



MAI
2025

La dimension stratégique de la flexibilité des systèmes électriques Opportunités en Europe



Arthur de LASSUS
Cédric PHILIBERT

L’Ifri est, en France, le principal centre indépendant de recherche, d’information et de débat sur les grandes questions internationales. Créé en 1979 par Thierry de Montbrial, l’Ifri est une fondation reconnue d’utilité publique par décret du 16 novembre 2022. Elle n’est soumise à aucune tutelle administrative, définit librement ses activités et publie régulièrement ses travaux.

L’Ifri associe, au travers de ses études et de ses débats, dans une démarche interdisciplinaire, décideurs politiques et experts à l’échelle internationale.

Les opinions exprimées dans ce texte n’engagent que la responsabilité des auteurs.

ISBN : 979-10-373-1040-8

© Tous droits réservés, Ifri, 2025

Couverture : © Aerovista Luchtfotografie/Shutterstock.com

Comment citer cette publication :

Arthur de Lassus et Cédric Philibert, « La dimension stratégique de la flexibilité des systèmes électriques. Opportunités en Europe », *Études de l’Ifri*, Ifri, mai 2025.

Ifri

27 rue de la Procession 75740 Paris Cedex 15 – FRANCE

Tél. : + 33 (0)1 40 61 60 00 – Fax : + 33 (0)1 40 61 60 60

E-mail : accueil@ifri.org

Site internet : ifri.org

Auteurs

Arthur de Lassus est ingénieur centralien, spécialisé sur les thèmes énergie-climat et les frontières planétaires. Il a notamment créé deux ateliers de sensibilisation à ces enjeux joués à travers le monde par plus de 10 000 personnes. Il enseigne dans le supérieur (école de commerce et université). Il cherche à transmettre sa compréhension du problème et des solutions avec une grande rigueur technique tout en laissant la place au débat politico-social.

Cédric Philibert est consultant indépendant et analyste senior dans le domaine de l'énergie et du climat, avec une spécialisation sur les énergies renouvelables pour l'industrie et les transports, et le rôle de l'électrification et de l'hydrogène dans la décarbonisation de l'économie mondiale. Il est également chercheur associé à l'Institut français des relations internationales (Ifri) et à l'Université nationale australienne (ANU). Il a travaillé pendant 19 ans à l'Agence internationale de l'énergie (AIE) : d'abord avec la division énergie et environnement, en charge de l'évolution du cadre international de lutte contre les changements climatiques. En 2009, il a rejoint la division des énergies renouvelables en tant que responsable des enjeux liés aux technologies.

Résumé

L'Union européenne (UE) est engagée dans une transition énergétique visant surtout à remplacer les combustibles fossiles par l'électrification de la demande. Cet objectif repose sur une augmentation massive des énergies renouvelables (éolien, solaire) pour compléter les infrastructures nucléaires et hydroélectriques. Cependant, la variabilité naturelle de ces sources impose de nouvelles exigences en matière de flexibilité du système électrique.

Le développement de la flexibilité du système électrique est essentiel pour accompagner la transition énergétique en Europe. Une approche pragmatique et intégrée permettra de maximiser l'utilisation des énergies renouvelables tout en assurant la stabilité du réseau et la compétitivité économique du continent.

La flexibilité de la demande est indispensable et s'appuie sur plusieurs leviers complémentaires, qui peuvent être envisagés à deux niveaux distincts.

Au premier niveau, accessible aux particuliers, petites entreprises et collectivités, des solutions simples permettent de capter une part significative du potentiel de flexibilité sans complexité excessive. Par exemple, des tarifications en fonction de l'heure d'utilisation (*time-of-use*) bien calibrées encouragent les usages en phase avec la production solaire photovoltaïque, tandis qu'un système de tarification pour les pics critiques (*critical peak pricing*) aide à gérer les périodes de faible production renouvelable, comme les *Dunkelflaute* liées à l'éolien. Ces approches, faciles à comprendre et à adopter, attirent les utilisateurs par l'intérêt économique qu'elles représentent.

Au deuxième niveau, plus sophistiqué et largement automatisé, la flexibilité touche un potentiel plus important. Dans le secteur du bâtiment, des dispositifs intelligents comme les thermostats connectés, la gestion automatisée des équipements électriques et le décalage des consommations énergivores (chauffage, climatisation, électroménager) s'adaptent en temps réel à la production renouvelable. La mobilité électrique joue aussi un rôle clé grâce à des infrastructures de recharge dynamique. Dans l'industrie, des usines peuvent moduler leur consommation via des programmes d'effacement, réduisant temporairement leur activité lors des pics de demande, ou en adoptant des processus plus flexibles. Enfin, l'installation de batteries thermiques valorise une électricité variable et très compétitive pour décarboner la chaleur industrielle.

Pour l'essentiel, l'électrification des bâtiments, de l'industrie et des transports apporte des usages plus flexibles que la plupart des usages habituels, grâce à diverses formes de conservation de la chaleur et aux batteries des véhicules électriques nécessaires à leur autonomie.

La flexibilité de l'offre repose sur plusieurs solutions complémentaires. L'amélioration des interconnexions électriques entre les pays européens équilibre production et consommation en facilitant l'exportation des surplus et l'importation en cas de besoin. Le développement du stockage joue un rôle clé avec les batteries pour une réponse rapide, le pompage hydraulique pour un stockage à grande échelle et l'hydrogène pour une conversion longue durée. Enfin, le surdimensionnement des infrastructures renouvelables, combiné à des stratégies d'écrêtement limitant la production excédentaire, sécurise l'approvisionnement et réduit le risque de pénurie lors des périodes de faible production.

Il est inutile d'essayer de stocker tous les kilowattheures d'électricité renouvelable excédentaires : il faut dimensionner les stockages en fonction de la demande et non de la production. Le prix de l'électricité renouvelable a tellement baissé que l'optimum économique commande d'écrêter une partie de la production quand elle est excédentaire. Si l'on écrête 5 % d'une production éolienne ou solaire, cela augmentera d'autant le prix de l'électricité éolienne ou solaire, mais elle restera dans bien des cas la solution décarbonée la moins coûteuse en sortie de centrale.

L'évolution du cadre réglementaire doit favoriser l'émergence de solutions de flexibilité, tant du côté de l'offre que de la demande, y compris dans le cadre des marchés de capacité, ou des mécanismes éventuels de réduction des coûts de réseau pour certains consommateurs industriels tels qu'envisagé dans certains pays. Des incitations financières et des réformes du marché de l'électricité sont nécessaires pour encourager ces nouvelles pratiques.

Executive summary

The European Union has embarked on an energy transition aimed primarily at replacing fossil fuels by electrifying demand. This objective is based on a massive increase in renewable energies (wind, solar) to complement the nuclear and hydroelectric infrastructures. However, the natural variability of these sources imposes new demands in terms of the flexibility of the electricity system.

Developing flexibility in the electricity system is essential to support Europe's energy transition. A pragmatic and integrated approach will make it possible to maximise the use of renewables while ensuring the stability of the grid and the continent's economic competitiveness.

Demand-side flexibility is essential and based on several complementary levers, which can be considered at two distinct levels.

At the first level, accessible to private individuals, small businesses, and local authorities, simple solutions make it possible to capture a significant proportion of the flexibility potential without excessive complexity. For example, well-calibrated time-of-use tariffs encourage use in line with solar photovoltaic production, while a critical peak pricing system helps to manage periods of low renewable production, such as the so-called *Dunkelflaute* period associated with low wind power. These approaches, which are easy to understand and adopt, appeal to users because of the economic interest they represent.

At the second, more sophisticated and largely automated level, flexibility has greater potential. In the building sector, intelligent devices such as connected thermostats, automated management of electrical equipment, and shifting of energy-intensive consumption (heating, air conditioning, household appliances) adapt in real time to renewable production. Electric mobility also plays a key role, thanks to dynamic recharging infrastructures. In industry, factories can modulate their consumption via load-shedding programmes, temporarily reducing their activity during peaks in demand, or by adopting more flexible processes. Finally, the installation of thermal batteries makes the most of variable, highly competitive electricity to decarbonise industrial heat.

Essentially, the electrification of buildings, industry and transport is providing more flexible uses than most, thanks to various forms of heat conservation and the electric vehicle batteries needed for their autonomy.

Supply-side flexibility is based on several complementary solutions. Improving electricity interconnections between European countries balances production and consumption, making it easier to export surpluses and import when needed. The development of storage plays a key role, with batteries for rapid response, pumped storage hydropower for large-scale storage, and hydrogen for long-term conversion. Finally, oversizing renewable infrastructures, combined with curtailment strategies to limit surplus production, secures supply and reduces the risk of shortages during periods of low production.

There is no point in trying to store all the surplus kilowatt hours of renewable electricity: storage facilities should be sized according to demand, not production. The price of renewable electricity has fallen so much that the economic optimum dictates that part of the production should be curtailed when there is a surplus. If we curtail 5% of wind or solar production, this will increase the price of wind or solar electricity by the same amount, but in many cases, it will still be the least expensive low-carbon solution when it comes out of the power station.

Developments in the regulatory framework must encourage the emergence of flexible solutions, on both supply and demand sides, including in the context of capacity markets, or possible mechanisms for reducing network costs for certain industrial consumers, as envisaged in certain countries. Financial incentives and electricity market reforms are needed to encourage these new practices.

Sommaire

INTRODUCTION	8
ÉTAT DES LIEUX DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE EUROPÉEN.....	9
Contexte : l'évolution récente	9
Le rôle des renouvelables variables.....	9
La variabilité des renouvelables et l'impact sur le système électrique ...	11
Définition de la flexibilité électrique	11
Les différents besoins de flexibilité	12
L'auto-cannibalisation des renouvelables variables.....	14
OPPORTUNITÉS CÔTÉ DEMANDE (<i>DEMAND-SIDE</i>).....	16
La flexibilité existe déjà	16
Dans les bâtiments.....	17
Dans la mobilité.....	18
Dans les usines	19
OPPORTUNITÉS DU CÔTÉ DE L'OFFRE.....	25
Réseaux et interconnexions	25
Surdimensionnement et écrêtement	27
Solutions de stockage d'énergie	27
Le cas des <i>Dunkelflaute</i>	29
CADRE RÉGLEMENTAIRE ET MARCHÉ	32
Côté demande.....	32
Côté offre	37
CONCLUSION	39

Introduction

Confrontés à la nécessité de décarboner son économie et de trouver les chemins d'une plus grande autonomie énergétique et d'une meilleure compétitivité, l'Union européenne (UE) et le Royaume-Uni ont choisi de développer massivement leur production d'électricité afin de remplacer les combustibles fossiles très riches en carbone (charbon) et en grande partie importés (pétrole et gaz) dans les bâtiments, les industries et les transports. Cela n'a évidemment de sens que si la production électrique elle-même est très fortement décarbonée.

L'Europe peut s'appuyer pour cela sur un socle d'électricité nucléaire et hydroélectrique, mais doit impérativement développer simultanément économies d'énergie et énergies renouvelables. Les énergies éolienne, terrestre et maritime, et l'énergie solaire (principalement photovoltaïque) sont les seules sources disponibles en quantités suffisantes et susceptibles d'être déployées assez rapidement pour se substituer aux énergies fossiles.

Mais comment imaginer que nos sociétés, si complexes et habituées à une consommation d'énergie à la demande, puissent fonctionner grâce à des sources aussi variables ? Le soleil ne brille pas la nuit, le vent ne souffle pas en permanence. Au-delà de la flexibilité journalière, les semaines avec trop peu de vent et de soleil existent réellement, au point que l'allemand leur a donné un nom : *Dunkelflaute*. De quelles solutions dispose-t-on alors ?

Cette étude montre que la flexibilité dans la production et la consommation d'électricité est nécessaire pour tirer le meilleur parti du soleil et du vent, et mettre fin rapidement à la quasi-hégémonie des énergies fossiles dans l'approvisionnement énergétique.

L'UE est en train d'emprunter cette voie et une approche pragmatique est nécessaire afin de rendre cette transition rapide, réelle et compétitive pour éviter de la mettre dans l'ornière du *statu quo*, des intérêts fossiles et de l'inaction.

État des lieux du système électrique européen

Contexte : l'évolution récente

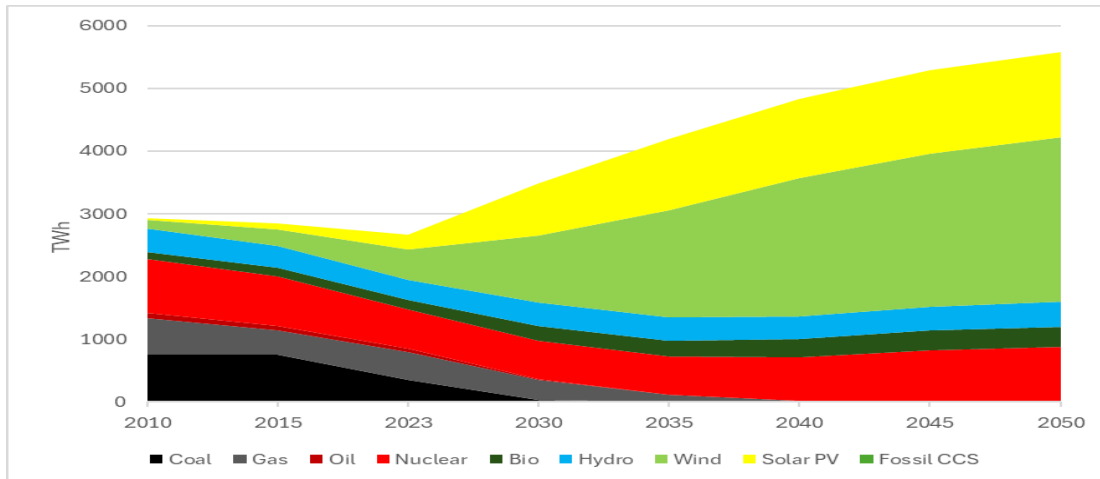
Les émissions de dioxyde de carbone (CO₂) de la production électrique européenne ont diminué de 8 % en 2024, tombant au-dessous de la moitié du pic historique de 2007, et ceci malgré une légère augmentation de la demande. Une augmentation de la production d'électricité solaire, aidée d'un rebond des productions hydroélectrique et nucléaire, expliquent ces bonnes performances. Au total, les énergies renouvelables ont fourni à l'UE 47 % de son électricité, contre 34% en 2019 au lancement du *Green Deal*. Sur cette période, l'énergie éolienne a crû rapidement de 13 % à 17 % de l'électricité européenne, dépassant le gaz ; le solaire a bondi de 4 % à 11 %, dépassant le charbon.

L'UE a révisé ses ambitions pour 2030 fixant à 42,5 % la part des énergies renouvelables dans l'énergie finale. Le projet *REPowerEU* fixe à 69 % la part des renouvelables dans le mix électrique de l'UE. L'addition des objectifs des États membres atteint 66 %, légèrement au-dessous.

Le rôle des renouvelables variables

Électricité de France (EDF) a rendu publique en 2024 sa vision d'un système énergétique décarboné en 2050 pour une quinzaine de pays d'Europe. Selon cette vision, à cette échéance, 68 % de la production électrique sera solaire (24 %) ou éolienne (22 % terrestre, 22 % maritime). Le nucléaire n'est pourtant pas oublié : EDF prévoit que sa production augmenterait de 50 %, ce qui représenterait un exploit industriel car une bonne partie des réacteurs actuellement en fonctionnement seront arrêtés à cet horizon. Malgré cela, sa part régresserait de 25 % à 16 % dans la production totale de ces pays, EDF prévoyant une augmentation de 80 % la demande d'électricité afin de remplacer les énergies fossiles dans les bâtiments, les industries et les transports.

Schéma 1 : Mix électrique de l'UE selon le "scénario des promesses"¹



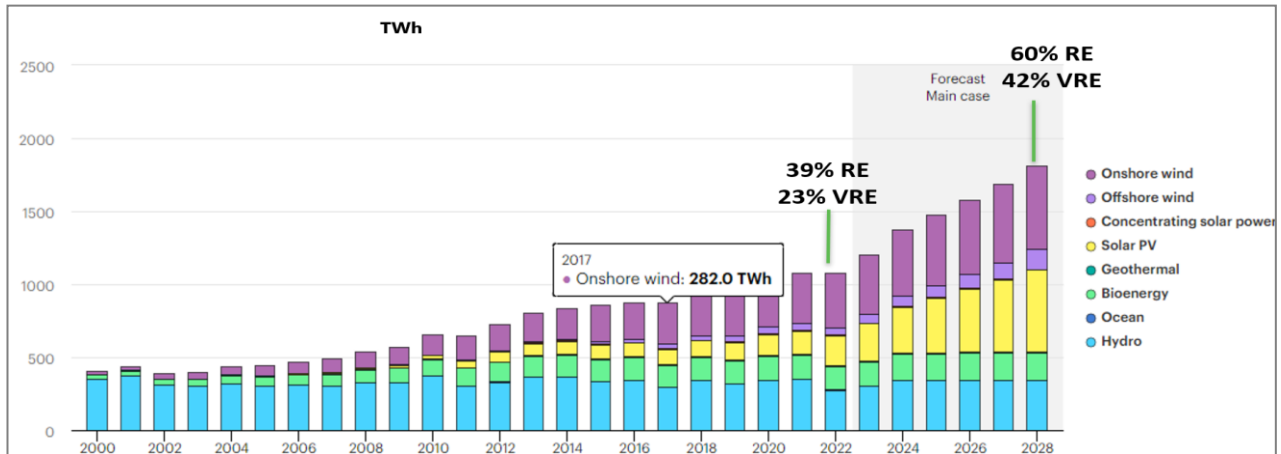
Source : World Energy Outlook 2024, Agence internationale de l'énergie (IEA), 2024.

De la même façon, au niveau mondial, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) envisage que 72 % de la production électrique sera variable (éolienne et solaire) en 2050, complétée notamment par l'hydroélectricité (10 %) et le nucléaire (9 %) dans son scénario « Net Zéro en 2050 ». Son « scénario des promesses » (*Announced Pledges Scenario*) donne pour l'Europe (cf. Schéma 1) des chiffres très proches de ceux du scénario « EDF Net Zéro ». L'éolien domine le mix sur un continent tempéré dont la demande électrique est plus forte l'hiver que d'été, alors qu'en moyenne mondiale le solaire domine. À plus court terme, 42 % de l'électricité européenne devrait être variable selon l'AIE en 2028, soit dans trois ans (cf. Schéma 2).

Comment un système électrique peut-il à ce point dépendre du soleil et du vent sans interrompre ses activités vitales, comme une opération chirurgicale au moindre nuage ?

1. Le scénario des promesses permet d'atteindre, à moindre coût, les annonces des États parties à la Convention sur les changements climatiques. Il est plus ambitieux que le scénario des politiques publiques actuellement en place.

Schéma 2 : Bouquet électrique de l'UE – historique et projection à 2028



Source : Renewables 2024 – Analysis, IEA, 2024.

La variabilité des renouvelables et l'impact sur le système électrique

Les énergies éolienne et solaire présentent deux particularités qui les distinguent des moyens de production conventionnels : leur variabilité intrinsèque liée aux conditions météorologiques et leur faible inertie. Cette évolution génère de nouveaux besoins (cf. *infra*) en termes de gestion du réseau : l'équilibre offre-demande ; la stabilité de la fréquence et de la tension². Les variations de production peuvent être extrêmes : en Allemagne par exemple, la production éolienne peut fluctuer de moins de 1 gigawatt (GW) à plus de 45 GW en quelques jours, soit l'équivalent de 40 réacteurs nucléaires.

On peut mesurer le besoin de flexibilité par l'ampleur moyenne de l'écart quotidien entre les minima et maxima des consommations résiduelles, c'est-à-dire hors productions éoliennes, hydrauliques « au fil de l'eau » et solaires. En France, cet écart est de 15 GW aujourd'hui. Sans effort de développement de la flexibilité, il passerait à 25 GW d'ici 2030³.

Définition de la flexibilité électrique

La flexibilité, c'est la capacité d'un moyen de production, de consommation ou de stockage à moduler à la hausse ou à la baisse son injection ou son soutirage sur le réseau. Elle détermine la capacité d'un système électrique à gérer de façon fiable et économique la variabilité et l'incertitude de l'offre et

2. Au sujet de la stabilité, voir « Project Inertia Phase II », ENTSO-E Position Paper, 2025.

3. « Baromètre des flexibilités de consommation d'électricité », RTE, octobre 2024.

de la demande d'électricité à toutes les échelles de temps. Les gestionnaires des réseaux électriques ont dû gérer depuis toujours la variabilité et l'incertitude de la demande et de la production. Il s'agit donc de bâtir sur les connaissances et méthodes existantes pour continuer à fournir un système électrique fiable et compétitif, alors que les besoins de flexibilité augmentent avec l'introduction des renouvelables variables.

La flexibilité doit opérer sur des échelles de temps allant de la milliseconde pour l'équilibrage fréquentiel, à plusieurs heures pour la gestion des pointes de consommation, voire plusieurs mois pour la gestion saisonnière et même plusieurs années pour la gestion interannuelle. La notion de fiabilité implique que les solutions de flexibilité doivent être disponibles avec un haut degré de certitude lorsqu'elles sont appelées. Le critère économique est tout aussi important : la flexibilité doit être déployée de manière efficiente pour maintenir des coûts acceptables pour le consommateur final, et garantir une sécurité d'approvisionnement inchangée.

Les différents besoins de flexibilité

Le principal problème pour les opérateurs des systèmes électriques est de s'assurer de l'adéquation entre l'offre et la demande, à tout instant ; c'est surtout difficile quand les renouvelables variables produisent peu alors que la demande est forte, par exemple en début de soirée en hiver quand il fait froid et qu'un anticyclone s'étend sur une grande partie de l'Europe. S'il y a une demande trop forte, la fréquence diminue et il y a des risques de coupure de courant. Quand il y a beaucoup de vent et de soleil par rapport à la demande c'est un problème assez différent qui se pose, celui de la stabilité en fréquence du courant ; dépourvus de « masses tournantes » à vitesse constante, éoliennes et panneaux solaires fournissent peu d'inertie, mettant alors le système électrique à la merci de faibles déviations entre production et consommation.

Les opérateurs des réseaux de transport d'électricité (les lignes à « haute tension ») sont le plus souvent chargés de veiller à ces équilibres offre-demande. Il s'agit principalement de moduler la demande « nette de productions fatales », c'est-à-dire la demande moins les productions éolienne, hydroélectrique « au fil de l'eau » et solaire. En France, ce rôle est assuré par Réseau de Transport d'Électricité (RTE), filiale d'EDF et de la Caisse des dépôts.

L'éolien et le solaire affectent les besoins en modulation de façons très différentes selon les échelles de temps :

Au cours d'une même journée, c'est le solaire qui exige le plus de modulations et c'est l'éolien qui tient ce rôle pour la modulation intra-hebdomadaire.

La variabilité inter-saisonnière de l'éolien compense largement celle du solaire. Comme le note le laboratoire d'idées Ember, selon les données mensuelles de 2023, l'éolien et le solaire ont travaillé en tandem, se complétant mutuellement pour fournir une production relativement stable. Entre les différents mois, la production éolienne et solaire combinée a seulement dévié de la moyenne annuelle de - 13 % à + 10 %. Elle a été supérieure à la moyenne durant les mois d'octobre, de novembre et de janvier, qui sont des mois critiques de la saison de chauffage⁴.

D'une année à l'autre, la variabilité solaire est très faible et celle de l'éolien représente 12 térawattheures (TWh) – sur une production annuelle française, en 2050 dans un mix 100 % renouvelable, autour de 350 TWh. Sur une consommation annuelle de 650 TWh en 2050, 12 TWh de modulation sont nécessaires d'une année à l'autre alors qu'il en faut presque 40 TWh entre deux saisons, presque autant (35 TWh) en inter-hebdomadaire, 1,2 TWh à l'échelle de la semaine et 0,35 TWh à celle d'une journée⁵.

Il est crucial de préciser les horizons temporels lorsque l'on parle de modulation : le besoin de flexibilité le plus important se situe entre deux semaines et entre deux saisons. Il est moins important au niveau intra-journalier ou entre deux années.

D'après RTE, les besoins de modulation à terme (2050 ou 2060) du système français seront supérieurs dans son scénario M23 (presque 100 % renouvelables⁶) par rapport à un scénario où l'on construit des nouveaux réacteurs nucléaires. Le nucléaire peut, dans une certaine mesure, moduler sa puissance et permet de réduire les besoins en modulation d'énergie dus au solaire et à l'éolien.

Au niveau européen, le Joint Research Centre⁷ a mené une étude pour estimer l'évolution des besoins en flexibilité du système : en 2050, les besoins de flexibilité totaux atteindront le volume de 2 189 TWh pour toutes les échelles de temps. Cela équivaut à 30 % de la demande électrique totale de l'UE en 2050, contre 24 % en 2030 et 11 % en 2021.

L'optimisation du système passera par des solutions de flexibilité, du côté de l'offre comme de la demande, adaptées à ces différentes échelles de temps.

4. « Insights – European Electricity Review 2024 », Ember, 2024.

5. « Futurs énergétiques 2050 », RTE, octobre 2021. Voir notamment les schémas 7 et 8.

6. Dans ce scénario « sans nucléaire neuf », le système électrique français dispose encore de 16 GW de nucléaire en 2050 ; en 2060, seul l'EPR de Flamanville (1,6 GW) est encore en service.

7. D. Koolen *et al.*, *Flexibility Requirements and the Role of Storage in Future European Power Systems*, Publications Office of the European Union, mars 2023, disponible sur : <https://publications.jrc.ec.europa.eu>.

L'auto-cannibalisation des renouvelables variables

L'apparition récente et l'augmentation rapide du nombre d'heures « à prix négatif » sur les marchés de l'électricité illustre spectaculairement les effets du manque de flexibilité à la production comme à la consommation de l'électricité. Quand la production éolienne et solaire suffit à répondre à la demande, notamment certains samedis et surtout dimanches au printemps et en été, les centrales thermiques n'ont pas d'intérêt à produire. Les turbines à gaz sont flexibles, les turbines vapeur, auxquelles les premières sont associées (centrales à cycle combiné), nettement moins. Si les opérateurs prévoient de les redémarrer dans quelques heures, c'est souvent plus simple et moins coûteux de ne pas arrêter la production et donc de payer pour produire.

Ce n'est pourtant là que la partie émergée de l'iceberg, qui cache un phénomène plus général, celui de l'auto-cannibalisation des renouvelables variables. Quand il y a « beaucoup » de vent ou de soleil, toutes les éoliennes et panneaux produisent, l'abondance fait chuter le prix de l'électricité sur les marchés.

Certes, le vent ne souffle pas partout en même temps ni à la même vitesse, et le soleil ne brille pas partout avec la même intensité. Néanmoins, le phénomène s'accroît avec l'augmentation de la proportion d'énergies éolienne et solaire dans le mix de production électrique. Il entraîne la baisse progressive du « taux de capture » des renouvelables, qui exprime le prix moyen de l'électricité qu'elles produisent, par rapport au prix moyen sur les marchés de l'électricité.

Selon certaines analyses, le taux de capture des énergies variables dans les principaux pays européens, aujourd'hui de l'ordre de 80-90 %, pourrait chuter d'ici quelques années vers 50-70 % pour l'éolien et 40-50 % pour le solaire.

Les capacités renouvelables aujourd'hui en place sont protégées de cette baisse du taux de capture – totalement dans le cas de celles qui ont été installées sous le régime de l'obligation d'achat, partiellement pour celles qui ont été installées sous le régime du complément de rémunération. En effet, par ce mécanisme, chaque producteur individuel perçoit le produit de la vente de son électricité sur le marché, mais le complément de rémunération est calculé selon l'écart entre le prix d'exercice (*strike price*) défini au début du contrat lors d'enchères concurrentielles, et le prix de référence qui est le prix de marché moyen obtenu au cours du mois précédent par tous les producteurs de la même technologie. Le complément de rémunération constitue donc un compromis entre exposer les énergies renouvelables à la volatilité des prix de marché, pour conduire les opérateurs à s'efforcer de produire au meilleur moment pour le réseau, et garantir le volume et le prix d'achat, ce qui permet d'abaisser sensiblement

le coût du financement des investissements, facilitant la construction de nouvelles centrales.

Cependant, cette protection des développeurs a un coût, celui de l'écart croissant entre les prix d'exercice et les prix de référence, coût supporté par la collectivité. La baisse du taux de capture pourrait devenir insupportable pour les finances publiques et freiner le déploiement des énergies renouvelables variables. La flexibilité est donc clé pour s'assurer de leur développement rapide.

Opportunités côté demande (*Demand-Side*)

La flexibilité existe déjà

La flexibilité du système électrique français apparaît limitée par rapport à celle dont jouissent la plupart des pays voisins. En effet, même si leurs consommations de charbon et de gaz diminuent, ceux-ci continuent de disposer de capacités importantes de centrales thermiques très flexibles, notamment des centrales à gaz, ce qui facilite grandement l'intégration des énergies variables.

Les réacteurs nucléaires sont moins flexibles que la plupart des capacités en place chez nos voisins. Il s'agit surtout d'un problème économique : à l'inverse des centrales à gaz, les centrales nucléaires sont coûteuses à construire mais économes en combustible. Elles doivent donc fonctionner le plus souvent possible à pleine capacité.

La demande étant naturellement plus forte durant la journée et en début de soirée que dans la nuit, on a mis en place depuis longtemps des tarifs « heures pleines/heures creuses », ces dernières se situant généralement de 22 heures à 6 heures. Ainsi les abonnés sont-ils incités à déplacer leurs consommations d'électricité vers la nuit. De plus, on a asservi le fonctionnement de millions de ballons d'eau chaude à ces heures creuses, en fonction d'un signal envoyé centralement.

RTE calcule que 4 % de la demande électrique française était flexible en 2019 et estime que 15 % pourraient l'être en 2050 dans son scénario M23⁸. La flexibilité n'est pas limitée techniquement, sa mise en œuvre dépend de son acceptation sociale et RTE envisage plusieurs scénarios.

Une autre dimension de la flexibilité tient à l'existence des réseaux de transports d'électricité et des interconnexions (entre pays), qui permettent de jouer sur les décalages horaires ainsi que sur les différences d'habitudes. Le soleil se lève et se couche sur Brest deux heures et demie après Kharkiv⁹ et près d'une heure après Strasbourg¹⁰. Et quand les Espagnols finissent de déjeuner, les Allemands ne sont pas loin de commencer à préparer le

8. « Futurs énergétiques 2050 », RTE, 2021, p. 132

9. L'Ukraine et la Moldavie ont été rattachées au réseau européen synchronisé le 16 mars 2022, moins d'un mois après l'entrée des troupes russes en Ukraine.

10. L'écart est d'ampleur comparable entre Perpignan et Dunkerque aux solstices, mais il s'inverse aux équinoxes : en été, la journée est plus longue à Dunkerque qu'à Perpignan, en hiver, elle est plus longue à Perpignan qu'à Dunkerque. Cela joue sur la demande d'énergie et sur la production solaire.

dîner... Naturellement, comme tout développement de réseau les interconnexions ont un coût, et certains gouvernements craignent qu'elles transmettent des hausses de prix à leurs administrés.

Dans les scénarios de transition vers des émissions nettes nulles de gaz à effet de serre en Europe, la consommation d'électricité devrait augmenter significativement, passant d'une moyenne par habitant d'environ 5 500 kWh par an, relativement peu flexible, à 10 000 kWh par an environ, nettement plus flexible (cf. *infra*).

Dans les bâtiments

Le bâtiment (résidentiel et tertiaire) en France et en Europe est le principal poste de consommation d'énergie et le deuxième poste de consommation d'énergies fossiles. Décarboner consiste principalement, à électrifier cette chaleur basse température via des pompes à chaleur (PAC). Les alternatives (biogaz, biomasse solide ou chaleur solaire) sont limitées, pas toujours compétitives et difficilement généralisables faute de ressources. Par ailleurs, les PAC sont formidablement efficaces : il leur faut trois à cinq fois moins d'énergie commerciale qu'à une chaudière pour un même résultat. Plus exactement, les PAC utilisent surtout l'énergie gratuite présente dans le milieu extérieur qu'elle transfère à l'intérieur des bâtiments. Quand c'est possible, on privilégiera la PAC dite « géothermique » (sol/eau) qui utilise la chaleur du sol, constante, sur la PAC « aérothermique » (air/air ou air/eau), qui utilise celle de l'air ambiant.

Décarboner le bâtiment consiste donc à poser le plus de PAC possible. La flexibilité peut jouer un rôle important en profitant d'une double inertie. La première est l'inertie du bâtiment, qui permet de chauffer un peu plus un bâtiment avant les pics de consommation électrique et un peu moins pendant. La deuxième inertie est celle de l'eau chaude stockée dans le système des PAC air/eau ou sol/eau. Il est possible de préchauffer ces ballons d'eau en dehors des périodes de tension sur le réseau et/ou lorsque l'électricité est abondante, et la garder grâce à l'isolation pour l'utiliser dans le logement plus tard.

D'autres usages chaleur ou froid peuvent assez aisément fournir de la flexibilité, par exemple en cuisine. Les autocuiseurs électriques à pression, programmables, non seulement économisent beaucoup d'électricité dans les cuissons longues, mais, très bien isolés, peuvent conserver longtemps les plats chauds. Plus généralement, les appareils électroménagers peuvent être utilisés de préférence aux heures d'abondance renouvelables, surtout s'ils sont munis de programmeurs. Certains fournisseurs (*Impulse*) commercialisent des plaques de cuisson à induction munies de batteries.

Plus généralement, combiner PAC, solaire décentralisé et gestion digitale permet de décarboner largement une grande variété de bâtiment en minimisant les impacts pour le réseau¹¹. Propriétaires ou gestionnaires de bâtiments tertiaires doivent d'ailleurs installer avant 2027 des systèmes d'automatisation et de contrôle des consommations d'énergie (*BACS* en anglais). Connectés à un opérateur de flexibilité, ces *BACS* deviennent *Flex Ready*, permettant de consommer l'énergie au meilleur moment. Opérationnaliser le plan volontariste de la filière équivaut à équiper plus de la moitié des bâtiments tertiaires en *BAC Flex Ready* en 2030 et d'obtenir jusqu'à 6,3 GW de flexibilité.

Il y a aujourd'hui plus de 26 millions de PAC installées en Europe, mais le rythme d'installations annuelles est en baisse après un pic en 2022 avec 3 millions d'installations nouvelles. L'ambition européenne de près de 60 millions de PAC en 2030 ne sera pas atteinte, avec un déficit de 15 millions d'installations, à moins que des politiques de soutien plus efficaces ne soient rapidement mises en place.

Dans la mobilité

Sans pilotage de la recharge, en France, l'appel de puissance moyen de l'ensemble des véhicules électriques routiers pourrait représenter à 19 heures jusqu'à 5,5 GW à l'horizon 2030 et 9 GW à l'horizon 2035. La maîtrise de l'augmentation de cet appel de puissance et ainsi de la pointe de consommation du soir est primordiale pour la sécurité d'approvisionnement. À l'inverse, le pilotage de la recharge des véhicules électriques présente un potentiel important de flexibilité permettant d'optimiser l'intégration des véhicules électriques dans le système électrique.

Dans une France bas carbone, l'ensemble des batteries des voitures permettrait de stocker un jour et demi¹² de consommation électrique française, ce qui permet à RTE dans un scénario 100 % renouvelables (ou presque) de ne développer qu'une capacité plus modeste de batteries stationnaires, pour seulement 1 heure 15 minutes de consommation.¹³ Le pilotage de la charge permet d'intégrer facilement de grandes quantités d'énergie renouvelable variable, d'autant que les véhicules des particuliers sont immobilisés en moyenne presque 23 heures chaque jour. À terme, la consommation des véhicules électriques, deux-roues, voitures, camionnettes et camions pourrait atteindre près de 100 TWh par an.

11. V. Petit, « Decarbonizing Buildings to the Benefits of Consumers and System Operators », Schneider Electric's Sustainability Research Institute, mai 2024.

12. 2 916 GWh de batteries sur roues pour 73 GW de consommation française moyenne.

13. 94 GWh de batteries stationnaires.

De plus, ce pilotage améliore la performance environnementale des véhicules en assurant la fourniture d'une électricité très peu carbonée¹⁴.

Une étape supplémentaire peut être franchie avec la recharge bidirectionnelle, qui permet au réseau d'utiliser véritablement une fraction des « batteries sur roues » comme un système de stockage complet, qui lui restitue de l'électricité si besoin est (*vehicle to grid*, V2G) ou la restitue à un bâtiment proche (*vehicle to home*, V2H) ou une charge électrique locale quelconque (V2X), ce qui revient à peu près au même.

Beaucoup d'utilisateurs potentiels de cette technique craignent qu'elle n'use prématurément les batteries de leur véhicule. Les batteries LFP¹⁵ supportent actuellement 6 000 cycles de charge/décharge avant de descendre à 80 % de capacité, de quoi parcourir deux millions de kilomètres (si l'autonomie est de 350 km)¹⁶. Or la valeur économique de la recharge bidirectionnelle réside surtout dans un usage quelques jours par an, quand la demande « nette » d'électricité (hors productions éolienne et solaire) est particulièrement importante, et non dans un usage quotidien ou biquotidien¹⁷.

Dans les usines

L'électricité produite dans une centrale thermique alimentée au gaz ou au charbon, avec un rendement entre 40 % et 60 %, est toujours plus coûteuse que l'usage direct de ces mêmes combustibles dans les usines. Cette difficulté est parfois atténuée par une plus grande efficacité des procédés électriques¹⁸, mais en général les procédés qui pourraient techniquement être électrifiés (à terme 99 %¹⁹) ne le sont pas pour des raisons économiques. L'électricité directement issue des capacités éoliennes et solaires est potentiellement moins chère mais la difficulté vient alors de son caractère variable ; seule l'hydroélectricité est traditionnellement utilisée en industrie.

Plus encore dans l'industrie peut-être que dans les autres secteurs, la flexibilité n'est pas seulement un service rendu au système électrique, elle est une clé de l'électrification dès lors qu'elle permet d'accéder à une électricité moins coûteuse - celle du nucléaire existant dans certains pays (dont la France), celle des énergies renouvelables dans beaucoup d'autres. Il s'agit essentiellement d'électrifier la chaleur industrielle, les moteurs industriels étant souvent déjà électriques.

14. C. Philibert, *Pourquoi la voiture électrique est bonne pour le climat*, Paris, Les Petits Matins/Institut Veblen, 2024.

15. Les batteries lithium-fer-phosphate (LFP) représentaient déjà 40 % du marché mondial en 2024. Voir « 2024 Annual Battery Report », Volta Foundation, 2024, p. 120.

16. Hors vieillissement calendaire.

17. « Bilan prévisionnel 2023-2035 », RTE, 2023, fig. 12.79.

18. Voir M. Lord (dir.), « Electrifying Industry », Energy Efficiency Council, 2008.

19. Voir S. Madeddu *et al.*, « The CO₂ Reduction Potential for the European Industry via Direct Electrification of Heat Supply (power-to-heat) », *Environmental Research Letters*, n° 15, 2000.

De nombreuses *start-ups* développent aujourd'hui des procédés de transformation d'une électricité variable en chaleur continue, à divers niveaux de température. Le matériau de stockage peut être du béton (EnergyNest), du carbone (Antora Energy), des sels fondus (Malta, Storabelle), des roches concassées (Brenmiller), du sable (Magaldi) des copeaux d'acier ou d'aluminium (Azelio), du silicium (1414 Degrees), des briques réfractaires (Rondo Energy), ou encore un mélange de plusieurs matériaux, par exemple des copeaux d'acier et des céramiques (Kraftblock). En général, le matériau est chauffé de façon convective par la circulation en son sein d'un fluide lui-même chauffé à l'extérieur. Antora Energy et Rondo Energy, en revanche, chauffent directement le matériau de stockage par des fils radiateurs insérés en son sein, ce qui permet de les porter plus rapidement à la température voulue. Rondo prévoit de monter jusqu'à 1 500 °C, Antora jusqu'à 1 800 °C. Dans la plupart des cas, la chaleur est extraite par convection en réchauffant un fluide, souvent un gaz ou de l'air, lequel peut venir alimenter un générateur de vapeur, selon les besoins de l'industrie concernée. Antora Energy se distingue à nouveau avec son ambition de pouvoir aussi restituer l'énergie sous forme d'électricité par conversion thermoélectrique du rayonnement infrarouge émis par son stockage. Le français Equans est aussi présent sur le segment des briques réfractaires (*Green Heat Module*).

Malgré la forte baisse du prix des batteries Lithium-Ion, passées de 450 dollars par kilowattheure (US\$/kWh) en 2015 à 115 US\$/kWh en 2025, les batteries thermiques sont plus économiques, estimées environ à 50 US\$/kWh en grands volumes. Leur usage quotidien limite les pertes thermiques, potentiellement supérieures à l'autodécharge des batteries Li-Ion.

L'ÉMERGENCE DES BATTERIES DE CHALEUR

Différents rapports et études explorent les scénarios d'utilisation de batteries chaleur pour l'industrie en Europe et aux États-Unis, et il est possible d'avoir, dès à présent et sans subvention, des *business cases* compétitifs²⁰. En Europe, les batteries de chaleur seront le plus souvent connectées au réseau (sites industriels déjà existants et forte contrainte d'espace pour être physiquement liées aux parcs d'énergies renouvelables, ENR). La batterie consomme l'électricité du réseau pendant les 6 heures les moins chères et décharge en continu sa chaleur au site industriel pendant 24 heures. Acheter cette électricité sur le marché SPOT en 2024 est possible à 20 euros par mégawattheure (€/MWh) en Finlande et Suède, 30 €/MWh en France,

20. K. Speed, J. M. Hagerty et J. Grove, « Thermal Batteries: Opportunities to Accelerate Decarbonization of Industrial Heat », Center for Climate and Energy Solution, 2023 ; J. Rissman et E. Gimon, « Industrial Thermal Batteries, Energy Innovation », Policy and Technology LLC, 2023 ; M. Guan *et al.*, « Catalysing the Global Opportunity for Electrothermal Energy Storage », Systemiq, 2024.

37-40 €/MWh en Allemagne, Danemark, Espagne, Portugal et Pays-Bas. Le coût de la batterie (CAPEX-O&M) est estimé autour de 20 €/MWh stocké, ce qui donne un coût complet de l'énergie stockée entre 40 et 60 €/MWh. Le coût de la chaleur au gaz est autour de 55 €/MWh (30 pour le gaz, 15 pour une taxe carbone à 75 €/tCO₂ et 10 € autres coûts divers). En 2024, l'électricité variable via une batterie de chaleur peut remplacer le gaz pour la chaleur industrielle.

La batterie pourrait ne pas être soumise au paiement, ou seulement à une faible part du tarif de transport et de distribution. Cette flexibilité très importante permet, à infrastructure constante, d'accueillir plus de renouvelables et donc de faire baisser le coût unitaire des réseaux pour les autres consommateurs. RTE envisage d'ailleurs un tarif de 1 €/MWh pour les projets d'électrolyseurs flexibles (vs. 5 €/MWh sans abattement)²¹.

Cette batterie peut aussi fournir des services systèmes fréquence (réserves primaire, secondaire ou tertiaire) Les niveaux de rémunération sont incertains à moyen terme et dépendent des pays de l'UE mais ils représentent des revenus supplémentaires qu'une première approximation conservative situerait autour de 10 €/MWh. La batterie peut jouer dans le marché de l'ajustement et les revenus sont potentiellement bien plus élevés. L'électrification de l'industrie est souvent déconsidérée ou retardée car l'électricité est considérée comme chère. Sauf négociation particulière comme dans le cas de l'aluminium, en Allemagne une consommation en ruban, inflexible, coûte 78 €/MWh alors qu'une charge flexible sur 8 heures coûte 46 €/MWh et la participation dans les différents marchés de services diminue encore ce coût.

Un des enjeux de la transition électrique est la fixation du prix par la dernière centrale appelée, la plus chère, souvent le gaz. Ceci amène de fortes fluctuations sur les marchés, fluctuations que les industriels cherchent à éviter. Les simulations du fonctionnement du système électrique sur la période 2025-2035 conduites par RTE montrent que les prix des marchés de gros devraient rester déterminés par le coût variable des filières thermiques – et, par conséquent, par le prix du gaz, du charbon et du CO₂ – l'essentiel du temps. Dans le scénario de référence, cette part est évaluée à plus de 75 % du temps à moyen terme, alors même que la production d'électricité française sera assurée à plus de 95 % par des moyens décarbonés – énergies renouvelables et nucléaire – et caractérisés par de faibles coûts variables²². Les simulations, au niveau européen, montrent que, dans un système fortement interconnecté (donc sans persistance de contraintes réseau fortes), la marginalité du système électrique devrait rester dominée par les moyens thermiques. Les batteries thermiques, structurellement, se chargent lorsque les renouvelables sont abondants et, avec le temps, là où le gaz sera inexistant et le prix proche de zéro. Elles se chargent pendant 25 % des heures et peuvent donc éviter le gaz au maximum.

21. « Bilan prévisionnel 2023-2035 », RTE, 2023, volet hydrogène p. 73.

22. *Ibid.*, volet économie du système électrique, p. 49.

Enfin, ces batteries thermiques peuvent avoir un effet systémique important. Prélever les « excès » de production sur le réseau permet une plus grande intégration des renouvelables sur le réseau et/ou une baisse dans les investissements nécessaires au renforcement du réseau. Cet avantage est largement reconnu : la Commission européenne a annoncé un nouveau produit d'écrêtement des pointes visant à réduire la demande d'électricité pendant les heures de pointe, auquel ces batteries pourraient contribuer.

En général, on gardera les brûleurs à gaz déjà en place afin d'éviter toute interruption pendant un *Dunkelflaute*. Si le processus industriel peut être flexibilisé alors il y a un gain supplémentaire potentiel pour les industries énérgo-intensives. L'UE et les États membres devraient soutenir fortement ce type de montage car il permet d'accroître la souveraineté du continent mais c'est aussi une manière de sécuriser le coût de l'énergie sur le temps long via le financement de ces infrastructures renouvelables et flexibles. Certaines de ces *start-ups* construisent leurs premières installations chez des industriels. En Europe, Rondo Energy lance trois projets dans le domaine de l'alimentation, des plastiques et des carburants décarbonés. En Allemagne du Nord, Covestro pourra ainsi bénéficier de chaleur pour la moitié du prix du gaz pendant au moins 80 % du temps, le gaz fournissant le complément. Pour Systemiq, cette simple technologie de batterie thermique pourrait réduire l'utilisation du gaz fossile de 40 % et les émissions globales de gaz à effet de serre de 14 % d'ici 2050, soutenant l'expansion des renouvelables et réduisant les besoins de renforcement des réseaux.

La flexibilité peut également être mise en œuvre dans des procédés déjà nécessairement électriques, comme l'électrolyse de l'alumine qui produit l'aluminium. Cette électrolyse est d'ordinaire très peu flexible, la température des creusets devant toujours rester autour de 950 degrés Celsius (°C). Cependant, l'usine d'aluminium de Trimet, en Allemagne, a depuis plusieurs années déjà installé un système de gestion de la chaleur d'origine néo-zélandaise, EnPot, qui lui permet de faire varier sa consommation d'électricité (en même temps que sa production d'aluminium) de plus ou moins 30 % de façon pérenne. Elle peut ainsi être diminuée ou augmentée en fonction de l'évolution des prix spot de l'électricité, permettant de substantielles économies. Des systèmes de refroidissement comparables sont mis en place dans certaines fonderies d'aluminium pour augmenter leur productivité davantage que leur flexibilité, sans doute parce que ces très gros consommateurs d'électricité ont souvent su négocier des tarifs très bas, tant pour l'énergie que pour son acheminement, associés à des « rubans » de consommation constante. Pour cultiver ces importants gisements de flexibilité, au-delà des traditionnels « effacements » de courte durée, il conviendrait sans doute de créer ou d'adapter des incitations spécifiques, et avant tout que les gestionnaires de réseau prennent conscience de l'importance de ces potentiels.

Néanmoins, le prix des batteries lithium-ion ayant baissé de 450 US\$/kW en 2015 à 115 US\$/kWh en 2025, certains grands producteurs d'aluminium ont entrepris d'installer de volumineuses batteries pour alimenter leurs usines avec de l'électricité renouvelable décarbonée et bon marché. C'est par exemple le cas de Rio Tinto au Queensland (Australie), qui a signé des contrats d'achats à long terme avec d'importants parcs éoliens et solaires : 1,1 GW du projet éolien Bungaban de 1,4 GW, 1 GW du projet solaire de 1,3 GW Upper Calliope et 540 MW du projet combiné solaire (720 MWp) et batterie (600 MW/2 400 MWh) d'Edify Energy.

De la même façon, l'émergence de l'électrolyse de l'eau pour produire de l'hydrogène « vert » fournit une nouvelle et importante option de flexibilité. Tous les types d'électrolyseurs sont largement assez flexibles pour s'interrompre lorsque l'électricité n'est plus fournie par des énergies renouvelables mais par une ou plusieurs centrales de soutien. Dans une note récente, la Commission pour les transitions énergétiques (ETC) estime que la production d'hydrogène fournit de loin le plus gros potentiel de flexibilité industrielle²³. En effet, elle estime que la production d'hydrogène absorbera jusqu'à 45 % de l'électricité industrielle en 2050, contre 27 % pour la chaleur électrifiée et autant pour l'électricité spécifique. Elle estime également que 80-90 % de la production d'hydrogène électrolytique seront flexibles, contre seulement 20-30 % de la chaleur électrifiée, et 25-35 % de l'électricité spécifique. Celle-ci inclut la demande croissante des centres de données, que l'ETC estime 100 % flexible par déplacement géographique, ce qui paraît plutôt théorique.

Cependant, même si cette estimation s'avère juste sur le plan mondial, elle ne l'est pas nécessairement au niveau de l'Europe. Si l'hydrogène est surtout employé à produire de l'ammoniac, du méthanol, du fer pré-réduit et des carburants durables pour l'aviation, il est possible qu'une partie significative de ces produits faciles à transporter (contrairement au dihydrogène) soit importée en Europe depuis des pays dont les ressources renouvelables sont plus abondantes, ce qui baisse le coût de l'électricité et améliore aussi le facteur de capacité des électrolyseurs²⁴. À l'inverse, la Commission pour les transitions énergétiques pourrait sous-estimer la production et la flexibilité de la chaleur électrique au regard des plus récentes évolutions technologiques.

Dans d'autres cas, la flexibilité sera simplement rendue possible au prix d'une augmentation du volume des installations, lorsque le procédé peut subir des variations de rythme. C'est naturellement le cas des procédés industriels qui fonctionnent par lots ou fournées (*batch*).

23. « Demand Side Flexibility – Unleashing Untapped Potential for Clean Power », *Briefing Note*, Energy Transitions Commission, janvier 2025.

24. C. Philibert, « Après l'éclatement de la bulle : les facteurs de développement des chaînes de valeur internationales de l'hydrogène », *Briefings de l'Ifri*, 17 septembre 2021, disponible sur : www.ifri.org.

À ce jour l'intégration de la réponse à la demande des industries sur le marché de l'électricité est faible même dans des pays comme l'Allemagne et la France malgré un potentiel théorique élevé²⁵. En Allemagne, la participation a été limitée sur le marché spot aux industries qui possèdent leurs sources de production, et la réponse de la demande sur le marché de réserve représente 2-3 % de la capacité totale. Des obstacles persistent pour les programmes incitatifs : un coût d'entrée important, des spécifications instables et une propriété incertaine de l'énergie non consommée, voire des contrats de long terme privilégiés pour certaines industries à des niveaux de fourniture stables et des prix plus bas que les niveaux de marchés, qui n'incitent pas à la mise en œuvre de stratégies de flexibilité. Les différences de conception des marchés entre pays, comme la France et l'Allemagne, révèlent des divergences dans l'intégration de la réponse de la demande, notamment en termes de taille minimale des offres (1 MW en France contre 5 MW en Allemagne) et de spécifications des produits. En Allemagne, les sites industriels pouvaient bénéficier d'une réduction de 90 % sur les frais de réseau s'ils consomment de l'électricité de manière uniforme tout au long de la journée. Cela empêchait les sites industriels d'optimiser leur consommation en fonction des prix de gros de l'électricité. En raison de cette contrainte, on estimait que seulement 10 % à 25 % de l'électricité allemande étaient exposés aux prix de gros²⁶.

25. C. Cabot, « Economic Considerations on the Demand-side of Electricity Markets in a Context of Energy Transition: Economics and Finance », thèse, Université Paris Sciences et Lettres, mars 2024.

26. « 2024 smartEn Map on Wholesale Markets: Enabling Demand-side Flexibility in Europe », SmartEn, 21 janvier 2025.

Opportunités du côté de l'offre

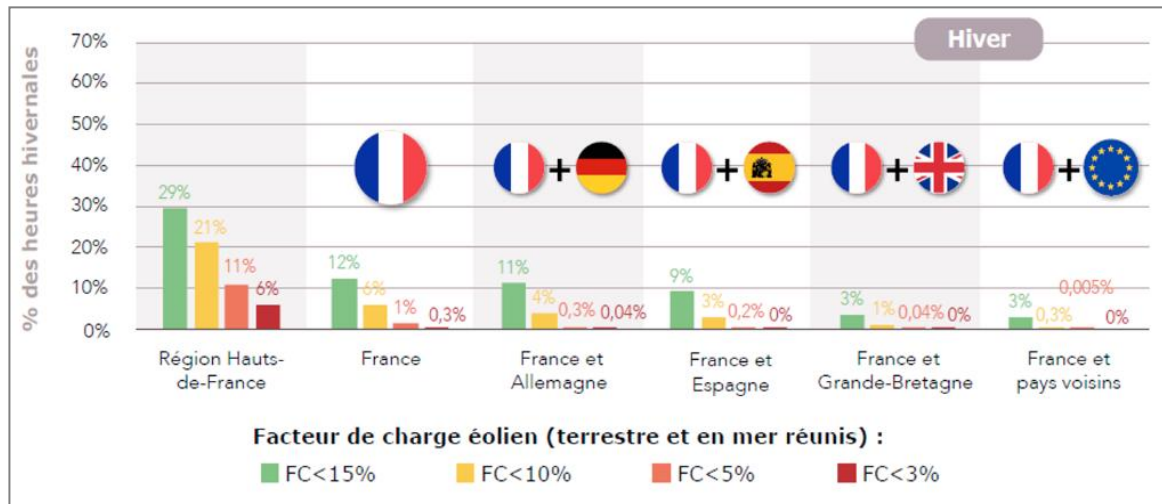
Réseaux et interconnexions

L'électricité ne se stocke pas facilement mais se transporte aisément. Une manière d'apporter compétitivité et fiabilité au système électrique est d'étendre la zone de consommation/production ce qui permet de mutualiser les équipements et de tirer parti des différences météorologiques. La flexibilité de l'offre permise par les interconnexions entre pays se matérialise notamment par le foisonnement ou la mutualisation des ressources renouvelables variables. Dit autrement, « le vent souffle toujours quelque part » – même si c'est plus ou moins fort. Au cœur de la nuit le soleil ne brille nulle part en Europe, mais les variations de production qui affectent la production solaire d'une centrale isolée sont moyennées à l'échelle d'une région ou d'un pays tout entier.

Prenons l'exemple de l'hiver où le solaire est le moins productif : la consommation est la plus forte et l'éolien est donc crucial pour l'équilibre du système électrique. L'analyse de RTE montre que pour la région Hauts-de-France, le facteur de charge éolien est inférieur à 15 % pendant 29 % du temps. Pour la France entière, le temps où le facteur de charge est inférieur à 15 % n'est que de 12 %. En mutualisant le courant²⁷ soit avec l'Angleterre soit avec nos voisins de l'UE, l'éolien va produire au minimum à 15 % de sa capacité maximale pendant 97 % du temps d'hiver (cf. Schéma 3). Les interconnexions puissantes sont donc très précieuses mais parfois difficiles à mettre en place. Nous verrons plus loin ce qui est faisable lors des périodes hivernales avec trop peu de soleil et de vent.

27. Il semble que cette analyse de RTE ait été faite avec une hypothèse de « plaque de cuivre ». Les interconnexions ne sont pas considérées comme limitantes.

Schéma 3 : Évolution du facteur de charge éolien l'hiver en fonction du foisonnement



Source : « Futurs énergétiques 2050 », RTE, février 2022.

Les réseaux permettent donc de tirer le meilleur parti du foisonnement de la consommation et de la production renouvelable à l'échelle européenne. Il rend aussi possible une mutualisation des moyens de flexibilité (batteries, centrales thermiques décarbonées...), avec un effet baissier sur les capacités à déployer et donc sur les coûts nécessaires pour chaque pays afin d'assurer la sécurité d'approvisionnement en Europe.

Sans aucune interconnexion, il faudrait, au niveau européen, 430 GW de capacités en 2050 pour assurer la sécurité d'approvisionnement. Selon les calculs de RTE, avec les interconnexions actuelles (plus de 400 en Europe, dont 57 impliquent la France), ce besoin tombe à 360 GW. Et avec les interconnexions prévues d'ici à 2050, le besoin chute à 270 GW. Dans une situation théorique d'interconnexion infinie, où le continent européen serait une plaque de cuivre parfaite alors les besoins tomberaient à un peu plus de 200 GW.

Les interconnexions sont plus ou moins coûteuses en fonction des obstacles éventuellement rencontrés, de leur nature aérienne, souterraine ou sous-marine. Mais ce sont des sources de flexibilité, le plus souvent compétitives²⁸ qui renforcent nos relations avec les pays voisins et libèrent l'Europe de dépendance stratégique critique aux fossiles que ce soit vis-à-vis de la Russie, du Moyen-Orient ou des États-Unis.

28. A. Mezösi, E. Kakzor et A. Diallo, « Projects of Common Interest? Evaluation of European Electricity Interconnectors », *Utilities Policy*, vol. 84, 2023.

Surdimensionnement et écrêtement

La variabilité du soleil et du vent doit être prise en compte dans le dimensionnement des installations. Si les panneaux solaires sont installés en quantités juste suffisantes pour répondre à la demande d'été quand le soleil est au zénith alors, en hiver, le système sera très loin du compte. À l'inverse, si les panneaux solaires doivent répondre à la demande d'hiver, sans même parler de journées très nuageuses ou de... la nuit alors, en été, ils produisent des surplus considérables. Évidemment, la bonne complémentarité saisonnière entre le soleil et le vent va aider à trouver une juste mesure. Mais ni le solaire ni l'éolien ne seront dimensionnés « au plus juste », ce qui rendrait la vie économique (et la vie quotidienne) excessivement dépendante des caprices de la météorologie. Des surplus momentanés de production électriques sont donc inévitables.

Ce n'est pas si grave et il est inutile d'essayer de stocker tous les kilowattheures excédentaires : il faut dimensionner les stockages en fonction de la demande et non de la production. Le prix de l'électricité renouvelable a tellement baissé que l'optimum économique commande d'écrêter une partie de la production quand elle est excédentaire. Si l'on écrête 5 % d'une production éolienne ou solaire, cela augmentera d'autant le prix de l'électricité éolienne ou solaire, mais elle restera dans bien des cas la solution décarbonée la moins coûteuse en sortie de centrale.

L'écrêtement peut être dû à des congestions du réseau électrique ou de manière plus régulière à une production supérieure à la demande. RTE envisage, dans son scénario M23, que seulement 3,1 % de l'électricité éolienne ou solaire devra être écrêtée. Cette énergie est produite lors d'extrêmes excédents de production par rapport à la demande, et il ne sera pas rentable d'essayer de la stocker : tous les stockages, quels qu'ils soient, ne sont rentabilisés que s'ils sont utilisés régulièrement. Il en va de même pour les réseaux : des renforcements qui seraient rarement utilisés seraient inutilement coûteux.

Solutions de stockage d'énergie

Le stockage de l'énergie, notamment sous forme électrique ou thermique, peut être mis en œuvre par les consommateurs d'électricité (cf. *supra*). Il peut également être mis en œuvre par les producteurs d'électricité. En réalité, le statut du stockage, entre production et consommation, reste ambigu en Europe.

L'hydroélectricité est depuis longtemps un outil majeur de flexibilité. La France dispose actuellement de 26 GW d'hydroélectricité qui se répartissent entre fil de l'eau, barrage réservoirs et stations de transfert d'énergie par pompage (STEPs). Ces dernières sont les seules à permettre de stocker de l'électricité d'abord prélevée sur le réseau.

Un premier bassin en hauteur peut libérer l'eau dans une canalisation, actionner une turbine pour produire de l'électricité et, par exemple, soutenir la production française en cas de sous-performance temporaire de la production éolienne. L'eau est gardée dans un bassin inférieur et remontée vers le bassin supérieur dans une conduite forcée lorsqu'il y a un excès de production solaire. Le développement des STEPs est plutôt long, et soumis à des contraintes géographiques, la hauteur de chute étant un élément essentiel à considérer.

Les barrages traditionnels doivent être volumineux afin d'accumuler des semaines de précipitations ou de fonte des neiges, et on ne prévoit pas d'en créer de nouveaux en France. En revanche, la création de STEPs ne nécessite que des volumes bien plus réduits, plus faciles à aménager. RTE envisage ainsi une augmentation de la puissance installée des STEPs de 5 à 8 GW d'ici à 2050.

Si les STEPs ont été longtemps le principal moyen de stockage de l'électricité en réseau, leur suprématie est désormais menacée, en France comme ailleurs, par l'arrivée des batteries lithium-ion stationnaires, en attendant peut-être d'autres concepts comme les batteries sodium-ion ou fer-air. Un tiers de ce déploiement a lieu dans le monde « derrière le compteur », chez les usagers, particuliers ou entreprises. En Europe, ce pourcentage est bien plus élevé, autour de 80 %.

La baisse des coûts des batteries a été rapide et semble pouvoir continuer sur le même rythme. Leur densité énergétique (kWh/l), leur énergie spécifique (kWh/kg) et leur durée de vie s'améliorent également. Les besoins des véhicules électriques se développent rapidement et dominent le marché des batteries. Pratiquement absentes du monde des réseaux électriques il y a seulement une poignée d'années, les batteries les colonisent aujourd'hui très rapidement. La part des LFP y est bien plus élevée (80 %) que pour les batteries mobiles.

En 2021, RTE indiquait qu'une batterie de 4 heures coûterait 220 €/kWh en 2035 et 190 €/kWh en 2050. À fin 2024, Bloomberg NEF relève un prix moyen de 115 \$/kWh. Le prix des batteries automobiles est nettement inférieur, car le système de gestion de la batterie est compté à part. Le prix des « cellules » seules ne dépasse pas 80 \$/kWh. Par ailleurs, le prix au kWh diminue légèrement avec la « profondeur » (en heures) des batteries.

La capacité mondiale des STEPS (180 GW) sera bientôt rattrapée par celle des batteries stationnaires, qui pourrait monter jusqu'à 1 200 GW en 2030 et 1 700 GW en 2035 selon l'AIE, afin d'intégrer des quantités rapidement croissantes d'énergies éolienne et solaire. Même si les STEPs sont dotées de « profondeur » de stockage plus importante (de plusieurs heures à plusieurs jours), leur volume de stockage lui-même (en GWh) sera vite dépassé. La Commission européenne attend une croissance massive des batteries dans l'UE, de 12 GW (16 GWh) en 2023 à 200 GW (190 GWh) en 2030.

Le premier service que fournissent les batteries, c'est le déplacement dans le temps, pour quelques heures, de l'électricité, par exemple du milieu de la journée vers la pointe de consommation du soir. Une batterie dont la profondeur (ratio entre le volume en énergie et la capacité électrique, GWh/GW) est de quatre heures seulement peut néanmoins fournir une énergie continue là où les conditions sont exceptionnellement bonnes. Aux Émirats arabes unis, Masdar développe en collaboration avec la compagnie de l'eau et de l'électricité un projet associant une centrale photovoltaïque de 5,2 GW et une batterie de 19 GWh, fournissant 1 GW d'électricité solaire 24 heures par jour, sept jours par semaine²⁹. En Australie, Quinbrook a annoncé son intention de déployer 3 GW/24 GWh de batteries au Queensland, en Nouvelle-Galles du Sud et dans les territoires du Nord pour mieux utiliser l'électricité éolienne et solaire disponible.

Les batteries peuvent aussi fournir nombre d'autres services, tels que l'inertie, le contrôle du voltage, la régulation de la fréquence, des réserves rapides et l'aide à la restauration rapide des réseaux en cas de *black-out*. Judicieusement localisées, elles peuvent aussi aider à contourner les congestions dans les réseaux³⁰.

L'offre de production d'électricité peut donc être flexible via la modulation à la baisse/écrêtement des productions éoliennes et solaires, ou l'utilisation de stockage que cela soit sous forme de batteries sur le réseau ou d'hydroélectricité. Toutes ces formes de flexibilité sont permises par un réseau de transport et de distribution qui fait jouer de concert ces différents acteurs mais il arrive certains moments dans l'année où la production d'énergies renouvelables variables et toutes les flexibilités ne suffisent plus. Il faut un filet de sécurité en cas de disette solaire et/ou éolienne.

Le cas des *Dunkelflaute*

Il est crucial de disposer d'un filet de sécurité, dans le cas où le soleil et surtout le vent viendraient à manquer pendant une trop longue période hivernale : à terme c'est la conjonction de périodes froides et sans vent qui deviendra le premier facteur de risque pour le système électrique. Les périodes difficiles seront peut-être moins nombreuses grâce aux batteries, mais en moyenne plus longues. Une ultime source de flexibilité doit donc fournir la puissance nécessaire et disposer d'un « réservoir » assez grand pour fournir l'électricité le temps que dure la disette de renouvelable – une dizaine de jours parfois.

Dans son scénario hypothétique M23, dans lequel le nucléaire serait réduit en 2060 à l'EPR de Flamanville (1,6 GW), RTE envisage 30 GW de « thermique décarboné » (en clair, des turbines à combustion) venant

29. La puissance est ici donnée en courant continu, et non en courant alternatif comme c'est l'habitude.

30. « Batteries and Secure Energy Transitions », *World Energy Outlook Special Report*, IEA, 2024.

s'ajouter à 21 GW de batteries stationnaires, et 2,5 GW de bioélectricité et de déchets. Les turbines à combustion offrent une flexibilité technique remarquable avec des temps de démarrage rapides et une grande amplitude de modulation.

La quantité produite dans ces centrales à gaz serait d'environ 11 TWh par an, pour une production électrique française de 771 TWh et une consommation de 645 TWh. Aussi étonnant que cela puisse paraître, nos sociétés complexes peuvent dépendre essentiellement du soleil et du vent, et ont besoin de ce filet de sécurité pour une très faible partie de l'année.

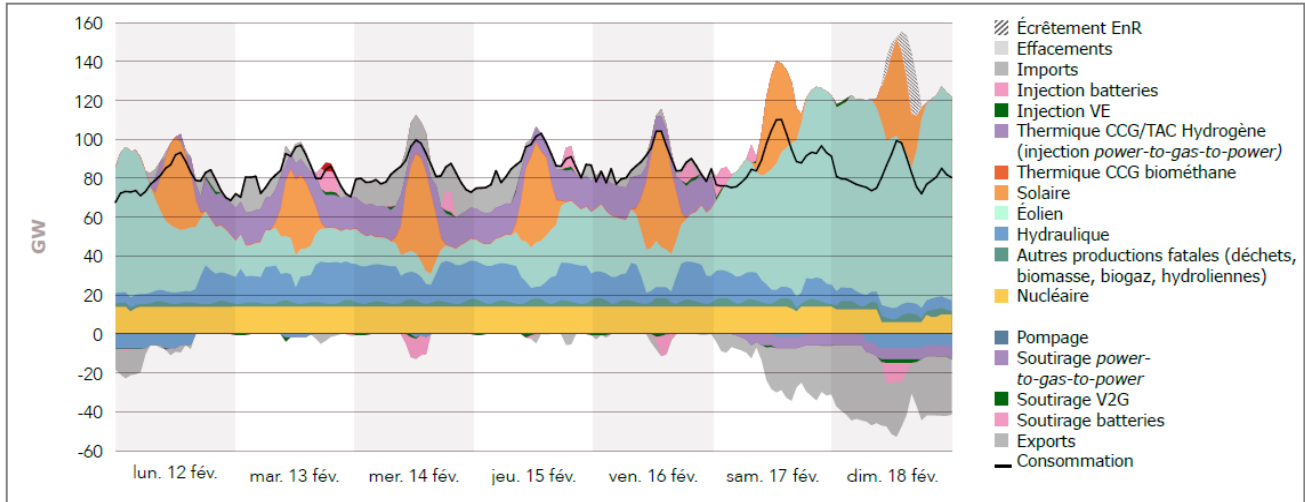
Le « thermique décarboné », cela pourrait être de l'hydrogène, fabriqué en même temps que l'hydrogène dont les industries ont besoin (fertilisant, réduction du minerai de fer) : 31 TWh d'électricité seraient consommés à cette fin, ainsi que 50 TWh pour fabriquer en même temps l'hydrogène pour l'industrie. RTE prévoit 16 GW d'électrolyseurs, qui auraient donc un facteur de capacité moyen plus qu'honorable de 57 %. Mais le thermique décarboné pourrait également être du biogaz issu de la fermentation de matières organiques.

D'ici à 2060, les centrales à gaz existantes, gérées par EDF ou des industriels en « cogénération chaleur électricité », ainsi que d'autres à construire, pourraient être alimentées en gaz fossile. Aussi imparfaite soit-elle, cette solution transitoire n'aurait rien de scandaleux. Elle accompagne un très fort mouvement de substitution du gaz utilisé directement dans les bâtiments et les transports. De plus, la production d'électricité avec du gaz sera, dans ce scénario, inférieure aux plus bas niveaux obtenus jusqu'alors, près de 20 TWh en 2024. Un mix 97 % renouvelable en France avec un appoint de 3 % en gaz fossile serait plus décarboné que le mix électrique français actuel qui est un des plus décarbonés au monde.

On s'étonnera peut-être d'une si faible production pour une si grande capacité, dont le taux d'utilisation serait à peine supérieur à 4 %. Or c'est bien le rôle traditionnel des turbines à combustion de couvrir les pointes extrêmes de consommation, en l'occurrence pendant une quinzaine de jours par an.

Le Schéma 4 montre comment les différents éléments d'un mix électrique fortement renouvelable pourraient interagir lors d'une semaine d'hiver avec quatre jours de vents faibles. Dix-sept éléments de l'offre et de la demande agissent de concert afin de garantir sécurité, compétitivité et indépendance. Le mix électrique français de demain sera plus complexe, un gros effort de pédagogie doit être entrepris mais la forte part de renouvelable variable ne doit pas servir d'excuse pour ralentir la transition.

Schéma 4 : Configuration avec peu de vent en février 2050, scénario M23



Source : « Futurs énergétiques », RTE, 2021.

Cadre réglementaire et marché

Côté demande

« Les prix doivent indiquer les coûts comme les horloges indiquent l'heure », disait Marcel Boiteux, le charismatique patron d'EDF pendant de longues années. C'est en effet la base de toute politique d'incitation au développement de la flexibilité. Il faut trouver le moyen d'inciter les consommateurs à réduire leur demande quand l'énergie est rare, donc chère, et à la déplacer, autant que faire se peut, aux heures où elle est abondante, donc bon marché. Le rapprochement avec l'horloge est plein de sens, car il s'agit bien d'avoir des prix qui reflètent les coûts à chaque instant.

La tarification en fonction du temps (*time-based pricing*) peut s'opérer de multiples façons. Le temps peut être découpé en tranches fixes, connues de tous à l'avance (*time-of-use pricing*), ou bien être fixée avec très peu d'avance, la veille pour le lendemain voire une demi-heure à l'avance (*real-time pricing* ou encore tarification « dynamique »). La première option est bien illustrée par le dispositif « heures pleines/heures creuses » (HP/HC) pour les clients du tarif réglementé d'EDF. La deuxième option est en vigueur sur les marchés de gros de l'électricité où s'approvisionnent grands industriels et fournisseurs d'électricité au détail.

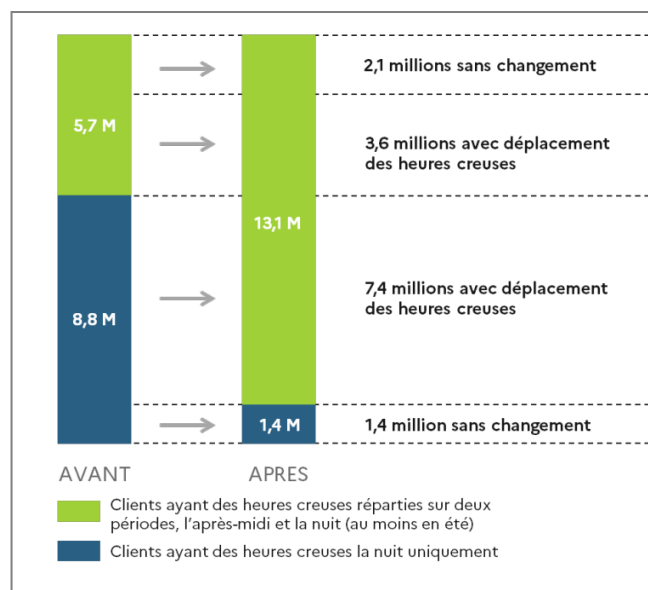
Les deux options peuvent être combinées, par exemple avec l'option « Tempo » d'EDF : chaque jour connaît des heures pleines et des heures creuses, mais les jours peuvent être bleus, blancs ou rouges. Le prix élevé de l'électricité durant les heures pleines des 22 jours rouges autorisés chaque année s'apparente à un principe dérivé du *real-time pricing* : la tarification des « heures de pointe critiques » (*critical peak pricing*).

Ces dispositifs ont été introduits et développés en France quand les centrales nucléaires ont pris la relève des centrales thermiques (charbon et fioul). La division de la journée en 16 heures pleines et 8 heures creuses, avec des tarifs différents, a permis aux clients d'EDF de réaliser des économies et à EDF de mieux rentabiliser les centrales nucléaires en réduisant l'écart de demande entre le jour et la nuit. Le tarif « Tempo » (initialement « effacement des jours de pointe », EJP) visait à préserver l'équilibre du système durant les jours de très grands froids, évitant des surinvestissements dans des centrales « de pointe » et les réseaux électriques.

Aujourd'hui et plus encore demain, le dispositif doit évoluer afin d'augmenter la flexibilité du fait de la part toujours croissante d'énergies variables, éolienne et solaire, dans le mix électrique. La production solaire est concentrée au milieu de la journée, plus forte en été qu'en hiver. La production éolienne, ou plutôt ses périodes creuses, détermine, avec le froid, les nouvelles heures critiques.

La Commission de régulation de l'énergie (CRE) a ainsi annoncé récemment une évolution du système HP/HC. Près de neuf millions de clients ayant souscrit à l'option HP/HC n'ont aujourd'hui que des heures creuses durant la nuit et près de quatre millions d'autres ont des heures creuses de jour « mal placées ». Le changement, illustré Schéma 5, débutera le 1^{er} novembre 2025 et sera terminé seulement à fin 2027. À son terme, plus de treize millions de clients auront cinq heures creuses de nuit et trois heures creuses situées entre 11 heures et 17 heures, notamment « l'été », du 1^{er} avril au 31 octobre, permettant de mieux profiter de la forte dynamique de l'énergie solaire³¹.

Schéma 5 : Évolution de la répartition des clients en France avec et sans tarifs HP/HC



Source : « Focus sur l'évolution du placement des heures creuses », Annexe Communiqué de presse TURPE 7, CRE, 2025.

Le découpage du temps en blocs fixes permet de mettre en œuvre une partie significative du potentiel de flexibilité dans le bâtiment avec une certaine simplicité. La firme britannique Octopus a testé au Royaume-Uni l'impact de cette flexibilité dans des logements qui sont passés d'une chaudière gaz à une PAC soit avec un tarif électrique classique soit avec le tarif « cosy » d'Octopus qui consiste à donner deux périodes hors pic

31. « Focus sur l'évolution du placement des heures creuses », Annexe Communiqué de presse TURPE 7, CRE, 2025.

4 heures/7 heures et 13 heures/16 heures avec de l'électricité peu chère et une période de pic 16 heures/20 heures La consommation est divisée par deux pendant les pics de consommation avec le tarif flexible, y compris lors des jours les plus froids lorsque le réseau est le plus sous tension³².

Ce premier niveau de flexibilité paraît indispensable pour poursuivre le développement des énergies variables indispensables à la décarbonation de l'économie. Cependant, il faudra sans doute employer d'autres moyens pour développer davantage la flexibilité et rapprocher les prix effectivement payés par les consommateurs des prix de marché. L'écart entre les prix pourrait être plus important et l'incitation à opter pour un tarif flexible plus forte. La tarification des heures de pointe critiques, du type tarif « Tempo » et ses jours rouges, devrait être particulièrement encouragée. Il conviendrait de faire évoluer cette offre : le nombre maximum de jours rouges devrait être revu à la hausse pour tenir compte du risque de *Dunkelflaute* successifs et de la montée en puissance de l'éolien. L'effet potentiellement dissuasif de cette évolution pour les consommateurs serait largement atténué du fait d'une autre modification cohérente avec l'évolution déjà engagée décrite ci-dessus, consistant à intercaler quelques heures creuses de jour au sein des heures pleines des jours rouges. Ainsi tiendra-t-on compte de la montée en puissance du solaire, concomitante à celle de l'éolien.

Comment aller plus loin encore et passer à une tarification dynamique pour tous les clients, profitant ainsi de l'ensemble des options, y compris celles relèvent des batteries des véhicules électriques ? Personne ne souhaite se pencher à longueur de journée sur des indicateurs de prix de l'électricité. Il faut donc automatiser ces dispositifs.

Tout d'abord, le choix de l'option HP/HC s'accompagnait de l'asservissement des chauffe-eau à un signal envoyé par EDF à ses clients – mais que ceux-ci pouvaient toujours court-circuiter en cas de besoin. Les fournisseurs d'électricité ont aujourd'hui les moyens techniques d'agréer des milliers voire des millions de clients d'une façon plus souple que le fonctionnement « marche/arrêt » des chauffe-eau, d'autant que tous les usages ne disposent pas d'un moyen intrinsèque de stockage comparable.

Ainsi, aux États-Unis, l'entreprise Renew Home agrège, via des thermostats intelligents et connectés, les PAC/clim, et les fait moduler de manière imperceptible pour les usagers de façon à soulager le réseau. Elle estime que 44 GW peuvent être modulables d'ici à 2030 aux États-Unis pour le chauffage/refroidissement des logements³³. On qualifie parfois ces

32. L. Bernard, A. Hackett, R. D. Metcalfe et A. Schein, « Decarbonizing Heat: The Impact of Heat Pumps and a Time-of-Use Heat Pump Tariff on Energy Demand », *Working Paper*, n° 33036, National Bureau of Economic Research, octobre 2024, p. 35.

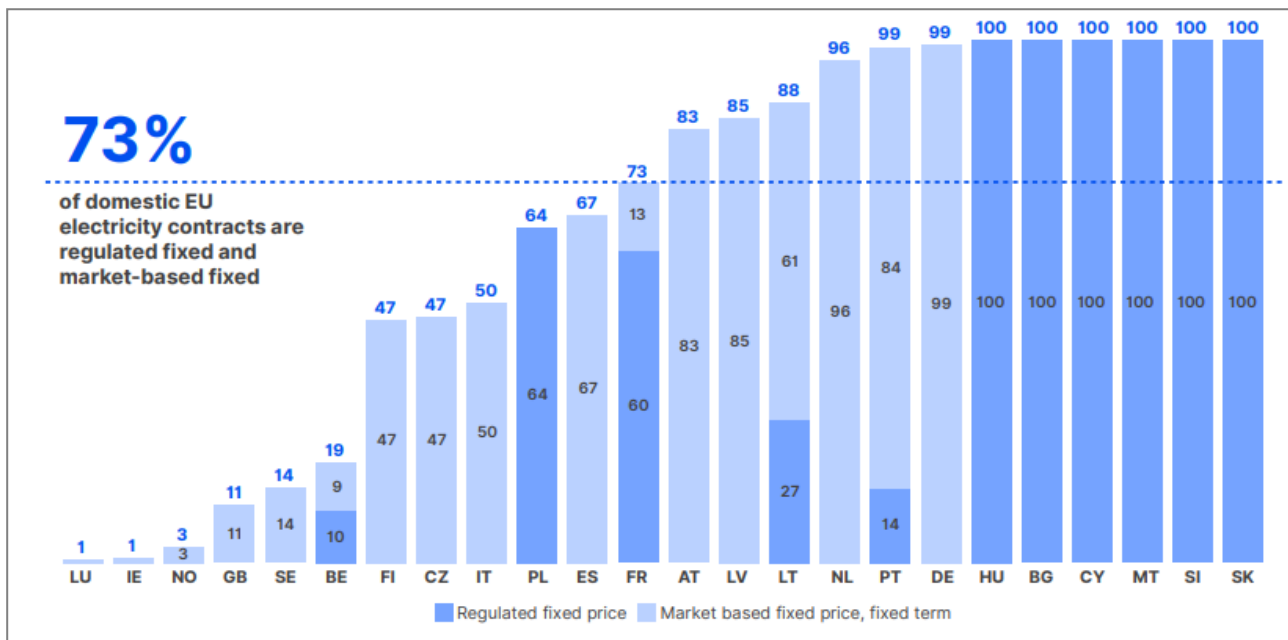
33. « Smart Thermostats and The Future of Virtual Power Plants », Renew Home, disponible sur : www.renewhome.com.

dispositifs de centrales électriques virtuelles – nettement moins coûteuses que de nouvelles centrales à gaz ou batteries pour augmenter la puissance disponible.

De façon comparable, Octopus Energy propose en France et en Angleterre une recharge dynamique des véhicules électriques. Avec un chargeur et une voiture compatibles, l'utilisateur indique au début de la charge quand il aura besoin de son véhicule et à quel niveau de batterie, Octopus s'occupe du reste. En Angleterre, où la compagnie propose un tarif très compétitif de 0,08 €/kWh, elle gère ainsi 180 000 véhicules et 1,2 GW de charge dynamique³⁴.

Le potentiel apparaît donc important, peut-être davantage que l'évaluation plutôt conservatrice qu'en a faite RTE dans son étude de 2021. Cependant, la tarification dynamique, si elle peut libérer l'esprit des consommateurs tout en promettant des économies, devra faire ses preuves auprès d'eux progressivement. Les consommateurs pourraient être rebutés à l'idée que le contrôle de leurs consommations leur échappe alors que des informations sur des prix très élevés atteints sur les marchés de l'électricité leur parviennent régulièrement, même si ces prix élevés sont de courte durée³⁵.

Schéma 6 : Part des contrats fixes pour les ménages dans divers pays européens



Source : « 2024 Market Monitoring Report », ACER-CEER, 2024.

34. « The UK Energy Company Creating the Utility of the Future », *Cleaning Up Podcast*, épisode 175, YouTube, 4 septembre 2024.

35. T. Schittekatte, D. Mallapragada, P. L. Joskow et R. Schmalensee, « Reforming Retail Electricity Rates to Facilitate Economy-wide Decarbonization », *Joule*, 2023.

Avant toutefois d'espérer généraliser la tarification dynamique, il faut comprendre qu'en France comme en Europe, pratiquement trois ménages sur quatre disposent de contrats d'électricité fixes, qu'ils soient régulés ou de marché : l'électricité a le même coût toutes les heures de l'année³⁶. L'urgence est donc de généraliser une tarification améliorée par blocs temporels pour le plus grand nombre, en incorporant autant que possible une tarification des jours critiques. Il faudra également encourager mais aussi surveiller et réguler les efforts des fournisseurs pour proposer aux consommateurs d'électricité des tarifs dynamiques avec mise en œuvre agrégée des évolutions temporelles des consommations.

Au niveau européen, la Commission européenne travaille avec l'ACER, ENTSO-E et EU DSO Entity³⁷ sur un projet de règlement établissant un code réseau pour la réponse de la demande, indiquant une volonté de codifier et standardiser ces mécanismes à l'échelle européenne et ainsi faciliter l'accès des industries à ces mécanismes de flexibilité. Cela fait désormais partie de l'Affordable Energy Action Plan de la Commission publié le 25 février 2025.

On pourrait croire les grands consommateurs industriels davantage exposés à la variabilité dans le temps des prix de l'électricité, or cette exposition, via les prix spot par exemple, est au mieux marginale. Ils participent traditionnellement aux besoins de flexibilité via les « effacements », via divers mécanismes. Les uns sont liés à l'énergie « effacée » c'est-à-dire non consommée : il s'agit du mécanisme d'ajustement, géré et activé par RTE en France, et du « NEBEF » (notification d'échange de blocs d'effacements), qui permet des échanges directs entre consommateurs. D'autres mécanismes permettent de mettre à disposition, contre une prime fixe au MW, une puissance effaçable sur une période donnée, qui sera activée ou non : il s'agit de la participation aux réserves et de l'interruptibilité. Les fournisseurs d'électricité, qui doivent justifier des capacités électriques suffisantes pour leurs clients, peuvent compléter les garanties de capacités achetées aux producteurs par des achats aux opérateurs d'effacement. Une limite importante au développement des capacités d'effacement industrielles est la perspective temporelle trop courte des contractualisations proposées, généralement limitée à un an.

36. « Energy Retail – Active Consumer Participation Is Key to Driving the Energy Transition: How Can It Happen? », *2024 Market Monitoring Report*, European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER) – Council of European Energy Regulators (CEER), 30 septembre 2024.

37. L'ACER est un organisme de l'UE auprès des régulateurs de l'énergie. European Network Transmission System Operators – Electricity (ENTSO-E) regroupe des opérateurs de transport de l'électricité dans l'UE et au-delà. European Union Distribution Systems Operators regroupe les opérateurs de distribution de l'électricité dans l'UE.

Côté offre

Le maximum de flexibilité serait bien entendu atteint si toutes les productions d'électricité étaient intégralement flexibles et pilotables, mais ce n'est le cas ni de l'électricité nucléaire ni des énergies renouvelables variables. Pour assurer le développement des énergies renouvelables, il faut un dessin de marché doté de propriété contradictoire : il s'agit d'une part d'assurer le financement des investissements au meilleur coût en éliminant autant que possible les incertitudes de prix et de volume ; et d'autre part d'exposer les énergies aux fluctuations du marché, qui reflètent la valeur de l'électricité au moment où elle est produite.

À la suite de la réforme de l'encadrement européen des aides, les « contrats pour la différence » (auxquels se rattachent les compléments de rémunération français) se sont imposés dans toute l'UE pour les capacités d'une certaine taille, le mécanisme d'obligation subsistant en parallèle pour des capacités plus petites. On a vu plus haut que ces contrats pour la différence forment un compromis entre ces exigences contradictoires.

En 2016 une disposition a été prise pour limiter les effets des prix négatifs. Si ceux-ci durent plus de vingt heures dans l'année, l'obligation d'achat est suspendue pour chaque période de prix négatifs au-delà de ce seuil, pour les nouvelles installations de plus de 500 kW. Cette disposition a été étendue en 2021 aux installations de plus de 250 kW.

En avril 2024, l'UE a adopté une nouvelle réforme du dessin de marché, qui facilite notamment les contrats de vente d'électricité à long terme de gré à gré (*corporate PPAs*), en général pour vingt ans. Les acheteurs peuvent être des industriels fortement consommateurs, ou des fournisseurs des consommateurs finals. Le besoin de sécurité des investisseurs ne se limite pas aux renouvelables. EDF et ses partenaires ont signé un contrat de vente de 35 ans avant d'investir dans l'EPR de Hinkley Point C, en construction au Royaume-Uni. Comme les tarifs réglementés, les contrats d'achats à long terme peuvent être structurés par tranches horaires ou semi-horaires, de façon identique ou non selon les saisons, ce qui créera des incitations à la flexibilité tant du côté offre que du côté demande.

La réforme reconnaît l'importance du stockage d'énergie pour un marché électrique stable et durable. Elle permet aux États membres d'introduire des schémas de soutien pour des ressources de flexibilité non fossiles. De plus, la réforme exige que les États membres évaluent leurs besoins en flexibilité du système électrique et établissent des objectifs pour y répondre.

Les mécanismes de rémunération de capacité (CRMs)³⁸ visent à garantir une adéquation des ressources dans le marché européen de l'électricité, c'est-à-dire à assurer qu'il y ait suffisamment de ressources (production, stockage, réponse à la demande) pour répondre à la demande, notamment lors des périodes de rareté de *Dunkelflaute*. Face à la montée des énergies renouvelables variables, ces mécanismes sont devenus cruciaux pour pallier les défaillances du marché de l'énergie classique, où les prix ne suffisent pas toujours à encourager les investissements nécessaires. La réforme du marché européen de l'électricité de 2024 a renforcé leur rôle en les considérant comme structurels plutôt que temporaires.

Actuellement, le marché européen repose sur un système de tarification zonale, où chaque zone, souvent correspondant à un pays ou une région, possède un prix unique pour l'électricité, sans tenir compte des variations locales des contraintes de transmission ou des conditions d'offre et de demande. La tarification zonale voir nodale, en revanche, fixerait les prix à des zones ou des nœuds spécifiques du réseau, comme des sous-stations, reflétant les coûts réels d'approvisionnement à ces points, y compris les pertes et les contraintes de transmission. Cette approche, déjà utilisée dans des marchés aux États-Unis offre une granularité accrue, susceptible de permettre une meilleure gestion des goulots d'étranglement et une allocation plus efficace des ressources. Elle pourrait être avantageuse, malgré sa complexité et son évidente difficulté d'acceptation, dans les pays faisant l'expérience de fortes contraintes de réseaux, comme l'Allemagne ou le Royaume-Uni. Par exemple, une étude d'Octopus Energy au Royaume-Uni, évaluant le passage de la tarification uniforme à la tarification zonale, montre des bénéfices nets pour les consommateurs, estimés à environ deux milliards de livres par an. L'enjeu est politiquement et économiquement sensible, car il pourrait créer des écarts de compétitivité entre zones et régions, et a été exclu en Allemagne dans le récent accord de coalition.

38. « Capacity Mechanisms », Florence School of regulation, 30 juillet 2024.

Conclusion

L'étude « Demand-side Flexibility: Quantification of Benefits in the EU » (DNV for SmartEn, 2022) a évalué à plus de 300 milliards d'euros par an les bénéfices de la flexibilité de la demande pour les consommateurs européens, principalement du fait de prix de marché plus bas et de coûts évités de capacités de production et d'infrastructures de réseaux.

Ces chiffres élevés illustrent l'impact considérable à chaque instant de l'écrêtement et du déplacement de la demande sur le mix électrique. La flexibilité évite la formation de pics de demande élevés nécessitant des générateurs très coûteux qui fixent le prix pour tous et permet d'absorber plus d'énergie lors de surplus de production et de prix bas. Même lorsque les coûts de production de ces générateurs sont réduits de 5 % seulement, la moindre utilisation des générateurs les plus chers peut avoir un impact considérable, proche de 50 %, sur le prix final.

Cet impact considérable représente un déplacement financier du producteur vers le consommateur. La flexibilité de la demande impacte les générateurs fossiles (- 90 % de baisse de leurs marges), un peu moins les centrales biomasse (- 71 %) et nucléaires (- 55 %), et nettement moins les renouvelables (- 28 %). Les producteurs n'ont donc pas intérêt à développer cette flexibilité de la demande, qui doit être encouragée par les pouvoirs publics.

La même étude fournit les éléments d'une approche plus modeste des bénéfices pour l'ensemble des parties prenantes, en évaluant séparément les coûts annuels évités de génération (4,6 milliards d'euros, Md€), d'investissement dans des capacités de pointe (2,7 Md€), et les réseaux de distribution (11,1 à 29,1 Md€), enfin la demande autrement insatisfaite (9 Md€). Ces bénéfices ne peuvent d'ailleurs pas être simplement additionnés.

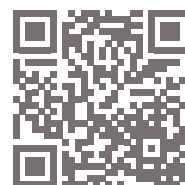
La flexibilité est parfois caricaturée et critiquée. Cela cache le plus souvent une contestation radicale des énergies renouvelables variables, soit que l'objectif de décarbonation de l'économie soit lui-même récusé sous un prétexte ou un autre, soit du fait d'une préférence exclusive pour une autre énergie décarbonée, le nucléaire. Les projections pourtant, que ce soient celles de l'AIE, de RTE ou d'EDF même, montrent clairement que l'objectif de décarbonation ne pourra pas être atteint sans un développement considérable et rapide des énergies éoliennes et solaires.

Refuser la flexibilité de la demande reviendrait en fait à exiger des conditions énergétiques fixes et illimitées. Or cela mène à des absurdités, comme de cultiver des fraises en plein hiver, climatiser un stade ouvert ou

organiser des Jeux olympiques d'hiver en plein désert. Reconnaître une certaine dépendance aux conditions naturelles permet au contraire d'optimiser nos usages de l'énergie et d'éviter des solutions excessivement coûteuses.

Les sources de flexibilité sont à l'image de la transition énergétique dans son ensemble : elles sont assez matures techniquement. Il est désormais davantage question de décisions sociales, économiques et politiques. Les solutions de flexibilité examinées ici visent à permettre, sans réel sacrifice de confort, à permettre aux particuliers, aux entreprises et aux services publics de bénéficier du faible prix des énergies éoliennes et solaires. Dans son rapport sur la compétitivité européenne, Mario Draghi estimait « que les réseaux doivent s'adapter à un système électrique plus interconnecté, décentralisé, numérisé et flexible³⁹ ». Le déploiement ininterrompu des diverses flexibilités procurera à l'Europe une souveraineté accrue par rapport aux énergies fossiles massivement importées et permettra à l'Europe de jouer tout son rôle dans la décarbonation de l'économie mondiale.

39. « The Draghi Report on EU Competitiveness », Commission européenne, 2024, p. 14.



27 rue de la Procession 75740 Paris cedex 15 – France

Ifri.org