

RAPPORT

Prospective de la CRE

Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Rapport de la Prospective de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Rapport de la Prospective de la CRE

Co-présidé par :

Anne-Sophie PERRISSIN-FABERT, Délégué Générale d'Ignes

Frédéric GONAND, Professeur d'économie à l'Université Paris Dauphine-PSL

Assistés de :

Stéphanie OLTRA-ORO, Conseillère maître, Troisième Chambre à la Cour des comptes

Avant-propos

La transformation profonde de notre système énergétique nécessite de mettre à jour notre analyse sur l'équilibrage dynamique entre l'offre et la demande qui subit, sous l'effet de la transformation de notre mix de production et de l'apparition de nouveaux usages, des évolutions majeures. En effet, la décarbonation de nos économies oriente très fortement les systèmes énergétiques européens vers une forte électrification à base d'actifs de production décarbonés et de nouveaux usages électrifiés. Or, en grande partie, ces actifs présentent des contraintes de production forte et leur capacité à s'adapter demeure limitée. En regard, les nouveaux usages et surtout la digitalisation croissante des équipements électriques offrent de nouvelles possibilités.

Le stockage de l'électricité, qui peut être une option dans certaines circonstances, ne peut représenter une solution unique et générique pour assurer l'équilibre entre l'offre et la demande. Il est donc nécessaire, dans un contexte de transition énergétique, de travailler de façon plus approfondie sur la gestion des nouveaux déséquilibres en établissant un lien plus direct entre production et consommation.

Il est alors nécessaire d'anticiper ces déséquilibres pour mieux les résoudre, et même potentiellement créer de la valeur. Cela requiert de s'appuyer sur une infrastructure numérique de comptage, de transactions, d'envoi de signaux (y compris extratarifaires) et d'automatismes. L'équilibrage du système passe par un recours aux technologies de flexibilité – incluant le stockage – choisies selon leurs performances économiques. Le succès de ces solutions dépend de leurs modèles d'affaires, qui doivent notamment prendre en compte l'échelle temporelle des besoins : de l'ajustement hebdomadaire à la réponse infra-journalière.

Du côté de la consommation, la digitalisation ouvre de nouveaux potentiels en termes de mesure en temps réel, d'envoi de signaux aux utilisateurs et d'automatisation des principaux équipements. Ils restent cependant tributaires d'un besoin accru de coordination entre les acteurs des différents secteurs d'activité (énergie, domotique, mobilité, etc.), sans omettre les impératifs de souveraineté et de cybersécurité.

Face à ces enjeux, je tiens à remercier Anne-Sophie PERRISSIN-FABERT et Frédéric GONAND d'avoir accepté de relever le défi. Appuyés par une équipe cœur composée de Rodolphe de BEAUFORT et Nicolas GOLDBERG, et d'une rapporteure, Stéphanie OLTRA-ORO, ils ont veillé à analyser les modèles économiques composant ces nouveaux équilibres. Ils ont notamment fait des choix sur certaines questions, détaillé certaines options et émis des recommandations très précises en fonction de ces choix. Ils ont donc réalisé un vrai travail de projection dans des scénarios à venir, objet même de la prospective.

Je souhaite donc que ce rapport puisse contribuer à éclairer un débat souvent très technique, mais aux conséquences majeures pour notre système énergétique.

Emmanuelle WARGON

Présidente de la Commission de régulation de l'énergie

Introduction par les co-Présidents du groupe de travail

La Prospective de la Commission de régulation de l'énergie rassemble de nombreux acteurs du secteur pour éclairer le régulateur français et le débat public sur les perspectives à moyen terme du secteur de l'énergie en France.

Ce contexte permet de comprendre la nature et la portée spécifiques de ce rapport et son intérêt :

- Ce rapport reflète pour une bonne partie les analyses des principaux acteurs privés et parapublics du secteur de l'énergie en France. Il ne résulte pas d'une analyse réalisée d'un seul point de vue par un seul acteur. Ce rapport prend en compte la diversité des approches et des sensibilités de la quarantaine de ses membres. L'une des principales missions et richesses du groupe a été de réunir et de faire échanger des responsables aux horizons et aux intérêts variés, dans un cadre cordial.
- Ce rapport est rédigé sous la seule responsabilité des deux co-Présidents, Anne-Sophie PERRISSIN-FABERT (Déléguée Générale d'Ignes) et Frédéric GONAND (Professeur d'économie à l'Université de Paris Dauphine-PSL). La rédaction est le fruit d'un travail collectif du groupe de travail et plus particulièrement des co-présidents assistés de Nicolas GOLDBERG (Partner chez Columbus Consulting) et Rodolphe de BEAUFORT (Délégué général adjoint de Gimelec). Ils ont rédigé le rapport en faisant des choix qui respectent les points de vue ayant été exprimés au sein du groupe de travail, mais qui n'en retiennent pas moins des options claires, utilisables pour un décideur. Si les coprésidents ont tenu le plus grand compte des remarques des membres du groupe de travail sur ce rapport, ils demeurent seuls responsables des éventuelles erreurs et omissions qui pourraient y figurer.
- Ce rapport adopte notamment une démarche d'analyse en termes de « *modèles d'affaires* » (*business model*). Il privilégie les analyses de structure de coût, de rentabilité, de prix, de facteurs de sensibilité, de soutenabilité du profit. Il s'agit notamment de distinguer les activités pour lesquelles un modèle d'affaire rentable peut émerger dans un avenir plus ou moins proche de façon autonome, de celles qui nécessiteraient un soutien public direct ou indirect pour se développer (voir simplement continuer à exister).
- Ce rapport est rédigé de manière pédagogique pour être compris par des personnes non spécialistes du secteur de l'énergie. Le sujet demeure toutefois parfois relativement technique. Certaines caractéristiques économiques du secteur de l'énergie en général et de l'électricité en particulier sont rappelées, alors qu'elles sont bien connues des spécialistes. Ce rapport a l'ambition de nourrir le débat public, en fournissant notamment l'analyse de la quasi-totalité des principaux acteurs privés et parapublics de l'énergie en France.

Anne-Sophie PERRISSIN-FABERT

Frédéric GONAND

Le résumé et les recommandations du rapport

Le résumé du rapport

Un des enjeux majeurs des systèmes d'énergie en général, et d'électricité en particulier, est d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande à tout instant. En ce qui concerne le gaz naturel, les formes de stockage existantes offrent des réponses adaptées aux besoins de flexibilité. **Dans le secteur de l'électricité, le problème est particulièrement complexe à gérer.** Il n'existe pas pour l'électricité, aujourd'hui, de solutions de stockage comparables en termes de capacités et de prix à celles développées pour le gaz.

Les caractéristiques des déséquilibres offre/demande sur les réseaux d'électricité ont sensiblement évolué avec le développement des énergies renouvelables (EnR), photovoltaïque et éolien principalement. La volatilité de la demande nette ou résiduelle, qui désigne la demande d'électricité non couverte par les EnR fatales et adressée au parc pilotable (nucléaire, hydraulique, thermique à flamme) augmente sensiblement. De nouveaux besoins de flexibilité apparaissent à la hausse comme à la baisse. Ils sont en partie anticipables car ils découlent notamment des prévisions de nébulosité, de vent et de température. En termes d'horizon temporel, ces besoins de flexibilité concernent surtout le temps réel (« *intraday* ») et les jours qui le précèdent.

Une façon habituelle de répondre à la volatilité de la demande nette consiste à ajuster l'offre de production en temps réel selon une logique économique (appelée « *merit order* ») qui minimise le coût de production global. Le dispositif dit du « *mécanisme de capacité* » constitue un élément, dans ce contexte, qui permet de financer des capacités de production pilotable d'électricité. **Ce rapport ne porte pas sur ces deux éléments classiques et bien documentés d'établissement de l'équilibre offre/demande en temps réel que sont le *merit order* de l'offre de production et le mécanisme de capacité.** Le rapport ne porte pas non plus sur la gestion du réseau d'électricité dans la transition bas carbone.

Le présent rapport porte sur les modèles d'affaires des mécanismes de stockage et de pilotage de la demande qui contribuent à l'équilibre offre/demande d'électricité quand se développent les EnR fatales et variables. À cette fin, il concentre son analyse sur les possibilités de mécanismes de marché et de coordination entre acteurs du secteur de l'énergie, de la finance (marchés dérivés) et des équipements électriques et numériques. Dans ce contexte, les **flexibilités dynamiques** désignent les marges de manœuvres existantes en matière de pilotage de l'offre, de la demande ou du stockage, sur une fenêtre de *J-15* à *H-2* pour répondre de façon économiquement optimale aux variations de la demande nette qui doivent être couvertes en temps réel. Plus précisément, elles peuvent être définies comme la capacité à échanger des blocs d'offre ou de demande d'électricité, en amont du temps réel (de *J-15* à *H-2* pour garantir l'équilibre offre/demande malgré les incertitudes de court-terme sur l'évolution de production d'EnR et la météorologie. La flexibilité dynamique requiert des ajustements de l'offre et/ou de la demande et/ou une capacité de stockage d'électricité, ainsi qu'une capacité à échanger des blocs d'électricité à l'horizon de quelques jours sur des marchés de gros à terme. Plus les acteurs du système peuvent anticiper en amont les déséquilibres offre/demande du jour *J*, moins le système d'électricité risque de présenter des problèmes d'équilibrage en temps réel.

Depuis plusieurs années, les modèles d'affaires de la flexibilité de la demande se développent. Les modèles d'affaires pour **l'effacement diffus dans les bâtiments** (en lien avec le chauffage) sont rentables sur le marché et ne nécessitent donc pas de soutien public direct. Toutefois un point clé pour leur développement est la présence d'équipements électriques dotés, directement ou indirectement, de capacité de communication avec les opérateurs de flexibilité. Le modèle d'affaires des **systèmes de stockage stationnaire** est de plus en plus performant, avec une chute des prix de 15 % par an en

moyenne sur le passé récent. Là encore, le modèle d'affaires est rentable et ne nécessite pas de soutien public direct. Le modèle d'affaires des **batteries de voitures électriques (V2G)** reste à consolider : il permet de réaliser d'importantes économies pour le système électrique (notamment en moyens de production de pointe), mais l'intérêt net pour le conducteur reste *a priori* plutôt faible selon la littérature économique. La question principale porte sur la capacité à faire participer l'utilisateur d'un véhicule aux gains que le V2G génère pour le système électrique. Par ailleurs, les **groupes électrogènes** ont un rôle à jouer, notamment dans le cas des *data centers*. Le modèle d'affaires de l'**électrolyse de l'eau** qui produit de l'hydrogène stockable pourrait tirer profit de la bascule du secteur de la sidérurgie vers une production utilisant intensivement de l'hydrogène. Enfin, à long terme, des technologies alternatives de stockage d'électricité pourraient se développer et, le cas échéant, tirer profit d'un modèle d'affaires rentable.

Au-delà de la diversité de ces modèles d'affaires individuels, les nouvelles conditions d'équilibrage du système électrique vont dans tous les cas nécessiter une coordination renforcée entre acteurs de l'énergie, de la finance, de l'industrie et de la cybersécurité, ce qui appelle différentes recommandations.

En premier lieu, **un développement des marchés financiers à terme dits « futures » de l'électricité est nécessaire pour faciliter les échanges de bloc d'électricité.** Les marchés *futures* de l'électricité sont aujourd'hui relativement peu liquides pour des raisons en partie liées à la structure concurrentielle du marché. De surcroît, les caractéristiques des contrats futures actuels prévoient essentiellement des échanges de blocs d'électricité pour des périodes dites de pointe (de 8 heures à 20 heures au cours d'une journée), *off peak* (de 20 heures à 8 heures en *J+1*) ou de base (sur l'ensemble de la journée). Ces caractéristiques, si elles correspondent toujours aux besoins de la consommation, ne correspondent plus guère à la réalité du mix électrique comportant une part importante de production photovoltaïque. Dans ce contexte, **le groupe de travail recommande la mise en place de nouveaux contrats futures pour l'électricité et d'étudier la création d'un contrat avec un « bloc solaire » standard de 12 heures à 16 heures, ou de 11 heures à 17 heures, voire de 10 heures à 18 heures, aligné sur les expérimentations en cours chez EEX.**

Par ailleurs, il convient de **surmonter les limites actuelles pour une gestion efficace des échanges de données numériques entre équipements électriques et acteurs de l'énergie.** Le parc d'équipements électriques pilotables est encore limité. La constitution d'une masse critique d'appareils aptes à la flexibilité requiert dès à présent des dispositifs communicants et capables de modulation ou de décalage. Des travaux européens pour la standardisation des échanges de données entre tous les acteurs accompagneront dans les toutes prochaines années ces évolutions. Le potentiel des compteurs de type *Linky* reste à transformer, en utilisant davantage et mieux le module de la Télé-Information Client (TIC) standard du compteur.

Dans ce contexte, le groupe de travail encourage des standardisations simples, qui ne nécessitent que des changements de pratiques de fournisseurs dans le renommage des noms des libellés transmis à Enedis. Plus généralement, il fournit **plusieurs recommandations pour avancer sur la voie de la standardisation des échanges de données pour une gestion automatisée de la flexibilité entre toutes les parties (client, équipementier, agrégateur, responsable d'équilibre, fournisseur, gestionnaires de réseaux) et pour augmenter sensiblement le nombre d'équipements qui peuvent contribuer à la flexibilité de la demande.**

Dans cet environnement de plus en plus numérisé, les enjeux de cybersécurité et de souveraineté sur le système électrique sont devenus incontournables. Les vulnérabilités des équipements connectés dans les réseaux électriques, la présence de fonctionnalités cachées, la gravité des risques pour la sécurité et la souveraineté énergétique requièrent une action des pouvoirs publics. Des réformes au niveau européen commencent à fournir un cadre (notamment la Direction européenne NIS2 et le *Cyber Resilience Act*). Le groupe de travail souligne quelques points sensibles en matière de cybersécurité et de souveraineté numérique : disponibilité des flux d'informations météorologiques, des

dispositifs de connectivité nécessaires aux différents équipements consommateurs (y.c. les semi-conducteurs avancés), maîtrise de la chaîne de valeur et d'approvisionnement des batteries. **Le groupe de travail propose différentes recommandations pour consolider la cybersécurité afin protéger le système électrique français dans le contexte d'une multiplication des équipements électriques et connectés.**

Les recommandations du rapport

Les rapports de la Prospective de la CRE ont vocation à « éclairer » le débat public sur les grands enjeux énergétiques, à destination des décideurs politiques et économiques, mais également des citoyens qui s'y intéressent, des acteurs du monde académique et de la recherche, etc.

À ce titre, le groupe de travail a formulé un certain nombre de recommandations opérationnelles. En revanche, il n'avait pas pour priorité de développer de nouvelles réflexions sur la gestion des réseaux en temps « normal », les scénarios de mix énergétique à long terme, qui font déjà l'objet de nombreux rapports prospectifs, ni d'aborder les enjeux de politique publique qui relève du gouvernement.

Cinq recommandations principales ont été élaborées et ont recueilli l'assentiment global des membres du groupe de travail.

✓ **Recommandation n° 1 sur une réforme des produits de marché futures pour tenir compte de l'influence de la production photovoltaïque sur les prix de gros (« cloche solaire »)**

Les produits existants pour le marché français (*peak/off peak*) ne reflètent pas les nouveaux rythmes du système électrique, notamment l'abondance d'offre en milieu de journée liée au développement du solaire photovoltaïque, aussi bien en jours ouvrés que les week-ends et globalement sur toute l'année. Ils ne renvoient pas un signal économique de long terme cohérent avec ce nouvel état de fait appelé à durer (même si à long terme le développement des flexibilités devrait influencer en sens inverse).

1a : Soutenir la création d'un produit à terme « *Solar-block* » standard, aligné sur les expérimentations EEX en cours (de 12 heures à 16 heures, voire de 11 heures à 17 heures ou de 10 heures à 18 heures).

1b : Adopter une approche progressive et expérimentale (« *phase pilote* »), avec un comité de suivi contrôlant les volumes, les prix, la liquidité des produits et la propagation du signal prix à l'aval.

1c : Ne pas réformer immédiatement les produits *peak*, mais d'ouvrir la voie à une évolution ultérieure.

1d : Coordonner ces travaux avec les NEMOs, les bourses de produits à terme et les autorités européennes afin d'éviter une atomisation des produits solaires et pousser une harmonisation régionale.

✓ **Recommandation n° 2 : Standardiser les échanges de données relatives à la flexibilité entre toutes les parties (client, équipementier, agrégateur, responsable d'équilibre, fournisseur, gestionnaires de réseaux, opérateur d'effacement, etc.) pour un parcours client optimisé et ouvert**

L'objectif est de permettre au client final de disposer d'outils simples afin de maintenir à jour le paramétrage de ses dispositifs techniques de gestion de l'énergie et des flexibilités, en standardisant et en automatisant les échanges de données numériques.

2a : Créer une *task force* française structurée pour appuyer le travail engagé par l'Union européenne sur la structuration des échanges de données relatives à la flexibilité et pour faciliter sa diffusion auprès de tous les acteurs concernés (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, opérateurs de flexibilité, constructeur d'équipement) présents sur le marché France.

2b : Mettre en place une information codifiée permettant de caractériser les calendriers fournisseurs pour les rendre exploitables en *machine-to-machine* dans le cadre de la Télé-Information Client (TIC) standard.

2c : Amplifier la sensibilisation des clients sur l'intérêt de l'abonnement au service de courbe de charge et engager des travaux avec la DGEC et la CNIL pour faciliter leur enregistrement (enregistrement automatique par défaut des données de consommation en laissant la possibilité au consommateur de s'opposer (*opt-out*)).

2d : Mettre à disposition des équipements du client final l'ensemble des informations des contrats de fourniture et/ou d'agrégation, dont les tarifs associés. Ce partage des données tarifaires a déjà été appelé dans le rapport de recommandations de la CRE dans le cadre du déploiement de la mobilité électrique. La transmission de ces données devra faire l'objet d'une demande explicite du client, respecter la confidentialité de ces informations commercialement sensibles pour les opérateurs de flexibilité et être exploitable facilement pour un usage programmé. Garantir cet accès est essentiel au développement des flexibilités dynamiques, notamment par pilotage automatique décidé par le consommateur.

2e : Évaluer le partage réel des données nécessaires à la flexibilité dans des conditions équitables, raisonnables et non-discriminatoires et leurs modalités de transmissions (plateforme, compteur, API, etc.) par une enquête annuelle des organisations professionnelles (UFE, Iignes, Gimelec, Luciole, etc.) remise à la CRE.

✓ **Recommandation n° 3 : Massifier le nombre d'équipements pouvant contribuer à la flexibilité de la demande grâce à des incitations sous conditions, une généralisation des systèmes de gestion d'énergie et la création de repères pour les consommateurs**

Compte tenu du rythme lent d'évolution du parc installé, il est nécessaire d'engager dès à présent des orientations structurantes afin de saisir l'opportunité de constituer progressivement un parc d'équipements contribuant à la flexibilité de la demande.

3a : Conditionner les dispositifs d'incitation des équipements à fort enjeu y compris pour l'électrification des procédés industriels (subventions, bonus écologique, TVA réduite, CEE, etc.) à l'intégration de capacité de pilotabilité (communication et de modulation).

3b : Suivre et accompagner le déploiement des BACS et HEMS, afin de doter progressivement le parc de bâtiment d'une capacité de gestion locale de l'énergie permettant d'optimiser les coûts et l'accès aux gisements de flexibilité.

3c : Prioriser à court et moyen terme le pilotage de la recharge (V1G) des véhicules électriques. La recharge réversible (V2X) nécessite encore des avancées réglementaires, techniques et économiques pour devenir pertinente à grande échelle, notamment sur la valorisation de l'énergie injectée et la sécurité électrique.

3d : Définir pour le bâtiment un indicateur repère permettant d'informer des non-sachant sur la forme de sa courbe de charge et sa capacité intrinsèque à « *consommer mieux* ».

✓ **Recommandation n° 4 : Consolider la cybersécurité pour protéger le système électrique français dans le contexte d'une multiplication des équipements électriques connectés**

4a : Examiner la possibilité de renforcer les obligations (Grid Code Cyber, CRA, NIS2) pesant sur les dispositifs technologiques diffus et raccordés aux réseaux électriques (tels que les onduleurs, véhicules électriques, compteurs, gestionnaires d'énergies, stockages, etc.) pour éviter la création de nouvelles dépendances systémiques à des puissances hors UE. Adapter ces mesures aux installations futures, mais également à la base déjà installée.

4b : Examiner la possibilité, d'une part, d'imposer aux installateurs de matériels d'obtenir la transparence sur les services *web* et *clouds* utilisés par les dispositifs qu'ils installent et, d'autre part, d'interdire le raccordement de produits pilotables par des *clouds* détenus et hébergés par des entreprises hors-UE.

4c : Envisager d'étendre les modalités d'exercices de crise cyber de grande ampleur pour vérifier la résilience du système énergétique, en intégrant dans l'analyse de risque le périmètre des Opérateurs d'Importance Vitale (OIV), mais également celui des consommateurs et producteurs distribués raccordés aux infrastructures publiques.

✓ **Recommandation de veille technologique : Être prêt à développer le cas échéant de nouvelles technologies de stockage et l'hydrogène naturel**

a. Réaliser un rapport, porté par le Club Stockage d'Énergie de l'ATEE avec la contribution de l'IFPEN, pour mesurer et partager l'adoption des modèles économiques et solutions techniques. Ce rapport réaliserait un inventaire des différentes technologies pouvant assurer de la flexibilité, centré sur le stockage, avec une discussion sur leur maturité : électrochimie, mécanique, *Power-to-heat*, *Power-to-gas*, à destination de la DGEC et la CRE.

b. Étudier les freins au déclenchement des investissements nécessaires pour exploiter le potentiel de production d'hydrogène naturel, au bénéfice de la compétitivité de l'hydrogène français par une planification coordonnée et des procédures administratives adaptées.

Sommaire

Mot de la Présidente de la CRE

Mot des co-présidents

Résumé et recommandations du rapport

Contexte et déroulement de la mission

Introduction

1. Face aux nouveaux équilibres entre l'offre et la demande d'électricité liés à l'essor des énergies renouvelables, des modèles d'affaires ont émergé pour répondre aux besoins de flexibilité 17

1.1. La variabilité croissante de la production liée au développement des EnR et des modes de consommation modifie la conduite de l'équilibrage du système électrique 17

1.1.1. L'équilibrage du système électrique organisé de la veille pour le lendemain (*day ahead*) est remis en cause par la montée en charge des EnR..... 17

1.1.1.1. Un marché organisé autour de la demande nette de la production d'EnR 17

1.1.1.2. La réglementation européenne : plus de temps pour les échanges de blocs d'électricité en amont du temps réel, moins pour l'équilibrage par le gestionnaire du réseau de transport 19

1.1.1.3. Des besoins accrus de flexibilité surtout en cours de journée ouvrée 20

1.1.2. Les nouvelles conditions de l'équilibre offre/demande, liées au développement des EnR, peuvent être anticipés plusieurs jours à l'avance..... 22

1.1.2.1. Les prévisions de Météo-France et leurs progrès (ensoleillement, nébulosité, vent, etc.) 22

1.1.2.2. Les sources de flexibilité selon différents horizons de temps 22

1.2. Des modèles d'affaires émergent pour gérer les nouveaux besoins d'équilibrage de l'offre et de la demande d'électricité liés aux énergies renouvelables 24

1.2.1. Les modèles d'affaires de la flexibilité de la demande se développent 24

1.2.1.1. L'effacement diffus dans les bâtiments se déploie 26

1.2.1.2. Le stockage local « *aval compteur* » : un espace économique désormais émergent..... 27

1.2.1.3. Un marché possible : la flexibilité de la chaleur industrielle 28

1.2.2. Le modèle d'affaires des systèmes de stockage stationnaire est globalement rentable dans les conditions actuelles de marché 31

1.2.2.1. Les dynamiques actuelles des systèmes de stockage accélèrent 31

1.2.2.2. Une évolution des coûts fortement baissière 31

1.2.2.3. Les perspectives d'avenir dans le secteur des batteries stationnaires 33

1.2.3. Le modèle d'affaires des batteries des voitures électriques (V2G) reste à consolider	36
1.2.3.1. Les effets économiques du <i>Smart charging</i> sur le système électrique	36
1.2.3.2. Un effet économique probablement faible du point de vue du conducteur individuel	38
1.2.4. Les groupes électrogènes sont utiles en cas de dysfonctionnement important du système électrique.....	39
1.2.5. Le modèle d'affaires de l'hydrogène décarboné par électrolyse de l'eau doit encore murir	40
1.2.6. La France doit être prête à développer de nouvelles technologies de stockage et l'hydrogène naturel.....	42

2. Les nouvelles conditions d'équilibrage du système électrique requièrent une coordination renforcée entre les acteurs de l'énergie, de la finance, des équipements électriques, de la cybersécurité et les pouvoirs publics..... 46

2.1. Développer les marchés financiers <i>futures</i> de l'électricité pour faciliter les échanges de bloc d'électricité	46
2.1.1. Des marchés <i>futures</i> de l'électricité relativement peu liquides pour des raisons en partie structurelles	46
2.1.2. Une définition des produits « <i>pointe (de 8 heures à 20 heures)</i> » sur les marchés à terme qui sera de moins en moins pertinente à l'avenir	48
2.1.3. Les réflexions en cours sur des produits dérivés <i>futures</i> sur la « <i>cloche solaire</i> ».....	50
2.1.4. Favoriser la mise en place par le marché lui-même de nouveaux contrats <i>futures</i> ⁵¹	
2.2. Renforcer la capacité à piloter la consommation diffuse grâce à des solutions industrielles standardisées et numérisées	53
2.2.1. Les limites actuelles pour une gestion dynamique des échanges de données numérique entre équipements électriques et acteurs de l'énergie	53
2.2.1.1. Un parc d'équipements pilotables encore émergent	53
2.2.1.2. Un potentiel des compteurs connectés qui reste à actualiser	55
2.2.1.3. Pour une interopérabilité fluide dans la chaîne de valeur au bénéfice du consommateur	56
2.2.1.4. Une disponibilité limitée de données clés pour la flexibilité dynamique	57
2.2.2. Des travaux européens pour la standardisation des échanges de données entre tous les acteurs	59
2.2.2.1. Le <i>Smart Energy Expert Group</i> (SEEG)	59
2.2.2.2. Le Règlement <i>Data Act</i>	59
2.2.2.3. Le <i>Code of Conduct for Energy Smart Appliances</i> (COC / ESA).....	59
2.2.2.4. Vers un cadre d'interopérabilité pour la recharge des véhicules électriques	60
2.2.3. La nécessité d'aller plus loin en matière de standardisation des échanges de données entre tous les acteurs	60

2.3. Protéger la cybersécurité et la souveraineté du système électrique dans le contexte d'une multiplication des équipements électriques connectés62

2.3.1. Les risques associés à la connectivité.....62

2.3.2. Des points de vulnérabilité du système électrique français63

Conclusion

Annexe 1 – Cadrage de la mission

Annexe 2 – Liste des travaux Prospectifs de la CRE

Annexe 3 – Liste des participants et intervenants

Glossaire

Remarque : ce rapport a été collectivement revu et commenté par tous les membres du groupe de travail. Sa rédaction a été confiée au rapporteur qu'il convient de remercier.

Contexte et déroulement de la mission

Ce rapport conclut les travaux d'un groupe de travail prospectif sur la gestion dynamique des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande dans les systèmes d'énergie bas-carbone mis en place par la Commission de régulation de l'énergie (*cf.* note de cadrage en Annexe 1) à l'instar d'autres études prospectives menées à son initiative (*cf.* liste en Annexe 2). Dans le cadre de ce groupe de travail sur les nouveaux équilibres entre l'offre et la demande, des industriels, *start-ups*, acteurs publics, entreprises privées, académiques, associations, administrations, se sont réunis pour échanger sur le sujet (*cf.* liste des participants en Annexe 3). Le rapport s'est nourri de ces échanges et réflexions, ainsi que de l'abondante documentation publiquement accessible existante sur le sujet, en particulier les études d'institutions nationales, internationales et de laboratoires d'idées.

Le lancement officiel du groupe de travail, le 14 février 2025, a donné suite à une saison complète de travaux et de rencontres (à hauteur d'environ une session plénière par mois à la CRE et/ou en visioconférence), de mars 2025 à décembre 2025. Le projet de rapport a fait l'objet d'une présentation au Conseil scientifique de la CRE, le 16 janvier 2025, qui l'a approuvé.

Introduction

Un des enjeux majeurs des systèmes d'énergie en général, et d'électricité en particulier, est d'assurer l'adéquation entre l'offre et la demande à tout instant. La production d'énergie ne peut pas toujours être ajustée en temps réel et les évolutions de la demande d'énergie ne peuvent être que partiellement anticipées. En conséquence, le recours à des moyens de flexibilité est – et a toujours été – indispensable à l'équilibre du système. Les besoins de flexibilité se manifestent à différents horizons temporels. L'horizon saisonnier correspond par exemple à une augmentation des besoins de chauffage en hiver ou à une baisse de consommation lors des périodes estivales. L'horizon de très court terme est relatif aux fluctuations de l'offre et/ou de la demande de quart d'heure en quart d'heure en fonction des aléas météorologiques ou du comportement, habituel ou inhabituel, des consommateurs professionnels ou particuliers.

En ce qui concerne le vecteur gaz – actuellement principalement sous forme de gaz naturel, mais qui pourra être à terme du méthane de synthèse ou de l'hydrogène bas carbone –, les formes de stockage existantes offrent des réponses adaptées aux besoins de flexibilité propres au système gazier, à différents horizons temporels. En particulier, les réseaux de gaz peuvent supporter des variations de pression en cas de déséquilibres transitoires – c'est le stockage en conduite – en plus de relier les stockages en cavité pour connecter l'offre et la demande à tout moment. Dans certaines conditions, le vecteur gaz peut aussi contribuer à l'équilibrage de l'offre et de la demande d'électricité.

Dans le secteur de l'électricité, le problème est particulièrement complexe à gérer. La stabilité des réseaux électriques (et en particulier de la fréquence) exige un équilibre permanent, en temps réel, entre les quantités d'électricité injectées et soutirées. L'offre peut être ajustée, en règle générale, par les actifs de production à stock (hydraulique, nucléaire, thermique à flamme) ou la modulation des actifs de production fatale (éolien, photovoltaïque). **Mais l'offre ne peut être ajustée en temps réel que de façon limitée et relativement coûteuse** (hydraulique de lac, nucléaire, thermique à flamme ou écrêtement de production éolienne, photovoltaïque, ou hydraulique au fil de l'eau). **La demande d'électricité, en règle générale, doit impérativement être servie et elle est relativement difficile à prévoir avec précision**, notamment en France depuis l'avènement du chauffage électrique dans les années 70 et 80. **Il n'existe pas pour l'électricité et dans l'état des connaissances actuelles, de solutions de stockage comparables en termes de capacités et de prix à celles développées sur le marché du gaz.**

La gestion de l'équilibre offre/demande n'est pas qu'une affaire d'adaptation instantanée : elle implique tout un processus d'anticipations et d'ajustements en amont du temps réel. Ainsi le planning d'arrêt des centrales nucléaire est optimisé pour maximiser en hivers la disponibilité des centrales au moment où elles sont le plus utiles ; les décisions de démarrage des centrales hydrauliques sont gérées par une optimisation en avenir incertain pour maximiser leur utilisation dans les périodes de pointe de consommation. Les vagues de froid sont anticipées et se traduisent par des décalages de maintenances ou d'essais pour maximiser la disponibilité de l'ensemble des moyens. Les ajustements en temps-réel sont nécessaires, mais limités à la correction de ce qui n'a pas été correctement anticipé aux différentes échelles de temps et aux aléas de dernière minute (avaries, incidents, etc.).

Toutefois les caractéristiques des déséquilibres offre/demande sur les réseaux d'électricité ont sensiblement évolué depuis quelques années. Avec le développement des énergies renouvelables (EnR) – photovoltaïque et éolien principalement – et un niveau de consommation d'électricité relativement peu vigoureux, sont apparus des difficultés d'une nouvelle nature dans l'équilibrage entre l'offre et la demande.

Les variations de la demande nette ou résiduelle, qui désigne la part de la demande d'électricité non couverte par les EnR fatales et adressée au parc pilotable (nucléaire, hydraulique, thermique à flamme) augmente sensiblement. La variabilité de la production d'EnR se traduit par une volatilité croissante d'une offre d'électricité qui reste très peu corrélée aux rythmes d'évolution de la demande.

Une façon habituelle de répondre à la volatilité de la demande nette consiste à ajuster l'offre de production en temps réel, selon une logique économique (appelée « *merit order* ») qui minimise le coût global de production. Le dispositif dit du « *mécanisme de capacité* » constitue un élément, dans ce

contexte, pour financer des capacités de production pilotable d'électricité. **Ce rapport ne porte pas sur ces deux éléments classiques et bien documentés d'établissement de l'équilibre offre/demande en temps réel que sont le *merit order* de l'offre de production et le mécanisme de capacité.** Le rapport ne porte pas non plus sur la gestion du réseau d'électricité dans la transition bas carbone.

Le présent rapport porte sur les modèles d'affaires du stockage et du pilotage de la demande qui contribuent à l'équilibre offre/demande d'électricité quand se développent les EnR fatales et variables (photovoltaïque, éolien, etc.). À cette fin, il concentre son analyse sur les possibles mécanismes de marché et de coordination entre acteurs du secteur de l'énergie, de la finance (marchés dérivés) et des équipements électriques communicants.

Les nouveaux besoins de flexibilité se concentrent sur les variations en cours de journée (« *intraday* ») et les jours qui le précèdent – concrètement de *J-15* environ à *H-2* –. Ils sont largement anticipables car ils découlent d'évolutions structurelles liées au développement des énergies renouvelables.

La nécessité d'anticiper les équilibres à différentes échelles de temps a conduit à distinguer différents types de flexibilités. Nous appelons **flexibilités structurelles**, les flexibilités qui représentent la programmation anticipée des moyens de production ou de consommation au regard de la structure prévisible de la consommation résiduelle : par exemple le placement des arrêts de tranches nucléaire en été en anticipation d'une plus grande demande l'hiver, le déplacement systématique de consommations en heures creuses pour compenser le creux de nuit, ou désormais en anticipation de la cloche solaire quotidienne.

Nous appelons **flexibilités dynamiques**, les flexibilités qui désignent les marges de manœuvres existantes en matière de pilotage pour répondre de façon économiquement optimale (i.e., les moins coûteuses) aux variations de la demande nette qui doivent être couvertes. Plus précisément, elles peuvent être définies comme la **capacité à échanger des blocs d'offre ou de demande d'électricité, en amont du temps réel, soit sur une fenêtre de *J-15* à *H-2*, pour garantir l'équilibre offre/demande malgré les incertitudes de court-terme sur l'évolution de production d'EnR.** D'autres définitions ou approches sont possibles et complémentaires de celle-ci. Dans tous les cas, le sujet est distinct de la problématique habituelle et historique de la gestion de la pointe hivernale.

Ce rapport actualise des chiffrages issus de rapports précédents de la Prospective de la CRE, et permet une mise en perspective économique, financière et industrielle d'un sujet relativement vaste.

Les réflexions et recommandations du rapport ne concernent pas le système de pilotage de la production, ni la flexibilité structurelle. Par définition, les sujets sont toutefois *in fine* en lien dans la vie des acteurs et des institutions. Aussi, divers intervenants ont-ils tenu à rappeler qu'un *design* optimisé autour de flexibilités structurelles permettrait de diminuer le besoin en flexibilité dynamique et ainsi d'optimiser le coût total du système électrique.

Le présent rapport comporte deux parties : la première pose les termes du débat sur les grandes modifications des équilibres actuels et la manière dont les modèles d'affaires qui sont apparus peuvent répondre aux nouveaux besoins de flexibilité de la demande ou du stockage d'électricité. Dans la plupart des cas, ces nouveaux modèles d'affaires sont rentables dans les conditions de marché et ne nécessitent donc pas de soutien public direct.

Au-delà de la diversité de ces modèles d'affaires individuels, les nouvelles conditions d'équilibrage du système électrique vont dans tous les cas nécessiter une coordination renforcée entre acteurs de l'énergie, de la finance, de l'industrie et de la cybersécurité, et qui appelle différentes recommandations. La seconde présente quatre grandes pistes de recommandations, relatives aux marchés financiers futures, au renforcement de la capacité de pilotage de la consommation diffuse grâce à des solutions industrielles standardisées, à la cybersécurité et au maintien de notre souveraineté sur le système électrique.

Rappel pédagogique

Comme l'électricité ne se stocke que très difficilement à grande échelle, le système électrique doit être équilibré en temps réel, pour maintenir stable la fréquence (50 Hz en France).

Si l'offre > la demande → la fréquence monte (risque de dégâts pour les équipements).

Si l'offre < la demande → la fréquence baisse (risque de coupures, *black-out*).

Les gestionnaires de l'équilibre physique (RTE en France) surveillent donc cet équilibre en continu.

Les causes possibles d'un déséquilibre entre l'offre et la demande sont de plusieurs ordres.

Les surplus de demande nette peuvent être liés :

- à des pics de consommation (baisse des températures, *etc.*) ;
- à des déficits d'offres (arrêts imprévus d'une centrale, baisse soudaine de production ou des importations, *etc.*).

Les surplus d'offre nette peuvent quant à eux résulter :

- d'une production plus élevée que prévu (vent, soleil notamment) ;
- de déficits de demande (journée d'hiver moins froide que prévu, arrêt imprévu d'un consommateur industriel, *etc.*) ;
- du maintien de centrales tournant au minimum technique et ne pouvant réduire davantage leur production (raison économique ou besoin système).

Comment le système est-il équilibré ?

Plusieurs mécanismes permettent d'assurer l'équilibre :

- ajustements de la production avec l'arrêt/démarrage de certains moyens et la modulation des centrales pilotables (hydraulique, nucléaire, thermique à flamme), mais aussi des modulations des centrales EnR ;
- gestion de la demande où les consommateurs, de l'industriel au particulier, ajustent à la baisse où à la hausse leur consommation directement ou indirectement contre rémunération.

1. Face aux nouveaux équilibres entre l'offre et la demande d'électricité liés à l'essor des énergies renouvelables, des modèles d'affaires ont émergé pour répondre aux besoins de flexibilité

Cette première partie présente l'évolution des modalités de l'équilibrage des systèmes d'électricité sur le passé récent. De nouveaux risques liés au développement des énergies renouvelables sont apparus, tandis que des modèles d'affaires, aux maturités différentes selon les cas, ont émergé. Dans ce contexte, les mécanismes permettant d'augmenter la flexibilité de la demande constituent un axe d'amélioration important.

1.1. La variabilité croissante de la production liée au développement des EnR et des modes de consommation modifie la conduite de l'équilibrage du système électrique

1.1.1. L'équilibrage du système électrique organisé de la veille pour le lendemain (*day ahead*) est remis en cause par la montée en charge des EnR

1.1.1.1. Un marché organisé autour de la demande nette de la production d'EnR

Les besoins de flexibilité du système électrique ont évolué au cours des vingt dernières années. La production des EnR dans le secteur de l'électricité devient de plus en plus importante. Elle est difficile à décaler dans le temps et à stocker. Si la production d'électricité d'origine photovoltaïque ou éolienne, dont le coût marginal est nul, n'était pas instantanément utilisée pour couvrir une partie de la consommation d'électricité, elle serait perdue et constituerait une perte économique importante.

La minimisation des coûts de production du système électrique requiert de faire fonctionner en premier lieu les moyens de production qui, s'ils ne sont pas mobilisés immédiatement, seraient perdus et ont un coût marginal d'utilisation nul. La production d'EnR fatales, qui a un coût marginal par définition nul, est donc de fait appelée en priorité par rapport aux autres moyens de production qui ont un coût non nul de mobilisation.

Dans ce contexte, **c'est donc la demande nette ou résiduelle (c'est-à-dire la consommation brute dont a été retranchée la production d'EnR fatales – éolien, solaire, hydraulique fil de l'eau ou valorisation directe de chaleur – qui est prise en compte pour déterminer les autres moyens de production à mobiliser compte-tenu de leur structure de coût.**

Habituellement, cette demande résiduelle présente deux pointes au cours d'une journée en France, une le matin et une le soir. Le week-end, la consommation est plus basse qu'en semaine. Le solaire photovoltaïque produit moins l'hiver que l'été sous nos latitudes, avec une production marquée en journée et inexistante le soir et la nuit. De même, l'hiver est en moyenne plus venteux que l'été et favorise donc la production éolienne. Certains jours peuvent connaître des heures durant lesquelles l'offre devient supérieure à la demande nette, ce qui peut de ce fait générer des prix négatifs sur le marché de gros¹ et nécessiter une modulation de la production d'EnR².

Le profil de consommation va être progressivement influencé par le développement massif des véhicules électriques, notamment en cas de recharge non pilotée concentrée le soir. La réponse de la demande, *via* la recharge intelligente et la gestion optimisée des équipements, sera essentielle pour lisser les pointes et valoriser la production solaire. Du côté de l'offre, l'essor de la production solaire en

¹ Du fait de moyens pilotables ne souhaitant pas être mis à l'arrêt ou de dispositifs de soutien n'incitant pas à l'arrêt (centrales sous Obligation d'Achat rémunérées à un tarif fixe dès qu'elles produisent).

² À l'autre bout du spectre, la rationalité économique du marché de l'électricité redéfinit le taux d'utilisation des moyens de production à coûts de mobilisation élevés. Cette situation aboutit à un déficit de financement sur le marché de l'électricité et donc soulève la question de la viabilité des équilibres entre l'offre et la demande dans les systèmes d'énergie bas-carbone. Ceci réduirait d'autant la pilotabilité du système électrique en France et engendrerait des contraintes supplémentaires sur la gestion des nouveaux équilibres.

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

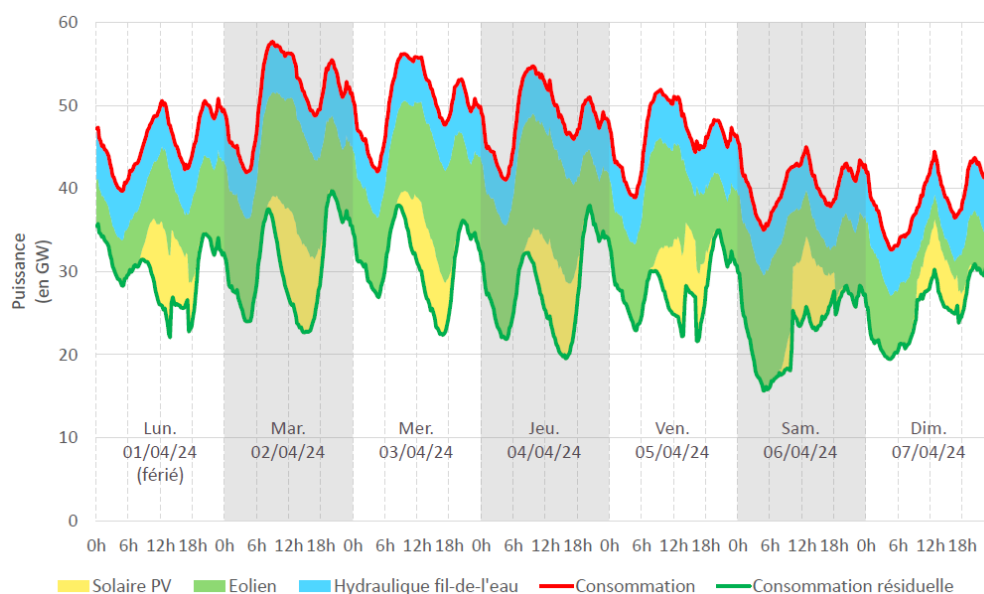
Février 2026

milieu de journée explique un creux de demande nette durant les périodes diurnes, de plus en plus accentué à l'horizon 2050.

Au-delà de ces évolutions prévisibles, la demande résiduelle va être de plus en plus variable à l'avenir, du fait de la dépendance accrue de la production à la météorologie. **Certains jours peuvent connaître des heures durant lesquelles l'offre d'EnR, combinée à celle de moyens pilotables n'étant pas mis à l'arrêt, devient supérieure à la demande totale, ce qui peut générer des prix nuls voire négatifs sur le marché de gros et/ou requérir de moduler la production d'EnR.**

Les bilans prévisionnels de RTE modélisent l'évolution du besoin de modulation, à savoir le nombre de gigawatts installés devant être mobilisés dans une journée (ou une semaine, ou une année, ou à long terme) pour couvrir la demande résiduelle d'électricité dans une démarche scénarisée.

Graphique n° 1 : La consommation, la consommation résiduelle et les modes de production de l'électricité dans une semaine type



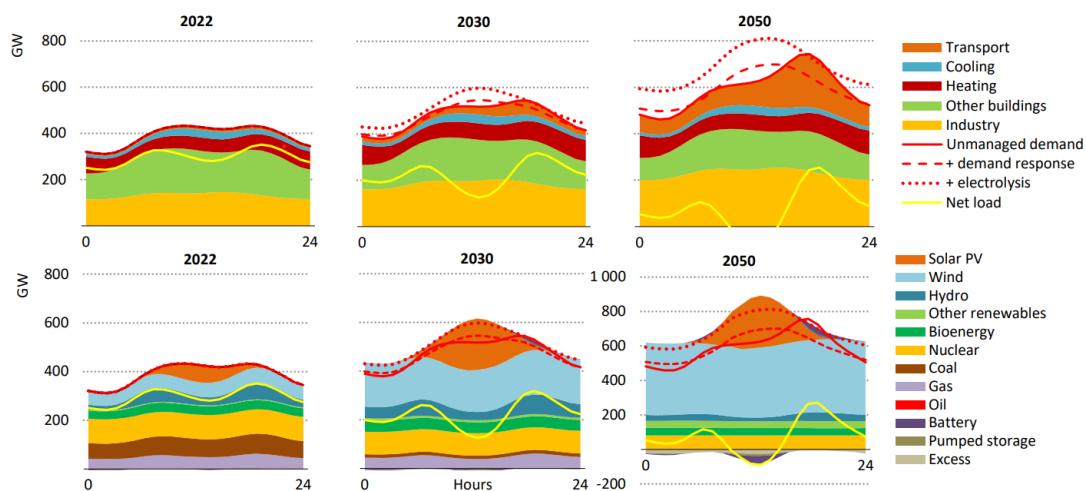
Source : RTE

À l'échelle européenne et à l'horizon 2050, l'Agence Internationale de l'Énergie (AIE) prévoit aussi que la variabilité quotidienne de l'offre et de la demande d'électricité s'accroît sous l'effet de l'essor de l'électromobilité et de la montée en puissance du solaire photovoltaïque³.

Le présent rapport concentre son attention sur la gestion des écarts entre l'offre et la demande d'électricité sur une fenêtre de *J-15* à *J-1* par rapport au temps réel. **En effet, les informations disponibles à partir de *J-15* environ permettent de réévaluer les risques de déséquilibres offre/demande compte tenu des moyens technologiques permettant d'anticiper l'ensoleillement, la nébulosité, les caractéristiques des vents et les températures qui désormais influencent sensiblement la demande nette ou résiduelle à couvrir par le parc de production. C'est l'horizon au cours duquel les anticipations basées sur les rythmes réguliers peuvent être affinées compte tenu de cet apport d'information.**

³ Agence Internationale de l'Énergie, "Managing the Seasonal Variability of Electricity Demand and Supply", 2023.

Graphique n° 2 : La demande moyenne d'électricité (haut) et offre d'électricité par source (bas) en Europe (scénario des engagements annoncés, 2022-2050)



Source : IEA, *Managing the seasonal variability of electricity demand & supply*

1.1.1.2. La réglementation européenne : plus de temps pour les échanges de blocs d'électricité en amont du temps réel, moins pour l'équilibrage par le gestionnaire du réseau de transport

L'évolution de la réglementation européenne (et en particulier le paquet *Global Guidelines on Electricity Balancing*, dit GLEB) amène RTE à n'intervenir en cas de déséquilibre entre l'offre et la demande que dans les deux dernières heures avant le temps réel. Tout déséquilibre prévu en amont de deux heures avant le temps réel doit par conséquent être géré par les acteurs, notamment sur le marché de gros.

Ainsi, si la force du vent commence à chuter ou qu'une centrale connaît des défaillances croissantes et que ces données sont connues à 16 heures pour 19 heures, RTE ne peut pas intervenir pour rétablir l'équilibre qu'à partir de 17 heures. **Cette fenêtre d'action possible pour RTE, dite « fenêtre opérationnelle », est amenée à se réduire à 45 minutes avant le temps réel (contre deux heures aujourd'hui) sous l'impulsion d'une gestion de l'équilibrage sur un pas de 15 minutes et la réduction du « délai de neutralisation » qui devra passer d'une heure à 30 minutes en 2029.**

Les dispositifs habituels de réserve primaire, secondaire et tertiaire sont en cours d'adaptation aux niveaux national et européen en intégrant des besoins croissants de flexibilité liés à la montée en charge de la production d'EnR. Il faut relever que les réserves sont des flexibilités d'équilibrage (à la main de RTE) qui ne sont pas faites pour répondre à tous les besoins. Les flexibilités dynamiques (qui sont l'objet de ce rapport) à la main des responsables d'équilibre doivent couvrir les besoins en amont du temps réel.

Dans ce contexte, la flexibilité dynamique désigne la capacité du système d'électricité, de ses acteurs et de leurs actions, à garantir l'équilibre offre/demande dans des conditions économiques optimales au quotidien dans un contexte de montée en charge des EnR qui augmente la variabilité de la demande nette d'électricité, et de réduction de la fenêtre opérationnelle de RTE.

Cette flexibilité requiert non seulement des ajustements de l'offre, mais aussi des ajustements de la demande (effacements ou modulation à la hausse par exemple) et des stockages et une capacité à échanger des blocs d'électricité à l'horizon de quelques jours sur des marchés de gros à terme.

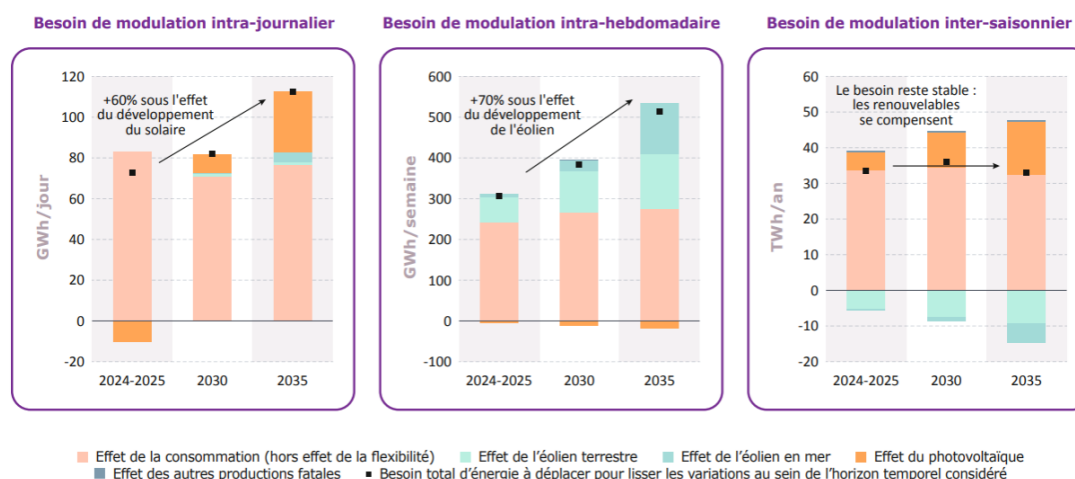
Plus les acteurs du système peuvent anticiper en amont les déséquilibres offre/demande du jour *J*, moins le système d'électricité risque de présenter des problèmes d'équilibrage en temps réel. De surcroît, plus les pointes de demande résiduelle (à la hausse ou à la baisse) seront rares, moins les besoins d'effacement en dernière minute seront importants.

1.1.1.3. Des besoins accrus de flexibilité surtout en cours de journée ouvrée

À titre d'ordre de grandeur préliminaire, les besoins de flexibilité dans le système électrique sont d'un peu moins d'une dizaine de gigawatts. L'analyse des épisodes de prix négatifs durant l'année 2024 a conduit, pour maintenir l'équilibre du réseau, à réduire la production de 7 à 8 gigawatts.

À l'avenir et dans le sillage du développement des EnR, les besoins de flexibilité vont augmenter vigoureusement à des échelles de temps courtes sur des périodes intra journalières ou hebdomadaires.

Graphique n° 3 : L'évolution des besoins de flexibilité suivant les échelles de temps (graphes en énergie (GWh))



On estime, à l'échelle européenne, que les besoins de flexibilité intra-journalière seront multipliés par deux d'ici 2030 par rapport à leur niveau de 2021⁴.

Dans ce contexte, un arbitrage existe entre :

- d'une part, attendre au plus proche du temps réel (*intra-day*) pour disposer de davantage d'informations puis laisser des automates réagir aux déséquilibres (modèle réactif) ;
- ou, d'autre part, anticiper plusieurs jours, plusieurs mois, voire plusieurs années, en amont à partir de l'information disponible pour organiser les marges disponibles du côté de l'offre et/ou de la demande (modèle pro actif).

Les deux approches ne sont pas nécessairement contradictoires. Ajuster uniquement la production ou la consommation en temps réel amène néanmoins à prendre un risque sur la sécurité d'approvisionnement avec peu de levier en cas de déséquilibre. Par ailleurs, les leviers disponibles en temps réel sont moins nombreux en volume et plus chers. Plus les déséquilibres sont anticipés en amont du temps réel, plus nombreux sont les leviers d'ajustement de l'offre et/ou de la demande, à un coût généralement plus contenu.

De fait, **les fournisseurs d'énergie et notamment d'électricité, qui ont la charge d'équilibrer leurs injections et soutirages sur les réseaux, pratiquent l'approche dite « bloc plus dentelle »** : elle consiste à acheter, en avance sur le marché de gros, les grandes masses d'électricité qu'ils savent devoir fournir le jour *J*, et à ajuster au plus proche du temps réel au fil des levées d'incertitude sur la demande nette à fournir.

Historiquement, la gestion du système électrique a toujours combiné actions d'anticipation pour les déséquilibres prévisibles et actions proches temps réel pour la gestion dynamique du déséquilibre résiduel. Les besoins de flexibilités prévisibles ont été gérés par des actions de flexibilités structurelles (placement des arrêts de tranches nucléaires en été pour maximiser la disponibilité en hiver,

⁴ Cf. <https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/handle/JRC130519>

optimisation des stocks hydrauliques pour l'hiver, etc.) compte-tenu du besoin de flexibilité inter-saisonnier prévisible. Ces actions d'optimisation du parc de production étaient et sont toujours planifiées très en amont du temps réel. Citons également la mise en place du dispositif des heures creuses compte tenu du besoin de flexibilité infra-journalier prévisible (historiquement pour déplacer de la consommation vers la nuit).

Jusqu'ici, les besoins de flexibilités résiduels liés aux aléas de production ou de consommation ont été gérés par des actions de flexibilités dynamiques à *J-1* : l'anticipation de la pointe de consommation du lendemain dimensionnait la gestion dynamique du déséquilibre offre/demande du lendemain. À 16 heures de la veille pour le lendemain, le plan de production pour le lendemain était figé pour équilibrer le système électrique. En effet, les centrales thermiques avaient, à l'époque, un délai de démarrage de 16 heures.

Les rythmes du système électrique d'aujourd'hui et demain ne sont plus les mêmes, dans un contexte de montée en charge des EnR⁵. En particulier, la demande nette adressée au parc pilotable (non EnR) est devenue beaucoup plus volatile. Elle est liée à d'autres paramètres, notamment le taux d'ensoleillement et de nébulosité, ainsi que l'intensité des vents. Cette volatilité croissante de la demande nette va requérir des flexibilités dynamiques, c'est-à-dire de décaler des blocs de production et de consommation d'électricité à l'approche du temps réel (plusieurs jours à quelques heures en amont du plan prévu de production et de consommation pour un jour donné) en anticipant autant que possible à mesure que les informations (météo, etc.) sur les déséquilibres résiduels se précisent.

Les besoins de flexibilité dynamique n'auront pas la même durée que par le passé, avec des périodes de pointe plus concentrées sur quelques heures le matin (par ex. de 7 heures à 10 heures) ou le soir (par ex. de 17 heures à 20 heures) au lieu de journées quasi-entières. Le récent passage des marchés de gros au pas de 15 minutes devrait aussi multiplier les opportunités de modulation de blocs de production et de consommation, sur des pas de temps plus courts.

Les réflexions et recommandations du rapport se concentrent sur ces flexibilités dynamiques et ne concernent pas la flexibilité structurelle mensuelle ou inter-saisonnaire.

Ces flexibilités dynamiques peuvent impliquer le recours à des effacements de consommation en programmant en amont les périodes de consommation pour minimiser les coûts du système électrique tout en continuant à satisfaire les besoins des utilisateurs, qui ne doivent pas pâtir d'une dégradation de leur confort sans contrepartie consentie. Concrètement, il peut s'agir de décalages de consommations, d'effacements temporaires, mais aussi, d'ajustements temporaires à la hausse de la consommation.

Du point de vue économique, les ajustements en amont du temps réel de l'offre et de la demande d'électricité supposent, pour être efficaces, un fonctionnement fluide des marchés de gros en général et des marchés dérivés (i.e., contrats futures) en particulier. Idéalement, les prix futurs de l'électricité à différents horizons temporels sont l'anticipation des prix *spot futurs* (à une prime de risque près) : ils doivent donc traduire les équilibres physiques à venir.

Comme le montrera la partie II de ce rapport (*cf. infra*), la situation actuelle demeure éloignée de cet idéal. Une partie du problème de la gestion dynamique des nouveaux équilibres offre/demande est liée au besoin d'améliorer les marchés de gros de l'électricité, dont une possibilité résiderait dans le développement des produits futures additionnels, selon les besoins que le marché exprime.

Les problèmes d'équilibrage offre/demande étudiés ne concernent pas directement les réseaux de distribution d'électricité

Les problèmes d'équilibrage étudiés dans ce rapport ne concernent pas directement les réseaux de distribution d'électricité. Les distributeurs n'ont, en effet, pas pour mission d'équilibrer les injections et les soutirages au niveau local. Par ailleurs, il n'y a pas de raison économique d'équilibrer à la maille locale la production et la consommation d'électricité. En conséquence, bien que des inversions de flux deviennent fréquentes à certains points du réseau, les réseaux de distribution connaissent en permanence des situations d'injections nettes ou de soutirages nets. Cette situation se traduit concrètement par des flux d'électricité entre les réseaux de distribution et le réseau de transport.

⁵ Le développement du solaire conduit à un nouveau besoin de flexibilité structurel au sein de la journée, essentiellement anticipable.

Pour les réseaux de distribution, l'enjeu soulevé par la montée en charge des EnR réside non dans de nouveaux équilibres offre/demande, mais dans les risques de congestion au niveau local, en cas notamment d'épisodes d'injection massive en provenance des producteurs EnR corrélés à une consommation localement faible. Cette situation est très variable d'un territoire à un autre, et dépend tant des dynamiques d'électrification/industrialisation en cours à l'échelle locale que des initiatives en matière d'EnR/transition à la même maille. Historiquement, les réseaux de distribution ont été dimensionnés pour répondre à des pointes de consommation dans un système relativement électrifié et thermosensible. La montée en charge des EnR peut amener à revisiter la question du dimensionnement des réseaux de distribution et de la tenue de la tension électrique au niveau local, en tenant compte de l'équilibre économique qui résulte du dimensionnement des réseaux *versus* durée et coût des modulations éventuelles de production. Pour importante qu'elle soit, cette question n'entre pas directement dans le périmètre du présent rapport.

1.1.2. Les nouvelles conditions de l'équilibre offre/demande, liées au développement des EnR, peuvent être anticipés plusieurs jours à l'avance

1.1.2.1. Les prévisions de Météo-France et leurs progrès (ensoleillement, nébulosité, vent, etc.)

Du point de vue du fonctionnement du système électrique et de la gestion de la flexibilité dynamique, la performance de la prévision météorologique jusqu'à un horizon de deux semaines est essentielle.

La fiabilité des prévisions de température à courte échéance – dont l'évolution influence sensiblement la demande nette d'électricité – s'est considérablement améliorée ces dernières années, notamment grâce aux progrès des modèles numériques de prévision. Météo-France estime que les prévisions de température minimale pour le lendemain présentent un taux de précision élevé : 90 % d'entre elles sont correctes à ± 2 °C. Cette fiabilité diminue progressivement avec l'allongement de l'échéance, atteignant 80 % trois jours avant, puis 55 % à sept jours pour atteindre à un horizon éloigné de 15 jours une fiabilité à 50 % (modèle Arpège).

La nébulosité, très variable dans l'espace et le temps, reste un paramètre difficile à prévoir. Le passage d'un nuage est susceptible de diminuer d'au moins 80 % la production d'électricité d'un panneau solaire photovoltaïque.

Le développement de l'éolien rend l'équilibrage offre/demande sensible aux incertitudes quant aux vents et fait naître des besoins de flexibilité identifiables jusqu'à un horizon de deux semaines. La fiabilité des prévisions en termes de vent est moins élevée que celle obtenue pour les températures. Globalement, **la précision des prévisions de vent progresse actuellement sur un horizon J-5 / J-6.** Cela améliore par ricochet les anticipations des acteurs du système électrique quant aux écarts offre/demande. Toutefois, la prévision du vent est meilleure à 10 mètres du sol qu'à 100 mètres, ce qui correspond à la situation des éoliennes.

À l'avenir, l'amélioration de la précision des prévisions de vent demeure incertaine. Le réchauffement climatique et des variations de température plus brusques que celles observées aujourd'hui pourraient modifier sensiblement les caractéristiques des phénomènes venteux. Le nombre de tempêtes pourrait diminuer, mais leurs effets seraient simultanément plus dévastateurs et moins aisés à anticiper.

Dans dix ans, il est envisageable que les capacités prédictives permettent d'obtenir des prévisions plus précises qu'aujourd'hui. Le modèle Arpège permet de gagner en efficacité en termes de qualité de la prévision. Pour ce type de modèles déterministes, les outils d'intelligence artificielle peuvent aider à améliorer les trajectoires de référence à l'échelle mondiale. Les événements extrêmes restent les plus difficiles à prévoir, ce qui soulève la question de la qualité des données disponibles.

L'effet du réchauffement climatique sur la capacité de prévision est significatif et tend à jouer négativement. De manière générale, les modèles doivent progresser sur plusieurs aspects, notamment les vagues de chaleur et les orages.

1.1.2.2. Les sources de flexibilité selon différents horizons de temps

Les sources de flexibilité sont multiples. Selon leurs caractéristiques technico-économiques, leur pertinence varie selon l'horizon temporel des besoins de flexibilité. Les caractéristiques propres à chaque levier de flexibilité (puissance nominale, pente de variation, sens, délai de préavis et d'activation, durée maximale de fonctionnement, etc.) conduisent à envisager un bouquet de solutions chacune à même de répondre de façon complémentaire aux besoins du système électrique.

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

La trajectoire des sources de flexibilités appelées à se développer à l'horizon 2050 demeure encore en cours de discussion et dépendra de nombreux paramètres dont la maturité des technologies, les conditions économiques et environnementales, les réglementations adoptées notamment sur le coût du CO₂, des choix en matière de souveraineté et de cybersécurité, etc.

Tableau n° 1 : Tableau récapitulatif sur les différentes flexibilités selon les horizons de temps

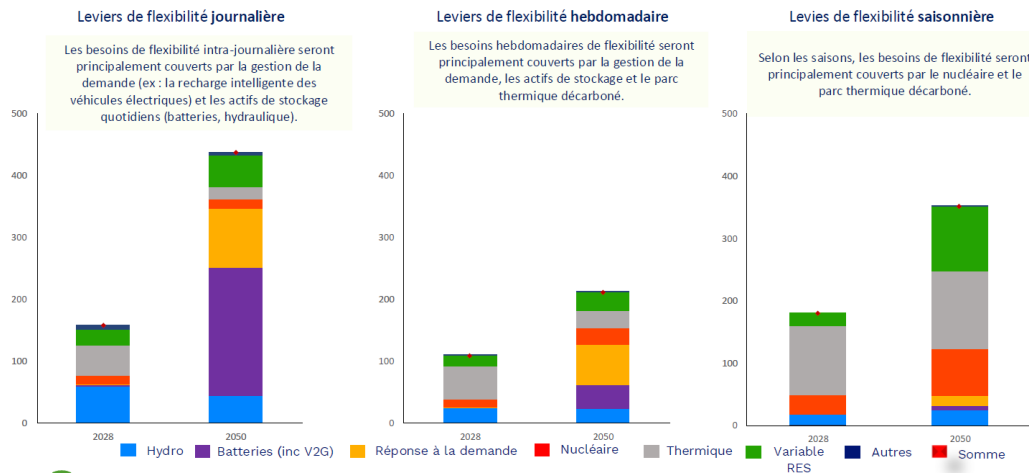
		Horizon d'utilisation de la source de flexibilité					Puissance installée (en GW, hors ZNI)	
		Sens	Infra-journ.	Hebdo.	Mensuel	Inter-saison	Fin 2024 (BE 2024 RTE)	En 2050 (scénario RTE N1 à N3 FE 2050)
Offre	Nucléaire (*)	+ / -	x	x	x	x	61	29 à 51
	Hydraulique	+ / -	x	x	x	x	26	22
	Éolien	-	x	x			24	65 à 103
	Photovoltaïque	-	x				24	70 à 118
	Batterie (amont compteur)	+ / -	x				1	1 à 9
	Station de pompage (STEP)	+ / -	x	x			5	8
	Production thermique fossile	+ / -	x	x	x	x	17	0
	Production thermique décarbonée	+ / -	x	x	x	x	2	0 à 11
	Interconnexions	+ / -	x	x	x	x	< 20	< 40
Demande	Chauffage électrique (effet joule)	+ / -	x				30 à 40	
	Ballon d'eau chaude	+ / -	x				10	
	Climatisation	+ / -	x				~ 5	
	Pompe à chaleur	+ / -	x				~ 3	
	V1G / V1H	+ / -	x	x				
	Batterie (aval compteur) dont V2G	+ / -	x	x			0 dont V2G 0	V2G 1,7
	Groupe électrogène	-	x	x			10 (**)	
	Industrie : électrolyseur	+ / -	x	x				
	Industrie : pilotage de la demande	+ / -	x	x	x			
	Industrie : chaleur industrielle et chaudière électrique	+ / -	x					

(*) Le nucléaire n'est pas adapté à une flexibilité dynamique en temps réel.

(**) Source : Ademe, E-Cube Consultants & CEREN (2017). Évaluation du potentiel d'effacement de consommation électrique en France.

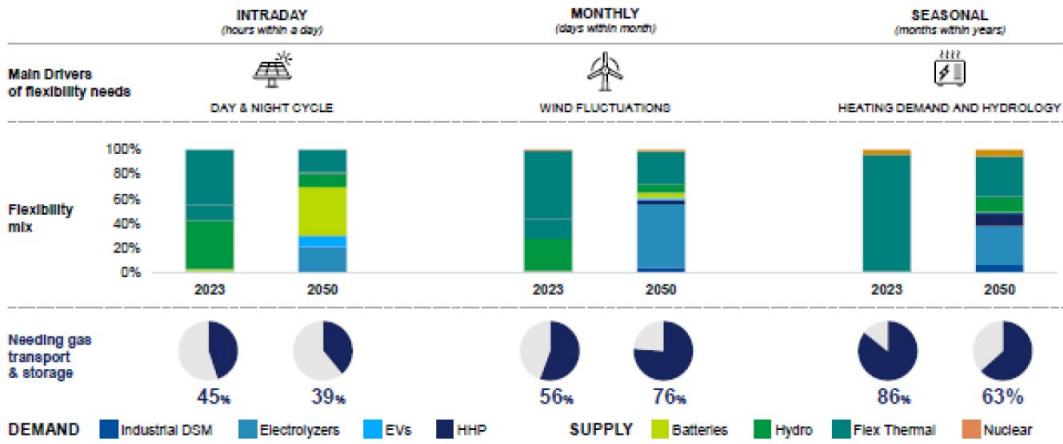
Les deux exemples présentés, ci-après, illustrent des scénarios possibles d'évolution à l'horizon 2050 :

Graphiques n° 4a et 4b : Les scénarios possibles d'évolution de la flexibilité appelée à l'horizon 2050



Flexibility activation by time horizon | Europe-15

% of contribution



Source : Engie

Ces deux graphiques montrent que l'intensité du recours à tel ou tel mécanisme de flexibilité par rapport à d'autres demeure très incertaine sur un horizon de long terme – en fonction des développements technologiques, des paramètres de coût et de prix et de la réglementation, notamment –.

La section 1.2. qui suit analyse en conséquence les modèles d'affaires de ces différents mécanismes de stockage et de pilotage de la demande qui contribuent à l'équilibre offre/demande d'électricité.

1.2. Des modèles d'affaires émergent pour gérer les nouveaux besoins d'équilibrage de l'offre et de la demande d'électricité liés aux énergies renouvelables

1.2.1. Les modèles d'affaires de la flexibilité de la demande se développent

L'évolution des usages, tels que le développement de la mobilité électrique ou l'essor des *data centers*, ainsi que l'introduction progressive de technologies innovantes dans les équipements résidentiels, tertiaires et industriels, ouvre de nouvelles perspectives pour le pilotage énergétique.

Par construction, l'électrification des usages alimente en volume l'ampleur des variations de la demande résiduelle d'électricité. Elle peut constituer un levier efficace pour disposer de nouveaux gisements pour moduler à la hausse ou à la baisse la consommation d'énergie et contribuer ainsi à la gestion dynamique des nouveaux équilibres dans le système électrique. Avec l'électrification actuelle et future des usages, la question importante est donc celle du **gisement pilotable à horizon de la prochaine décennie**.

À l'horizon 2030, si elles se développent conformément au scénario « A – Référence » du Bilan Prévisionnel 20233 de RTE, les flexibilités de la consommation d'électricité pourraient assurer près de la moitié du besoin de modulation en journée pour l'optimisation du système.

À la fin 2025, le nombre de consommateurs résidentiels activables *via* le mécanisme NEBCO dépasse désormais 600 000, soit le double par rapport à fin 2024. Par ailleurs, 1,2 million de consommateurs bénéficient d'une offre de fourniture à effacement (Tempo ou de type Tempo).

Dans tous les modèles économiques liés à la flexibilité de la demande, le partage de la valeur avec le consommateur se pose, car la flexibilité doit être rémunérée. Elle constitue comme un coût de l'opérateur qui redistribue une partie de son gain au consommateur pour qu'il accepte et reste durablement engagé dans une offre de flexibilité.

Du prix de gros au prix de détail dans les contrats de fourniture

Selon le type de contrat de fourniture, l'exposition des consommateurs finaux au prix *spot* est plus ou moins répercutée : la demande finale d'électricité, au niveau du consommateur de détail, est plus ou moins sensible aux prix. Certains contrats de fourniture ne sont pas incitatifs pour la gestion dynamique des équilibres offre/demande. En général, les contrats développés par les fournisseurs visent à trouver un juste équilibre entre acceptabilité du risque de variation de prix, confort du client et réponse efficace aux besoins du système électrique.

Il est possible de distinguer plusieurs formes de lien entre prix de détail et prix de gros :

- la flexibilité structurelle régulière : tarifs dits « *Time-of-use* », horo-saisonnalisés jour/nuit, semaine week-end, hiver/été ;
- la flexibilité dynamique à prix fixe : les pointes mobiles, dispositifs EJP, Tempo, EIF ou assimilés respectent qualitativement la dynamique temporelle des prix *spot*, mais pas la dynamique exacte du niveau des prix ;
- les « *tarifs dynamiques* » : il s'agit d'un optimum théorique où les prix de gros se répercutent pleinement sur les prix de détail. Le risque pour le consommateur est donc très élevé. Les pays nordiques, qui avaient choisi cette solution, sont en train de faire marche arrière ;
- l'approche « *bloc + spot* » est actuellement privilégiée par les fournisseurs dans la gestion dynamique de leur équilibre, mais elle serait risquée aussi pour le consommateur ;
- les contrats « *forfait* » où l'optimisation de la flexibilité est déléguée au fournisseur ou à un agrégateur. La formule est simple pour le consommateur et l'optimisation fine est assurée par des professionnels de l'énergie. Elle requiert l'acceptation de la délégation de l'action sur les appareils des consommateurs et une juste répartition de la valeur ;
- les contrats « *prix de base + bonus* », où l'optimisation de la flexibilité est réalisée par le consommateur avec un pilotage manuel ou automatique.

En général, les consommateurs finals privilégient la simplicité et n'ont pas le temps, ni les moyens de gérer les multiples choix et tarifs qui peuvent leur être offerts. Les fournisseurs répondent ainsi à leur demande avec des prix fixes, plutôt que des prix témoignant de l'équilibre offre/demande sur certaines plages horaires.

Selon le type de flexibilité, d'actifs ou de sites, plusieurs modèles d'affaires sont retenus par les opérateurs de flexibilité : rémunération directe du consommateur (cas typique hors contrat de fourniture en explicite sur des sites industriels) ; prix du kWh incitatif (cas historique d'EJP/TEMPO et plus récemment des EcoDefi d'ENGIE par exemple) ou fourniture par l'opérateur d'équipements permettant de réaliser des économies d'énergie. Dans ce cas, le consommateur bénéficie de ce service et en contrepartie accepte l'offre de flexibilité qui lui est associée.

Ces modes de valorisation auprès des consommateurs, qu'ils soient intégrés à la facture de fourniture ou établis par un autre lien contractuel, sont accompagnés de degrés variables de maîtrise des ordres de pilotage. Trois configurations peuvent être distinguées :

- **Pilotage direct par l'opérateur de flexibilité** : celui-ci active automatiquement des ordres de commande sur tout ou partie des équipements du consommateur, sans information préalable. Le consommateur dispose uniquement d'un droit de refus⁶ ;
- **Pilotage automatique par le consommateur *via* un système local de gestion de l'énergie du bâtiment** (BACS en tertiaire « *Building Automation & Control System* », gestionnaire

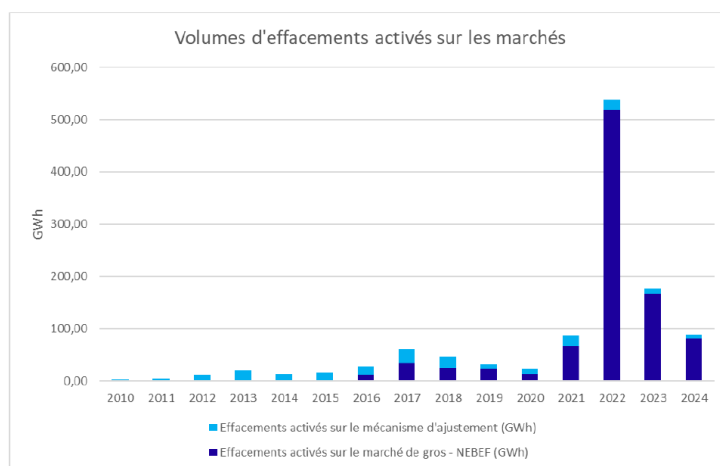
⁶ Exemples avec une valorisation par la facture : Intelligent Octopus, Mylight, etc. ou par contrat spécifique : Tilt, Symphonics, Voltalis, EPool, etc.

d'énergie en résidentiel dit HEMS « *Home Energy Management System* ») : l'opérateur de flexibilité transmet des demandes de modulation, idéalement au plus tard une heure avant, et le système de pilotage répond en fonction des préférences paramétrées par le consommateur. Celui-ci conserve la possibilité de modifier ses préférences à tout moment et bénéficie d'une visibilité sur les opérations réalisées⁷ ;

- **Pilotage manuel par le consommateur** : celui-ci agit directement après réception d'une information de l'opérateur de flexibilité (courriel, message SMS, etc.).

Les volumes d'effacement effectivement activés sur les marchés demeurent aujourd'hui limités, en dehors de la période exceptionnelle de crise de 2022, malgré la certification de 3 GW de capacités en 2023 dans le cadre du mécanisme de capacité.

Graphique n° 5 : Les volumes d'effacement activés sur les marchés



Source : Voltalis, à partir des données du Portail Services de RTE

Cette situation met en évidence la nécessité d'une approche différenciée pour mobiliser la flexibilité, car chaque modèle présente des avantages et des inconvénients spécifiques, qu'il s'agisse des coûts, de la rapidité de déploiement, de la transparence vis-à-vis des consommateurs quant à la répartition de la valeur, ou encore des bénéfices apportés au système électrique.

1.2.1.1. L'effacement diffus dans les bâtiments se déploie

Depuis près de vingt ans, des opérateurs d'effacement de la consommation se sont développés en France. Leur activité consiste à piloter la consommation de leurs clients, en particulier dans les bâtiments. Un opérateur d'effacement analyse le comportement de consommation de chaque site client (appareils pilotés, isolation, effets sur le confort pour un ménage ou l'exploitation pour une entreprise, etc.). Les durées et pourcentage d'effacement sont adaptés aux profils de consommation des clients et aux besoins du système électrique. Les stratégies de pilotage diffèrent selon les opérateurs d'effacement. Certains procèdent par rotation des sites effacés, d'autres mobilisent chacun de leurs clients sur des durées limitées. Par exemple, un effacement du chauffage chez un ensemble de ménages durant 20 minutes est connu comme ne générant pas de baisse significative du confort thermique pour le client.

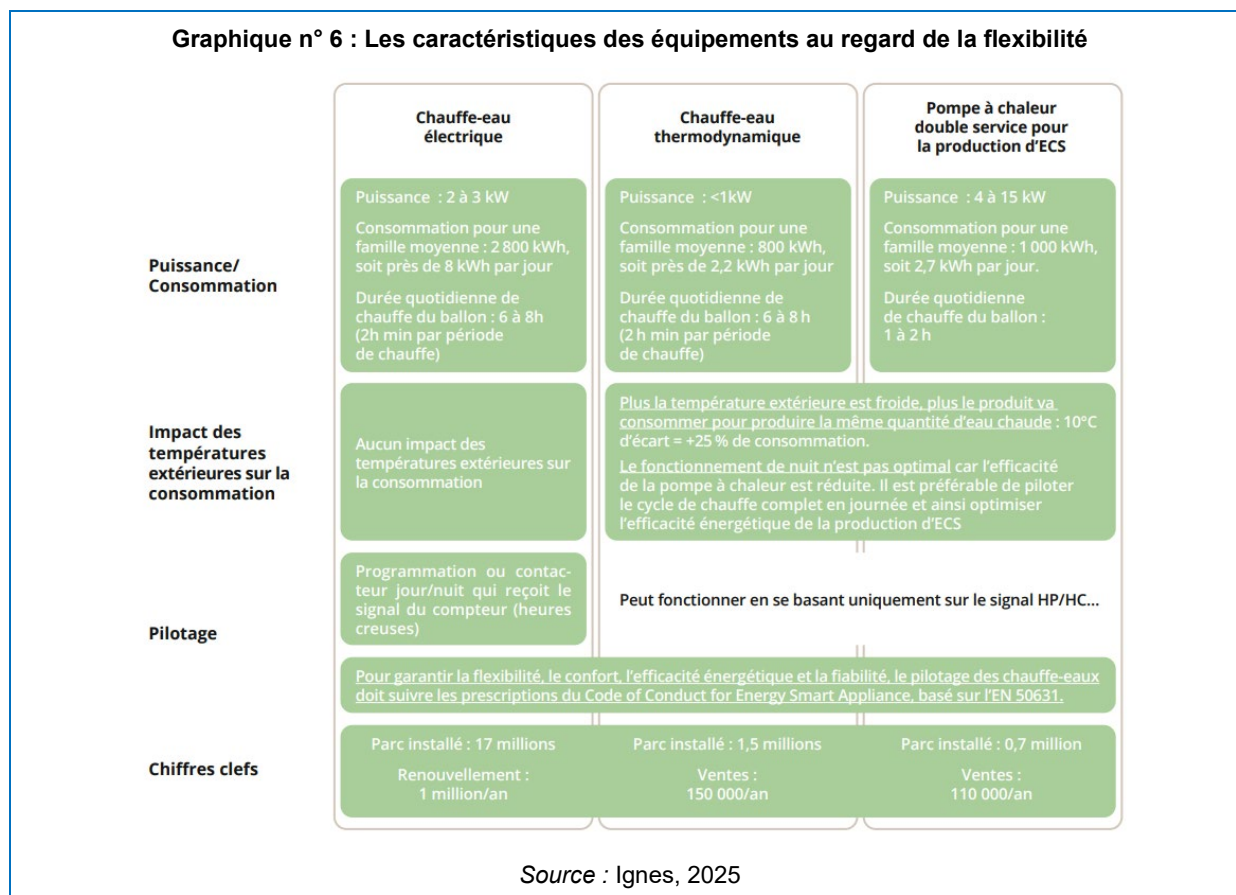
Le chauffage représente 40 % de la consommation à l'échelle nationale. À l'horizon 2033, Voltalis estime qu'il existerait une possibilité de 11 à 12 GW d'effacement de chauffage. Dans le secteur résidentiel, le potentiel d'effacement à terme est évalué à 10 GW, pour 17 millions de logements chauffés à l'électricité et si 40 % des ménages sont équipés de dispositifs d'effacement à cet horizon. Dans le secteur tertiaire, le potentiel serait de 1,4 à 2 GW avec la même hypothèse de taux d'équipement.

⁷ Sur ce sujet, voir le rapport de la Prospective de la CRE (2003) sur le pilotage des bâtiments tertiaires.

Cf. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/import/230911_Rapport_Pilotage_Batiments_Tertiaires.pdf

Un point clé pour l'activation de ce potentiel est la présence d'automates dotés, directement ou indirectement, de capacité de communication avec les opérateurs de flexibilité, les contrats les plus répandues actuellement (Base, HP/HC) n'engendrant pas ou très peu de pilotage local tarifaire spontané du chauffage.

Graphique n° 6 : Les caractéristiques des équipements au regard de la flexibilité



Le pilotage intelligent de la consommation électrique constitue un levier essentiel pour l'optimisation des marchés de l'énergie. En favorisant une meilleure adéquation entre l'offre et la demande, il contribue à la réduction des prix de l'électricité, ainsi qu'à la limitation de leur volatilité. Cette dynamique est confirmée par l'Ademe, qui souligne que « *la flexibilité peut également contribuer à lisser les prix sur le marché de l'électricité [...] permettant de protéger les consommateurs en limitant les pics de prix* ». De même, une étude réalisée en 2023 par le cabinet FTI Compass Lexecon estime qu'une capacité d'effacement de 10 GW permettrait de générer une réduction immédiate des coûts d'approvisionnement des consommateurs français de l'ordre de 1,5 milliard d'euros. Ces résultats illustrent l'impact économique significatif des mécanismes de flexibilité, tant sur la stabilisation des prix que sur la compétitivité globale du système électrique.

1.2.1.2. Le stockage local « *aval compteur* » : un espace économique désormais émergent

Jusqu'à la révision de l'arrêté dit « S21 », intervenue en mars 2025 et fixant les conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment, hangar ou ombrière utilisant l'énergie solaire photovoltaïque, le **stockage local aval compteur** – c'est-à-dire les batteries associées à des installations photovoltaïques en autoconsommation – **disposait d'un espace économique quasi inexistant en France**. La combinaison des tarifs d'achat du surplus et des niveaux de prix de détail réduisait l'intérêt de l'arbitrage temporel pour le petit tertiaire et le résidentiel. Ainsi, en 2024, parmi les attestations de conformité relatives aux installations photovoltaïques délivrées par Consuel, seules 3,5 % intégraient un dispositif de stockage dans les bâtiments d'habitation et 0,8 % pour les autres

catégories de bâtiments⁸, soit environ 10 000 unités d'une capacité comprise entre 5 à 12 kWh installées en 2024.

Cette situation contraste avec le développement de ce type de solutions en Europe, notamment en Allemagne, où l'on compte 1,2 million de systèmes de stockage par batteries pour une capacité totale installée atteint 12,6 GWh, dont 82 % pour le stockage résidentiel, 6 % pour le stockage commercial et 12 % pour les systèmes de grande taille⁹. En 2019, 46 % des installations photovoltaïques résidentielles en toiture étaient déjà couplées à un système de stockage par batterie ; cette proportion atteignait 77 % en 2023¹⁰. À ce jour, la majorité des systèmes de stockage par batterie dans le système électrique allemand sont utilisés exclusivement pour optimiser l'autoconsommation.

En France, le gisement de stockage aval compteur est mécaniquement lié au nombre de bâtiments équipés ou en cours d'équipement en photovoltaïque, soit, à fin 2024, plus de 1,1 million d'installations d'une puissance intérieure ou égale à 36 KW¹¹, représentant 4 931 MW.

Les nouvelles conditions économiques favorisent le développement d'offres sur le marché. Dans le secteur résidentiel et le tertiaire de proximité, la vente directe dans les canaux non professionnels tels que les grandes surfaces de bricolage ou les plateformes de commerce en ligne est marquée. Ces installations « *plug & play* » souvent mises en œuvre sans travaux, ni vérification préalable de l'état de l'installation existante, peuvent générer des risques graves sur l'ensemble de l'installation électrique (surcharges, échauffement, défauts de protection) comme le souligne le livre blanc des experts de la sécurité électrique publié en novembre 2025¹². De plus, le cumul de plusieurs équipements « *plug & play* » injectant de l'électricité sur une même installation reste possible par l'utilisateur, sans conscience des risques associés.

Tout indique que le stockage local à des fins d'autoconsommation devrait connaître un développement en France, ce qui requiert une vigilance particulière en matière de sécurité électrique.

1.2.1.3. Un marché possible : la flexibilité de la chaleur industrielle

Les usages thermiques sont présents dans tous les procédés industriels et varient selon la plage de température (de < 100 °C à > 500 °C) et le vecteur de transfert de chaleur (air, fluide, vapeur). Quatre grands procédés dominent : les fours, le chauffage de fluides, le séchage et la distillation. À titre d'exemple, la vapeur industrielle (~ 90 TWh) couvre principalement des usages de température moyenne (100 à 400 °C). Elle est fortement concentrée dans trois secteurs qui en consomment près de 90 % : la chimie qui recourt massivement aux fours et à la distillation ; l'agroalimentaire pour la cuisson, la stérilisation et le nettoyage ; le papier-carton notamment pour le séchage dans la fabrication de pâte.

Le potentiel d'électrification de l'industrie de plusieurs gigawatts selon les technologies employées peut être dès aujourd'hui conçu pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique de demain, sous réserve que l'exploitation de ce potentiel d'effacement soit bien compatible avec les contraintes des processus industriels.

⁸ Ademe, *Avis d'experts – Flexibilité du système électrique*, mars 2024.

Cf. <https://librairie.ademe.fr/energies/6962-avis-d-experts-flexibilite-du-systeme-electrique.html#>

⁹ Rapport d'activité 2024 du Consuel.

Cf. <https://www.consuel.com/wp-content/uploads/2025/04/RA-CONSUEL-2024-18032025.pdf>

¹⁰ Étude BSW-Solar réalisée par Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems "The German PV and Battery Storage Market".

¹¹ Source : SDES d'après les données de Enedis, RTE, EDF-SEI et CRE.

Cf. <https://www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr/publicationweb/711>

¹² Livre blanc des experts de la sécurité électrique : « *Accompagner l'électrification des usages enjeux et recommandation pour la sécurité électrique dans le logement* ».

Cf. <https://ignes.fr/2025/11/06/les-experts-de-la-securite-electrique-presentent-leurs-recommandations-pour-adapter-linfrastructure-des-logements-a-lelectrification-des-usages/>

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

Tableau n° 2 : Le récapitulatif de différents outils pouvant contribuer à la flexibilité de la production de chaleur

Technologie	Description	Température cible	Mécanisme de flexibilité possible	Potentiel
Chaudière électrique	Conversion directe de l'électricité en chaleur Production de vapeur ou d'eau chaude	Jusqu'à 300 °C	FCR, aFRR, RR Mécanisme de capacité et d'ajustement (si complément de la production de base) NEBEF/NEBCO (contrats de fourniture dynamiques)	Potentiel élevé, plusieurs centaines de MW, en fonction des secteurs industriels
Résistance + Stockage thermique sensible	Conversion de l'électricité en chaleur stockée dans un matériau par élévation de température (eau, béton, briques, sels fondus, etc.)	Jusqu'à 600 °C	FCR, aFRR, RR Mécanisme de capacité et d'ajustement NEBEF/NEBCO	Élevé – Potentiel jusqu'à plusieurs centaines de MW selon applications
Pompe à chaleur à haute température	Transfert de chaleur depuis une source froide (air, eau, fluide industriel) vers un usage chaud Efficace pour fluides, séchages, procédés	Jusqu'à 180 °C	aFRR (si pilotable), RR Mécanisme de capacité et d'ajustement NEBEF/NEBCO	Potentiel moyen à fort, dépend de la source froide disponible
Résistance + Stockage thermique latent	L'électricité est convertie en chaleur et stockée via un changement de phase (fusion) d'un matériau (PCM), permettant stockage à température constante	Généralement jusqu'à 200-300 °C (dépend du PCM)	FCR (sous conditions), aFRR, RR Mécanisme de capacité et d'ajustement NEBEF/NEBCO	Potentiel moyen – Technologie en développement pour certaines plages de température
Électrolyseurs	Activation électrique permettant le déclenchement de réactions chimiques en tout genre (utilisé notamment pour la production d'H ₂ , d'aluminium, de zinc, de sodium et de chlore)	N/A	FCR, aFRR, RR Mécanisme de capacité et d'ajustement NEBEF/NEBCO	Entre 100 et 300 MW sur FCR et aFRR De l'ordre de 2 GW sur les autres dispositifs

Source : Energy Pool, Luciole, EPYR

Note : les électrolyseurs rendent également un service (non répertorié ci-dessus) d'arbitrage des prix de marchés, permettant une meilleure utilisation de l'électricité en cas de surplus et d'effacement dans les moments de pénurie.

Actuellement, la flexibilité industrielle repose sur des coûts liés à la réorganisation des lignes de production et à l'adaptation aux évolutions réglementaires. En intégrant, dès la conception des nouveaux actifs, les exigences de flexibilité (pilotage, adaptabilité, visibilité marché), il est possible d'augmenter les volumes activables tout en réduisant les coûts fixes et variables. Il apparaît donc important de ne pas considérer le gisement actuel comme entièrement exploité. Il convient d'accompagner le développement de nouveaux actifs flexibles, à condition d'offrir aux industriels une visibilité suffisante sur les dispositifs de valorisation de la flexibilité.

Au total, les modèles d'affaires en matière flexibilité de la demande continuent de se développer. Ils sont rentables dans les conditions actuelles de marché et à ce titre ne requièrent pas de

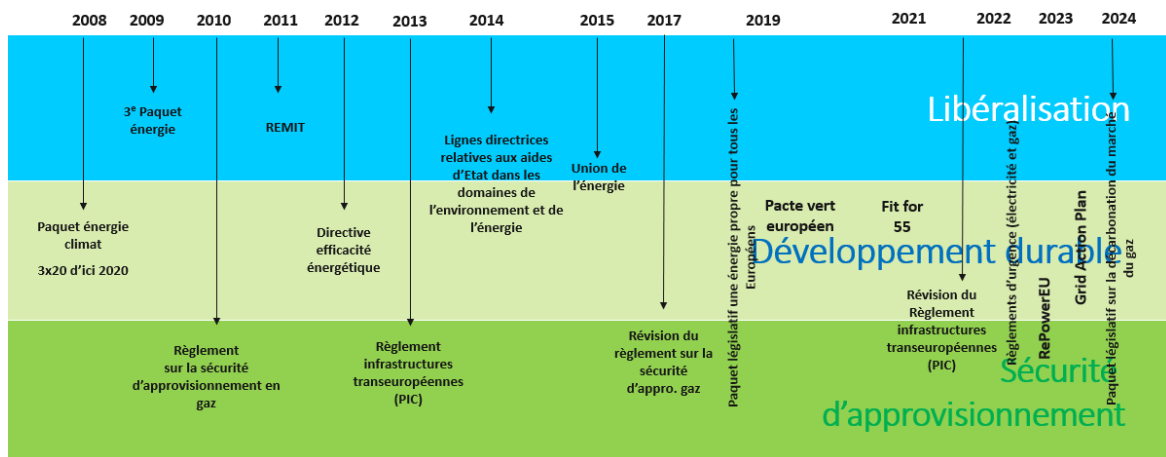
soutien public direct. Leurs perspectives de développement à moyen-long terme sont toutefois influencées par l'exploitation de gisements de flexibilité et par un développement des équipements électriques connectés. Des recommandations sur ce sujet sont présentées dans la partie 2 du présent rapport.

La réglementation européenne en matière de flexibilité de la demande : un aperçu

Les textes européens liés aux questions soulevées par la gestion dynamique des équilibres offre/demande comportent, notamment :

- l'Energy Affordability Action Plan de 2025 (qui porte en partie sur la rémunération de la flexibilité dans les contrats de détail, sur les tarifs dits « Time-of-Use », sur les dispositifs de soutien des États-Membres en ces domaines ;
- les textes relatifs à l'effacement de la demande (EMD Directive 2019/944 et EMR 2019/943) ;
- le Clean Industrial Deal State Aid Framework de 2025 (qui prévoit un cadre pour les aides d'État pendant 10 ans pour les activités de Demand Response ;
- le Demand Response Network Code attendu en 2026.

Graphique n° 7 : Les textes européens dans l'énergie, le basculement vers la décarbonation



Source : CRE

L'ACER a compétence pour suivre et analyse les problématiques d'investissements associées à ces textes et la cohérence globale du système électrique.

La Directive électricité de 2019 contenait de nombreuses dispositions réglementaires indispensables à l'essor de la participation de la demande sur les différents marchés de la flexibilité, avec la création du statut d'agrégateur indépendant dans les législations nationales, la liberté pour le consommateur de contractualiser avec un agrégateur sans en informer son fournisseur, l'ouverture des différents marchés (*spot*, *intraday*, équilibrage) à ces agrégateurs, et la possibilité d'une compensation financière entre les différents acteurs impliqués par une activation (le versement fournisseur).

La révision du Règlement électricité de 2024 a introduit le principe d'études nationales et européennes pour l'évaluation des besoins en flexibilités à horizon 5 à 10 ans. D'après le Règlement électricité révisé, les FNA « Flexibility needs assessments » devront porter sur un horizon d'au moins 5 à 10 ans, être publiés tous les deux ans et être réalisés par une autorité désignée par l'État-Membre (RTE en France).

Pour mémoire, en Grande-Bretagne, de grands investissements ont été consentis dans le cadre du développement des énergies renouvelables avec de très ambitieux plans à horizon 2030. En conséquence, un objectif a été fixé qui consiste à rendre flexible 20 % de la demande d'électricité.

Pour mémoire, en Allemagne, l'installation d'un EMS « Energy Management System » est obligatoire pour tout achat de véhicule électrique, pompe à chaleur ou batterie afin de favoriser un contrôle automatisé à distance en cas de montée en charge des appels de puissance sur le réseau. Les distributeurs accordent en contrepartie des tarifs préférentiels.

1.2.2. Le modèle d'affaires des systèmes de stockage stationnaire est globalement rentable dans les conditions actuelles de marché

Dans un contexte de pénétration croissante dans le mix d'électricité des énergies renouvelables variables (EnR – éolien, PV), les systèmes de stockage par batteries (BESS « *Battery Energy Storage System* ») peuvent contribuer aux flexibilités, notamment journalières.

S'agissant de l'équilibrage entre la production et la consommation, les batteries stationnaires peuvent stocker naturellement l'électricité en période de production abondante (charge) et restituer cette énergie en période de consommation de pointe (décharge). Sur les marchés, ces périodes coïncident en général avec des prix bas, voire négatifs en charge, et des prix élevés en période de pointe. Par conséquent, la valorisation économique du stockage est basée sur l'arbitrage. Les batteries stationnaires constituent une réserve dynamique qui peut être mobilisée très rapidement¹³.

1.2.2.1. Les dynamiques actuelles des systèmes de stockage accélèrent

La dynamique des systèmes de stockage stationnaire, analysée en 2018 par un précédent rapport du Comité de prospective de la CRE¹⁴, accélère du fait de l'évolution des besoins en flexibilité, de la structuration des marchés notamment de services système qui permettent de capter de la valeur et de la baisse tendancielle des coûts de fabrication, notamment en Chine.

Deux segments dominant actuellement le développement du stockage :

- les centrales hybrides « *PV + stockage* », utilisées pour optimiser le raccordement et augmenter la valeur marché des actifs PV. Le stockage y est aussi employé comme actif d'arbitrage, engagé par des agrégateurs selon les signaux de marché ;
- les systèmes BESS « *Battery Energy Storage Systems* » indépendants, en croissance rapide en taille et en nombre. Ils visent le marché des réserves, avec une capacité minimale de 2 heures (*versus* 1 heure pour la réserve primaire ou FCR), les opérateurs recherchant un optimum technico-économique entre 2 heures, 3 heures et 4 heures. La saturation des capacités de raccordement traduit l'intérêt croissant pour ce modèle.

Depuis 2020 et 2021, une mutation technologique majeure émerge avec un passage du NMC (« *Nickel Manganèse Cobalt* ») au LFP (« *Lithium Fer Phosphate* ») désormais majoritaire. Bien que moins dense (i.e., à volume ou poids égal, une batterie LFP stocke moins d'énergie qu'une NMC), le LFP à 1 500 V est moins coûteux, plus stable thermiquement et mieux adapté aux installations stationnaires.

1.2.2.2. Une évolution des coûts fortement baissière

La baisse des coûts des systèmes de stockage stationnaire est importante. Les données historiques de 2016 sont les suivantes.

¹³ S'agissant de la contribution aux réserves de capacité, les batteries stationnaires participent déjà aux marchés de capacité (en France, en Belgique, en Pologne, notamment). Leur contribution est importante, notamment sur des périodes de 2 à 8 heures (aujourd'hui autour de 2 heures avec une tendance à l'allongement), qui correspondent non seulement aux pics de consommation pendant les 25 jours de contrainte hivernale, mais plus largement à des périodes de creux de production journalières ou des périodes utiles pour démarrer des producteurs inactifs dans des situations de contrainte non prévues, c'est-à-dire des situations dont l'occurrence va augmenter en présence d'une proportion importante de ressources variables. En France, les batteries installées se rémunèrent surtout sur les services d'équilibrage rapide gérés par RTE : Services système fréquence (réserves primaires, secondaire et tertiaire, dont le mécanisme d'ajustement).

¹⁴ Comité de prospective de la CRE (2018), « *La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030* », rapport du groupe de travail présidé par Frédéric Gonand et Ghislain Lescuyer.

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

Tableau n° 3 : Les différents coûts des systèmes de stockage

Élément	Référence 2016
Module / Rack	260 \$/kWh
Container CC complet	350 \$/kWh
Système stationnaire installé	600 \$/kWh

Source : Gimelec

Les estimations pour 2025 révèlent une baisse sensible, bien que différenciée selon le niveau de la chaîne de valeur.

Tableau n° 4 : Tableau n° 3 actualisé avec les chiffrages de 2025

Composant	Estimation 2025	Source / Précisions
Module / Rack	55 à 65 \$/kWh (hors douane et livraison) 90 à 100 \$/kWh (complets)	Modules LFP (Chine)
Container CC complet	70 à 100 \$/kWh (2 h)	Valeur plancher observée en Chine sur containers
Système complet installé (stationnaire)	155 à 175 \$/kWh (2 h) 145 à 165 \$/kWh (4 h)	Moyenne mondiale sur des systèmes, hors génie civil
Projet complet (connexion réseau et génie civil)	400 k€/MW (1 h) 550 k€/MW (2 h) 700 k€/MW (4 h)	Évaluation macro, basée sur des projets européens

Source : Industriels du Gimelec, 2025

Sur le passé récent, les prix ont donc baissé en moyenne 15 % par an. Les prix des batteries ont enregistré en 2024 leur plus forte baisse annuelle depuis 2017, avec une diminution de 20 % des coûts des batteries Lithium-Ion par rapport à 2023. Cette réduction est attribuée à plusieurs facteurs, notamment une surcapacité de production de cellules, des économies d'échelle, des prix bas pour les métaux et composants, l'adoption de batteries LFP moins coûteuses, ainsi qu'un ralentissement de la croissance des ventes de véhicules électriques¹⁵.

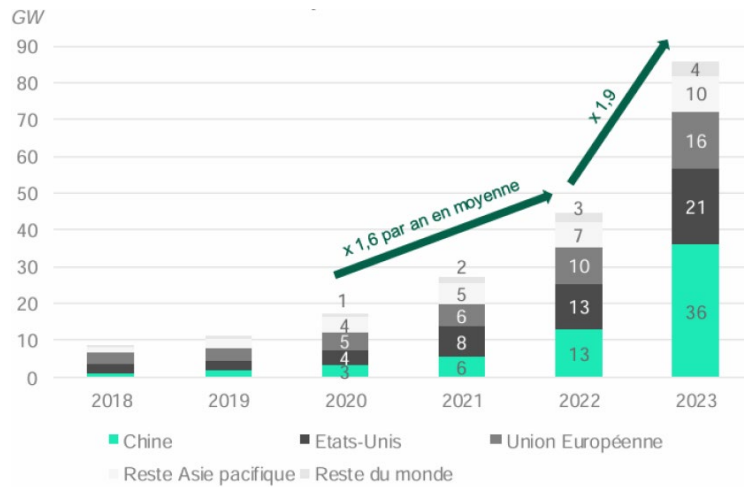
¹⁵ Le LFP est moins coûteux en raison de l'absence de métaux critiques comme le Cobalt et le Nickel qui sont utilisés dans les batteries NMC. Le coût des matières premières pour le LFP est globalement inférieur, ce qui entraîne une baisse du coût au kWh. De plus, l'échelle de production et l'intégration de nouvelles méthodes de production ont permis de réduire davantage ces coûts.

Le LFP est plus stable thermiquement que le NMC. Cette stabilité rend le LFP beaucoup moins susceptible de subir des risques de surchauffe, de feu ou d'explosion en cas de défaillance.

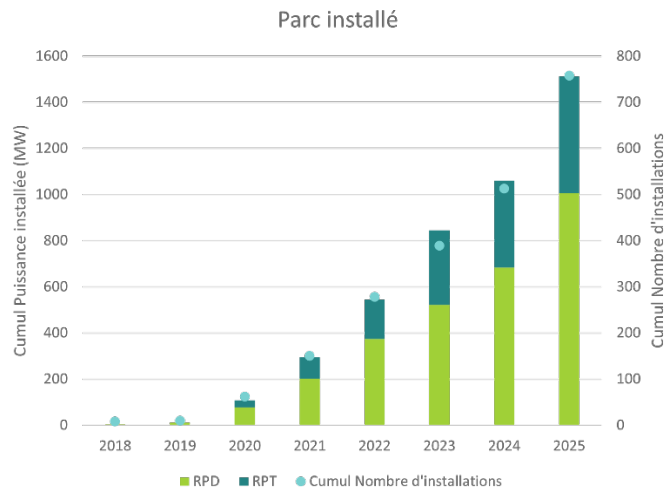
Le LFP offre également une meilleure longévité (jusqu'à 6 000 cycles), ce qui se traduit par des économies à long terme dans des applications où la batterie doit durer plusieurs années. En revanche, les batteries NMC (1 000 à 2 000 cycles) ont tendance à se dégrader plus rapidement, en particulier sous des conditions de charge/décharge intenses.

Enfin, le LFP a un impact environnemental moindre en raison de l'absence de Cobalt qui est extrait dans des conditions souvent controversées sur le plan social et environnemental. Les projets d'extraction de Lithium en France et en Europe présentent des conditions environnementalement et socialement bien plus favorables que les projets dans d'autres continents.

Graphiques n° 8a (monde) et 8b (France) : L'évolution des capacités de stockage stationnaires par batterie



Source : Sia Partners



Source : Enedis & RTE

À l'heure actuelle, la capacité mondiale de fabrication de cellules de batterie s'élève à 3,1 TWh, soit plus de 2,5 fois la demande annuelle de batteries Lithium-Ion pour 2024¹⁶, mais se concentre majoritairement en Asie.

1.2.2.3. Les perspectives d'avenir dans le secteur des batteries stationnaires

Les perspectives dans le secteur des batteries stationnaires sont les suivantes :

¹⁶ Malgré la baisse du coût des cellules, le coût total du système reste influencé par l'inflation sur les équipements connexes et composants, provoquant par exemple entre 2021 et 2022, une hausse du prix de la batterie pour la première fois. En 2020 et 2021, le coût du matériel cathodique (notamment Lithium, Cobalt et Nickel) a été multiplié par trois.

Les formats de batteries évoluent : les systèmes de 5 MWh utilisent désormais des racks composés typiquement de 8 modules chacun, avec un glissement terminologique : le terme « pack », issu du monde automobile, cède sa place à « module » et « rack » pour le stationnaire.

Jusqu'à la crise de la Covid-19, les intégrations se faisaient souvent en France (containers équipés avec gestion incendie, climatisation, électricité). Depuis 2020, la plupart des systèmes sont des containers ISO 20' livrés pré-intégrés depuis la Chine, sans transformation locale.

En termes de prix

La baisse des coûts des batteries Lithium-Ion suit une trajectoire rapide, mais avec un ralentissement potentiel à court terme. Selon S&P Global Mobility, les prix des cellules NMC811 devraient baisser de plus de 7 % entre 2024 et 2030. Les cellules LFP, désormais dominantes dans le stationnaire, devraient suivre une tendance au moins équivalente. Toujours selon SCP Global Mobility, le coût des cellules de batteries LFP était proche de 60 \$/kWh en 2024, soit au moins 20 % en-deçà du prix des cellules NMC.

Actuellement, la production de cellules LFP est largement dominée par la Chine et les matières premières en Asie, Amérique du Sud, Afrique voire Australie. L'Europe et l'Amérique du Nord ont une capacité de production négligeable. Des initiatives récentes, telles que le partenariat entre CATL et Stellantis pour établir une usine de batteries LFP en Espagne d'ici fin 2026, visent à augmenter la capacité de production en Europe. L'écart de prix entre les cellules LFP en Chine et en Europe pourrait se réduire, passant de 42 % actuellement à environ 29 % d'ici 2030.

Des marchés matures comme la Chine montrent déjà des offres de systèmes BESS 2 heures à moins de 70 \$/kWh (hors travaux civils), comme en atteste un appel d'offres récent de 6 GWh à 66,3 \$/kWh¹⁷.

Le prix du système complet baisse avec la taille du système. La baisse du prix des racks de batteries impacte de moins en moins les prix du système au fur et à mesure que la part des batteries dans le prix global diminue.

En termes de demande

Le marché européen du stockage stationnaire de batteries au Lithium-Ion a été évalué à 46 Md\$ en 2024, avec des prévisions de croissance à un taux annuel composé (TCAC) de 14,5 % entre 2025 et 2034. Au total, les besoins en batteries pour le stockage stationnaire en Europe d'ici 2035-2040 sont estimés à plusieurs centaines de gigawattheures, reflétant une croissance rapide et des défis associés à l'approvisionnement en matériaux critiques. Cette situation met en évidence la nécessité d'investir dans des solutions alternatives, comme le recyclage des batteries et le développement de nouvelles technologies moins dépendantes de ces matériaux.

En termes d'offre européenne

Le tableau ci-après constitue une synthèse de divers facteurs (technologiques et de capacités de production). Il permet de comparer les capacités de production respectives des principales *gigafactories* de batteries en Europe, en fonction des technologies de batteries NMC et LFP. Ce tableau met en lumière les projets spécifiques et les technologies de batteries qu'ils privilégient, ainsi que les capacités de production associées (*Sources* : communiqués publics).

¹⁷ Source : ESS News – Huadian, mars 2025.

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

Tableau n° 5 : Les capacités de production de batterie NMC et LFP en Europe

Usine / Acteur	Technologie de batterie (NMC)	Capacité de production (NMC)	Technologie de batterie (LFP)	Capacité de production (LFP)	Total capacité (en GWh)	Objectif à long terme
Tesla – Gigafactory (Berlin)	NMC (véhicules électriques)	~ 50 GWh (VE)	LFP (possible pour stockage stationnaire, en développement)	Non précisé	~ 50 GWh	100 GWh (prévision)
Northvolt – Northvolt Ett (Suède)	NMC (véhicules électriques)	~ 60 GWh (VE)	LFP (pour stockage stationnaire et VE à bas coût)	Partiellement (en expansion)	~ 60 GWh	Failite en cours
Volkswagen – PowerCo (Allemagne)	NMC (véhicules électriques)	~ 40 GWh (VE)	LFP (possible pour stockage stationnaire et VE à bas coût)	En développement	~ 40 GWh	240 GWh (prévision 2030)
Morrow Batteries – Arendal (Norvège)	Non précisé	Non précisé	LF (production pour stockage stationnaire)	1 GWh (2024)	1 GWh	En expansion
Stellantis – Termoli (Italie)	NMC (véhicules électriques)	~ 40 GWh (VE)	LFP (pas de production majeure pour LFP actuellement)	Non précisé	~ 40 GWh	En expansion
Verkor – Gigafactory (Dunkerque)	NMC (véhicules électriques)	~ 16 GWh (VE, prévision 2025)	LFP (non précisé, exploration possible pour stockage stationnaire)	Non précisé	~ 16 GWh (prévision 2025)	50 GWh (d'ici 2030)
ACC – Gigafactory (Douvain)	NMC (véhicules électriques)	~ 24 GWh (VE)	LFP (exploration possible)	Non précisé	~ 24 GWh	48 GWh (prévision 2030)
Britishvolt – Northumberland (Royaume-Uni)	NMC (véhicules électriques)	~ 30 GWh (VE)	LFP (exploration possible pour stockage stationnaire)	Non précisé	~ 30 GWh	En expansion
Envision AESC – Sunderland (Royaume-Uni)	NMC (véhicules électriques)	~ 9 GWh (VE)	LFP (possible pour stockage stationnaire)	Non précisé	~ 9 GWh	-
Stellantis / CATL – Saragosse (Espagne)	-	-	Usine 100 % LFP	50 GWh	50 GWh	Prévue en 2026

Source : Présentation du Gimelec, avril 2025

En termes d'intérêt pour la collectivité

Les batteries stationnaires malgré leurs atouts ne constituent pas nécessairement le levier le plus économique pour répondre aux besoins de flexibilité du système électrique.

Dans son récent bilan prévisionnel publié en 2025, RTE indique que « *Les flexibilités de la demande et les batteries sont, quant à elles, parfaitement adaptées pour couvrir des épisodes « courts » de défaillance. Elles sont essentielles à la sécurité d'approvisionnement en permettant de lisser les pointes à l'échelle de la journée voire de la semaine* ».

Au total, les modèles d'affaires en matière de stockage d'électricité continuent de se développer. Ils sont rentables dans les conditions actuelles de marché et à ce titre ne requièrent pas de soutien public direct. Le rapport ne formule donc aucune recommandation spécifique à ce sujet.

1.2.3. Le modèle d'affaires des batteries des voitures électriques (V2G) reste à consolider

Dès 1997, un article académique démontrait que les véhicules électriques pouvaient constituer une source d'énergie pour les systèmes électriques. Kempton et Letendre (1997) considéraient déjà que la valeur pour le système électrique du stockage dans les batteries de véhicules électriques dépassait le coût du branchement et de la réduction de la durée de vie de la batterie du véhicule. Cette étude suggérait qu'un système électrique qui utilise l'énergie stockée dans ces véhicules tirait profit d'une réduction de coûts et d'une meilleure intégration à grande échelle des énergies renouvelables (EnR) variables. Elle évaluait le gain actualisé net pour le système électrique et le coût d'usage du propriétaire du véhicule. Elle abordait la problématique d'incitation du conducteur à participer au *Smart charging*.

1.2.3.1. Les effets économiques du *Smart charging* sur le système électrique

Sur la base de la littérature économique jusqu'au début des années 2020, il est possible de distinguer quatre effets économiques principaux du *Smart charging* sur le système électrique.

Le reprofilage temporel de la demande d'électricité journalière. Le mécanisme du *Smart charging* a pour objectif de minimiser le coût du chargement des véhicules électriques. Il conduit donc à renforcer la demande d'électricité sur les plages horaires auxquelles correspondent des prix relativement faibles et des plages de production élevée des EnR fatales et variables, et notamment du photovoltaïque¹⁸. Sur la base de données pour un panel de vingt pays de l'Union européenne, une étude confirme que la conjonction d'un essor des EnR variables et des véhicules électriques a contribué de façon significative (au sens économétrique) à réduire les pics de demande d'électricité sur 2010-2016¹⁹.

Les effets sur les CAPEX du parc de centrales de production contrôlable. Une autre source de gain du *Smart charging* est liée, pour les opérateurs, aux investissements évités dans des capacités de production du fait de la diminution du niveau absolu de la demande de pointe. La répartition de la proportion relative des coûts évités d'énergie et de capacité installée dépend des caractéristiques du système électrique considérées²⁰. Sur données californiennes, une étude démontre que, pour un taux de pénétration des EnR de 80 % en 2050, le développement des véhicules électriques sans pilotage de la charge augmenterait la capacité du parc de production de + 60 %. Avec du *Smart charging*, l'effet tomberait à + 16 %²¹.

Les effets sur l'écrêtement et les CAPEX dans le parc de centrales de production d'EnR. De manière générale, il a été démontré que le développement des véhicules électriques et du *Smart*

¹⁸ Cf. Blumberg G., R.Broll et C.Weber (2022), "The impact of electric vehicles on the future European electricity system – A scenario analysis", Energy Policy, v.161, 112751.

¹⁹ Cf. Neves S.A., A.C. Marques, J.A. Fuinhas (2018), "On the drivers of peak electricity demand: what is the role played by battery electric cars?", Energy, v.159, pp.905–915.

²⁰ Cf. graphique 6 de Lyon T., M.Michelin, A;Jongejan, T.Leahy (2012), "Is "smart charging" policy for electric vehicles worthwhile?", Energy Policy, v.41, pp.259–268

²¹ Cf. Forrest K.E., B. Tarroja, L. Zhang, B. Shaffer et S. Samuelsen (2016), "Charging a renewable future: the impact of electric vehicle charging intelligence on energy storage requirements to meet renewable portfolio standards", Journal of Power Sources, v.336, pp.63–74.

charging a une influence sensible sur les surplus de production d'électricité des EnR variables²². En effet, le *Smart charging* tend à limiter significativement l'ampleur des modulations de production d'EnR variables pendant les heures de demande relativement faible. Il rend donc ces actifs de production plus rentables, car ils produisent davantage d'énergie à CAPEX inchangés²³. En conséquence, le besoin d'investir dans des actifs de production de *back-up*, par exemple au gaz naturel, diminue fortement en cas de *Smart charging* des véhicules électriques²⁴. De nombreuses autres études et simulations confirment ce résultat et cet ordre de grandeur d'environ la moitié des modulations d'EnR variables évités (dans les contextes de mix énergétiques des nombreux pays étudiés)²⁵.

Les effets sur les services système. À partir de données californiennes, Kempton et Tomic (2005) considèrent que le V2G est adéquat pour fournir des réponses rapides et équilibrer les fluctuations de la charge à court terme. Leur étude porte sur la fourniture par le *Smart charging* de services de réglage primaire et secondaire de la fréquence (*spinning reserves*). Ces services sont habituellement fournis par des alternateurs en rotation mais pas en production – ce qui entraîne un coût d'opportunité – et qui sont rémunérés à ce titre. En fournissant un appoint possible de demande à très court terme, le *Smart charging* peut se substituer à ces alternateurs mis en réserve et qui tournent sans produire d'électricité. Il peut alors tirer profit d'un mécanisme de rémunération de ce service, en plus du prix tiré de la vente d'effective d'électricité pendant une décharge²⁶.

Il est intéressant d'analyser également les approches intégrées des effets du *Smart charging*. Les modélisations intégrées du *Smart charging* et de ses effets sur l'ensemble du système électrique sont relativement récentes.

L'article de Kiviluoma et Meibom (2011) est l'une des premières analyses de l'effet du *Smart charging* qui mobilise un modèle détaillé et empirique de *dispatch* et de minimisation du coût du système électrique sous contraintes physiques et de prix. L'analyse est menée sur des données pour la Finlande, un pays où 10 % de la production d'électricité provient d'une EnR commandable (i.e., l'hydroélectricité). Les résultats de cette étude suggèrent que le coût total (i.e., CAPEX et OPEX) du système électrique serait inférieur avec *Smart charging* qu'en cas d'absence de pilotage. Rapporté au nombre de véhicules électriques, le coût évité est estimé dans l'étude à 227 €/véhicule/an. Il s'agit d'un coût évité brut des éventuelles dépenses liées à l'infrastructure requise par le *Smart charging* pour permettre la charge et la décharge. Au-delà de la maîtrise de la pointe, ce coût évité résulte aussi de la fourniture de réserves primaire et secondaire pour le système électrique qui se substitue à des machines tournantes. Du point de vue du consommateur, le coût moyen d'achat de l'électricité dans l'étude est de 157 €/véhicule/an, soit 59 € de moins que dans le cas d'une absence de pilotage des véhicules électriques.

Plus récemment, Blumberg, Broll et Weber (2022), Grecker, Hagem et Proost (2022) et Szinai, Sheppard, Adhyankar et Gopal (2020) montrent plusieurs éléments :

- le *Smart charging* permet de limiter de façon significative les coûts du système électrique. Des ordres de grandeur de l'ordre d'une dizaine de pourcent de coûts totaux évités, ou d'une vingtaine de pourcent d'investissements évités dans les moyens de production de pointe sont

²² Cf. Kempton W. et S.E. Letendre (1997), "Electric vehicles as a new power source for electric utilities", Transportation Research Part D: Transport and Environment, v.2, pp.157-175. Richardson D.B. (2013), "Electric vehicles and the electric grid: a review of modeling approaches, Impacts, and renewable energy integration", Renewable and Sustainable Energy Review, v.19, pp. 247–254.

²³ Une étude sur données espagnoles, qui étudie l'effet de 100 000 à 500 000 véhicules électriques avec V2G sur les coûts du système électrique en Espagne, observe une baisse significative des écarts d'EnR variables. Cf. Fernandes C., P. Frías, J.M. Latorre (2012), "Impact of vehicle-to-grid on power system operation costs: the Spanish case study", Applied Energy, v.96, pp.194–202.

²⁴ Une simulation sur données danoises suggère qu'un surplus de production d'environ 18 TWh d'un parc d'éoliennes (produisant au total 45 TWh) pourrait être réduit de moitié par le pilotage de 1,9 million de véhicules électriques. Cf. Lund et Kempton (2008), notamment Figure 7.

²⁵ Cf. Neves, Marques et Fuinhas (2018) op.cit. ; Blumberg, Broll et Weber (2022) op.cit., Fernandes et al. (2012) op.cit., Madzharov D., E. Delarue et W. D'haeseleer (2014), "Integrating electric vehicles as flexible load in unit commitment modeling", Energy, v.65, pp.285–294.

²⁶ Les recherches plus récentes confirment le résultat de Sioshansi et Denkolm (2010) suivant lequel la valeur des services système des véhicules électriques diminue rapidement avec la montée en charge du *Smart charging*. En effet, un nombre relativement limité de véhicules suffit, selon les études, à saturer le besoin sur les marchés des services système en général et sur celui de la stabilisation de la fréquence en particulier. Cf. Coignard, Saxena, Greenblatt et Wang (2018), et Peterson, Whiteacre et Apt (2010). Letendre et Kempton (2002) citent un ordre de grandeur de 200 000 véhicules pour la Californie.

obtenus selon les cas. Le gain de valeur pour le système économique lié au *Smart charging* est souvent contenu dans une fourchette de 100 à 300 \$/véhicule/an (même si la variation autour de cette fourchette moyenne est grande, entre - 300 \$ et + 4 600 \$)²⁷ ;

- une réduction de près de moitié des modulations des EnR variables grâce au *Smart charging* (dans les contextes de mix énergétiques de nombreux pays) ;
- le développement du *Smart charging* pèse sur le *spread peak-offpeak*, donc les revenus d'arbitrage des conducteurs participant au V2G, et donc leur incitation à rejoindre ce dispositif. En d'autres termes, les gains économiques du *Smart charging* pour les conducteurs de véhicules électriques ne sont pas une fonction linéaire, mais plutôt concave (i.e., gain marginal décroissant et convexe) du nombre de véhicules électriques connectés. Ce dernier résultat est important.

1.2.3.2. Un effet économique probablement faible du point de vue du conducteur individuel

On constate un effet économique net sur le conducteur probablement favorable, mais qui reste *a priori* plutôt faible. La littérature économique tend globalement à suggérer que le gain de valeur pour le système économique lié au *Smart charging* est souvent contenu dans une fourchette de 100 à 300 \$/véhicule/an (il s'agit de dollars courants des années 2010).

Le *Smart charging* n'est pas sans impliquer des coûts en bien-être pour les propriétaires de véhicule électrique. Par construction, il se matérialise par un temps de charge plus long qu'une charge non pilotée par le système, laquelle est immédiate et à plein régime dès le moment du branchement sur le réseau²⁸. Par ailleurs, les *spread* de prix de gros *intraday* sur le marché de l'électricité peuvent, au moins en théorie, être relativement limités et peser sur les incitations à participer au *Smart charging*²⁹. *A minima*, un seuil-plancher peut être nécessaire, toutes choses égales par ailleurs, pour inciter les propriétaires de véhicules électriques à participer à un pilotage optimisé de leur batterie³⁰.

Le pilotage tarifaire statique, par construction, se base sur le postulat que le véhicule reste garé durant la nuit au domicile du conducteur et que le décalage sur ses heures creuses, pendant la nuit, n'aura pas d'influence sur son confort et son besoin de roulage. Le V1G garde le même raisonnement, mais en ciblant la recharge sur les heures les moins chères de la nuit, tout en assurant un véhicule prêt au départ pour son conducteur à l'heure souhaitée. Le modèle économique du V2G implique quant à lui des heures de disponibilité supplémentaires du véhicule où celui-ci devra davantage rester branché pour pouvoir permettre au fournisseur de réaliser ses cycles de charge et décharge.

Le passage au *Smart charging* peut impliquer des coûts d'investissements initiaux supplémentaires pour le conducteur³¹. Grecker, Hagem et Proost (2022), qui ont fait porter leur étude sur des données belges, aboutissent à un effet net global positif sur le surplus du consommateur de 65 €/véhicule/an.

Au total, du point de vue du conducteur de véhicule électrique, les gains économiques du *Smart charging* (V2G) pourraient être faibles (de l'ordre de quelques dizaines d'euros par an et par véhicule)³² surtout si les (écarts de prix de l'électricité au cours d'une journée) sont relativement faibles. Le modèle d'affaires du V2G n'est donc pas encore complètement mûr à ce stade, ce qui

²⁷ Cf. Richardson (2013) op.cit., par ailleurs cité sur ce point par Wolinetz, Axsen, Peters et Crawford (2018). Voir aussi Peterson et al. (2010) sur cet ordre de grandeur d'un petit nombre de centaines de dollars par véhicule et par an, "To summarize, there may be \$300–400 of annual net social welfare benefits that can be transferred to the owner of an electric vehicle. In the absence of such incentives, it is unlikely that largescale grid energy storage in PHEVs will be attractive to a large number of vehicle owners".

²⁸ Cf. Lagomarsino M., M. van der Kam, D. Parra, U.J.J. Hahnel (2022), "Do I need to charge right now? Tailored choice architecture design can increase preferences for electric vehicle smart charging", Energy Policy, v.162, 112818.

²⁹ Cf. Dallinger D. et M. Wietschel (2012), "Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles", Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.16(5), pp.3370–3382. Cf. aussi Dallinger D. et M. Wietschel (2012), "Grid integration of intermittent renewable energy sources using price-responsive plug-in electric vehicles", Renewable and Sustainable Energy Reviews, v.16(5), pp.3370–3382.

³⁰ Cf. Sioshansi R. et P. Denkolm (2010), "The Value of Plug-In Hybrid Electric Vehicles as Grid Resources", The Energy Journal, v.31(3), pp.1-23 - où le *spread* minimal en question est, dans leur modèle, de 15,13 US\$.

³¹ Cf. Madina C., I. Zamora et E. Zabala (2016), "Methodology for assessing electric vehicle charging infrastructure business models", Energy Policy, v.89, pp.284–293.

³² Un ordre de grandeur cohérent obtenu aussi dans les études récentes de Freitas Gomes et al. (2024) et Freitas Gomes, Perez et Suomalainen (2021).

requiert de réfléchir, en particulier, aux moyens d'inciter les propriétaires de véhicules à participer à ce type de dispositif (voir recommandation 3c *infra*).

1.2.4. Les groupes électrogènes sont utiles en cas de dysfonctionnement important du système électrique

Le rôle principal d'un groupe électrogène est celui d'une assurance énergétique. Un groupe électrogène permet de couvrir le risque d'interruption en alimentation électrique pour les usages les plus sensibles ou dans le cas de défaillance pour l'équilibrage du système électrique. Un groupe électrogène assurantiel tourne généralement moins de 10 heures dans l'année, le plus souvent pour des tests de démarrage (pour s'assurer du bon fonctionnement de la commande et de l'installation elle-même en cas de besoin réel) et en assurer la maintenance. Son impact carbone est donc négligeable alors que sa valeur assurantielle est très compétitive. C'est d'autant plus vrai que les installations en place à ce jour sont souvent déjà amorties économiquement : les coûts de maintenance sont limités du fait de cette très faible utilisation, et la pertinence économique pour le système électrique dans la durée s'en trouve accrue. Ces groupes peuvent d'ailleurs également contribuer à des services système, ce qui permet de dégager un modèle économique pertinent s'appuyant à cout marginal faible sur leur rôle assurantiel.

Contrairement aux groupes mobiles, les groupes électrogènes stationnaires sont installés de façon fixe et interviennent sur des sites stratégiques. Ils garantissent la continuité de l'électricité, limitant les impacts humains, économiques et techniques lors d'interruptions, même rares. Les groupes électrogènes de secours sont généralement conçus pour assurer jusqu'à 200 heures de service par an, couvrant de nombreux scénarios : coupures non comptabilisées (maintenance, force majeure), ou pannes généralisées prolongées.

Les groupes électrogènes sont disponibles en différentes tailles selon la puissance (kVA). Les modèles les plus puissants ($\geq 2\ 000$ kVA), souvent utilisés dans les *data centers*, dominent le marché en valeur et affichent la croissance la plus rapide. Ils constituent un complément indispensable à la poursuite de l'électrification des usages critiques.

Au cours du *black-out* espagnol du 28 avril 2025, les Groupes électrogènes de secours (GES) ont été des maillons importants de la résilience énergétique. Ils assurent la continuité d'activité dans les infrastructures critiques (hôpitaux, *data centers*, télécoms, etc.). Ils permettent la reconnexion du réseau en apportant l'inertie indispensable. Face à une panne brutale, les GES évitent l'effondrement total du système.

Les *data centers* représentent un moteur de croissance pour les groupes électrogènes. La croissance est forte depuis les années 2010 et la capacité installée de groupes électrogènes a fortement progressé, portée par l'essor des infrastructures numériques. Le développement des *data centers* est un facteur important. La numérisation croissante de l'économie et la demande en services *cloud* ont entraîné une multiplication des centres de données. La capacité estimée était à 10 GW en 2023 et 15 GW en 2035.

Le secteur des groupes électrogènes constitue une industrie qui se décarbone. L'un des principaux défis des groupes électrogènes reste leur impact environnemental, en particulier pour ceux fonctionnant au diesel et en « *production* ». Des solutions existent désormais pour réduire significativement leur empreinte carbone et leurs émissions de polluants (bien que limitées dans la plupart des situations, vu leur très faible durée d'utilisation). Le HVO « *Hydrotreated Vegetable Oil* » (soit huile végétale hydrotraitée) est un carburant renouvelable aux avantages environnementaux majeurs³³. Les faibles gisements disponibles d'HVO et la concurrence avec d'autres usages pourraient toutefois renforcer les coûts de cette voie de décarbonation, ce qui représente un défi pour cette industrie.

³³ On constate jusqu'à 90 % de réduction des émissions de CO₂ sur son cycle de vie VS diesel fossile, grâce à son origine biogénique (absorption du CO₂ lors de la croissance de la biomasse, ce qui compense ainsi les émissions lors de la combustion). La combustion est plus propre (sans soufre, oxygène, ni composés aromatiques). Il y a moins d'émissions polluantes à l'échappement. Il y a moins de NO_x et de particules fines (- 10 % de NO_x) et jusqu'à - 18 % de PM selon les conditions moteur. Il y a une excellente stabilité au stockage jusqu'à 10 ans (vs 6 à 12 mois pour diesel ou biodiesel). La solution est immédiatement disponible ; cela est compatible avec les générateurs existants. Il s'agit d'une alternative pratique au diesel pour les applications critiques.

Du point de vue des textes applicables, il convient de noter une évolution réglementaire majeure avec la loi MUPPA (« *pouvoir d'achat* ») qui prévoit l'obligation pour les détenteurs de groupes > 1 MWe de participer au mécanisme d'ajustement (flexibilité).

*

Les deux paragraphes suivants, centrés sur l'hydrogène par électrolyse de l'eau et les nouvelles technologies de stockage en cours de développement, sont plus prospectifs et pourront très certainement participer à la flexibilité dynamique offre/demande à moyen-long terme. Les technologies présentées, notamment électrochimie, mécanique, *Power-to-heat*, *Power-to-gas*, doivent encore démontrer la maturité de leurs modèles d'affaires, afin de créer de la valeur pour le système électrique.

1.2.5. Le modèle d'affaires de l'hydrogène décarboné par électrolyse de l'eau doit encore mûrir

Le rapport du Comité de prospective de la CRE de 2018 sur « *la flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030* » (op.cit.) contenait déjà des développements relatifs au rôle des gaz (gaz naturel, hydrogène, etc.) dans l'équilibrage des réseaux d'énergie et en particulier d'électricité. Un rapport de la CRE de 2024 portait également sur la régulation des infrastructures de l'hydrogène (H₂)³⁴.

L'électrolyse de l'eau avec production d'hydrogène décarboné permet de gérer des surplus de production d'énergie renouvelable fatales de longue durée (une journée, voire plusieurs jours consécutifs) pour lesquels les batteries, barrages hydro-électriques, STEP ou autres systèmes de stockage internes au système électrique ne sont pas adaptés. RTE montre dans son BP2023 qu'à partir de 5 heures, le stockage par l'intermédiaire de l'hydrogène peut être, dans certains cas, plus économique que celui par les batteries.

Son modèle d'affaires pâtit d'un rendement énergétique relativement limité. Les rendements de conversion de l'électricité au gaz sont aujourd'hui de l'ordre de 70 à 75 % pour l'hydrogène. **Ces rendements sont plus faibles que ceux des batteries électrochimiques (~ 90 %), même s'il convient de rappeler que leur usage est différent.** Les batteries concernent des besoins de stockage de court terme (de l'ordre de la seconde à quelques heures), tandis que la production d'H₂ est pertinente pour couvrir des besoins de stockage d'énergie sur une période plus longue (de quelques heures à plusieurs jours, voire plusieurs mois, car cette technologie permet un accès direct aux infrastructures de transport et de stockage de gaz existantes).

Le rapport de la CRE de 2018 (op. cit.) soulignait l'enjeu de trouver des débouchés suffisants pour l'hydrogène électrolytique et de couvrir les coûts du développement d'infrastructures de transport dédiées à l'hydrogène. Le rapport concluait que l'avenir et l'intérêt du modèle d'affaires de l'hydrogène décarboné était notamment lié aux perspectives en aval des marchés de l'hydrogène, et aussi au prix du carbone.

En 2021, un rapport du comité de prospective de la CRE sur le stockage d'hydrogène, coprésidé par P. Geoffron et O. Appert³⁵, suggérait une absence de modèle économique à l'horizon 2035 pour le stockage d'électricité. La concurrence entre diverses solutions de flexibilité était significative.

La flexibilité permise par le stockage d'électricité sous forme d'hydrogène après électrolyse de l'eau est souvent conditionnée à l'existence d'un système d'infrastructures H₂ reliant les lieux de consommation, de production et de stockage souterrain. Dans certains cas, comme à Fos-Manosque ou à Lyon-Etrepz, les potentiels de stockages souterrains sont proches des zones industrielles futures consommatrices d'hydrogène.

³⁴ Pour mémoire, le *Power-to-gas* (P2G), ou conversion d'électricité en gaz, consiste à utiliser de l'électricité pour fabriquer du gaz de synthèse : hydrogène (H₂) ou méthane (CH₄). Elle utilise deux procédés successifs. L'électrolyse de l'eau (2 H₂O → 2 H₂ + O₂) permet d'obtenir de l'hydrogène qui peut être soit utilisé directement (e.g., pour l'industrie ou la mobilité) ; soit injecté en faible proportion dans les réseaux de gaz naturel ; soit utilisé pour produire de l'électricité (par des centrales à gaz ou bien pour des sites isolés ou encore dans les zones non interconnectées) ; soit enfin être utilisé dans le second procédé, dit de méthanation. La méthanation (CO₂ + 4 H₂ → CH₄ + 2 H₂O) combine l'hydrogène avec une source de CO₂ concentrée – par exemple capté sur une installation de méthanisation – pour obtenir du méthane de synthèse. Ce méthane peut être injecté dans les infrastructures de transport et de stockage de gaz naturel. Il peut aussi être utilisé pour la mobilité ou la production d'électricité, ou tout autre secteur final consommant du méthane.

³⁵ Cf. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/import/GT4-Rapport-final-Hydrogene_01.pdf

Un élément nouveau significatif est apparu au début des années 2020. Il s'agit de la bascule du secteur de la sidérurgie (qui représente 7 % des émissions de GES au niveau mondial) vers une production utilisant intensivement de l'hydrogène. Cette émergence d'une demande d'hydrogène est susceptible de rendre plus performant le modèle d'affaires de l'hydrogène décarboné³⁶. Depuis des décennies, le fer et l'acier sont fabriqués en utilisant du coke, un dérivé du charbon, qui agit pour réduire les oxydes de fer. Cette technologie est intensément émettrice de CO₂ : 1,9 tonne de CO₂ sont émises par tonne d'acier produite. Une autre façon de produire du fer et de l'acier consiste à réduire les oxydes de fer grâce à de l'hydrogène et un arc électrique. Sous certaines conditions, cette technologie dite de « l'acier vert » permet de décarboner presque totalement la production d'acier, donc d'éviter de payer les quotas CO₂ et de redresser la compétitivité. D'assez nombreux projets ont déjà été annoncés de transformation de hauts-fourneaux à coke en hauts fourneaux à hydrogène et électricité. Ils concernent en bonne partie des sites européens à ce stade. ArcelorMittal et ThyssenKrupp ont annoncé leurs objectifs, à l'horizon de la décennie, de convertir plus du tiers de leurs sites dans le monde en hauts-fourneaux à l'électricité et l'hydrogène³⁷.

Cette évolution reflète en bonne partie le quadruplement du prix du quota CO₂ en Europe au tournant des années 2020. Des études académiques³⁸ suggèrent que, selon les caractéristiques de production et les situations nationales, un prix du CO₂ compris entre 68 \$/tCO₂ et 180 \$/tCO₂ est de nature à rendre l'acier vert relativement compétitif par rapport à l'acier au coke. La réforme du marché carbone en Europe laisse peu de doute quant à l'évolution future du prix du *quota* carbone, qui n'a pas *a priori* de raison de baisser sensiblement à l'avenir. Cet élément contribue au caractère structurel du gain de compétitivité relative de l'acier vert au cours des trois dernières années.

Dans le cadre du projet européen Hystories (« *Hydrogen Storage in European Subsurface* »), achevé en 2023 et cofinancé par l'Union européenne et le Clean Hydrogen Partnership, une étude de cas spécifique à la France a démontré la faisabilité technique et économique du stockage souterrain d'hydrogène dans des cavités salines (sur l'hypothèse de cavités neuves à développer). Cette étude a modélisé un scénario de référence avec huit cavernes, permettant d'évaluer les coûts d'investissement (CAPEX) et d'exploitation (OPEX) et de déterminer le coût actualisé du stockage (LCOS) à 1,64 €/kg. Les analyses de sensibilité ont révélé une large échelle de LCOS, allant de 0,55 €/kg à 3,08 €/kg, en fonction de paramètres tels que le taux de rendement, le nombre de cycles annuels et le coût du capital. Il est important de noter que le LCOS devient encore plus compétitif lorsque le stockage est réalisé dans une cavité saline préexistante et réaménagée.

Depuis, et malgré un rendement énergétique inférieur à celui des batteries, RTE a montré dans son Bilan Prévisionnel 2023 qu'à partir de 5 heures, le stockage par l'intermédiaire de l'hydrogène était plus économique que celui par les batteries³⁹.

En 2023, le Bilan Prévisionnel de RTE réaffirmait le rôle économique important de la flexibilité de l'hydrogène pour le système électrique, en évaluant à 1,2 Mds€ le bénéfice net pour le système énergétique de cette flexibilité en 2035, malgré les coûts des infrastructures associées (transport et stockage d'hydrogène).

Des travaux récents apportent des éléments d'analyse sur les effets économiques liés à l'usage de l'électrolyse dans la gestion dynamique des nouveaux équilibres offre/demande d'électricité (étude

³⁶ On rappelle ici, pour mémoire et au-delà de la sidérurgie, le cas des raffineries et le nouveau contexte réglementaire sur l'aviation et le maritime (Refuel EU). Les obligations liées à ces secteurs sont des éléments nouveaux significatifs concernant les perspectives de consommation d'hydrogène.

³⁷ Dans ce contexte, des inquiétudes se font jour à l'échelle européenne quant à la capacité à produire assez d'hydrogène sur le sol européen : un récent rapport de l'ACER (« *European hydrogen markets* », 2025 monitoring report) souligne les défis auquel le secteur de l'hydrogène est confronté. La stratégie européenne initiale (RePowerEU) prévoyait d'approvisionner la consommation d'hydrogène européenne pour moitié par de la production indigène et pour moitié par des imports.

³⁸ Par exemple, Bhaskar A., R.Abhishek, M.Assadi, H.Nikpey Somehesaraei (2022), « *Decarbonizing primary steel production: Techno-economic assessment of a hydrogen based green steel production plant in Norway* », Journal of Cleaner Production, 350, 131339.

³⁹ Par rapport aux solutions thermiques qui pallient aujourd'hui la plus faible production des énergies renouvelables lors de la pointe électrique, RTE estime que le coût de la tonne de carbone évitée par le *Power-to-gas-to-Power* (qui est un autre sujet que la flexibilité de la demande d'électricité pour la production d'hydrogène des paragraphes précédents) s'élève à environ 400 €/t de CO₂ pour un hydrogène à 3 €/kg.

conjointe RTE-NaTran à l'horizon 2050⁴⁰ ; étude NaTran, RTE et Storengy sur la région Auvergne-Rhône-Alpes ; Analyses de RTE à l'horizon 2030-2035⁴¹ ; étude à l'horizon 2030 de la valeur du stockage hydrogène à l'échelle européenne⁴²). Ces analyses suggèrent qu'une stratégie de pilotage flexible permettrait de réduire le coût de production de l'hydrogène. Par ailleurs, les analyses citées montrent que les infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène sont un levier critique pour le développement de l'hydrogène. Leur mutualisation est indispensable pour assurer la viabilité économique du système hydrogène. Sans cette mutualisation, le coût supporté par chaque projet pourrait devenir prohibitif, freinant les investissements et privant le système énergétique d'une source précieuse de flexibilité. Une planification coordonnée à l'échelle nationale et territoriale des infrastructures de transport et de stockage d'hydrogène en cavité saline est donc indispensable.

Il est encore trop tôt pour estimer si le développement d'une nouvelle demande pour l'hydrogène, d'origine industrielle, est de nature à rendre mûr le modèle d'affaires de l'électrolyse de l'eau dans les conditions de marché sans soutien public direct.

1.2.6. La France doit être prête à développer de nouvelles technologies de stockage et l'hydrogène naturel

Des technologies de stockage massif de l'électricité ou des gisements d'hydrogène naturel pourraient voir le jour à moyen-long terme et modifier sensiblement les données du problème des déséquilibres entre offre et demande dans le système électrique. Quelques exemples sont présentés ci-dessous.

Stockage d'énergie par air comprimé adiabatique

Le principe de fonctionnement du stockage d'énergie par air comprimé adiabatique (AA-CAES : Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage) repose sur un stockage d'air comprimé en cavité saline avec une gestion optimisée de la chaleur en surface, *via* des systèmes de stockage thermique (TES : Thermal Energy Storage). Lors de la phase de compression de l'air, la chaleur générée est récupérée et conservée dans les TES afin d'être réutilisée pour réchauffer l'air comprimé lors de la détente dans la turbine et production de l'électricité. Le rendement global du système est ainsi amélioré et peut atteindre environ 70 %.

Ce procédé permet une capacité de stockage élevée tant en puissance qu'en énergie, un faible impact environnemental, une faible utilisation de matériaux critiques, une emprise au sol réduite. **De plus, il offre un coût compétitif pour des durées de stockage supérieures à quatre heures.** Toutefois, cette technologie présente certaines contraintes, notamment une dépendance géographique liée à la nécessité de disposer de cavités salines, ainsi qu'un coût d'investissement initial relativement élevé mais une durée de vie longue sans limitation de cycle en charge/décharge.

Batterie de Carnot (Power-to-heat)

Le principe de fonctionnement repose sur un cycle thermodynamique combinant compression et détente d'un gaz, permettant la conversion de l'électricité en chaleur et en froid lors de la phase de charge. Ces flux thermiques sont ensuite stockés dans des systèmes de stockage thermique (TES). Lors du cycle de décharge, la chaleur et le froid accumulés sont réutilisés pour produire de l'électricité. Le rendement global du système est estimé à environ 60 %.

Cette technologie présente plusieurs avantages : une capacité de stockage significative, généralement comprise entre 10 et 100 MWh, à des coûts compétitifs : un bon bilan environnemental en Analyse du cycle de vie (ACV), avec une faible empreinte au sol et un faible contenu en matériaux critiques ainsi qu'une durée de vie longue. Toutefois, le rendement modéré du système peut limiter son efficacité dans certaines configurations, mais des pistes d'amélioration de rendement sont possibles par une bonne gestion de la chaleur et de l'intégration de sources thermiques externes.

⁴⁰ Cf. <https://www.natrangroupe.com/medias/actualites/infrastructures-hydrogene-electricite-etude-menee-qrtgaz-rte-besoins>

⁴¹ Cf. <https://www.natrangroupe.com/medias/actualites/developpement-infrastructures-hydrogene-optimisation-du-systeme-electrique>

⁴² Why European underground hydrogen storage needs should be fulfilled, GIE-Artelys-Frontiers, 2024.

Cf. https://www.gie.eu/wp-content/uploads/filr/9697/RPT-EU_Underground_Hydrogen_Storage_Targets-090424-CLEAN.pdf

Batteries stationnaires (redox flow)

Le stockage d'énergie dans des liquides repose sur l'utilisation d'espèces électro-actives dissoutes dans des électrolytes, qui circulent à travers une cellule électrochimique et sont conservées dans des réservoirs externes. Ce système, dénommé « batteries à flux », présente une grande polyvalence grâce au découplage entre puissance et énergie : la capacité énergétique (en Wh) dépend du volume d'électrolyte stocké, tandis que la puissance (en W) est liée à la taille et le nombre de cellules ou d'empilements.

Parmi les principaux avantages figurent une longue durée de vie, un coût relativement faible de l'énergie stockée, et un rendement énergétique situé entre 75 et 80 %. Toutefois, cette technologie présente certaines limites, notamment une faible densité énergétique, une échelle de puissance généralement comprise entre 10 kW et 10 MW (et une capacité énergétique de 100 kWh à 100 MWh). Pour favoriser son déploiement, il est nécessaire d'optimiser les coûts de production et de limiter l'usage de métaux critiques tels que le Vanadium, en explorant de nouveaux électrolytes plus durables.

Tableau n° 6 : Comparaison des technologies de stockage

Technologies	AA-CAES	Batteries Carnot	Red Ox Flow
Puissance	~ 100 MW	~ 10 MW	~ kW à MW
Énergies stockées	~ GWh	~ 10 à 100 MWh	~ 10 MWh
Durée déstockage	4 à 12 heures	5 à 10 heures	2 à 12 heures
Nombre de cycle charge/décharge	Très élevés	Élevés	Élevés
Emprise au sol	Faible	Faible	Faible
Contenu en matériaux critique	Faible	Faible	Modéré Dépendance du Vanadium
Durée de vie	Longue	Longue	Longue
Maturité	Réalisations industrielles	Étape démonstrateur	Réalisations industrielles

Hydrogène naturel

L'hydrogène naturellement présent dans le sous-sol terrestre suscite un intérêt croissant en tant que source d'énergie décarbonée. Plusieurs processus géologiques de production ont été identifiés. L'évaluation précise des ressources et réserves disponibles demeure incertaine. Un exemple est celui du réservoir actif situé au Mali, qui illustre le potentiel de cette ressource.

L'hydrogène naturel présente des avantages significatifs : un faible impact environnemental (sous condition d'une extraction sans fuite d'autres gaz indésirables) et un coût de production potentiellement bas à confirmer. Depuis quelques années, les demandes de permis d'exploration dans ce domaine connaissent une forte croissance à l'échelle mondiale, portée principalement par des *start-ups* et des petites entreprises, tandis que les grandes compagnies pétrolières adoptent une posture attentiste, bien qu'elles commencent à manifester un intérêt stratégique. Toutefois, certains projets sont freinés par des cadres réglementaires inadaptés, notamment un code minier qui ne prend pas encore en compte les spécificités de l'hydrogène naturel.

Une production industrielle à grande échelle est envisagée à l'horizon 2035-2040, avec des perspectives de structuration territoriale en clusters à court terme, et une intégration progressive dans le réseau énergétique européen (« *hydrogen backbone* ») à moyen terme.

Recommandation de veille technologique : Être prêt à développer le cas échéant de nouvelles technologies de stockage et l'hydrogène naturel

a. Réaliser un rapport, porté par le Club Stockage d'Énergie de l'ATEE avec la contribution de l'IFPEN, pour mesurer et partager l'adoption des modèles économiques et solutions techniques. Ce rapport réaliserait un inventaire des différentes technologies pouvant assurer de la flexibilité, centré sur le stockage, avec une discussion sur leur maturité : électrochimie, mécanique, *Power-to-heat*, *Power-to-gas*, à destination de la DGEC et la CRE.

b. Étudier les freins au déclenchement des investissements nécessaires pour exploiter le potentiel de production d'hydrogène naturel, au bénéfice de la compétitivité de l'hydrogène français par une planification coordonnée et des procédures administratives adaptées.

*

* *

La partie 1 du rapport suggère que la coordination entre différents acteurs du système électrique est devenue un enjeu très important des prochaines années pour la gestion dynamique des équilibres offre/demande dans le système électrique.

Au-delà de la diversité des modèles d'affaires individuels évoqués dans la première partie de ce rapport, les nouvelles conditions d'équilibrage du système électrique vont dans tous les cas nécessiter une coordination renforcée entre acteurs de l'énergie, de la finance, de l'industrie et de la cybersécurité, et qui appelle différentes recommandations. Ces conditions de coordination sont complémentaires des modèles d'affaires vus précédemment, car ils en favorisent le développement, soit en facilitant les échanges de blocs d'électricité sur les marchés financiers dérivés, ou favorisent les échanges de données numériques permettant le pilotage des équipements électriques.

La seconde partie du rapport présente quatre grandes pistes de recommandations, relatives notamment aux marchés financiers *futures*, au renforcement de la capacité de pilotage de la consommation diffuse grâce à des solutions industrielles standardisées, à la cybersécurité et au maintien de notre souveraineté sur le système électrique. Dans ces domaines, en effet, les axes d'amélioration existent et peuvent être préconisés à court et moyen terme. Les produits financiers mis en place sur les marchés dérivés des *futures* mériteraient d'évoluer sensiblement. Du point de vue industriel, les échanges de données entre dispositifs de pilotage de la demande et réseaux d'électricité soulèvent des questions numériques qui influenceront significativement la capacité du système électrique à gérer les nouveaux écarts entre l'offre et la demande. Il est aussi spécialement important que les mécanismes, appareils et équipements déployés prennent suffisamment en compte les impératifs de cybersécurité et de préservation de la souveraineté, des risques d'ingérence étant présents à différents niveaux.

*

* *

2. Les nouvelles conditions d'équilibrage du système électrique requièrent une coordination renforcée entre les acteurs de l'énergie, de la finance, des équipements électriques, de la cybersécurité et les pouvoirs publics

2.1. Développer les marchés financiers *futures* de l'électricité pour faciliter les échanges de bloc d'électricité

2.1.1. Des marchés *futures* de l'électricité relativement peu liquides pour des raisons en partie structurelles

La coordination des acteurs du système électrique – producteurs, réseaux, agrégateurs, effaceurs, fournisseurs, consommateurs, *etc.* – pour assurer les flexibilités dynamiques requiert de pouvoir échanger en amont du temps réel (jour *J*) des blocs d'électricité. Comme présenté dans la partie 1 de ce rapport, les échanges permettant la partie dynamique d'équilibrage peuvent valablement être effectués plusieurs jours en amont du temps réel, jusqu'à *J-15*, compte-tenu des connaissances météorologiques actuelles en matière d'ensoleillement, de nébulosité et de vent, notamment.

C'est le rôle des marchés financiers *forward* (de gré à gré) et *futures* (sur un marché organisé) que de fixer un prix de marché optimal pour ce genre d'échanges à terme.

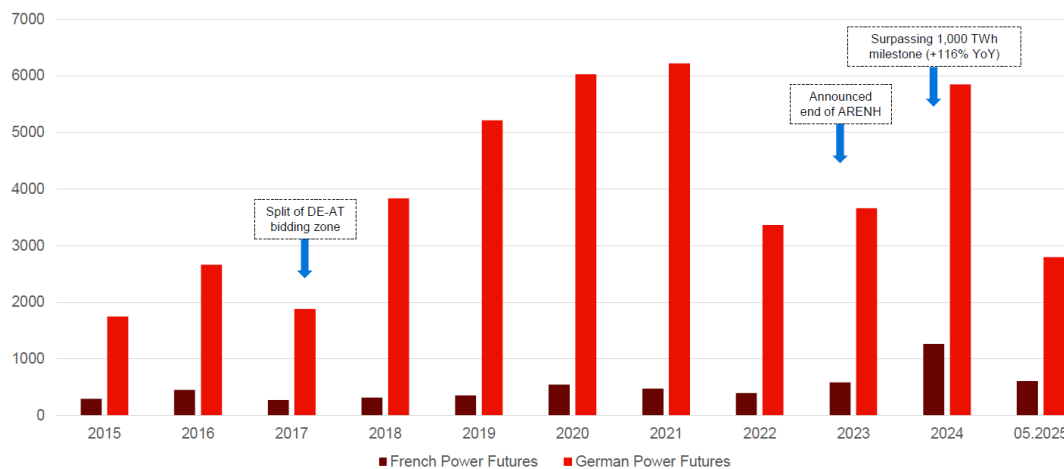
Un contrat *future* est un contrat conclu sur un marché organisé qui prévoit une livraison ultérieure d'électricité pour un prix fixé aujourd'hui, mais où tous les paramètres sont standardisés (dénomination, qualité, quantité, date, lieu de livraison, *etc.*) sauf le prix, qui est négocié sur le marché. Les marchés *futures* comportent une chambre de compensation, i.e., quand deux opérateurs ont négocié un achat/vente dans un contrat, la transaction est enregistrée par le *clearing* qui devient contrepartie de l'acheteur/vendeur. La présence d'un *clearing* permet à l'opérateur d'encaisser ou de déboursier la différence entre les prix des deux transactions sans intervenir au marché *spot*. Tout contrat acheté/vendu se dénoue au plus tard à son échéance : soit par livraison effective, soit par compensation : l'opérateur qui a une position vendeuse (resp. acheteuse) achète (resp. vend) le même nombre de contrats de même échéance. L'objectif final est de se protéger contre les variations de prix de marché.

Il convient de distinguer le marché *spot* (du jour pour le lendemain), géré en France principalement par EPEX-spot et Nord Pool spot, et les marchés à terme, qui incluent les échanges de gré à gré et les transactions de places de marché organisées telles qu'EEX qui opère d'assez nombreux marchés à terme de l'électricité en Europe. Comme le montre le graphique n° 9, les échanges de blocs d'électricité sur les marchés *futures* de l'électricité peuvent présenter des tailles contrastées entre les différentes géographies. Alors que l'essentiel des volumes échangés a lieu sur le marché allemand, en France, depuis les années 2010, le dispositif de l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (l'ARENH, représentant entre 280 et 240 TWh de production nucléaire selon le taux d'écrêtement dans les tarifs réglementés, les pertes réseau, les offres de marché d'EDF et des autres fournisseurs) avait en effet considérablement réduit la liquidité du marché *futures* – qui progresse de nouveau sur le passé récent, en lien avec la fin de l'ARENH à partir du 31 décembre 2025 –⁴³.

⁴³ L'Agence Internationale de l'énergie (AIE) a analysé la liquidité des marchés *forward* et *futures* dans son rapport "*Electricity market design*" (p.65).

Cf. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/cea07fb2-fb8d-4d95-b939-7ece0d085ae4/EnergyMarketDesign.pdf>

Graphique n° 9 : Les volumes échangés d'électricité (en TWh) sur les marchés *futures* de l'électricité d'EEX en Allemagne et en France entre 2015 et mai 2025



Source : EEX

La difficulté est que leur fonctionnement soulève de nombreuses questions, en particulier celle d'une liquidité faible des marchés de produits dérivés pour l'électricité pour des raisons en partie structurelles, car liées à la relative non-stockabilité de l'électricité.

Le calcul théorique du prix de produits dérivés fait, entre autres, l'hypothèse de stockabilité du bien sous-jacent. Kaldor (1939)⁴⁴ soulignait déjà la nécessité de faibles coûts de stockage du sous-jacent pour qu'existent des arbitrages possiblement bénéfiques entre l'achat d'un bien aujourd'hui et l'achat du même bien dans le futur. En d'autres termes, un bien constitue d'autant plus facilement un sous-jacent pour un dérivé qu'un lien existe entre sa valeur actuelle et sa valeur future, ce qui est le cas quand les coûts de stockage sont faibles. Kaldor applique son raisonnement aux actions, aux obligations et aux matières premières. Il est un précurseur de la théorie générale de l'évaluation des instruments dérivés (Samuelson (1965), Black et Scholes (1973), Merton (1973)) qui a été appliquée aux marchés financiers et de matières premières.

Ce modèle n'est pas applicable à l'électricité (Vehvilainen, 2002)⁴⁵ qui ne peut pas être stockée en grande quantité et à des coûts raisonnables. L'électricité *spot* n'est pas un actif qui peut, en tant que tel, être négocié au cours du temps : il n'existe pas de lien clair et identifiable entre le prix actuel de l'électricité et son prix futur (qui peut refléter l'influence de nombreux facteurs circonstanciels et locaux de l'offre et de la demande). À la limite, la non-stockabilité fait que l'électricité livrée à différentes dates peut être perçue comme constituant autant de marchandises différentes (Lucia et Schwartz, 2002)⁴⁶.

Ces facteurs rendent les problèmes de tarification de dérivés sur l'électricité très difficiles. L'approche habituelle dans la littérature consiste à calculer des prix à terme sur la base d'un processus empirique cohérent dans le temps des prix au comptant. Pour cela, les travaux cherchent le plus souvent à estimer, dans un premier temps, la part de la composante prévisible (ou déterministe) dans le comportement des prix *spot* de l'électricité, puis dans un second à modéliser la composante aléatoire et ses implications pour l'évaluation des titres dérivés (Daskalakis et al., 2015)⁴⁷. Cette méthode comporte deux complications importantes. Les prix *spot* de l'électricité ont un comportement complexe et idiosyncrasique et une volatilité élevée : une équation différentielle stochastique qui les décrit avec

⁴⁴ Cf. Kaldor N. (1939). "Speculation and economic stability", Review of Economic Studies, v.7, pp.1-27.

⁴⁵ Cf. Vehvilainen I. (2002), "Basics of electricity derivative pricing in competitive markets", Applied Mathematical Finance, v.9, pp. 45-60.

⁴⁶ Cf. Lucia J.J. et E.S. Schwartz (2002). "Electricity prices and power derivatives: Evidence from the Nordic power exchange", Review of Derivatives Research, v.5, pp.5-50.

⁴⁷ Cf. Daskalakis G., L.Symeonidis and R.Markellos (2015), "Electricity Futures Prices in an Emissions Constrained Economy: Evidence from European Power Markets", Energy Journal, v.36(3), pp. 1-33.

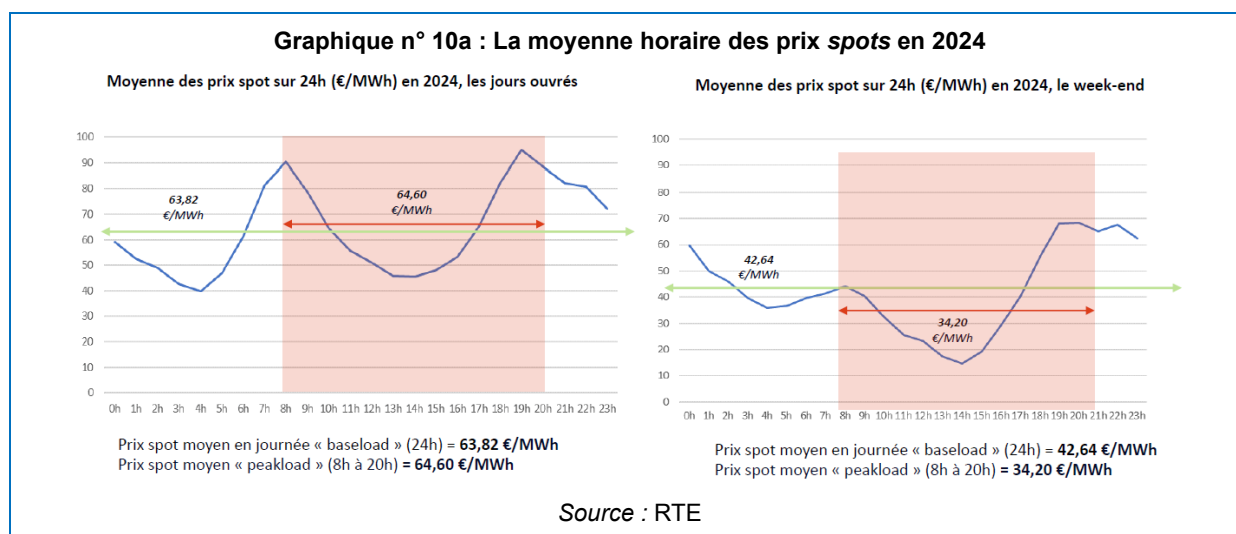
précision est très complexe à calculer. Et la tarification précise des contrats à terme sur l'électricité nécessite une estimation complexe du prix de marché du risque (Pirrong et Jermakyan, 2008)⁴⁸.

La liquidité des marchés dérivés pour l'électricité est donc structurellement plutôt faible, car l'évaluation du prix des dérivés y est rendue notoirement difficile par la relative non-stockabilité de l'électricité.

2.1.2. Une définition des produits « *pointe (de 8 heures à 20 heures)* » sur les marchés à terme qui sera de moins en moins pertinente à l'avenir

Les contrats *futures* sont standardisés et, à ce jour, prévoient essentiellement des échanges de blocs d'électricité pour des périodes dites de pointe (de 8 heures à 20 heures au cours d'une journée), *off peak* (de 20 heures à 8 heures en *J+1*) ou de base (sur l'ensemble de la journée).

Le graphique suivant présente les prix moyens pour ces deux produits dérivés, en les comparant à la courbe horaire moyenne des prix spots en 2024 :



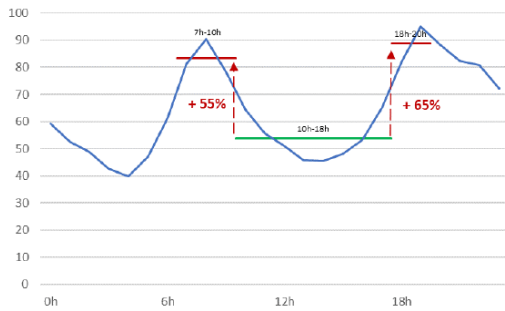
Alors que la volatilité en cours de journée des prix *spot* est élevée, le découpage de 8 heures à 20 heures aboutit à des prix sur les *futures* qui servent à se couvrir sur le long terme contre la volatilité des marchés *spot* à court terme, ne reflètent pas la volatilité de l'équilibre offre/demande sur un horizon de court terme.

Avec le développement des EnR en général et du photovoltaïque en particulier, ce découpage temporel de la journée dans les produits financiers structurés ne correspond en effet plus guère à la réalité du système électrique. La progression sensible de la part de production photovoltaïque transforme profondément la formation des prix de gros de l'électricité. Sur les marchés *spot*, le profil journalier des prix prend de plus en plus la forme d'une « *cloche solaire* » : prix significativement plus faibles en milieu de journée et tensions marquées en pointe du matin et de soirée. L'essor à grand échelle de la production photovoltaïque en cours de journée pèse ainsi mécaniquement sur les prix de marché, et se traduit par un profil temporel du prix *spot* très volatil au cours des périodes de 8 heures à 20 heures et de 20 heures à 8 heures, comme l'indique le graphique suivant :

⁴⁸ Cf. Pirrong C. et M. Jermakyan (2008), "The price of power: The valuation of power and weather derivatives", Journal of Banking & Finance, v.32, pp.2520-2529.

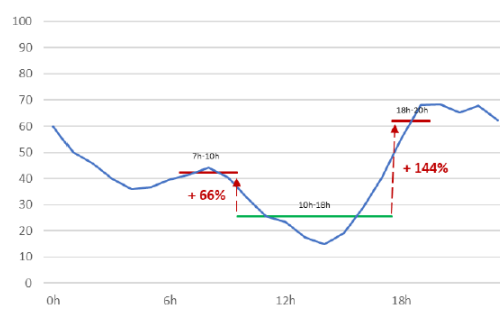
Graphique n° 10b : La moyenne horaire des prix spots en 2024

Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, les jours ouvrés



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 63,82 €/MWh
 Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 64,60 €/MWh

Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, le week-end



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 42,64 €/MWh
 Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 34,20 €/MWh

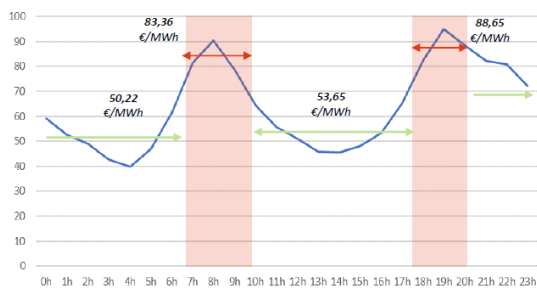
Source : RTE

Dans ce contexte, une évolution vers des plages horaires plus finement définies devrait être envisagée.

À titre illustratif et préliminaire, il serait par exemple théoriquement possible d'évaluer la pertinence de produits « *pointe matin* » (de 7 heures à 10 heures), « *pointe soir* » (de 18 heures à 20 heures) et « *creux solaire* » (de 10 heures à 18 heures), selon la logique suivante qui serait plus adaptée aux équilibres offre/demande sur le système électrique à l'avenir (avec quatre périodes : de 7 heures à 10 heures ; de 10 heures à 18 heures ; de 18 heures à 20 heures ; de 20 heures à 7 heures) :

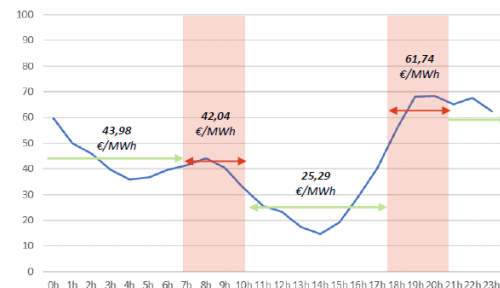
Graphique n° 10c : La moyenne horaire des prix spots en 2024

Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, les jours ouvrés



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 63,82 €/MWh
 Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 64,60 €/MWh

Moyenne des prix spot sur 24h (€/MWh) en 2024, le week-end



Prix spot moyen en journée « baseload » (24h) = 42,64 €/MWh
 Prix spot moyen « peakload » (8h à 20h) = 34,20 €/MWh

Source : RTE

L'actuelle boîte à outils des produits à terme standard (*baseload* 24 heures sur 24, *peak* de 8 heures à 20 heures, *off-peak*) reflète ainsi une vision « *pré-solaire* » du système électrique. Le produit *peak* de 8 heures à 20 heures agrège dans un même bloc des heures désormais structurellement bon marché (midi, forte production PV) et des heures de tension (matin, soirée). Cette situation crée plusieurs difficultés :

- pour les **fournisseurs**, qui peinent à se couvrir finement sur les heures « *solaires* » bon marché tout en proposant des offres à prix fixe ou peu volatiles. Ils recourent soit à des couvertures *baseload/peak* imparfaites, soit à des stratégies très exposées au *spot*, limitant la diffusion d'offres « *heures solaires* » auprès des clients⁴⁹ ;

⁴⁹ À noter cependant, qu'il n'existe pas de produit de marchés présentant une stricte cohérence avec les offres de fourniture HP/HC, sans que cela ne limite le développement de ces offres de fourniture, les fournisseurs ne mettant pas en avant la non-disponibilité de produits de marché comme frein principal au développement de ce type d'offre. Par ailleurs, le gain en termes de couverture semble à ce jour assez limité compte tenu d'une fourniture sur la base de profils-types pour les offres aux

- pour les **consommateurs flexibles et électro-intensifs**, qui cherchent à adapter leurs consommations (procédé, froid, pompe à chaleur, recharge de véhicules, électrolyse, etc.) aux heures les plus compétitives et pour lesquels le profil de consommation correspond à un besoin sur une période plus resserrée que la plage de 8 heures à 20 heures, mais ne trouvent pas, ni dans les produits à terme actuels, ni dans les autres outils à leur disposition (PPA, notamment) des signaux cohérents avec les prix spot ;
- pour les **acteurs de flexibilité et de stockage** (batteries, CCGT modulables), pour qui la valeur économique repose précisément sur l'arbitrage entre heures solaires et heures de pointe ; l'absence de référence de marché claire sur les heures de milieu de journée complexifie leurs stratégies de couverture.

La montée en puissance des renouvelables variables pose également des enjeux d'**ajustement beaucoup plus rapproché du temps réel**. Les aléas quotidiens de production, notamment éolienne, et la mise à jour progressive des prévisions météo nécessitent des instruments de couverture et d'équilibrage à **horizon mensuel et surtout hebdomadaire, les prévisions de météo et de production renouvelable s'améliorant considérablement à partir de J-15**, afin de permettre aux acteurs d'ajuster leurs positions au fur et à mesure que l'information se précise. Ces produits dynamiques permettraient ainsi de mieux structurer des offres à pointes mobiles.

Dans ce contexte, la mise en place de produits à terme « *solaires* » et de maturité plus courte intégrant les aléas liés aux grandeurs météorologiques permettrait de **mieux aligner les instruments de marché sur la réalité physique du système**⁵⁰.

2.1.3. Les réflexions en cours sur des produits dérivés futures sur la « cloche solaire »

Face à ce constat, des expérimentations ont déjà eu lieu pour créer des produits de type « *cloches solaires* ». Au niveau européen, des travaux sont d'ores et déjà engagés. EEX a initié des expérimentations de blocs horaires « *solaires* », typiquement sur un créneau de 12 heures à 16 heures, avec l'idée d'en faire une référence de marché pour les heures de forte injection photovoltaïque. Ces réflexions s'inscrivent dans une logique européenne, intégrant d'emblée le besoin d'harmonisation du produit échangeable entre zones de prix.

Dans le cadre du groupe de travail, plusieurs acteurs – sans viser l'exhaustivité des points de vue – se sont prononcés sur ces expérimentations. Les représentants de consommateurs électro-intensifs soulignent que le produit *peak* de 8 heures à 20 heures ne décrit plus correctement les heures chères et plaident pour distinguer les véritables pointes (matin, soirée) des heures solaires centrales. De grands fournisseurs et énergéticiens se déclarent favorables à l'introduction de blocs solaires simples (par exemple de 11 heures à 17 heures ou de 12 heures à 16 heures, jours ouvrés), combinables avec les produits *base/peak* existants, et à la condition que ces blocs soient alignés avec les standards que les bourses d'électricité s'approprient à coter. Des associations de producteurs renouvelables rappellent que la création de produits solaires est également utile pour améliorer la visibilité et la solvabilité des projets PV, à condition de disposer de références de prix suffisamment liquides pour être intégrées dans des montages de type PPA ou dans des stratégies de couverture des CfD. **L'enjeu principal est que ces volontés de disposer d'une offre sur un tel produit rencontre sa demande chez les consommateurs et ce dans le cadre de potentielle coexistence avec des produits établis.**

Des acteurs qui se sont exprimés dans ce cadre, il ressort **un consensus pour s'aligner sur les initiatives des NEMOs⁵¹ et des bourses (EEX/EPEX, Nord Pool Spot)** afin de garantir une harmonisation européenne et d'éviter la création de produits franco-français peu liquides, comme ce fut le cas pour les produits espagnols.

Par ailleurs, les mêmes acteurs reconnaissent que la **liquidité ne naîtra pas spontanément** sur ces nouveaux contrats, en particulier sur la plaque française où une part importante de la production solaire

consommateurs résidentiels. Ceci pourrait toutefois évoluer compte tenu de l'essor de l'autoconsommation et la croissance continue du solaire, en France et dans les pays voisins.

⁵⁰ En l'absence de l'existence d'un tel produit, la valeur existante est uniquement captée par les opérateurs ayant accès aux marchés de gros recourant à des stratégies de « *proxy-hedging* » via un produit « *baseload* » liquide et des échanges sur d'autres produits.

⁵¹ *Nominated Electricity Market Operators* mandatés pour faire fonctionner les marchés *day-ahead* et *intra-day* de l'électricité.

est sous soutien public et valorisée au *spot* via EDF OA et les ELD. Si les expérimentations menées sur EEX font apparaître une demande et que les volumes disponibles ne sont pas suffisants pour adresser cette demande, il serait alors possible d'envisager la vente de ces produits sur les enchères d'EDF OA sans pour autant nuire à la prévisibilité des charges de service public de l'électricité (CSPE).

La création de nouveaux produits de marché mérite quelques points d'attention quant à leur liquidité, l'articulation avec l'existant et leur gouvernance :

- **la liquidité et rôle de la production sous garantie d'État** : sans offreur naturel, les produits solaires sur les marchés dérivés risquent de rester peu traités et peu représentatifs. Si une fraction des volumes couverte par des mécanismes publics pourrait permettre de répondre progressivement à la demande, ce fonctionnement ne doit pas nuire à la prévisibilité budgétaire et aux charges de CSPE. Par ailleurs, la vente des volumes couverts par des mécanismes publics doivent correspondre à une demande sur ledit produit et se faire en transparence selon le respect d'une *timeline* partagée avec EEX ;
- **l'utilité d'éviter le piège à illiquidité avec une période transitoire de tenue de marché supervisée** : la création de nouveaux produits fait face à un risque classique de « *piège à illiquidité* » : les acteurs attendent que la profondeur de marché s'installe avant de s'engager, ce qui freine l'émergence d'une courbe de prix exploitable. Pour franchir ce cap, l'expérience étrangère (notamment les dispositifs encadrés par certains régulateurs, comme l'Ofgem au Royaume-Uni⁵²) montre l'utilité d'un rôle explicite de tenue de marché, au moins transitoire ;
- **le risque de fragmentation des produits** : la multiplication des variantes (de 10 heures à 14 heures, de 11 heures à 17 heures, de 12 heures à 16 heures, week-end, été/hiver, etc.) créerait une fragmentation nuisible à la liquidité. Il est préférable de **converger vers un bloc unique de référence**, éventuellement décliné en un petit nombre de variantes (semaine/week-end) dans un second temps, en cohérence avec le *design* retenu par EEX⁵³.

Pour mémoire, disposer de signaux de prix de gros reflétant mieux l'état du système électrique pour favoriser une gestion dynamique optimale des équilibres offre/demande serait peu utile si les consommateurs finals n'étaient pas en mesure d'ajuster leur demande en fonction des niveaux de prix. Cette problématique du *pass-through* des prix de gros vers les prix de détail de l'électricité est très classique depuis des décennies. Ce rapport n'a pas vocation à reprendre ce sujet dans le détail. Des précisions ont été apportées dans un encadré au début de la section 1.2. de ce rapport.

2.1.4. Favoriser la mise en place par le marché lui-même de nouveaux contrats futures

Au regard des éléments fournis par les participants, il est ainsi proposé :

- **d'étudier la création d'un produit à terme « Solar-block » standard, aligné sur les expérimentations en cours chez EEX :**
 - o **bloc horaire constant de type de 12 heures à 16 heures, jours ouvrés, ou de 11 heures à 17 heures voire de 10 heures à 18 heures**, si le marché européen converge vers une autre plage, adoption de cette plage comme référence ;

⁵² Cf. Ofgem, "Liquidity in the Wholesale Electricity Market" (*Special Condition AA of the Electricity Generation Licence*): Guidance, 23 janvier 2014.

⁵³ L'articulation avec les produits *peak* existants : la redéfinition des produits *peak* (par exemple en séparant *AM-peak* (matin) et *PM-peak* (après-midi) ou en séparant le produit *peak* en plusieurs blocs reconstituables) pourrait se justifier à moyen terme. Toutefois, les acteurs de marché insistent sur la nécessité de conserver dans un premier temps le *peak* de 8 heures à 20 heures comme repère, et de ne pas mener de front trop de réformes, au risque de déstabiliser les stratégies de couverture existantes. Cette orientation n'a pas fait consensus au sein du groupe de travail, bien qu'elle ait été retenue par les rédacteurs de ce rapport afin de privilégier les retours d'expérience des nouveaux produits avant de transformer les plus anciens.

Il conviendra de veiller à ce que l'introduction de produits solaires de long terme : a) soit complétée par une réflexion sur des produits de court terme mieux adaptés à la variabilité intra-journalière (avec des produits mensuelles et hebdomadaires intégrant la variabilité journalière due à l'évolution des grandeurs météorologiques ; b) n'entrave pas le bon fonctionnement des marchés intra-journaliers et d'équilibrage, qui restent le lieu central de gestion fine des écarts et de valorisation de la flexibilité ; c) permette aux fournisseurs, agrégateurs et opérateurs de flexibilité de combiner, de façon cohérente, des couvertures structurelles de long terme (produits solaires, base, *peak*) et des ajustements plus tactiques et des signaux de pointe mobile de plus court terme, à mesure que l'information sur la météo et les productions renouvelables se précise.

- cotation de ce produit sur les bourses d'électricité actives en France (EEX/EPEX), avec une priorité donnée aux échéances trimestrielles et annuelles dans un premier temps ;
 - élargissement à envisager rapidement aux produits de plus courte maturité (mensuelle et hebdomadaire) afin d'intégrer la cloche solaire, mais également les aléas météorologiques influant sur la consommation et la production éolienne, mieux connue entre *J-15* et *J-5*.
- **d'adopter une approche progressive et expérimentale (« phase pilote »)**. Cela signifie : lancer le dispositif pour une période initiale de 2 à 3 ans, avec des volumes prudents sur le *Solar-block*, afin d'observer l'émergence de la liquidité ; mettre en place un comité de suivi (associant par exemple la CRE, la DGEC, les NEMOs, les fédérations d'ELD, des représentants de fournisseurs, producteurs, négociants, agrégateurs, consommateurs et opérateurs de flexibilité), chargé de suivre la liquidité et la formation des prix sur les produits solaires proposés par les plateformes de marché ;
- **de s'autoriser dans un second temps, l'utilisation de la production sous garantie d'État si cela permet de répondre à une demande que les seules plateformes de marché ne parviennent pas à adresser sans pour autant nuire à la prévisibilité des charges de CSPE.**

Il convient de coordonner ces travaux avec les NEMOs et les autorités européennes, et donc de s'assurer que le *design* des produits solaires français et l'évolution des produits à plus courte maturité sont strictement compatibles avec les standards que les bourses d'électricité entendent déployer au niveau européen, afin d'éviter toute spécificité nationale préjudiciable à la liquidité ; et d'inscrire cette évolution dans les échanges avec l'ACER et les autres régulateurs, pour faciliter à terme une harmonisation régionale des blocs solaires et des produits de plus faible maturité intégrant les aléas météorologiques avec une meilleure granularité.

Des acteurs qui se sont exprimés dans le cadre du groupe de travail, il ressort qu'il convient de ne pas réformer immédiatement les produits *peak*, mais d'ouvrir la voie à une évolution ultérieure⁵⁴, ce qui suppose de a) maintenir, dans la phase pilote, les produits *peak/off-peak* actuels pour préserver la stabilité des stratégies de couverture existantes ; et b) utiliser les enseignements de la phase pilote (liquidité du *Solar-block*, usage par les producteurs, batteries, fournisseurs et consommateurs) pour évaluer l'opportunité, à moyen terme, d'une redéfinition plus fine des produits de pointe (scission éventuelle en *AM-peak* et *PM-peak*, voire de disposer de plusieurs blocs).

Cet ensemble de mesures permettrait, de manière pragmatique et graduée, de faire émerger une véritable référence de prix « *solaire* » sur la plaque française et de donner aux acteurs de marché les signaux nécessaires pour valoriser la flexibilité et orienter les consommations vers les heures de forte production renouvelable.

Recommandation n° 1 sur une réforme des produits de marché futures pour tenir compte de l'influence de la production photovoltaïque sur les prix de gros (« *cloche solaire* »)

Les produits existants pour le marché français (*peak/off peak*) ne reflètent pas les nouveaux rythmes du système électrique, notamment l'abondance d'offre en milieu de journée liée au développement du solaire photovoltaïque, aussi bien en jours ouvrés que les week-ends et globalement sur toute l'année. Ils ne renvoient pas un signal économique de long terme cohérent avec ce nouvel état de fait appelé à durer (même si à long terme le développement des flexibilités devrait influencer en sens inverse).

1a : Soutenir la création d'un produit à terme « *Solar-block* » standard, aligné sur les expérimentations EEX en cours (de 12 heures à 16 heures, voire de 11 heures à 17 heures ou de 10 heures à 18 heures).

⁵⁴ Cette position ne fait pas consensus dans le groupe de travail, certains acteurs ayant appelé à la suppression pure et simple des produits *peak/off peak* pour y préférer des produits intégrant la cloche solaire. Cette position était justifiée par le fait que le *peak/off peak* ne représentait plus la réalité physique du système électrique et que la coexistence des produits *peak/off peak* et de nouveaux produits solaires pourraient nuire à la montée en puissance de ces derniers. D'autres acteurs ayant exprimés un avis divergent, réalisant actuellement des optimisations avec les produits *peak/off peak*. Les rédacteurs de cette note ont privilégié une approche expérimentale avec maintien des produits *peak/off peak* afin de privilégier la stabilité du système et d'éviter les désoptimisations liées à un nouveau mode de fonctionnement n'ayant pas totalement fait ses preuves. Une fois les preuves établies, la question de la pérennité des produits *peak/off peak* pourrait être à nouveau ouverte.

1b : Adopter une approche progressive et expérimentale (« *phase pilote* »), avec un comité de suivi contrôlant les volumes, les prix, la liquidité des produits et la propagation du signal prix à l'aval.

1c : Ne pas réformer immédiatement les produits *peak*, mais d'ouvrir la voie à une évolution ultérieure⁵⁵.

1d : Coordonner ces travaux avec les NEMOs, les bourses de produits à terme et les autorités européennes afin d'éviter une atomisation des produits solaires et pousser une harmonisation régionale.

2.2. Renforcer la capacité à piloter la consommation diffuse grâce à des solutions industrielles standardisées et numérisées

2.2.1. Les limites actuelles pour une gestion dynamique des échanges de données numérique entre équipements électriques et acteurs de l'énergie

Plusieurs éléments freinent aujourd'hui le développement du marché de la flexibilité de la consommation : a) le parcours client est complexe, peu fluide, peu intuitif, économiquement peu incitatif ; b) les interactions informatisées entre les différents acteurs (fournisseurs, équipementiers, gestionnaire de réseaux) sont cloisonnées et freinent l'automatisation du pilotage.

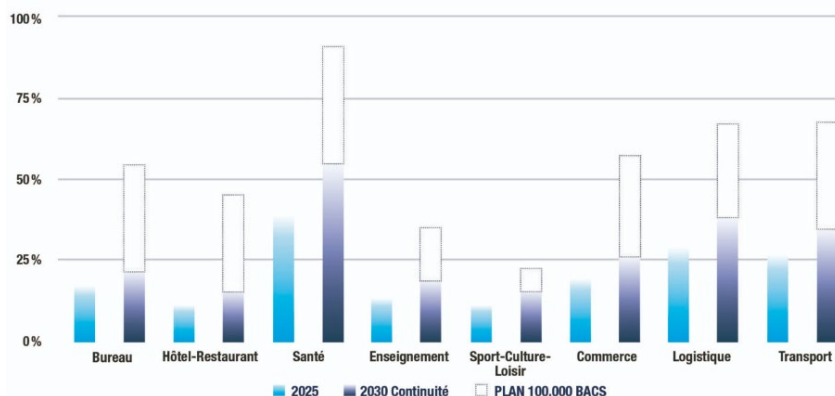
2.2.1.1. Un parc d'équipements pilotables encore émergent

Les cycles de vie des équipements énergétiques sont longs, généralement de dix à vingt ans, auxquels s'ajoutent en moyenne trois années de conception avant leur mise sur le marché. Cette temporalité induit une évolution lente du parc installé. Par conséquent, tout équipement déployé aujourd'hui sans capacité de pilotage communicant risque de constituer un frein à la flexibilité énergétique jusqu'à l'horizon 2040-2045, même en supposant une visibilité optimale des attentes du marché dans les feuilles de route industrielles. En outre, les équipements sont conçus *a minima* pour répondre aux exigences du marché européen ; dès lors, toute spécificité nationale accroît les coûts de développement et de production.

Dans les bâtiments tertiaires de plus de 1 000 m², le taux d'équipement en BACS – prérequis technique pour opérer une flexibilité dynamique – est de 16 % en 2025 selon l'Observatoire national du Déploiement des BACS du Gimelec. Le graphique ci-dessous propose une trajectoire à 5 ans de l'évolution des BACS :

⁵⁵ Cette approche ne fait pas consensus, mais est selon les rédacteurs de ce rapport plus cohérente avec une approche progressive et expérimentale, au bénéfice de la stabilité du système. La réforme profonde des produits *peak* pouvant ensuite être ouverte une fois les nouveaux produits éprouvés.

Graphique n° 11 : La prévision de l'évolution du taux d'équipement en BACS d'ici 2025-2030



Source : Gimelec

Selon l'étude « *Mobilité électrique sur le comportement des professionnels* » d'Enedis de novembre 2025, le BACS est le moyen majoritaire de pilotage de la flotte de véhicule des entreprises.

Dans le secteur résidentiel et le petit tertiaire, la part des équipements connectés progresse, mais reste limitée aujourd'hui. Elle est constituée d'équipements intelligents et connectés nativement, ou d'équipements issus du parc historique rendus pilotables par des solutions connectées déportées. L'étude d'EDF R&D de 2023 indique un parc installé connecté de 16 % pour la climatisation, 15 % pour les pompes à chaleur (PAC), 12 % pour les chaudières, 11 % pour la production d'eau chaude sanitaire (ECS) et 21 % pour les thermostats connectés. Enfin, 4 % des équipements disposent d'un gestionnaire d'énergie (HEMS) permettant un pilotage énergétique de plusieurs équipements simultanément (étude IGNES-BVA septembre 2025)⁵⁶. LCP Delta estime que le marché européen des gestionnaires d'énergie et des équipements pilotés pourrait atteindre plus de 7 millions de ventes annuelles d'ici 2030.

Sans être encore systématique, le choix des consommateurs privilégie de plus en plus des équipements connectés, *via* des protocoles standardisés convergents en Internet Protocol (IP). Cette évolution tire profit de la recherche d'une amélioration des performances des dispositifs, notamment à travers des fonctionnalités comme l'auto-apprentissage, la maintenance logicielle ou l'ergonomie des interfaces utilisateur.

L'évolution du parc installé étant lente, la constitution d'une masse critique d'appareils aptes à la flexibilité s'impose dès à présent. Elle nécessite des dispositifs communicants et capables de modulation ou de décalage. La massification des équipements pilotables repose largement sur la standardisation en cours des protocoles (*cf.* 2.2.2.) qui concerne principalement leur partie « *logiciel* » qui peut être mis à jour au fil des changements normatifs. Mais la composante matérielle doit être conçue *ab initio* avec une capacité de communication fondée sur des standards ouverts, convergeant vers des réseaux IP. Elle requiert d'établir des feuilles de route industrielles et de connaître les besoins des consommateurs dans une transition vers des usages flexibles des équipements électriques.

Au-delà de la pilotabilité des équipements individuels, l'augmentation du nombre de bâtiments dotés d'un système local de gestion de l'énergie (BACS ou HEMS) constitue un levier majeur pour la massification des volumes de flexibilité accessibles. Ces dispositifs offrent un point d'entrée unique vers l'extérieur et assurent la coordination des équipements pour optimiser la consommation énergétique selon les priorités définies par l'utilisateur ou par l'opérateur de flexibilité. L'échange local entre équipements situés en aval du point de livraison du réseau permet de réduire les latences, de limiter l'empreinte environnementale liée au transfert des données et d'améliorer la fiabilité des services énergétiques. De plus, leur capacité à intégrer de nouveau équipement au fil de l'électrification du

⁵⁶ Pour la recharge des véhicules électriques, 35 % des propriétaires déclarent piloter la recharge de leur véhicule (source Enedis). Ce chiffre demeure contraint par la nature des installations : la majorité des conducteurs ne disposent que de prises classiques à domicile. Cette configuration implique un temps de charge d'environ huit heures pour une autonomie de cent kilomètres, ce qui limite la mise en œuvre d'un pilotage avec de la flexible dynamique. Concernant la mobilité professionnelle, l'équipement en borne et prise renforcée est plus important mais il reste une part non négligeable de prises classiques.

bâtiment garantit une exploitation globale des gisements de flexibilité. C'est un enjeu majeur : lorsqu'un équipement fortement consommateur (véhicule électrique, pompe à chaleur, *etc.*) est opéré de manière isolée, l'incitation économique à mobiliser d'autres gisements s'en trouve considérablement réduite. Cette cannibalisation de la valeur d'une flexibilité par les autres est fatale.

2.2.1.2. Un potentiel des compteurs connectés qui reste à actualiser

La France bénéficie d'un déploiement quasi intégral des compteurs de type *Linky* chez les consommateurs résidentiels, offrant ainsi un premier niveau de connectivité standardisée. Ces compteurs *Linky* (monophasé < 18 kVA, triphasé < 36 kVA) complètent les compteurs de type PME-PMI (entre 36 kVA et 250 kVA) et les compteurs de type HTA/HTB (< 250 kVA). Cette infrastructure permet la diffusion, en aval du compteur, de signaux tarifaires statiques (heures pleines/heures creuses) ou dynamiques (périodes mobiles), afin que les équipements des clients puissent adapter leur consommation aux moments les plus opportuns.

Le cycle de transmission des données entre fournisseurs et gestionnaires de réseaux est toutefois à la maille journalière pour *Linky*, contrairement aux autres compteurs capables de transmissions plus proches du temps réel. Ceci limite, pour le segment des clients sous 36 kVA, un usage de flexibilité dynamique temps réel, mais peut répondre pleinement aux enjeux de flexibilité dynamique programmée. Des limites min/max d'un usage au pas horaire sont possibles *via Linky* comme, par exemple, la limitation de la consommation d'une borne de recharge pendant 10 minutes, tel jour à telle heure. Toujours pour ce segment, le signal binaire Heures Pleines/Heures Creuses (HP/HC) (porté par le contact sec) est aujourd'hui bien intégré dans la gestion automatisée des équipements, car il est « *électro-mécanique* ».

L'évolution vers des offres tarifaires plus incitatives à la gestion dynamique suppose une exploitation complète des informations disponibles en aval du compteur, c'est-à-dire une utilisation du signal « *électro-numérique* » qu'est le module de Télé-Information Client (TIC) standard de *Linky*.

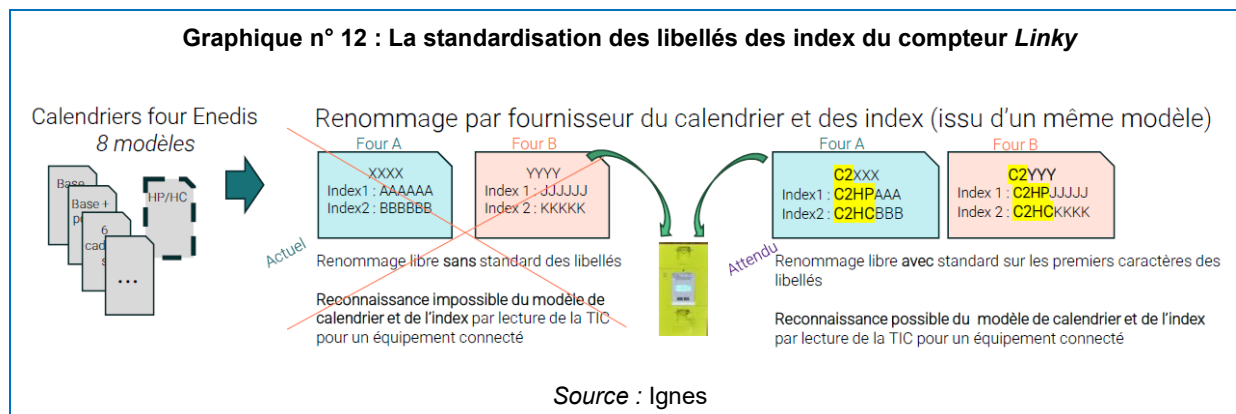
L'échange *machine-to-machine* demeure aujourd'hui limité en raison de l'absence de standardisation des libellés des grilles horo-saisonnières. Ainsi, 99 % des compteurs du parc en Basse Tension (< 36 kVA) d'Enedis sont programmés selon les huit modèles de calendriers proposés par Enedis aux fournisseurs, mais l'équipementier ne peut identifier directement le calendrier utilisé, car :

- le libellé n'est pas transmis dans les informations de la TIC et varie d'un fournisseur à l'autre, souvent en lien avec le nom de l'offre commerciale⁵⁷ ;
- la TIC communique les libellés des index fournisseurs, mais pour un même modèle de calendrier, le libellé d'un index peut différer d'un fournisseur à l'autre.

Cette situation conduit les équipementiers à proposer une saisie manuelle au client des données relatives au contrat fournisseur dans le paramétrage de leur gestionnaire d'énergie ou des équipements connectés, ce qui alourdit le parcours client. Elle limite de fait le développement des offres pour la flexibilité de la demande.

⁵⁷ Cette information peut être récupérée *via* SGE Tiers uniquement, ce qui ne la rend disponible qu'au seul équipement connecté et pas par récupération *via* un ERL *Linky* directement par un équipement en local. De plus, deux libellés différents peuvent correspondre au même modèle.

Graphique n° 12 : La standardisation des libellés des index du compteur Linky



Une standardisation possible, pourrait consister à prévoir que les libellés programmés dans les index du compteur commencent par une série de caractères interchangeable permettant de caractériser a) le modèle de calendrier fournisseur et b) le poste horo-saisonnier permettant de reconnaître les plages de mesure de l'index dans le calendrier⁵⁸.

Cette évolution pourrait, *a minima*, être mise en œuvre pour les futures offres des fournisseurs, dans la mesure où elle n'engendre aucun coût supplémentaire, hormis l'adaptation des pratiques relatives au renommage des libellés transmis à Enedis. En revanche, son extension à l'ensemble des contrats existants, selon les modalités retenues – qu'il s'agisse d'une évolution progressive lors du renouvellement des contrats ou d'un retraitement global des contrats en cours – impliquerait des coûts spécifiques de reprogrammation, dont l'ampleur varierait en fonction de la solution adoptée. Une telle démarche nécessiterait, par ailleurs, un encadrement des informations transmises par les fournisseurs au gestionnaire de réseaux de distribution (GRD).

2.2.1.3. Pour une interopérabilité fluide dans la chaîne de valeur au bénéfice du consommateur

Un parcours client fluide suppose que, lorsqu'il en a fait le choix, la réception d'un signal de flexibilité dynamique entraîne, directement ou indirectement, une réaction des équipements du consommateur par une modulation ou un décalage de leur consommation, à la hausse ou à la baisse. Bien qu'un pilotage manuel par le consommateur demeure possible pour ces activations, les modèles de pilotage automatique – qu'ils soient opérés en direct par l'opérateur de flexibilité ou par le consommateur *via* son système local de gestion de l'énergie – requièrent la mise en place d'une chaîne de communication automatisée de bout en bout.

La compréhension mutuelle entre les différents acteurs suppose qu'ils partagent un vocabulaire commun (standardisation des formats de données et ontologie) et une grammaire commune (protocoles d'échange). De nombreux travaux sont en cours en Europe (*cf.* section 2.2.2). À défaut d'être finalisés ou implémentés à date, des accords bilatéraux entre fournisseurs/agrégateurs et équipementiers émergent pour développer des Interfaces de Programmation Applicative (API) bilatérales. Elles permettent d'établir des connexions individuelles directes et spécifiques *via* le *cloud* entre chaque acteur, par exemple entre un opérateur de flexibilité et un équipementier.

Les API bilatérales sont une solution pragmatique d'interopérabilité de court terme, mais elles présentent des limites, tant sur le plan technique que sur celui de la concurrence, et **constituent à moyen terme un frein à la massification du marché de la flexibilité de consommation**.

En effet, la multiplication des interfaces bilatérales induit une complexité technique du fait de la multiplication des formats d'échanges de données propre à chaque acteur qui compromet l'efficacité des échanges de données⁵⁹. Chaque fournisseur/agrégateur est tenu d'établir et de maintenir des connexions spécifiques avec l'ensemble des équipementiers de leur écosystème opérant des solutions de pilotage : ces derniers doivent, en retour, créer des interfaces avec tous les fournisseurs/agrégateurs

⁵⁸ TotalEnergies considère que la définition des libellés des postes résulte du libre choix des fournisseurs et peut par ailleurs avoir des utilisations internes aux fournisseurs. Ainsi aucune obligation de nommage ne devrait s'appliquer aux fournisseurs qui doivent rester libre de leurs choix.

⁵⁹ Pour EDF, Engie et TotalEnergies, la problématique est davantage les différences de formats des flux que la multiplicité des interfaces. La réception de flux standardisés de plusieurs interfaces ne présente pas de difficultés.

dont ils sont partenaires. Par conséquent, la coordination des évolutions réglementaires et technologiques s'avère particulièrement contraignante : les montées de versions des API nécessitent une synchronisation entre plusieurs acteurs, ce qui implique des projets lourds en termes de tests, de validation et de déploiement. De surcroît, la coexistence de versions multiples accroît le risque d'incompatibilités fonctionnelles et de dégradation des performances.

Par ailleurs, cette architecture bilatérale engendre des effets restrictifs sur la concurrence et la liberté de choix du consommateur. D'une part, les coûts élevés de développement et de maintenance des interfaces constituent une barrière à l'entrée pour les acteurs émergents ou de plus petites tailles. Cette asymétrie peut favoriser les fournisseurs/agrégateurs historiques et les grands industriels, consolidant ainsi leur position dominante et réduisant la diversité des offres disponibles. Cette situation peut conduire à une forme de **capture du client**, liée à son choix initial. En effet, un opérateur de flexibilité peut n'être compatible qu'avec certains industriels, ou un équipement ne fonctionner qu'avec un opérateur spécifique, limitant ainsi la liberté de changement ou d'évolution de l'utilisateur.

Au total, la configuration d'API bilatérales entre fournisseurs/agrégateurs et équipementiers comporte donc des risques importants à moyen terme pour la massification du marché en limitant la fluidité concurrentielle et le parcours client compromettant ainsi la valorisation optimale du gisement de flexibilité.

La finalisation des travaux de normalisation au niveau européen (cf. 2.2.2), en limitant les formats d'échange de donnée propre à chacun, sera une amélioration importante.

Néanmoins, il serait souhaitable de favoriser l'émergence de **plateforme numérique qui offre un point unique d'intégration** en lieu et place des multiples connexions bilatérales actuellement requises. Une telle plateforme doit également permettre la gestion du **consentement des clients et de garantir la recevabilité contractuelle entre fournisseurs, agrégateurs et équipementiers, tout en respectant la confidentialité des informations et les principes de concurrence**. À cet égard, comme l'a déjà relevé à l'Autorité de la concurrence⁶⁰, le fournisseur est un potentiel concurrent de l'agrégateur : ce dernier ne doit pas savoir quels volumes sont activés par l'agrégateur, ni même l'existence même d'un lien entre l'agrégateur et le consommateur. Sans cette infrastructure, il serait impossible pour un industriel de garantir aux consommateurs que son équipement connecté (d'une durée de vie d'au moins de 10 ans en général) sera en capacité d'établir une liaison avec les opérateurs de flexibilité dynamique y compris ceux qui pourraient advenir demain.

Une telle plateforme de routage pourrait fournir un environnement d'interconnexion sans interférer avec les décisions de gestion de données prises par les différents acteurs (nature et profondeur des informations transmises). Elle faciliterait le parcours client et assurerait l'ouverture au plus grand nombre d'acteurs, contribuant ainsi à la massification. **Une telle plateforme pourrait permettre également de faciliter de l'exécution de l'ordre de flexibilité de sauvegarde si nécessaire.**

L'émergence de ce type de plateforme dans le cadre des flexibilités doit être laissée à l'initiative du marché, les utilisateurs en assumant le coût, au moins en phase opérationnelle. Des solutions analogues ont vu jour dans d'autres contextes, à l'instar de Kraken ou Hubject dans le domaine de la mobilité électrique. Leur développement repose sur une condition essentielle : la capacité à atteindre une masse critique d'acteurs, tant en amont qu'en aval, afin d'en généraliser l'usage. Une attention particulière devra être portée sur les enjeux de souveraineté et de dépendance stratégique associés à de telles plateformes (cf. 2.3).

2.2.1.4. Une disponibilité limitée de données clés pour la flexibilité dynamique

Pour faciliter le parcours client tant dans son choix d'offres de flexibilité que pour l'utilisation d'un système de gestion d'énergie, deux données sont essentielles : la courbe de consommation et les tarifs appliqués.

L'accès aux courbes de consommation (i.e. courbes de charge) constitue une donnée essentielle pour la proposition d'offres de flexibilités adaptées à un client donné. Les compteurs évolués permettent aux consommateurs, ainsi qu'aux tiers autorisés, d'accéder gratuitement à leurs courbes de charges. Un

⁶⁰ Avis de l'Autorité de la concurrence n° 12-A-19 du 26 juillet 2012 concernant l'effacement de consommation dans le secteur de l'électricité. Cf. <https://www.autoritedelaconcurrence.fr/sites/default/files/commitments/12a19.pdf>

nombre croissant d'utilisateurs en font la demande et cette dynamique s'accélère. Ainsi, le **nombre de points de livraison (PdL) en BT pour lesquels la remontée des courbes de charges est activée est en hausse chez tous les gestionnaires de réseaux de distribution et dépasse même 30 %**⁶¹.

Initialement dimensionné pour pouvoir collecter les courbes de charge de 20 % des points de livraison, Enedis a par exemple dû récemment entamer la modernisation du système d'information (SI) associé pour pouvoir passer à 50 % – alors qu'aujourd'hui déjà 30 % des consommateurs ont activé la remontée journalière de leurs courbes de charge –.

Continuer à faire de la pédagogie auprès de clients sur l'existence de ce service, l'intérêt que l'activation de la courbe de charge peut leur apporter, afin d'amplifier le développement de cette activation, est une action sans regret.

Bien que les compteurs Linky enregistrent par défaut les courbes de charge en local, leur collecte effective dans les systèmes d'information du gestionnaire de réseau (Enedis) reste conditionnée à une activation explicite par le client, qui doit lever son opposition ou en faire la demande via son espace sécurisé ou via son fournisseur. Certains membres du groupe de travail considèrent que ce mécanisme de consentement actif, qualifié de régime « opt-in », limite l'activation de cette option.

Pour favoriser le développement d'un accès plus fluide aux données de consommation, une piste consisterait à instaurer un enregistrement automatique par défaut, laissant toutefois la possibilité au consommateur de s'opposer (**opt-out**). Cette proposition, discutée notamment dans un précédent groupe de travail du Comité de prospective de la CRE⁶², vise à inverser la logique du consentement afin d'orienter davantage les consommateurs vers une activation plus systématique de leurs données de consommation, tout en préservant la possibilité de retrait individuel du dispositif. Une telle proposition pose la question de sa compatibilité au droit national et européen en termes de protection des données personnelles, et du coût de l'accroissement des capacités des systèmes d'information qui seraient nécessaires pour aller vers des taux très élevés de courbes de charge. Des évolutions du code de la consommation et du positionnement de la CNIL sur ce sujet sont donc nécessaires. Une telle proposition pourrait également soulever la question de son acceptabilité sociale compte tenu de la sensibilité pour certains clients d'un accès à leurs données de consommation par le gestionnaire de réseaux. Une telle proposition, parce qu'elle reviendrait de fait à une remontée d'une très grande part des courbes de charge, conduirait Enedis à réaliser des investissements plus significatifs sur ses systèmes d'information actuels et sur les capacités de communication des compteurs pour traiter ces flux d'information, sans garantie que le service déployé soit effectivement utilisé dans son intégralité.

Une autre information importante pour la mise en œuvre opérationnelle des activations de flexibilité dans le cadre d'un pilotage automatique par le consommateur est **l'accès aux données contractuelles, notamment les tarifs appliqués (abonnement, index, bonus/malus, etc.) directement par son équipement ou l'application de pilotage de son choix**. Cette situation contraint les équipementiers proposer à une saisie manuelle par le client lors du paramétrage des dispositifs. Le parcours client en est complexifié ce qui constitue un frein à l'adoption d'offres dynamiques programmées. **Ce partage des données tarifaires a d'ailleurs déjà été appelée dans le rapport de recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique**⁶³.

⁶¹ CRE, Rapport sur le « Développement d'un réseau électrique intelligent : des progrès notables mais encore des défis à relever en matière de raccordement, d'intégration des flexibilités et de partage des données », Décembre 2025.

Cf. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/2025/Rapport_Indicateurs_smartgrids_2025.pdf

⁶² CRE, Rapport de la saison 3 du Comité de prospective de la CRE sur « L'aval compteur, Pour un développement des services de pilotage au profit des consommateurs et de la performance du système électrique », Juin 2021.

Cf. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/import/GT3-Projet-de-rapport-aval-compteur.pdf

⁶³ CRE, Rapport sur « Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique », Décembre 2023, p.10 § « Recommandations sur l'accès aux données : ... De même, la CRE considère que la mise en œuvre d'une plateforme commune, permettant de mettre à disposition de manière standardisée aux tiers autorisés les informations du contrat de fourniture comme les plages temporelles et les tarifs associés, serait utile ». Cf. https://www.cre.fr/fileadmin/Documents/Rapports_et_etudes/import/Rapport_Recommandations_CRE_Deploiement_Mobilite_Electrique.pdf

Les tarifs – étant des données considérées comme des Informations Commercialement Sensibles (ICS) – leur partage dans le cadre d'une transmission automatique doit s'effectuer uniquement avec un accord explicite du client qui doit rester souverain en la matière et dans le respect des règles de la concurrence.

La démarche Flex Ready, lancée fin 2024 pour les bâtiments tertiaires et en cours de déploiement sur une dizaine de sites pilotes tertiaires, s'inscrit pleinement dans ce cadre.

2.2.2. Des travaux européens pour la standardisation des échanges de données entre tous les acteurs

Une convergence des parties prenantes vers une architecture globale d'échange d'informations entre les équipements du bâtiment et les acteurs du système électrique est aujourd'hui indispensable pour activer les flexibilités dynamiques du côté de la demande.

2.2.2.1. Le *Smart Energy Expert Group* (SEEG)

Créé par la Commission européenne en octobre 2023, le *Smart Energy Expert Group* (SEEG) a pour mission d'accompagner la digitalisation du système énergétique européen. L'objectif est de créer un cadre commun de données multidirectionnel pour l'énergie à l'échelle européenne, capable de soutenir les échanges quasi-temps réel et la mise en place de registres de flexibilité. Les travaux en cours portent sur la définition de cas d'usage de haut niveau, et sur l'harmonisation des formats de données, modèles sémantiques et API.

Les recommandations du groupe à la Commission européenne sont attendues en 2026 et devraient s'appuyer sur une norme internationale reprise en norme française et européenne (NF EN IEC 62746-4) qui définit un modèle structuré d'échange d'informations entre le système de gestion d'énergie (BACS, HEMS, etc.) côté client et les opérateurs de flexibilités (consignes de demande de flexibilité, retours d'état, contraintes, capacités, etc.).

2.2.2.2. Le Règlement *Data Act*

Le Règlement européen (UE) 2023/2854, communément désignée sous le nom de *Data Act*, et intégré en droit français par la loi n° 2025-391 du 30 avril 2025 (DDADUE), introduit des évolutions majeures en matière d'accès et de portabilité des données. Ce texte vise à instaurer un cadre harmonisé garantissant aux utilisateurs – particuliers ou entreprises – un contrôle effectif sur les données générées par les produits connectés et les services associés.

Le règlement impose aux fabricants et fournisseurs de services de permettre un accès permanent et facilité aux données. À compter du 12 septembre 2026, tout équipement connecté nouvellement mis sur le marché devra être conforme à ces exigences, dont notamment les compteurs intelligents, les bornes de recharge, les panneaux solaires, les batteries, les véhicules électriques, etc.⁶⁴

Ces nouvelles obligations marquent une étape clé dans la structuration d'un marché européen fondé sur la circulation équitable des données. Si cela devrait faciliter dans les années à venir la montée en puissance des flexibilités de consommation, elles ne concernent pas les informations du contrat de fournitures non couvertes par le compteur comme les prix par exemple.

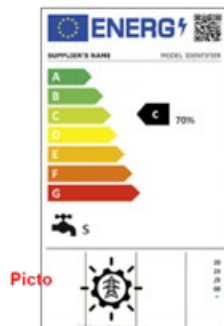
2.2.2.3. Le *Code of Conduct for Energy Smart Appliances* (COC / ESA)

Lancée en 2021 par la Commission européenne sous l'égide du *Joint Research Centre* (JRC), cette initiative a pour objectif de définir et de promouvoir des bonnes pratiques visant à ce que les équipements électriques domestiques – tels que les lave-linge, les pompes à chaleur, batteries, etc. – intègrent, dès leur conception, des fonctionnalités de flexibilité énergétique et d'interopérabilité. L'ambition est de garantir que ces appareils, indépendamment de leur marque, soient capables d'adapter automatiquement leur consommation en fonction des signaux émis par le système électrique, contribuant ainsi à l'optimisation de la demande et à la stabilité du réseau. Certaines dispositions natives

⁶⁴ Cette obligation s'inscrit dans une logique de transparence et d'interopérabilité, favorisant la réutilisation des données par l'utilisateur. Il prévoit la possibilité pour l'utilisateur de transférer ces données à des tiers (par exemple, prestataires de maintenance ou services après-vente), sous réserve du respect de conditions contractuelles et légales strictes, notamment en matière de finalité, de durée de conservation et d'interdiction de pratiques anticoncurrentielles telles que le profilage.

pour la flexibilité de sauvegarde sont à l'étude, comme la possibilité que les équipements après une coupure de courant redémarrent à une limite de puissance de sécurité pendant un certain délai⁶⁵.

Afin d'éclairer le choix du consommateur vers les équipements répondant à ce code de conduite, volontaire à date, ces derniers se verront attribuer, *via* la base EPREL, un logo dédié dans le cadre de l'étiquette énergie⁶⁶.



2.2.2.4. Vers un cadre d'interopérabilité pour la recharge des véhicules électriques

L'Alternative Fuels Infrastructure Regulation (AFIR) instaure une obligation progressive de compatibilité avec les normes ISO 15118-2 (*Smart charging*) et 15118-20 (V2G) pour les bornes de recharge de véhicules électriques respectivement en 2026 et 2027. Cette évolution réglementaire vise à garantir la mise en œuvre de fonctionnalités avancées telles que l'authentification automatisée, la facturation intégrée, la gestion intelligente de la recharge, ainsi que l'injection d'énergie en retour vers le réseau (V2G). Par cette démarche, l'AFIR favorise l'émergence d'un parc de bornes interopérables capables de contribuer activement à la gestion de la flexibilité électrique à l'échelle européenne. Elle permettra de sécuriser le développement de la flexibilité de la mobilité électrique (V1G et V2G).

Le développement à grande échelle du V2G est encore freiné par des manques de cadre réglementaire. Ainsi, aucun règlement n'encadre le fonctionnement que pourrait prendre l'injection d'électricité par un VE branché sur une borne publique. De la même manière, l'ensemble des données nécessaires au développement du V2G ne sont pas mises à disposition par les constructeurs (état de santé de la batterie, état de charge du véhicule, capacité de la batterie). L'article 20.a de la directive RED3 comporte plusieurs dispositions visant à assurer le partage de ces données et ainsi à permettre la mise en place du V2G.

2.2.3. La nécessité d'aller plus loin en matière de standardisation des échanges de données entre tous les acteurs

Dans ce contexte, une standardisation des échanges de données relatives à la flexibilité entre toutes les parties permettra de :

- renforcer la sécurité des échanges entre les différents acteurs, afin de garantir la fiabilité et la confidentialité des données circulant dans l'écosystème énergétique ;
- réduire les coûts et les délais de développement, ainsi que les charges liées à la maintenance et à l'évolution des interfaces, dans une logique d'efficacité économique et technique ;

⁶⁵ Dans ce cadre, l'exemple de l'Allemagne est à citer. Depuis le 1^{er} janvier 2024, l'article 14a de l'EnWG (loi allemande sur l'industrie énergétique) impose que tout appareil de consommation résidentielle d'une puissance nominale supérieure à 4,2 kW (tels que bornes de recharge pour véhicules électriques, pompes à chaleur ou appareils de chauffage électrique) soit installé et configuré de manière à permettre à l'opérateur de réseau de distribution local de réduire temporairement sa puissance en cas de risque imminent de surcharge du réseau. En contrepartie, une réduction de la redevance réseau est accordée aux utilisateurs.

⁶⁶ La phase 1 (achevée fin 2024) a porté sur les appareils électroménagers, de chauffage et de climatisation. Les fabricants signataires se sont engagés à développer au moins un produit compatible avec l'ontologie SAREF/SAREF4ENER, reconnue par l'ETSI, et alignée avec la norme EN 50631. La phase 2, lancée en 2024, élargit le champ aux batteries, onduleurs photovoltaïques, bornes de recharge et systèmes CVC sur la base d'une architecture centrée sur le gestionnaire d'énergie (HEMS) pour assurer l'interopérabilité et la gestion transverse de l'énergie (norme IEC 63402).

- améliorer l'interopérabilité des systèmes, en favorisant le découplage du partage des données et la mise en place de standards ouverts, condition *sine qua non* pour une coordination fluide entre acteurs et une intégration optimale des services.

Recommandation n° 2 : Standardiser les échanges de données relatives à la flexibilité entre toutes les parties (client, équipementier, agrégateur, responsable d'équilibre, fournisseur, gestionnaires de réseaux, opérateur d'effacement, etc.) pour un parcours client optimisé et ouvert

L'objectif est de permettre au client final de disposer d'outils simples afin de maintenir à jour le paramétrage de ses dispositifs techniques de gestion de l'énergie et des flexibilités, en standardisant et en automatisant les échanges de données numériques.

2a : Créer une *task force* française structurée pour appuyer le travail engagé par l'Union européenne sur la structuration des échanges de données relatives à la flexibilité et pour faciliter sa diffusion auprès de tous les acteurs concernés (gestionnaires de réseaux, fournisseurs, opérateurs de flexibilité, constructeur d'équipement) présents sur le marché France.

2b : Mettre en place une information codifiée permettant de caractériser les calendriers fournisseurs pour les rendre exploitables en *machine-to-machine* dans le cadre de la Télé-Information Client (TIC) standard⁶⁷.

2c : Amplifier la sensibilisation des clients sur l'intérêt de l'abonnement au service de courbe de charge et engager des travaux avec la DGEC et la CNIL pour faciliter leur enregistrement (enregistrement automatique par défaut des données de consommation en laissant la possibilité au consommateur de s'opposer (*opt-out*)⁶⁸.

2d : Mettre à disposition des équipements du client final l'ensemble des informations des contrats de fourniture et/ou d'agrégation, dont les tarifs associés⁶⁹. Ce partage des données tarifaires a déjà été appelé dans le rapport de recommandations de la CRE dans le cadre du déploiement de la mobilité électrique⁷⁰. La transmission de ces données devra faire l'objet d'une demande explicite du client, respecter la confidentialité de ces informations commercialement sensibles pour les opérateurs de flexibilité et être exploitable facilement pour un usage programmé. Garantir cet accès est essentiel au développement des flexibilités dynamiques, notamment par pilotage automatique décidé par le consommateur.

⁶⁷ Le fournisseur TotalEnergies n'est pas favorable à cette recommandation.

⁶⁸ Enedis n'est pas favorable à la solution d'*opt-out*. Elle conduirait à devoir faire remonter systématiquement la quasi-intégralité des courbes de charge et nécessiterait donc des développements SI et sur la chaîne communicante encore plus importants, qui paraissent disproportionnés s'ils ne répondent pas à un besoin réel du client et si les courbes de charges remontées ne sont pas utilisées. Par ailleurs, cette évolution pourrait s'effectuer sans coût autres que l'évolution des pratiques des fournisseurs dans le renommage des noms des libellés transmis à Enedis si elle s'applique uniquement aux futures nouvelles offres des fournisseurs, mais induirait des coûts spécifiques de reprogrammation si elle devait concerner les contrats existants. Cela supposerait un encadrement des informations transmises par les fournisseurs au gestionnaire de réseaux de distribution

⁶⁹ Les fournisseurs EDF, Engie et TotalEnergies ne sont pas favorables à cette recommandation, car ils considèrent que le partage de l'ensemble des informations des contrats n'est pas nécessaire : en effet, les contrats de court terme sont soit résiliables sans préavis, soit signés pour 1 à 5 ans maximum. Ainsi, un client souhaitant développer de la flexibilité peut aisément définir les modalités pratiques pour lui et adapter ensuite son contrat selon ses besoins. Il n'y a pas d'intérêt à partir du contrat existant pour définir une offre optimisant la flexibilité du client. Au contraire, cette façon de faire peut induire un transfert de valeur entre le fournisseur et un autre acteur de flexibilité en raison des déséquilibres induits et partiellement compensés dans la courbe de charge du client. Ainsi, dans 95 % des cas en résidentiel et 90 % des cas hors résidentiel, le contrat client est simple (ex. un seul prix annuel ou quelques postes de prix dans l'année, comme HP/HC et été/hiver). Le client peut alors aisément injecter ses informations dans le système de pilotage retenu (BACS, HEMS, etc.). Lorsque le contrat est plus sophistiqué, le signal pertinent pour le pilotage est le *spot* (ou à un signal encore plus court terme, comme l'*intraday*). Ce signal est public. Par exemple, pour un contrat « *grands clients bloc + spot* », le signal *spot* est suffisant pour piloter les usages ; il n'y a aucune raison et aucun intérêt à ce que le fournisseur communique le prix du bloc à une plateforme. Aussi et dans tous les cas, la mise à disposition systématique des informations contractuelles avec les risques associés paraît inadaptée alors qu'elle comporte des risques et des coûts associés. Le fait que les contrats clients soient évolutifs et potentiellement complexes (jours spécifiques signalés par le client avec une tarification spéciale, etc.) est source de complexité, de coûts et de risque.

⁷⁰ CRE, Rapport sur « *Les recommandations de la CRE pour accompagner le déploiement de la mobilité électrique* », Décembre 2023, p.10.

2e : Évaluer le partage réel des données nécessaires à la flexibilité dans des conditions équitables, raisonnables et non-discriminatoires et leurs modalités de transmissions (plateforme, compteur, API, etc.) par une enquête annuelle des organisations professionnelles (UFE, Iignes, Gimelec, Luciole, etc.) remise à la CRE.

Recommandation n° 3 : Massifier le nombre d'équipements pouvant contribuer à la flexibilité de la demande grâce à des incitations sous conditions, une généralisation des systèmes de gestion d'énergie et la création de repères pour les consommateurs

Compte tenu du rythme lent d'évolution du parc installé, il est nécessaire d'engager dès à présent des orientations structurantes afin de saisir l'opportunité de constituer progressivement un parc d'équipements contribuant à la flexibilité de la demande.

3a : Conditionner les dispositifs d'incitation des équipements à fort enjeu y compris pour l'électrification des procédés industriels (subventions, bonus écologique, TVA réduite, CEE, etc.) à l'intégration de capacité de pilotabilité (communication et de modulation).

3b : Suivre et accompagner le déploiement des BACS et HEMS, afin de doter progressivement le parc de bâtiment d'une capacité de gestion locale de l'énergie permettant d'optimiser les coûts et l'accès aux gisements de flexibilité.

3c : Prioriser à court et moyen terme le pilotage de la recharge (V1G) des véhicules électriques. La recharge réversible (V2X) nécessite encore des avancées réglementaires, techniques et économiques pour devenir pertinente à grande échelle, notamment sur la valorisation de l'énergie injectée et la sécurité électrique.

3d : Définir pour le bâtiment un indicateur repère permettant d'informer des non-sachant sur la forme de sa courbe de charge et sa capacité intrinsèque à « *consommer mieux* ».

2.3. Protéger la cybersécurité et la souveraineté du système électrique dans le contexte d'une multiplication des équipements électriques connectés

2.3.1. Les risques associés à la connectivité

Le rapport « *Solutions for PV Cyber Risks to Grid Stability* » de SolarPower Europe publié en avril 2025 a suscité une prise de conscience majeure quant aux **vulnérabilités des équipements connectés dans les réseaux électriques**⁷¹. Certains dispositifs, tels que les onduleurs photovoltaïques, s'avèrent particulièrement critiques. Massivement déployés pour raccorder plus de 200 GW de capacités solaires en Europe, ces équipements sont souvent connectés à Internet et pilotés *via* des infrastructures « *cloud* » situées hors de l'Union européenne. Cette configuration confère à des acteurs étrangers un levier potentiel de contrôle sur une partie significative de la production et de la consommation distribuées.

Des cas avérés, comme la **présence de fonctionnalités cachées**, dans les maillages de la technologie permettant la remontée de données vers des opérateurs chinois et l'activation à la demande de programmation dormante à même de donner des ordres aux équipements dans un but de guerre ou d'attaque. Cet exemple illustre la **gravité des risques pour la sécurité et la souveraineté énergétique**.

Plus généralement, **les équipements ont un impact mineur pris individuellement, mais l'ensemble cumulé de ces dispositifs offre une surface d'attaque considérable pour les réseaux électriques**. Les vecteurs d'intrusion sont multiples, allant des véhicules électriques en phase de recharge aux commandes vocales activant le chauffage, en passant par les systèmes de stockage par batteries. Cette diversité et l'aspect diffus accroît la complexité de la sécurisation des infrastructures énergétiques

⁷¹ Cf. https://api.solarpowereurope.org/uploads/SPE_2025_Solutions_for_PV_Cyber_Risks_to_Grid_Stability_032dc2ae5a.pdf?updated_at=2025-04-29T07:11:32.315Z

d'autant que les équipements sont fréquemment installés sans contrôle préalable, parfois directement par les consommateurs eux-mêmes, ce qui accentue les risques.

L'enjeu de la **cybersécurité** est critique dans un contexte où les attaques d'ampleur peuvent provenir de plusieurs sources, qu'elles soient étatiques ou non étatiques, dans un but de chantage ou dans un objectif d'ingérence.

Pour répondre à ces menaces systémiques dans un contexte de numérisation croissante des infrastructures énergétiques, le nouveau cadre réglementaire européen apporte des réponses en responsabilisant les fabricants et en harmonisant les pratiques de sécurisation des entreprises. **La directive 2022/2555 concernant des mesures destinées à assurer un niveau élevé commun de cybersécurité dans l'Union européenne, communément appelée NIS2, dont la transposition est en cours en France**, imposera aux opérateurs de services essentiels et à leurs sous-traitants des obligations strictes en matière de gestion des risques, de détection des incidents et de résilience opérationnelle.

Le *Cyber Resilience Act* (CRA), applicable à partir de 2027, introduit des exigences de cybersécurité dans la construction des produits connectés, afin de garantir un niveau homogène de protection sur le marché européen. Les travaux l'*European Stakeholder Committee for Cybersecurity in Electricity Sector* portés par l'ACER pourront compléter, le cas échéant, ce cadre européen.

Ces nouvelles exigences ne portent pas sur le parc existant d'équipements qui ne répondent pas par essence aux exigences du *Cyber Resilience Act*.

2.3.2. Des points de vulnérabilité du système électrique français

Le renforcement de la résilience du système électrique français impose d'identifier et de traiter **trois points de vulnérabilité majeurs** : la disponibilité des flux d'informations météorologiques, la maîtrise des dépendances technologiques et matérielles, et la souveraineté des services *cloud*.

La **disponibilité des flux d'informations météorologiques** constitue un élément central des anticipations des acteurs du système électrique, conditionnant leurs choix opérationnels. Elles reposent sur des échanges de données entre administrations de différents pays. Aux États-Unis, la réduction récente des crédits alloués à la NOAA (*National Oceanic and Atmospheric Administration*) pourrait menacer ces flux d'informations. Des tensions diplomatiques laissent craindre un affaiblissement de cette coopération, susceptible d'affecter la qualité des prévisions en France. Nos capacités d'observation satellitaire, notamment en outre-mer, fonctionnent en complément des données fournies par des satellites américains : sans cette contribution, la précision des informations disponibles serait significativement réduite.

La **disponibilité technologique concerne à la fois les batteries, mais aussi les dispositifs de connectivité nécessaires aux différents équipements consommateurs, incluant les semi-conducteurs avancés (< 10 nm)**, dont la production est concentrée chez des acteurs extracommunautaires tels que les États-Unis, Taïwan et la Corée du Sud. Cette situation représente une vulnérabilité critique pour la souveraineté technologique européenne. Parallèlement, la **chaîne d'approvisionnement des batteries**, notamment pour les systèmes stationnaires à technologie LFP, est fortement tributaire des dynamiques géopolitiques. La Chine exerce un contrôle prépondérant sur les matières premières stratégiques (Lithium, Nickel, Cobalt, Manganèse), accentuant la dépendance européenne.

Pour atténuer ce risque, l'Union européenne a adopté en 2024 le *Critical Raw Materials Act* (CRM Art), fixant des objectifs ambitieux à l'horizon 2030 : extraction locale de 10 % des besoins, transformation de 40 % et recyclage de 25 %. De même, le *European Chips Act* (Règlement UE 2023/1781) vise à renforcer la production de semi-conducteurs sur le sol européen et à atteindre 20 % de la part mondiale d'ici 2030.

Pour répondre aux enjeux de cybersécurité, notamment de nombreux acteurs européens choisissent d'avoir recours aux *hyperscalers* américains (Amazon AWS, Microsoft Azure, Google Cloud), qui détiennent près de 70 % du **marché européen du cloud**. Cette situation génère des tensions entre la protection des données (RGPD, NIS2, DORA) et l'extraterritorialité du *Cloud Act* américain, qui permet aux autorités US d'accéder aux données stockées dans des *data centers* européens, si le fournisseur est américain.

Recommandation n° 4 : Consolider la cybersécurité pour protéger le système électrique français dans le contexte d'une multiplication des équipements électriques connectés

4a : Examiner la possibilité de renforcer les obligations (Grid Code Cyber, CRA, NIS2) pesant sur les dispositifs technologiques diffus et raccordés aux réseaux électriques (tels que les onduleurs, véhicules électriques, compteurs, gestionnaires d'énergies, stockages, *etc.*) pour éviter la création de nouvelles dépendances systémiques à des puissances hors UE. Adapter ces mesures aux installations futures, mais également à la base déjà installée.

4b : Examiner la possibilité, d'une part, d'imposer aux installateurs de matériels d'obtenir la transparence sur les services *web* et *clouds* utilisés par les dispositifs qu'ils installent et, d'autre part, d'interdire le raccordement de produits pilotables par des *clouds* détenus et hébergés par des entreprises hors-UE.

4c : Envisager d'étendre les modalités d'exercices de crise cyber de grande ampleur pour vérifier la résilience du système énergétique, en intégrant dans l'analyse de risque le périmètre des Opérateurs d'Importance Vitale (OIV), mais également celui des consommateurs et producteurs distribués raccordés aux infrastructures publiques.

Concrètement un groupe de travail pluridisciplinaire, associant régulateurs (CRE, ANSSI), opérateurs de réseaux (RTE, Enedis et les ELD), représentants d'équipementiers (Gimelec, Ignes, *etc.*) et experts en cybersécurité, pourrait être chargé de ces actions avec la remise d'un rapport dans les 12 à 18 mois.

Conclusion

La conduite des réseaux d'électricité et la gestion des écarts entre l'offre et la demande dans le système électrique n'ont jamais été simples. Dans un contexte de montée en charge des énergies renouvelables (éolien et photovoltaïque, notamment) et de menaces sur les systèmes d'information, elle risque de devenir encore plus compliquées à moyen-long terme à l'horizon 2040.

L'enjeu va notamment consister à coordonner les actions de nombreux acteurs hétérogènes et décentralisés, qui appartiennent au secteur de l'énergie, de la finance, de l'industrie, du numérique ou de la cybersécurité.

Les gains économiques associés pourront être significatifs, comme les analyses de quelques modèles d'affaires dans ce rapport le suggèrent, en évitant par exemple des investissements lourds dans des moyens de pointe et en contribuant à la sobriété énergétique.

Comme dans tout équilibre de coordination, la puissance publique aura un rôle à jouer pour mettre en place un cadre réglementaire et économique qui incitent les agents privés à rechercher et construire cette coordination et, quand cela sera nécessaire, fixer des règles communes pour organiser ladite coordination.

Le présent rapport, qui n'avait pas l'ambition d'apporter des réponses à toutes les questions soulevées par son sujet – tâche qui aurait été redoutable – s'est donc attaché à formuler des recommandations bien ciblées et concrètes sur des points qui constitueront dans les années à venir des passages obligés pour une gestion dynamique efficace des équilibres offre/demande dans le système électrique.

Annexe 1 – Cadrage de la mission

Le contexte lors du lancement du groupe de travail (note de cadrage de la CRE)

Le groupe de travail avait pour ambition d'analyser les conditions nécessaires à la gestion dynamique des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande dans les systèmes d'énergie, notamment d'électricité, dans le contexte de la transition bas-carbone. Ses travaux devaient aborder les aspects techniques, économiques et sociétaux liés aux méthodes de gestion de la consommation ou de la production pour formuler des recommandations concrètes à adopter.

Le Pacte vert européen vise à rendre l'Europe neutre pour le climat d'ici à 2050. Sa déclinaison nationale, la Stratégie nationale bas-carbone (SNCB), propose une feuille de route fondée sur la sobriété et l'efficacité énergétique, le développement des sources renouvelables d'énergie et l'électrification des usages. Ces solutions sont les piliers de la stratégie nationale et européenne de décarbonation.

Cette stratégie misant sur l'électrification des usages, accompagnée du vieillissement du parc nucléaire historique, a été à l'origine de l'accélération du déploiement des Énergies renouvelables (EnR). La variabilité induite par ces moyens de production provoque des difficultés pour la stabilité du réseau, en induisant des pointes et des creux de production. Les pics de consommation et les échanges aux interconnexions mettent aussi en difficulté le réseau, et sont, sauf hasard, décorrélés des pointes de production.

En 2018, un rapport du Comité de prospective de la CRE avait abordé la question de la flexibilité et du stockage sur les réseaux d'énergie à l'horizon 2030. Il étudiait en particulier les modèles d'affaires de trois technologies alors émergentes de stockage d'électricité : le stockage par batteries, les technologies de type *Power-to-gas* (PtG) et le développement à grande échelle des véhicules électriques et leur utilisation dans le cadre du *Vehicle-to-grid* (V2G).

Le groupe de travail avait comme objectif d'actualiser le précédent rapport avec des données et technologies plus récentes sur les trois modèles d'affaires précités et en se projetant à l'horizon des années 2040, mais aussi et surtout d'aborder la gestion plus large des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande d'énergie et les nouvelles thématiques associées.

Le périmètre de la mission du groupe de travail

Le groupe de travail devait étudier et proposer les conditions de gestion efficace, actuelles et futures, des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande et notamment :

- i) Identifier la genèse des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande dans les systèmes d'énergie et notamment d'électricité, évaluer leur prévisibilité et leur coût ; comparer les caractéristiques des pointes de production générées par l'énergie éolienne et le solaire.
- ii) Envisager les moyens de production bas-carbone nécessaires pour le passage des pointes de consommation (adaptation des turbines à combustion (TAC) et des centrales au gaz à cycle combiné (CCGT) à l'hydrogène (H₂) ou avec du captage du dioxyde de carbone (CO₂), au biométhane ou au biocarburants, etc.).
- iii) Mettre à jour les analyses des modèles d'affaires du rapport du Comité de prospective de 2018 (batteries stationnaires, *Power-to-gas*, *Vehicle-to-grid*) et les compléter avec une étude : a) de l'influence effective des capacités d'effacement sur les nouveaux équilibres entre l'offre et la demande ; b) de l'efficacité du signal prix sur ces déséquilibres.
- iv) Étudier dans quelle mesure le phénomène de prix négatif sur les marchés de gros est susceptible de rétroagir sur les nouveaux équilibres entre l'offre et la demande.
- v) Le cas échéant, aborder à la résilience des systèmes d'énergie (et notamment d'électricité) en cas d'événements météorologiques extrêmes, de catastrophes naturelles, d'actes de malveillance ou de défaillances, et la capacité à anticiper ces événements extrêmes.

Les objectifs du groupe de travail

Les réflexions du groupe de travail se placent dans un horizon de temps long, et donne lieu à un rapport qui a été soumis au Conseil scientifique pour approbation, puis au Collège de la CRE, dont l'ambition première était de faire preuve de pédagogie sur les enjeux associés à la gestion dynamique des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande d'énergie.

Les rapports de la Prospective de la CRE ont vocation à « éclairer » le débat public sur les grands enjeux énergétiques, à destination des décideurs politiques et économiques, mais également des citoyens qui s'y intéressent, des acteurs du monde académique et de la recherche, etc. La temporalité considérée dans les rapports de la Prospective de la CRE se situe généralement à un horizon de 15 à 20 ans. Il était proposé de retenir une vision de la gestion des pointes sur les réseaux d'énergie à l'horizon 2040 avec des recommandations pour des points de passage intermédiaires.

Le groupe de travail devait proposer un certain nombre de recommandations, à court et long terme, pour les acteurs nationaux et les pouvoirs publics, afin de favoriser la gestion dynamique des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande d'énergie.

En revanche, le groupe de travail n'avait pas pour mission de développer de nouvelles réflexions sur les scénarios de mix énergétique à long terme, qui font déjà l'objet de nombreux rapports prospectifs.

La gouvernance et le cadre général des travaux

Chaque groupe de travail mené par la Prospective de la CRE est gouverné par une co-présidence paritaire, composée de deux personnalités qualifiées, externes à la CRE, gages d'indépendance, comme ce qui a été fait et salué lors des précédentes saisons du Comité de prospective. Le rapport final est à la signature des co-présidents qui se sont efforcés de considérer la diversité des approches et des sensibilités au sein du groupe de travail.

C'est dans ce contexte, que la Présidente de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) **Madame Emmanuelle WARGON** a demandé à la fin de l'année 2024 à **Madame Anne-Sophie PERRISSIN-FABERT**, Déléguée Générale d'Ignes, et à **Monsieur Frédéric GONAND**, Professeur d'économie à l'Université Paris Dauphine-PSL, de co-présider ce groupe de travail sur « *la gestion dynamique des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande dans les systèmes d'énergie bas-carbone* ».

Aux côtés des deux co-présidents, des personnalités particulièrement investies sur les sujets de l'équilibre entre l'offre et la demande, du stockage d'énergie et de l'analyse de modèles économiques, **Monsieur Rodolphe de BEAUFORT**, Délégué Général adjoint, Délégué Énergies au Gimélec et **Monsieur Nicolas GOLDBERG**, Responsable du Pôle énergie de Terra Nova et Associé chez Colombus Consulting, ont été chargées de contribuer au pilotage du groupe de travail : elles ont été consultées pour l'organisation des travaux et ont contribué de façon privilégiée aux réflexions et arbitrages importants sur les orientations générales du rapport.

Les deux co-présidents étaient accompagnés d'une rapporteure indépendante qui assurait une fonction de Secrétaire générale, responsable de la rédaction des comptes-rendus des séances et des différents rapports (intermédiaire et final). **Madame Stéphanie OLTRA-ORO**, Conseillère maître, Troisième Chambre à la Cour des comptes, a assuré cette fonction au sein du groupe de travail sur les pointes.

Les membres du Collège, les services de la CRE et une centaine de membres provenant du secteur de l'énergie et de diverses filières ont participé aux travaux de la Prospective de la CRE. Dans le cadre de ce groupe de travail sur la gestion dynamique des nouveaux équilibres entre l'offre et la demande dans les systèmes d'énergie bas-carbone, des industriels, *start-ups*, acteurs publics, entreprises privées, académiques, associations, administrations, se sont réunis pour échanger sur le sujet (cf. liste des participants, voir ci-dessous).

Le lancement officiel du groupe de travail, le 14 février 2025, a donné suite à une saison complète de travaux et de rencontres (à hauteur d'environ une session plénière par mois à la CRE et/ou en visioconférence), de mars 2025 à décembre 2025. Le projet de rapport a fait l'objet d'une présentation au Conseil scientifique de la CRE, le 16 janvier 2025, qui l'a approuvé.

Annexe 2 – Liste des travaux Prospectifs de la CRE

Thème du groupe de travail	Co-Présidents	Date de publication
L'impact de la mobilité propre sur le mix énergétique	Olivier APPERT (Délégué général de l'Académie des technologies) Olivier PEROT (Président de France Énergie Éolienne)	Juillet 2018
La flexibilité et le stockage sur les réseaux d'énergie d'ici les années 2030	Frédéric GONAND (Professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine) Ghislain LESCUYER (Membre du Comité de Direction générale du Gimélec)	Juillet 2018
Les consommateurs d'énergie et la transformation numérique	Cécile MAISONNEUVE (Présidente de La Fabrique de la Cité) Jean BERGOUGNOUX (Président d'Équilibre des énergies)	Juillet 2018
Le verdissement du gaz	Olivier APPERT (Membre de l'Académie des technologies) Philippe MAUGUIN (Président Directeur général de l'Institut national de la recherche agronomique)	Juillet 2019
La transition énergétique dans les territoires : nouveaux rôles, nouveaux modèles	Frédéric GONAND (Professeur d'économie à l'Université Paris-Dauphine) Bernard BOUCAULT (Préfet de région honoraire)	Octobre 2019
Donner du sens aux données du consommateur	Cécile MAISONNEUVE (Présidente de La Fabrique de la Cité) Fabien CHONÉ (Co-fondateur de Direct Énergie)	Décembre 2019
Les énergies marines	Hugh BAILEY (Directeur général de General Electric France) Marc LAFOSSE (Président d'Énergie de la Lune et Président de la Commission Énergie Marine du Syndicat des énergies renouvelables)	Juin 2021
Transition énergétique dans les territoires : nouvelles villes, nouveaux réseaux	Bernard BOUCAULT (Préfet honoraire de région) Claude ARNAUD (Président de l'Institut de Recherche & Développement Efficacity)	Juin 2021
L'aval compteur : pour un développement des services de pilotage au profit des consommateurs et de la performance du système électrique	Cécile MAISONNEUVE (Présidente de La Fabrique de la Cité) Fabien CHONÉ (Co-fondateur de Direct Énergie et Président de Fabelsi)	Juin 2021

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

Le vecteur hydrogène	Olivier APPERT (Membre de l'Académie des technologies) Patrice GEOFFRON (Professeur de Sciences économiques à Paris-Dauphine et Directeur du Centre de géopolitique de l'énergie et des matières premières)	Juin 2021
La biomasse et la neutralité carbone	Monique AXELOS (Directrice scientifique à l'Institut national de recherche pour l'agriculture, l'alimentation et l'environnement) Patrice GEOFFRON (Professeur d'économie à l'Université Paris Dauphine-PSL)	Mars 2023
L'électrification des usages	Jean-Michel GLACHANT (Directeur de la <i>Florence School of Regulation</i>) Hélène MACELA-GOUIN (Vice-Présidente <i>Secure Power</i> de Schneider Electric France)	Mars 2023
La confiance dans les nouveaux services énergétiques	Céline JULLIEN (Économiste, spécialiste de l'engagement citoyen) Philippe MONLOUBOU (ancien Président du Directoire d'Enedis)	Mars 2023
Le pilotage des bâtiments tertiaires	Laurent BATAILLE (Président de Schneider Electric France) Emmanuelle WARGON (Présidente de la Commission de régulation de l'énergie)	Septembre 2023
Le captage et la chaîne de valeur du dioxyde de carbone (CCUS)	Manoelle LEPOUTRE SAINT M'LEUX (Vice-Présidente de l'Académie des technologies) Jean-Michel GLACHANT (Président de l'Association internationale des économistes de l'énergie (AIEE) et ancien Directeur de la <i>Florence School of Regulation</i>)	Septembre 2024
L'insertion des petits réacteurs modulaires (SMR/AMR) dans les systèmes énergétiques	Anne-Marie CHOHO (Directrice Générale de SETEC) François LÉVÊQUE (Professeur d'économie à Mines Paris-PSL)	Septembre 2025

Travaux de la Prospective de la CRE en cours

S'inspirer pour accélérer la transition énergétique dans les territoires	Joël GIRAUD (Ancien Ministre de la Cohésion des territoires et des Relations avec les collectivités territoriales et ancien Député) Olivier LOIZEAU (Directeur Général de Vendée Énergie et Président d'Atlansun)
--	--

Annexe 3 – Liste des participants et intervenants

Plusieurs participants ont pu changer de fonctions ou d'entités entre le lancement des travaux et la restitution publique du rapport⁷².

Liste des participants de la gouvernance⁷³

Rodolphe	de BEAUFORT	Gimelec	Didier	LAFFAILLE	CRE
Arnaud	DIETRICH	CRE	Adrien	MANCHON	CRE
Nicolas	GOLDBERG	Colombus Consulting	Stéphanie	OLTRA-ORO	Cour des comptes
Frédéric	GONAND	Paris Dauphine-PSL	Anne-Sophie	PERRISSIN-FABERT	Ignes

Les membres du Collège de la CRE (Anthony CELLIER et Ivan FAUCHEUX) ont assisté également aux travaux de la gouvernance.

Liste des membres invités à participer au groupe de travail

Théo	ANDRÉ	France Renouvelables	Vincent	LALY	ATEE
Olivier	APPERT	Académie des technologies	Yoann	LARGIER	Neoen
Claude	ARNAUD	CFA Conseil	Aurélien	LECAILLE	NaTran
Mouhamadou	BA	ATEE	Géry	LECERF	AFIEG
Benjamin	BAILLY	Voltais	Frédéric	MAISON	Consuel
Guillaume	BENOIT	ELE	Quentin	MAÎTRE	DREEV
Romain	BENQUEY	Tiko Energy Solutions	Alexis	MASSE	GRDF
Isabelle	BETTAN	GRDF	Joe	MATTA	Renault
Bénédicte	BOONE	Enedis	Nourallah	MELLITI	GRDF
Philippe	BOUCLY	France Hydrogène	Caroline	MEUNIER	TotalEnergies
Gilles	BOUYER	Alpiq	Yann	MICHEL	Météo-France
Patrice	BRUEL	EDF	Jerome	MICHEL	Energy Traders Europe
Grégory	BUGLER	Teréga	Laurent	MOCHÉ	Edenkia

⁷² Par convention, c'est l'entité en début des travaux de la Prospective qui est retenue.

⁷³ Un stagiaire a également participé à l'animation et au fonctionnement du groupe de travail de la Prospective de la CRE : **Lucas PUGLISI**, élève ingénieur à l'école Centrale de Lyon (janvier 2025 – mai 2025).

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

Guillaume	BULLIER	Tesla Energy France	Xavier	MOREAU	Nuvve
Julien	CABRERA	TotalEnergies	Clara	OLIVEIRA	Yélé
Jean-Marie	CARRIÈRE	Météo-France	Camille	PAILLARD	IEA
Romain	CHAUVET	NW Groupe	Aurélien	PAILLARD	DGEC
Florian	CHAVALLIER	Engie Solutions Hydrogène	Romane	PETIT	ANODE
Alice	CHICHE	NaTran	Nicolas	PEUGNIEZ	NaTran
Jennifer	CORRADI	Energy Pool	Yannick	PEYSSON	IFPEN
Damian	CORTINAS	ENTSO-E	Aurélié	PICART	NSE – CSF
Jérémie	COSTE	Energy Pool	Jonathan	POISSON	TotalEnergies
Joel	COUSE	IEA	Stéphane	RADUREAU	GazelEnergie
Marc	DANDO	ANODE	Didier	REBISCHUNG	UNELEG
Solène	DENIER	Stellantis	Julie	REY-CAMET	ATEE
Stefan	DOERIG	Tiko Energy Solutions	Christophe	RODRIGUEZ	IFPEB
Adeline	DUTERQUE	NaTran	Alexandre	ROESCH	SER
Thibault	ENJALBERT	DGEC	Gilles	ROLLET	EDF – DSG
Nicolas	FONDRAZ	ATEE	Andreas	RÜDINGER	IDDR1
Tibaut	FOTSO	ATEE	Elika	SAÏDI-CHALOPIN	Consuel
Timothée	FUROIS	Enedis	Michael	SALOMON	Clean Horizon Consulting
Coline	GAILLEUL	Energy Traders Europe	Virginie	SCHWARZ	Météo-France
Philippe	GEIGER	CGE	Clément	SERVANT	TotalEnergies
Jean-Michel	GLACHANT	AIEE	Nicolas	SEYTIER	Voltalia
Cyril	GRIGNON	ANODE	Damien	SIESS	EDF – DR
Benjamin	HAAS	Engie	Corentin	SIVY	QEnergy
Jean-Pierre	HAUET	EdEn	Marcin	SKOWRON	Air Liquide
Isabelle	HOYAUX	Consuel	Milène	STERVINO	EDF – DOAAT
Yannick	JACQUEMART	RTE	Corinne	THEVENIAU	Enedis
Camille	JAFFRELO	GazelEnergie	Mattias	VANDENBULCKE	France Renouvelables
Thibault	JANVIER	Yélé	Éva	VANDEST	Amarenco
Frédéric	JOBERT	NW Groupe	Nicolas	VARLET	EDF – DOAAT

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

Jean-Christophe	KERDELHUE	NW Joule	Philippe	VASSILOPOULOS	Epex spot
Saïd	KHELOUFI	NaTran	Jean-Christophe	VISIER	CSTB
Églantine	KUNLE	NaTran	Bertrand	WALLE	UNIDEN
Romain	LABAT	Alpiq			

Liste des intervenants

Benjamin	BAILLY	<i>Head of Markets, Products, Data & Innovation</i> chez Voltalis
Romain	BENQUEY	<i>Regulatory and public affairs specialist</i> chez Tiko Energy Solutions
Adèle	BOMMIER	Responsable de la Division Énergie chez Météo-France
Anouar	BOUALLAGA	<i>Flexibility Solution design</i> chez TotalEnergies
Grégory	BUGLER	<i>Manager of Strategy and Market Analysis Team</i> chez Teréga
Alice	CHICHE	Chargée de mission stratégie au sein du Pôle Stratégie du Secrétariat Général de NaTran
Rodolphe	de BEAUFORT	Délégué Général adjoint, Délégué Énergies du Gimélec
Louis	de LÉPINAU	<i>Head of innovation</i> au sein de la Division Charging Services chez TotalEnergies
Lukas	DEHN	<i>Expert European Power Derivatives</i> chez European Energy Exchange (EEX)
Lukas	DEMANGE	<i>Policy Advisor</i> chez European Energy Exchange (EEX)
Willy	DEVAUX	Chargé de mission stratégie au sein du Pôle Stratégie du Secrétariat Général de NaTran
Benoît	ESNAULT	Chef du Département Interconnexions et réseaux européens au sein de la Direction des réseaux de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)
Vincent	FORTANIER	Chef du Département Couplage et équilibrage au sein de la Direction des réseaux de la Commission de régulation de l'énergie (CRE)
Tibaut	FOSTO	Délégué Général du club <i>Power-to-Gas</i> à l'Association Technique Énergie Environnement (ATEE)
Timothée	FUROIS	Directeur Programme Flexibilités chez Enedis
Coline	GAILLEUL	<i>Electricity Policy Associate</i> chez Energy Traders Europe
Benjamin	HAAS	Directeur Régulation France chez Engie
Christophe	GUYARD	Directeur Stratégie et relations institutionnelles de Delta Dore
Yannick	JACQUEMART	Directeur transformation de l'exploitation du système électrique et intégration des flexibilités chez Réseau de Transport d'Électricité (RTE)
Saïd	KHELOUFI	Responsable filière <i>power-to-methane / e-methane</i> chez NaTran
Olivier	LIGNEUL	Directeur cybersécurité du Groupe EDF
Pierre-Laurent	LUCILLE	Chef Économiste chez Engie

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

Quentin	MAÎTRE	<i>Chief Strategy & Development Officer</i> chez DREEV
Sébastien	MEUNIET	Vice-Président Relations institutionnelles d'ABB France
Yann	MICHEL	Responsable du département Contrôle, Monitoring, Production et Adaptations Statistiques chez Météo-France
Anne-Sophie	PERRISSIN-FABERT	Déléguée Générale d'Ignes
Yannick	PEYSSON	<i>R&D Program manager</i> chez IFP Énergies Nouvelles
Jonathan	POISSON	Ingénieur Économie et Régulation Senior chez TotalEnergies
Gilles	ROLLET	Directeur de programme Excellence Opérationnelle chez EDF
Oliver	SARTOR	<i>Chief Economist</i> chez Voltalis
Damien	SIESS	Direction Régulations au Secrétariat Général d'EDF
Cyprien	VIDELAINE	<i>Flexibility manager</i> chez Tilt Energy
Charles	WEYMULLER	Chef Économiste du Groupe EDF

Glossaire, abréviations et acronymes

AA-CAES	<i>Advanced Adiabatic Compressed Air Energy Storage</i> (Stockage d'énergie par air comprimé adiabatique avancé)
ACV	Analyse du cycle de vie
Ademe	Agence de la transition écologique
AFIR	<i>Alternative Fuels Infrastructure Regulation</i> (Réglementation des infrastructures pour les carburants alternatifs)
aFRR	<i>Automatic Frequency Restoration Reserve</i> (Réserve secondaire)
AIE	Agence internationale de l'énergie
AIEE	Agence internationale des économistes de l'énergie
API	<i>Application programming interface</i> (Interfaces de programmation applicative)
ARENH	Accès régulé à l'électricité nucléaire historique
ATRD	Tarif péréqué d'utilisation des réseaux publics de distribution de gaz naturel
ATRT	Accès des tiers aux réseaux de transport de gaz naturel
BACS	<i>Building Automation & Control System</i> (Système d'automatisation et de contrôle des bâtiments)
BESS	<i>Battery Energy Storage System</i> (Système de stockage d'énergie par batterie)
BT	Basse tension
CAPEX	<i>Capital expenditure</i> (Dépenses d'investissement)
CCGT	Centrale au gaz à cycle combiné
CEE	Certificats d'économie d'énergie
CfD	<i>Contracts for difference</i> (contrats pour la différence)
CNIL	Commission nationale de l'informatique et des libertés
CO ₂	Dioxyde de carbone
CRA	<i>Cyber Resilience Act</i> (Règlement sur la cyberrésilience)
CRE	Commission de régulation de l'énergie
CSPE	Charges de service public de l'électricité
DDADUE	Diverses dispositions d'adaptation au droit de l'Union européenne (Loi du 30 avril 2025)
DGE	Direction générale des entreprises
DGEC	Direction générale de l'énergie et du climat
DORA	Règlement sur la résilience opérationnelle numérique du secteur financier
ECS	Eau chaude sanitaire
EDF	Électricité de France
EDF OA	Électricité de France – Obligation d'achat
EDF R&D	Électricité de France – Recherche & Développement
ELD	Entreprises locales de distribution
EnR	Énergie de source renouvelable
EnRi	Énergie renouvelable intermittente

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

EPREL	<i>European Product Registry for Energy Labelling</i> (Registre européen de l'étiquetage énergétique des produits)
ERL	Émetteur radio <i>Linky</i>
FNA	<i>Flexibility Needs Assessments</i> (Évaluations des besoins de flexibilité)
FCR	<i>Frequency Containment Reserve</i> (Réserve primaire)
FGL	France Gaz Liquides
FGR	France Gaz Renouvelables
FNCCR	Fédération nationale collectivités concédantes et régies
GES	Gaz à effet de serre
GES	Groupe électrogène de secours
GRD	Gestionnaire de réseaux de distribution
GRDF	Gaz réseau distribution France
H ₂	Hydrogène
HEMS	<i>Home Energy Management System</i> (Système de gestion de l'énergie domestique)
HT	Haute tension
HVO	<i>Hydrotreated Vegetable Oil</i> (Huile végétale hydrotraitée)
ICS	Information commercialement sensible
IP	<i>Internet Protocol</i> (Protocole Internet)
JRC	<i>Joint Research Centre</i> (Centre commun de recherche)
LFP	Lithium Fer Phosphate (Batterie)
LCOS	<i>Levelized cost of storage</i> (Coût actualisé du stockage)
MUPPA	Mesures d'urgence pour la protection du pouvoir d'achat (Loi du 16 août 2022)
NEBCO	Notification d'échanges de blocs de consommation
NEMO	<i>Nominated Electricity Market Operators</i> (Opérateurs désignés du marché de l'électricité)
NIS2	<i>Network and Information Security 2</i> (Sécurité des réseaux et des systèmes d'information)
NMC	Nickel Manganèse Cobalt (Batterie)
NOAA	<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i> (Administration nationale des océans et de l'atmosphère)
OIV	Opérateur d'importance vitale
OPEX	<i>Operational expenditure</i> (Dépenses d'exploitation)
PAC	Pompe à chaleur
PdL	Point de livraison
PPA	<i>Power Purchase Agreement</i> (Contrat d'achat d'électricité)
PPE	Programmation pluriannuelle de l'énergie
PtG	<i>Power-to-gas</i> (Conversion d'électricité en gaz)
R&D	Recherche et développement
RGPD	Règlement général sur la protection des données
RR	<i>Replacement Reserve</i> (Réserve de remplacement)
RTE	Réseau de Transport d'Électricité
SDDR	Schéma décennal de développement du réseau

Rapport de la Prospective de la CRE : Comment gérer les nouveaux équilibres dynamiques entre l'offre et la demande d'énergie ?

Février 2026

SEEG	<i>Smart Energy Expert Group</i> (Groupe d'experts sur l'énergie intelligente)
SEI	Systèmes énergétiques insulaires
SEM	Société d'économie mixte
SGE	Système de gestion des échanges
SGPE	Secrétariat général à la planification écologique
SI	Système d'information
SNBC	Stratégie nationale bas-carbone
TAC	Turbine à combustion
TES	<i>Thermal Energy Storage</i> (Stockage d'énergie thermique)
TIC	Télé-Information Client
TURPE	Tarif d'utilisation des réseaux public d'électricité
UNIDEN	Union des industries utilisatrices d'énergie
V1G	<i>Smart charging</i> (Chargement intelligent du véhicule électrique)
V2G	<i>Vehicle-to-grid</i> (Véhicule électrique capable de restituer de l'électricité au réseau)
VE	Véhicule électrique
ZNI	Zone non-interconnectée

