme d'Ajustement (contractualisée ou non) est rémunérée au prix d'offre.**

Services non rémunérés

- Plusieurs services fournis par les moyens flexibles ne sont pas rémunérés:**
- L'existence même (capacité constructive) et la mise à disposition à RTE de la capacité apte à la fourniture de services de réglage sur les moyens de production raccordés au RPT ont une valeur assurantielle, et ne sont pas rémunérées pour toutes les capacités non contractualisées.
 - RTE peut réserver des offres sur le MA afin de garder des offres flexibles dans ses marges d'exploitation, ce qui limite la rémunération de ces offres.
 - RTE constitue des réserves à la baisse sur le MA sans rémunération, auxquelles participent par exemple des pompes de STEP et de l'hydraulique au fil de l'eau.

Le prix des réserves issu des marchés (lorsqu'ils existent) représente le coût d'opportunité de fourniture de ces réserves, et traduit donc bien la valeur d'un MW flexible pour la fourniture de services de réglage. Mais cela n'est valable que pour la capacité contractualisée: la capacité non contractualisée, dont l'existence et la mise à disposition sont obligatoires sur les moyens raccordés au RPT, a une valeur assurantielle qui n'est pas rémunérée. De plus, la capacité contractualisée n'est rémunérée qu'à court terme, et ne fournit donc pas un signal d'investissement.

TOUS LES SERVICES DE FLEXIBILITÉ APPORTÉS AUX RÉSEAUX NE SONT PAS RÉMUNÉRÉS

Sources de rémunération

- La fourniture de réglage de tension au RPT est rémunérée par RTE à travers une part fixe et variable (dont le niveau est régulé).
- Le traitement des congestions sur le RPT est rémunéré lors des activations d'offres sur le MA, au prix d'offre.
- Les actions de *redispatching* des GRD sont rémunérées lorsqu'elles impliquent de l'écrêtement de production (la production perdue est compensée).

Services non rémunérés

- **Réglage de tension** : pas de rémunération sur le RPD
- **Traitement des congestions:**
 - ✓ Sur le RPT, la rémunération (uniquement en cas d'activation sur le MA) ne traduit que partiellement la valeur assurantielle d'une localisation adéquate des capacités.
 - ✓ La valeur d'une localisation adéquate des capacités sur le RPD n'est pas révélée.
- **Services de reconstitution du RPT (renvoi de tension, black start):** ces services ne sont pas rémunérés.

La rémunération des services de flexibilité apportés aux réseaux est aujourd'hui très partielle: plusieurs services ne sont pas rémunérés, et les rémunérations existantes ne traduisent pas nécessairement la valeur complète des services fournis.

LA LIMITE PRINCIPALE DU MODÈLE DE MARCHÉ ACTUEL EST DE NE PAS FOURNIR DE SIGNAL D'ADÉQUATION DE CAPACITÉ FLEXIBLE

- ❑ Une première limite du modèle de marché est **l'absence de rémunération** de certains services de flexibilité fournis, particulièrement sur les capacités de réserves à disposition de RTE et sur les services de flexibilité apportés au réseau.
- ❑ Lorsqu'ils existent et sont fondés sur des mécanismes de marché, les mécanismes de rémunération peuvent traduire correctement **la valeur d'arbitrage court terme des capacités flexibles**.
- ❑ Cependant, la valeur assurantielle des capacités flexibles existantes (pour suivre la demande résiduelle, pour constituer des réserves, et pour satisfaire les besoins des réseaux) n'est pas rémunérée. Autrement dit, il n'existe pas de signal permettant de garantir que cette capacité soit présente **à long terme** (et encore moins qu'elle se développe).
- ❑ En effet le seul signal d'investissement long terme aujourd'hui est le mécanisme de capacité, qui rémunère la mise à disposition de capacité garantie selon les règles fixées par RTE. Cependant, **ce mécanisme n'intègre pas d'exigences de flexibilité**.

Compte tenu des besoins de flexibilité croissants et de leur ampleur à long terme dans le système, comment assurer un développement adéquat de la capacité flexible?

TABLE DES MATIÈRES

Introduction

Etat des lieux actuel des besoins de flexibilité du système et de la contribution de l'hydraulique

Analyse des besoins de flexibilité à l'horizon 2050

Pistes d'amélioration du market design

Rémunération actuelle de la flexibilité

Pistes de rémunération complémentaires et évolutions du cadre réglementaire

QUESTIONS CLEFS SUR CHAQUE BESOIN DE FLEXIBILITÉ DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE

Définition du besoin de flexibilité	A Gestion court terme	B Adéquation long terme
1 Variabilité de la demande résiduelle	Assurer l'équilibre offre/demande face à une demande résiduelle variable	Pérenniser ou faire émerger des capacités flexibles pour palier l'augmentation de la variabilité de la demande résiduelle et la baisse de la capacité commandable
2 Traitement des aléas	Disposer de services système aux performances suffisantes pour répondre à l'intermittence croissante	Pérenniser ou faire émerger des capacités flexibles pour palier l'augmentation de la fréquence et de l'ampleur des aléas et la baisse de la capacité commandable
3 Besoins de flexibilité des réseaux	Trouver un cadre économique de sollicitation des moyens permettant de régler la tension et gérer les congestions	Pérenniser ou faire émerger des capacités flexibles pour éviter des renforcements réseau pour gérer l'intermittence et raccorder des EnRv

Quels dispositifs de rémunération de la flexibilité existent aujourd'hui en Europe continentale ?

Quelles pistes d'amélioration peut-on proposer à partir d'une revue des expériences internationales ?

VISION D'ENSEMBLE DES PISTES D'AMÉLIORATION DE LA RÉMUNÉRATION DE LA FLEXIBILITÉ ÉTUDIÉES

TABLEAU DE SYNTHÈSE

Type de besoin de flexibilité	Court terme: meilleure valorisation des services de flexibilité	Long terme: assurer l'adéquation de capacité <u>flexible</u>
1 Variabilité de la demande résiduelle	<ul style="list-style-type: none"> - Granularité plus fine des produits de marché - Meilleure adaptation des produits de marché - Ramping products 	Marchés de capacité flexible
2 Traitement des aléas	<ul style="list-style-type: none"> - Echanges entre systèmes européens - Nouveaux produits de réserves 	<ul style="list-style-type: none"> - Appels d'offres « long terme » pour services système - Scarcity pricing
3 Besoins de flexibilité des réseaux	Plateformes de marché de services de flexibilité	Appels d'offres pour de nouvelles capacités flexibles

SYNTHÈSE DES PISTES LES PLUS PROMETTEUSES ET RECOMMANDATIONS

1 Pour faire face aux besoins de flexibilité découlant de la variabilité de la demande résiduelle (marchés)

- ❑ Des produits de marché **plus fins** (15') devraient être introduits en France. Cependant, l'incitation à les utiliser nécessitera une évolution du pas de règlement des écarts à 15', ce qui induit des coûts système.
- ❑ L'avancement du **couplage des marchés infra-journaliers** sur les produits courts (15' et 30') existant sur le système européen est une évolution importante et un calendrier précis devrait être établi pour la France.
- ❑ L'introduction de **produits de réserves supplémentaires** dédiées au suivi de la demande résiduelle devrait être instruite.
- ❑ Seules l'introduction de **termes de flexibilité dans les mécanismes de capacité** ou la mise en place de nouveaux mécanismes de capacité flexible permettraient de résoudre pleinement le problème de la valeur assurantielle non rémunérée de la flexibilité.

2 Pour faire face aux besoins de flexibilité liés au traitement des aléas (services système)

- ❑ L'harmonisation des produits européens en vue d'échanges ne devrait pas se faire au détriment du traitement des besoins spécifiques des GRT.
- ❑ Tous les services fournis devraient être **rémunérés**, y compris ceux qui font l'objet d'exigences réglementaires comme la définition de capacités constructives dans les *Grid Codes*.
- ❑ La mise en place de nouveaux produits devrait se faire en traitant de **manière équitable** toutes les sources de flexibilité et ne pas être orientée vers une technologie.

3 Pour faire face aux besoins de flexibilité des gestionnaires de réseau

- ❑ Les plateformes qui émergent créent un espace économique pour la **dimension locale de la flexibilité**.
- ❑ Certaines initiatives permettent de donner un **signal à l'investissement**.
- ❑ Cependant, l'articulation aux dispositifs existants doit être définie, la fiabilité du service fourni doit pouvoir être vérifiée et la coordination entre GRT et GRD doit être assurée.

1 VARIABILITÉ DE LA DEMANDE RÉSIDUELLE

Piste d'amélioration	Principe	Existence et facilité de mise en œuvre	Impact sur la rémunération de la flexibilité	Adéquation avec les capacités techniques de l'hydraulique
Granularité plus fine des produits de marché	Meilleure valeur tirée de la vente de blocs marché via un découpage plus fin des produits de marché (15')	Existe dans certains pays (Allemagne), mais pas de généralisation avant 2025. Une évolution des produits de marché seule ne pose pas de difficulté majeure, mais aurait peu d'impact sans une évolution du pas de temps du règlement des écarts, qui serait lourde. Une <i>Gate Closure Time</i> plus proche du temps réel serait aussi intéressante mais n'est pas envisagée en France.	Evolution très favorable.	Très bonne: le <i>ramping</i> de l'hydraulique est de l'ordre de quelques minutes, sauf pour le fil de l'eau. Cependant un tel fonctionnement nécessiterait des investissements pour réduire les durées minimales de fonctionnement.
Couplage des marchés infra-journaliers	Débouchés supplémentaires transfrontaliers pour les sources de flexibilité sur les produits 30' et 15'	Evolution largement déjà en cours sur les produits 1h. Le couplage de produits 30' et 15' est en discussion, mais un agenda clair précis à définir, en particulier pour la France. Cette recommandation est en particulier portée par IEFET .	A priori favorable, mais une harmonisation des règles européennes serait nécessaire pour éviter des distorsions (TURPE pour les STEP par exemple).	Idem.
Meilleure adaptation des produits de marché	Introduction de produits permettant une meilleure insertion des moyens flexibles	Evolution largement en cours (EPEX/NordPool), mais limites techniques liées aux algorithmes de fonctionnement des marchés. Extensions possibles à l'infra-journalier.	Focalisé sur les stockages. Des produits centrés sur le reste de la flexibilité manquent.	Moyenne: pas de produits reflétant des contraintes de stock complexes et profilées.



1 VARIABILITÉ DE LA DEMANDE RÉSIDUELLE

Piste d'amélioration	Principe	Existence et facilité de mise en œuvre	Impact sur la rémunération de la flexibilité	Adéquation avec les capacités techniques de l'hydraulique
Nouveaux produits de flexibilité	Mise en place de produits dédiés à la rémunération de capacités flexibles entre pas de temps courts (15'/5')	Existe dans certains marchés US (CAISO). En Europe, cela peut correspondre à la contractualisation supplémentaire de produits de réserves spécifiques.	Evolution très favorable.	Très bonne: le <i>ramping</i> de l'hydraulique est de l'ordre de quelques minutes, sauf pour le fil de l'eau. Cependant un tel fonctionnement nécessiterait des investissements pour réduire les durées minimales de fonctionnement.
Marchés de capacité flexible	Adaptation des marchés de capacité pour prendre en compte la flexibilité	Existe dans certains marchés US (CAISO). Envisagé en Europe (Grèce), mais suppose une révision profonde des principes des mécanismes de capacité, avec probablement une approbation de la CE. La mise en œuvre peut être faite de plusieurs manières (distinction d'une portion de capacité flexible au sein du mécanisme existant par exemple).	Un tel mécanisme est le seul qui permettrait de résoudre directement le problème du <i>missing money</i> de capacités flexibles à long terme.	Très bonne pour la grande hydraulique commandable (lacs et STEP avant tout), qui savent répondre à toutes les exigences de capacité flexible grâce à leur commandabilité, leur stock et leur <i>ramping</i> rapide .

2 TRAITEMENT DES ALÉAS

Piste d'amélioration	Principe	Existence et facilité de mise en œuvre	Impact sur la rémunération de la flexibilité	Adéquation avec les capacités techniques de l'hydraulique
Echanges entre systèmes européens	Harmonisation des produits de réserves et mise en place d'échanges entre GRT	Systèmes déjà existants et extensions prévues par les codes de réseau, largement déjà entamées et avec un achèvement prévu à court terme (2022).	Impact mitigé: élargissement des débouchés mais baisse des rémunérations sur les produits standard. Potentielles limitations de la contribution aux besoins spécifiques des GRT.	L'hydraulique participe largement à la fourniture de tous types de réserves.
Nouveaux produits de réserves	Mise en place de produits de réserves à dynamique particulièrement rapide (1s, 10s)	Expérimentations menées en Irlande, UK, Italie. Tendence <i>a priori</i> amenée à se poursuivre avec la baisse des moyens synchrones.	Favorable pour les moyens aptes, mais point d'attention sur la neutralité technologique: en l'état actuel, les choix technologiques sont orientés sur les batteries. Une rémunération de l'inertie des moyens synchrones pourrait être un moyen de résoudre le problème à la racine.	Partielle: l'hydraulique fournit de l'inertie au système et est apte à fournir tous les services de réglage mais avec une constante de temps de l'ordre de la minute, et non de la seconde.
Appels d'offres « long terme » pour services système	Mise en place d'enchères pluri-annuelles pour stimuler l'investissement dans des moyens aptes à fournir des services système			
Scarcity Pricing	Augmentation de la rémunération des moyens qui assurent les réserves en situation tendue	Existe dans certains marchés US (Texas). Applicabilité limitée dans le design de marché européen actuel.	Favorable pour tous les moyens contribuant au réglage de fréquence en situation tendue.	L'hydraulique participe largement à la fourniture de tous types de réserves.

3 BESOINS DE FLEXIBILITÉ DES RÉSEAUX

Piste d'amélioration	Principe	Existence et facilité de mise en œuvre	Impact sur la rémunération de la flexibilité	Adéquation avec les capacités techniques de l'hydraulique
Plateformes de marché de services de flexibilité	Traitement optimisé des congestions par la mise en relation de la demande des GRT/GRD et des offreurs de flexibilité locaux	Expérimentations en cours (Pays-Bas, UK, France, EPEX Europe). Les principales difficultés à résoudre concernent l'articulation avec les dispositifs existants, la vérification des services fournis et la coordination entre GRT et GRD.	Impact mitigé: articulation à trouver avec la rémunération existante pour les services déjà rémunérés (réglage de tension et gestion des congestions RPT), en revanche création d'un espace économique pour d'autres services et sources de flexibilité (batteries, écrêtement des EnR, petite hydraulique).	L'hydraulique est apte à fournir des services de réglage de tension et de gestion des congestions (potentiel pour la petite hydro). Certains des services apportés par l'hydraulique ne sont cependant pas concernés (reconstitution du réseau).
Appels d'offres pour de nouvelles capacités flexibles	Lancement d'appels d'offres sur la base de besoins de flexibilité pluri-annuels définis par les GRT/GRD			

Contacts



Fabien Roques

Energy Practice

Executive Vice President

+33 (0) 1 53 06 35 29

FRoques@compasslexecon.com

Nicolas Hary

Energy Practice

Economist

+33 (0) 1 53 05 36 63

NHary@compasslexecon.com