



PROMOTION P32

2024-2025

## RÉSILIENCE DU SYSTÈME ÉLECTRIQUE FRANÇAIS

Réflexions suite à la crise de 2022-2023



**Alexandre Goupy, auditeur civil, EDF**

Sous la direction de

**Emmanuel Hache, IRIS/IFPEN**

**Photo de couverture :** Centrale de Flamanville, le 23 novembre 2017 (© Alexis Morin). La centrale nucléaire de Flamanville est composée de trois réacteurs : les deux premiers ont une puissance de 1 330 MW et ont été inaugurés en décembre 1985 et juillet 1986. Le troisième (au premier plan sur la photo), a été relié au réseau le 21 décembre 2024, il peut délivrer une puissance de 1 630 MW.

## **Remerciements**

Je tiens à remercier toutes les personnes qui ont accompagné la rédaction de ce mémoire. En premier lieu mon directeur de mémoire, Emmanuel Hache, pour ses conseils qui ont donné au mémoire son orientation sur la résilience. Je souhaite remercier également mes collègues de la R&D d'EDF, Alain Burtin, Valéry Martin et Éric Randimbivololona pour leurs relectures attentives et pour la pertinence de leurs remarques qui ont grandement contribué à l'amélioration de ce mémoire.

## **Déclaration de responsabilité**

Le contenu de ce mémoire représente une œuvre originale, qui reflète les positions personnelles de son auteur et n'engage en aucun cas l'Ecole de Guerre, le ministère des Armées ou EDF.



## Résumé

Marqués par une reprise économique plus rapide qu'anticipée après la pandémie de covid et des tensions géopolitiques suite à l'invasion russe en Ukraine, les marchés gaziers ont atteint en 2022 des niveaux de prix inédits. À cette même époque, un problème de corrosion a été identifié sur plusieurs centrales nucléaires françaises. De ces deux crises a résulté une tension importante sur le système électrique français, faisant craindre pour la sécurité d'approvisionnement pendant l'hiver 2022-2023. Ce mémoire propose de partir de cette double crise à laquelle a été exposé le système électrique pour réfléchir à la résilience de ce dernier. Après une brève présentation du système électrique et de son organisation, un retour sur l'hiver 2022-2023 permet de comprendre les mécanismes sollicités à cette époque. Enfin, une dernière partie propose une réflexion sur la résilience du système électrique français dans le futur.

## Summary

Marked by a faster-than-expected economic recovery from the covid pandemic and geopolitical tensions following Russia's invasion of Ukraine, gas markets reached unprecedented price levels in 2022. At the same time, a corrosion problem was identified at several French nuclear power plants. These two crises resulted in significant tension on the French power system, raising fears for security of supply during the winter of 2022-2023. This paper proposes to take this double crisis to which the power system was exposed as a starting point for thinking about its resilience. After a brief presentation of the power system and its organization, a look back at the winter of 2022-2023 provides an insight into the mechanisms at work at that time. The final section looks at the resilience of the French power system in the future.



# Table des matières

|   |           |
|---|-----------|
| <b>Introduction</b>   | <b>9</b>  |
| <b>1 Qu'est-ce que la résilience du système électrique ?</b>        | <b>11</b> |
| 1 Le secteur électrique en France . . . . .                         | 11        |
| 1.1 Une grande diversité des moyens de production . . . . .         | 11        |
| 1.2 Une demande en mutation . . . . .                               | 13        |
| 2 Présentation des différents acteurs . . . . .                     | 15        |
| 2.1 L'organisation des échanges d'électricité en France . . . . .   | 15        |
| 2.2 Les échanges d'électricité avec nos voisins européens . . . . . | 16        |
| 2.3 La gestion de l'équilibre sur le réseau . . . . .               | 17        |
| 3 Comment définir la résilience du système électrique ? . . . . .   | 18        |
| 3.1 Définition générale . . . . .                                   | 18        |
| 3.2 L'objectif confié à RTE . . . . .                               | 18        |
| 3.3 Du black-out au black-start . . . . .                           | 19        |
| <b>2 Retour sur la crise de 2022/2023</b>                           | <b>21</b> |
| 1 La crise énergétique mondiale de 2022/2023 . . . . .              | 21        |
| 1.1 Rappel de la chronologie . . . . .                              | 21        |
| 1.2 Focus sur le marché du gaz . . . . .                            | 22        |
| 2 Tension sur le système électrique français . . . . .              | 24        |
| 2.1 Crise de la corrosion sous contrainte . . . . .                 | 24        |
| 2.2 Impact sur le prix de l'électricité . . . . .                   | 25        |
| 3 Une résilience éprouvée mais à quel prix . . . . .                | 26        |
| 3.1 La sobriété, un levier d'une ampleur insoupçonnée . . . . .     | 26        |
| 3.2 Mesures prises par l'État et impact budgétaire . . . . .        | 27        |
| <b>3 Résilience future</b>  | <b>29</b> |
| 1 Typologie des crises possibles . . . . .                          | 29        |
| 1.1 Crises anthropiques . . . . .                                   | 29        |
| 1.2 Crises naturelles . . . . .                                     | 30        |
| 2 Dimensionnement du système électrique . . . . .                   | 31        |
| 2.1 Adaptation du réseau . . . . .                                  | 31        |
| 2.2 Évolution du parc de production . . . . .                       | 32        |
| 2.3 Développement des flexibilités et interconnexions . . . . .     | 32        |
| 3 Évolution du design de marché . . . . .                           | 33        |
| 3.1 Améliorer l'optimisation du parc . . . . .                      | 33        |
| 3.2 Financer l'évolution du mix électrique . . . . .                | 34        |
| <b>Conclusion</b>   | <b>35</b> |





# Introduction

Au cours de l'année 2022, la reprise économique suite à la fin de la pandémie de covid ainsi que les tensions géopolitiques autour de la guerre en Ukraine ont conduit à une flambée des prix du gaz et de l'électricité. En France, une baisse de production du parc nucléaire, en raison de problèmes de corrosion sous contrainte, a accentué la tension sur le système électrique. Cette crise énergétique a mis en lumière les dépendances de notre système énergétique aux événements économiques et géopolitiques mondiaux. Le thème de la souveraineté énergétique a alors pris une grande importance dans le débat public, comme en témoignent le lancement d'une commission d'enquête parlementaire sur la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France ou le discours du président Emmanuel Macron à Belfort en février 2022. Dans son discours, le président de la République présente les nouvelles ambitions françaises dans le domaine de la production d'électricité d'origine nucléaire dans le but d'« asseoir la souveraineté énergétique sur une souveraineté industrielle ». De son côté, la Commission européenne a présenté en mars 2022 le plan REPowerEU dont l'objectif est de mettre fin à la dépendance aux combustibles fossiles russes avant 2030. Les mesures proposées pour atteindre cet objectif sont la réalisation d'économies d'énergie, la production d'énergie propre et la diversification des sources d'approvisionnement en énergie. Au niveau français comme européen, le développement de l'électricité est mis en avant pour réduire notre dépendance énergétique à des pays tiers.

Actuellement, l'électricité représente 25% de l'énergie finale consommée en France, l'augmentation de cette proportion est d'abord un objectif climatique qui doit nous permettre de diminuer nos émissions de gaz à effet de serre et atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050. Cette électrification massive nous permettra également d'améliorer notre indépendance énergétique, c'est d'ailleurs cet objectif qui avait conduit à l'accélération du programme électronucléaire français suite au choc pétrolier de 1973. Cependant, comme ce fut le cas dans les années 70, une augmentation de la consommation électrique doit s'accompagner d'une évolution du système électrique. En effet, l'électricité est une énergie qui ne se stocke pas et cela impose un équilibre permanent entre production et consommation. Pour garantir cet équilibre, l'ensemble des acteurs (producteurs, fournisseurs, gestionnaires de réseau, ...) doit se coordonner au niveau national, envisager le système électrique dans son ensemble est donc indispensable. Tous les acteurs sont liés, et cette interdépendance est d'ailleurs soulignée par l'exposition partagée à un risque de défaillance, locale ou généralisée.

Si le système électrique possède un certain nombre d'atouts pour améliorer notre souveraineté, il n'en demeure pas moins un système complexe dont l'exploitation est soumise à un certain nombre de risques. Augmenter la part de l'électricité dans notre mix énergétique, c'est accroître l'importance relative du système électrique dans notre économie et, dans ce cadre, l'analyse des risques qui peuvent l'affecter est indispensable.

Dans sa stratégie énergétique de défense publiée en 2020, le ministère des Armées identifie cinq risques énergétiques : géopolitique, technologique, environnemental, normatif et hybride. Dans chacune de ces catégories, il est possible de proposer un exemple récent ayant concerné un système électrique. Pour le risque géopolitique, l'approvisionnement en combustibles des centrales est le principal enjeu comme l'a montré la crise gazière de 2022/2023. Le risque technologique peut concerner les centrales existantes comme dans le cas des problèmes de corrosion sous contrainte ayant touché une partie du parc nucléaire, mais également la construction de nouvelles centrales avec la difficulté de maîtriser toute la chaîne de valeur. Le risque normatif peut concerner les

questions de financement de nouveaux actifs comme l'ont illustré les débats sur le financement du nouveau nucléaire dans le cadre de la taxonomie verte européenne à l'été 2022. De plus, les enjeux réglementaires sont très importants pour un système électrique européen où la coordination entre états passe nécessairement par l'édiction de règles communes. Pour le risque hybride, plusieurs cyberattaques ont déjà impacté les réseaux électriques, on peut par exemple citer celle ayant touché l'Ukraine en 2015 privant d'électricité plus de 200 000 consommateurs.

En ce qui concerne le système électrique français, l'hiver 2022/2023 a fourni un exemple intéressant de tension du système avec la superposition d'une crise sur les marchés gaziers et des problèmes de corrosion sous contrainte. À partir de cet épisode récent, on souhaite s'intéresser à la résilience du système électrique français. Quels sont les mécanismes qui garantissent la résilience du système électrique actuel ? Comment cette résilience peut évoluer dans le futur en fonction de l'évolution du système électrique et des menaces qui pèsent sur ce dernier ?

Pour répondre à cette question, on commencera par une rapide présentation du système électrique français et de son fonctionnement. On reviendra ensuite sur la crise de l'hiver 2022/2023 pour essayer de comprendre comment le système a pu s'adapter aux tensions qui l'ont affecté. Enfin, on s'interrogera sur la résilience future d'un système électrique appelé à évoluer fortement dans les prochaines années et sur lequel pèse une grande diversité de risques, d'origine naturels ou anthropiques.

# Chapitre 1

## Qu'est-ce que la résilience du système électrique ?

Avant de chercher à nous interroger sur la résilience du système électrique on se propose de le présenter succinctement, sa physionomie et son organisation. On s'interrogera également sur la signification du terme *résilience* dans ce cas précis.

### 1 Le secteur électrique en France

L'essor de l'électricité en France remonte aux années 20 avec, notamment, l'électrification de l'éclairage public dans la plupart des communes françaises et les premiers grands projets de production hydroélectrique. C'est cependant au sortir de la deuxième guerre mondiale que le système électrique va se structurer dans sa forme actuelle, se développant ensuite considérablement au cours des années 70. Si le Conseil National de la Résistance décide en 1946 de créer une entreprise nationale, EDF, c'est avant tout pour planifier et orchestrer le développement de la production d'électricité et du réseau de transport au niveau national. La présence forte de l'État marquera le développement de la production et de la consommation d'électricité en France jusqu'à aujourd'hui.

#### 1.1 Une grande diversité des moyens de production

À l'époque de la création d'EDF, l'objectif est d'abord de construire un parc de production électrique permettant de répondre aux besoins de l'industrie avant de se tourner vers un secteur résidentiel qui, dans la grande majorité, n'est pas encore électrifié. À cette époque, le réseau national n'est pas encore interconnecté et l'on cherche d'abord à inciter les gros consommateurs à se rapprocher des sites de production. Une partie de l'industrie lourde, installée aujourd'hui encore en Savoie, doit sa localisation à la proximité des centrales hydroélectriques qui lui garantissent un accès à l'électricité indépendant du réseau de transport national. En effet, la consolidation du réseau de transport et son interconnexion au niveau national constituent avec le développement de centrales de production (notamment hydroélectrique) les principaux défis techniques sur lesquels travaille EDF.

Dès cette époque, la question de la tarification de l'électricité se pose, avec pour double objectif de garantir le financement des centrales et du réseau ainsi que la compétitivité de l'industrie. Arrivé en 1949 en tant qu'ingénieur au service commercial d'EDF, Marcel Boiteux élaborera au fil des ans une tarification de l'électricité basée sur le principe de la vente au coût marginal, c'est-à-dire au coût du kWh de la centrale appelée la plus chère, à chaque instant. Cette tarification permet la gestion d'un monopole naturel en minimisant les coûts de production et en finançant les coûts fixes, si le parc est adapté, grâce aux rentes que dégagent les centrales infra-marginales. Il publiera notamment sur ce sujet deux articles [1, 2] passés à la postérité dans le domaine des sciences économiques. Il deviendra ensuite PDG d'EDF de 1967 à 1979 et œuvrera beaucoup pour la création du parc nucléaire.

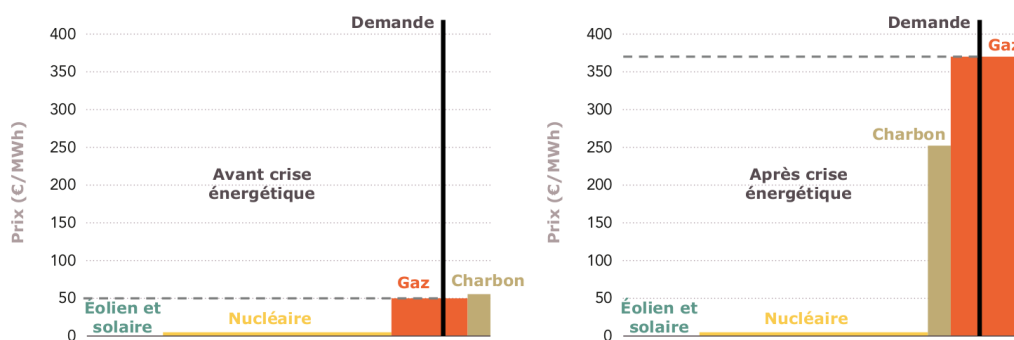


FIGURE 1.1 – Illustration du *merit order*, empilement des différents moyens de production selon leurs coûts marginaux de production, fourni par RTE dans son rapport sur le passage de l’hiver 2022/2023 [3]. Pendant la crise de 2022/2023, les prix du gaz et du charbon (dans une moindre mesure) se sont envolés, les niveaux des coûts marginaux des centrales thermiques reflètent cette évolution. Dans le contexte de tension sur l’approvisionnement en gaz, la production à partir de charbon est devenue moins chère malgré le surcoût important lié aux émissions de CO<sub>2</sub> plus importantes avec le charbon. L’Allemagne a fait appel massivement au charbon pour réduire sa consommation de gaz.

La production est organisée pour faire appel à tout instant aux moyens de production dont les coûts marginaux sont les plus faibles. Pour ce faire, le parc de production doit être adapté au profil de la consommation, disposant de moyens dits *de base* capables de produire en continu et à bas coûts et de moyens dits *de pointe* pour produire sur de courtes périodes lors des pics de consommation. Cette hiérarchisation des moyens de production constitue le *merit order* du système électrique, une illustration de celui-ci est donnée figure 1.1 dans le contexte de la crise énergétique de 2022/2023. Le *merit-order* du système électrique dépend de la période et du contexte géographique. Par exemple, en France dans les années 50 c’est l’hydraulique qui fournissait la base, puis ce fut le charbon, les tranches fioul ont été développées pour fournir la base mais se sont retrouvées en pointe suite au choc pétrolier de 1973, le nucléaire a pris la suite. Dans les systèmes électriques insulaires la base est couverte par des centrales fonctionnant au diesel, en Italie par des centrales à gaz, en Pologne par du charbon, en Norvège par de l’hydraulique...

Si le *merit-order* permet de décider des moyens de production les plus adaptés pour répondre à une demande en électricité, il n’en demeure pas moins que le parc de production doit être adapté à la consommation. Après les grands travaux hydroélectriques des années 40 et 50, le nucléaire civil émerge dans les années 50 et le premier réacteur nucléaire de production d’électricité est relié au réseau électrique le 14 juin 1963 à Chinon. Après différentes évolutions et des changements de technologie, le programme nucléaire est lancé dans les années 70 et sera accéléré en 1974 avec le *plan Messmer*, prévoyant la construction de six à sept réacteurs par an. Aujourd’hui, la France est un des pays les plus nucléarisés au monde avec 57 réacteurs en activité.

Les centrales thermiques ont également accompagné le développement de l’électricité en France, d’abord avec le charbon puis avec le fioul et enfin avec le gaz. Dans ce dernier cas, c’est la mise au point des centrales dites à *cycles combinés gaz* (CCG) dans les années 1990 qui a permis au gaz naturel de devenir compétitif grâce à un rendement de l’ordre de 50% alors que les turbines à vapeur ou à combustion ont un rendement de l’ordre de 30%. Les centrales thermiques disposent d’une grande manoeuvrabilité leur permettant de démarrer leur production rapidement, quelques minutes pour les turbines à combustion, quelques heures pour les autres technologies. Elles sont indispensables pour assurer l’approvisionnement énergétique en période de forte tension mais leurs coûts marginaux dépendent du prix de leurs combustibles et se trouvent donc exposés aux fluctuations des marchés de matières premières (comme illustré sur la figure 1.1).

Enfin, depuis 2005 la production éolienne à grande échelle s’est considérablement développée, accompagnée par le développement du photovoltaïque depuis les années 2015, notamment grâce aux subventions décidées par l’État pour ce secteur afin d’encourager son développement. Ces

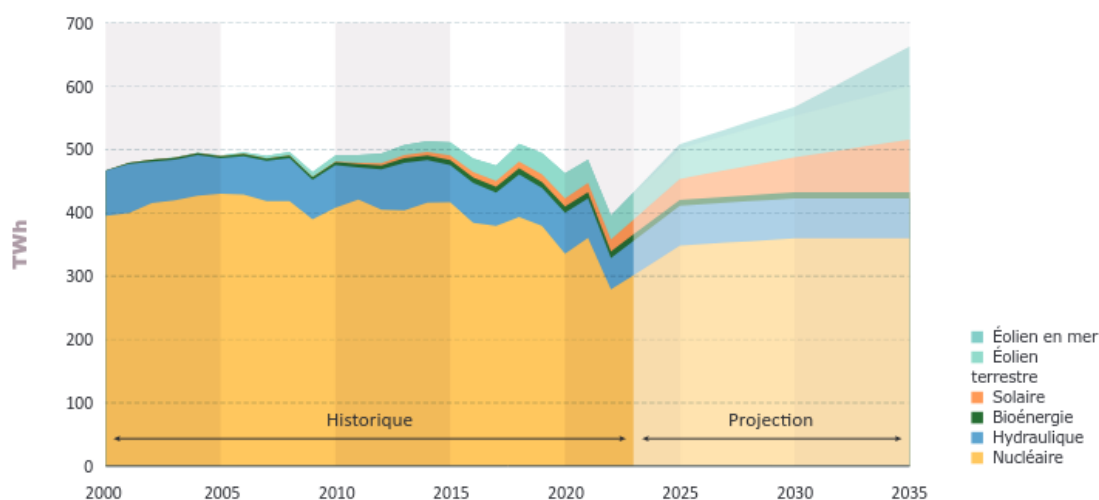


FIGURE 1.2 – Évolution de la production bas-carbone sur la période 2000-2035. Au-delà de 2035, la construction de nouveaux réacteurs nucléaires EPR 2 peut permettre de poursuivre la croissance de la production d'électricité bas-carbone, en complément du développement du renouvelable. (Source : *Bilan prévisionnel 2023-2035*, RTE [4]).

modes de production d'électricité marquent une rupture dans la gestion du parc, produisant une électricité décentralisée et indépendante de tout combustible mais, non pilotable et intermittente. Ainsi, les énergies renouvelables intermittentes ne fonctionnent ni en *base*, ni en *pointe* mais produisent quand elles ont de la ressource et modifient le besoin à couvrir par les autres moyens de production. Dans les décennies à venir, la production d'électricité solaire et éolienne devrait continuer d'augmenter notamment grâce au développement de l'éolien en mer comme en témoignent les projections de RTE [4] (figure 1.2). Ces moyens de production décarbonés nécessitent une adaptation importante du réseau de transport et du développement de flexibilités<sup>1</sup>. Historiquement, la flexibilité de l'équilibre offre-demande était essentiellement assurée par l'ajustement des moyens de production thermique, hydraulique et nucléaire (on parle dans ce dernier cas de modulation). Le besoin croissant de flexibilités pousse au développement des moyens de stockage et ces dernières années l'installation de batteries électrochimiques a explosé en Europe, aux États-Unis et en Asie. L'effacement, c'est à dire la contractualisation de clients acceptant d'arrêter de consommer les jours de forte tension sur le système, constitue également une source de flexibilité importante. C'est aussi le cas de la gestion pilotée de la demande qui permet de décaler la consommation électrique des chauffe-eau par exemple.

## 1.2 Une demande en mutation

La consommation des ménages en électricité a fortement progressé au cours des années 60 (augmentant de 11,7% en moyenne par an). Cette tendance se confirmera dans les années 1970, l'installation du chauffage électrique se généralisant, il se substituera au fioul dans les logements neufs. La proportion de logements neufs chauffés à l'électricité est ainsi multipliée par cinq entre le début et la fin des années 1970 [5]. La consommation d'électricité des ménages augmente continuellement au cours des années 80 et se stabilisera dans les années 90, elle décroît légèrement depuis 2018. Cette électrification importante du chauffage des ménages dans les années 70 à 80 a conduit à une consommation nationale très thermosensible (*i.e.* liée aux températures extérieures). Pour un degré perdu en hiver, l'augmentation des besoins en puissance électrique correspond à la consommation totale de Paris intra-muros en temps normal. Ce phénomène est bien plus important en France que dans le reste des pays européens, dans le sud de l'Europe c'est l'été que la consommation électrique

1. Le terme *flexibilités* rassemble l'ensemble des moyens de production ou de consommation ayant une aptitude à adapter leur injection et/ou leur soutirage selon un préavis court et pendant une période donnée.

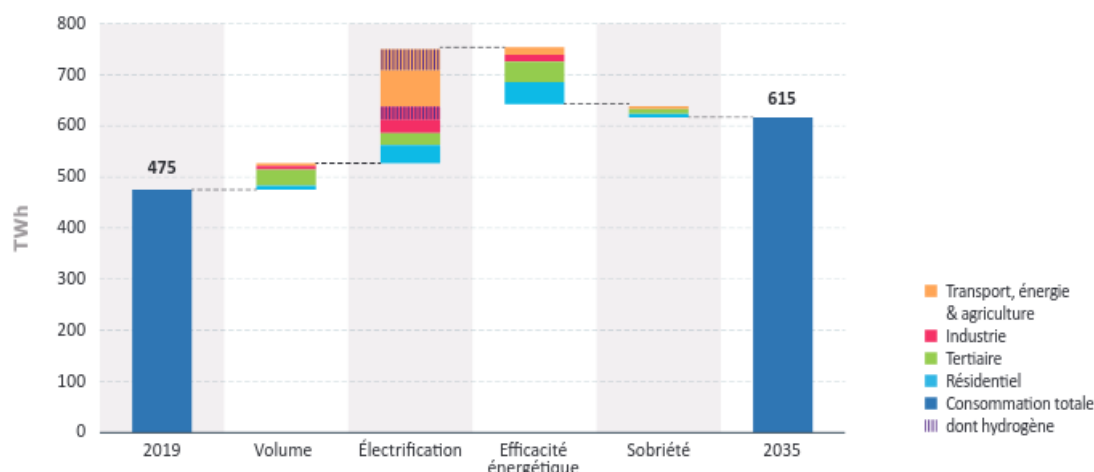


FIGURE 1.3 – Evolution de la consommation d'électricité par secteur dans le scénario A de référence publié par RTE. L'augmentation de la consommation est partiellement compensée par l'amélioration de l'efficacité énergétique et la sobriété. (Source : *Bilan prévisionnel 2023-2035*, RTE [4]).

est maximale à cause de la climatisation.

Si la part de l'électricité dans la consommation énergétique domestique est importante, d'autres secteurs restent très dépendants des énergies fossiles. C'est le cas des transports bien sûr, c'est aussi le cas de l'industrie. En effet, un des défis majeurs de la transformation de notre économie réside dans la transformation de procédés industriels ayant recours aux énergies fossiles (dans la métallurgie par exemple). Cette transformation coûte cher et demande une politique européenne volontariste pour ne pas grever la compétitivité de l'industrie européenne. À titre d'exemple, le géant sidérurgique ArcelorMittal s'était engagé à remplacer progressivement par des fours électriques ses hauts fourneaux alimentés en charbon dans son usine de Dunkerque. Cette transformation devait coûter 1,8 milliard d'euros et a finalement été dépriorisée, notamment à cause de la compétitivité de l'acier asiatique [6]. Cette électrification de l'industrie est pourtant essentielle pour la réussite de la transition : les 50 sites industriels les plus émetteurs représentent à eux seuls 55% des émissions de l'industrie et 12% des émissions totales nationales. Dans son discours de Belfort en février 2022, Emmanuel Macron avait très justement présenté ce chantier comme prioritaire, avant d'aborder l'augmentation de la production électrique.

Enfin, si l'électrification des transports, de l'industrie et du secteur résidentiel s'opère comme attendu dans les différents scénarios de prospective énergétique (figure 1.3), la demande va sans doute changer de profil. La consommation française, actuellement prévisible et très thermosensible deviendra plus diffuse et plus complexes à prédire. Si l'adaptation du système électrique à une telle évolution de la demande représente un défi, les nouveaux modes de consommation peuvent être également une opportunité. En effet, cette nouvelle demande représente un puits de flexibilité facilement exploitable : décalage de charge des véhicules électriques la nuit, gestion centralisée des ballons d'eau chaude ou des réfrigérateurs, ... D'ores et déjà, une expérimentation dans la région de Londres a permis de connecter 100 000 actifs (batteries, consommateurs industriels, pompes à chaleur, ...) pour un total de 2GW de flexibilité pour résoudre les congestions du réseau de distribution<sup>2</sup>. Une gestion intelligente et centralisée de ces actifs peut permettre d'utiliser ces flexibilités sans réduire le confort des utilisateurs.

2. <https://www.epexspot.com/en/news/new-milestone-over-100000-operational-assets-connected-local-flexibility-solution>

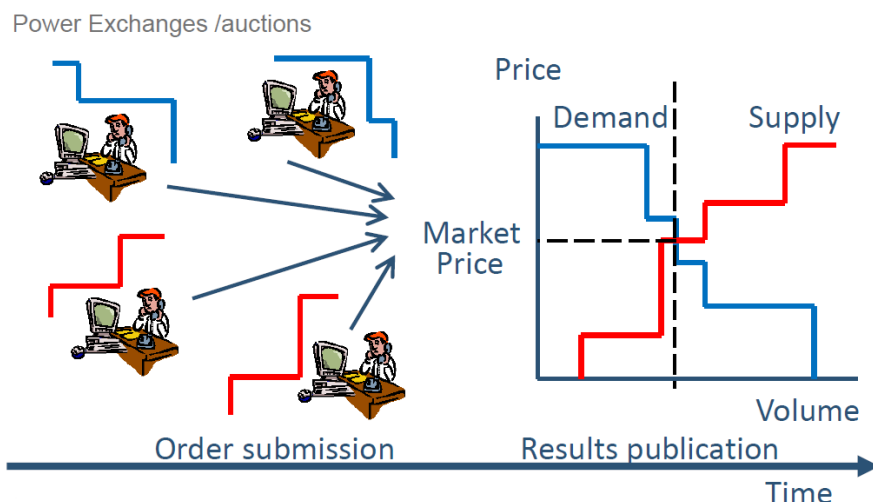


FIGURE 1.4 – Schéma du fonctionnement du marché spot, chaque acteur propose des offres d’achat et de vente, le croisement de l’offre et de la demande permet d’obtenir le prix spot. Seuls les acteurs dont les offres sont à gauche du trait en pointillé vertical sont retenus.

## 2 Présentation des différents acteurs

Si nous avons jusqu’à présent présenté le système électrique dans son ensemble, il est en réalité constitué d’une multitude d’acteurs dont la coordination est assurée, en France, par le gestionnaire du réseau de transport, RTE, qui est aussi l’opérateur du système<sup>3</sup>.

### 2.1 L’organisation des échanges d’électricité en France

Depuis la libéralisation des échanges d’électricité qui a eu lieu entre 1999 et 2007, la production et la fourniture d’électricité est libre et de nombreux acteurs concurrencent EDF, tant sur la production (dans le thermique et le renouvelable) que sur la fourniture. Les activités de transport et de distribution<sup>4</sup> sont, elles, restées régulées, gérées respectivement par RTE et Enedis, et financées par le tarif d’utilisation du réseau (TURPE) que paient tous les consommateurs finaux. Les échanges d’électricité entre les différents producteurs et fournisseurs d’électricité sont organisés sur les marchés de gros<sup>5</sup>. L’électricité n’étant pas stockable, les produits échangés sont standardisés et concernent une livraison sur une période donnée d’une quantité fixe d’électricité. Il existe différents marchés selon l’échéance de la livraison, le marché central s’appelle le marché *spot* et concerne les ventes et achats d’électricité du jour pour le lendemain. Afin de sécuriser leurs trajectoires financières, les acteurs ont aussi recours aux marchés à terme qui permettent d’échanger des contrats d’achat ou de vente plusieurs mois voire plusieurs années en avance. Ces contrats permettent de ne pas subir les fluctuations du prix spot qui, lui, reflète la tension de l’équilibre offre-demande. Dans les faits, les prévisions de consommation d’électricité dépendant de la météo et ne pouvant être précises longtemps à l’avance, les fournisseurs utilisent les marchés à terme pour acheter en fonction d’une prévision de consommation et s’ajustent ensuite au spot en fonction de l’actualisation de leurs prévisions. Il existe également des marchés plus court terme, qui permettent d’ajuster ses achats ou ses ventes le jour même.

3. En Angleterre, ces deux rôles ont été récemment séparés mais dans la plupart des pays c’est le gestionnaire du réseau de transport qui assure le rôle d’opérateur du système.

4. On distingue les activités de transport d’une part qui concernent les lignes à haute tension et le transport d’électricité sur de grandes distances et le réseau de distribution qui concerne la livraison au client final et se fait par un réseau basse et moyenne tension. Le réseau de transport est géré par RTE (Réseau de Transport d’électricité), le réseau de distribution est géré par Enedis et les entreprises locales de distribution.

5. Dans tout ce mémoire, on ne considère que les prix *de gros* qui sont ceux auxquels s’échange l’électricité entre producteurs et fournisseurs. C’est à partir de ces prix de gros que sont calculés les tarifs des particuliers et notamment le tarif réglementé de vente, fixé par la commission de régulation de l’énergie.

Le marché spot tient un rôle central dans l'organisation du système électrique, fonctionnant comme une enchère, c'est à partir du résultat des enchères spot que sera décidé quels moyens de production utiliser pour répondre à la demande du lendemain. En France, cette enchère est organisée par l'entreprise EPEX qui reçoit quotidiennement la liste des volumes offerts à l'achat et à la vente par les différents acteurs. L'empilement des différentes offres de production par prix croissant et des offres de consommation par prix décroissant permet de faire se rencontrer l'offre et de la demande, le croisement des deux courbes fournit le prix spot du jour. Cette enchère fonctionne selon la règle du *pay-as-clear*, cela signifie que toutes les personnes dont les offres auront été retenues seront rémunérées au même prix, le prix spot, indépendamment de leur offre initiale. Les producteurs ayant proposé de produire à un prix supérieur au prix spot ne sont pas appelés et de la même façon, les fournisseurs ayant posté une offre d'achat à un prix inférieur au prix spot ne seront pas livrés. Le fonctionnement du marché spot est résumé sur le schéma figure 1.4. Ainsi, le prix spot reflète l'état du système électrique : plus la demande est importante au regard de la production disponible, plus le prix sera élevé et inversement. Bien sûr, le marché intrajournalier permettra d'ajuster cet appel en cas d'évolution de la demande ou de la production, mais la grande majorité des échanges est fixée une fois l'enchère spot publiée.

Du point de vue de l'optimisation du système électrique, le marché spot permet d'appeler les moyens de production les moins chers pour répondre à une demande donnée. Il met en œuvre naturellement le *merit order* introduit au paragraphe 1.1. Par ailleurs, ce système d'enchère permet de garantir que les acteurs vont proposer leurs productions au meilleur prix pour maximiser leurs chances d'être retenus. Il présente donc de sérieux avantages même si, par contre, il expose tout le système au prix du gaz quand celui-ci correspond au dernier moyen appelé, ce qui fut à l'origine de prix spots très élevés en 2022.

## 2.2 Les échanges d'électricité avec nos voisins européens

Nous avons vu comment les différents acteurs français peuvent échanger de l'électricité grâce aux différents marchés de gros. Cependant, la France échange aussi de l'électricité avec ses voisins européens dans des proportions qui ont beaucoup augmenté ces dernières années. À titre d'exemple, la figure 1.5 donne les volumes échangés entre la France et ses voisins européens.

Le réseau de transport d'électricité français est relié aux réseaux de six autres pays européens : le Royaume-Uni, la Belgique, l'Allemagne, l'Italie, l'Espagne et la Suisse. Ces capacités d'interconnexion ont été renforcées ces dernières années avec la mise en service de nouvelles lignes : deux avec la Grande-Bretagne (en 2021 et 2022) et une avec l'Italie (en 2022) – et le renforcement de lignes existantes avec la Belgique (en 2021 et 2022). Ces interconnexions permettent de renforcer la sécurité d'approvisionnement et d'assurer une utilisation efficace des complémentarités entre parcs de production nationaux. Historiquement, la France, majoritairement exportatrice, s'appuie sur les interconnexions pour assurer le passage des pointes de consommation hivernales. Elle a eu particulièrement recours aux importations pour faire face à l'indisponibilité d'une grande partie de ses réacteurs nucléaires au plus fort de la crise à l'été 2022 et pendant l'hiver 2022-2023. Pour la première fois, en 2022, les importations ont dépassé les exportations, ces imports ont apporté un soutien décisif pour assurer l'équilibre du système électrique français. Par ailleurs, ces interconnexions sont un outil précieux pour pallier la variabilité des énergies renouvelables intermittentes (éolien et photovoltaïque) par le foisonnement et de réduire les coûts liés à leur intégration en mutualisant les réserves et les sources de flexibilité. De même, elles rendent possible une assistance mutuelle des gestionnaires de réseaux dans le cas d'une défaillance technique brutale. En matière de résilience, ces interconnexions sont un outil précieux pour mutualiser des marges de sécurité, onéreuses à développer nationalement.

Afin de protéger ces lignes d'interconnexion, la totalité de la capacité d'interconnexion n'est pas offerte sur les marchés pour pouvoir faire face à l'éventuelle perte d'une des lignes. Cette exploitation des interconnexions a pour but d'éviter la perte en cascade des différentes lignes d'interconnexion comme cela s'est produit le 28 septembre 2003 en Italie. À la suite de la formation d'un arc électrique entre un câble porteur et un arbre, une importante ligne de transit entre la Suisse et l'Italie disjoncte. La charge se reporte sur les autres interconnexions qui disjonctent à leurs tours et une grande partie de l'Italie connaîtra un black-out, 56 millions de personnes seront touchées.



## Échanges commerciaux d'électricité entre la France et les pays voisins en 2024

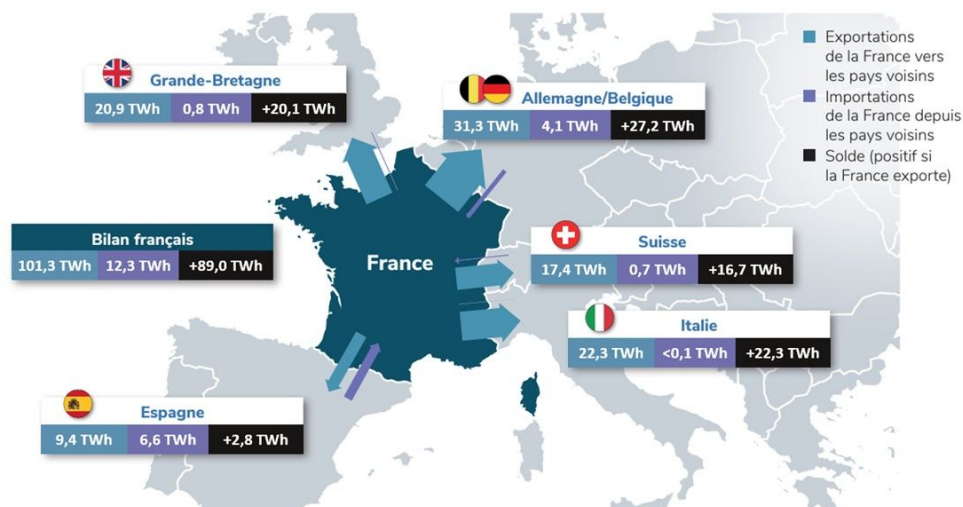


FIGURE 1.5 – En 2024, la France a été exportatrice nette d'électricité avec un solde de 89 TWh. La France a exporté vers toutes les frontières et battu le record d'exportation qui datait de 2002 (Source : RTE).

## 2.3 La gestion de l'équilibre sur le réseau

À tout moment, la quantité d'électricité injectée sur le réseau doit être égale à la quantité d'électricité soutirée. Cet équilibre est assuré en temps réel par RTE qui associe l'ensemble des acteurs à son action. En effet, les producteurs d'électricité raccordés aux réseaux publics de transport ou de distribution ainsi que les consommateurs d'électricité sont responsables des écarts entre les injections et les soutirages d'électricité auxquels ils procèdent. À tout moment, chaque acteur ayant accès au marché de gros (producteur, fournisseur, banques, ...) doit avoir préalablement acheté sur les marchés de gros ce qu'il soutire et vendu ce qu'il injecte. S'il s'agit d'un acteur purement financier, il doit avoir revendu ce qu'il a préalablement acheté ou inversement. Tous sont *responsables d'équilibre* et il leur revient d'assumer les coûts d'éventuels déséquilibres en s'affranchissant du prix des écarts pour rétribuer financièrement les moyens que RTE aura mis en œuvre pour compenser le déséquilibre.

Quand la production est inférieure à la consommation, les groupes de production ralentissent et la fréquence du réseau baisse par rapport à sa valeur de référence de 50 Hz. Quand la production est supérieure à la consommation, les groupes de production accélèrent et la fréquence augmente. C'est donc en surveillant la fréquence de l'électricité sur le réseau que RTE peut surveiller son équilibre. Il dispose ensuite de trois types de réserves - primaire, secondaire, tertiaire - pour résorber les déséquilibres entre la production et la consommation d'électricité. Les réserves primaires et secondaires sont activées automatiquement pour contenir la déviation de fréquence, rétablir la fréquence à 50 Hz et ramener à leur valeur prévue les échanges d'énergie aux frontières. La réserve primaire intervient en 15 à 30 secondes, la réserve secondaire en 400 secondes. La réserve primaire est dimensionnée pour répondre à la perte simultanée des deux plus gros groupes de production, soit une puissance de 3 GW au niveau européen. Le système français contribue à hauteur d'environ 540 MW. La réserve secondaire constituée en France est comprise entre 500 MW et 1 180 MW. Tous les producteurs opérant des groupes de production de plus de 120 MW en France ont l'obligation d'y participer.

Contrairement aux réserves primaire et secondaire, l'activation de la réserve tertiaire est manuelle, effectuée sur demande de RTE. Elle est utilisée pour compléter la réserve secondaire si celle-ci est épuisée ou insuffisante pour faire face à un déséquilibre, mais aussi pour se substituer aux réserves primaire et secondaire ou anticiper un déséquilibre à venir. La réserve tertiaire peut

aussi être utilisée pour résoudre des contraintes sur le réseau de transport résultant d'un excès ou d'un manque local de production.

Afin de s'adapter aux nouveaux besoins du système électrique, l'organisation des réserves évoluent régulièrement (différentiation des réserves à la hausse et à la baisse, sélection des capacités selon une enchère quotidienne, ...). Une évolution du dimensionnement des réserves pourrait sans doute améliorer la résilience du système européen. En effet, le dimensionnement de la réserve primaire repose sur la perte simultanée des deux plus gros groupes de production mais si un grand nombre de capacités renouvelables sont simultanément déconnectées, la puissance totale pourrait dépasser les 3 GW.

### 3 Comment définir la résilience du système électrique ?

Après avoir introduit les différentes composantes du système énergétique, nous proposons ci-dessous une définition générale de la résilience et ce que pourrait être sa traduction dans le cadre d'un système énergétique. Enfin, nous terminerons par la présentation du critère de sécurité d'alimentation qui donne en France l'objectif de résilience fixé par le régulateur.

#### 3.1 Définition générale

Le nom "résilience" vient du verbe latin *resilire*, qui signifie "reculer" ou "rebondir". Une définition couramment utilisée dans la littérature scientifique provient d'un article de *Walker et al.* [7] et définit la résilience comme « la capacité d'un système à absorber les perturbations et à rester dans le même état ou domaine ».

Dans un rapport sur la résilience du système énergétique européen [8], le CERRE (Centre sur la Régulation en Europe) donne la définition suivante dans le contexte énergétique : « la "résilience" a notamment été définie comme la capacité de résister à des événements perturbateurs et d'en réduire l'ampleur et/ou la durée, ce qui inclut la capacité d'anticiper, d'absorber, de s'adapter à un tel événement et/ou de s'en remettre rapidement ». La résilience est souvent abordée en termes de sécurité énergétique, de sécurité d'approvisionnement, se concentrant sur les aspects de gestion du réseau. Pourtant, dans ce rapport, les auteurs soulignent que la résilience doit être plus largement pensée au niveau du système électrique tout entier. Par exemple, les flexibilités sont une composante importante de cet enjeu de résilience. Par ailleurs, les réflexions sur l'organisation des marchés de gros doivent prendre en compte la résilience pour encourager les développements technologiques vertueux et pénaliser ceux qui fragilisent le système.

#### 3.2 L'objectif confié à RTE

Le critère de sécurité d'alimentation retenu en France est fixé par les pouvoirs publics, il est inscrit dans le code de l'énergie et RTE est responsable de sa mise en œuvre. Il s'agit d'un critère probabiliste : il fixe l'occurrence maximale des situations de recours aux moyens de sauvegarde à une espérance de trois heures par an, et de recours au délestage de deux heures par an. Cette règle signifie que la durée moyenne pendant laquelle l'équilibre entre l'offre et la demande ne peut pas être assuré par le fonctionnement normal des marchés de l'électricité, dans toutes les configurations d'aléas considérées, est inférieure ou égale à trois heures par an (et que cela implique un recours au délestage de deux heures en moyenne). Les *dispositifs de sauvegarde* concernent entre autres le service d'interruptibilité contractualisé avec certains grands consommateurs industriels, la baisse de la tension sur les réseaux de distribution, ou encore l'appel aux gestes citoyens, avant de procéder en dernier recours à des coupures ciblées de consommateurs appelées *délestage*. Il ne s'agit pas de « black-out » impliquant une perte généralisée de l'alimentation électrique sur l'ensemble du territoire, mais de coupures séquencées et pilotées avec un impact localisé et limité dans le temps (2 h au maximum), épargnant les consommateurs sensibles.

Si le caractère probabiliste de ce critère peut surprendre de prime abord, il est en réalité indispensable car il est tout simplement impossible de garantir un critère déterministe. En effet, l'équilibre du système électrique dépend de nombreux aléas physiques (températures, défaillance technique, ...) qu'il est impossible de prédire avec certitude. Par ailleurs, plus le critère sera contraignant, plus les marges devront être importantes avec un coût élevé pour le développement

de moyens d'hyper pointe voués à n'être quasiment jamais utilisés. Le critère des trois heures en moyenne correspond donc à un compromis entre sécurisation de l'approvisionnement électrique et coûts de développement de moyens de production très spécifiques.

À titre d'exemple, début septembre 2022, RTE calculait dans son scénario moyen une espérance de recours aux moyens de sauvegarde significativement au-delà du critère réglementaire, autour de 20 h sur les mois d'hiver 22/23 [3]. Pour autant, les moyens de sauvegarde n'ont finalement pas été activés au cours de cet hiver.

### 3.3 Du black-out au black-start

Si l'amélioration de la résilience du système électrique a pour but d'éviter les situations de *black-out*, la définition de la résilience citée plus haut invite à s'intéresser également à la capacité à « se remettre rapidement » d'un black-out. Cette opération, appelée *black-start*, est complexe à mettre en œuvre et les différentes opérations peuvent s'échelonner dans la durée. En effet, le système électrique nécessite l'équilibre permanent entre la production et la consommation, retrouver cet équilibre après un black-out est une opération délicate. Cela demande en premier lieu de redémarrer les centrales de production (ce qui peut nécessiter un générateur de secours) puis de remettre sous tension les différentes parties du réseau. Il est à noter que certaines centrales peuvent continuer de fonctionner en s'isolant du réseau, on parle de centrales ilôtées, elles peuvent alors être rapidement reconnectées. En France, RTE dispose d'un plan de reconstitution afin de restaurer un fonctionnement normal au plus vite et en assurant la sécurité des biens et des personnes. Ce plan de reconstitution tient compte de la spécificité du parc de production français (très forte majorité de groupes nucléaires) et des exigences de sûreté.

Pour donner un exemple de redémarrage d'un système électrique occidental, on peut citer le black-out qui a touché le nord-est des États-Unis et une partie du Canada en 2003. À New York, certaines parties du réseau avaient été reconnectées en quelques heures (le métro avait repris un service allégé quatre heures après le black-out) mais la situation n'est revenue à la normale qu'au bout de trois jours. Le plan de reconstitution de RTE évolue régulièrement pour s'adapter aux évolutions du parc, la dernière version date de 2021 et transcrit pour le cas français les recommandations d'un règlement européen. En effet, la coordination des différents gestionnaires de réseau est importante pour éviter l'effet cascade sur les réseaux des pays voisins.



## Chapitre 2

# Retour sur la crise de 2022/2023

Entre l'automne 2021 et le premier trimestre 2023, le monde a connu une crise énergétique comme il n'en avait plus connu depuis les années 70. Après avoir présenté les grandes étapes de cette crise, on se concentrera sur l'impact sur le système électrique français. En effet, en parallèle de cette crise mondiale qui impactait particulièrement les marchés gaziers, le parc nucléaire français était touché par un problème de corrosion sous contrainte réduisant sa disponibilité. Cette période fut donc un test particulièrement instructif sur la résilience du système électrique français.

### 1 La crise énergétique mondiale de 2022/2023

Avec la libéralisation des marchés mondiaux de matières premières, la gestion des ressources naturelles est devenu une problématique partagée au niveau mondial. Nous revenons ici sur la chronologie de la crise énergétique avec un point d'attention particulier sur le marché du gaz qui a eu un impact important sur les marchés de gros de l'électricité.

#### 1.1 Rappel de la chronologie

Si la crise énergétique de 2022/2023 est souvent associée à l'invasion de l'Ukraine par la Russie, elle a débuté en réalité quelques mois auparavant dans le contexte d'une reprise économique rapide, à la suite de la pandémie de COVID 19. En effet, certaines maintenances avaient été reportées à cause de la pandémie, des décisions de réduction d'investissement avaient été prises par les sociétés pétrolières et gazières et les pays exportateurs et la reprise économique s'est finalement montrée plus rapide qu'attendu. Par ailleurs, la Russie a commencé à limiter ses exportations de gaz vers l'Europe en 2021, plusieurs mois avant d'envahir l'Ukraine. Tous ces facteurs avaient dès l'automne 2021 considérablement réduit les approvisionnements et conduit à une augmentation importante des prix du gaz et du pétrole.

L'invasion de l'Ukraine par la Russie a ensuite accentué la pression sur le marché du gaz et en particulier sur les imports européens de gaz russe par gazoduc. Ainsi, dès le 22 février 2022, le chancelier allemand Olaf Scholz déclare suspendre le projet de gazoduc Nord Stream 2 avec la Russie en réponse à la reconnaissance par Moscou de deux régions séparatistes en Ukraine, le 24 février la Russie envahit l'Ukraine. La crainte d'une rupture des approvisionnements russes a provoqué des pics de prix inédits. À titre d'exemple, le prix moyen sur le marché néerlandais TTF, marché de référence pour le gaz en Europe, a atteint les 212 €/MWh le 7 mars 2022. L'évolution des prix du gaz (européens avec le TTF et Asiatique avec le spot LNG) ainsi que le charbon et le prix de l'électricité en Allemagne sont donnés figure 2.1. L'invasion russe en Ukraine y est surlignée à partir de février 2022. S'appuyant sur des ressources domestiques importantes, l'administration américaine a annoncé dès le 8 mars l'interdiction d'importations américaines de gaz et de pétrole russes. L'Union européenne de son côté déclare qu'elle réduira ses importations de gaz russe de deux tiers et la Grande-Bretagne déclare qu'elle supprimera progressivement ses importations d'énergie russe d'ici à la fin de 2022. Le 23 mars, Vladimir Poutine interdit aux consommateurs européens de gaz de payer leurs factures en dollars et en euros. Cette interdiction est une réaction au gel de 300 milliards de dollars de réserves de devises détenues par la Russie

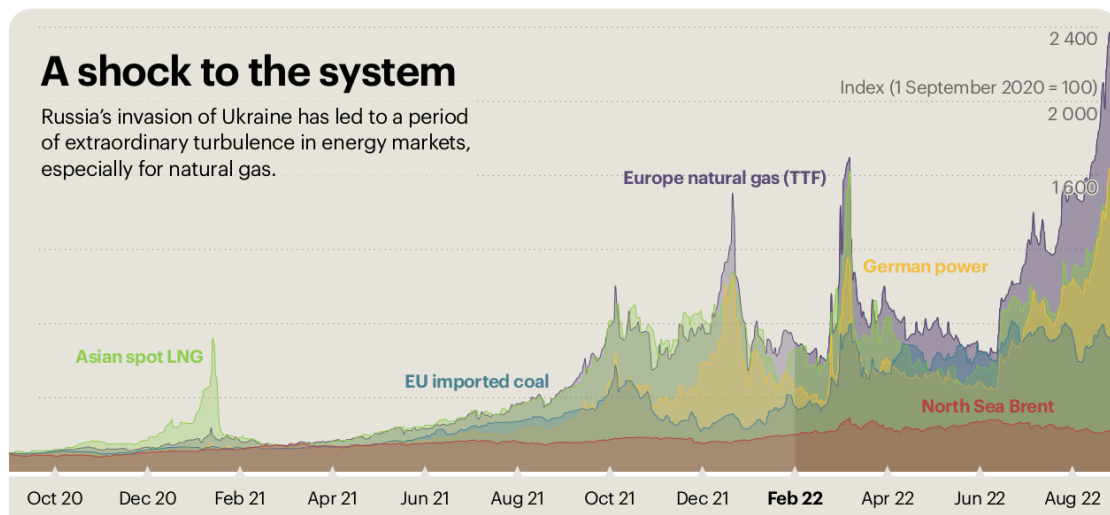


FIGURE 2.1 – Evolution des différents marchés gaziers sur la première partie de l'année 2022 (Source : AIE [9]).

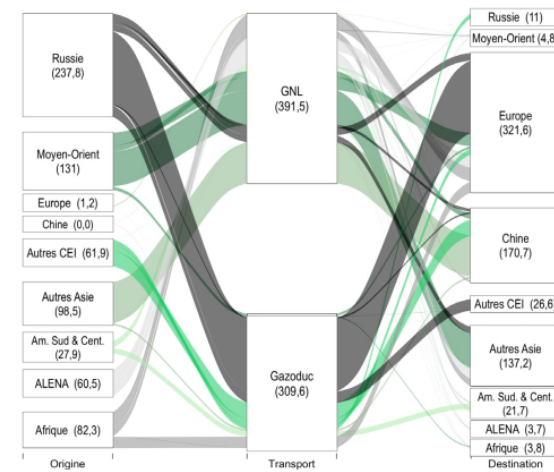
à l'étranger. Cependant, la Commission européenne rappelle à ses membres de l'UE qu'en payant en roubles, ils violeraient les sanctions internationales contre Moscou. En parallèle, les États-Unis et l'UE discutent d'autres sources d'approvisionnement et Washington accepte finalement de fournir à l'Europe 15 milliards de mètres cube supplémentaires de gaz naturel liquéfié. Le 27 avril, le géant russe Gazprom interrompt ses livraisons de gaz à la Bulgarie et à la Pologne puis le 21 mai, à la Finlande qui a refusé de payer en roubles et a par ailleurs initié une démarche d'adhésion à l'OTAN. Les Pays-Bas et le Danemark sont également coupés après avoir refusé de payer en roubles. Le 30 mai, les dirigeants européens décident d'arrêter la plupart des importations de pétrole russe d'ici la fin de l'année, mais reportent l'interdiction du gaz russe. À la mi-juin, Gazprom réduit considérablement les livraisons quotidiennes de gaz à l'Allemagne via le gazoduc Nord Stream, ce qui provoque une nouvelle flambée des prix (visible sur le graphique figure 2.1). Invoquant un problème technique, Gazprom réduit ses livraisons de 40%, puis de 33%, à l'approche du sommet européen des 23 et 24 juin, qui devrait accorder à l'Ukraine le statut de candidat à l'adhésion. Le 23 juin, l'Allemagne se rapproche du rationnement du gaz, en relevant son niveau d'alerte à la deuxième des trois étapes. D'autres États membres de l'UE cherchent également des moyens de compenser la diminution de leur approvisionnement en gaz, soit en trouvant de nouveaux fournisseurs, soit en passant à d'autres sources d'énergie. Par exemple, l'Autriche annonce son intention de rouvrir une centrale électrique au charbon, tandis que la France et l'Italie prennent des participations dans un gigantesque gisement de gaz qatari.

Au total, la part du gaz russe par gazoduc dans les importations de l'UE a chuté, passant de plus de 40 % en 2021 à environ 8 % en 2023. Cette diminution est d'autant plus spectaculaire que la grande majorité du gaz consommé en Europe provenait de Russie jusqu'en 2021.

## 1.2 Focus sur le marché du gaz

Contrairement au pétrole dont les échanges sont très largement mondialisés, le commerce de gaz est moins aisé du fait de sa faible densité énergétique. En effet, le transport du gaz naturel exige des infrastructures dédiées et son coût est élevé. Il est transporté soit par gazoduc ce qui demande un investissement initial très important soit par bateau dans le cas du gaz naturel liquéfié (GNL) et dans ce deuxième cas des terminaux méthaniers spécifiques sont nécessaires pour compresser le gaz ou le détendre. Environ 44 % de ce commerce inter-régional est associé à un transport par gazoduc, ce qui implique des échanges entre régions géographiquement proches, c'est-à-dire pour l'Europe, l'Afrique du Nord ou la Russie. Par ailleurs, si la Russie est le deuxième producteur mondial de gaz derrière les États-Unis, Moscou est de loin le premier exportateur avec une part qui dépasse 25 %. Les exportations russes sont très majoritairement réalisées via des gazoducs et principalement

Graphique 2 – Échanges inter-régionaux de gaz en 2020  
(en Gm³)



Note : Les volumes sont indiqués entre parenthèses.  
Source : BP Statistical Review of World Energy, juillet 2021.

FIGURE 2.2 – Origine des importations de gaz en 2020 (*Source : Policy Brief CEPII [10]*). La CEI est la Communauté des États indépendants (Arménie, Azerbaïdjan, Biélorussie, Géorgie, Kazakhstan, Kirghizstan, Moldavie, Ouzbékistan, Tadjikistan, Turkménistan et Ukraine) et l’ALENA est l’Alliance de Libre Echange Nord Américaine.

dirigées vers l’Europe. Les proportions d’exportation de gaz selon l’origine et le mode de transport sont données figure 2.2. Cette figure est tirée du brief du CEPII [10] qui donne un large panorama du commerce mondial de pétrole et de gaz avant le début de la guerre en Ukraine.

Du fait du temps et des investissements nécessaires à la construction de gazoducs, la croissance des échanges en gaz est surtout tirée par le développement du commerce GNL. Ce dernier provient principalement d’Australie (21,8 % des exportations mondiales de GNL), du Qatar (21,7 %) et des États-Unis (12,6 %), les deux tiers du GNL mondial étant exportés vers l’Asie. Le routage du GNL a longtemps été rigide, organisé autour de routes maritimes reliant une usine de liquéfaction et un terminal de réception et basé sur des contrats de long terme, nécessaires pour financer l’investissement des coûteuses usines de liquéfaction. Aujourd’hui, cette organisation change quelque peu à la faveur d’un arbitrage pur et simple entre les marchés de destination. En effet, les producteurs de GNL dirigent une partie de leurs cargaisons non contractualisées selon les prix du gaz observés dans les différentes destinations, certains grands acteurs signent des contrats de long terme et revendent ces volumes en fonction des prix de marché. La gestion de ces volumes donne lieu à des arbitrages spatiaux et à une intense rationalisation logistique. L’intégration des marchés gaziers reste cependant encore imparfaite, les différences entre les prix constatés dans ces zones ne reflètent pas seulement les coûts d’acheminement.

C’est dans ce contexte que l’Europe s’est tournée vers le marché du GNL pour compenser la diminution de l’approvisionnement en gaz russe. La France, possédant quatre terminaux méthaniers (un à Dunkerque, deux à Fos et un à Montoir de Bretagne), était de ce point de vue mieux préparée à la crise que certains de ses voisins. Certains pays ont pris la décision de recourir temporairement à des terminaux méthaniers flottants, la France en a installé un au Havre en 2023 afin d’injecter l’équivalent de 60 % du gaz russe importé par gazoducs par la France en 2021 (10% de la consommation annuelle française). Par ailleurs, les arbitrages géographiques ont été majoritairement en faveur de l’Europe en raison des prix plus élevés par rapport à l’Asie ce qui a permis de recevoir en France près de 400 cargos en 2022 contre seulement 220 en 2021 [11]. Cet afflux historique de GNL aura contribué à la résilience de l’Europe face au choc de l’offre russe, mais a été réalisé au prix fort. En effet, ces apports supplémentaires de gaz (souvent américains) ont été négocié au plus fort de la crise, en période de grande instabilité. Enfin, pour illustrer la fébrilité des marchés gaziers, on peut citer l’incendie de l’usine de liquéfaction de Freeport LNG (20 % de la capacité

de liquéfaction des Etats-Unis) qui a provoqué une flambée des prix du gaz mi-juin, visible sur la figure 2.1, qui s'est poursuivie à cause de la diminution des livraisons russes via Nord Stream.

Une fois arrivé sur le sol français, le gaz doit être stocké avant d'être injecté dans le réseau. La gestion des stockages est régulée par les pouvoirs publics avec une obligation faite aux fournisseurs, en France, de remplir leurs capacités de stockages à 85 % au 1er novembre. Cette obligation n'existait pas au niveau européen en 2022 et le faible remplissage des stockages européens au début de l'hiver 2021-2022 (77 % en moyenne au 1er novembre 2021, contre 94,5 % pour la France) avait contribué à tendre le marché du gaz en Europe à l'hiver 2021. L'Europe a depuis adopté un règlement exigeant un niveau de remplissage minimum de 80 % au 1er novembre pour chaque pays membre.

L'arrivée massive du GNL et la baisse de la demande due aux prix du gaz très élevés, aux efforts de sobriété, et à des températures hivernales clémentes ont permis d'assurer la sécurité d'approvisionnement du continent en gaz.

## 2 Tension sur le système électrique français

Si la consommation de gaz pour la production d'électricité est marginale en volume (3.2% de l'électricité produite en 2024), les centrales à gaz jouent un rôle clef pour l'équilibre du système électrique et la crise sur le marché du gaz a eu un impact important sur les marchés de l'électricité. En outre, la découverte du phénomène de corrosion sous contrainte sur certaines centrales nucléaires a accentué la tension sur les marchés de l'électricité.

### 2.1 Crise de la corrosion sous contrainte

Le 15 décembre 2021, alors que les craintes sur l'approvisionnement en gaz de l'Europe sont déjà présentes étant donné le niveau relativement faible des stocks européens, de la tension sur le GNL et les premières réductions de l'approvisionnement russe, EDF publie un communiqué indiquant le prolongement des arrêts des deux réacteurs de Civaux et la mise à l'arrêt préventive des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz B. En effet, EDF, comme tous les acteurs de marché, est tenu de publier toutes les informations dont il dispose sur son parc de production afin d'assurer l'équité entre tous les opérateurs de marché. Un règlement européen garantissant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (REMIT) encadre ces échanges d'informations. Initialement, le problème de corrosion sous contraintes a été détecté sur le réacteur numéro 1 de la centrale nucléaire de Civaux à l'été 2021 pendant une visite décennale<sup>1</sup>. Plus précisément, au cours du contrôle de soudures par infrasons, EDF a relevé des défauts à proximité de certains coudes de tuyauteries. Afin de déterminer l'origine de ces fissures, les tuyauteries ont été découpées et les soudures concernées envoyées en laboratoire pour expertise. Les analyses ont conclu à de la corrosion sous contrainte qui résulte généralement de l'action conjuguée d'une contrainte mécanique et d'un milieu agressif vis-à-vis du matériau.

À l'aune de ces premières découvertes, EDF a décidé d'arrêter préventivement le réacteur numéro 2 de la centrale de Civaux pour contrôler les soudures. Constatant les mêmes défauts, EDF conclut qu'une anomalie générique touchant l'ensemble des réacteurs construits sur les mêmes plans ne peut être exclue. C'est pour cette raison qu'est décidé en décembre 2021, l'arrêt des deux réacteurs de la centrale nucléaire de Chooz B. Des fissures seront également trouvées sur les deux réacteurs de Chooz, puis sur la centrale de Penly. Chaque détection demande un contrôle avancé en laboratoire. Après plusieurs mois d'analyse des différentes centrales, la situation se clarifie à l'été : les centrales touchées par le phénomène de corrosion sous contrainte sont celles du palier "N4" (Civaux (2 réacteurs) et Chooz B (2 réacteurs)) et celles du palier "P'4" (Belleville (2 réacteurs), Cattenom (4 réacteurs), Golfech (2 réacteurs), Nogent (2 réacteurs), Penly (2 réacteurs)). À partir de ce constat, le planning d'arrêt des différentes centrales sera adapté pour effectuer les réparations nécessaires et permettre à toutes les centrales de fonctionner à nouveau. Ces réparations feront craindre un impact important sur la disponibilité du nucléaire pour l'hiver 2022/2023 comme l'illustre la figure 2.3 qui donne la vision de RTE début septembre 2022. Finalement, la disponibilité

---

1. Tous les dix ans, les centrales nucléaires doivent se soumettre à une visite approfondie pour garantir leurs fonctionnements dans de bonnes conditions de sûreté.



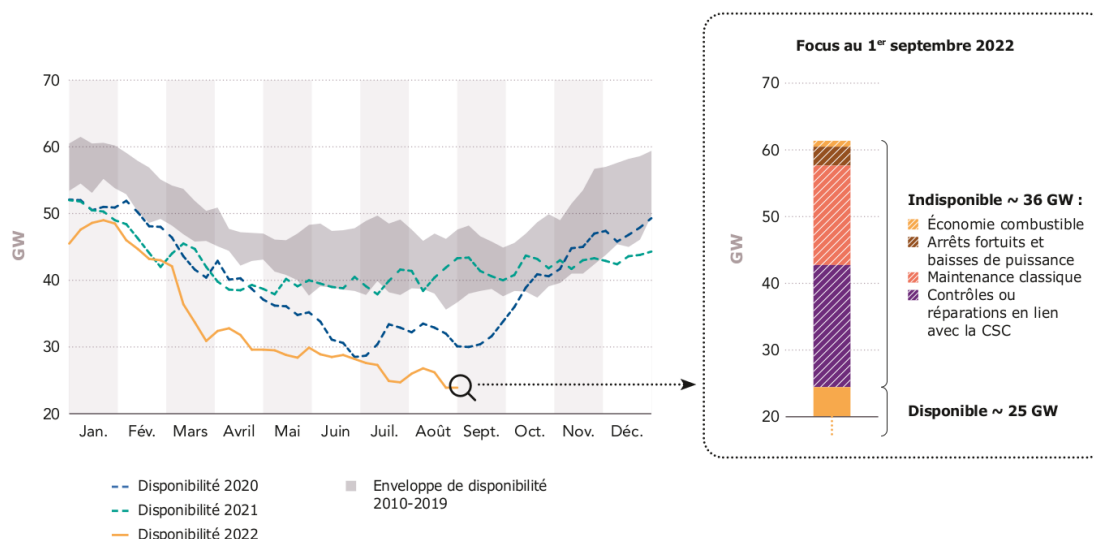


FIGURE 2.3 – Disponibilité du parc nucléaire en septembre 2022 comparée aux disponibilités historiques (*Source : RTE [3]*).

du parc nucléaire augmentera progressivement au cours de l'hiver, dépassant les 35 GW en décembre 2022 et les 40 GW en janvier 2023. Si les niveaux de production nucléaire en 2022 et dans une moindre mesure en 2023 ont été historiquement bas, cela n'aura pas eu de conséquence sur la sécurité d'approvisionnement en électricité des Français.

## 2.2 Impact sur le prix de l'électricité

Comme nous l'avons vu au premier chapitre, le prix spot se fixe, selon le merit-order, au niveau du dernier moyen appelé. Une filière de production est dite marginale lorsque la dernière unité de production appelée pour satisfaire la demande appartient à cette filière, son coût marginal donne alors le prix spot. Pour l'année 2022, la Commission de Régulation de l'Énergie a publié dans son rapport de surveillance [11] la marginalité des différentes filières de production reprise figure 2.4. Une grande partie de l'année, ce sont la filière gaz et les imports qui sont marginaux. Les imports étant souvent italiens ou allemands (deux pays dont le mix électrique repose fortement sur les centrales à gaz), 63% des heures de l'année a vu son prix spot formé à partir des prix du gaz. Par ailleurs, le rendement d'une centrale de production d'électricité à partir du gaz est, au mieux, de l'ordre de 50%. Cela signifie qu'il faut environ deux mégawatts de gaz pour produire un mégawatt d'électricité et que, par voie de conséquence, lorsque le prix du mégawatt gaz grimpe autour de 300€/MWh comme en septembre 2022, le prix du mégawatt électrique passe au delà des 600€/MWh. Si l'on regarde l'évolution du prix spot sur toute la période 2022/2023, elle s'explique essentiellement par la flambée du prix du gaz, les deux prix étant très fortement corrélés.

L'autre marché d'importance pour les échanges d'électricité est celui des contrats à terme sur lequel les différents acteurs peuvent échanger des volumes pour une livraison lointaine, de plusieurs semaines à plusieurs années. Ce marché est très important en volume (plus important que le marché spot) et a un fort impact sur les politiques commerciales des fournisseurs comme des producteurs. Le prix à terme est vu comme une anticipation du prix spot plusieurs mois à l'avance, il est donc attendu que ce prix contienne une certaine prime de risque reflétant l'incertitude autour de l'équilibre offre demande plusieurs mois à l'avance. Cependant, dans son rapport de surveillance des marchés de gros [11] la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE) considère que cette prime de risque était inexpliquée au regard de l'incertitude sur la production : « La CRE a constaté que les prix à terme de l'électricité, et en particulier les prix pour livraison en France au premier trimestre 2023, reflétaient l'anticipation par les acteurs de marché d'une tension particulièrement

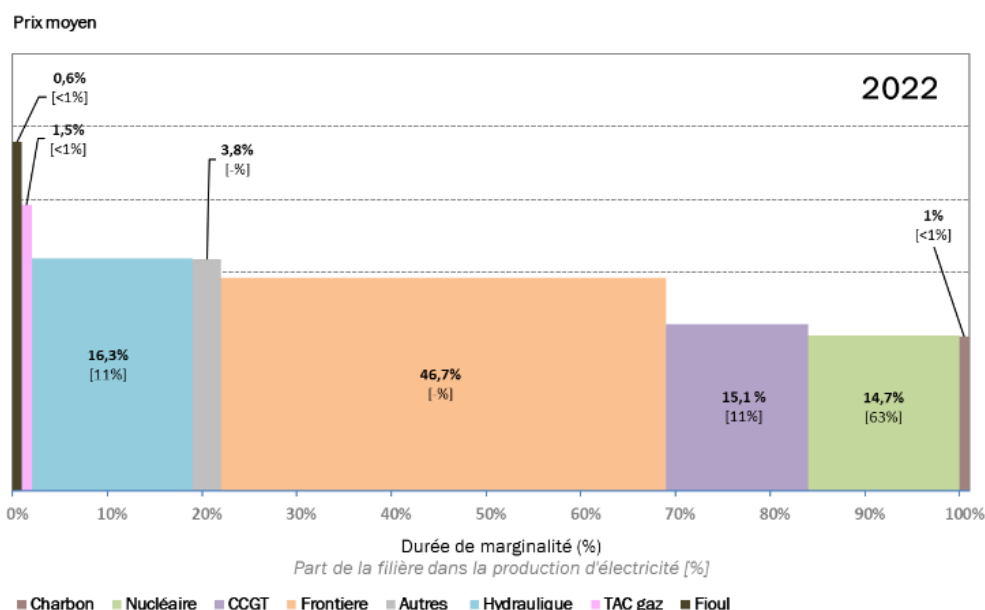


FIGURE 2.4 – Marginalité des différents moyens de production du parc français en 2022 [11].

importante sur l'équilibre de l'offre et de la demande. La CRE soulignait que ces prix à terme incluaient des primes de risque paraissant très élevées par rapport à une anticipation raisonnable des futurs prix journaliers. ». Cette prime de risque reflète la conjonction de deux crises d'une ampleur inédite, la menace de Gazprom de couper l'approvisionnement en gaz de l'Europe via ses gazoducs et l'incertitude sur le niveau de production du parc nucléaire d'EDF suite à la découverte de la corrosion sous contrainte. Afin de comprendre l'origine des primes de risques constatées sur les marchés à terme, la CRE a interrogé formellement les acteurs de marché sur leurs stratégies et leurs anticipations pour l'hiver 2022-2023. Les conclusions de la CRE sont que les niveaux de prix de gros élevés ne résultaient pas de positions spéculatives mais plutôt de la grande prudence des acteurs et de leurs craintes sur le niveau de production.

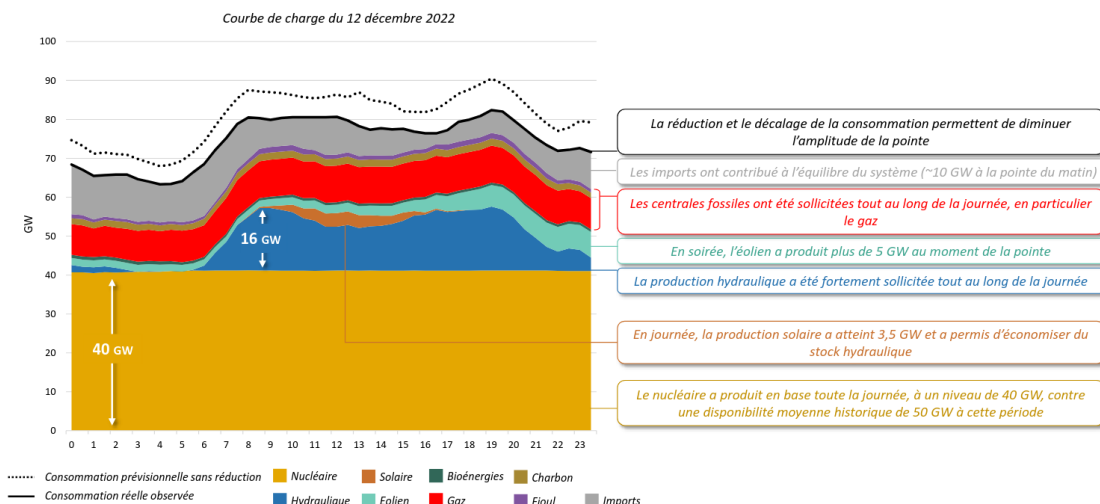
En conclusion, sur la période 2022/2023, les prix de l'électricité sur les marchés de gros atteignaient des niveaux inédits reflétant, pour les prix spots, la flambée du prix du gaz et pour les marchés à terme la grande inquiétude des acteurs sur l'approvisionnement en gaz de l'Europe et la capacité du parc nucléaire français de soutenir la production annoncée.

### 3 Une résilience éprouvée mais à quel prix

Le système électrique a traversé l'hiver 2022/2023 sans que RTE n'ait besoin de faire appel aux dispositifs de sauvegarde. Cela s'explique par le recours au GNL, par la résolution progressive des indisponibilités liées à la corrosion sous contrainte, mais aussi par une forte baisse de la consommation. Cependant, si le système électrique a été résilient dans la mesure où il a rempli sa fonction d'approvisionnement des Français, cet hiver 2022/2023 a engendré un coût important, pour certains particuliers et certaines entreprises, mais aussi pour la collectivité.

#### 3.1 La sobriété, un levier d'une ampleur insoupçonnée

À l'automne 2022, constatant la situation dégradée de la production d'électricité due à la crise sur le gaz, à la découverte de la corrosion sous contrainte et de la sécheresse longue et intense qui a amoindri la production hydraulique, les pouvoirs publics lancent un plan sobriété pour inviter les consommateurs à réduire leur consommation. Formellement, ce plan prend la forme d'une vaste campagne de communication et de la mise en place d'un indicateur de la tension du système



29

FIGURE 2.5 – Moyens de production appelés le 12 décembre 2022 avec l'impact de chacune des filières de production (*Source : RTE*).

électrique : le signal Ecowatt. Selon les projections de RTE à l'automne 2022, la sobriété doit permettre de gagner 4 à 5 GW de consommation au niveau national et l'activation du signal Ecowatt rouge doit permettre d'économiser 4 à 5 GW supplémentaires. De fait, la baisse de la consommation d'électricité nationale, corrigée des effets de la température, atteint 9 % par rapport à la période 2014-2019 [3]. Il est évidemment difficile de distinguer quelle part de cette réduction de consommation relève de la sobriété choisie ou de la contrainte économique étant donné le coût important de la facture énergétique à cette période. On peut tout de même souligner que les particuliers ont largement diminué leur consommation depuis la fin de l'été alors que les prix de l'électricité n'ont pas augmenté sur cette période du fait du bouclier tarifaire.

Ces efforts de sobriété ont été accompagnés de températures relativement clémentes par rapport aux normales de saison permettant d'économiser de l'ordre de 7 TWh (estimations fournies par RTE). À titre de comparaison, les efforts de sobriété ont permis d'économiser 20 TWh. Cette diminution de la consommation a été décisive pour passer l'hiver sans recours aux moyens de sauvegarde. Pour illustrer la tension de l'équilibre offre demande nous reprenons une illustration de RTE qui donne la contribution de chaque moyen de production pour répondre à la demande le 12 décembre 2022 (voir figure 2.5). Du fait de la capacité réduite du nucléaire, les imports et les centrales à gaz ont été extrêmement sollicités, comme des moyens de base, loin de leurs fonctionnements habituels, en pointe.

### 3.2 Mesures prises par l'État et impact budgétaire

L'absence de recours aux moyens de sauvegarde dans un contexte de crise énergétique triple (tensions sur l'approvisionnement en gaz et sur la disponibilité des productions nucléaire et hydraulique) permet d'attester de la résilience du système électrique. Cependant, pour beaucoup de Français, cet épisode est aussi synonyme d'une augmentation inédite de la facture énergétique. C'est dans ce contexte que l'État a décidé la mise en place du bouclier tarifaire. En réduisant les taxes sur le tarif réglementé de vente de l'électricité, le gouvernement a permis de limiter la hausse de ce tarif à 4% en 2022. D'après une étude de la Banque de France [12], cette mesure a permis de contenir l'inflation (-2.2% sur 2022/2023) et de soutenir la croissance (+0.3% PIB sur 2022/2023). Ce bilan relativement favorable est toutefois à mettre en regard d'un coût élevé pour le budget de l'État. En effet, sur 2022/2023 cette mesure a coûté 60 milliards d'euros (environ 1.1% du PIB par an), elle a représenté les trois-quarts environ de l'ensemble des dépenses budgétaires de protection contre l'inflation sur cette période. Si cette mesure a été efficace pour contrer le choc important sur les prix de l'énergie, elle n'aurait pu être maintenue durablement.

Du côté des recettes, afin de financer une partie de ce bouclier tarifaire, le gouvernement a

mis en place une taxe sur les revenus des producteurs d'électricité : la contribution sur la rente inframarginale. L'idée de cette taxe est de cibler les producteurs d'électricité dont les coûts de revient sont plus faibles que le coût marginal et qui profitent donc de la flambée des prix du gaz. Dans la théorie de Marcel Boiteux, cette différence entre le coût marginal et le coût de revient permet de compenser les coûts fixes, et notamment l'investissement initial. Évidemment, il est plus difficile en pratique de calculer des coûts fixes pour les différentes centrales même si elles requièrent toutes un investissement initial important pour une rémunération étalée sur plusieurs décennies de durée de vie. Toujours est-il que cette contribution est difficile à mettre en œuvre car cela demande de définir un seuil de rentabilité pour chacune des technologies ce qui repose sur de nombreuses hypothèses techniques. Les rentrées fiscales associées seront bien moindres qu'attendues puisque le budget 2023 prévoyait que 12.3 milliards d'euros soient récoltés par cette taxe, ce seront finalement 600 millions d'euros [13].

Ces deux exemples illustrent la complexité de l'équilibre financier du système électrique : si le bouclier tarifaire a eu un impact positif sur l'économie, il a coûté beaucoup d'argent à la collectivité et la contribution sur la rente inframarginale montre de son côté la difficulté de la définition d'une juste rémunération des différents acteurs. Comment encourager l'optimisation du parc de production par un signal prix cohérent avec le merit-order, et dans le même temps permettre une juste rémunération des différents acteurs en protégeant le consommateur ?

## Chapitre 3

# Résilience future

Étant donné les échelles de temps et les investissements nécessaires pour faire évoluer le parc de production ou les moyens de consommation, il est important d'entreprendre un travail prospectif même si celui-ci repose nécessairement sur des hypothèses. Ces hypothèses sont en général formulées à partir de nos engagements climatiques et notamment l'objectif d'atteindre la neutralité carbone en 2050. Ce travail a notamment été fait par RTE dans son document *Futurs énergétiques 2050* [14] qui fait figure de référence.

## 1 Typologie des crises possibles

Avant d'envisager la résilience du système électrique de demain, on propose une rapide typologie des crises d'origines anthropiques ou naturelles pouvant faire obstacle au bon fonctionnement du système électrique.

### 1.1 Crises anthropiques

L'exemple ukrainien souligne combien le système électrique est un enjeu stratégique dans le cadre d'un conflit de haute intensité. En effet, après avoir pris le contrôle de la centrale nucléaire de Zaporijjia dès les premières semaines, les Russes ont mené plusieurs vagues d'attaque sur le réseau électrique. En octobre 2022, ils détruisent 30 % des centrales électriques du pays en huit jours, ainsi que de nombreux postes électriques et lignes de transmission. En septembre 2023, les Russes lancent une deuxième vague d'attaque sur les installations électriques dans le but d'atteindre le moral de la population ukrainienne avant l'hiver. Au printemps 2024, une troisième vague d'attaque se concentre sur les centrales de production et entre fin mars et fin juin 2024, entre 80 et 90 % des capacités de production thermique et plus de 50 % des capacités de production hydraulique auraient été détruites [15]. La figure 3.1 donne une image de l'évolution des capacités de production disponibles au cours des deux premières années du conflit, la situation s'est dégradée après le 15 avril 2024. Au-delà des chiffres impressionnants qui révèlent l'intensité des attaques russes spécifiquement destinées à détruire le système électrique, l'exemple ukrainien illustre la complexité de la protection physique des installations électriques, par nature disséminées sur tout le territoire.

Si le cas ukrainien impressionne par son ampleur, il n'est pas le seul exemple récent d'attaque ciblée sur les installations électriques. Le 12 décembre 2024, un pétrolier traînant son ancre au fond de la mer Baltique a sectionné un câble électrique, Estlink 2, reliant la Finlande et l'Estonie. La capacité de l'interconnexion s'en trouvera réduite de 65%. Cela n'empêchera pas les pays baltes de réussir le découplage de leurs systèmes électriques de celui de la Russie le 8 février 2025. Bien sûr, la protection des câbles sous-marins revêt une importance stratégique qui dépasse le simple cas des interconnexions électriques, mais ces interconnexions jouent un rôle important dans la résilience du système électrique (voir par exemple la journée du 12 décembre 2022, figure 2.5) et leurs situations, par nature, frontalières ne facilitent pas leurs protections.

D'autres actions, relevant davantage de la malveillance, peuvent avoir de lourdes conséquences sur le système électrique. À titre d'exemple, la 11 avril 2023 à l'est de Lyon, un incendie volontaire revendiqué par un groupe écoradical endommage une ligne haute tension et prive momentanément

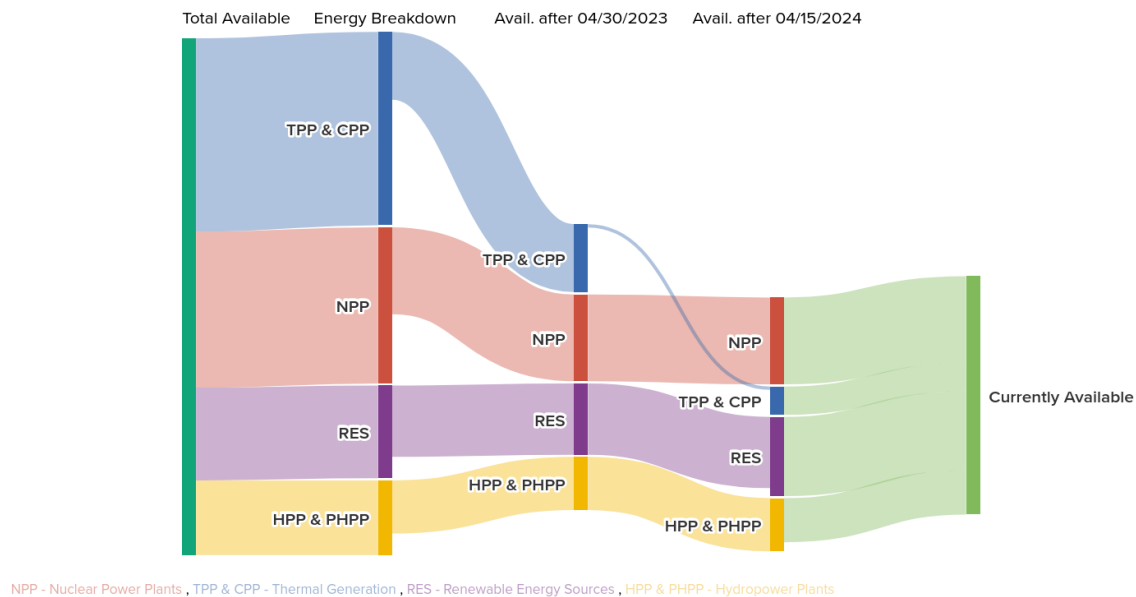


FIGURE 3.1 – Disponibilité de la production d’énergie domestique en Ukraine 2022-2024 (*Source : Atlantic Council 2024 [15, 16]*). Sur les 45.7 GW disponibles au début du conflit, 21 GW restent disponibles après le 15 avril 2024. Au printemps 2024, l’Ukraine aurait perdu 9 GW supplémentaires.

7 000 clients d’électricité (dont des fournisseurs de l’industrie nucléaire et de l’armement). En 2013, un poste électrique est attaqué en Californie et 17 transformateurs sont détruits, sa remise en état prendra 27 jours et 15 millions de dollars [15].

Enfin, les systèmes de gestion du transport d’électricité au niveau européen étant pilotés numériquement, ils deviennent vulnérables aux cyberattaques. Le 23 décembre 2015, 225 000 foyers ukrainiens sont privés d’électricité suite à une cyberattaque ciblant le réseau de transport d’électricité. Au niveau national, la sécurisation des échanges d’information entre les centrales et le gestionnaire de production est d’autant plus complexe que le nombre de sites de production est important. De même, l’augmentation du nombre de producteurs et de fournisseurs nécessite une coordination reposant sur des échanges cybernétiques dont la protection est un enjeu central pour le bon fonctionnement du système.

La tension sur les combustibles fait aussi partie du panorama des crises possibles. Dans le cas de l’uranium, la stratégie de stockage est encadrée par la loi, menée par le gouvernement et classifiée. Elle est mise en œuvre par EDF pour permettre le stockage de l’équivalent de plusieurs années de combustible. Les autres combustibles sont impossibles à stocker à cette échelle du fait de leur densité énergétique plus faible. La crise de 2022/2023 nous a sensibilisé à ce risque. On peut toutefois souligner que l’Europe a pu surmonter cette crise grâce au GNL américain dont la livraison dépend des bonnes relations commerciales que nous entretenons avec les États-Unis. Un autre risque géopolitique concerne l’approvisionnement en composants techniques essentiels au fonctionnement des batteries, des panneaux photovoltaïques ou des éoliennes par exemple.

Toutes ces crises reposent sur la concrétisation de menaces extérieures, mais il nous faut citer également la possibilité de panne ou d’un incident sur le parc de production. À ce titre, la crise de la corrosion sous contrainte peut servir de référence, illustrant l’impact d’un défaut générique affectant toutes les centrales d’une même génération en même temps.

## 1.2 Crises naturelles

La survenue de crises naturelles perturbe le fonctionnement du système électrique depuis sa création. Cependant, la fréquence des événements extrêmes augmente avec le réchauffement climatique et les événements sont de plus en plus violents. La figure 3.2 recense le nombre d’événements liés au climat ou à la météo en Europe entre 1980 et 2020. Ce nombre ne cesse de croître et

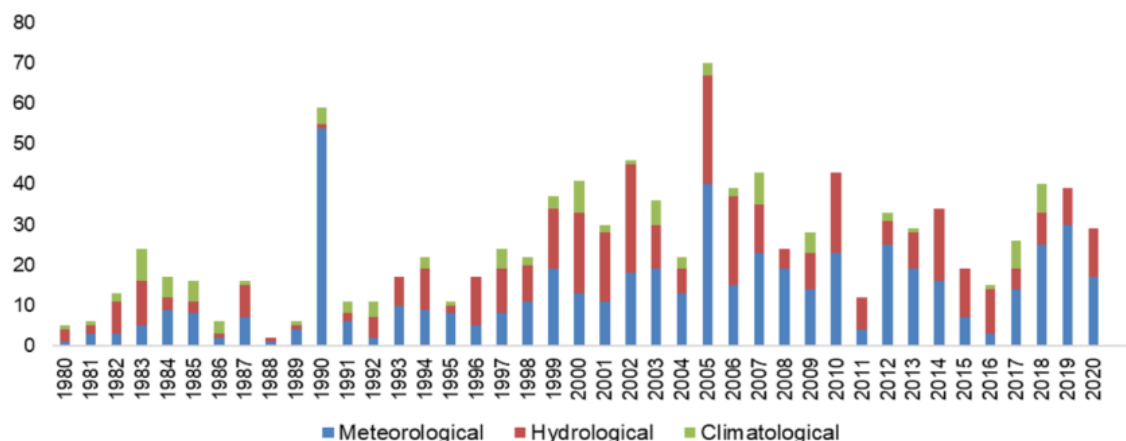


FIGURE 3.2 – Nombre d'événements liés au climat ou à la météo en Europe, par sous-groupe de catastrophe, 1980-2020 (*Source : CERRE [8]*).

l'augmentation devrait s'accélérer dans les prochaines années.

Le premier impact est celui sur le réseau de transport et de distribution. Pour reprendre un exemple bien connu, la tempête de 1999 avait couché près de 1 000 pylônes, rendu indisponibles 8 000 km de lignes et privé d'électricité trois millions et demi de personnes. Depuis, les câbles sont prévus pour résister à des vents de 180 km/h, contre 130 km/h en 1999. Mais les catastrophes peuvent aussi avoir des impacts sur un ou plusieurs sites de production. L'exemple récent de la tempête de neige ayant touché le Texas en février 2021 fournit un exemple éloquent. Le gel de certaines unités de production, notamment de centrales à gaz, a diminué la production alors que la consommation explosait du fait de l'utilisation intensive du chauffage électrique. Le réseau électrique texan n'étant pas interconnecté avec le reste des États-Unis, le gestionnaire de réseau (ERCOT) a dû procéder à du délestage partiel tournant pour éviter le black-out. Au plus fort de la crise, 5 millions de personnes étaient sans électricité.

Au-delà des épisodes de crise, le changement climatique a également un impact sur le fonctionnement du parc de production. D'après un rapport de l'ADEME [17], la production nucléaire pourrait diminuer de l'ordre de 0.7% du fait des périodes de forte chaleur empêchant le bon refroidissement des centrales. Cette valeur est relativement faible comparée aux variations de production nucléaire sur l'année (de plusieurs pourcents) et ces pertes sont concentrées sur l'été lorsque l'équilibre offre-demande est moins tendu. D'après le même rapport, l'impact sera faible sur le photovoltaïque et celui sur l'éolien devrait être largement compensé par l'amélioration technologique des rotors. Dans le cas de l'hydraulique, la production devrait baisser en été, mais augmenter fortement en hiver d'où une production en légère hausse. D'après l'ADEME, le changement climatique devrait donc avoir un impact sur la localisation et le profil annuel de la production (surtout renouvelable) davantage que sur le volume total.

## 2 Dimensionnement du système électrique

S'il est important d'envisager les crises pouvant s'opposer au fonctionnement normal du système électrique, il faut aussi penser la résilience du système au quotidien. Pour cela, il est nécessaire d'adapter la production à la consommation et le réseau aux contraintes imposées par le parc.

### 2.1 Adaptation du réseau

L'ensemble des rapports sur les évolutions du système électrique convergent pour désigner l'adaptation des réseaux de transport et de distribution comme premier chantier. En ce qui concerne le réseau de transport, RTE a publié son schéma décennal de développement du réseau [18] et chiffre à 100 milliards d'euros les investissements nécessaires sur 15 ans. Sur les 100 milliards,



20 milliards seront alloués à la rénovation du réseau existant et à l'adaptation de celui-ci au changement climatique et 53 milliards concernent les raccordements, la dernière partie concerne des restructurations du réseau pour réduire les problèmes de congestion. Les raccordements les plus coûteux concernent les projets éoliens en mer (environ 37 milliards), viennent ensuite les raccordements de plusieurs zones industrielles pour accompagner l'électrification de l'industrie. Les raccordements du nouveau nucléaire (EPR2 à Penly, Gravelines et Bugey) et de nouvelles capacités de stockage sont également prévus dans ce plan décennal. Ce plan lance la troisième grande phase de développement du réseau de transport, après sa structuration après-guerre puis son adaptation au parc électronucléaire dans les années 70.

Du côté du réseau de distribution, les investissements nécessaires sont comparables. En 2023, Enedis a publié son plan de développement du réseau [19] et chiffre à 96 milliards l'investissement nécessaire dans le réseau de distribution d'ici 2040 [20]. Ces investissements ont vocation à relever les défis suivants : raccordement des capacités de production renouvelables intermittentes, raccordement des infrastructures de recharge de véhicules électriques, traitement systématique des ouvrages présentant des risques de défaillance (notamment en regard du changement climatique) et le renouvellement des compteurs Linky à partir de 2030.

## 2.2 Évolution du parc de production

Dans son étude *Futurs énergétiques 2050* [14], RTE a donné les trajectoires possibles pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Publié à l'automne 2021, RTE envisageait deux chemins possibles pour réaliser cette neutralité, un menant à un mix 100% renouvelables et un autre alliant renouvelable et nucléaire. C'est dans cette deuxième voie qu'Emmanuel Macron a décidé d'orienter la France lors de son discours à Belfort.

Pour ce qui concerne la production renouvelable, l'augmentation de capacité la plus importante doit venir de l'éolien en mer avec à terme une vingtaine de parcs d'ici 2040 [18]. Le développement de l'éolien terrestre porté par la programmation pluriannuelle de l'énergie 2024-2035 est également ambitieuse, mais comprend un volet de modernisation des éoliennes déjà existantes. Pour le photovoltaïque, l'objectif est aussi très ambitieux avec une multiplication par cinq des capacités de production d'ici 2035 [20].

Pour le nucléaire, il est prévu la construction de six réacteurs d'ici 2035 et huit autres pour 2050. Le chantier de la première paire d'EPR2<sup>1</sup> à Penly a commencé et les sites des quatre suivants ont été désignés. Mais un autre enjeu de taille pour la production nucléaire est l'anticipation de l'arrêt des réacteurs nucléaires. Actuellement, chaque centrale reçoit tous les dix ans une autorisation de fonctionner pour les dix années suivantes. L'essentiel du parc ayant été mis en service en assez peu de temps, entre la fin des années 1970 et le début des années 1990, l'arrêt des centrales nucléaires actuelles entraînera une baisse importante de la capacité disponible en une quinzaine d'années seulement. Cette décroissance rapide de la capacité est parfois appelé « effet falaise ». Dans ses réponses écrites à la commission d'enquête sénatoriale [20], EDF a témoigné de sa confiance dans le scénario de la prolongation de la durée de vie de tous les réacteurs du parc existant jusqu'à 60 ans (on envisage même aujourd'hui des prolongations à 80 ans). Cela permettrait de placer l'effet falaise entre 2040 et 2055 environ, permettant la construction des EPR2.

## 2.3 Développement des flexibilités et interconnexions

Pour accompagner l'augmentation de la part du renouvelable, l'augmentation des flexibilités est clef pour garantir la résilience du système. Si on pense naturellement aux capacités de stockage qui peuvent effectivement jouer un rôle important pour accompagner les pointes de consommation, la flexibilité de la demande est un gisement encore peu exploité. À horizon 2050, RTE estime ce gisement à environ 22 à 30 GW. Tout l'enjeu est de parvenir à mobiliser cette flexibilité par des tarifications incitatives sans fragiliser les ménages les plus précaires. Cela demande du temps mais peut s'appuyer sur des précédents réussis, offre EJP (Effacement Jour de Pointe) devenue Tempo [20]. Parmi les sources de flexibilité, la généralisation des véhicules électriques constitue

---

1. EPR signifie *European Pressurized Reactor* et désigne le design du réacteur de Flamanville. Le design des futurs réacteurs s'inspire de l'EPR, mais en intégrant le retour d'expérience de Flamanville, d'où le nom d'EPR2.



une ressource importante grâce à leurs possibilités de décaler leurs charges voire d'injecter sur le réseau une électricité précédemment stockée<sup>2</sup>.

Un autre outil clef pour la résilience du système électrique réside dans le développement des interconnexions. L'objectif que donne RTE est de doubler les capacités d'interconnexions d'ici 2035. Toujours selon RTE, la sécurité d'alimentation électrique de la France dépendrait de ses voisins 5 % du temps, contre environ 1 % ces dernières années. Deux interconnexions avec l'Espagne et une avec l'Irlande sont en cours de réalisation, de nouvelles interconnexions avec la Belgique et l'Allemagne sont prévues [18]. Pour citer M. Pierre-Marie Abadie, directeur général de l'Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs interrogé par la commission d'enquête parlementaire sur la souveraineté énergétique de la France [21], « les interconnexions électriques restent la contribution la plus efficiente à la sécurité d'approvisionnement et à l'intégration de l'intermittence des renouvelables ». On pourra cependant tempérer cet optimisme, soulignant que les systèmes électriques voisins sont parfois soumis aux mêmes aléas, notamment météorologiques<sup>3</sup>.

### 3 Évolution du design de marché

Les marchés d'échanges d'électricité ont pour double but d'inciter les différents acteurs à optimiser leurs moyens de production et éventuellement leurs consommations et dans le même temps de rémunérer les producteurs. Cette rémunération devrait idéalement permettre d'inciter les investissements dans de nouvelles centrales ou de nouveaux moyens de stockage.

#### 3.1 Améliorer l'optimisation du parc

À la fin de l'année 2022, la commission de régulation de l'énergie a réuni un groupe d'universitaire pour réfléchir aux réformes possibles du marché de l'électricité [22]. Lancé au moment où le gouvernement annonçait la mise en place de la captation de la rente inframarginale, le groupe de travail a souligné que cette solution permettait à court terme de contrer l'envolée des prix du gaz, mais ne devait pas être maintenue de façon pérenne. En effet, le signal envoyé par le marché spot permet d'optimiser le parc de production et d'inciter à la réduction de la demande. Pour redistribuer les revenus des professionnels de l'électricité, ils recommandent d'utiliser des dispositifs externes au marché spot tels que la fiscalité ou les contrats de long-terme.

Si les implications macroéconomiques de la hausse des prix de l'électricité suite à l'envolée des prix du gaz ont été largement commentées, le marché spot pose une autre question avec le développement des énergies renouvelables intermittentes. En effet, ces moyens de production ont des coûts marginaux très faibles voire nuls ce qui diminue le prix moyen et augmente la volatilité. Avec l'augmentation de la pénétration du renouvelable, le nombre d'heures où ces énergies sont marginales augmente jusqu'à menacer la rentabilité des centrales thermiques, pourtant nécessaires pour la sécurité de l'approvisionnement. À nouveau, un éventuel complément de rémunération via des contrats long-terme pourrait répondre à cette problématique sans atténuer l'optimisation du parc réalisé par le marché spot.

Le dernier problème mis en lumière par les universitaires à propos des marchés court-terme concerne les contraintes réseau. En effet, d'un point de vue théorique, l'appel des différents moyens selon le *merit-order* permet d'optimiser la répartition et l'investissement dans la production d'électricité sous l'hypothèse implicite de la *plaque de cuivre*. Cette hypothèse consiste à supposer que les conditions économiques du système et du réseau électrique ne sont pas modifiées par la localisation de la production et de la consommation. Pour remédier à cette simplification importante, les prix marginaux locaux (ou prix nodaux) permettent de définir un prix différent selon la localisation du

---

2. Cette technologie, dite *Vehicule to Grid* (V2G), existe depuis plusieurs années même si peu de véhicules étaient compatibles jusqu'à présent. Les constructeurs commencent à équiper leurs véhicules de cette technologie promettant des économies importantes aux utilisateurs. Par exemple, Renault a équipé sa nouvelle R5 électrique et annonce qu'il sera possible de diviser par deux le coût annuel de charge pour une personne effectuant 10 000 km par an et laissant sa voiture branchée 15 h/jour. Il faut cependant installer une station de charge dite bidirectionnelle, capable d'injecter et de soutirer de l'électricité de la batterie.

3. On peut mentionner ici les périodes que les Allemands appellent *Dunkelflaute* et qui correspondent à une absence de soleil et de vent. Durant ces périodes, l'Allemagne devient importatrice nette d'électricité tirant les prix européens à la hausse. Ces situations anticycloniques peuvent en effet toucher toute l'Europe de l'Ouest et réduire ainsi toute la production renouvelable de la région.

producteur ou du consommateur. Ce système est utilisé aux États-Unis qui disposent de réseaux régionaux peu interconnectés. Toutefois, leur mise en œuvre en Europe soulèverait d'importants problèmes organisationnels et réglementaires. D'autres solutions plus faciles à implémenter au niveau européen existent, comme par exemple une différenciation des tarifs de réseau payés par les producteurs ou certains gros consommateurs en fonction de leurs localisations. Ces revenus supplémentaires pourraient permettre de financer les évolutions du réseau rendues nécessaires pour s'adapter aux nouvelles productions et consommations.

Étant donné le défi de l'optimisation du parc au niveau européen, le marché spot semble remplir son office même s'il gagnerait sans doute à être complété par des mécanismes de long-terme pour assurer la viabilité du système. On peut mentionner ici le mécanisme de capacité, existant depuis 2015 en France et qui oblige producteurs et fournisseurs à s'échanger, via un marché dédié, des *garanties de capacités*. Ce mécanisme a été introduit dans le but d'instaurer un complément de rémunération pour les centrales de production et notamment celles qui sont appelées un petit nombre d'heure dans l'année mais jouent un rôle essentiel pour répondre aux situations de plus fortes demandes<sup>4</sup>.

### 3.2 Financer l'évolution du mix électrique

Si le marché de court terme permet l'optimisation du parc de production, il présente une volatilité très importante puisqu'il peut varier dans de très grandes proportions au sein d'une même journée. Cette incertitude sur les revenus des producteurs d'électricité a conduit à l'introduction de contrats de long-terme qui permettent de donner de la visibilité aux investisseurs.

Une première possibilité pour un producteur d'électricité est de se tourner vers les marchés futurs qui permettent d'acheter ou vendre de l'électricité plusieurs mois ou années à l'avance. Si ces marchés sont très utilisés pour couvrir le risque à l'horizon de quelques années, la liquidité est encore très faible pour les contrats plus lointains. Ces marchés ne sont d'ailleurs pas destinés à assurer une rémunération sur une ou plusieurs décennies comme l'exigeraient des investisseurs souhaitant sécuriser un revenu.

D'autres contrats comme les *Power Purchase Agreement* PPA et les *Contract for Difference* CFD sont plus à même de répondre à cette problématique. Les PPA sont des contrats commerciaux privés à long terme liant directement un producteur à un consommateur professionnel donné. Ces contrats énergétiques à long terme peuvent durer typiquement de 15 à 20 ans et garantissent un prix stable pour le développement de nouveaux actifs de production. On peut par exemple mentionner les contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) qui sont des formes de PPA assis sur un productible nucléaire. La logique de ces contrats lancés en 2024 par EDF consiste à mettre des industriels en situation de coproducteurs, partageant le risque d'une baisse de la production tout en profitant d'un tarif avantageux. Les CFD sont des contrats à long terme, par exemple entre des producteurs et un agent public (régulateur, fonds public...), par lequel les producteurs vendent leur électricité sur le marché et paient/reçoivent la différence entre un « prix d'exercice » et le « prix de référence ». À nouveau, cela permet d'assurer un prix stable pour une technologie donnée. Les tarifs de rachat de l'électricité renouvelable en France rentrent dans ce cadre puisqu'ils garantissent un prix fixe à un producteur de solaire, d'éolien ou d'hydraulique. Côté nucléaire, EDF a signé avec le gouvernement britannique un contrat pour différence dans le cadre de la construction des deux réacteurs EPR d'Hinkley Point. Ce CFD garantit un prix de revente de l'électricité produite par les futures centrales de 92,5 livres du mégawattheure, soit environ 106,7 €/MWh.

Si les PPA peuvent être complexes à mettre en œuvre et portent un risque important qu'une des contreparties fasse défaut étant donné la durée de ces contrats, les CFD peuvent apporter de la visibilité aux investisseurs, mais ils doivent être encadrés afin de ne pas désoptimiser la production. Par exemple, les énergies renouvelables bénéficiant d'un tarif d'achat n'ont pas d'incitation à arrêter leurs productions lorsque les prix sont négatifs, ce qui correspond à un surplus important de production.

---

4. La marché de capacité a été mis en place sur les recommandations d'un rapport remis au gouvernement en avril 2010 sur la « pointe électrique » [23].

# Conclusion

Les engagements de la France pour réduire son empreinte carbone vont conduire à d'importants changements pour le système électrique dans les années à venir. Ces changements concernent autant la consommation, avec l'électrification de nombreux usages, que la production, avec la poursuite du développement des énergies renouvelables ou le déploiement de nouvelles flexibilités. L'électricité n'étant pas stockable à grande échelle, une coordination du système électrique au niveau national et européen est absolument nécessaire. En pratique, le gestionnaire du réseau contrôle en temps réel que la fréquence ne dévie pas de 50Hz, symptôme d'un bon équilibre entre consommation et production. En cas de déséquilibre, les mécanismes de réserve s'activent pour rétablir l'équilibre au niveau du système. En amont, la coordination des différents acteurs (producteurs et fournisseurs) s'effectue grâce à différents marchés permettant de contractualiser les échanges d'électricité. Le marché spot, par son organisation, permet de répondre à la demande avec une électricité produite au meilleur coût. De plus, le système est conçu pour réagir aux perturbations du système (hausse ou baisse rapide de la consommation, panne fortuite d'une centrale de production, augmentation soudaine de la production éolienne, ...).

La crise énergétique mondiale de 2022/2023 couplée aux problèmes de corrosion sous contrainte sur certains réacteurs nucléaires français a permis d'éprouver la résilience du système actuel. Malgré une tension importante sur le système électrique, aucun appel aux moyens de sauvegarde n'a été nécessaire sur toute la période. Les appels à la sobriété, conjugués à la hausse importante du prix de l'électricité ont eu un impact important sur la consommation, conduisant à une baisse de l'ordre de 10% par rapport aux années précédentes. Grâce à cette baisse de la consommation, la production disponible et les imports des pays frontaliers ont permis de passer l'hiver sans problème d'approvisionnement. Cependant, la facture de la crise énergétique pour certaines entreprises et pour la collectivité a été considérable. Le bouclier tarifaire mis en place par le gouvernement a coûté 60 milliards d'euros, bien supérieur aux recettes de la captation de la rente infra-marginale mise en place par l'État. Des pistes pour améliorer le financement de mesure de protection des consommateurs sont étudiées par les pouvoirs publics et seront nécessaires pour faire face à une nouvelle hausse des prix de l'électricité.

Outre les menaces extérieures, l'évolution du mix énergétique au niveau européen conduit à interroger la résilience du système. Les marges permettant de faire face aux aléas de production et de consommation doivent s'adapter au développement du renouvelable et à l'augmentation de la consommation. Pour cela, l'adaptation du réseau et le développement des interconnexions requièrent des investissements importants. Le développement de la flexibilité de la demande en mettant notamment à profit le développement de la mobilité électrique doit permettre de gagner en souplesse pour répondre aux pics de consommation par exemple. Les questions de financement du système électrique de demain sont également importantes à prendre en compte pour garantir l'adaptation du système électrique. De ce côté, des pistes sont déjà avancées avec l'émergence de nouveaux contrats de long terme.

Le maintien de la résilience requiert des investissements extrêmement importants, mais ces investissements sont à mettre en regard du solde énergétique dans la balance commerciale française. En 2024, les exportations d'électricité ont rapporté 5 milliards d'euros alors que les importations de combustibles fossiles ont coûté 64 milliards d'euros. De plus, ces importations de combustibles fossiles proviennent dans la quasi-totalité de pays hors UE. L'électrification des usages est donc, en plus d'un impératif climatique, un atout en terme de souveraineté française et européenne, elle

est également vertueuse pour les finances publiques. Et pour atteindre des objectifs ambitieux d'électrification, il est impératif que les Français gardent une grande confiance dans la résilience du système électrique.

# Bibliographie

- [1] Marcel Boiteux. *La tarification des demandes de pointe : application de la theorie de la vente au cout marginal*. Revue Generale d'Electricite, 1949. [Cité page 11.]
- [2] Marcel Boiteux. *Sur la gestion des monopoles publics astreints à l'équilibre budgétaire*. Econometrica, 1956. [Cité page 11.]
- [3] RTE. *Perspectives pour le système électrique pour l'automne et l'hiver 2022-2023*. RTE, 2022. [Cité pages 12, 19, 25, and 27.]
- [4] RTE. *Bilan prévisionnel 2023-2035*. RTE, 2023. [Cité pages 13 and 14.]
- [5] A Briand and S Oparowski. Les dépenses des français en électricité depuis 1960. *Insee Première*, 1746, 2019. [Cité page 13.]
- [6] Thomas Lestavel. La difficile décarbonation de l'industrie française. *L'express*, 2025. [Cité page 14.]
- [7] Brian Walker, Crawford S Holling, Stephen R Carpenter, and Ann Kinzig. Resilience, adaptability and transformability in social-ecological systems. *Ecology and society*, 9(2), 2004. [Cité page 18.]
- [8] Fridrik Már Baldursson, Catherine Banet, and Chi Kong Chyong. *Building Resilience in Europe's Energy System*. Centre on Regulation in Europe (CERRE), 2023. [Cité pages 18 and 31.]
- [9] *World Energy Outlook 2022*. Agence internationale de l'énergie. [Cité page 22.]
- [10] Carl Grekou, Emmanuel Hache, Frédéric Lantz, Olivier Massol, Valérie Mignon, and Lionel Ragot. Guerre en ukraine : bouleversements et défis énergétiques en europe. *CEPII, Policy Brief*, (37), 2022. [Cité page 23.]
- [11] CRE. Le fonctionnement des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2022. *Rapport de Surveillance de la Commission de régulation de l'énergie*, 2023. [Cité pages 23, 25, and 26.]
- [12] Matthieu Lemoine, Anna Petronevich, and Anastasia Zhutova. Bouclier tarifaire sur les prix de l'énergie en france : quel bilan ? *Bulletin de la Banque de France*, 2024. [Cité page 27.]
- [13] Commission des finances de l'économie générale et du contrôle budgétaire. Compte rendu de la séance du 20 septembre 2023. *Assemblée Nationale*, 2023. [Cité page 28.]
- [14] RTE. Futurs énergétiques 2050. 2022. [Cité pages 29 and 32.]
- [15] Angélique Palle, Luca Baccarini, Sami Ramdani, and Emmanuel Hache. *L'architecture électrique européenne et ses enjeux de sécurité*. Institut de Relations Internationales et Stratégiques, 2010. [Cité pages 29 and 30.]
- [16] Atlantic Council. Reconstructing ukraine at war : The journey to prosperity starts now. 2024. [Cité page 30.]
- [17] ADEME. Adaptation du système électrique au changement climatique. 2024. [Cité page 31.]
- [18] RTE. Schéma décennal de développement du réseau. 2025. [Cité pages 31, 32, and 33.]
- [19] Enedis. Plan de développement du réseau. 2023. [Cité page 32.]
- [20] Franck Montaugé and Vincent Delahaye. Rapport de la commission d'enquête sur la production, la consommation et le prix de l'électricité aux horizons 2035 et 2050. *Sénat*, 2024. [Cité page 32.]

- [21] Raphaël Schellenberger and Antoine Armand. *Rapport de la commission d'enquête visant à établir les raisons de la perte de souveraineté et d'indépendance énergétique de la France*. Assemblée Nationale, 2023. [*Cité page 33.*]
- [22] William Hogan, Peter Hartley, David Newbery, Anna Creti, Frédéric Gonand, Jean-Michel Glachant, Christian Gollier, Jacques Percebois, Lucia Visconti, Andreas Löschel, et al. Au-delà de la crise : repenser le marché électrique européen. *Revue de l'Energie*, 668(3) :68–79, 2023. [*Cité page 33.*]
- [23] Serge Poignant and Bruno Sido. Rapport du groupe de travail sur la maîtrise de la pointe électrique. 2010. [*Cité page 34.*]