

FLEXIBILITÉS : UN ENJEU POUR LE SYSTÈME ÉLECTRIQUE & LES RÉSEAUX



I. INTRODUCTION



Tout système électrique doit en permanence assurer une stricte égalité entre les injections et les soutirages. Une gestion de **l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité (EOD)** en temps réel est donc nécessaire pour optimiser le système production-réseau-consommation d'électricité, et ce, d'autant plus que les moyens de production sont variables et que les appels de consommation sont soudains. La gestion de cet équilibre revêt également un caractère territorial dès lors que certaines zones pourraient être confrontées à des congestions plus fréquentes compte tenu de la multiplication des points d'injection et de soutirage de forte puissance. Par ailleurs, le développement de la production d'ENR variable incite, à l'aval au décalage de la consommation aux moments les plus appropriés lorsque cela est possible et à l'amont à moduler les moyens de production conduisant à une optimisation économique du système électrique.

« La flexibilité désigne la capacité d'un système électrique à s'adapter à la variabilité des modes de production et de consommation et à la disponibilité du réseau, selon les périodes pertinentes du marché. »

Les prochaines années continueront à voir l'élargissement de la chaîne de valeur du système électrique au développement des flexibilités. En outre, leur développement ne constitue pas un préalable à l'électrification des usages mais est un facilitateur de celle-ci permettant la réussite de la transition énergétique et la mise en œuvre d'un système électrique souverain, résilient, compétitif, et décarboné.

II. IDENTIFICATION DES GISEMENTS & DES MOYENS DE FLEXIBILITÉ MOBILISABLES



À date, parmi les moyens identifiés figurent notamment (sans ordre de préséance) :

L'adaptation de la **production** :

- Les **moyens de production pilotables** (nucléaire, hydraulique, thermique à flamme). Concernant la production nucléaire en France, le mode d'exploitation flexible permet d'assurer près de 20 % de la réponse au besoin de modulation intra-journalier, 25 % du besoin intra-hebdomadaire et 50 % du besoin inter-saisonnier¹ ;
- Les **productions renouvelables modulables** (éolien et photovoltaïque). Les besoins de modulation de puissance peuvent être couverts par une limitation via le contrat d'accès au réseau, par une offre à la hausse ou à la baisse sur le mécanisme d'ajustement (obligation pour les sites avec une puissance > 10 MW) ou par une demande de modulation par l'acheteur obligé (article 175 de la loi de finance 2025) ;

L'adaptation de la **demande** :

- Le **pilotage accru de la demande** grâce au développement et à l'exploitation des systèmes de comptage communicants, des outils de pilotage, du stockage diffus et des usages pilotables (recharge des véhicules électriques, pilotage des électrolyseurs, équipements hybrides, bâtiments, chauffage (incluant les pompes à chaleur), eau-chaude sanitaire...) ;
- Les **contrats de fourniture d'électricité à différenciation**

temporelle (par exemple heures pleines-heures creuses, TEMPO ou week-end) ;

- Les **contrats de fourniture d'électricité plus « dynamiques »** qui exploitent les variations de prix sur les marchés journaliers et intrajournaliers sans pour autant exposer le client à l'intégralité des risques de volatilité ;

► L'**adaptation du fonctionnement des réseaux** y compris l'utilisation de capacités flexibles au niveau européen via les interconnexions ;

► Le **stockage d'électricité** (STEPs et batteries), raccordé au réseau ou localisé derrière un compteur (sur un site de consommation ou un site de production) selon les schémas de raccordement autorisés dans la DTR des gestionnaires de réseau.

► La **valorisation des différents leviers de flexibilités** sur les marchés (mécanisme d'ajustement, mécanisme de capacité, réserves, marchés de gros) ;

Tout ceci porté par le développement des solutions numériques pour répondre aux enjeux d'équilibre offre-demande et plus marginalement aux besoins réseaux.

Ces moyens identifiés sont très largement cumulables ; il est recommandé de ne pas les hiérarchiser mais au contraire de les considérer de façon équitable et neutre technologiquement.

¹ RTE, « Chapitre 6 – Équilibre offre-demande et flexibilités »

III. INDICATEURS DE SUIVI DU DÉPLOIEMENT DES FLEXIBILITÉS



À travers plusieurs sites et plateformes d'open data, RTE² et Enedis³ mettent déjà à disposition des données pouvant permettre de suivre le développement de la flexibilité en France. Des indicateurs de flexibilités pourront par exemple être intégrés dans l'Observatoire de l'électrification prévu dans le projet de Programmation Pluriannuelle de l'Électricité (PPE3) afin de suivre le déploiement des flexibilités.

Pour la flexibilité de **production**, il est ainsi possible de suivre :

- Les **indicateurs actuels et prévisionnels en puissance et en énergie** de chaque filière de production d'énergies (EnR, nucléaire mais aussi fossiles) à horizon 5-10-20 ans ;
- Les nombres de demi-journées en situations tendues de l'équilibre offre-demande à la hausse et à la baisse ;
- Les volumes ajustés à la hausse et à la baisse dans le cadre du **mécanisme d'ajustement** ;
- Le nombre d'occurrences et la puissance moyenne écrêtée et modulée en cas de **prix spot négatifs** ;
- Le **déploiement des capacités de stockage** (par filière et par segment de puissance) ;
- Les **exportations et importations d'électricité** grâce aux interconnexions transfrontalières (en volume).

Pour la flexibilité de **consommation**, plusieurs indicateurs répartis en deux catégories sont déjà proposés par le **baromètre des flexibilités de consommation**⁴ :

1. Indicateurs de besoin en flexibilité :

- L'évolution de la **courbe de consommation résiduelle** qui nécessite une alimentation par des moyens pilotables. Cette courbe est obtenue en considérant la différence entre la consommation nationale et la production d'électricité fatale non décalable (photovoltaïque et éolien historiques et hydraulique au fil de l'eau) ;
- L'évolution des **besoins de flexibilité** pour couvrir les gradients de consommation résiduelle ;
- Le **besoin moyen de modulation** au sein de la journée, c'est-à-dire la moyenne des écarts journaliers entre pointe et creux de consommation résiduelle ;
- La **déformation de la courbe de consommation nationale** par décalage ou modulation d'usages.

² RTE, site "Analyses et données".

³ Enedis, plateforme "open services et open data".

⁴ Think Smart Grids, RTE, Enedis et autres, « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité », 16 octobre 2024.



2. Indicateurs de développement des flexibilités :

- Le **déploiement des prérequis techniques** (e.g. équipements de programmation et pilotage des usages : GTB/BACS pour le tertiaire, HEMS pour le résidentiel ou toute autre solution technique) ;
- Le **développement des prérequis économiques** (e.g. offres de fourniture à différenciation temporelle et offres de service énergétique) ;
- Le **développement des prérequis opérationnels** (avec le label Flex Ready élaboré par le collectif pour faire émerger les flexibilités du tertiaire).

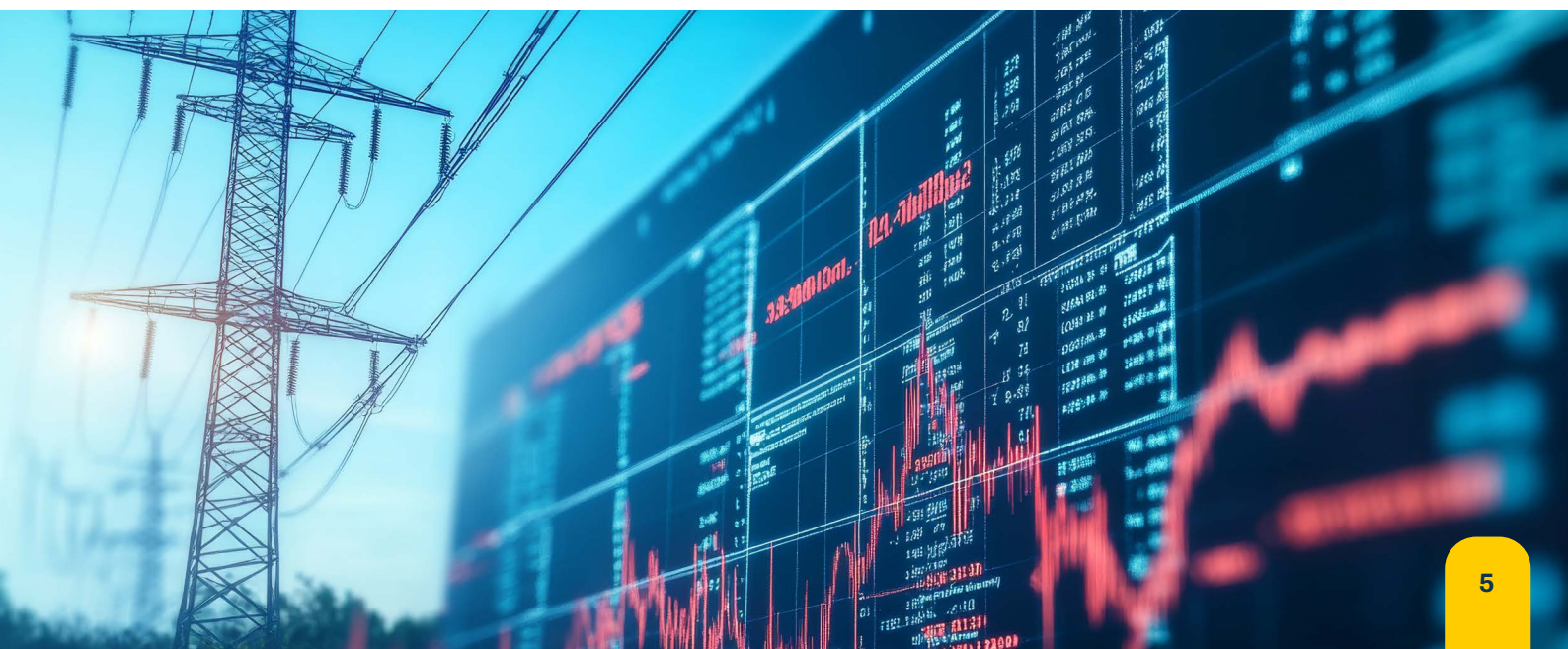
Des indicateurs « marchés » peuvent également être pertinents. Citons à titre d'exemple :

- Le **prix de marchés de gros de l'électricité** : dynamique d'évolution des prix spot, nombre d'heures à prix spot négatif ou nul ;
- Le **nombre d'offres de fourniture d'électricité « dynamiques »** disponibles par segment de client et marché (Résidentiel, Professionnels, Entreprises et Entreprise - Très grands sites) ;
- Les **besoins de réserves** (notamment les réserves primaire et secondaire).



Au total, 15 recommandations réparties en sept catégories ont été formulées. Ces recommandations ont été caractérisées selon leur impact sur la capacité à répondre aux besoins de flexibilité, leur facilité et la temporalité de mise en œuvre. Ces recommandations s'inscrivent dans la logique suivante :

- **garantir stabilité, visibilité et neutralité technologique** dans les différents mécanismes adressables ;
- **tenir compte de la capacité des moyens de production à exploiter pleinement leurs capacités physiques à moduler**, notamment en période de prix négatifs ainsi que de celle des consommateurs, notamment **très contributeurs à la demande électrique, à décaler ou réduire leur consommation** (par exemple lors des périodes de forte production et/ou de faible consommation) ;
- **poursuivre l'adaptation de la réglementation afin de permettre d'exploiter les gisements de flexibilité susceptibles de répondre aux besoins** (évolutions prévues des HP/HC de réseau sur la période TURPE 7 et TURPE 8, installations hybrides, garanties d'origine à pas de temps horaire, flexibilité à la hausse de la consommation, mise en œuvre du contrat d'accès au réseau de distribution pour le stockage, appels d'offre « flexibilités locales », interconnexions, décarbonation d'actifs thermiques), avec le souci constant d'éviter les aides publiques quand elles ne sont pas nécessaires, ou pire, destructrices de valeur ;
- **faciliter la promotion des offres de fourniture répondant aux enjeux de flexibilité** (nouveaux produits de flexibilité adaptés à certains types de consommateurs comme des produits « pointe » sur les marchés à terme) ;
- **permettre l'accès à la donnée** (chaînes de comptage communicantes dont compteurs électroniques communicants, GTB, recharge de VE voire V2G) et développer l'automatisation et l'interopérabilité dans les systèmes de pilotage centralisé des usages bâtimentaires et dans la mobilité électrique.



GÉNÉRAL

Évaluer les besoins (annuel, hebdomadaire et journalier) et les opportunités en flexibilités du système électrique à l'horizon de temps de la PPE sans préfigurer des bouquets de solutions qui sont déployées (position technologiquement neutre).	Fort	Moyen	Court terme
Réaliser des campagnes de sensibilisation visant à informer et à accompagner sur la flexibilité en s'appuyant sur les sites pertinents (RTE, Enedis, ADEME, UFE).	Modéré	Facile	Court terme
Encourager les investissements qui apportent de la flexibilité via une bonification dans les critères d'attribution des prochains appels d'offres publics ou appels à projets subventionnés type ADEME.	Modéré	Facile	Court terme

PRODUCTION

Garantir de la stabilité, de la visibilité et la neutralité technologique sur l'ensemble des mécanismes adressables. Il est indispensable de sécuriser les revenus de tous les actifs (existants comme futurs).	Fort	Moyen	Court terme
Permettre aux producteurs d'émettre des garanties d'origine (GO) à un pas de temps horaire pour offrir la possibilité aux fournisseurs de mettre en place le matching horaire dans les offres « vertes », sous réserve de la mise en place des garde-fous nécessaires à l'équilibre concurrentiel entre acteurs et filières de production décarbonées.	Faible	Moyen	Moyen terme
Mettre en œuvre des dispositifs permettant aux actifs thermiques de se décarboner dès lors que cela est technico-économiquement pertinent.	Modéré	Difficile	Long terme

Recommandations

Impact

Facilité de mise en œuvre

Temporalité

RÉSEAUX

• Mettre en œuvre les évolutions prévues des HP/ HC de réseau sur la période TURPE 7 et, le cas échéant, préparer les évolutions complémentaires ultérieures (changement de plage horaire et saisonnalité pour les heures creuses, modification du nombre et de la profondeur des heures creuses) pour inciter à décaler les consommations sur les heures les plus favorables pour l'équilibre offre-demande (notamment durant les périodes attendues de production abondante).	Fort	Moyen	Court terme
• Poursuivre les expérimentations pour la résolution de congestions locales via le recours à la flexibilité : programme REFLEX (flexibilités des énergies renouvelables), raccordement flexible, appels d'offres flexibilités et passer à l'échelle sur les cas d'usage pertinents en mettant en place un portail d'achat de service de flexibilités et en préparant la mise en œuvre du NCDR (Network Code Demand Response).	Modéré	Moyen	Court terme
• Mener une réflexion sur la normalisation et l'uniformisation des protocoles d'informations entre exploitants, agrégateurs et gestionnaires de réseau.	Modéré	Difficile	Long terme

STOCKAGE

• Mettre en œuvre le contrat d'accès au réseau de distribution pour le stockage d'ici fin 2026 après concertation des opérateurs de stockage et l'approbation de la CRE.	Modéré	Facile	Court terme
---	--------	--------	-------------

INTERCONNEXIONS

• S'appuyer, en cas de besoin, sur le financement privé pour développer des interconnexions qui seront également un levier de flexibilité.	Modéré	Moyen	Moyen terme
---	--------	-------	-------------

FOURNITURES

- **Faire émerger des produits sur les marchés à terme qui correspondent aux nouvelles heures creuses du système électrique** si les résultats des tests de marché effectués par la CRE sont concluants : exemple d'un produit SUN reflétant les heures les plus ensoleillées.

Modéré

Difficile

Moyen terme

USAGES

- **Développer des offres de marché pour la flexibilité de consommation dans les différents secteurs** (industrie, tertiaire, résidentiel), **implicites** (par ex. en réponse à un signal économique) **ou explicites** (par ex. offres à la baisse comme à la hausse), en veillant à ne pas dégrader les objectifs d'efficacité énergétique.

Fort

Moyen

Moyen terme

- **Développer l'automatisation et l'interopérabilité entre programmation des équipements** pour les systèmes de gestion énergétique dans le bâtiment (tertiaire et résidentiel) et le pilotage de la recharge de VE.

Fort

Moyen

Moyen terme

- **Faire évoluer le cadre juridique et normatif, en particulier mettre en œuvre les exigences de RED III, pour permettre l'accès et le partage des données** (exemple des données générées par la GTB ou le pilotage de la recharge de VE).

Modéré

Moyen

Long terme