

Septembre 2026

Flexibilité électrique 2026 : nos convictions sur un marché en surcapacité, volatil et décarboné

WAVESTONE



Sommaire

01 Introduction : des besoins en flexibilité électrique et des défis

- Edito
- Executive summary
- Les contraintes sur le réseau électrique
- Les besoins et opportunités de la flexibilité électrique
- Le développement des flexibilités fait face à des défis

02 La flexibilité dans la chaîne de valeur de l'énergie

- Les principaux leviers
- Les principaux acteurs

03 Gisements actuels et perspectives 2025-2030

- Gisements de flexibilité de la production et du stockage
- Gisements de flexibilité de la consommation

04 Actifs de flexibilités et valorisation sur les mécanismes

- Comment caractériser un actif ?
- État des lieux des principaux mécanismes de valorisation
- Matrice : actifs de flexibilité/mécanisme de valorisation

05 Évolution des mécanismes en 2025-2026

- Mécanisme d'ajustement : des opportunités et des défis
- NEBEF devient NEBCO : de l'effacement à la modulation de consommation
- Nouveau MECAPA : centralisé et décarboné
- L'AOE devenu Appel d'Offres Flexibilités Décarbonées (AOFD)

06 Les tendances du marché en 2026

- Un réseau en surcapacité
- Une montée en puissance de la flexibilité des énergies renouvelables intermittentes
- L'émergence de nouveaux actifs de flexibilité
- L'IA et le ML comme leviers de performance



Le système électrique français entre dans une décennie décisive. Pour réussir l'électrification des usages et l'intégration massive des énergies renouvelables, RTE estime le besoin en flexibilité à 25 GW en 2030 et 35 GW en 2035, contre seulement 13 GW installés en 2025.

Notre conviction est claire : **la flexibilité n'est plus un prérequis technique à la transition énergétique** ; elle en est désormais l'un des **principaux leviers de création de valeur**. Elle conditionne la résilience, la souveraineté et la décarbonation du système électrique.

Les années 2025 et 2026 marquent un tournant majeur : **entrée en vigueur du NEBCO, nouveau mécanisme de capacité décarboné**, développement rapide du **stockage par batteries**, montée des **prix négatifs** et émergence de **l'intelligence artificielle** dans la valorisation des actifs.

Dans ce contexte, l'équipe **Flexibilité électrique du secteur Énergie de Wavestone** a mené cette étude afin d'apporter un éclairage clair et actionnable sur les transformations en cours. Elle s'appuie sur les données de référence du secteur ainsi que sur une dizaine d'entretiens menés auprès d'acteurs majeurs du marché.

Trois enjeux structurent notre analyse :

- l'impact des **prix négatifs** sur les modèles économiques ;
- l'évolution des **gisements de flexibilité** à horizon 2030 ;
- la transformation des **mécanismes de marché**.

Cette étude vise à fournir les clés de lecture nécessaires pour anticiper les mutations du secteur et capter la valeur dans un marché en pleine recomposition.



Clément Le Roy

Partner Energy



Jean-Luc De La Jugannière

Associate Partner Energy



Samy Chouaf

Senior Consultant



Baptiste Salvi

Consultant



Louis Couturon

Consultant



Pablo Valier

Consultant



Boladji Facia

Consultant



Introduction : des besoins en flexibilité électrique et des défis

Executive summary

Flexibilité électrique en 2026 : un marché en surcapacité, volatil et en pleine refonte réglementaire

➔ 4 ruptures structurantes en 2026

RTE estime le **besoin en flexibilité à 25 GW en 2030 et 35 GW en 2035**, contre ~13 GW installés en 2025. Pour franchir cette marche, le système électrique français doit absorber **4 ruptures simultanées** :

- **Économique** : volatilité accrue du SPOT et **6 % de prix négatifs en 2025** (RTE, Bilan électrique 2025), tendance qui se poursuit en 2026 et rebat les business models comme les opportunités d'arbitrage.
- **Réglementaire** : refonte considérable des mécanismes : NEBCO depuis sept. 2025, nouveau MECAPA centralisé et décarboné à l'hiver 2026-2027, fin de l'AOFD en nov. 2026, obligation MA pour les EnR > 10 MW.
- **Technologique** : essor massif des **BESS** (1,6 GW installés, 14 GW en file d'attente) en France comme en Europe, et basculement d'une flexibilité assurantielle vers une **flexibilité dynamique** à l'échelle de la journée.
- **D'usage** : émergence de **nouveaux actifs flexibles** (data centers, VE, e-boilers, pompes à chaleur), portés par l'électrification des usages, la croissance des EnR et la décarbonation de l'industrie.

➔ 3 leviers de création de valeur

Dans ce contexte, les acteurs de la flexibilité repositionnent leurs business models autour de **3 grands gisements de valeur** :

- **Offre** : valorisation des **écrêtements ENR** via le mécanisme d'ajustement et les services système, et structuration de portefeuilles multi-mécanismes (BESS + EnR + effacement) pour lisser les revenus.
- **Demande** : déplacement dynamique des consommations industrielles électro-intensives, électrification de la chaleur (PAC, e-boilers) et pilotage du résidentiel/tertiaire, gisement qui pourrait couvrir jusqu'à **40 % des besoins dès 2030** selon RTE.
- **Actifs émergents** : montée en puissance des flexibilités locales, des solutions d'hybridation, des data centers et des véhicules électriques comme nouvelles sources structurantes.

➔ Nos convictions

La flexibilité bascule en 2026 d'un sujet technique réservé aux énergéticiens à un **actif économique stratégique**, mobilisé par l'ensemble de la filière : producteurs, agrégateurs, industriels et gestionnaires de réseau.

L'IA et le Machine Learning deviennent une couche d'infrastructure indispensable pour orchestrer, prévoir et arbitrer la valeur captée.

La **diversification des portefeuilles** entre stockage, flexibilités industrielles et EnR pilotables devient un levier clé de résilience face à la volatilité des marchés.

Parallèlement, les **acteurs privilégient des actifs matures** comme les BESS et adaptent leurs systèmes d'information pour accélérer le passage à l'échelle de la flexibilité.

Croissance des EnR, électrification, climat : 3 pressions simultanées qui rendent la flexibilité indispensable



Croissance des énergies renouvelables

Le développement rapide des EnR provoque :

- Des **points de congestion** lorsque la production locale est élevée mais que l'évacuation n'est pas suffisante
- Une augmentation **de la complexité des flux** d'électricité sur les réseaux de transport et de distribution



Electrification des usages

L'essor de la mobilité électrique, la décarbonation du résidentiel, le développement des data centers ou encore l'électrification des processus industriels nécessitent :

- Le **renforcement du réseau** (échauffement, usure des transformateurs et lignes MT/BT)
- Le **réglage de la tension** et de la **fréquence**



Changement climatique

Les contraintes climatiques telles que les vents violents, les grandes crues ou les fortes chaleurs pèsent sur les infrastructures du réseau. Par exemple :

- La **dégradation** des installations et des infrastructures électriques lors d'évènements météorologiques extrêmes
- La **baisse du stock hydraulique** en cas de sécheresses

54 GW

De capacités EnR intermittentes (fin 2025)

+28 GW de croissance depuis les 5 dernières années

580 à 640 TWh

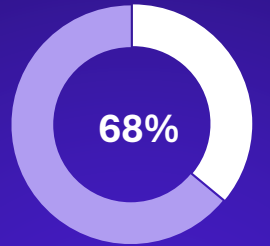
Consommation électrique en 2035

451 TWh de consommation en 2025

24 milliards d'euros

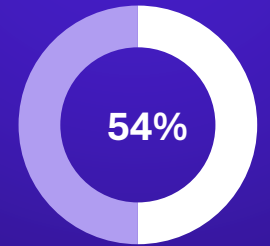
D'investissements nécessaires pour moderniser et adapter le réseau aux changements climatiques pour 2040

Face à ce triple choc : +28 GW d'EnR en 5 ans, électrification accélérée, intensification des aléas climatiques, ainsi qu'aux rénovations et modernisations nécessaires, RTE estime à 100 Md€ les investissements nécessaires d'ici 2040 pour adapter le réseau. Le déploiement massif de la flexibilité constitue le levier économique pour limiter cette facture et accélérer la transition.



Des capacités renouvelables sont d'origine solaire ou éolienne fin 2025

Source : RTE Eco2mix



D'électricité dans le mix énergétique à horizon 2050 selon la PPE3

D'où un fort besoin en flexibilité pour le système électrique...

x2

Les besoins en flexibilité en Europe vont doubler d'ici 2030

28 à 68 GW

De besoin en flexibilité à horizon 2050 en France

En quoi consistent ces flexibilités ?

Définition : la flexibilité électrique désigne la capacité d'un système électrique à ajuster rapidement la production, la consommation ou le stockage d'électricité pour maintenir en permanence l'équilibre offre-demande, notamment pour faire face à la variabilité des énergies renouvelables et aux fluctuations de la consommation.

On distingue 6 grands **types de flexibilités** :

1

Flexibilités structurelles et régulières

Prévoir la production lorsque l'électricité est moins chère et bas carbone

2

Flexibilités dynamiques

Réagir aux événements ponctuels : Vague de froid, chute de production EnR

3

Flexibilités d'équilibrage

Equilibrer l'offre et la demande à court terme (entre 1h à l'avance et le temps réel)

4

Flexibilités de sauvegarde

Faire face aux événements exceptionnels (crise, aléas climatiques, maintenance des parcs...)

5

Flexibilités locales

Gérer les contraintes locales du réseau : intensité, surtension, travaux...

6

Flexibilités de raccordement

Raccorder plus vite et à moindre coût les producteurs EnR, les stockeurs et les consommateurs

Elles sont valorisées grâce à des **mécanismes** (liste non exhaustive) 

Marchés à terme (OTC, bourse), MECAPA

Marché SPOT (intraday et J-1)

Services système et mécanisme d'ajustement

EcoWatt, Délestages tournants...

Reports d'investissement, économies...

Offres de Raccordement Alternatives (ORA), optimisation des S3REnR

Auxquels participent des solutions de **flexibilités** (liste non exhaustive) 



Hydraulique



Centrale à gaz



Batteries



Effacement de conso



Bornes VE



Écrêtement des EnR

Les flexibilités présentent également des opportunités économiques et de décarbonation pour le système électrique



Bénéfices économiques

Réduction des coûts pour le réseau : en se substituant à la construction de nouvelles infrastructures et par une meilleure optimisation du réseau

Rémunération des différents acteurs : grâce aux mécanismes de valorisation mis en place par RTE et Enedis

Limitation des coûts de raccordement : notamment via les raccordements flexibles et les solutions d'évitement de congestion (grâce aux offres de raccordement optimisées/alternatives et aux gabarits de stockage entre autres)



Décarbonation

Réduction de la consommation et importation d'énergies fossiles : en réduisant les appels aux centrales thermiques fossiles en France ou en Europe

*Selon RTE, la flexibilité pourrait permettre d'éviter jusqu'à **500 TWh** d'importations en France d'énergies fossiles d'ici à 2035.*

Facilitation de la montée des énergies renouvelables : l'intermittence des énergies solaire et éolienne rend indispensable l'implémentation de mécanismes de flexibilité pour leur intégration sur le réseau

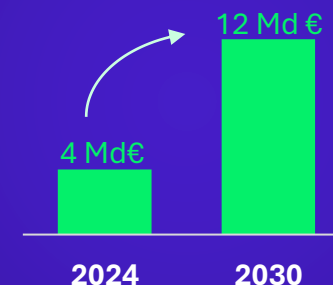
- Sans flexibilité suffisante, les recours aux **écrêtements d'énergies vertes, détruisent de la valeur** (moins de MWh valorisés) et tendent à **dégrader le coût complet du système**.
- Selon RTE, l'électrification des usages et le **développement de la flexibilité** sont nécessaires dans les atteintes des objectifs de décarbonation.

600 k€/MW

Economies générées en France grâce aux raccordements flexibles en France.

Source : CRE

Évolution de la valeur de la réserve de flexibilité de la demande



Source : McKinsey

-3Md €/an

Baisse attendue du coût du système électrique complet d'ici à 2035 grâce à la flexibilité.

Source : RTE

Mais le développement des flexibilités fait face à des défis majeurs

→ Des coûts opérationnels qui freinent l'adoption

Le développement des flexibilités s'accompagne de coûts opérationnels significatifs qui peuvent constituer un frein majeur à leur déploiement :

- **Nécessité d'adapter ses activités industrielles** en fonction de la modulation des consommations d'électricité
- **Pénalités** en cas de non-respect des engagements du contrat de flexibilité
- **Rentabilité incertaine** causée par un marché volatil et soumis à de nombreuses contraintes

→ Une complexité qui ralentit le marché

La diversité des mécanismes de flexibilité constitue un frein important à leur adoption :

- **Gisement de consommateurs varié** qui nécessite d'intégrer des solutions sur-mesure (tertiaires, industriels, particuliers)
- **Multiplicité des technologies mobilisables**
- **La complexité des modèles d'action limite leur lisibilité** et rend leur usage difficile

Le manque de standardisation et d'interopérabilité

Pour adopter des protocoles communs et harmoniser les mécanismes, il est nécessaire de relever les défis suivants :

- **Déploiement de la 5G** pour assurer la continuité des communications
- **Interopérabilité avec des tiers** afin de coordonner opérateurs de réseau, agrégateurs et fournisseurs d'énergie
- **Sécurité et gouvernance** pour garantir la confidentialité et la fiabilité des échanges

Une valorisation incertaine

La CRE estime à **80 millions d'euros** les pertes associées aux heures de prix négatifs sur le S1 2025 pour les installations de production.

Des mécanismes en constante évolution

L'évolution des mécanismes introduit de la complexité structurelle à tous les niveaux : producteurs, consommateurs, agrégateurs et transporteurs.

Une interopérabilité encore peu suffisante

La réduction de l'intervalle du marché **spot européen** de 60 à 15 minutes nécessite une **synchronisation efficace** entre acteurs pour éviter les déséquilibres.



En 2035, 50 % du mix européen viendra des énergies renouvelables

Mais leur production fluctuante accroît la volatilité des prix



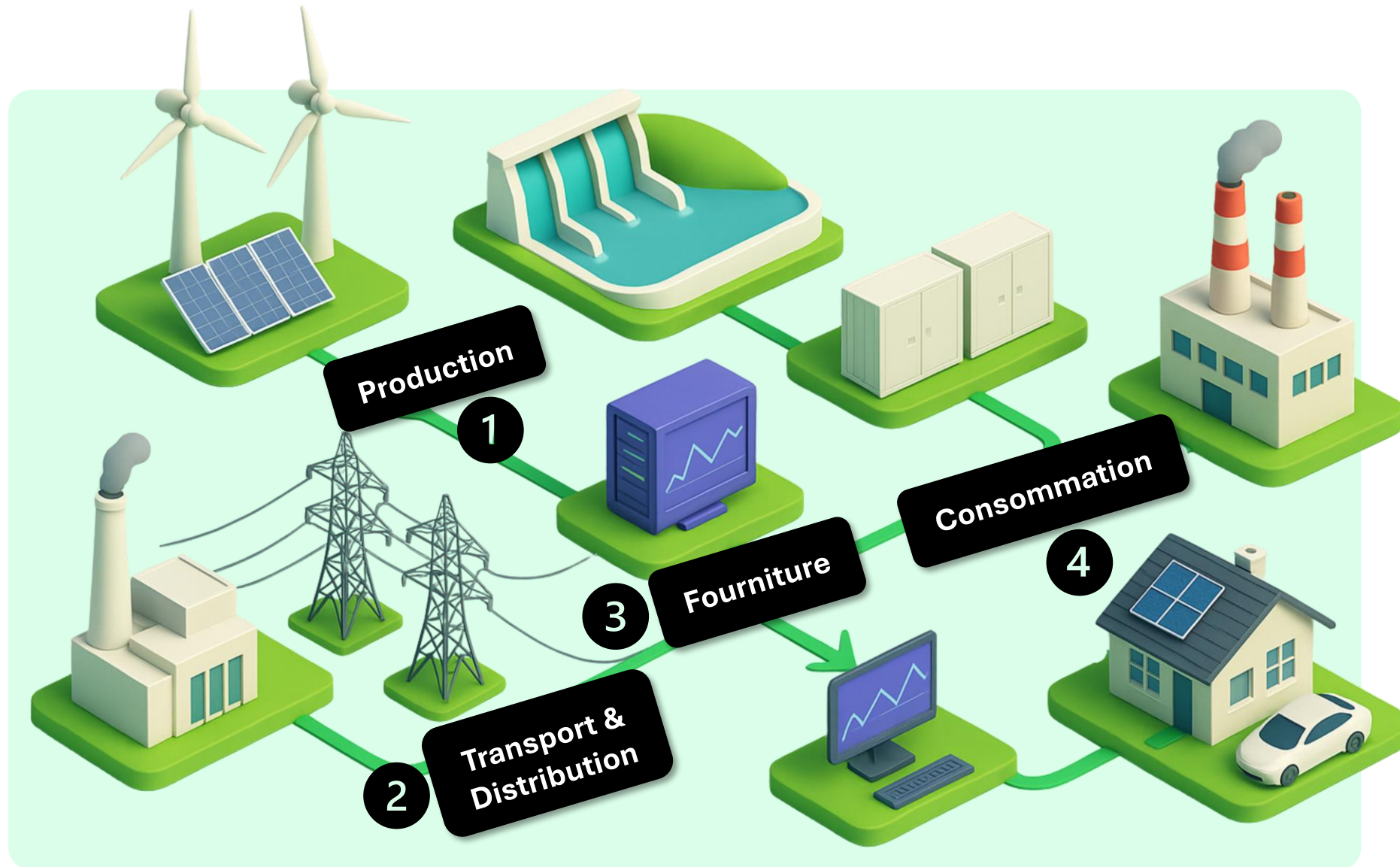
100 GWh/jour

Besoin en pilotage de recharge des véhicules électriques en 2035

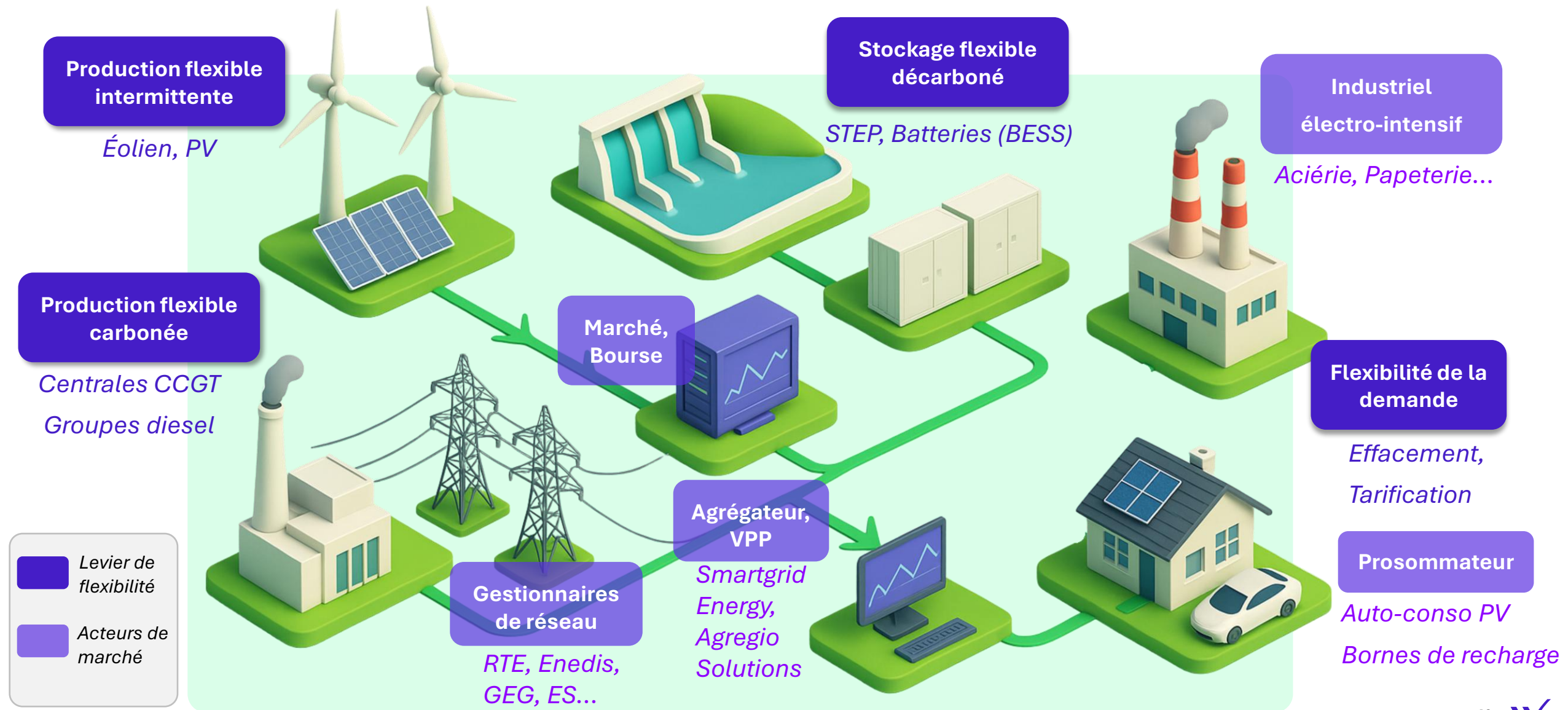


La flexibilité dans la chaîne de valeur de l'énergie

La flexibilité intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie

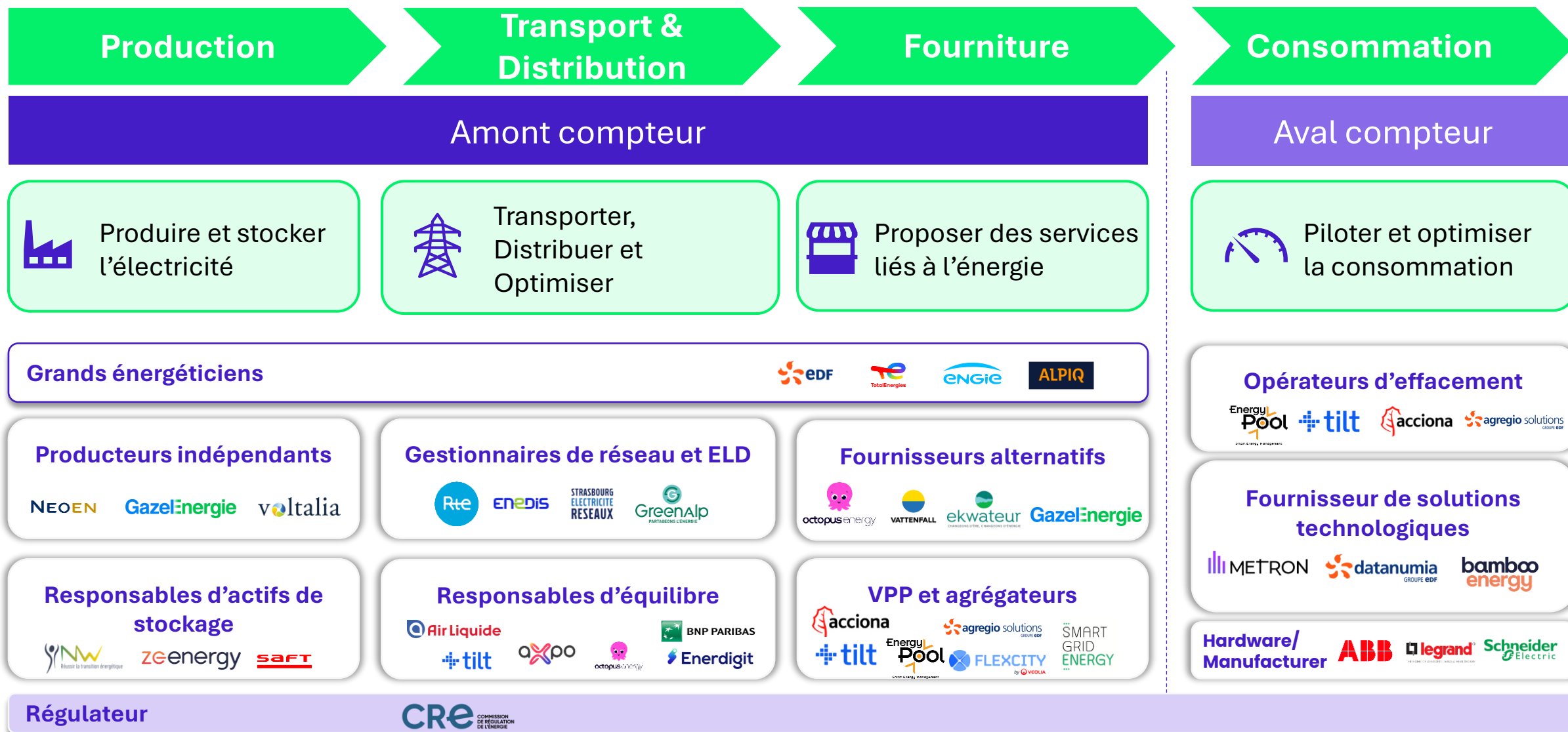


La flexibilité intervient sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie



Les acteurs de la flexibilité interviennent sur l'ensemble de la chaîne de valeur de l'énergie

**Liste d'acteurs non exhaustive et à titre d'exemple*





Gisements actuels et perspectives 2025-2030

2025-2030 : Gisements de flexibilités de la production et du stockage

01

Les **capacités thermiques pilotables** devraient légèrement baisser et se maintenir à un niveau stable.

02

Les **batteries** continuent leur croissance modérée avec une **capacité importante en file d'attente** (14 GW).

03

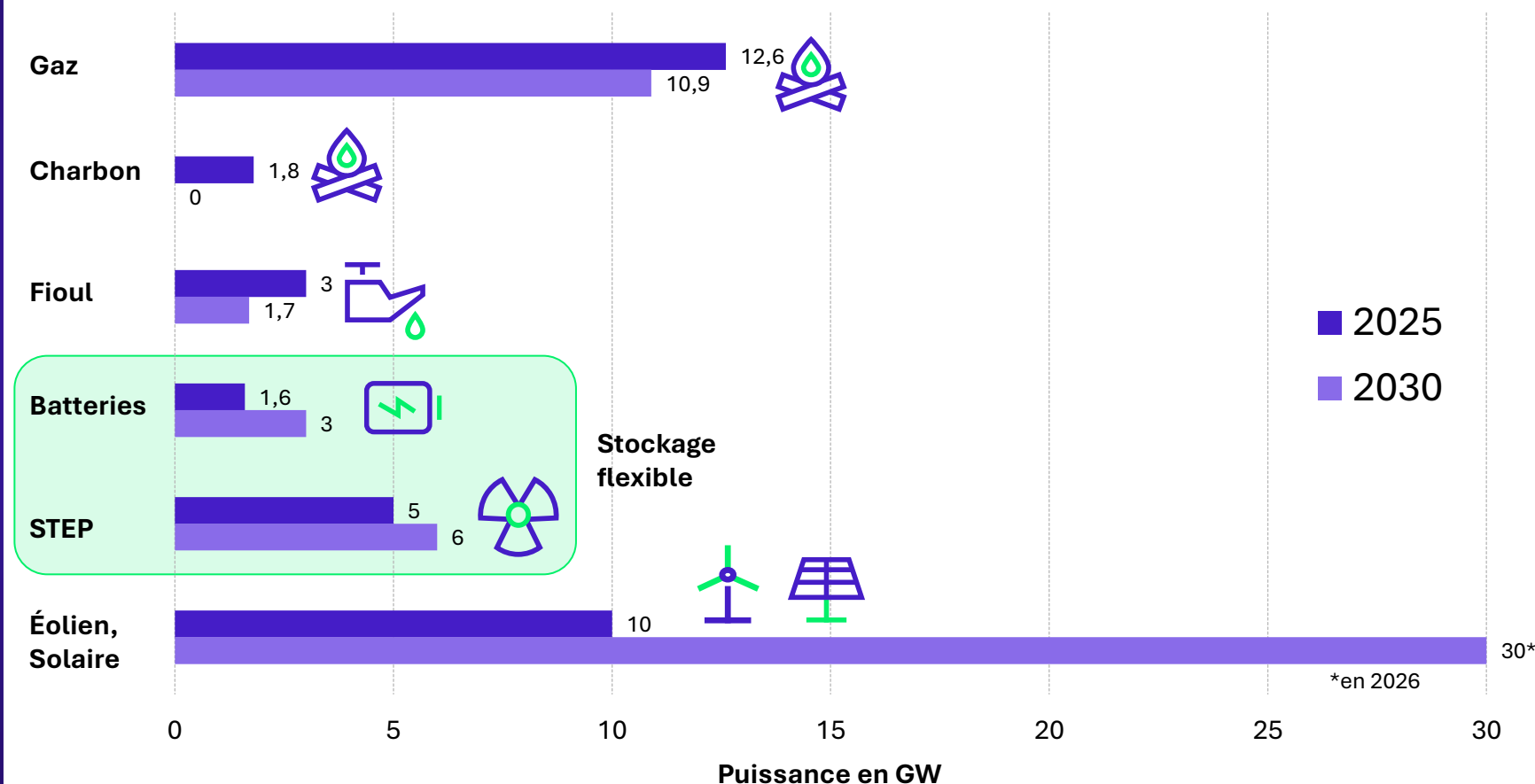
Les **STEP** hydrauliques devraient connaître une légère augmentation comprise entre **+0,5 et +1,5 GW d'ici 2035**.

04

La **croissance soutenue des renouvelables** et les épisodes de **prix négatifs** conduisent à recourir fortement aux **écrêttements solaires et éoliens**.

Gisements de flexibilité de la production et du stockage en 2025 et à horizon 2030 en GW (puissance maximale activable)

Sources : RTE Bilan prévisionnel 2025, bilan électrique 2024



2025-2030 : Gisements de flexibilités de la consommation

01

Un **gisement Tertiaire** dépendant du **déploiement des BACS** qui est en deçà des **objectifs** nationaux. Un **plan volontariste** est en marche **pour atteindre un gisement de 2,5 GW en 2030**.

02

Résidentiel : heures creuses depuis novembre 2025 pour profiter du pic de production renouvelable en milieu de journée. **Seulement 55% des ballons d’eau chaude sanitaire (ECS)** sont actuellement pilotés. Le **pilotage de la recharge des véhicules électriques** concerne quant à lui environ 1/3 du parc.

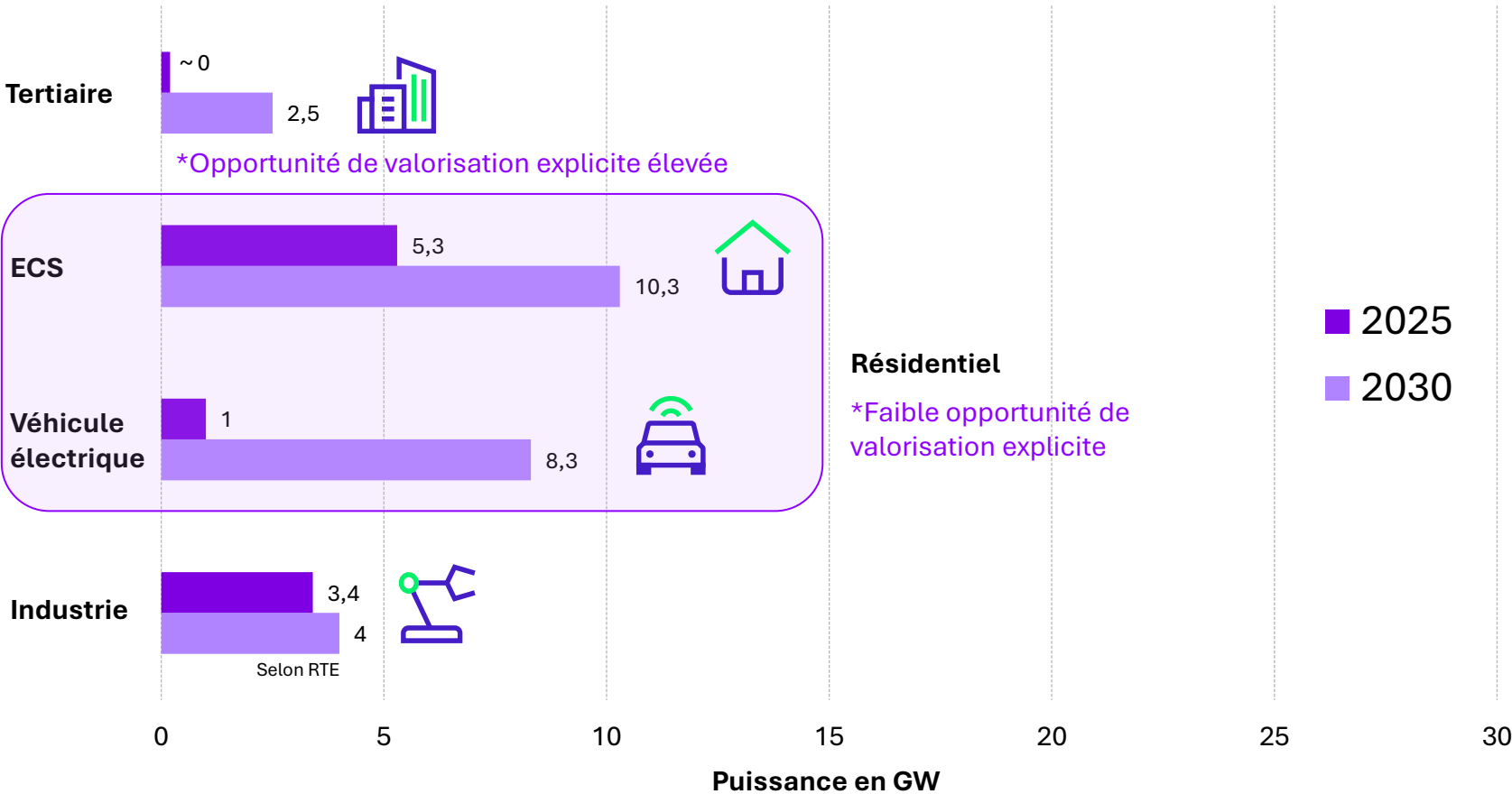
La **généralisation du pilotage tarifaire** représente un potentiel important de flexibilité supplémentaire pour le gisement résidentiel.

03

Un **marché Industriel** proche de son **plafond économique** aux conditions de rémunération existantes. **L’électrification des procédés thermiques** pourrait augmenter significativement le gisement (jusqu’à 8,4 GW en 2050).

Gisements de flexibilité de la consommation en 2025 et à horizon 2030 en GW (puissance maximale activable)

Sources : RTE baromètre 2024 des flexibilités de la consommation, Bilan électrique 2024, ALLICE - Effacement dans les unités de productions industrielles





Actifs de flexibilité et mécanismes de valorisation

Comment caractériser un actif de flexibilité ?

Durée d'activation	Quelle est la durée durant laquelle la technologie peut fonctionner ?
Fiabilité	À quel point une défaillance peut influencer sur la performance de la technologie ?
Délai de mobilisation	À partir de la demande, combien de temps faut-il pour mobiliser la technologie choisie ?
Rebond	Comment quantifier l'impact post activation sur mon installation ?
Fréquence d'activation	Combien de fois par an, par jour ou par heure puis-je activer ma technologie ?
Puissance et énergie modulable	Quel est l'ordre de grandeur de puissance ou d'énergie que la technologie peut moduler ?
Équilibre technico-économique	Quel est l'effort technique à réaliser pour permettre l'activation ? Est-il rentable économiquement ?

Cas pratique d'une solution de flexibilité

➔ Les véhicules électriques comme solution de stockage décentralisée

Le V2G (« **du véhicule vers le réseau** ») grâce à la charge bidirectionnelle, transforme les véhicules électriques en batteries sur roues capables de stocker l'énergie lorsqu'elle est abondante et de la restituer lorsque le réseau est sous tension.

Exemple d'une offre tarifaire Vehicle-To-Grid (V2G)

Pour un client parcourant environ 12 000 km par an (à un taux moyen de 0,190 kWh/km), le **Power Pack V2G Octopus** permet d'économiser environ 720 € par an par rapport à un tarif variable standard.*

*Source : [Octopus Power Pack: the UK's first Vehicle-to-Grid tariff](#) | Octopus Energy

Voir également l'**offre DREEV** développée par EDF pour valoriser le V2G.

Exemple de fonctionnement

Caractéristiques techniques : batterie 100 kWh, borne de recharge 22 kW.

- Recharge nocturne quand l'électricité est la moins chère → **≈66 kWh récupérés entre 2 h et 5 h.**
- Le matin, vers 7 h, la demande augmente fortement alors que la production renouvelable est plus faible.

Bilan : le véhicule stocke l'énergie la nuit et en **restitue une partie lors des pics**, ce qui lisse la demande, limite la **tension locale du réseau**, réduit le recours aux centrales thermiques.



Ces actifs de flexibilité sont valorisés à travers différents mécanismes



Le marché de capacité

Capacité à assurer la sécurité d’approvisionnement, via des moyens certifiés disponibles lors des pointes.

- **MECAPA** : mécanisme de certification de capacités, visant à **garantir la disponibilité effective de moyens de production, de stockage et d’effacement** lors des périodes de forte tension du système électrique.

Le dispositif actuel arrivant à échéance mi-2026, le nouveau MECAPA prend effet au 01/11/2026 pour l’hiver 2026-2027



La consommation

Capacité à décaler les périodes où l’on consomme de l’électricité.

- **NEBCO** : via une réforme portée par RTE, ce nouveau mécanisme permet désormais de **moduler les consommations à la hausse/baisse** (par report ou anticipation) et d’être **rémunéré pour ces ajustements**.
- **AOFD (prend fin en novembre 2026)** : dispositif succédant à l’appel d’offres « effacement » (AOE), visant à soutenir les **usages flexibles bas carbone**. Il concerne les sites capables de réduire leur consommation ou de stocker l’électricité en période de tension, sans recours à des moyens carbonés. Le dispositif prend fin en novembre 2026, avec une intégration de la valorisation des flexibilités décarbonées dans le MECAPA.



Les réserves

Capacité à activer des leviers de flexibilité rapidement pour maintenir l’équilibre offre-demande en temps réel.

- **Réserve primaire R1 (FCR)** : activée en continu pour interrompre une dérive de la fréquence nominale.
- **Réserve secondaire R2 (aFRR)** : activée automatiquement en quelques secondes pour restaurer la fréquence du réseau à sa valeur nominale.
- **Réserves Rapide et Complémentaire (mFRR), valorisées sur le Mécanisme d’Ajustement** : activée manuellement par RTE pour compléter les réserves précédentes ou s’y substituer.



Les interconnexions

Capacité à mutualiser les sources de production pour favoriser l’importation/exportation de l’énergie entre pays européens.

- **Interconnexions** : offre la possibilité d’échanger de l’énergie en fonction des besoins.

Plus un réseau est interconnecté, mieux il peut absorber les variations de production : un pays en surplus peut ainsi envoyer son excédent d’électricité à ses voisins.

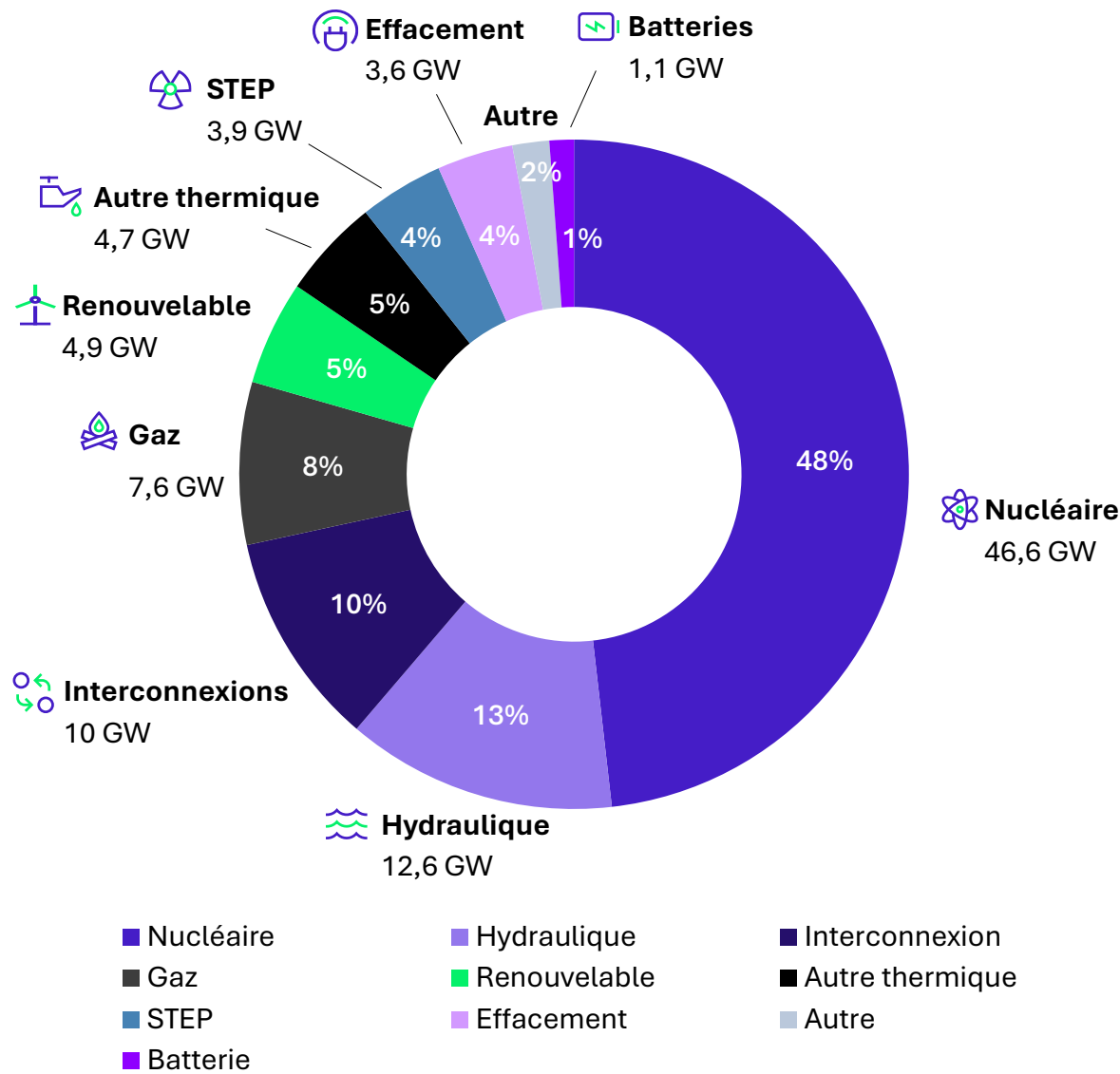
À l’inverse, en cas de baisse de production (par exemple en raison de la variabilité des énergies renouvelables), un pays peut ponctuellement couvrir ses besoins en important sans difficulté l’électricité de ses voisins européens.

Ensemble, ces mécanismes contribuent à renforcer la flexibilité du système électrique et à favoriser une utilisation accrue d’énergie décarbonée, au service de l’équilibre assuré par les gestionnaires de réseau.

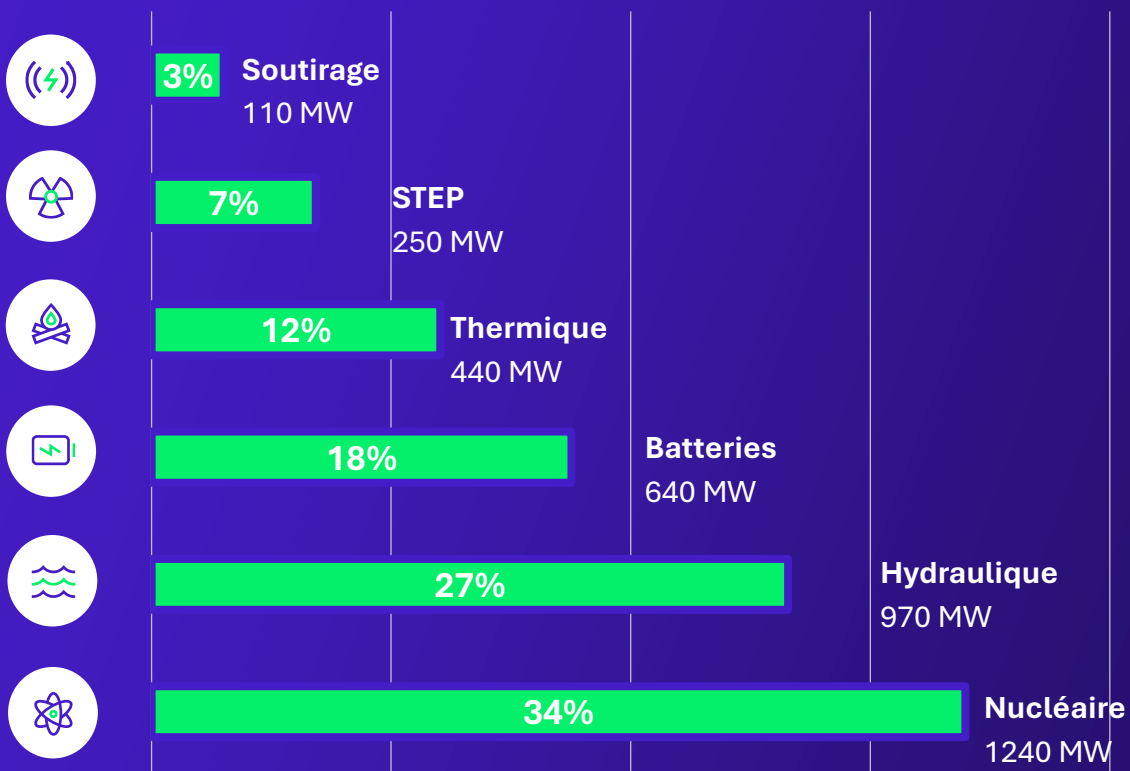
La participation aux mécanismes dépend des caractéristiques technico-économiques des actifs

Faible ou Pas de participation Participation moyenne Bonne participation			Marché de capacité	Consommation		Réserves			Échanges
			MECAPA	NEBCO	AOFD	Réserve primaire	Réserve secondaire	Mécanisme d'ajustement	Interconnexions
Stockage	Batteries BESS								
	STEP hydrauliques								
Production décarbonée	Éolien								
	Solaire								
	Centrale hydroélectrique								
	Centrale nucléaire								
Production carbonée	Centrale à gaz								
	Groupe diesel								
Flexibilité de la demande	Chauffage électrique								
	E-boiler								
	Pompe à chaleur								
	Effacement industriel								

Capacités certifiées au MECAPA 2026 par source



Capacités certifiées à la réserve primaire en Mars 2025



Source : Aurora (mars 2025)

Le **parc de batteries** peut aujourd’hui couvrir à lui seul l’ensemble du besoin théorique en réserve primaire qui est de **600 MW**. La réserve primaire étant presque saturée, la réserve secondaire présente davantage d’opportunités pour les nouveaux projets aujourd’hui. De plus, **les énergies renouvelables** devraient bientôt faire leur entrée dans le bouquet de réserve (plusieurs projets sont en cours de certification), ce qui pourrait augmenter la compétition.

The background is a solid dark blue. On the left side, there is a large, semi-circular graphic element. Inside this semi-circle, there is a 3D bar chart with approximately 15 bars of varying heights. The bars are colored in shades of yellow, orange, and teal. The chart is set against a light blue background within the semi-circle. To the right of the semi-circle, there is a white curved line that starts near the bottom left and curves upwards and to the right. A green line starts near the bottom left, follows a similar path to the white line but is lower, and then curves upwards more steeply towards the top right.

Des mécanismes qui évoluent en
2025-2026

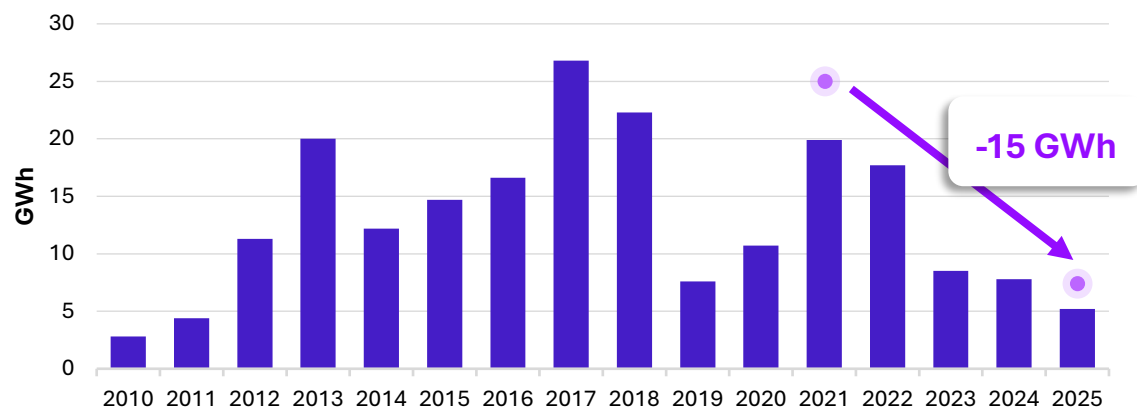
Mécanisme d'ajustement : des opportunités et des défis

Le **mécanisme d'ajustement (MA)** permet au dispatcher de RTE d'activer manuellement la réserve tertiaire. Cette réserve est mobilisée lorsque la réserve secondaire est insuffisante pour corriger un déséquilibre, mais aussi pour se substituer aux réserves primaire et secondaire ou anticiper un déséquilibre à venir.

Principaux apports de la loi DDADUE sur la participation des EnR au MA

- **Intégrer** le MA pour tous les parcs EnR d'une puissance supérieure à 10 MW.
- **Moduler** leur injection à la demande de RTE pour contribuer à l'équilibrage.
- **Participer** à un mécanisme déjà en forte croissance avec près de 5,6 GW d'EnR activables, soit **+4,5 GW** en **un an**.

Volume d'effacement de consommation activé sur le MA (GWh)



Source : RTE – Mécanismes de marché – septembre 2026

Les défis du Mécanisme d'ajustement

- Le **volume d'effacement de consommation** en baisse de **-15 GWh** en 2025 par rapport au niveau de 2021.
- **Mettre en place** des outils et des processus fiables pour l'écrêtement des EnR, notamment pour l'éolien qui est moins pilotable que le solaire.
- **Rester** compétitif dans un marché plus concurrentiel avec l'arrivée des EnR et des nouveaux actifs flexibilité.

Les opportunités du Mécanisme d'ajustement

- **Bénéficier** d'une rémunération supplémentaire pour les producteurs solaires et éolien.
- **Accéder** à un marché interconnecté via la plateforme européenne d'équilibrage MARI (T1 2026), ouvrant ainsi des possibilités de rémunération via l'équilibrage européen.

NEBCO : Le passage de l'effacement à la modulation de consommation

Le **mécanisme de Notification d'Échanges de Blocs de Consommation (NEBCO)**, permet à tout site de soutirage raccordé en France de valoriser des **effacements de consommation** sur le marché de l'électricité (en gré-à-gré ou sur les bourses de l'énergie J-1 et infra-journalière). Dans le cadre de décalage de consommation, ce mécanisme permet également de prendre en compte et de valoriser des **anticipations et reports de consommation** liés aux effacements.

Les principaux changements entre NEBEF et NEBCO depuis le 1^{er} septembre 2025

- **Optimiser** l'équilibre du système dans le temps via du **délestage** en période de tension et de **l'absorption** des surplus en période excédentaire.
- **Élargissement** du périmètre de valorisation économique en intégrant à **l'effacement**, les **hausse planifiées** de consommation via une logique de décalage. NEBCO permet de **monétiser les périodes excédentaires** en **augmentant la consommation** quand l'électricité est abondante.
- **Contractualisation** avec un engagement **bidirectionnel** (effacement et report/anticipation) entre l'opérateur d'effacement/agrégateur et les sites de soutirage.
- **Engagements** plus exigeants sur les modulations à la **hausse** qui doivent être **proportionnées** aux modulations à la **baisse**.
- **Valorisation** sur le marché de gros selon un principe de **neutralité fournisseur** : le NEBCO introduit une **symétrie financière** entre effacement et modulation à la hausse, le prix de règlement fournisseur étant **neutralisé comptablement** dans les deux cas.

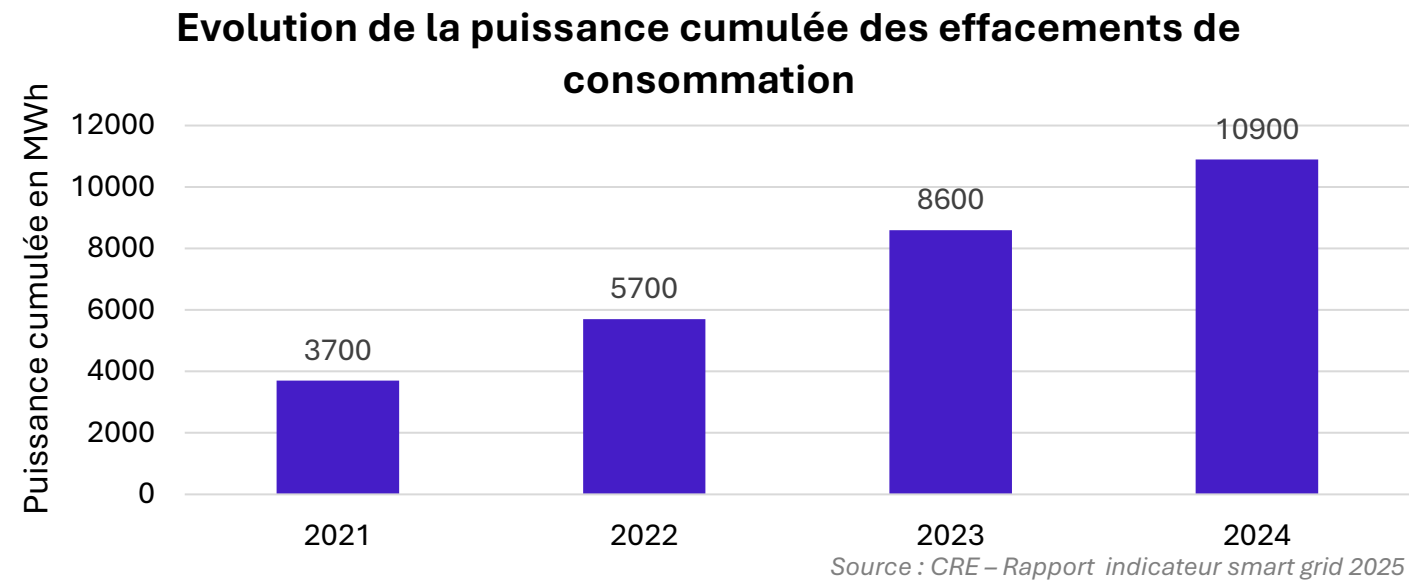
Les défis du NEBCO

- **S'adapter** à une complexité opérationnelle avec le passage d'une logique d'effacement simple à une gestion bidirectionnelle fine.
- **Définir** de nouvelles exigences contractuelles et relationnelles avec les clients en termes de risque et d'engagements.
- **Mettre en place** une gestion des risques économiques accrus avec le risque de spread négatif, risque d'activation mal timée.

Les opportunités du NEBCO

- **Valoriser** de nouveaux actifs via la monétisation de la volatilité des prix spot, ou l'élargissement au-delà du seul effacement.
- **Améliorer** sa capacité à piloter son portefeuille via l'intégration de prévisions de prix et l'automatisation des flux financiers et énergétiques.
- **Travailler** avec un large spectre d'acteurs réceptifs aux leviers financiers de la modulation, des industriels électro-intensifs jusqu'aux opérateurs de bornes de recharge (IRVE).

NEBCO : Le passage de l’effacement à la modulation de consommation



Grandeur	2024	2025	2024 vs 2025
Prix max moyen €/MWh	101	113	12%
Prix min moyen €/MWh	25	23	-7%
Spread moyen €/MWh	76	90	+18%
Prix moyen €/MWh	58	61	5%
Spread/Prix moyen €/MWh	1,32	1,47	12%

Source : Storio – Observatoire des prix de l’énergie issu de RTE

Notre analyse

x2 en 2 ans de la puissance cumulée des effacements de consommation certifiés pour la participation à NEBCO lié au redressement du parc nucléaire, à des hivers plus doux et à une demande plus modérée.

Un marché plus volatil en 2025 : les écarts de prix se sont creusés (+18% du spread). Le marché est plus volatil, avec un spread qui représente **1,47** fois le prix moyen. Le NEBCO devrait renforcer la gestion des risques et l’arbitrage sur le marché spot.

Nos recommandations : saisir les opportunités du NEBCO et renforcer sa capacité d’arbitrage sur les marchés spot en cas d’une baisse ou de hausse des prix.

Nouveau mécanisme de capacité (*MECAPA*) : centralisé et décarboné

Le **MECAPA** garantit la sécurité d'approvisionnement lors des pointes de consommation, en valorisant les capacités de production, de stockage et d'effacement. L'ancien dispositif arrivant à échéance fin 2026, RTE l'a remplacé par un mécanisme centralisé, applicable au 01/11/2026 et axé sur des engagements de disponibilité. Première enchère tenue le 6 juillet 2026 (résultats page suivante).

Ce que change le nouveau mécanisme

- **Disparition du marché décentralisé des garanties** : RTE devient l'acheteur unique et contractualise directement les capacités nécessaires pour une période de livraison donnée.
- **Contractualisation par enchères** : une enchère unique par période de livraison pendant la phase transitoire (jusqu'à la PL 2029-2030), puis passage à un système à deux enchères — plusieurs années puis quelques mois avant la livraison. Les lauréats s'engagent sur une disponibilité.
- **Une priorité aux flexibilités décarbonées** : un « Volume Réservé » de 4,7 GW leur est réservé sur l'enchère, avec un prix de clearing dédié encadré par le plafond intermédiaire (PPI) de 15 €/kW — nettement sous le plafond global (PPG, 72 €/kW).
- **Des engagements échangeables** : les capacités certifiées peuvent se céder sur un marché secondaire, permettant d'ajuster son portefeuille après l'enchère.
- **Financement par les fournisseurs** : une contribution est collectée par RTE auprès des fournisseurs, électro-intensifs en accès direct et GRD, proportionnellement à leur consommation en heures de pointe.
- **Intégration des interconnexions** : les capacités transfrontalières sont désormais prises en compte dans le calcul du besoin, ouvrant le mécanisme à la concurrence européenne.

Les défis du nouveau Mécapa

- **Adapter** les stratégies contractuelles à un mécanisme de capacité centralisé et à ses enchères.
- **Anticiper** l'impact de la participation transfrontalière sur la concurrence.
- **Mettre en place des outils de mesure et de pilotage** de la consommation pour limiter l'exposition financière aux charges liées à la pointe.

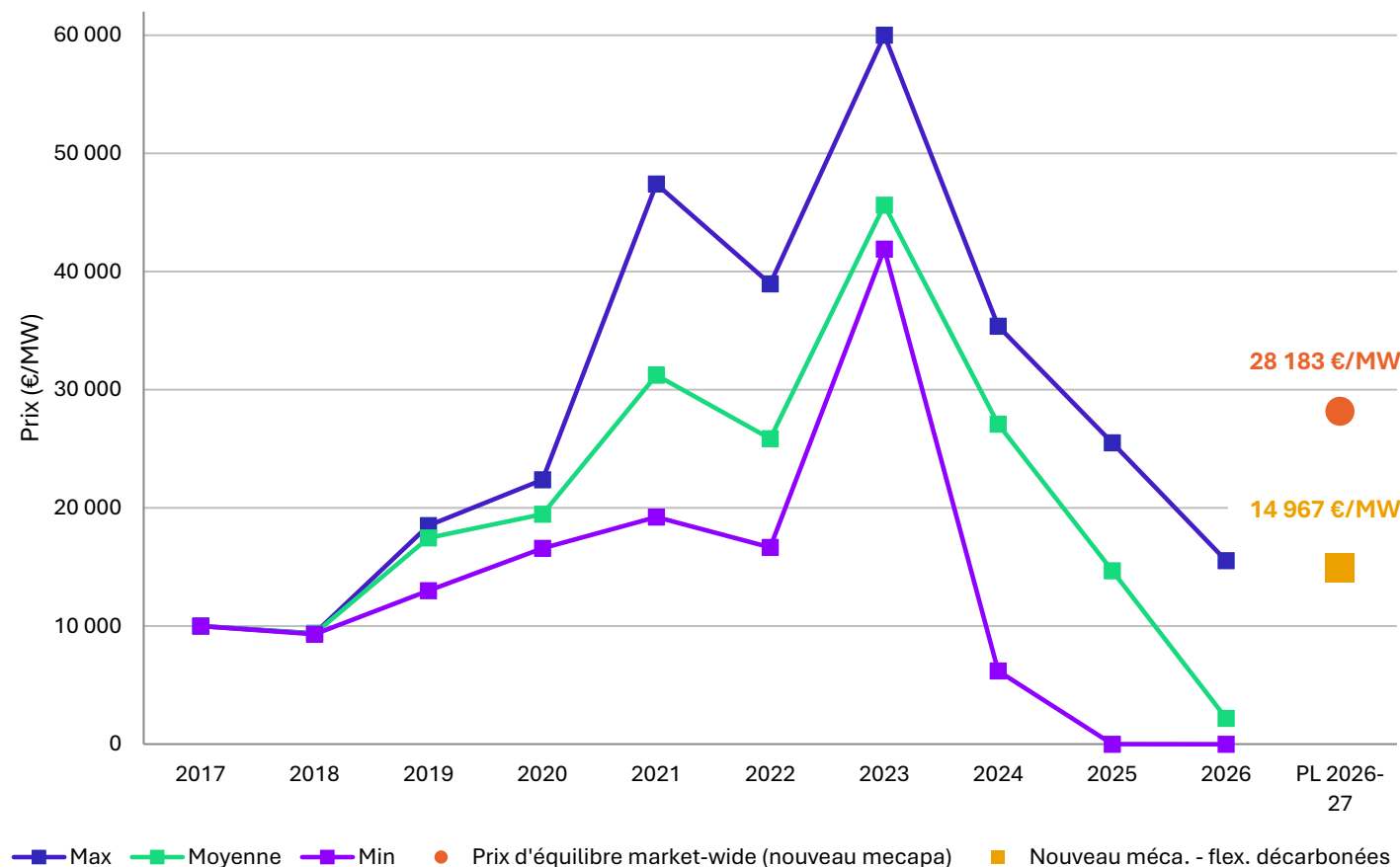
Les opportunités du nouveau Mécapa

- **Développer** des offres « anti-heure de pointe » et valoriser le pilotage de la consommation.
- **Monétiser** des nouveaux services de flexibilité décarbonées via de l'effacement, du stockage et du pilotage.
- **Se positionner** sur l'agrégation et les revenus de capacité via les enchères et le marché secondaire des engagements de disponibilité.

MECAPA : un marché qui repart, une flexibilité plafonnée

Première enchère du mécanisme centralisé, juillet 2026

Évolution du prix de la capacité par période de livraison



Notre analyse

Un cycle complet 2023-2026 : pic à 45,6 k€/MW (en moyenne annuelle) sous l'effet de l'indisponibilité nucléaire, puis effondrement jusqu'à 98,6 €/MW à la dernière enchère de l'ancien mécanisme, en décembre 2025.

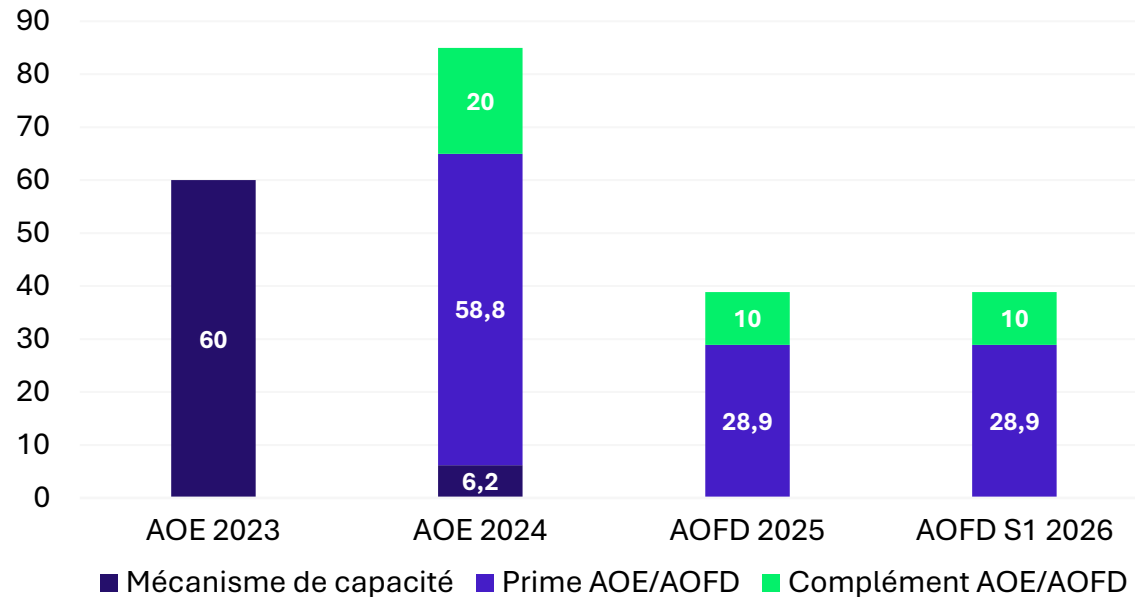
Un reset par le design en juillet 2026 : le passage à un **modèle centralisé** (RTE acheteur unique, demande administrée, plafonds) fait réapparaître un prix fort de 28 183 €/MW, alors que le besoin est couvert à 104 %.

Une flexibilité plafonnée : le volume réservé de 4,7 GW clôt à 14 967 €/MW (99,8 % du prix plafond intermédiaire). **La valeur de l'effacement dépend désormais du paramétrage réglementaire, pas du marché.**

Nos recommandations : se certifier pour les PL suivantes, viser le volume réservé, et préparer l'enchère PL-4 : 2030-2031 qui ouvre les contrats pluriannuels.

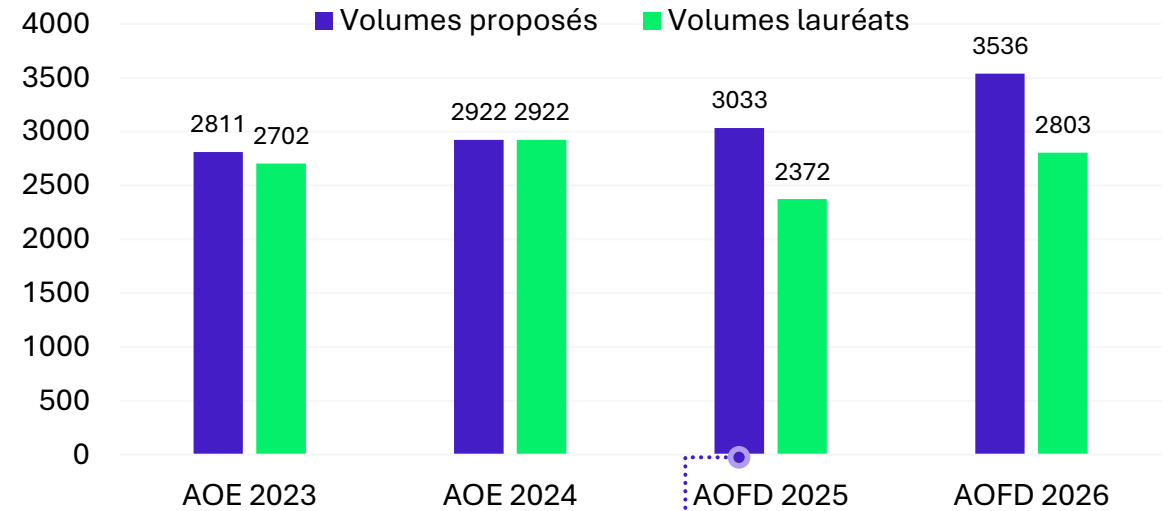
Fin de l'Appel d'Offres Flexibilités Décarbonées (AOFD) qui rejoint le nouveau MECAPA

Rémunération de l'AOE puis AOFD en k€/MW



Source : résultats de l'appel d'offre AOFD RTE

Volumes en MW proposés et retenus sur l'AOE puis l'AOFD

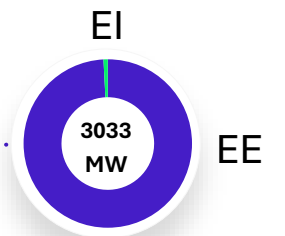


Source : résultats de l'appel d'offre AOFD RTE

Un mécanisme qui disparaît en novembre 2026 en raison d'un coût important pour les finances publiques

L'enjeu pour les années à venir sera de **consolider un portefeuille multi-mécanisme** et d'explorer de nouveaux business models notamment par **l'intégration de l'AOFD au nouveau mécanisme de capacité à partir de novembre 2026**.

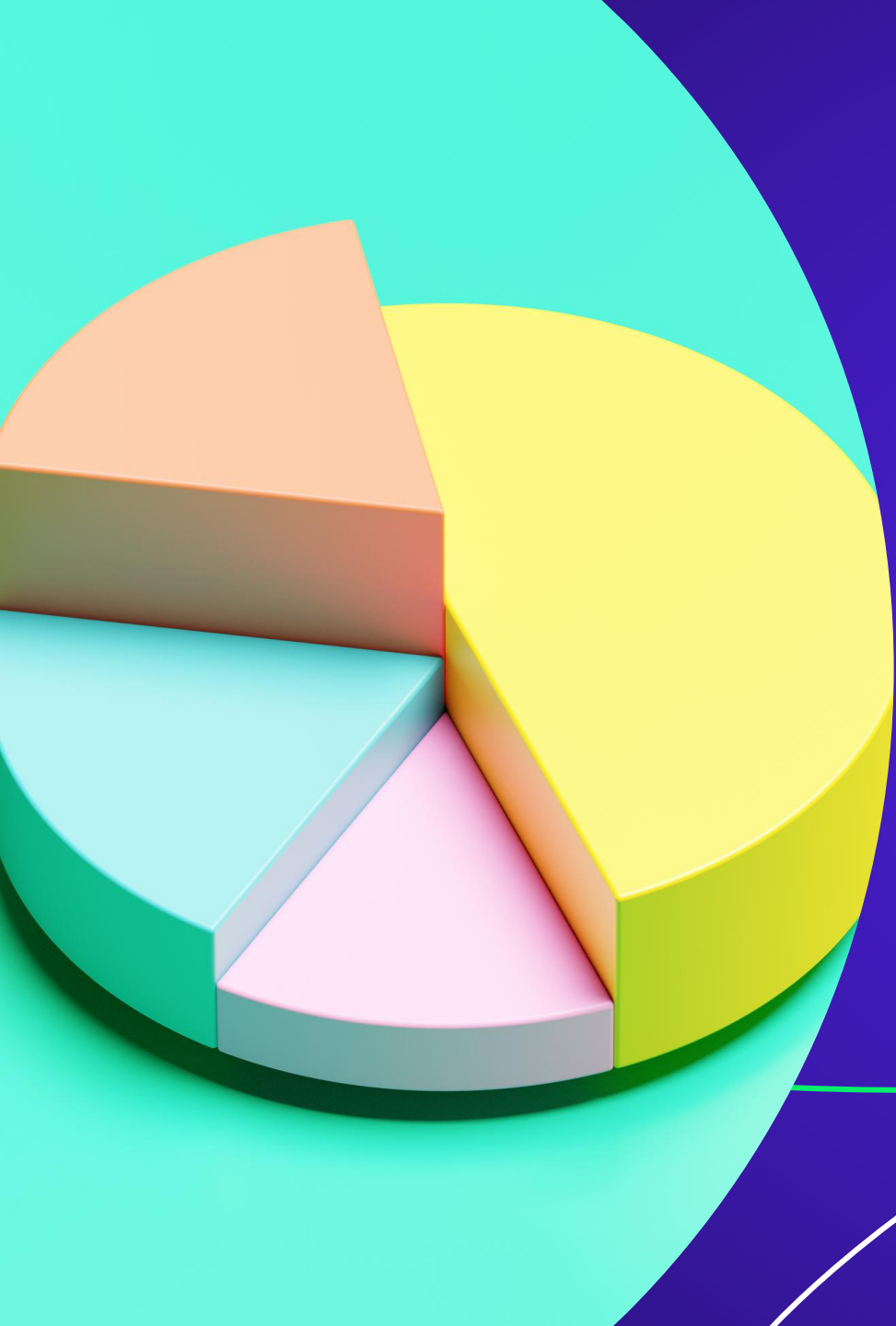
Le recours à des Appels d'Offres a été épinglé par la Cours des comptes qui estime le coût trop important, laissant place parfois à des abus.



3 008 MW en Effacement Explicite (EE)

25 MW en Effacement Indissociable de la Fourniture (EI)

0 MW en stockage



Les tendances du marché en 2026

4 tendances qui redessinent le marché de la flexibilité en 2026



Un réseau électrique en surcapacité

- Une **croissance forte** des énergies renouvelables
- Une **consommation en baisse**
- Des épisodes de **prix négatifs** qui augmentent

+407 h de prix négatifs au S1 2026 (vs 363h en S1 2025)



Une montée en puissance de la flexibilité des renouvelables

- La **participation obligatoire** au mécanisme d'ajustement
- De **nouvelles opportunités de rémunération** notamment sur les services système

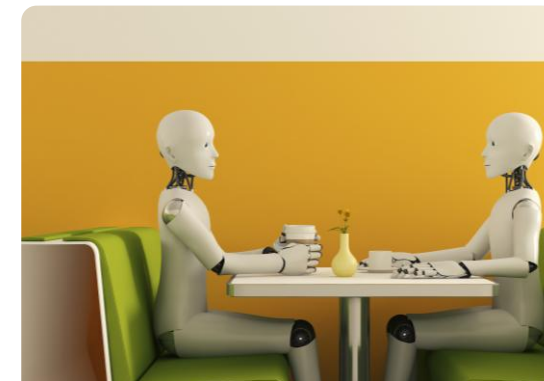
de ~5,6 GW (fin 2025) à 20 GW (mai 2026) d'EnR au mécanisme d'ajustement



L'émergence de nouveaux actifs de flexibilité

- Les BESS
- Les E-boiler et pompes à chaleur
- Les data centers
- Les véhicules électriques

14 GW de BESS en file d'attente pour **1,6 GW** raccordés



L'IA et le Machine Learning, des leviers de performance

- **Optimisation et dispatch** temps réel
- **Prévision** sur les marchés
- **Agrégation et pilotage** de portefeuilles d'actifs de flexibilité

Spread day-ahead > 70 €/MWh fin 2025

Découvrez nos analyses croisées et convictions ➡

Tendance 1 : Un réseau électrique volatil et en surcapacité

→ Une augmentation des épisodes de prix négatifs

Depuis 2018, les marchés de l'électricité européens observent une augmentation des épisodes de prix négatifs sur les marchés spot. Ces situations apparaissent lorsque la production disponible **dépasse** la demande à court terme.

Ces épisodes de prix négatifs sont corrélés à plusieurs facteurs :

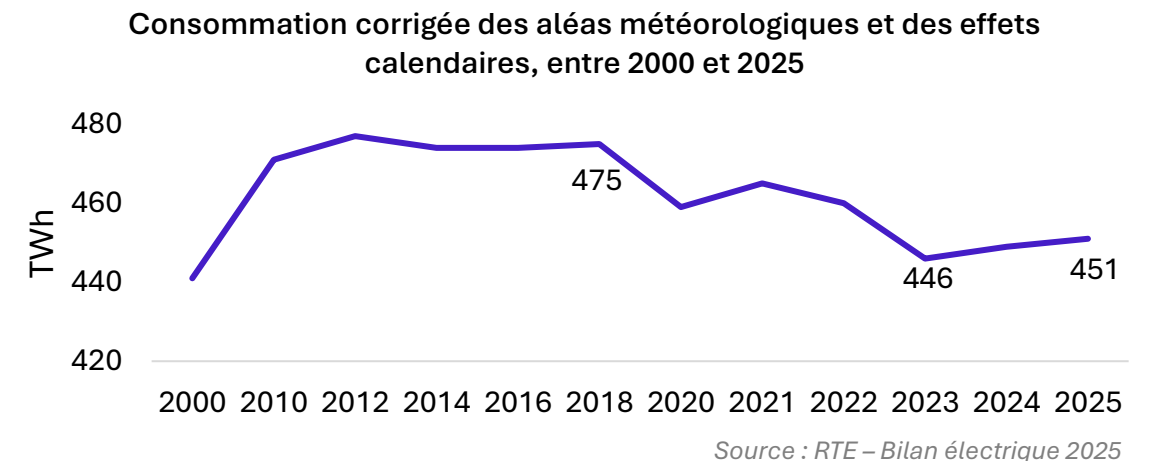
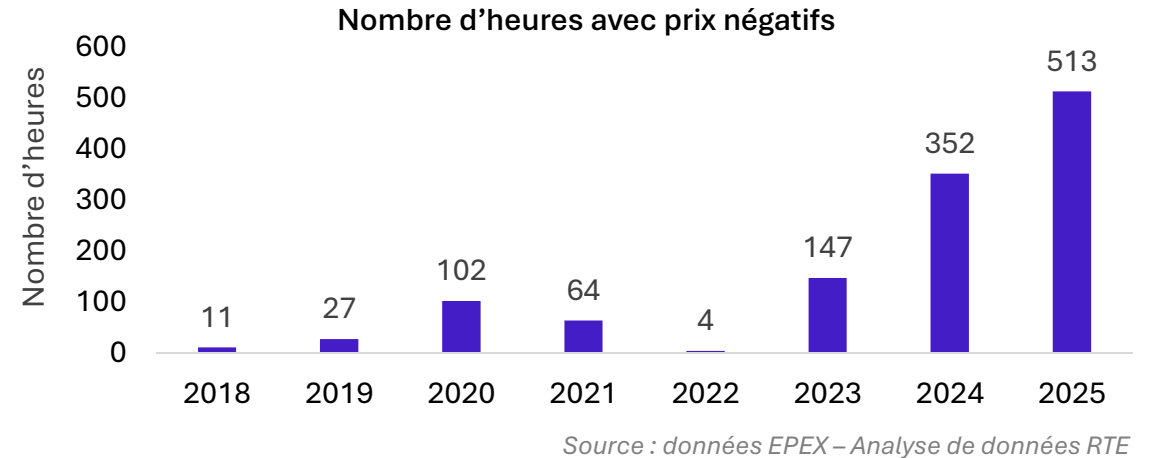
- Une **diminution** de la consommation d'électricité depuis 2018 : résultat d'une situation économique défavorable et d'un « effet sobriété »
- Une **augmentation** de la production des EnRs passant de **45,8 TWh** en 2019 à **71,6 TWh** en 2024 pour l'éolien et le photovoltaïque
- Une **remontée** progressive de la production du parc nucléaire après les indisponibilités liées à la corrosion sous contrainte.

Impact et perspective pour le secteur de la flexibilité

La montée de la volatilité des prix **transforme** les modèles économiques des acteurs de la flexibilité :

- Certains acteurs peuvent **valoriser** cette volatilité, en tirant parti des écarts de prix pour optimiser leurs arbitrages et augmenter la valeur de leurs services.
- D'autres, voient leur modèle davantage **exposé** aux risques de marché : revenus plus instables, difficulté à sécuriser des flux prévisibles, sensibilité accrue aux signaux de prix extrêmes.

Ces nouvelles dynamiques soulèvent des questions liées à l'augmentation de la modulation nucléaire et son impact concret sur le parc français.



Tendance 2 : Une montée en puissance de la flexibilité des énergies renouvelables

→ Une modulation des énergies renouvelables qui s'impose

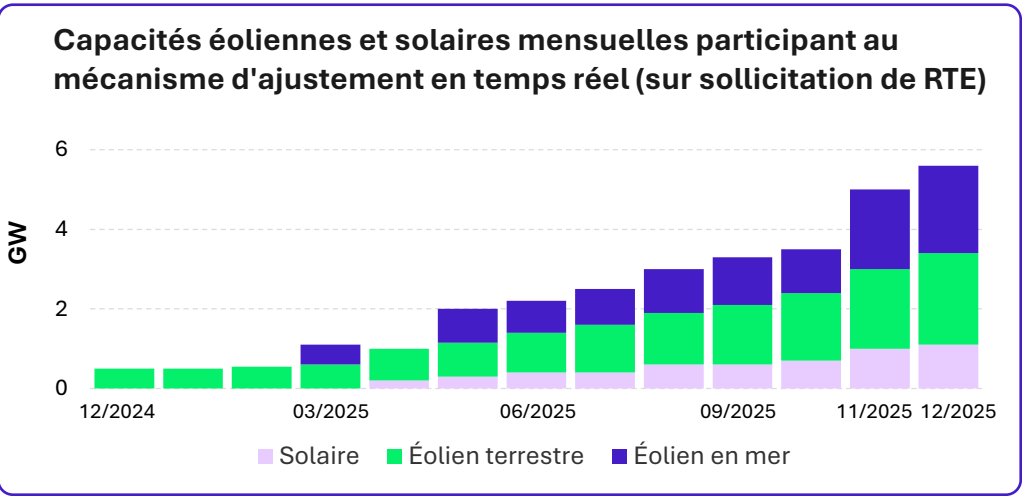
La surcapacité du réseau a conduit durant les derniers mois à recourir à la modulation de puissance des énergies renouvelables. En 2025, **3 TWh de solaire et d'éolien** ont dû être écrêtés en raison des prix négatifs. Ces modulations concernaient en grande partie les producteurs sous complément de rémunération et sans soutien, qui ne sont pas incités à produire lors de périodes de prix négatifs. Cependant, les limitations liées aux **Offres de Raccordement Intelligentes (ORI)** (encore peu répandues) devraient croître significativement durant les prochaines années.

Offre de Raccordement	Gestionnaire de réseau	Utilisateurs concernés	Type de limitation	Type de bridage
Offre de Raccordement de Référence (ORR)	Tous	Tous les utilisateurs	Aucune limitation	
Offre de Raccordement Alternative à Modulation de Puissance (ORA-MP)	Tous les gestionnaires de réseaux peuvent en proposer	Producteurs EnR	Pérennes	Dynamique
Offre de Raccordement Optimisée (ORO)	RTE	Stockeurs	Pérennes	Dynamique mais dimension statique avec les gabarits
Offres de Raccordement Anticipé (ORA) - utilisateurs raccordés avant la fin des travaux de raccordement.	Tous	Utilisateurs RPT, consommateurs et producteurs EnR sur le RPD	Temporaires (dans l'attente de la réalisation des renforcements de réseaux)	Dynamique

Panorama des offres de raccordement intelligentes en 2025 (Source : CRE)

→ Une opportunité à saisir : la participation des EnR à l'équilibre offre-demande

La participation des énergies renouvelables au Mécanisme d'Ajustement a fortement progressé en 2025, évoluant de **0,5 GW** en début d'année à **5,6 GW** en décembre. Selon RTE, cette croissance s'explique par 3 événements réglementaires : la **signature des avenants aux contrats OA des parcs éoliens en mer** en **avril 2025**, la promulgation de la loi DDADUE le 30 avril 2025 qui introduit **l'obligation de participation pour les producteurs au-dessus de 10 MW** (en application depuis le 1^{er} janvier 2026), et enfin, l'entrée en vigueur des **dispositions pour les moindres puissances** depuis **octobre 2025**. Pour les **agrégateurs et producteurs**, ces évolutions ouvrent le champ à de **nouvelles opportunités de valorisation** de leur portefeuille.



Source : RTE - Bilan électrique 2025

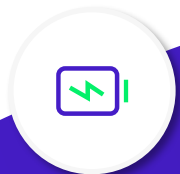
Tendance 3 : L'émergence de nouveaux actifs de flexibilité

L'étude des gisements de flexibilité nous montre **un fort potentiel pour la flexibilité de la demande et le stockage électrique**. Plusieurs facteurs influencent l'évolution de ces actifs à fort potentiel, **nous nous proposons d'analyser les tendances concernant quatre types d'actifs** :

01

Batteries

Une rémunération avantageuse et un marché en voie de stabilisation



02

Pompes à chaleur et E-boilers

Des leviers essentiels pour développer la flexibilité de la demande



03

Data centers

Un gisement en croissance mais qui présente des défis opérationnels



04

Véhicules électriques

Un gisement conséquent mais un marché de la flexibilité à ses balbutiements



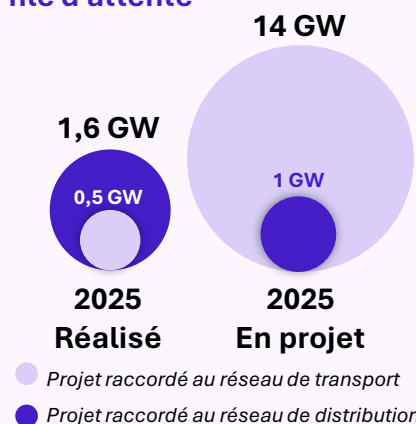
Une rémunération intéressante en voie de se stabiliser



Batteries

Un marché en croissance avec 14 GW de projets en file d'attente

- En 2025 le parc atteint une puissance de **1,6 GW** de batteries dont les **2/3** raccordés aux réseaux de **distribution**, contre **50 MW** il y a 6 ans.
- Une tendance à la montée en puissance des **méga-batteries** raccordées au réseau de transport.
- En 2025, **14 GW** de projets contractualisés, signe d'une croissance à venir du marché.



Un fort potentiel renforcé par la structure énergétique française

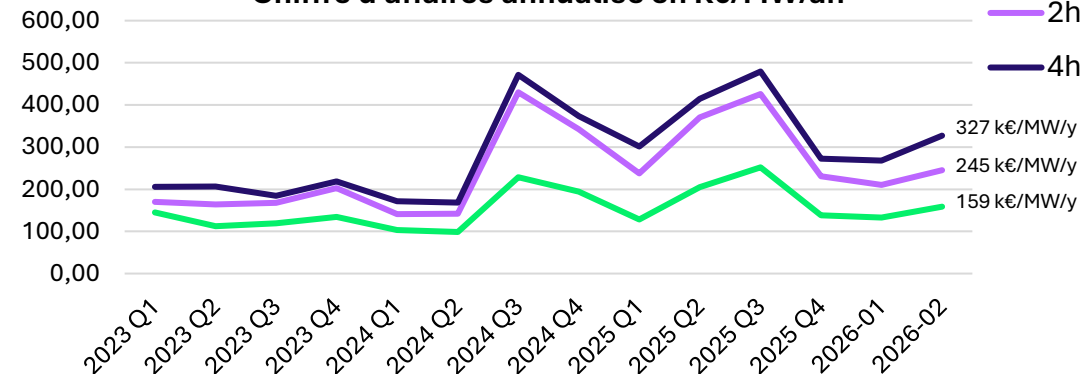
Limiter la modulation du parc nucléaire tout en **absorbant** les surplus des EnR afin de prévenir les surcharges du réseau

Un potentiel de marché porté par la réserve secondaire et l'arbitrage sur les marchés

Avec des montants moyens de **327 k€/MW** par an pour une batterie **4h**, le stockage reste un actif de flexibilité de premier plan par sa capacité à pouvoir être valorisé sur un grand nombre de mécanismes.

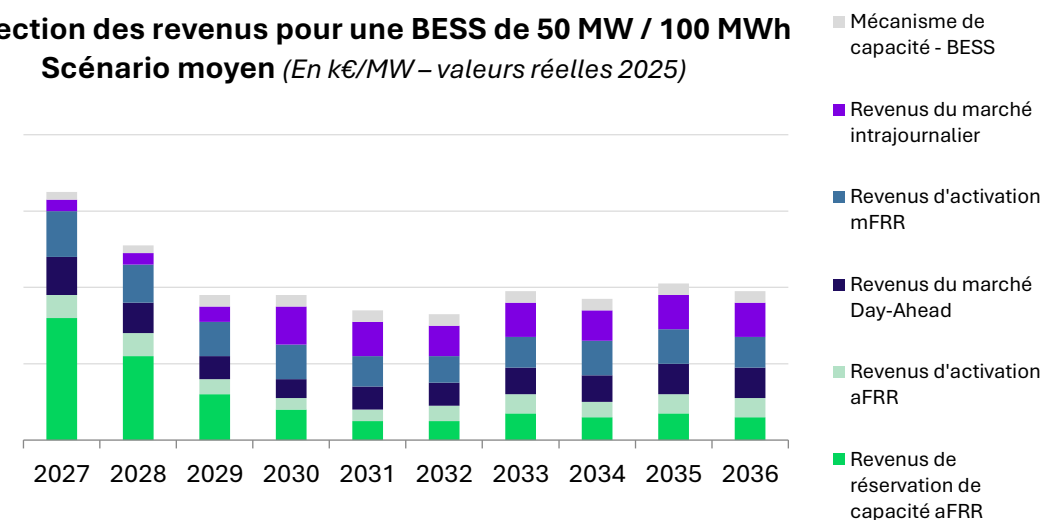
Les chiffres actuels nous montrent du **potentiel sur la réserve secondaire** (avec une réserve primaire en voie de saturation). Les projections à horizon 2030 prévoient une meilleure répartition des revenus avec des opportunités notamment sur le **marché Intraday**.

Index français du stockage
Chiffre d'affaires annualisé en K€/MW/an



Source : Clean Horizon – Storage Index

Projection des revenus pour une BESS de 50 MW / 100 MWh
Scénario moyen (En k€/MW – valeurs réelles 2025)



Source : Clean Horizon – France-Price-Forecast-S2-2025

Des leviers essentiels pour développer la flexibilité de la demande

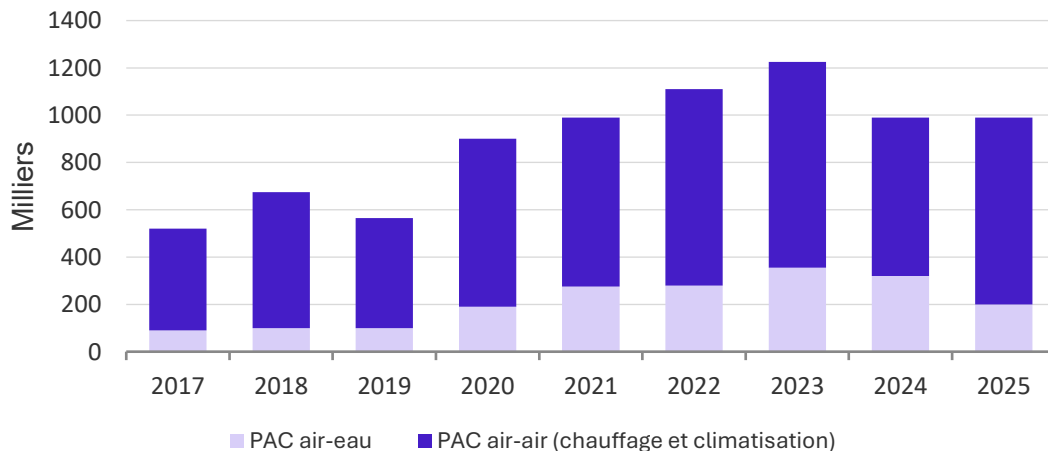


Pompes à chaleur

Un gisement à venir mais encore peu adressable

L'électrification du chauffage représente un fort levier de flexibilité et de décarbonation en **milieux tertiaires et résidentiels**. Bien que les pompes à chaleur aient connu un rythme de développement soutenu ces dernières années, celui-ci a ralenti en 2024 (ralentissement du marché de l'immobilier neuf). Selon les scénarios de décarbonation de RTE et les estimations de l'ADEME, les pompes à chaleur pourraient représenter un **gisement de 3 à 8 GW en moyenne à horizon 2050**. Cependant, l'acceptabilité et la pilotabilité de la flexibilité de cet actif représentent des défis importants.

Nombre de pompes à chaleur vendues entre 2017 et 2025



Source : RTE Bilan électrique 2025



E-boilers (chaudières électriques)

L'émergence d'un actif efficace porté par l'électrification de l'industrie

La flexibilité des chaudières électriques est aujourd'hui une réalité dans l'industrie avec des **rémunérations intéressantes**. De plus en plus d'agrégateurs s'intéressent de près à cet actif. Dans certains cas, les **opérateurs d'effacement proposent de participer au financement de ces chaudières pour les industriels**. C'est notamment le cas d'**Acciona Energia, d'EnergyPool ou encore de Veolia via son offre FlexHeat**.

Des **aides financières** peuvent également être obtenues à travers des dispositifs de décarbonation de l'industrie et les CEEs.

Les industriels en possession de chaudières électriques **supérieures à 1 MW** devraient s'intéresser de près à la valorisation de leur flexibilité.

Étude de cas : Usine Alteo Alumina à Gardanne (2024)

Une chaudière électrique dans un procédé de production d'alumine.

Entreprises : Alteo, RTE, EnergyPool

Puissance installée : 7 MW

Mécanisme de valorisation : Réserve secondaire



Source : ALLICE- Retours d'expériences industrielles – 2025

Un gisement en croissance malgré des défis opérationnels à relever



Data centers

Les data centers en quelques chiffres clés :

+74%

De demande
d'électricité d'ici 2050
(Aurora)

+6 à 10 TWh

Consommation
supplémentaire
d'ici 2030 (RTE)

2,1 GW

L'hypothèse médiane
de gisement d'ici
2035 (GIMELEC)

Source : GIMELEC - Contribution des data centers français à la flexibilité du système électrique – fin 2024

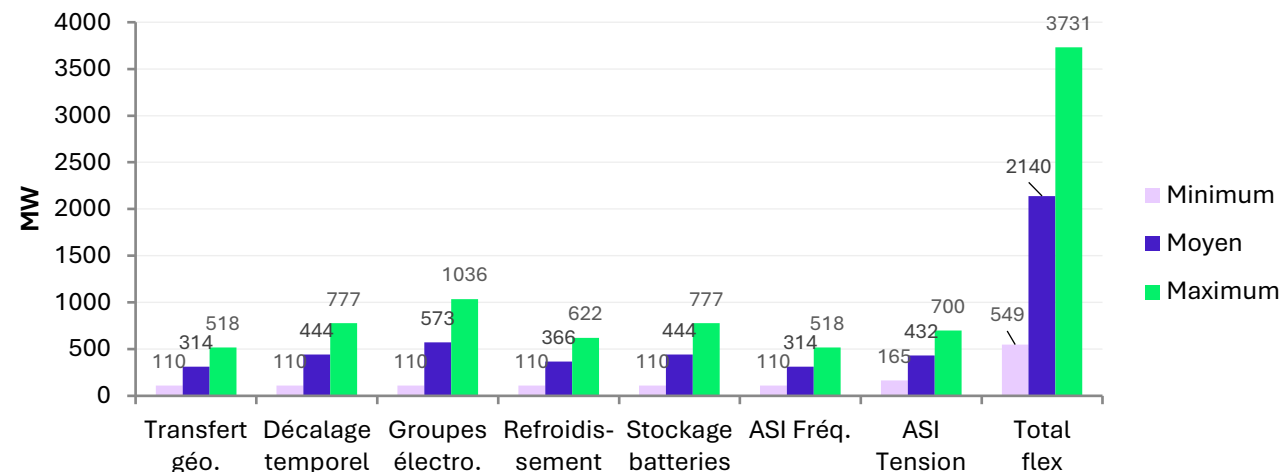
Les data centers représentent un **gisement de flexibilité considérable**, avec un potentiel de **549 MW à 3 731 MW à horizon 2035**.

Bien que ce gisement soit important, la **déclinaison opérationnelle** des activations présente de nombreux défis. Les **sources de flexibilité sont très multiples** avec des contraintes techniques très différentes (et donc des moyens et des temporalités de valorisation différents).

Les chiffres sur le raccordement des Data centers nous montrent une **part importante de projets en voie de raccordement au réseau d'environ 23 GW**.

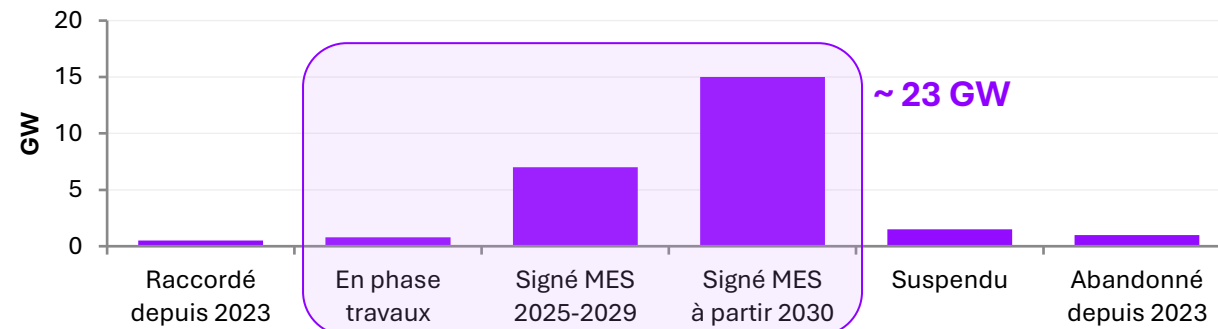
Mais ce gisement n'est pas totalement adressable, car les data centers ont un **facteur de charge assez élevé de 90%** (selon RTE). En comparaison, RTE estime à 40% le facteur de charge pour les projets industriels.

Potentiel de flexibilité à horizon 2035 par type d'actif (MW)



Source : GIMELEC - Contribution des data centers français à la flexibilité du système électrique – fin 2024

Etat des lieux des raccordements des Data centers sur le réseau (GW) (situation au 1^{er} novembre 2025)



Source : RTE bilan prévisionnel 2025 - Consommation

Un gisement conséquent, mais un marché de la flexibilité à ses balbutiements



Véhicules électriques

Un fort potentiel limité structurellement

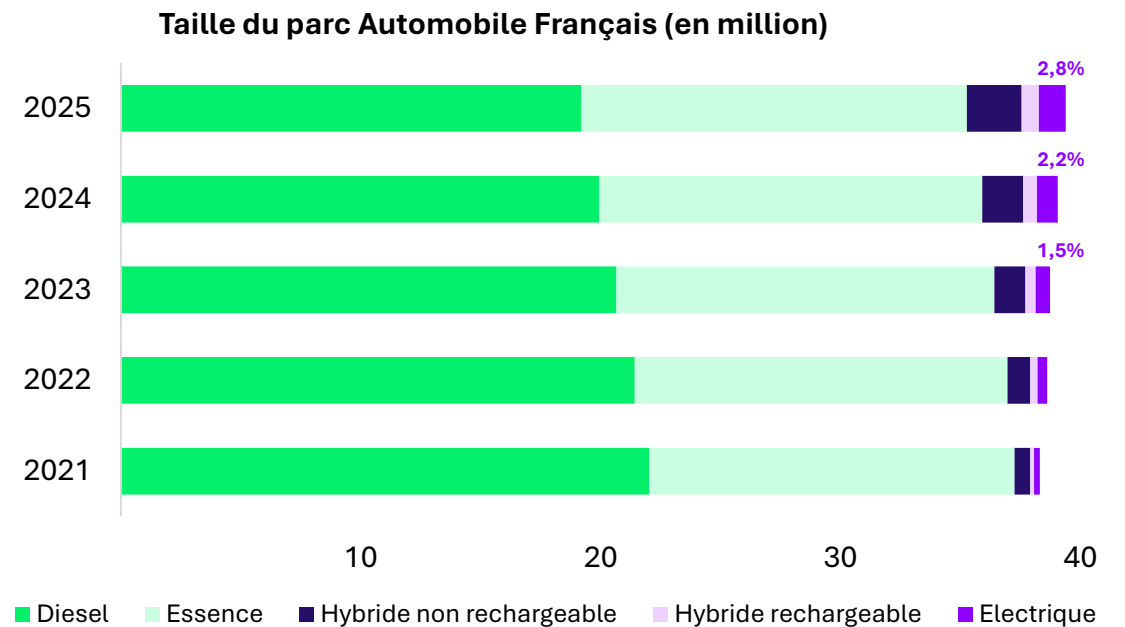
- **Potentiel identifié pour la flexibilité du réseau**, notamment pour l'écrêtement des pointes et les services de stabilisation
- **Déploiement du V2G encore embryonnaire** : le V2G reste limité à des **projets pilotes** portés par des acteurs comme **EDF**, sa filiale **DREEV** ou **Enedis**

Des incertitudes sur la trajectoire d'électrification

- Revue **de l'objectif européen de 2035** concernant la fin des ventes de véhicules thermiques neufs portés par les constructeurs européens
- Passage à un objectif de réduction de **90 %** des émissions et un **maintien** de technologie hybrides

Une technologie limitée et soumise à une forte concurrence avec d'autres solutions de flexibilité

- Contraintes liées à **l'acceptabilité** des utilisateurs et à **l'usure** potentielle des batteries.
- Concurrence provenant des solutions de **tarification dynamique** et des mécanismes de **décalage** de consommation.



Source : SDES Données sur le parc automobile français au 1er janvier 2025

Défis et opportunités des mécanismes et actifs de flexibilité en 2026

En synthèse

01

Les **énergies renouvelables** sont désormais un actif de flexibilité de premier plan. La valorisation des écrêtements devient une réalité avec une forte progression sur le mécanisme d’ajustement en 2025 et des perspectives sur les services système.

02

Avec 1,6 GW installés et 14 GW en file d’attente, le **marché des BESS** est en pleine accélération avec des revenus intéressants sur les services système. Les projections à 2030 anticipent un rééquilibrage vers le marché intraday et la réserve secondaire. Le positionnement multi-mécanisme reste le modèle de valorisation optimal.

03

La **flexibilité de la consommation** sera principalement portée par l’électrification de l’industrie. Le passage au NEBCO (septembre 2025) introduit une logique bidirectionnelle permettant de monétiser effacements et reports de consommation. Dans un contexte de réseau en surcapacité, la flexibilité résidentielle et tertiaire peine à trouver le bon équilibre économique malgré des expérimentations prometteuses.

Opportunité



Très Haute

Utilités industrielles (chaleur) sur le NEBCO, AOFD, Réserve secondaire

Éolien et solaire sur le Mécanisme d’Ajustement

Flexibilité des process industriels NEBCO, AOFD, R2

Haute

Batteries sur la réserve secondaire

Batteries sur le marché Intraday

Éolien et solaire sur les services systèmes

Moyenne

Groupes électrogènes, turbines à gaz sur les réserves (R1, R2)

Smart charging de VE sur le NEBCO, AOFD, et offres tarifaires

Data centers sur plusieurs mécanismes

Faible

Moyen

Haut



Défi

Tendance 4 : l'IA et le Machine Learning comme leviers de performance

L'IA améliore la compétitivité et la performance des acteurs de la flexibilité : optimisation temps réel, prévision et agrégation à grande échelle.

➔ Optimisation et dispatch temps réel

Pilotage continu : Les DERs (batteries, PAC, e-boilers...) opèrent sous contraintes changeantes : préférences usagers, signaux de prix, état de charge. L'IA rend possible leur coordination en continu.

Gestion du risque : Réduction de l'exposition aux déséquilibres et sous-performances. Selon SmartEN, l'IA pourrait permettre de réduire le risque d'erreur d'environ 20%.

➔ Prévisions sur les marchés

Volatilité croissante : Le spread spot moyen a progressé de +18 % en 2025 (90 €/MWh vs 76 en 2024). L'IA permet d'arbitrer sur ces écarts avec précision et rapidité.

Multi-marché : Prévision de la production EnR, anticipation des signaux de marché, bidding automatisé : l'IA gère la complexité croissante des marchés en temps quasi-réel.

Marchés dynamiques : « Les approches analytiques traditionnelles ne peuvent pas gérer la vitesse, la volatilité et la dimensionnalité des marchés modernes » (SmartEN).

➔ Agrégation et pilotage de portefeuille

Flexibilité diffuse : Orchestrer des centaines à des milliers de DERs tout en respectant les préférences utilisateurs, contraintes techniques et règles de marché. L'IA permet également d'identifier des patterns de consommation pour détecter des risques ou opportunités.

Infrastructure critique : L'IA et les algorithmes d'optimisation sont désormais positionnés non comme un gain marginal, mais comme une couche technique sans laquelle les business models de flexibilité ne fonctionnent tout simplement pas.

Des acteurs au croisement de l'intelligence artificielle et de la flexibilité électrique...



GridBeyond

Plateforme IA pour le pilotage de DERs et d'actifs flexibles



Plateforme IA de prédiction et d'orchestration et de valorisation d'actifs de flexibilités



Plateforme de prédiction et d'orchestration d'actifs de flexibilités de consommation



Plateforme de monitoring et de prédiction pour valoriser des actifs de flexibilité



Plateforme de pilotage et d'optimisation bout en bout des actifs distribués, propulsé par IA

MARKEDROID

Plateforme IA d'orchestration et de valorisation d'actifs énergétiques



Plateforme IA pour valoriser des actifs renouvelables et batteries sur les marchés.

... et d'autres tendances qui méritent d'être soulignées



La financiarisation du marché de la flexibilité

- Les fonds d'infrastructures et de private equity **investissent massivement** le stockage batterie et la flexibilité industrielle.
- **Levées record en 2024-2025** : Tilt Energy, GridBeyond, Bamboo, EnergyPool.
- **Nouveau business model** : logique d'asset finance, pilotée par l'IRR et le hedging des revenus.



L'eupéanisation des marchés

- Les plateformes MARI et PICASSO **ouvrent les réserves françaises à la concurrence européenne** (T1 2026).
- Le **prix des réserves** se forme désormais à l'échelle du continent.
- **Rupture structurelle** pour les agrégateurs et les énergéticiens.



L'hybridation des actifs

- **Les projets combinent plusieurs technologies** : solaire + batterie, éolien + batterie, e-boiler + stockage thermique.
- Un seul raccordement, des **revenus mutualisés**, un modèle économique renforcé.
- L'hybridation devient **la norme de structuration des projets**.

Wavestone à la rencontre des acteurs de la flexibilité de demain



« Les évolutions réglementaires et les prix de marché actuels offrent de nouvelles opportunités de valorisation de la flexibilité, dans le cadre de l'électrification des industriels. Ce segment reste très attractif, à condition de s'appuyer sur un portefeuille multi-mécanismes pour sécuriser la valeur. »



La flexibilité doit être pensée dès l'amont, qu'il s'agisse d'un nouveau projet électrifié ou de la transformation d'un site industriel existant. En combinant fourniture, agrégation et optimisation opérationnelle des flexibilités, GazelEnergie accompagne la valorisation d'actifs comme les e-boilers, batteries ou data centers sur plusieurs mécanismes, au service de la compétitivité et de la décarbonation".



Le NEBCO constitue une nouveauté structurante, testée par Acciona dans le cadre du bac à sable CRE jusqu'en juillet 2027. Il permet de valoriser les modulations à la hausse avec un équilibre économique attractif, notamment lorsqu'il n'y a pas d'obligation d'effacement.



"Bamboo connecte, agrège en VPP et optimise en temps réel les actifs distribués de demande, stockage et production grâce à des modèles d'IA prédictifs. Nos modèles permettent à nos clients de valoriser simplement la flexibilité de parcs d'actifs diffus sur les marchés de l'énergie ou services systèmes."



« EnergyPool valorise la flexibilité de la consommation, de la production et du stockage sur du multi-marché. L'entreprise accompagne au développement de projets d'électrification et d'actifs flexibles. En particulier, EnergyPool finance, réalise et opère des projets d'E-boiler dans l'industrie. »



« Tilt Energy est une plateforme de flexibilité distribuée. Son IA automatise le pilotage et les activations sur les marchés d'équilibrage de milliers d'actifs — batteries, GTB, CVC, PAC, IRVE — répartis sur des centaines de sites tertiaires, industriels, de stockage et de production solaire. Elle maximise la valorisation de la flexibilité électrique sans compromis sur l'usage, ni sur le confort. »

Confidentiel

« La flexibilité des pompes à chaleur repose sur la massification et la rotation des lots pour garantir une puissance effacée régulière, avec une priorité donnée au confort usager. Le pilotage et une partie de la maintenance préventive sont entièrement assurés à distance via un bus de communication intégré. »

Wavestone vous accompagne dans vos projets de flexibilité électrique

→ Le mot de la fin

Portée par des **prix de marché de plus en plus volatils**, la **multiplicité des actifs**, et par une **transformation récente des régulations**, la flexibilité évolue d'une logique assurantielle vers un objet économique dynamique, au cœur des marchés d'équilibrage et d'énergie.

Dans ce contexte, **l'exploitation des données et de l'IA** devient un avantage compétitif pour orchestrer, valoriser et arbitrer les actifs de flexibilité. Les parties prenantes du secteur doivent faire face à **des évolutions fréquentes** liées à la décentralisation de la production et du stockage d'électricité, aux nouveaux modes de consommation portés par l'électrification, ou encore au développement des infrastructures numériques (data centers).

Wavestone accompagne les acteurs de la filière (énergéticiens, agrégateurs, industriels, gestionnaires de réseau) dans toutes les dimensions de ces transformations, de la conception au pilotage de leurs projets, en s'appuyant sur les nouvelles technologies et une forte expertise métier.

→ Nos références clés

 Production & Stockage

 Gestion du réseau

 Agrégation et consommation



*Business développement
d'offres de flexibilité*

*Analyse de données et
pilotage de la maintenance*



*Pilotage de projets SI
Analyses de données*

*Mise en place de
processus métier*



Études d'opportunité

*Nouvelles offres et stratégie
Go-To-Market*

Benchmark de solutions EMS ou IoT

→ Nos convictions

01. Diversifier pour renforcer la résilience

Construire pour les acteurs de la filière des portefeuilles combinant différents actifs (EnR pilotables, stockage, flexibilité industrielle, etc...) valorisables via différents mécanismes (MA, NEBCO, AOFD) afin de lisser la volatilité des revenus et de réduire les dépendances.

02. Améliorer la performance grâce à l'IA et au Machine Learning

S'appuyer sur des outils avancés de prévision (prix spot, signaux réseaux, tension, etc...) et sur des algorithmes d'optimisation pour arbitrer en temps réel afin de maximiser la valeur captée par chaque actif de flexibilité, tout en améliorant la performance globale des portefeuilles. Ceci dans un contexte de volatilité et de complexité accrue des marchés de la flexibilité.

03. Prioriser des actifs matures comme les BESS

Favoriser le déploiement d'actifs techniquement pilotables, certifiables et finançables, afin de sécuriser les investissements et d'accélérer le passage à l'échelle.

04. Adapter les modèles opérationnels et les systèmes d'information à la flexibilité

Mettre en place des outils de pilotage intégrés et une gouvernance stricte des données pour faciliter les échanges entre gestionnaires de réseau, agrégateurs et clients (producteurs, consommateurs ou stockeurs). Développer l'agilité des projets SI pour améliorer le time to market, et s'adapter aux évolutions réglementaires.

Nous contacter



Clément LE ROY

Partner énergie

M +33 (0)6 25 28 55 88

clement.leroy@wavestone.com

Jean-Luc DE LA JUGANNIERE

Associate Partner énergie

M +33 (0)7 62 37 10 34

jean-luc.juganniere@wavestone.com

Wavestone.com



Lexique

Agrégateur : Intermédiaire entre les producteurs/consommateurs d'électricité et le marché. Il regroupe et optimise la production et la consommation d'électricité de multiples sources pour fournir des services de flexibilité au réseau, en maximisant la valeur extraite des différents mécanismes de valorisation.

AOFD (Appel d'Offres Flexibilités Décarbonées) : Dispositif lancé par RTE qui remplace l'ancien Appel d'Offres Effacement (AOE). Il soutient les usages flexibles bas carbone lors des périodes de tension réseau. Par rapport à l'AOE, il ouvre le périmètre aux capacités de stockage (batteries, STEP, hydrogène) via un lot dédié, instaure un prix de clearing unique inter-lots et offre plus de liberté sur les jours d'activation. La rémunération 2025-2026 s'établit à 28 864 €/MW (contre 65 000 €/MW pour l'AOE 2024).

Capacité de réserve : Quantité de puissance disponible en surplus pour répondre rapidement à une augmentation de la demande ou à une baisse de la production, sans délai de mise en route significatif.

Commission de régulation de l'énergie (CRE) : Autorité publique indépendante qui supervise et régule le marché de l'électricité en France, afin d'assurer la concurrence, la transparence et la protection des consommateurs. Elle joue également un rôle clé dans l'évolution des mécanismes de flexibilité et des conditions de raccordement au réseau.

Effacement : Réduction temporaire de la consommation d'électricité chez certains utilisateurs pour contribuer à l'équilibre du réseau, notamment lors de pics de demande ou de périodes de tension. Il peut être explicite ou implicite (voir définitions dédiées).

Effacement Explicite (EE) : Forme d'effacement dans laquelle un site de consommation réduit volontairement sa consommation indépendamment de son contrat de fourniture, afin de valoriser cette réduction sur les marchés de gros ou les mécanismes d'équilibrage (NEBCO, AOFD, mécanisme d'ajustement). C'est la forme dominante de participation à l'AOFD : en 2025, 3 008 MW sur 3 033 MW au total étaient inscrits en option EE.

Effacement Implicite (EI) : Forme d'effacement liée aux conditions tarifaires du contrat de fourniture d'électricité (ex. tarifs heures pleines/heures creuses), dans laquelle la réduction de consommation est indissociable de l'offre du fournisseur. Contrairement à l'effacement explicite, il n'est pas valorisé séparément sur les marchés de gros. En 2025, seulement 25 MW participaient à l'AOFD en option EI.

Équilibre offre-demande : État dans lequel la production d'électricité est égale à la consommation à tout instant, condition indispensable à la stabilité du réseau en fréquence et en tension. Son maintien est la mission centrale des gestionnaires de réseau comme RTE.

Flexibilité : Capacité d'un système électrique à ajuster rapidement la production, la consommation ou le stockage d'électricité pour maintenir en permanence l'équilibre offre-demande, notamment face à la variabilité des énergies renouvelables et aux fluctuations de la consommation. On distingue six grands types : structurelle et régulière, dynamique, d'équilibrage, de sauvegarde, locale et de raccordement.



Lexique

Gestionnaire de réseau (GRD/GRT) : Entité responsable de l'exploitation, de la maintenance et du développement du réseau électrique, à l'échelle du transport (RTE, en France) ou de la distribution (Enedis, ELD). Il assure l'équilibre en temps réel entre l'offre et la demande et active les mécanismes de flexibilité en cas de déséquilibre.

Interconnexion : Liaisons physiques entre différents réseaux électriques nationaux ou régionaux permettant l'échange d'électricité entre pays. Elles constituent un levier de flexibilité structurel : un pays en surplus peut exporter vers ses voisins, et inversement en cas de déficit. Les capacités d'interconnexion sont intégrées dans le calcul du besoin en capacité du nouveau MECAPA.

MA (Mécanisme d'Ajustement) : Mécanisme permettant à RTE d'activer manuellement la réserve tertiaire (rapide, complémentaire ou différée) pour corriger un déséquilibre offre-demande en temps réel, anticiper un déséquilibre à venir ou se substituer aux réserves primaire et secondaire. Depuis la loi DDADUE (avril 2025), tous les parcs EnR de plus de 10 MW ont l'obligation d'y participer. Le MA représentait près de 5,6 GW d'EnR activables en décembre 2025.

MECAPA (Mécanisme de Capacité) : Mécanisme visant à garantir la sécurité d'approvisionnement électrique en France lors des périodes de pointe. Il certifie et valorise les capacités de production, de stockage et d'effacement disponibles lors des tensions sur le réseau. Le dispositif actuel arrive à échéance fin 2026 ; un nouveau MECAPA centralisé entre en vigueur à partir du 01/11/2026 : RTE y devient l'acheteur unique, avec une priorité accordée aux flexibilités décarbonées. Les enchères du nouveau mécanisme de capacité (MECAPA) permettent d'attribuer des contrats de soutien financier aux producteurs d'électricité et aux acteurs de l'effacement quatre ans (PL-4) puis un an (PL-1) avant la livraison, afin de garantir la sécurité d'approvisionnement du réseau au meilleur prix.

NEBCO (Notification d'Échanges de Blocs de Consommation) : Mécanisme entré en vigueur le 1er septembre 2025, remplaçant le NEBEF. Il permet à tout site de soutirage raccordé en France de valoriser non seulement des effacements de consommation, mais aussi des hausses planifiées de consommation (reports ou anticipations) sur les marchés de gros (gré-à-gré, bourse J-1 et intraday). Il introduit une logique bidirectionnelle et une symétrie financière entre effacement et modulation à la hausse, ouvrant de nouvelles opportunités d'arbitrage sur les prix spot.

OTC (Over The Counter) : Mode de négociation de contrats à terme d'électricité réalisé directement de gré-à-gré entre deux parties, en dehors des bourses officielles. Ces contrats dits Forward offrent une grande flexibilité dans la définition des termes (volume, durée, prix). Le prix se forme selon le principe du pay-as-clear.

Production décentralisée : Production d'électricité à petite échelle, souvent réalisée à proximité des lieux de consommation, généralement à partir de sources renouvelables (solaire photovoltaïque, petite éolienne, hydraulique au fil de l'eau, etc.). Elle contribue à la flexibilité locale mais complexifie la gestion des flux sur les réseaux de distribution.



Lexique

Réserve primaire (FCR) et secondaire (aFRR) : Mécanismes de maintien de la fréquence du réseau à sa valeur nominale de 50 Hz. La réserve primaire (FCR) est activée automatiquement en quelques secondes en cas de déséquilibre pour éviter la dérive de fréquence. Si elle ne suffit pas, la réserve secondaire (aFRR) prend le relais automatiquement en quelques minutes pour ramener la fréquence à 50 Hz. Si ces deux réserves restent insuffisantes, le mécanisme d'ajustement (réserve tertiaire) est activé manuellement par RTE.

SPOT (marché) : Marché d'achat/vente d'électricité à court terme, composé de deux segments :

Le **Day Ahead** : enchère aveugle organisée chaque jour (clôture à 12h) pour la livraison du lendemain, avec formation du prix en pay-as-clear.

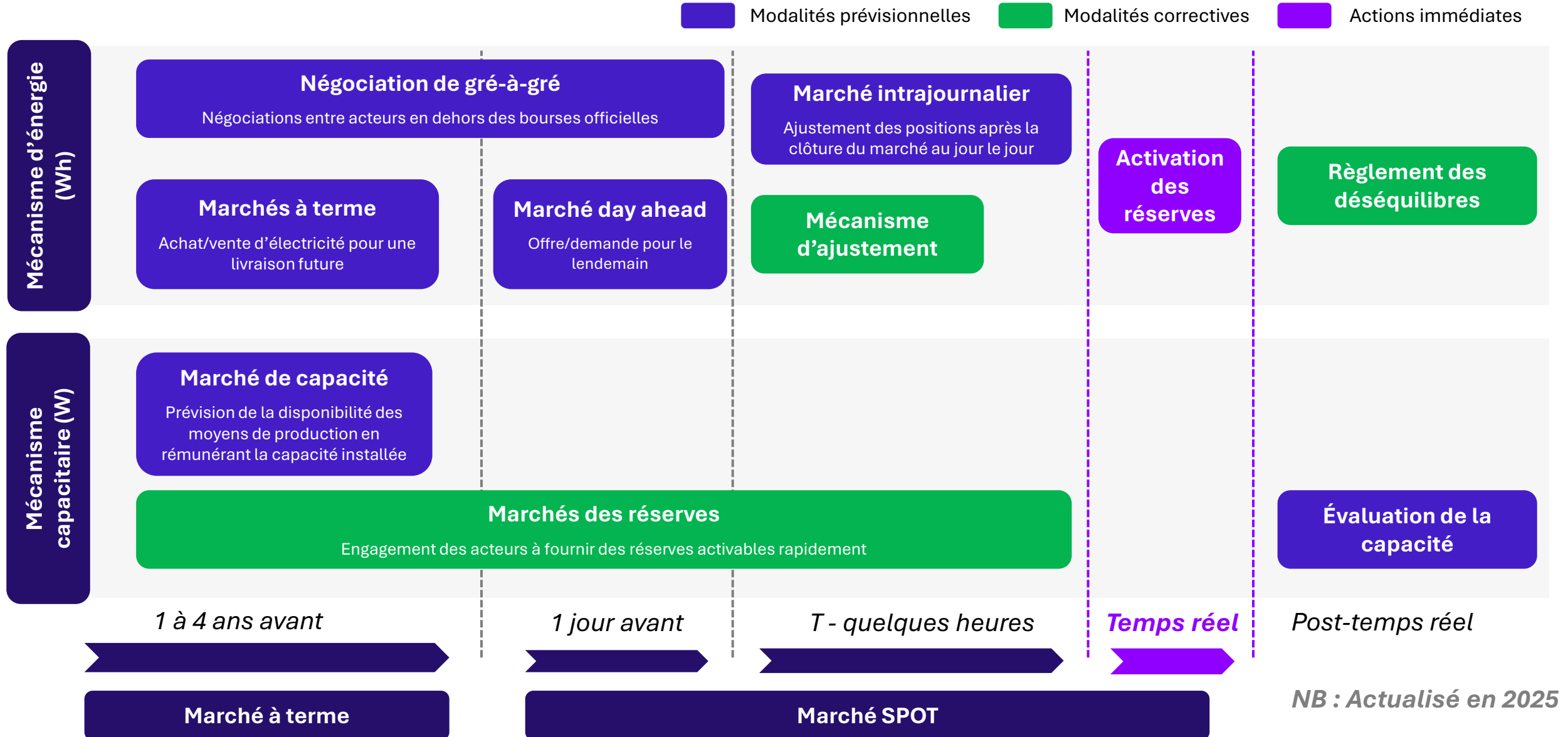
L'**Intraday** : ajustement continu des positions jusqu'à 5 minutes avant la livraison, sur des produits horaires, demi-horaires et quart-horaires, avec formation du prix en pay-as-bid.

Spread : Écart entre le prix maximum et le prix minimum observés sur le marché SPOT sur une période donnée. Il mesure la volatilité du marché et constitue le principal indicateur de rentabilité pour les acteurs pratiquant l'arbitrage (notamment via le NEBCO ou les batteries). En 2025, le spread moyen atteignait 90 €/MWh (+18 % par rapport à 2024), représentant 1,47 fois le prix moyen annuel.

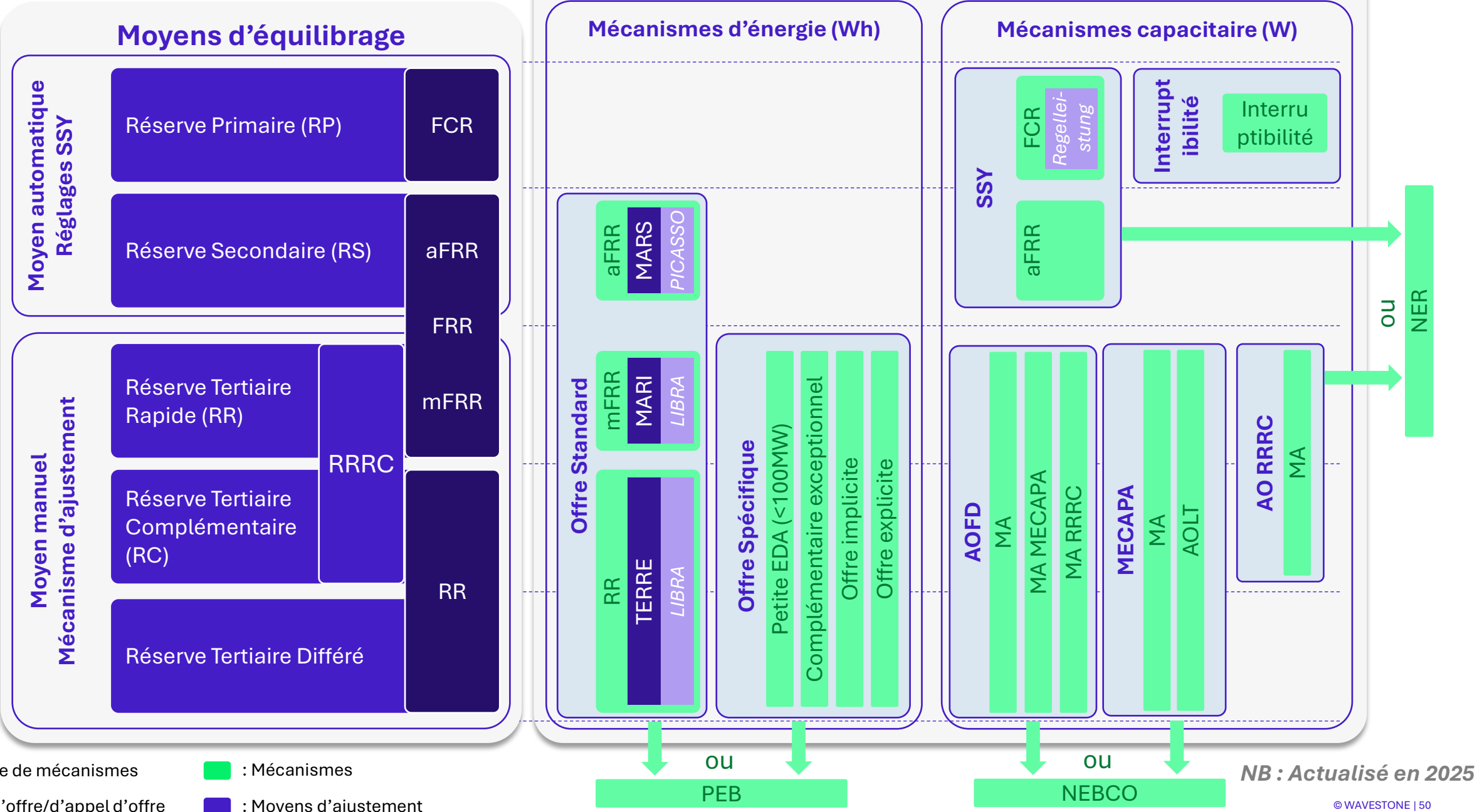


Comprendre les mécanismes de
marché et d'équilibrage

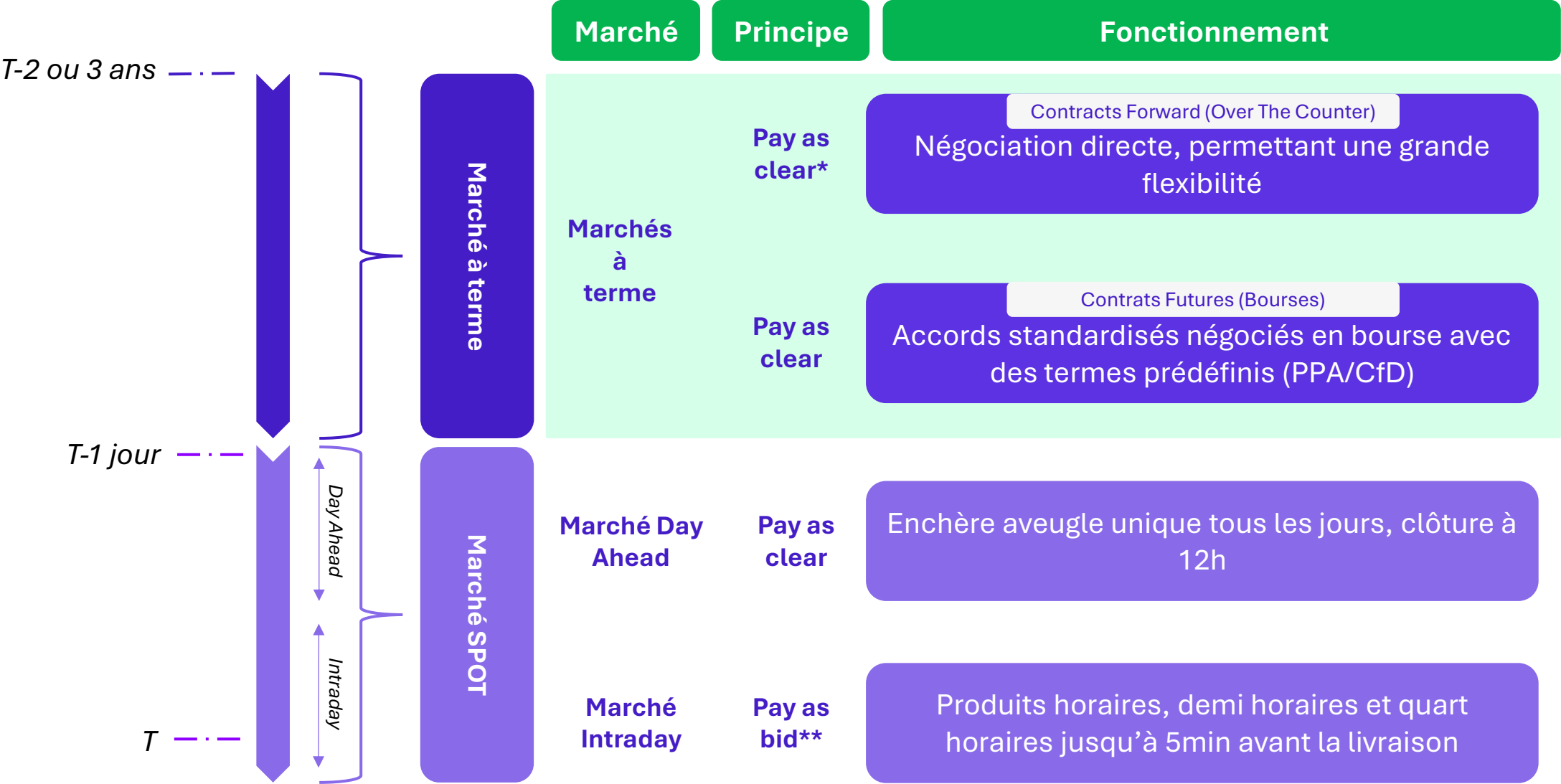
Marchés d'équilibrage et d'énergie aux différentes temporalités



Décryptage de l'équilibrage



Décryptage des marchés de l'énergie



*Pay as clear : Suit le merit order pour la formation des prix
**Pay as bid : Suit le principe d'enchères pour la formation des prix

