Le réseau de transport d'électricité

Bilan et perspectives pour le stockage d'électricité

Cédric Léonard et Louise Oriol

05 Juin 2022

Accessibilité Libre

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)

RTE réalise des analyses sur les besoins de flexibilité et accompagne le développement du stockage dans le cadre de ses missions légales

Notre mission : assurer le fonctionnement et l'optimisation du système électrique en temps réel et éclairer sur les enjeux de transformation pour atteindre la neutralité carbone.

Dans le cadre de ses missions légales (bilan prévisionnel, schéma de réseau), RTE est responsable d'évaluer les besoins en flexibilité et de donner un éclairage sur les technologies permettant de répondre aux besoins prospectifs du système électrique, parmi lesquelles un certain nombre de solutions de stockage.

Depuis plusieurs années, différentes publications présentent ainsi une évaluation des besoins du système électrique en flexibilités : ces analyses reposent sur des approches technico-économiques, sans a priori sur la place et le rôle des différentes technologies, permettant de mettre en face les besoins de flexibilité pour le fonctionnement du système électrique et les services que chaque technologie est susceptible de rendre en fonction de ses caractéristiques.





En parallèle, RTE travaille à mettre en œuvre les évolutions nécessaires pour garantir au stockage et à l'ensemble des flexibilités un accès non discriminatoire au réseau et aux mécanismes de marché.

SOMMAIRE

1 Que peut faire le stockage ?

2 Où en est-on du développement du stockage ?

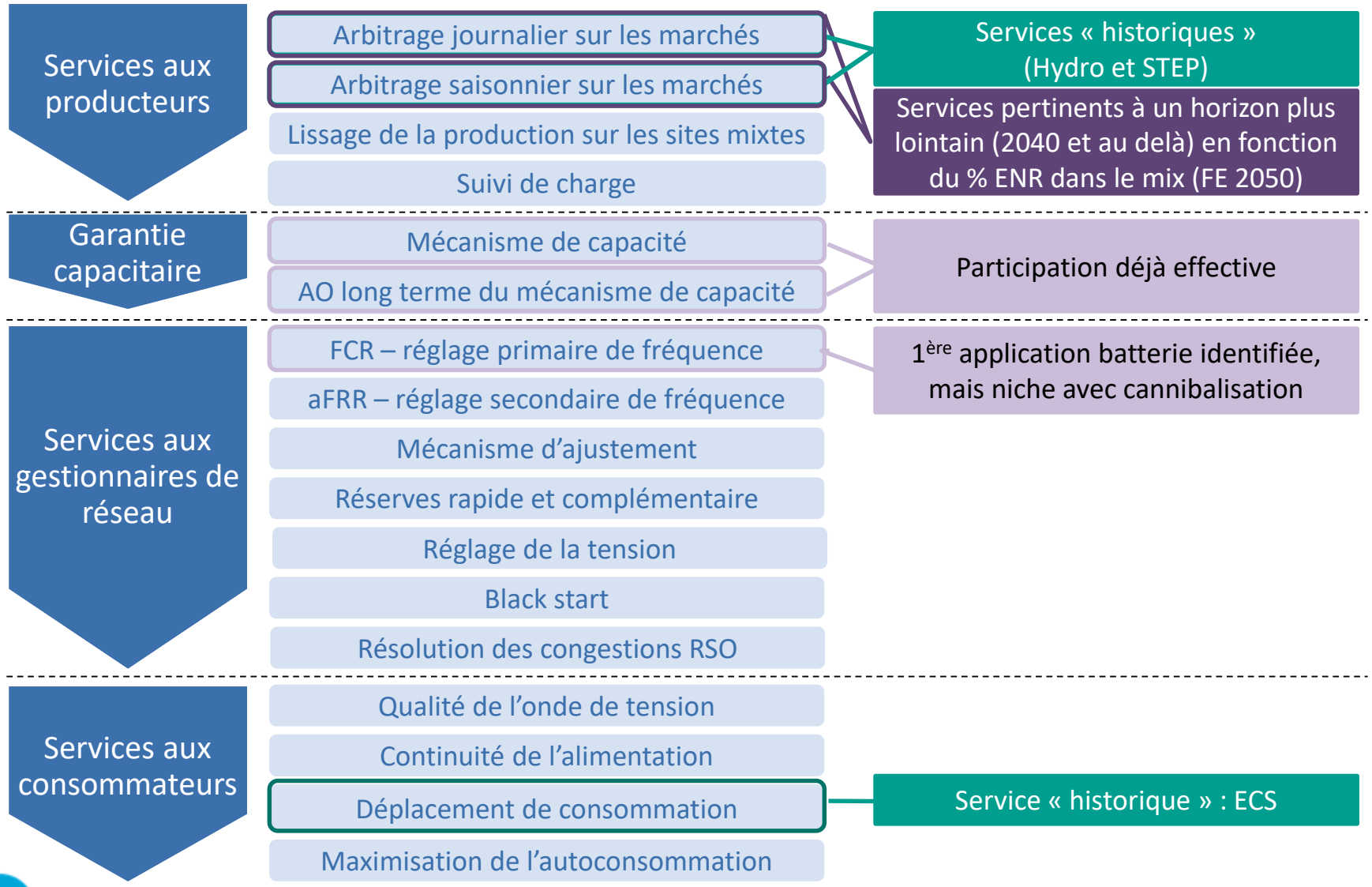
3 Prospective : quelle évolution des besoins de flexibilité du système électrique ?

4 Quelle démarche sur les congestions réseaux ?

1 Que peut faire le stockage ?

Services rendus et participation aux marchés

Le stockage peut fournir de multiples services, notamment sur les marchés, qui vont dépendre des caractéristiques du moyen de stockage



- Une liste d'applications qui n'en finit pas de s'étoffer… **mais qui dépendent du stock disponible**

Possibilités de valorisation pour le stockage en capacité

CAPACITE

Mécanisme	Marché	Volume	Sens	Délai d'activation	Modalités	Valorisation stockage seul (CART, CARD, CSD)	Valorisation conjointe stockage + conso/prod (sans décompte)
AOLT	garanties de capacité	courbe de demande administrée	▲	libre	AO pluriannuel	✓	✓
MECAPA	garanties de capacité	certification à la demande	▲	libre	enchères EPEX ou gré à gré	✓	✓
SSY	FCR	500 MW	▲▼	< 30 sec	AO journalier	✓	✓
SSY	aFRR	650 MW	▲▼	< 400 sec	AO journalier à venir	✓	✓
RR-RC	mFRR	1000 MW	▲	< 15 min	AO annuel et AO journalier	✓	✓
RR-RC	RR	500 MW	▲	< 30 min	AO annuel et AO journalier	✓	✓
AOE	effacement	2900 MW	▲	libre	AO annuel	–	✓ (raccordé derrière un site consommateur)
INTERRUPTIBILITE	effacement	1300 MW	▲	< 5 sec < 30 sec	AO annuel	–	✓ (raccordé sur un site consommateur en CART et avec même SIRET)
AO FLEX	gestion des congestions réseau	à définir	▲▼	à définir	AO annuel	✓	✗

Possibilités de valorisation pour le stockage en énergie

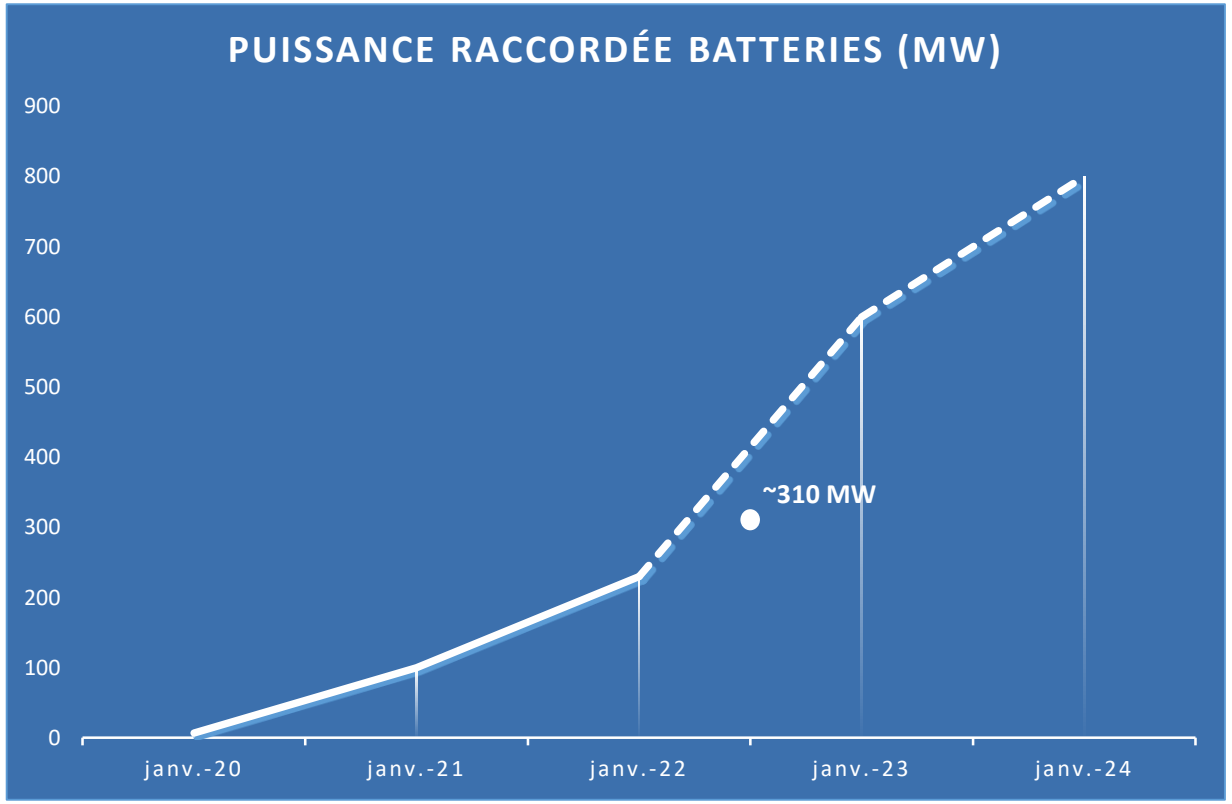
	Mécanisme	Marché	Volume	Sens	Délai d'activation	Modalités	Valorisation stockage seul (CART, CARD, CSD)	Valorisation conjointe stockage + conso/prod (sans décompte)
ENERGIE	RE	bourse	achat/vente à la demande	▲▼	libre	EPEX, NPS, EEX	✓	✓
	RE	gré à gré	achat/vente à la demande	▲▼	libre	intermédié ou bilatéral	✓	✓
	SSY	FCR	besoin d'équilibrage du système	▲▼	< 30 sec	activation continue signal fréquence	✓	✓
	SSY	aFRR	besoin d'équilibrage du système	▲▼	< 400 sec	activation continue signal niveau N	✓	✓
	MA	Tous produits	besoin d'équilibrage du système	▲▼	libre	AO continu IJ activation MA	✓	✓
	MA	RR (EU)	besoin d'équilibrage du système	▲▼	30 min	TERRE AO continu IJ activation MA	✓	✓
	NEBEF	effacement	vente à la demande	▲	libre	vente sur la bourse ou en gré à gré	-	✓ (raccordé derrière un site consommateur)
	AO FLEX	gestion des congestions réseau	besoin réseau en local	▲▼	à définir	AO continu IJ activation MA	✓	✗

2 Où en est-on ?

Bilan et perspectives

Etat des lieux du stockage en France

- Le stockage d'électricité en France métropolitaine continentale au 1er juin 2022 :
  - STEP : 5 GW (en turbinage)
  - Batteries : 310 MW
- Le stockage thermique :
  - Ballons d'eau chaude sanitaire : environ 18 GW installés et asservis (mais 8-9 GW d'appel de puissance instantanée)
- 230 MW de batteries sont certifiées pour participer à la réserve primaire (FCR) pour un peu moins de 500 MW de réserve primaire pour 2022.
- **Les batteries représentent aujourd'hui près de 50% de la réserve primaire**



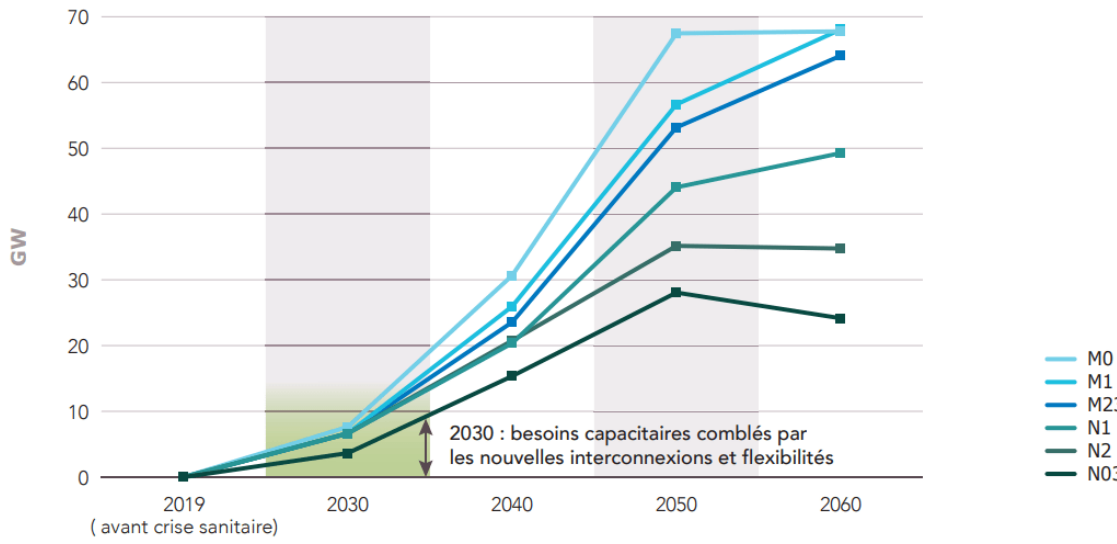
Environ 600 MW attendus fin 2022 et près de 800 MW attendus d'ici fin 2023

3 Prospective : quelle évolution des besoins de flexibilité du système électrique ?

Des besoins de flexibilité en augmentation dans tous les scénarios, dans des proportions variables selon les choix sur le mix

- Les besoins de flexibilités augmentent dans tous les scénarios, sous l'effet :
  - De l'augmentation de la consommation d'électricité
  - De la baisse de la capacité pilotable (nucléaire et thermique), remplacée par une production renouvelable variable, dont la contribution statistique à la sécurité d'approvisionnement est moindre
  - De l'augmentation des besoins de réserves opérationnelles, sous l'effet du développement des productions renouvelables
- Jusqu'en 2030, ces besoins peuvent être couvert par le développement des interconnexions et de la flexibilité de consommation
- A partir de 2040, **les besoins sont plus massifs, notamment dans les scénarios sans nouveau nucléaire** et en particulier dans les scénarios avec beaucoup de production solaire, du fait du profil de production jour-nuit et d'une production plus faible en hiver

Evolution des besoins de nouvelles capacités flexibles contribuant à la sécurité d'approvisionnement

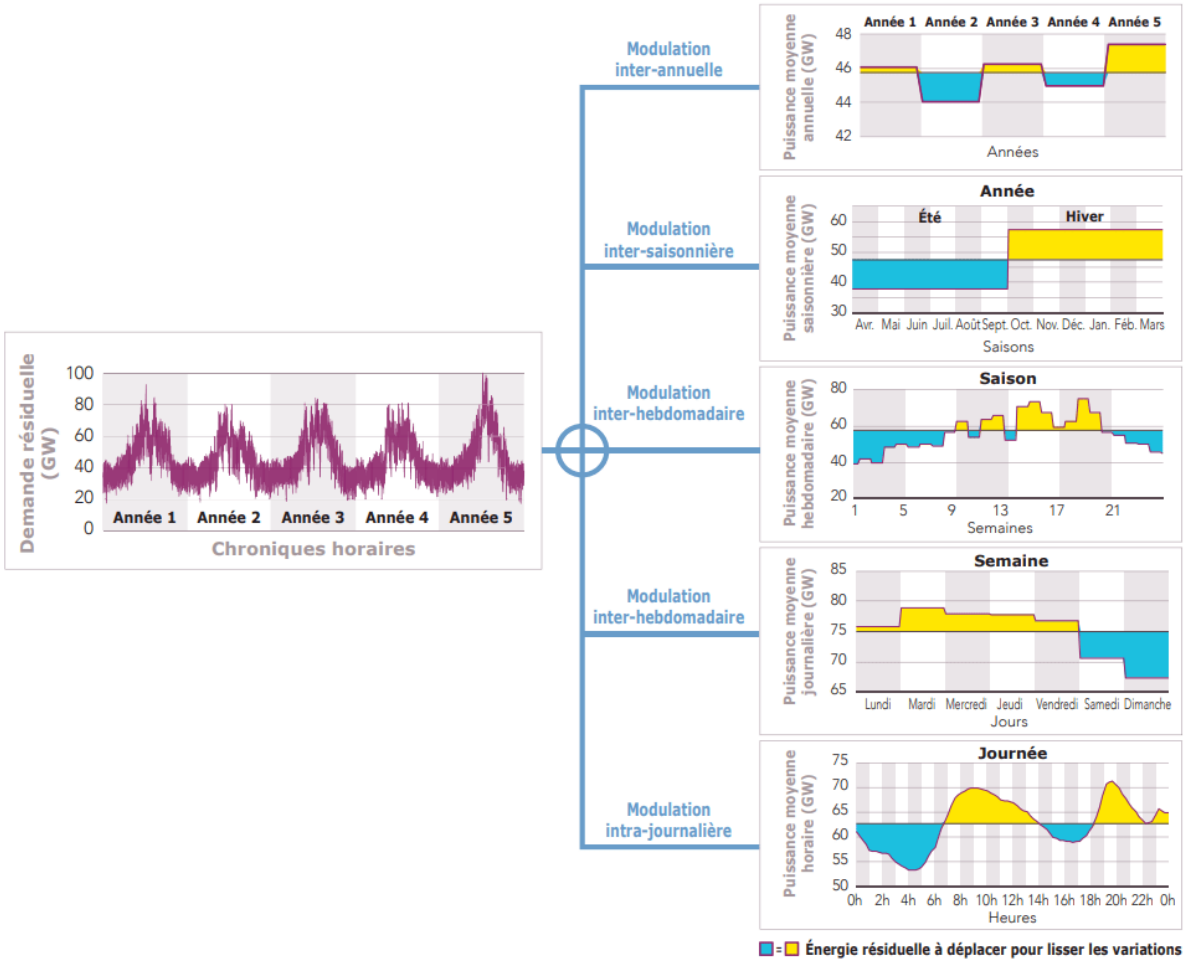


⇒ **… mais les besoins en puissance ne suffisent pas à décrire complètement les besoins de flexibilité et la nature des services de flexibilité dont le système électrique a besoin**

Des besoins de modulation en énergie sur différents horizons temporels

- Les besoins de puissance ne seront pas couverts par les mêmes leviers selon qu'il s'agit de couvrir des situations ponctuelles de courte durée (quelques heures ou à l'échelle d'une journée) ou de fournir de la puissance sur des périodes longues, par exemple en stockant puis en restituant de l'énergie à l'échelle de plusieurs semaines.
- L'analyse menée par RTE permet de quantifier les besoins de modulation sur différents horizons temporels :
  - besoin «intra-journalier» (au sein d'une même journée)
  - besoin «intra-hebdomadaire» (au sein d'une même semaine)
  - besoin «inter-hebdomadaire» (entre les semaines d'une même saison)
  - besoin «inter-saisonnier» (entre les saisons)
  - besoin «inter-annuel» (entre les années)

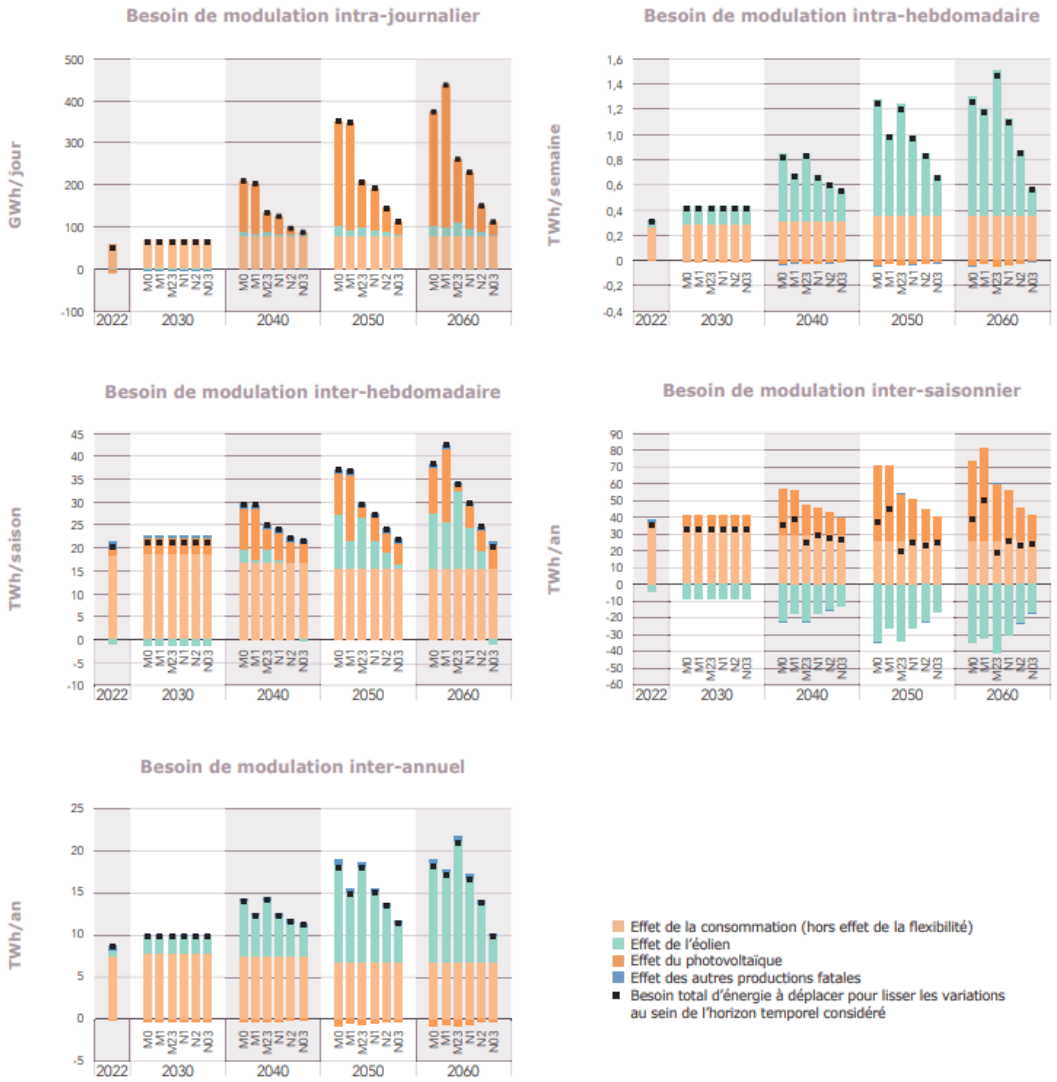
Principes méthodologiques d'évaluation des besoins de modulation sur les différents horizons temporels



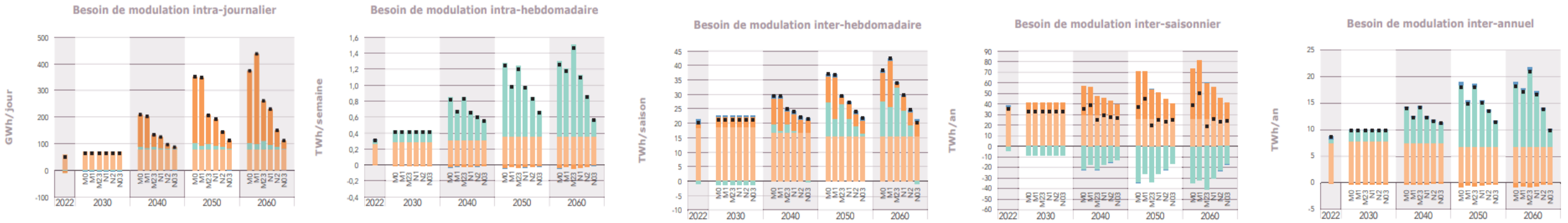
Les besoins de modulation en énergie augmentent sur tous les horizons temporels mais dans des proportions variées et dépendant des scénarios

- Le besoin de modulation intra-journalier augmente très fortement jusqu'à +600% à l'horizon 2060 dans les scénarios avec beaucoup de production solaire, sous l'effet principal du cycle jour/nuit de la production solaire
- Le besoin de modulation intra-hebdomadaire augmente très fortement, jusqu'à +300% dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, du fait de la variabilité d'un jour sur l'autre de la production éolienne
- Le besoin de modulation inter-hebdomadaire augmente sensiblement dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, jusqu'à +100%, sous l'effet principal de l'alternance de périodes de plusieurs jours sans vent et de périodes avec vent
- Le besoin de modulation inter-saisonnier diminue légèrement avec l'augmentation de la consommation estivale de climatisation, la maîtrise de la consommation hivernale de chauffage et la production plus importante de l'éolien en hiver. Cette baisse reste marginale par rapport à la hausse des autres besoins de flexibilité
- Le besoin de modulation inter-annuel augmente dans les scénarios avec fort développement de l'éolien

Évolution des besoins de modulation sur les différents horizons temporels, dans les différents scénarios et échéances



Les besoins de modulation en énergie augmentent sur tous les horizons temporels mais dans des proportions variées et dépendant des scénarios



Le besoin de modulation intra-journalier augmente très fortement jusqu'à +600% à l'horizon 2060 dans les scénarios avec beaucoup de production solaire, sous l'effet principal du cycle jour/nuit de la production solaire

Le besoin de modulation intra-hebdomadaire augmente très fortement, jusqu'à +300% dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, du fait de la variabilité d'un jour sur l'autre de la production éolienne

Le besoin de modulation inter-hebdomadaire augmente sensiblement dans les scénarios avec un fort développement de l'éolien, jusqu'à +100%, sous l'effet principal de l'alternance de périodes de plusieurs jours sans vent et de périodes avec vent

Le besoin de modulation inter-saisonnier diminue légèrement avec l'augmentation de la consommation estivale de climatisation, la maîtrise de la consommation hivernale de chauffage et la production plus importante de l'éolien en hiver. Cette baisse reste marginale par rapport à la hausse des autres besoins de flexibilité

Le besoin de modulation inter-annuel augmente dans les scénarios avec fort développement de l'éolien

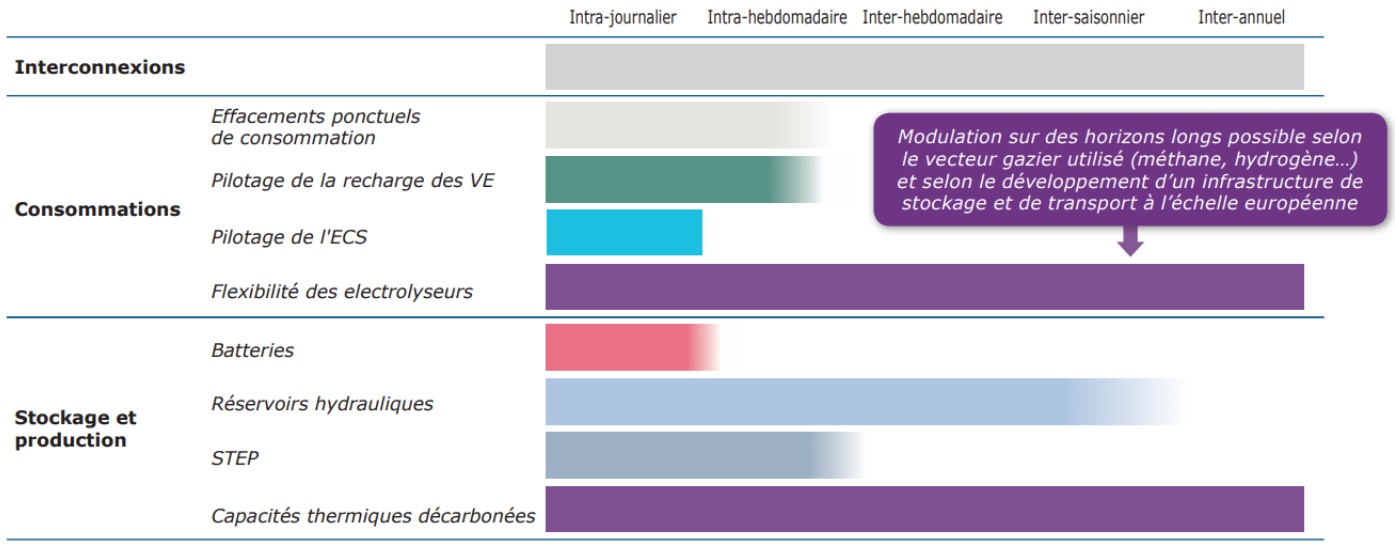
- Effet de la consommation (hors effet de la flexibilité)
- Effet de l'éolien
- Effet du photovoltaïque
- Effet des autres productions fatales
- Besoin total d'énergie à déplacer pour lisser les variations au sein de l'horizon temporel considéré

Différentes solutions de flexibilité, aux caractéristiques complémentaires

- Au-delà du besoin de puissance, **des besoins de modulation en énergie** portant sur des horizons différents
- L'analyse montre que **les besoins de modulation augmentent pour tous les horizons temporels** (intra-journalier, intra-hebdomadaire, inter-hebdomadaire, inter-saisonnier, inter-annuel)

- Différentes solutions de flexibilité peuvent être développées :
  - Flexibilités sur la consommation
  - Production pilotable
  - Stockage (batteries, STEP, power-to-gas-to-power)
  - Interconnexions
- Ces solutions présentent des **caractéristiques différentes et complémentaires**, en agissant sur des horizons temporels différents

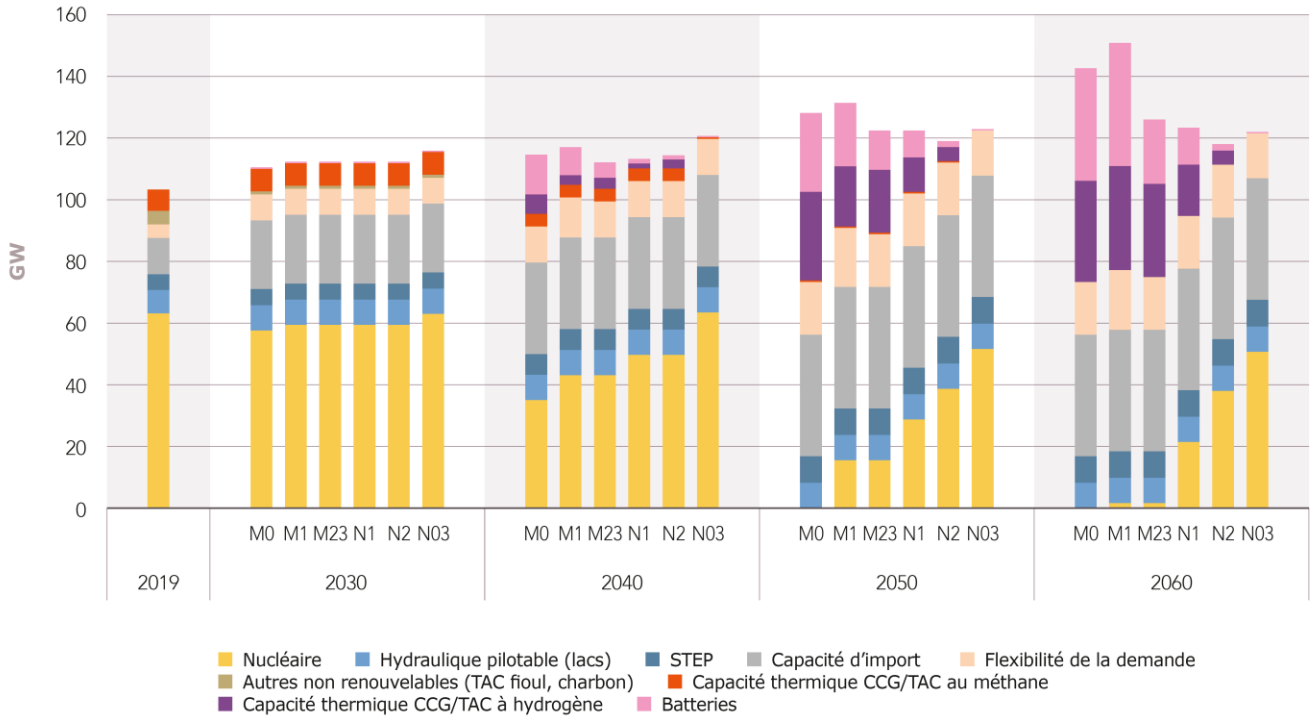
Solutions de flexibilité et horizons temporels sur lesquels elles agissent



A l'horizon 2050, un intérêt à développer de nouvelles capacités de stockage selon les types de stockage et les choix d'évolution du mix de production

- **STEP :**
  - Un développement économiquement pertinent dans tous les scénarios, mais un gisement limité
- **Power-to-gas-to-power/production thermique décarbonée:**
  - Une nécessité dans tous les scénarios sans relance significative du nucléaire, sauf à mobiliser une partie du gisement de biomasse pour la production d'électricité
- **Batteries :**
  - Un intérêt dans les scénarios à fort taux de renouvelable, notamment de production photovoltaïque
  - Mais une solution dont la place dépendra du développement des flexibilités de consommation et du coût

Figure 7.37 Capacités flexibles installées en France dans les différents scénarios pour assurer la sécurité d'approvisionnement[29,30]



Les batteries stationnaires : une solution adaptée dans les scénarios où le solaire se développe largement …

- Les batteries apportent essentiellement un service de modulation à l'échelle journalière. Elles servent essentiellement à gérer la variation jour/nuit de la production photovoltaïque

- Leur développement est directement corrélé à la capacité solaire installée

Figure 7.29 Profil moyen d'injection et soutirage des batteries en France dans le scénario M1 en 2050

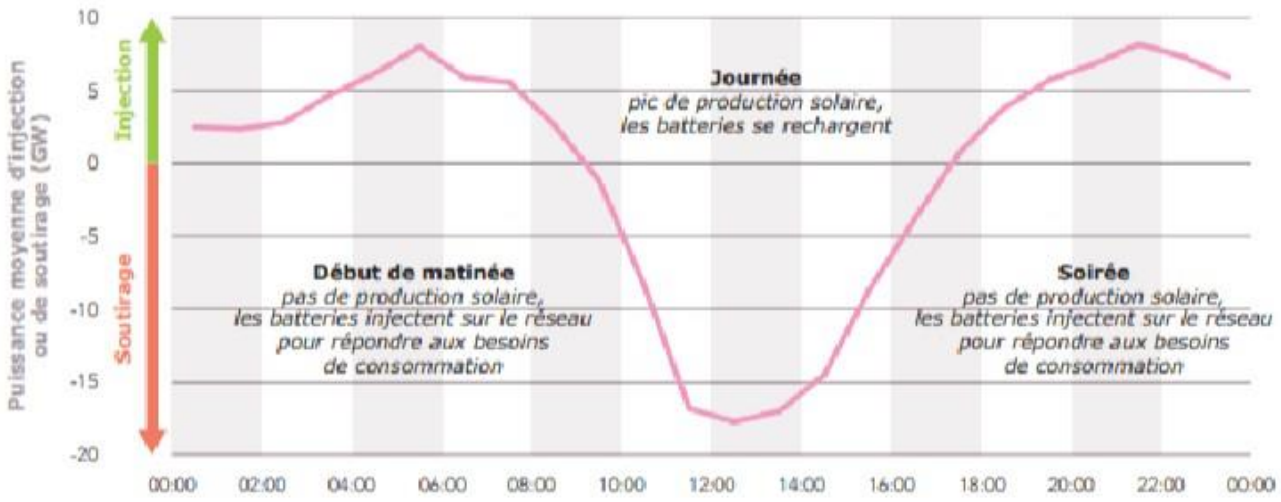
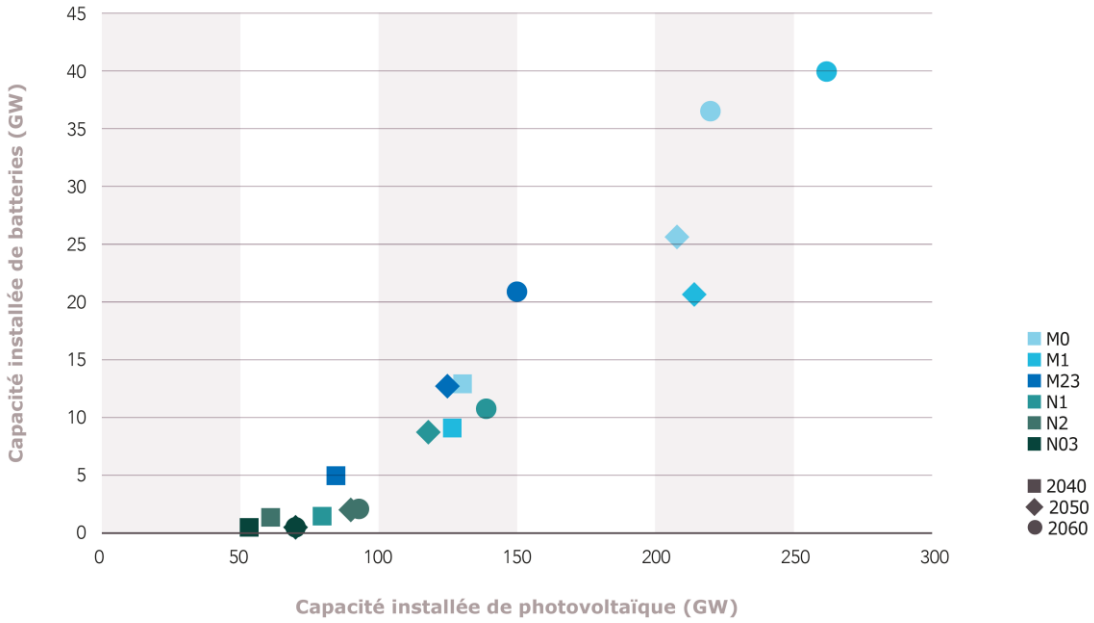
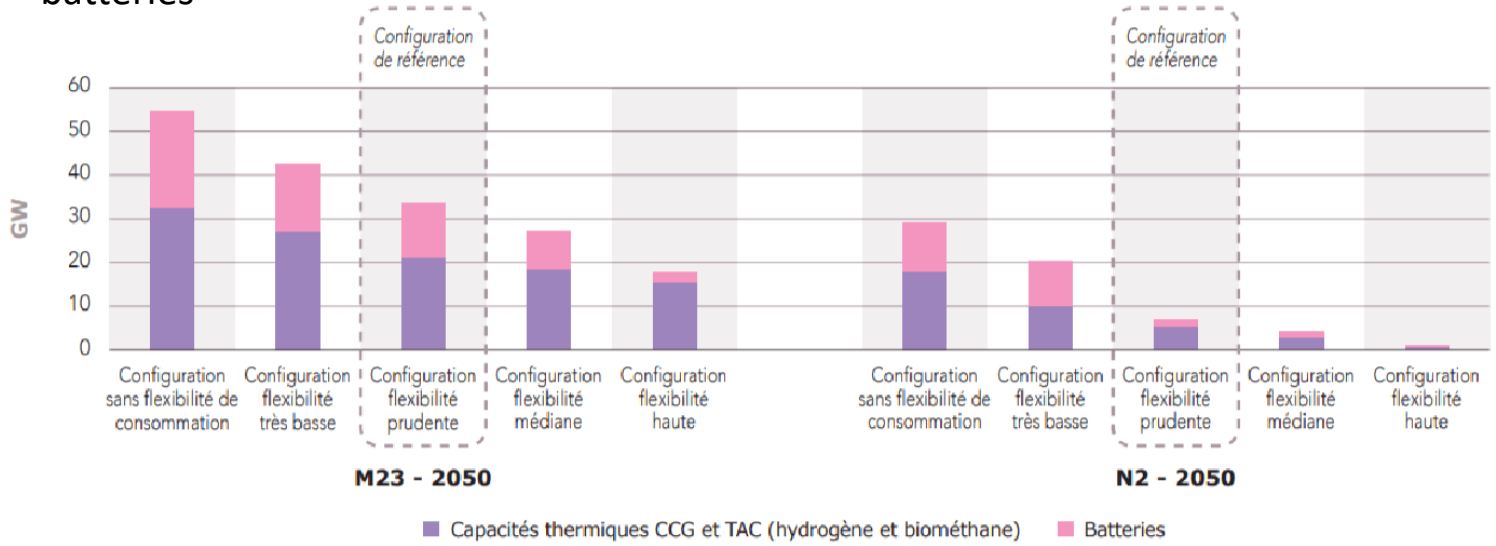


Figure 7.44 Capacités installées de batteries en fonction des capacités installées de photovoltaïque dans les différents scénarios pour les horizons 2040, 2050 et 2060

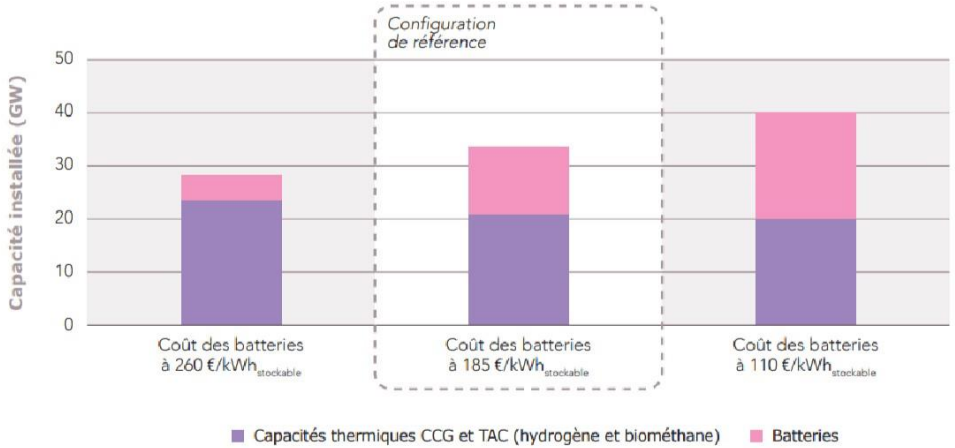


… mais la place économique dépendra du développement des autres solutions de flexibilité et des coûts

- Le développement des flexibilités sur la consommation (recharge des VE, ECS, etc.) influe directement sur la place économique des batteries



- La place économique des batteries dépendra aussi des évolutions des coûts :

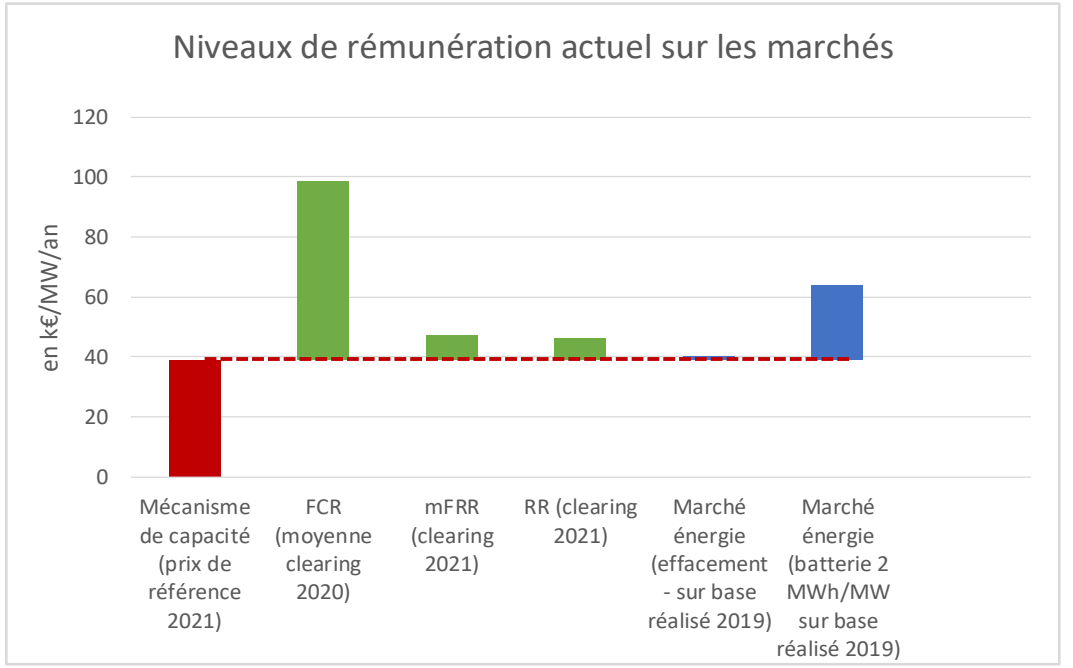


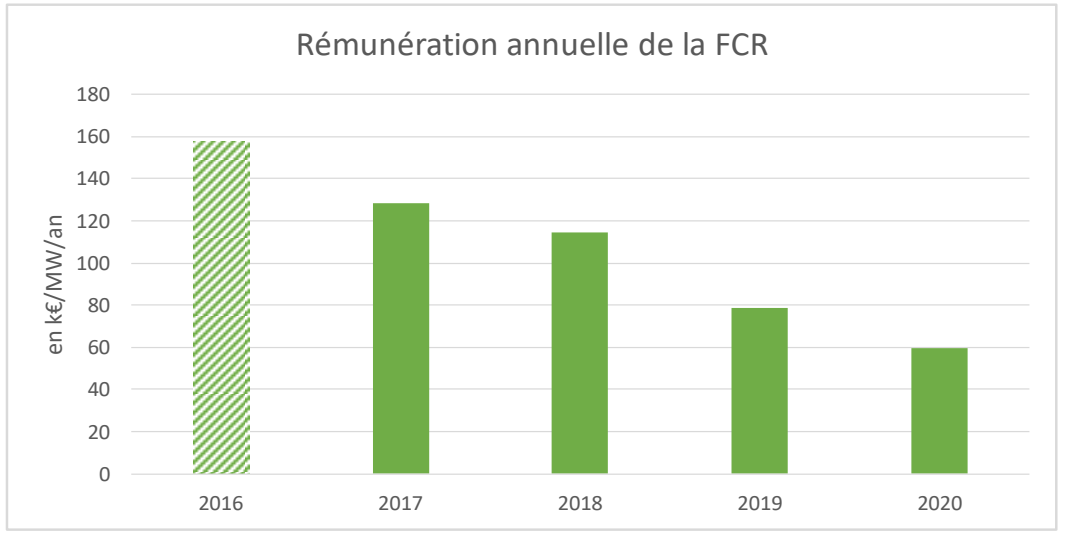
La fourniture de services système (FCR) représente aujourd'hui la principale source de rémunération des batteries mais le gisement est limité

- La fourniture de services système constitue le service le plus rémunérateur et est aujourd'hui le principal mode de valorisation des projets de batteries

- Mais le gisement est très limité (FCR : ~500 MW, aFRR : ~700). Il pourrait évoluer de façon limitée à l'horizon 2030 avec le développement des énergies renouvelables

- Le développement de la concurrence (batteries, effacements, etc.) sur le segment des services systèmes pourrait orienter durablement la rémunération à la baisse. Le phénomène est déjà observé





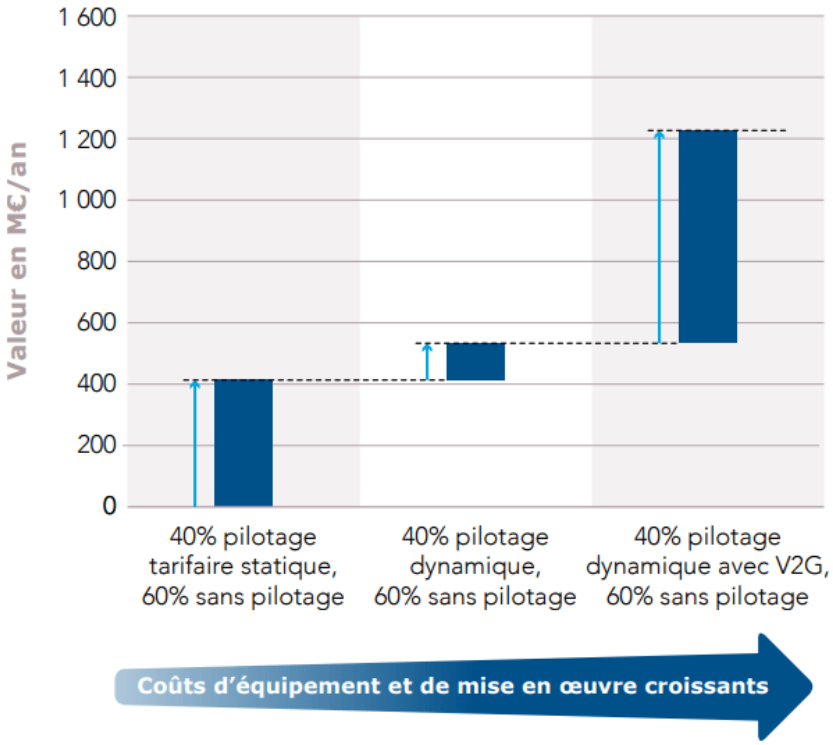
Le vehicle-to-grid : une opportunité pour développer la flexibilité du système électrique mais qui ne doit pas occulter l'intérêt d'un pilotage simple de la recharge

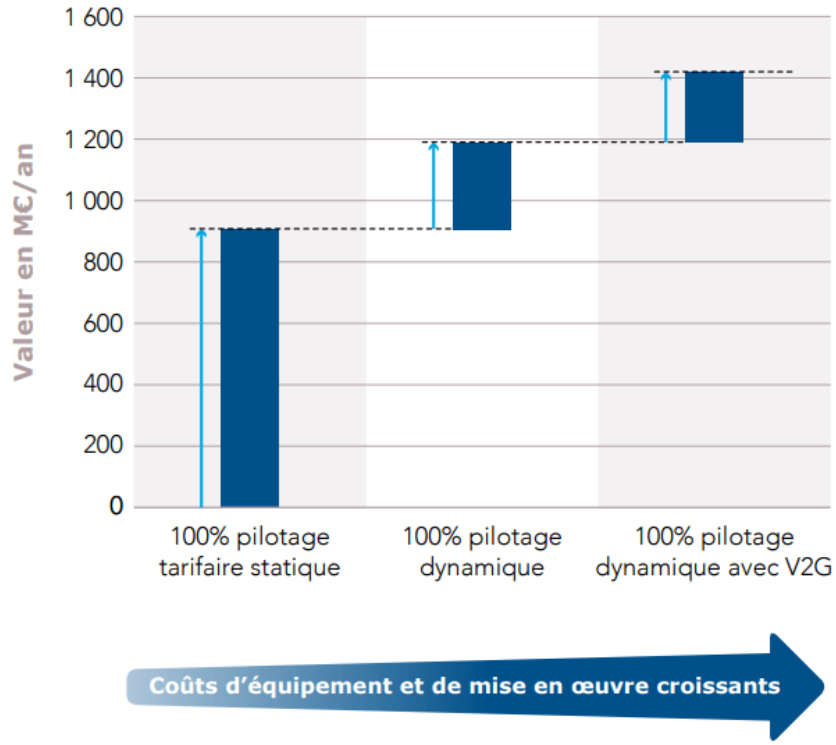
Le développement du véhicule électrique offre l'opportunité de développer la flexibilité du système électrique

- Le vehicle-to-grid permet d'apporter un service de flexibilité comparable à un stockage par batteries et peut présenter un intérêt économique plus important que les batteries stationnaires, via la mutualisation de l'utilisation des batteries (pour la mobilité et la flexibilité du système électrique).

Néanmoins le développement du *vehicle-to-grid* :

- implique des coûts (dans les véhicules et/ou dans les bornes) et son utilité doit être considérée comme complémentaire d'un développement massif du pilotage simple de la recharge, accessible sans coût significatif ;
- est conditionné par la propension des usagers à accepter d'avoir un pilotage 100% dynamique de leur recharge.





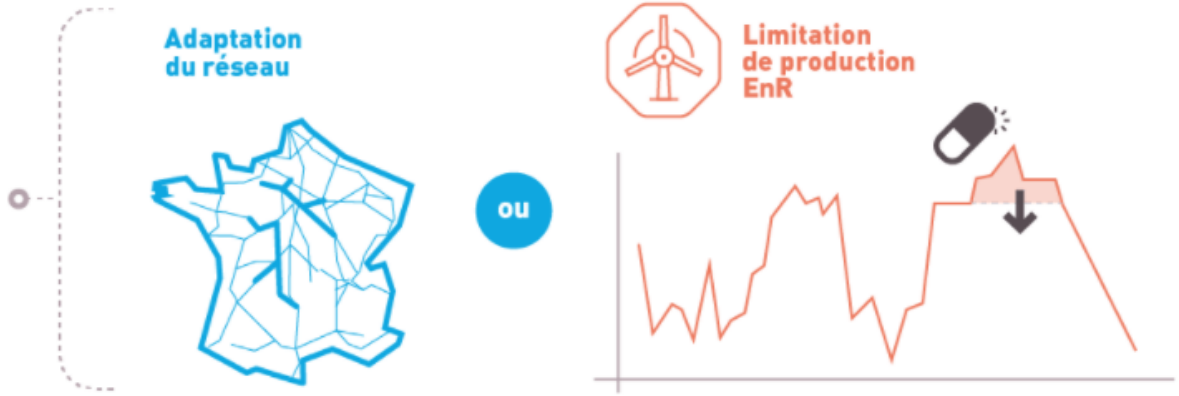
4 Quelle démarche sur les congestions réseaux ?

AO Flexibilités de RTE

Les flexibilités peuvent éviter ou reporter des investissements réseau

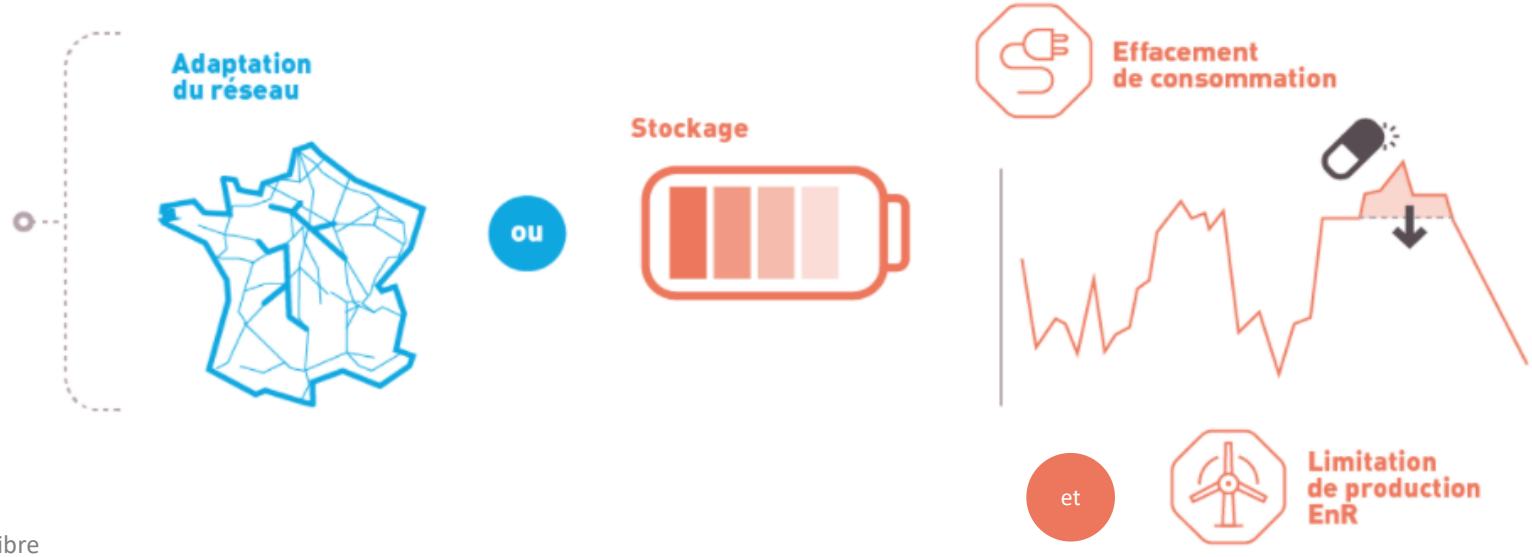
Principe du **dimensionnement optimal**

Arbitrage entre investissement réseau et écrêtement, réalisé dans les études de dimensionnement réseau



Principe des **AO expérimentaux de flexibilités**

Arbitrage entre investissement réseau et service de flexibilité + écrêtement résiduel
Nécessité de réserver le service de flexibilité



L'AO de Perquie : cas d'usage et grands principes

Cas d'usage : Zone de contraintes d'évacuation de production PV

Arbitrage avec la construction d'une liaison souterraine 63 kV

Nature du service : service de soutirage (l'injection est gérée par l'offre de raccordement)

Eligibilité : Stockage directement ou indirectement raccordé au RPT (pour le moment)

Activation : par automate NAZA

Engagement : mise à disposition d'un volume minimal (MWh) par saison électrique (hiver / été) dans la limite du puissance maximale d'activation indiquée par le lauréat

Rémunération : une prime fixe annuelle (en €/MW) et une prime à l'activation (en €/MWh)

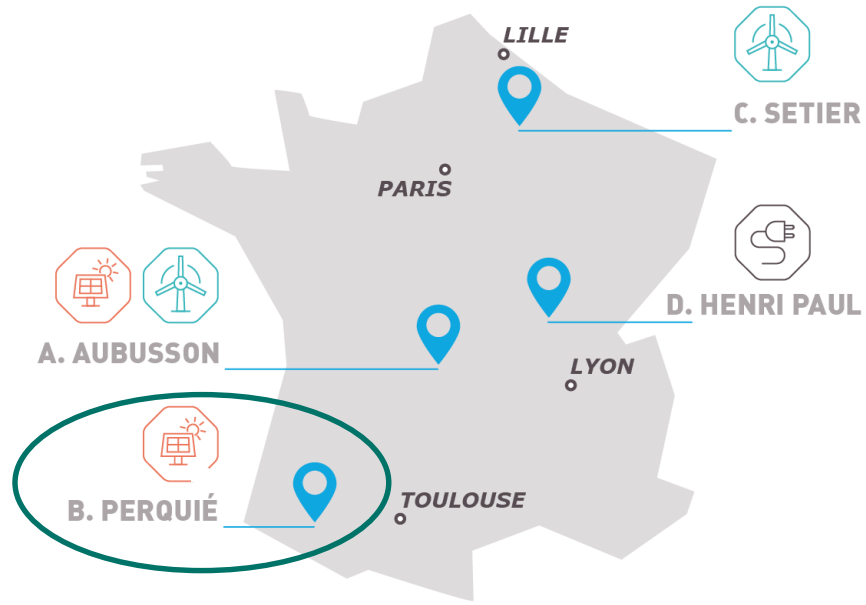
Principe d'interclassement : le coût de la flexibilité (fixe + variable) + le coût de l'écrêtement résiduel < coût de l'investissement annualisé

Date du lancement de l'AO : mi-juin 2022

Date de début du service : 2027

Durée du contrat : 5 ans fermes avec possibilité de renouvellement par tranche de 1 an jusqu'à 5 ans de plus

Nombre de lauréats : 1 seul lauréat par appel d'offres



Quid après ce premier AO ?

S2 2022 — **À court terme**

- Continuer la démarche expérimentale sur de nouvelles zones
- REX des 4 premières zones : des nouveaux critères mis à jour pour identifier de nouvelles zones

> 2023 — **À plus long terme**

- Basculer d'une démarche expérimentale à une industrialisation du processus via intégration dans la doctrine
- REX Ringo + REX de toutes les expérimentations aboutiront à un seul niveau de critères consolidés
- Tous les investissements seront ainsi étudiés s'ils ne vérifient aucun critère d'exclusion

Le réseau
de transport
d'électricité

Copyright RTE – 2021. Ce document est la propriété de RTE. Toute communication, reproduction, publication même partielle est interdite sauf autorisation écrite du Gestionnaire du Réseau de Transport d'Électricité (RTE)