Avril 2023

La modulation du parc nucléaire est-elle à l'avantage des consommateurs ?

Introduction

Depuis le début de la crise de l'énergie, les gouvernements et la Commission européenne travaillent ensemble pour réformer le fonctionnement du marché de gros. En cause, le principe de « *Merit order* » et de tarification « marginale » qui induisent une corrélation entre le prix de l'électricité et celui du gaz.

Notre association n'a, à ce stade, pas pris position sur ce débat. Nous sommes mobilisés sur le marché de détail et la hausse des prix de l'électricité pour les consommateurs. Il nous semble que les débats relatifs aux caractéristiques du marché de gros relèvent de positions de principes.

Organisation de terrain, la CLCV a préféré observer, en pratique, le fonctionnement du mix de la production électrique, son impact sur les prix et quelle est la substance concrète du principe de marginalité. Nous avons étudié ces faits en France sur une tendance longue de dix ans (de 2012 à 2022).

Les constats les plus évidents ont peu à voir avec les débats européens relatifs aux caractéristiques du marché de gros. Il apparaît d'abord une dégradation structurelle de la production nucléaire. Ensuite, nous constatons une modulation (alternance de hausse et de baisse) très régulière de la production nucléaire aboutissant à une variation (globalement à la hausse) de la production de gaz. La marginalité, ou en tout cas la composition du mix électrique heure par heure, tend à souvent relever d'un choix de l'opérateur historique. Nous pouvons estimer qu'il y a eu une certaine propension à ne pas forcément être au maximum de la production nucléaire. Cela a pu avoir un impact à la hausse sur le prix de gros.

Nous constatons que le régulateur, la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE)[1], avec qui nous avons eu un échange constructif, produit une définition et une mesure de la marginalité qui sont complexes et insuffisantes pour jauger d'un éventuel problème dans le jeu concurrentiel sur ce marché. Il en va de même de la modulation nucléaire où le régulateur (français comme européen) et l'État semblent avoir effectué une évaluation insuffisamment intense des choix d'EDF.

Il faut enfin rappeler que l'association de consommateur UFC-Que choisir avait déjà soulevé des questions importantes en la matière, en 2018. Le seul débouché institutionnel fut un procès en diffamation d'EDF (perdu par l'entreprise) et le plus parfait silence de l'État et du régulateur.

Il est plus que temps de reprendre le débat.

---

1 « Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2021, CRE »

Table des matières

La modulation du parc nucléaire est-elle à l'avantage des consommateurs ? 1

Introduction 1

Table des matières 2

1. État des lieux de l'offre électrique 3

Les moyens de production 3

Le déclin perpétuel de la production nucléaire 3

Le mix énergétique 5

Gaz dit fatal 7

2. Le fonctionnement du marché électrique 8

Le principe de « *Merit order* » 8

La théorie de la modulation et de la valeur d'usage 9

3. La marginalité gaz 11

Cadre de l'étude 11

Une présence de gaz persistante 11

Relation entre la production au nucléaire et la production au gaz 13

Le cas de la marginalité gaz le dimanche 16

Talon de gaz 19

4. Des prolongements et des implications en termes de politiques publiques 22

Définir et expliquer la variation à court terme du mix de production ; mieux caractériser la marginalité 22

Le positionnement des opérateurs du nucléaire (EDF) et de l'hydraulique 22

Que font le pouvoir exécutif et l'État ? 23

Que fait le gendarme de la concurrence ? 24

Annexe : La définition de la marginalité par le régulateur 26

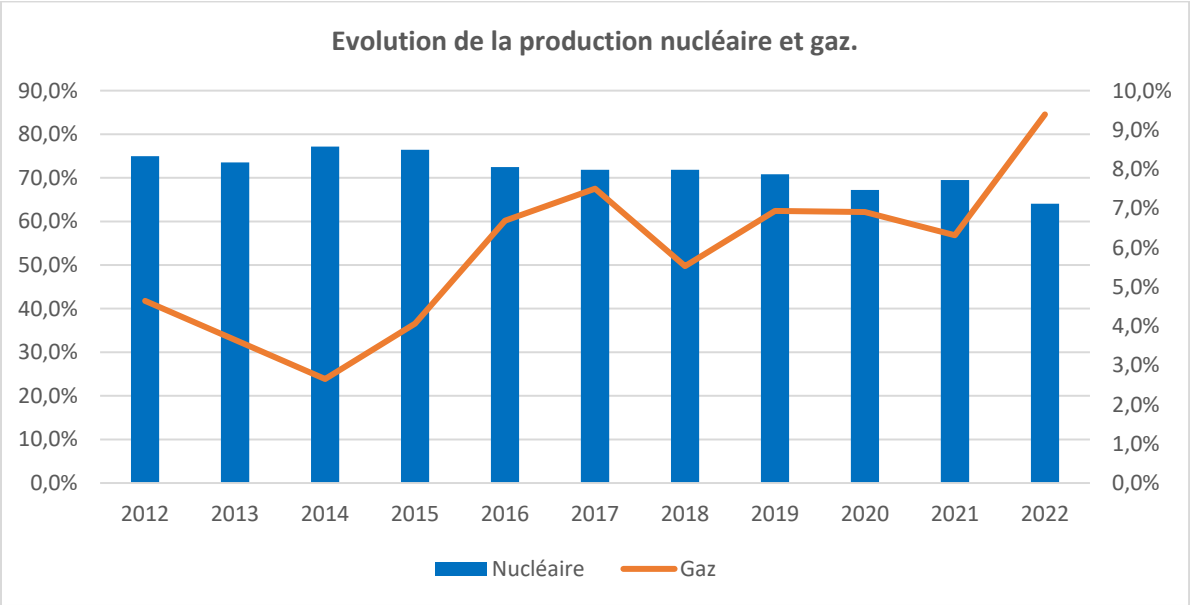
1. État des lieux de l'offre

Les moyens de production

La France est depuis toujours un acteur majeur dans la production nucléaire dans le monde. Avec 19 centrales nucléaires et 56 réacteurs, elle dispose d'une puissance maximale de production nucléaire de 60 600 MW. Ce parc nucléaire permet, à pleine capacité, de produire environ les trois quarts des besoins en électricité des Français. Pour compléter son offre électrique, la France dispose d'un certain nombre d'autres centrales thermiques (21 pour le gaz, 14 pour charbon et le fioul, 427 pour l'hydraulique et 67 pour la biomasse).

Au fil des années, le nombre de centrales au charbon et au fioul a significativement diminué pour laisser place à la production d'une électricité plus décarbonée. Le nombre de centrales nucléaires et de gaz est resté relativement stable. Le parc éolien est en croissance ces dernières années : la France compte désormais 8 000 éoliennes terrestres réparties sur 1 942 sites.

Ce parc a permis à la France de produire par exemple 518 TWh d'électricité[2] en 2021. Entre 2012 et 2021, la production nucléaire a diminué de 11 %, et, parallèlement, la production de gaz a augmenté de plus de 31 %. Le graphique suivant montre l'évolution de la production de ces énergies fossiles sur 10 ans. Autrement dit, il résume les grandes tendances expliquées plus haut : la baisse de la production nucléaire et la hausse de celle du gaz. Ces variations dans l'utilisation des énergies ont d'importantes conséquences qui se traduisent pour les consommateurs et les industriels à travers une hausse des prix. L'année 2022 est représentée uniquement par les 5 premiers mois, mais on constate déjà que la tendance à la baisse du nucléaire et la tendance à la hausse du gaz sont encore plus accentuées que les années précédentes.



Le déclin perpétuel de la production nucléaire

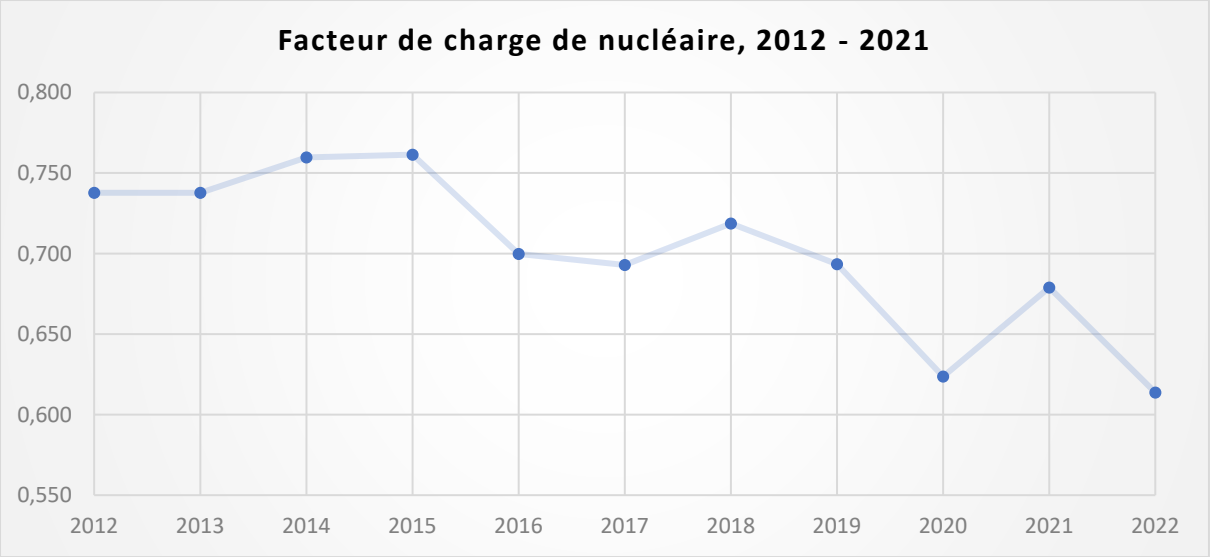
Le déclin de la production nucléaire s'explique entre autres par les nombreuses indisponibilités des centrales nucléaires. De fait, nombreuses sont celles qui arrivent à ce terme, entraînant des fermetures pour contrôle ou rénovation. Leur fermeture induit une réduction de la production nucléaire. De plus,

2 Données de production provenant du site de RTE.

le délai de fermeture pour maintenance a souvent été allongé depuis le début de la crise sanitaire. En 2020, la centrale de Fessenheim a définitivement arrêté de fonctionner. De manière générale (et hors les évènements des crises sanitaires liées au Covid 19), nous constatons une augmentation des indisponibilités des centrales nucléaires en France.

Nous limitons notre propos au constat factuel et à ses conséquences économiques sans entrer dans des débats techniques liés à la sûreté, en soi légitimes mais qui ne sont pas du ressort de notre association.

Le Réseau de transport d'électricité (RTE) souligne que l'indisponibilité des centrales nucléaires est passée en moyenne de 17,8 GW en 2019 contre 22,3 GW en 2020[3]. Ces indisponibilités pour maintenance ont des impacts importants sur la quantité produite d'électricité. Les énergies fossiles (gaz, charbon, fioul) sont souvent utilisées pour pallier ces baisses de production d'électricité via le nucléaire.



Le graphique ci-dessus fait état de l'évolution du facteur de charge du parc nucléaire en France. Le facteur de charge correspond à l'énergie produite par un réacteur divisée par l'énergie productible soit celle qu'il produirait s'il fonctionnait à sa puissance nominale pendant toute l'année.

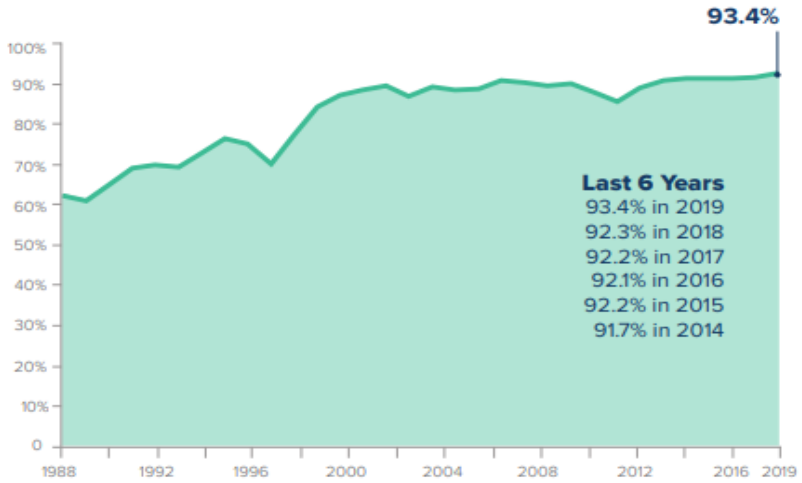
Les données pour 2022 s'arrêtent au 31 mai 2022. Si ce facteur de charge est relativement stable de 2012 à 2015, il a diminué de plus de 19 % entre 2015 et 2022. Cette baisse persiste depuis plusieurs années. Elle soulève des interrogations comme notre aptitude à pouvoir produire suffisamment de nucléaire pour répondre à la demande nationale. **Cette diminution en facteur de charge, depuis les années 2015, est une tendance structurelle qui dépasse largement l'épisode, certes historiquement puissant, de chute en 2022 de la production des centrales du fait des problèmes de corrosion**. Ce déclin impacte directement le prix de l'électricité par le jeu de l'offre et de la demande.

En termes de comparaison internationale, le cas américain est très éclairant puisque les centrales ont une ancienneté comparable[4]. Depuis 2012, le facteur de charge du parc américain est resté constant

3 RTE (2020), « Bilan électrique 2020 ».

4 « Nuclear by the numbers, Nuclear Energy Institute, août 2020 ». La comptabilisation de la productivité des centrales nucléaires est cependant un peu différente de celle effectuée en Europe (mais sans justifier un tel écart bien sûr, globalement il est acquis de tous que la flotte nucléaire américaine à une bonne production).

et même avec une tendance à la hausse. Les centrales américaines fonctionnent avec une productivité moyenne de 92 % contre 72 % pour la France.

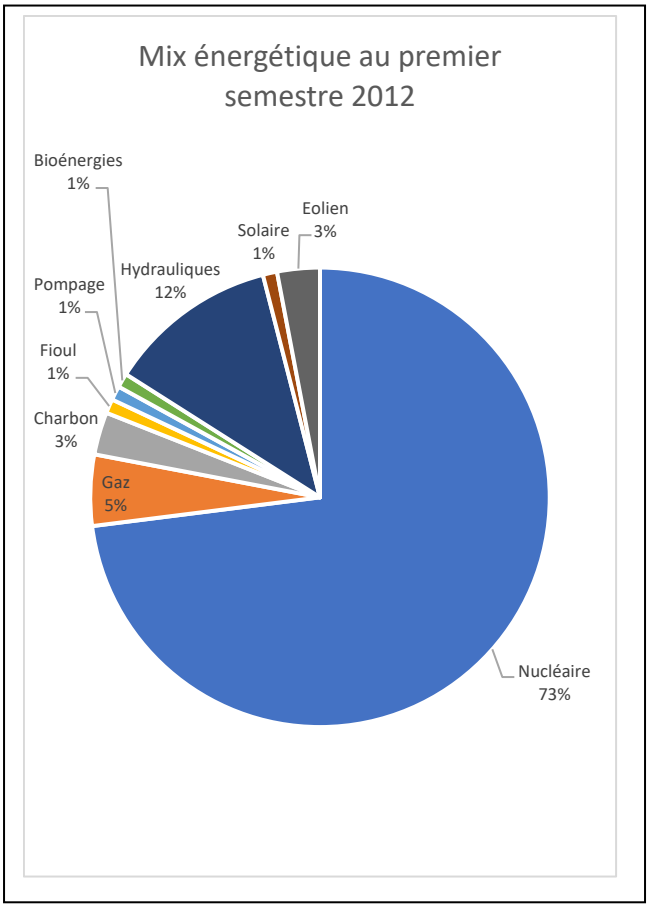


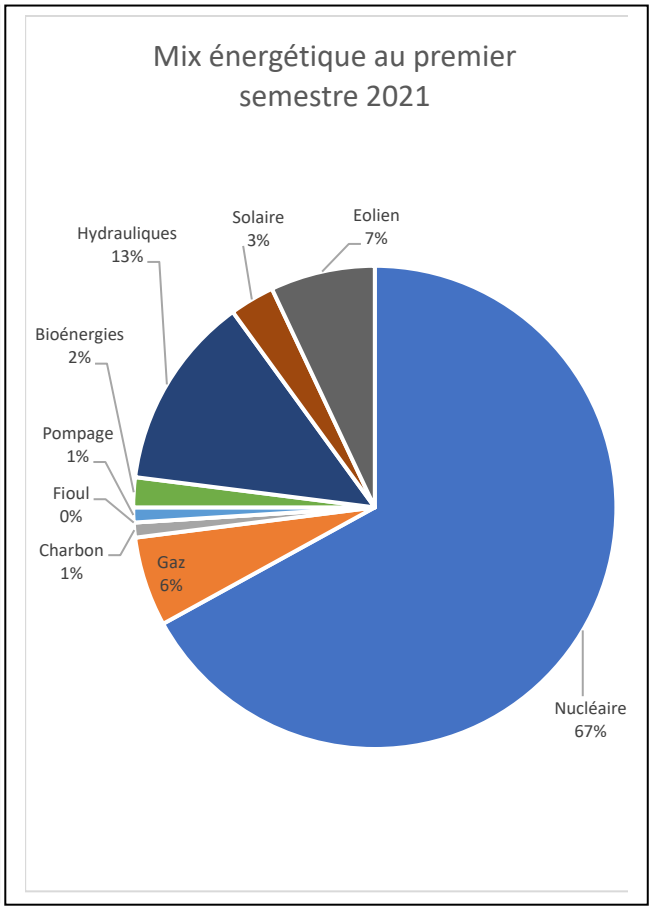
Le mix énergétique

La France dispose de diverses sources de production d'électricité pour répondre à la demande électrique. Le mix énergétique représente la répartition des différentes sources de production d'énergies (nucléaire, gaz, hydraulique, charbon ou encore biomasse) utilisées pour produire de l'électricité.

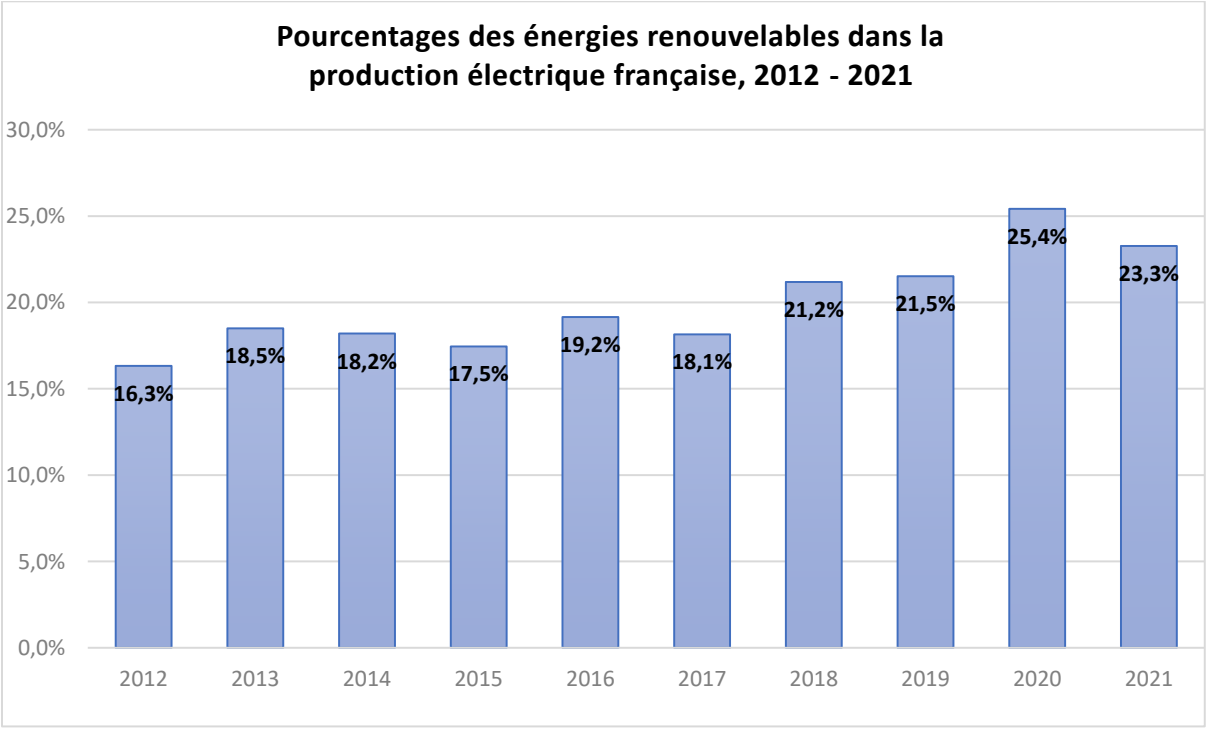
Le nucléaire représentait 73 % de la production totale d'électricité française au premier semestre 2012, alors qu'il ne représentait plus que 67 % au premier semestre 2021 dans le mix énergétique de la France (soit avant « l'épisode historique » de corrosion). Cette tendance à la baisse du nucléaire est présente depuis une dizaine d'années. A contrario, la part du gaz dans le mix énergétique a augmenté d'un point sur la même période passant de 5 % au premier semestre 2012 à 6 % en 2021. En apparence anodin, ce changement dans le mix énergétique n'est pas sans conséquence sur les prix de l'électricité dans un système de tarification marginale. La production nucléaire est généralement un levier solide pour permettre d'avoir des prix du MWh compétitifs.

Si la production via les énergies fossiles est facilement modulable, celle des énergies renouvelables dépend de diverses contraintes exogènes, notamment la météo. Les énergies thermiques permettent aux producteurs d'ajuster leur offre électrique en fonction de la demande. Les énergies renouvelables (telles que l'énergie solaire, hydraulique et éolienne) sont de plus en plus présentes dans la consommation électrique française mais ne peuvent servir d'ajustement pilotable comme cela est le cas pour le gaz.





Le graphique suivant met en évidence l'évolution de la part des énergies renouvelables (hydraulique, éolienne, solaire et biomasse) dans le mix énergétique français (hors pompage). La tendance est à la hausse, près 7 points de pourcentage de plus en 10 ans. Désormais moins coûteuses et plus décarbonées, ces énergies permettent de produire une part non négligeable de l'offre électrique.



Gaz dit fatal

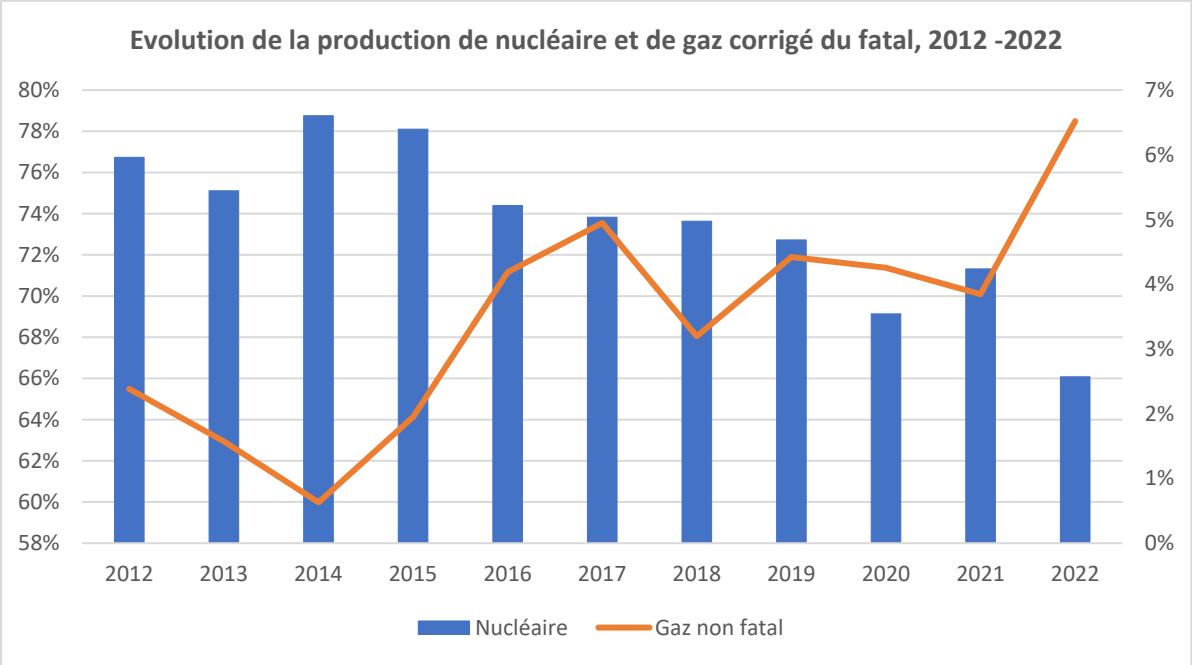
Le gaz fatal (ou une autre énergie fossile fatale) résulte d'une « perte » d'un autre processus (industriel par exemple). Cette production est le résidu d'une autre opération et n'est pas pilotable. À ce titre elle a une valeur économique faible et cette production ne détermine pas la marginalité. D'autres configurations renvoient à une situation (que la CRE qualifie « à la frontière ») assez analogue où de faibles quantités ne sont pas très déterminantes sur le prix de gros.

Il est donc erroné de penser, comme cela est souvent dit dans le discours théorique, qu'une seule goutte de gaz présente une marginalité qui suffit à déterminer le prix de gros. Le gaz fatal ne doit ainsi pas être pris en compte. Il existe globalement une « bande grise » de faible quantité de gaz qui ne compte pas vraiment dans la formation du prix de gros sans que l'on puisse très bien la définir.

Dans la suite de l'étude, nous avons considéré les deux ensembles de données de production :

- Le premier faisant référence aux données originales de RTE.
- Le deuxième étant également celles de RTE mais corrigées du gaz fatal. Nous n'avons pas identifié de standard officiel en la matière et nous nous sommes ici appuyés sur dires d'experts. Nous avons estimé à 1 500 MW le gaz fatal pendant la période chaude soit d'avril à octobre inclus et à 2 000 MW pendant la période froide de chauffe (de début novembre à fin mars inclus.)[5]

Une fois le gaz fatal retranché, la tendance de l'évolution de la production est similaire au premier ensemble de données. Seul l'ordre de grandeur des données a changé[6]. La production au gaz a subi une hausse 5 points de pourcentage entre 2012 et 2022.



5 Dans un souci de cohérence et prenant en considération que les montants de gaz fatal sont des estimations, nous avons remplacé les montants de production au gaz négatifs par 0 quand cela était le cas.

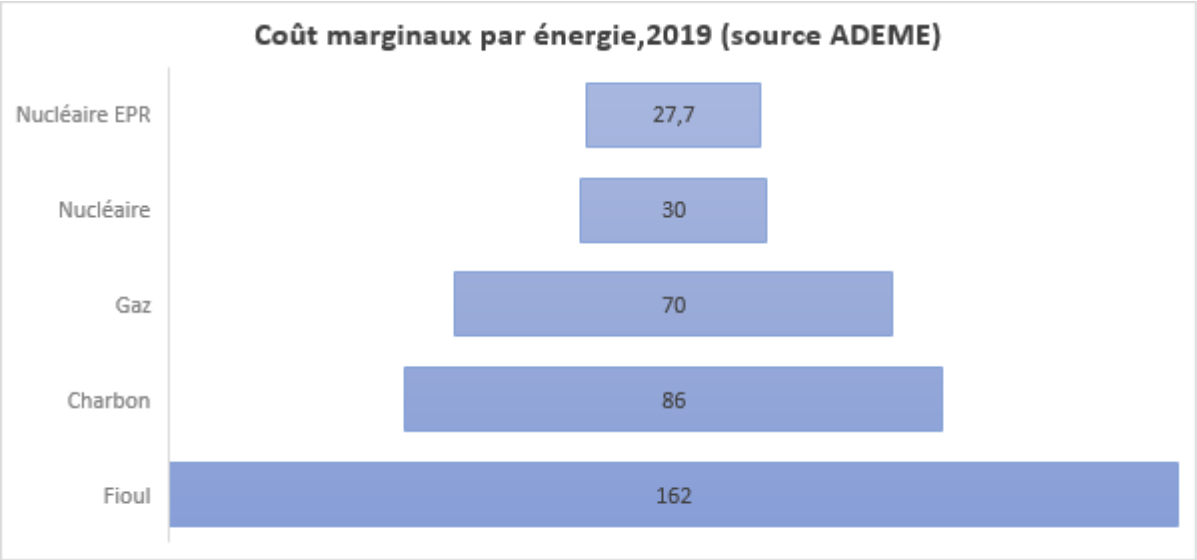
6 Les données pour 2022 s'arrêtent au 31 mai 2022. Les échelles du graphique prennent en considération la part du nucléaire et respectivement du gaz sur l'ensemble de la production électrique (en incluant donc les autres sources d'énergie mais hors échanges et pompage).

2. Le fonctionnement du marché électrique

Le principe de « *Merit order* »

En dehors de la crise de l'énergie actuelle, notre mix énergétique, composé majoritairement de nucléaire, permet à la France d'afficher des prix de l'électricité compétitifs vis-à-vis des autres pays européens. Le coût du nucléaire dépend en majorité des coûts d'investissement des centrales nucléaires. Une grande partie de nos centrales sont anciennes[7] avec un coût d'investissement déjà amorti. Les coûts variables du nucléaire étant compétitifs par rapport aux autres énergies, la France offre donc théoriquement des prix d'électricité à moindre coût en comparaison de nos pays voisins.

Toutes les filières ont des coûts de production et des coûts marginaux différents[8]. Les coûts de production prennent en compte les coûts d'investissement et de maintenance (la création des centrales), les coûts d'exploitation (les matières premières), la quantité produite et la durée de vie économique de l'exploitation. Les coûts marginaux correspondent au coût du dernier MWh produit. Ces coûts marginaux dépendent du prix du combustible (quand il y en a), des coûts de maintenance ou des rejets de Co2[9]. Ils sont faibles voire nuls pour les énergies renouvelables, moyens pour le nucléaire et importants pour les énergies fossiles. Dans son rapport[10], l'Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (ADEME) estime les coûts marginaux nuls pour les énergies renouvelables (hydrauliques incluses) et à 30 € du MWh pour le nucléaire contre 70 €/MWh pour le gaz. Il est possible de revoir à la hausse ces coûts en y ajoutant pour toutes les filières, les coûts opérationnels.



Il existe bien sûr de nettes controverses et incertitudes sur l'estimation de ces coûts. Ce point ne concerne pas notre étude, il s'agit ici de simplement présenter le principe de « *Merit order* ».

---

7 Les premières centrales encore en activité datent des années 80.

8 Données faisant référence à l'estimation basse de l'ADEME, « Les coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, ADEME, 2019 ».

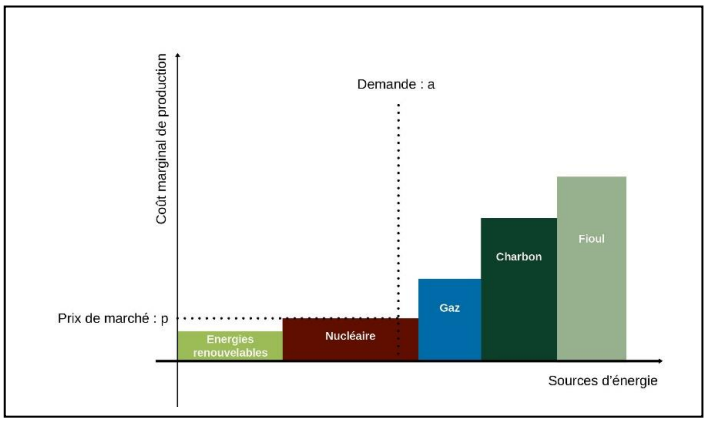
9 Plus une énergie a d'importants rejets de Co2, plus elle coûte cher du fait du prix de la tonne de CO2

10 ADEME (2019), « Coûts des énergies renouvelables et de répercutions en France ».

Au niveau du marché de gros[11], soit le marché pour les contrats de court terme, les prix de l'électricité dépendent du principe de « *Merit order* ». L'électricité étant un bien qui ne se stocke pas (caractéristique quasi unique en économie), il est nécessaire que l'offre et la demande d'électricité correspondent à tout instant. Toutes les demi-heures, le prix du kilowattheure (kWh) est actualisé en fonction de la dernière filière utilisée pour produire de l'électricité. Autrement dit, sur le marché de gros, le prix de l'électricité dépend fortement des coûts marginaux des énergies utilisées pour produire de l'électricité.

En théorie, les différentes filières sont appelées par ordre croissant de leur coût marginal de production. Les énergies renouvelables et l'hydraulique dans un premier temps, puis le nucléaire, le gaz, le charbon et enfin le fioul. À cela viennent s'ajouter les émissions de Co2 de chaque filière. Une fois de plus, les énergies renouvelables sont celles qui ont les plus faibles émissions de Co2. Ces deux variables viennent déterminer le prix de l'électricité sur le marché de court terme.

Ce mécanisme permet en théorie d'avoir une électricité au prix le plus bas en fonction de la demande, comme le montre le graphique ci-joint. Plus la demande est faible et plus l'électricité sera produite avec des énergies renouvelables ou du nucléaire, impliquant un prix du kWh relativement faible. Au contraire, quand la demande est importante, des filières comme le gaz ou le charbon vont être appelées ce qui fera automatiquement augmenter le prix de l'électricité.



Ce principe est aussi un des leviers d'actions permettant de rémunérer l'existence de toutes les capacités de production nécessaire (si on utilise une centrale de gaz il faut bien la rémunérer à son coût au moment où on l'utilise). La difficulté que pose un tel système, qui a notamment engendré une actualité forte en 2021 et 2022, est que si la production électrique est souvent en marginalité gaz, le prix de gros de l'électricité suit la même tendance que celui du gaz même quand le mix est majoritairement composé de sources moins chères (tel que le nucléaire ou l'hydraulique, etc.). Si, en plus, le prix du gaz flambe et bien le prix de l'électricité flambe aussi.

La théorie de la modulation et de la valeur d'usage

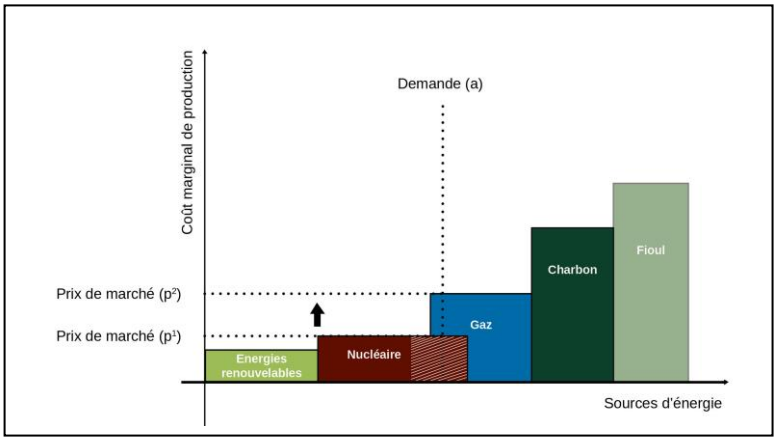
Le prix de l'électricité sur le marché de gros est donc intimement lié à la dernière unité de production appelée. Concrètement, les producteurs d'électricité doivent décider à chaque instant quelles énergies doivent être utilisées en fonction de la demande et de leur capacité de production. En économie, la valeur d'usage d'un bien est définie comme la satisfaction que ce bien apporte au consommateur. Sur le marché de la production d'électricité, la valeur d'usage s'entend comme la valeur des avantages économiques futurs attendus de l'utilisation d'une unité de production.

Ce concept de théorie d'usage s'explicite facilement avec la production hydraulique, une filière qui utilise un stock limité de ressources de production, l'eau. Les producteurs décident ou non d'utiliser

11 Comme le décrit la Commission de Régulation de l'Energie (CRE), le marché de gros correspond au marché où l'électricité est négociée (achetée et vendue) avant d'être livrée aux clients finals (particuliers ou entreprises) via le réseau.

ce stock d'eau afin de produire de l'électricité en fonction de l'offre électrique dont il dispose déjà, de la demande et des diverses contraintes quotidiennes liées à l'activité. Du fait de la quantité limitée d'eau, la production à l'instant T soulève une problématique : une fois utilisé le stock d'eau sera vide et le producteur ne pourra pas produire jusqu'à ce que le barrage se remplisse à nouveau.

Économiquement, le producteur prendra la décision de produire en fonction de la valeur d'usage qu'il associe à ce stock d'eau. Autrement dit, les gains futurs qu'il espère en retirer en vendant l'électricité en fonction des prix de l'électricité. Il décidera de produire quand les prix de vente seront plus importants que la valeur d'usage qu'il a défini. Conclusion, l'offre du producteur hydraulique postée sur le marché de court terme de l'électricité et agrégée avec les autres offres des producteurs, influencera le prix du MWh.

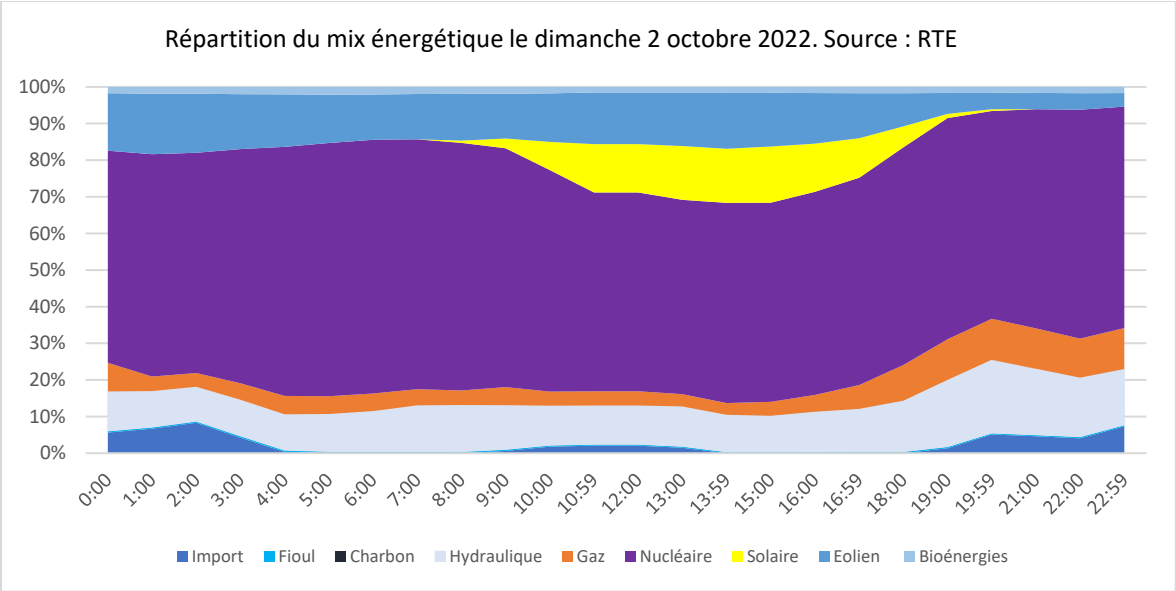


Concernant le nucléaire, la théorie de la marginalité gaz ou charbon induit une variation à la baisse de la production du nucléaire au profit d'autres filières comme le gaz ou le charbon. Le nucléaire a un coût moyen de production fixé à 42 €[12] du MWh contre 90 € du MWh pour le gaz. En termes de coûts marginaux, le nucléaire coûte environ 30 € du MWh contre 70 € pour le gaz et 86 € pour le charbon. Comme expliqué plus haut, le MWh de l'électricité dépend de la dernière filière appelée pour produire. Une baisse de production du nucléaire au profit d'autres filières à énergies fossiles a donc un impact à la hausse direct sur les prix de l'électricité. La demande électrique restant la même, les producteurs doivent appeler les filières du gaz ou du charbon afin de satisfaire la demande. Le graphique ci-dessus exprime ce concept.

Pour une demande identique et pour X raisons, les producteurs utilisent moins de nucléaire pour produire de l'électricité. De fait, ils sont obligés de faire tourner des centrales plus coûteuses comme le gaz et le charbon. Ces énergies ayant un coût de production plus important que le nucléaire, le prix du MWh est donc influencé à la hausse.

Le graphique suivant exprime ce concept. Ce dimanche 2 octobre 2022, à partir de 08 h 00 et jusqu'à 17 h 00 environ, la production de nucléaire a drastiquement diminué, passant de 68 % dans le mix énergétique à 08 h 00 à 53 % à 13 h 00. Sur cette même période, la production solaire est passée de 0 % à 15 %. Néanmoins, la production d'énergie fossile est restée relativement constante dans sa part du mix énergétique (4 % à 08 h 00 contre 3,3 % à 13 h). Dans ce cas, et en accord avec la théorie de la modulation, on peut se demander pourquoi les producteurs n'ont pas arrêté dans un premier temps de produire avec du gaz, plus coûteux, plutôt que le nucléaire, qui lui a un coût marginal de production faible. En ce dimanche 2 octobre, la production électrique était en marginalité gaz la moitié de la journée.

12 « Les coûts des énergies renouvelables et de récupération en France, ADEME, 2019 ».



3. La marginalité gaz

Cadre de l'étude

À travers un ensemble de données, allant de 2012 à mai 2022, nous avons voulu étudier cette marginalité gaz. Autrement dit, nous avons cherché à comprendre la relation entre la production d'électricité via le gaz et le nucléaire tout en les mettant en relation avec le prix du MWh.

Pour ce faire, nous disposions de la production d'électricité, toutes les demi-heures, par filière d'énergie (nucléaire, gaz, charbon, fioul et hydraulique) comparée au prix SPOT[13] de l'électricité. Nous nous sommes également intéressés aux échanges avec nos pays européens voisins. Au regard du caractère exceptionnel de 2020 en lien avec les différents confinements, cette année-là reste à relativiser. Toutes les données de production proviennent du site de RTE. Les données prix nous ont été transmises par une entité tierce (que nous remercions).

Une présence de gaz persistante

La demande électrique varie en fonction de divers facteurs exogènes, comme la météo, le jour de la semaine ou encore l'heure. RTE estime par exemple que la baisse de température de 1 °C engendre une hausse de consommation de 2 300 MW soit l'équivalent de la consommation quotidienne des villes de Lyon et Marseille. De l'autre côté, la production électrique ne peut pas se stocker et doit donc correspondre parfaitement à la demande, ce qui engendre une complexité importante pour les acteurs.

Un des premiers constats que nous avons pu faire est le suivant :

Sur l'ensemble de la période étudiée 2012-2022, il n'y a pas eu une heure où la production totale de gaz était nulle (elle varie de 234 MWh à 9 806 MWh).

---

13 RTE définit les prix SPOT comme les prix établis sur le marché de l'électricité par les bourses le jour J pour le lendemain. Deux bourses de l'électricité opèrent sur le marché de l'électricité en France : EPEX Spot et Nord Pool Spot

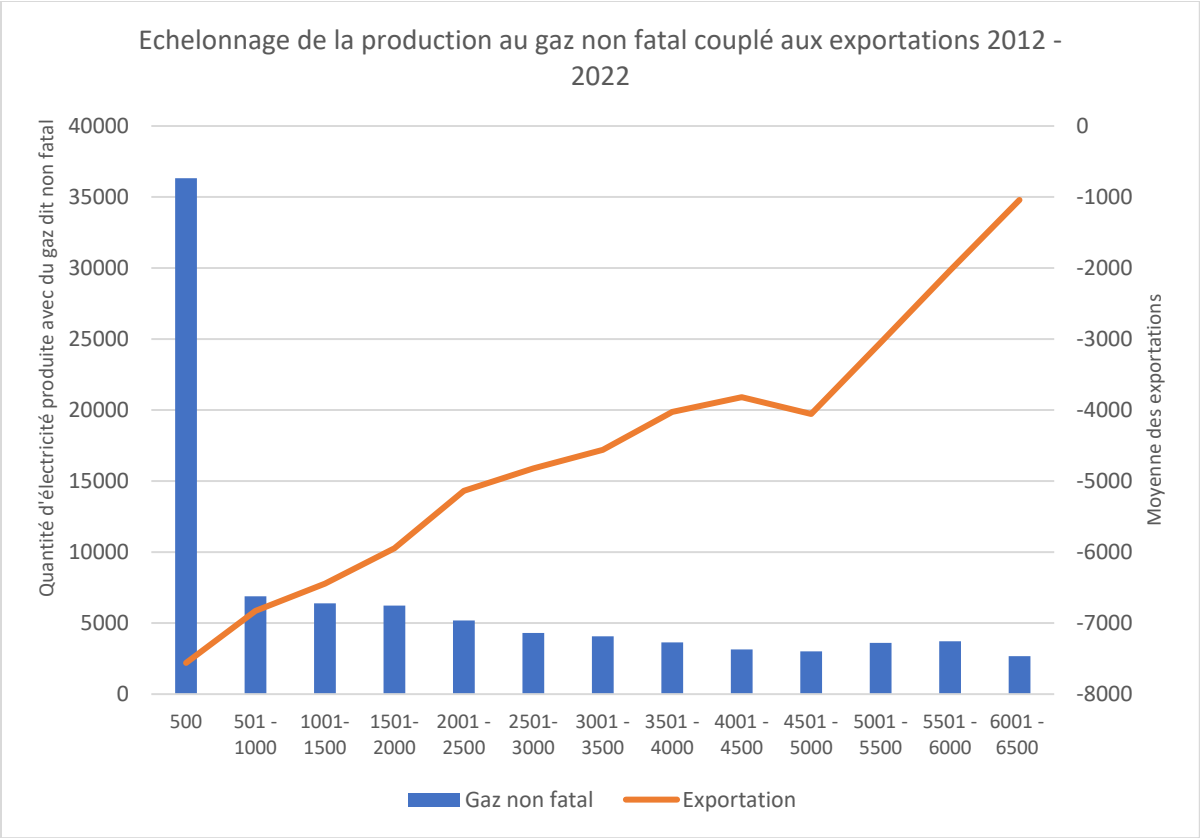
Lorsque nous considérons l'échantillon de données avec le gaz dit non fatal, les centrales au gaz n'ont pas été mises en fonctionnement dans 31 % de l'échantillon. La moyenne de production sur cet échantillon de données est de 1 917 MWh avec une médiane à 1 181 MWh.

Or la production au gaz a un coût plus important que celle au nucléaire. Est-il alors réellement nécessaire que ces centrales soient actives si souvent ? Plus encore, la présence de gaz dans le mix détermine-t-elle le prix du marché de gros (c'est la marginalité gaz), en le tirant à la hausse ?

Le graphique ci-dessous met en évidence la production électrique au gaz ainsi que les échanges commerciaux électriques avec nos voisins européens (Angleterre, Espagne, Italie, Suisse, Allemagne et Belgique). Un signe négatif pour les échanges commerciaux signifie que la France est exportatrice d'électricité et, à l'inverse, un signe positif implique une majorité d'importations. Comme explicité plus haut, le prix de l'électricité dépend (plus ou moins) de la dernière unité appelée pour produire de l'électricité. La production au gaz a donc tendance à impacter le prix SPOT à la hausse. Nous avons échelonné la production au gaz en fonction de la quantité produite par heure. Sur la période de 2012 – 2022, les données considérées sont celles avec le gaz non fatal. Les centrales thermiques au gaz ont tourné 223 616 heures, soit presque 25 % de la décennie, en produisant moins de 1 000 MWh, une fois le gaz fatal retranché. La présence du talon gaz est donc persistante et importante.

Sans préjuger des mécanismes et de l'importance incontestable des échanges commerciaux, la France a exporté de l'électricité quand les centrales au gaz fonctionnaient pour produire de faibles quantités d'électricité. Quand la production au gaz était inférieure à 1 000 MW, la France était en moyenne exportatrice de 7 561 MW vers les pays européens.

Plus globalement, sur la période de 2012 – 2022, les centrales au gaz ont fonctionné 73 % du temps pour produire une quantité maximale de 3 000 MW par heure. En parallèle, nous exportions une quantité de 6 123 MW. Les échanges internationaux ont un caractère essentiel pour la sécurité énergétique mais il faut souligner cette coexistence assez surprenante d'échanges et de marginalité gaz.



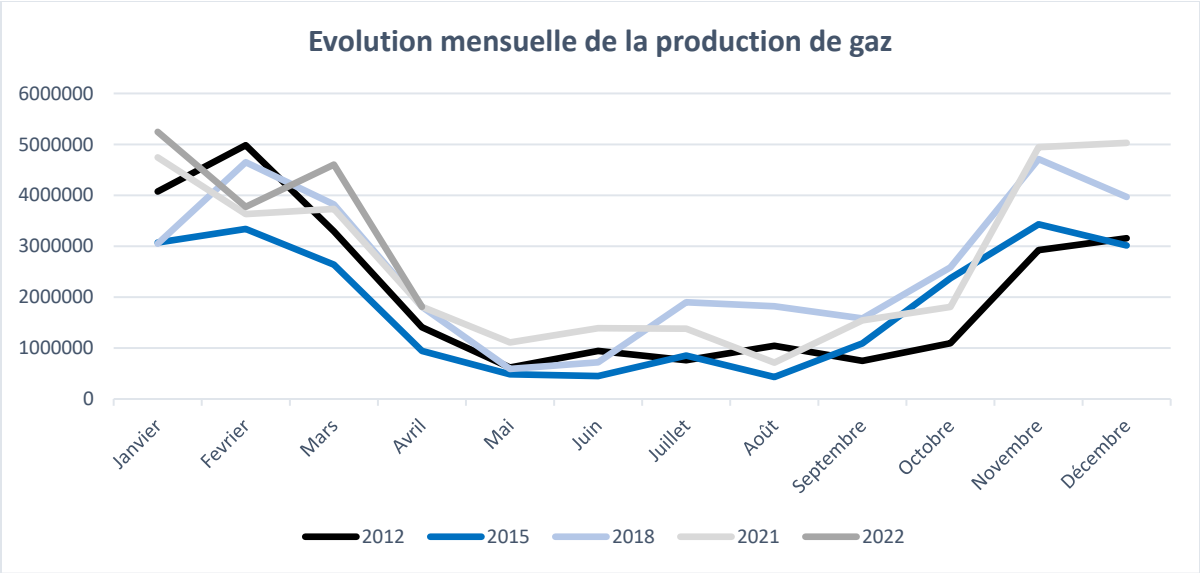
Relation entre la production au nucléaire et la production au gaz

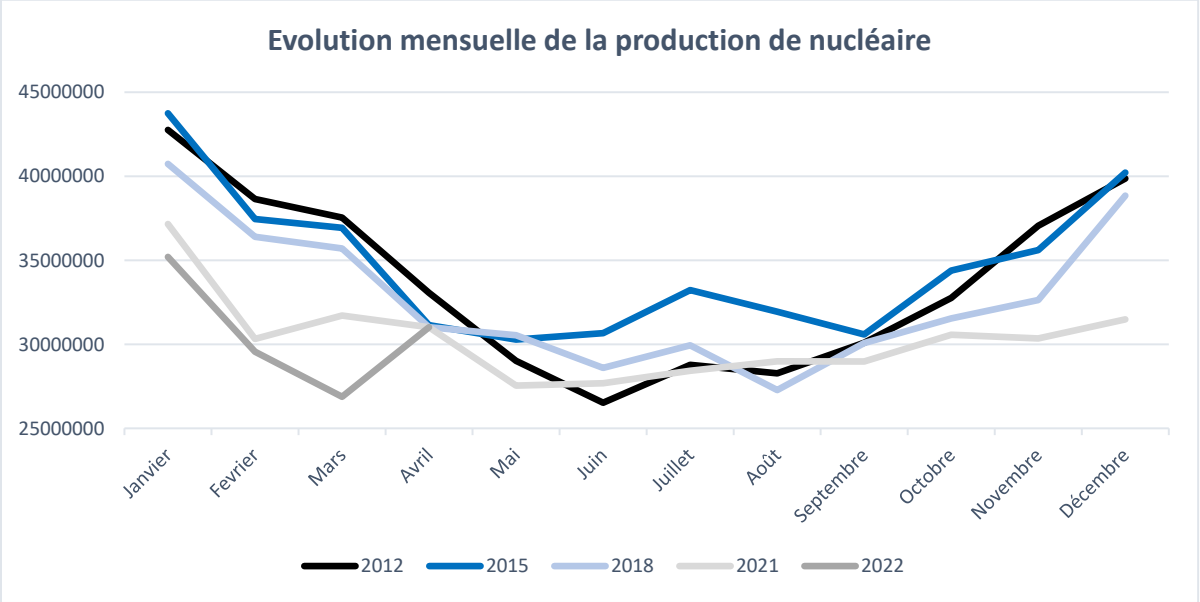
Afin de mieux comprendre la production électrique, nous nous sommes intéressés à la relation entre la production au nucléaire et celle au gaz. Le nucléaire est notre source première pour la production électrique. Depuis plusieurs années, nous sommes face à un déclin des centrales nucléaires et donc à une hausse d'indisponibilité impliquant une baisse dans la production de nucléaire.

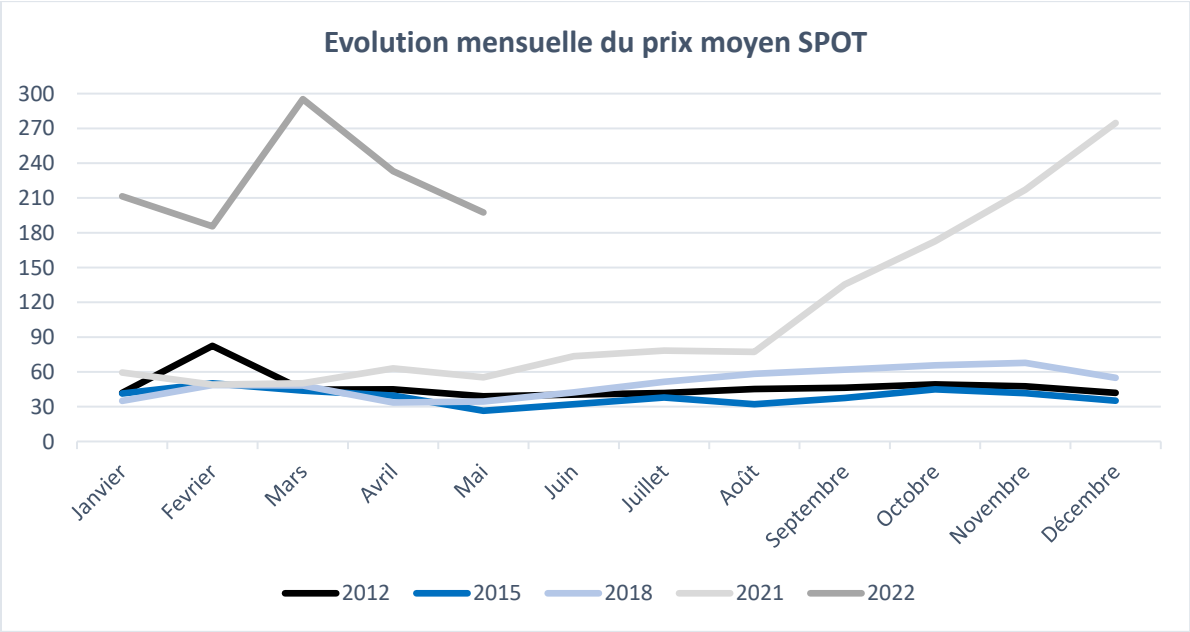
Les trois graphiques suivants font état de l'évolution mensuelle de la production au nucléaire, de celle au gaz et des prix moyens SPOT. La tendance est très nette et opposée concernant les deux sources de production. Depuis plusieurs années nous faisons face à une diminution de la production électrique au nucléaire et une augmentation de celle au gaz. Concernant les prix, l'augmentation moyenne à partir de mi-2021 est drastique. La relation générale entre la présence de gaz dans le mix et le prix de gros de l'électricité est un fait consensuel.

Entre mars 2012 et mars 2022, la production des centrales nucléaires a été réduite de plus de 28 % quand celle des centrales de gaz a augmenté de presque 40 %. Parallèlement, les prix de court terme ont explosé avec une hausse de 562 % sur la même période. De même, entre décembre de 2012 et celui de 2021, la production nucléaire a été réduite de 21 % quand celle du gaz a augmenté de 59 %. La hausse des prix SPOT a été de près de 555 %.

Plusieurs facteurs exogènes (crises sanitaires, conflit géopolitique en Russie, etc.) expliquent en partie la hausse exponentielle des prix de court terme de l'électricité. Néanmoins, la hausse des indisponibilités des centrales et les différents mix énergétiques en faveur du gaz jouent un rôle important dans l'augmentation des prix. Comme montré plus haut, la productivité de la filière du nucléaire n'atteint pas 68 % en 2021 alors qu'elle était de 73 % en 2012.


Evolution mensuelle de la production de gaz
6000000
5000000
4000000
3000000
2000000
1000000
0
Janvier
Fevrier
Mars
Avril
Mai
Juin
Juillet
Août
Septembre
Octobre
Novembre
Décembre
2012
2015
2018
2021
2022

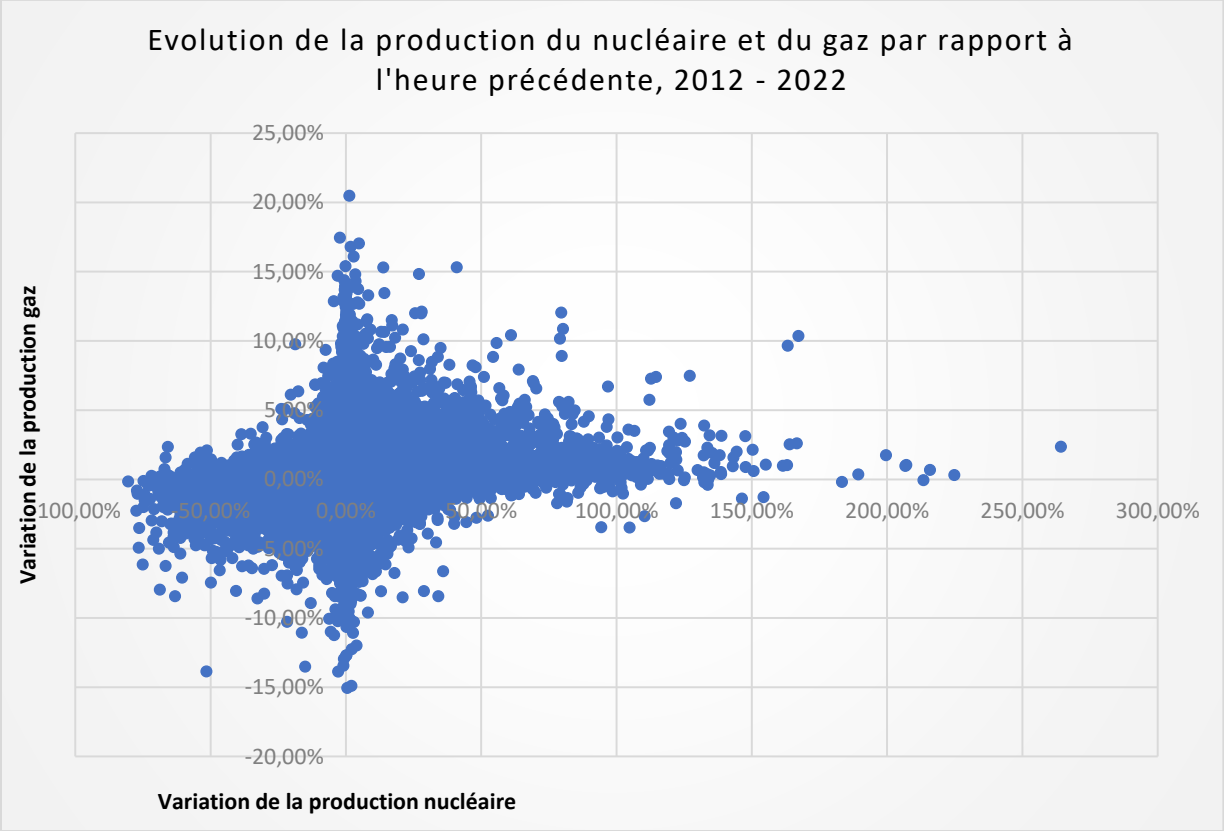

Evolution mensuelle de la production de nucléaire
45000000
40000000
35000000
30000000
25000000
Janvier
Fevrier
Mars
Avril
Mai
Juin
Juillet
Août
Septembre
Octobre
Novembre
Décembre
2012
2015
2018
2021
2022


Evolution mensuelle du prix moyen SPOT
300
270
240
210
180
150
120
90
60
30
0
Janvier
Fevrier
Mars
Avril
Mai
Juin
Juillet
Août
Septembre
Octobre
Novembre
Décembre
2012
2015
2018
2021
2022

Depuis plusieurs années, la tendance de la production de l'électricité avec le nucléaire est à la baisse et elle est à la hausse produite avec le gaz. Cette direction est avant tout au désavantage des consommateurs français.

Le graphique suivant fait état de la relation entre la production au nucléaire et au gaz par rapport à l'heure d'avant. L'objectif est d'étudier comment interagissent ces deux énergies. Sur la période de 2012 – 2022, sur presque 20 % du temps, la production de nucléaire a diminué alors que celle du gaz a augmenté. Concrètement, si on considère une heure (H) la part du nucléaire dans le mix énergétique a diminué par rapport à l'heure H_{-1} alors que la production au gaz a augmenté dans la même période. 20 % de la période étudiée correspond à plus de 2 ans.

Ce constat soulève également diverses questions quant à notre production électrique. Pourquoi les centrales nucléaires ont vu leur production décroître pour laisser place à celle au gaz quand cette production coûte souvent bien plus cher à produire et surdéterminent le prix du marché de gros ? En produisant avec les centrales au gaz, les producteurs tendent à augmenter le prix de l'électricité sur le marché de court terme. Ce fait est avantageux pour les producteurs mais pesant pour les consommateurs français.

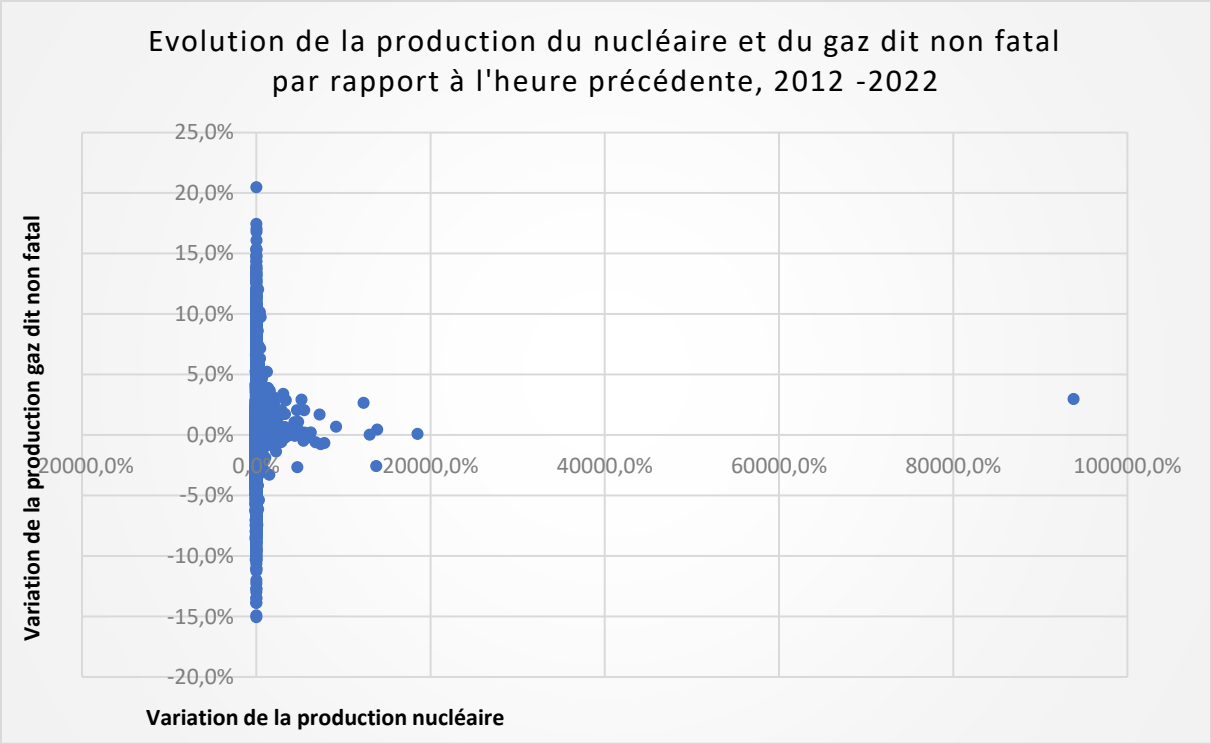


Lecture du graphique : la variation de production en nucléaire se lit sur les ordonnées et la variation de production du gaz se lit sur l'axe des abscisses.

Dans la même logique que précédemment, nous avons réalisé le même graphique en prenant en considération le gaz dit non fatal cette fois-ci. Nous avons estimé le gaz fatal à 1 500 MW pendant l'été et à 2 000 MW en hiver. Afin d'avoir un ensemble cohérent de données, nous n'avons pas pris en compte les données de production au gaz négatives et nous les avons comptabilisées comme une production nulle.

Les variations de production (gaz et nucléaire) entre les heures apparaissent logiquement plus faibles que celles du graphique précédent. Néanmoins, la production au gaz augmente et celle au nucléaire diminue dans 18,6 % du temps entre 2012 et 2022. Ce cas faisant référence à ce qu'on a appelé la marginalité gaz. Comme le montre le graphique suivant, les variations de gaz par rapport à l'heure H_{-1} sont cependant significativement plus faibles que dans l'échantillon 1. Cela signifie que les augmentations de gaz sont souvent à la marge. On retrouve cependant un nombre assez élevé de points horaires où « le nucléaire baisse et le gaz monte ».

Lecture du graphique : la variation de production en nucléaire se lit sur les ordonnées et la variation de production du gaz se lit sur l'axe des abscisses.

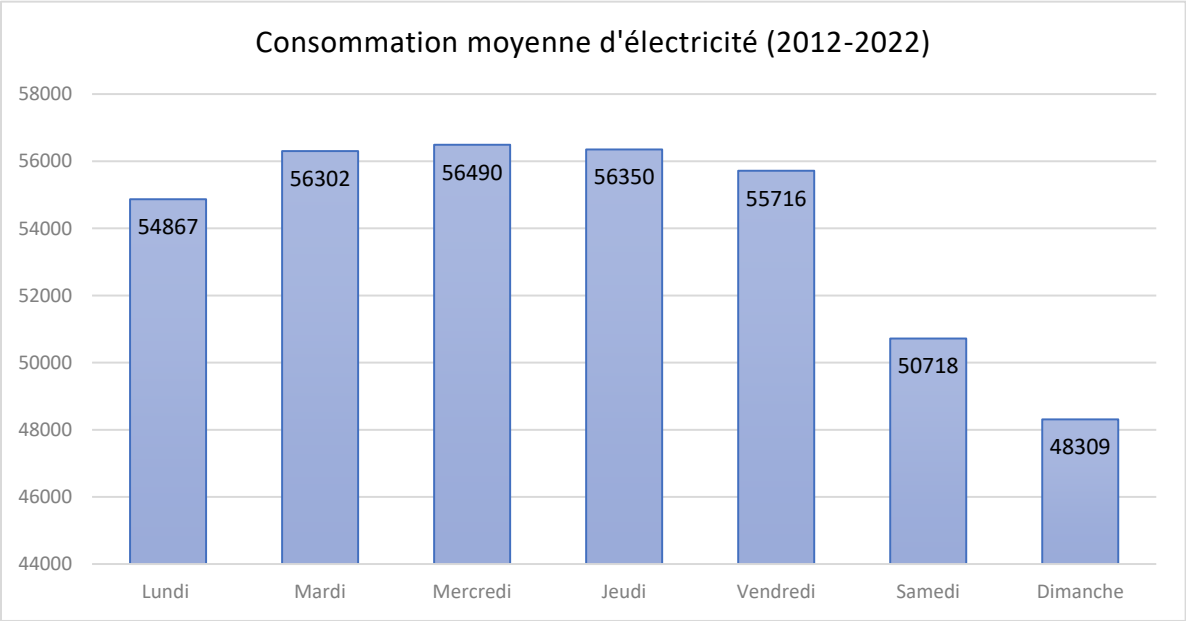


Afin d'affiner encore plus, nous avons réalisé une comparaison entre les saisons d'été ou de « non chauffe » (allant d'avril à septembre inclus) et d'hiver, donc « de chauffe » (d'octobre à mars inclus). Dans les deux cas, la production de gaz augmentait et celle de nucléaire diminuait dans environ 18 % de l'échantillon. Néanmoins, la période sans chauffe est supposée être une période où le marché électrique est moins tendu. Le recours au gaz devrait donc être fait de manière moins importante que l'hiver. De même, la production au gaz pendant l'hiver pose un problème à moyen terme : en vidant nos ressources de gaz dès l'été nous fragilisons et tendons le marché pour l'hiver. Avec moins de gaz en stock pour faire face aux vagues de froid, nous créons des tensions sur le marché électrique.

Le cas de la marginalité gaz le dimanche

Le dimanche est le jour de la semaine où la consommation d'électricité est la plus faible. En effet, la plupart des entreprises tertiaires et commerciales sont fermées, expliquant la baisse de consommation. En moyenne, la consommation électrique est plus faible de 13 % le dimanche que le lundi.

De fait, la production au nucléaire devrait théoriquement être souvent suffisante pour satisfaire la demande. Partant de ce constat, nous avons voulu étudier, le comportement de la production de gaz vis-à-vis des prix de l'électricité. Pour ce faire, nous avons pris le dimanche comme jour d'étude et le lundi comme un jour de « placebo ».



En considérant un mix énergétique avec uniquement du gaz et du nucléaire dans un premier temps, on constate qu'en moyenne le gaz est utilisé à hauteur de 4,8 % le dimanche contre 7,2 % le lundi.

Avec le même mix énergétique et donc en omettant la production avec les énergies renouvelables (dont l'hydraulique), sur la période de 2012 – 2022, presque 10 % des dimanches ont été en excédent de nucléaire. Autrement dit, la production au nucléaire suffisait à elle seule pour combler la demande électrique et en plus, il restait un excédent de nucléaire. Sur ces 10 %, et à chaque fois, les centrales au gaz ont également été en fonctionnement. Autrement dit, les centrales nucléaires permettaient de répondre à la demande électrique et même plus car il y avait un surplus de production (i.e. utilisé donc pour les échanges commerciaux), mais, parallèlement, les centrales au gaz étaient également en activité, tirant ainsi les prix à la hausse.

Afin d'affiner notre démarche, nous avons refait la même analyse en prenant en considération cette fois-ci, la production avec le gaz dit non fatal et les énergies renouvelables (hydrauliques incluses). Nous avons mené l'étude en prenant la production par heure. Nous avons comparé la consommation électrique française à la production électrique (nucléaire, hydraulique et des énergies renouvelables) par heure, des 544 dimanches entre le 1er janvier 2012 et le dimanche 29 mai 2022. Dans 81 % des cas, la production au nucléaire et celle avec des énergies renouvelables suffisent pour satisfaire la consommation électrique. Néanmoins, les centrales au gaz produisaient en moyenne 418 MW, une fois retranchée la production fatale. À noter tout de même, que dans 48 % des heures étudiées les centrales au gaz n'ont pas été en fonctionnement lorsque la production au nucléaire et aux énergies renouvelables suffisait pour satisfaire la demande électrique. Cela sous-entend, tout de même que **dans 52 % des cas, les centrales au gaz ont été mises en fonctionnement alors que cela n'apparaissait pas comme nécessaire sachant que les autres énergies permettaient déjà de satisfaire la demande.**

Il apparaît donc légitime de se demander pourquoi ces centrales au gaz sont activées alors que la production nucléaire était suffisante pour répondre à la demande.

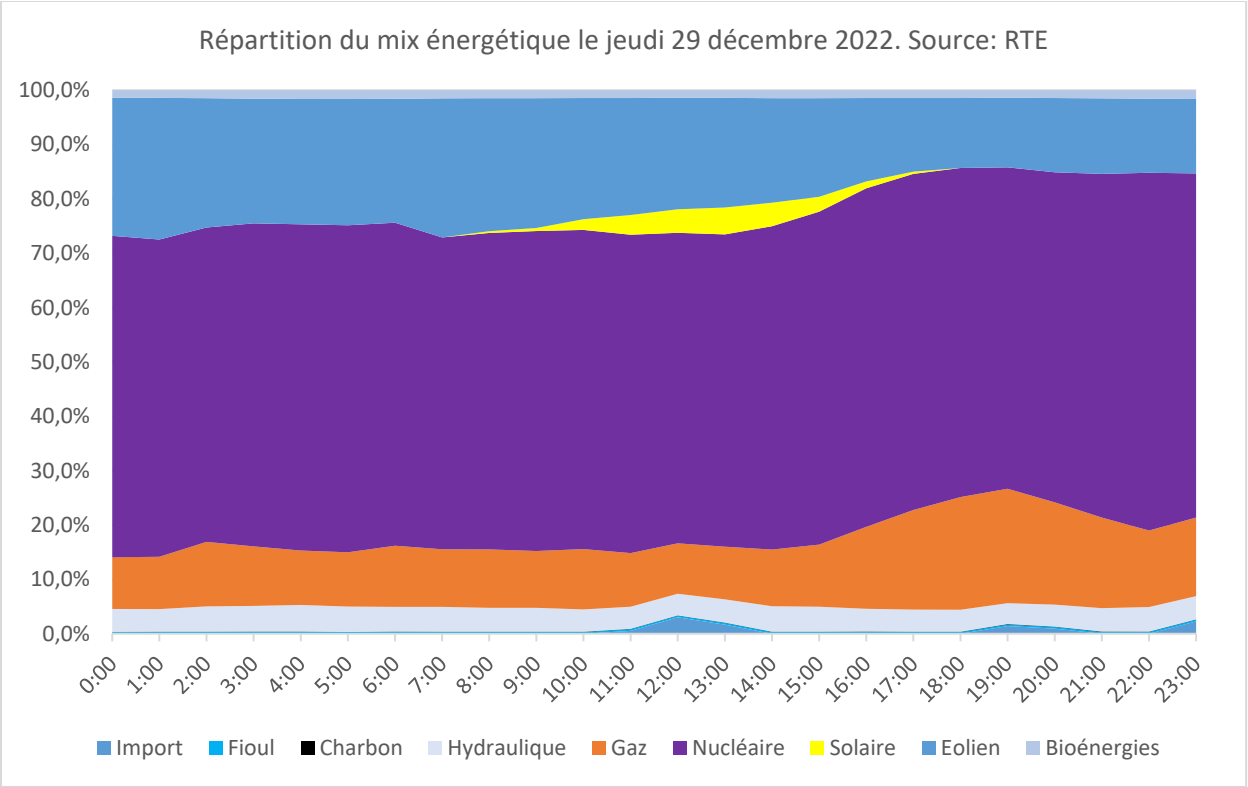
Nous avons réalisé la même étude pour les lundis sur la même période. Nous avons pu constater que dans 63 % des cas, la production au nucléaire et la production avec les énergies renouvelables (en considérant également l'hydraulique) suffisaient à répondre à la consommation électrique française. Comme expliqué plus haut, le lundi est un jour où la consommation électrique est plus importante que le dimanche, il apparaît logique que le nucléaire et les énergies renouvelables couvrent de manière moins importante la consommation que le dimanche. Néanmoins, être en excédent de production électrique dans 63 % des cas reste un chiffre important. En moyenne, les centrales au gaz produisaient 975 MWh d'électricité lorsque nous étions alors en excédent d'électricité.

Pourquoi les producteurs ont donc été amenés à produire de l'électricité avec les centrales au gaz, très coûteuses, alors que la production au nucléaire et celle avec des énergies renouvelables permettaient de satisfaire la consommation ? Il faut tout de même rappeler, que nous avons effectué une estimation lissée sur la quantité de gaz fatal, autrement dit, ces chiffres permettent d'estimer la tendance d'utilisation hasardeuse voire excessive de production d'électricité au gaz.

Nous avons volontairement pris le cas du dimanche car il illustre d'une façon plus évidente et plus « palpable » la problématique des choix de variation de production nucléaire. Le dimanche pourrait être un jour où il est très largement possible de se passer de gaz et d'éviter assurément un prix de gros déterminé par le gaz.

Ce qui a été exposé pour les jours du dimanche a une vocation illustrative d'un phénomène fréquent et puissant. D'une manière générale, diminuer la production nucléaire sur une période ponctuelle signale plutôt un choix (a minima un phénomène) qui accroît la production à base de gaz. Au-delà d'un enjeu pur et binaire de la marginalité (présence ou pas de gaz), accroître la présence du gaz tend à augmenter les prix de gros (et nous passons sur l'aspect écologique...).

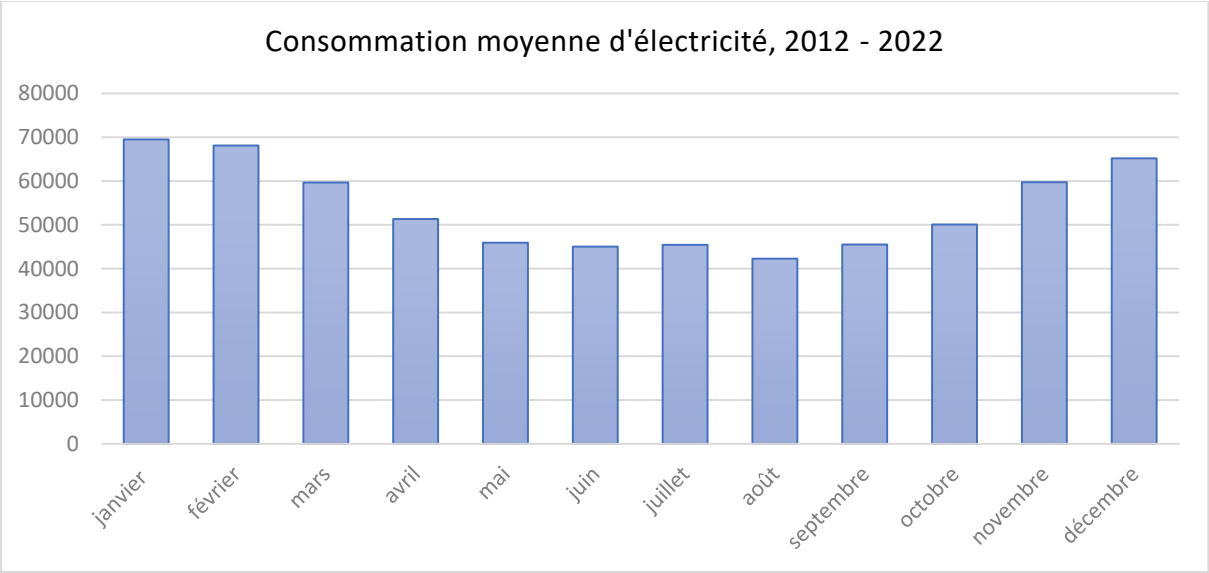
Le graphique du mix de production électrique pour la journée du 29 décembre 2022 (assez analogue à un dimanche car c'est un jour avec une faible activité professionnelle) illustre le phénomène où malgré une variation de consommation heure par heure, il reste un bandeau gaz constant alors que le nucléaire « module » parfois à la baisse (en milieu de journée ici) quand la consommation baisse.



Talon de gaz

La présence de gaz dans le mix énergétique n'est pas sans conséquence pour les consommateurs. En prenant en considération **la base de données où le gaz fatal a été retranché,** nous avons cherché à comprendre le comportement des jours où il y avait un talon de gaz dans le mix énergétique. Nous avons défini un talon de gaz à 2 000 MW. La consommation électrique est logiquement plus importante lors des périodes froides notamment au regard de l'utilisation des différents moyens de chauffage ou de l'augmentation de l'utilisation de l'éclairage. Le gaz fatal ayant déjà été enlevé dans les données, le talon de gaz représente donc uniquement la production au gaz pilotée par les producteurs.

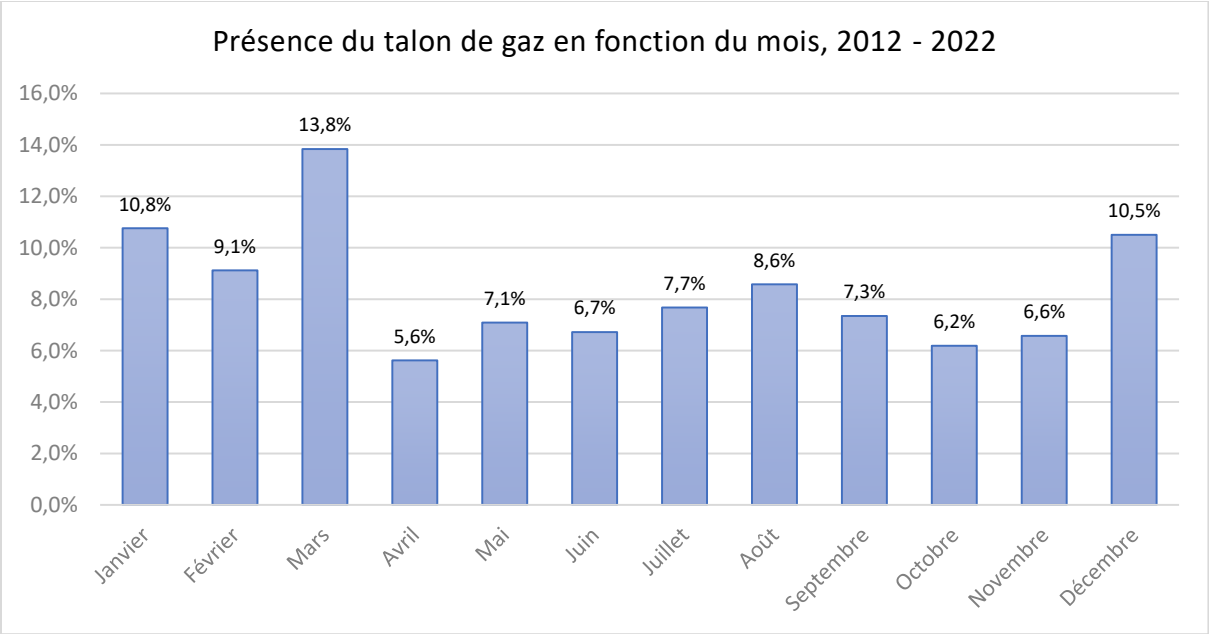
En juillet la consommation est plus faible de 35 % en moyenne par rapport au mois de janvier. De fait, on peut supposer que durant les mois avec une consommation électrique faible, les centrales au gaz auront une production réduite afin de minimiser le coût de l'électricité. Le gaz étant théoriquement un outil d'ajustement entre l'offre et la demande.



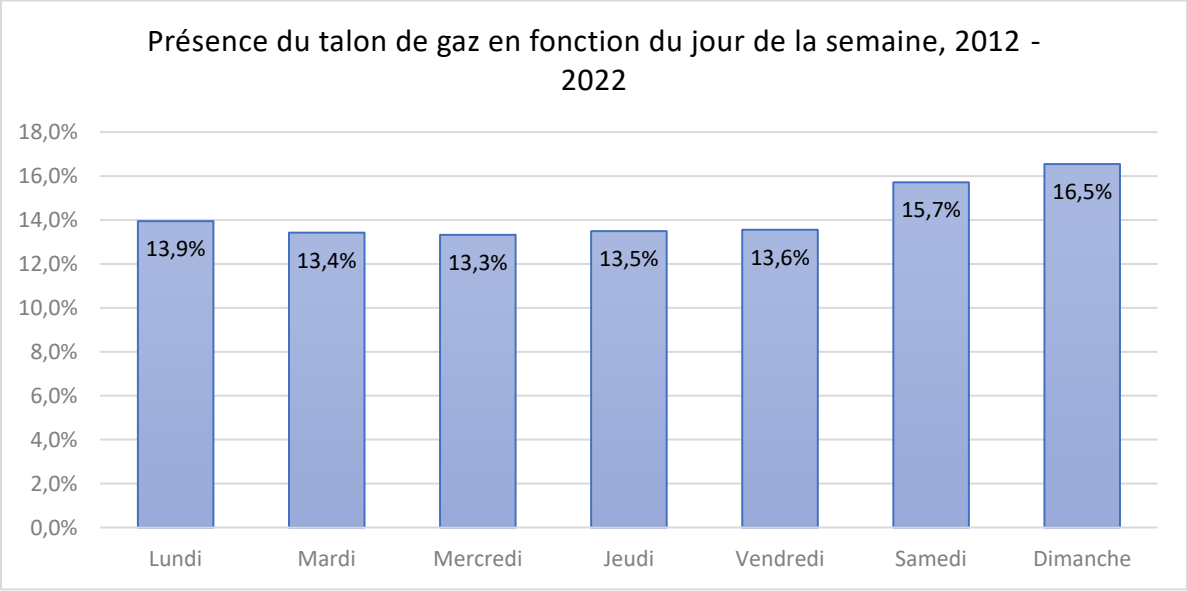
Au total, sur la période de 2012 à mai 2022 (inclus), les centrales au gaz ont fonctionné 30 % du temps pour produire une quantité maximale de 2 000 MW. La production électrique au gaz est théoriquement utilisée pour ajuster l'offre quand la production avec les énergies renouvelables, l'hydraulique et le nucléaire ne suffit pas pour répondre à la demande, sauf en cas de choc de demande.

Les mois avec le talon de gaz le plus important sont pendant les périodes dites froides (mars, janvier et décembre, comme le montre le graphique suivant). En moyenne, les mois d'août, de juin et de juillet sont ceux avec les consommations électriques les plus faibles. Néanmoins, la présence du talon de gaz pendant les mois d'été est supérieure au mois d'octobre et novembre, mois où la consommation électrique est généralement plus importante qu'en été. En moyenne, la consommation du mois de novembre est plus importante de 40 % par rapport à celle d'août. Autrement dit, les centrales au gaz fonctionnent plus souvent en juillet et en août pour produire des quantités relativement faibles de gaz par rapport au mois d'octobre et de novembre (faibles mais suffisantes pour déclencher la marginalité gaz et ses conséquences en termes de prix de gros).

Il est donc légitime de se demander pourquoi ces centrales au gaz sont-elles si souvent activées lors de la période estivale alors que la demande électrique est en moyenne basse.



La répartition du talon de gaz en fonction du jour de la semaine soulève également plusieurs interrogations. Comme nous l'avons montré plus haut, le dimanche est le jour de la semaine où la consommation électrique est la plus basse. En moyenne, tous les jours de la semaine, les centrales au gaz sont activées dans 13 % du temps pour produire une quantité inférieure à 2 000 MW. Néanmoins, c'est le dimanche où en moyenne les centrales sont le plus souvent utilisées pour produire de faibles quantités d'électricité alors que la consommation est, en moyenne, au plus bas. Comment expliquer ces chiffres ? Pourquoi les opérateurs prennent-ils la décision d'utiliser aussi souvent les centrales au gaz ? Pourquoi plus la consommation électrique est faible en moyenne, plus les centrales au gaz sont-elles activées ?



4. Des prolongements et des implications en termes de politiques publiques

Cette première publication de notre association n'a pas vocation à produire une conclusion complète et définitive. Il nous semble qu'il faille retenir, d'une part, les prolongements nécessaires qui devraient être le fait du régulateur et des opérateurs et, d'autre part, de cerner leurs implications en termes de politiques publiques.

Définir et expliquer la variation à court terme du mix de production ; mieux caractériser la marginalité

Les phénomènes de modulation de la production nucléaire, ici mis en avant, peuvent induire des débats techniques. D'emblée, notre parti pris est de considérer que l'impact du choix de production importe tellement sur le prix de gros, que mettre en avant telles ou telles facilités techniques pour justifier de cette modulation nous semble inapproprié.

Pour autant, il reste utile et éclairant de connaître le point de vue des entreprises concernées mais surtout du régulateur du marché de gros (la CRE).

Pour commencer, il est tout de même fort surprenant que le régulateur semble avoir assez peu intégré à sa feuille de route la surveillance des variations structurelles et conjoncturelles de la production. Par exemple, comment les régulateurs apprécient la nette persistance d'une production de gaz y compris sur des périodes de faible consommation (en dehors de la période accidentée de 2020 ou 2022) ?

Sur le plan du débat technique toujours, il serait bon d'aboutir à des positions plus claires et plus partagées du principe de « marginalité gaz ». Les débats politiques institutionnels (y compris quand il s'agit d'experts ou de responsables officiels) assimilent à la marginalité le fait qu'une « seule goutte de gaz suffit pour que ce soit le prix du gaz ». En réalité, une seule goutte ne suffit pas forcément. Le régulateur a ainsi publié sa position en la matière. En outre, comme nous l'avons indiqué, la grille de lecture paraît trop complexe pour être opérationnelle et trop circulaire pour être convaincante.

Avant de proposer de « vastes plans » quant au mode de fixation du prix de gros, il conviendrait d'avoir des principes transparents et consensuels (donc suffisamment simples) pour caractériser la marginalité.

L'utilisation des moyens de production nucléaire et hydraulique devrait aussi faire l'objet de plus d'analyses et de débats publics à l'initiative du régulateur.

De la même façon, il pourrait être codifié quelques principes qui encadrent un peu plus l'utilisation des moyens de production en valeur d'usage. L'application du principe de valeur d'usage, évidente pour l'hydraulique, à l'outil nucléaire mériterait ainsi un débat de fond ouvert.

Le positionnement des opérateurs du nucléaire (EDF) et de l'hydraulique

D'emblée, il faut admettre que l'on ne peut pas reprocher à un opérateur d'opérer à un outil de production en valeur d'usage. Ce propos vaut notamment depuis l'ouverture du marché et la relative « banalisation » des opérateurs. Il est logique qu'un opérateur cherche à maximiser son gain en adaptant sa production à la courbe d'un prix. Une limite fondamentale tient bien sûr aux règles de concurrence et de non-manipulation des prix. Nous y consacrons notre point suivant.

Les principes d'encadrement de cette pratique déjà évoqués devraient exister soit sur un plan réglementaire soit, et cela serait préférable, comme des bonnes règles de gestion issues d'une bonne gouvernance.

Ainsi, à partir des éléments à notre disposition, on peut juger absurde la situation où en jours de faible consommation la marginalité est créée par un gros coup de frein à main ponctuel sur la production de nucléaire.

Il nous semble aussi que l'utilisation en valeur d'usage ne doit pas être de trop court terme, et obéir aussi à des critères de durabilité. Ainsi, nous n'avons pas détaillé ici l'utilisation du parc hydraulique, mais on peut considérer que déclencher une forte production hydraulique, car le prix est très élevé par exemple, peut induire de lourds problèmes quelques mois plus tard (l'été) sur l'équilibre de la ressource hydraulique.

Enfin, et il s'agit ici de la remarque la plus importante, l'utilisation d'un moyen de production en valeur d'usage ne doit pas faire perdre de vue que, s'agissant d'un bien essentiel, l'enjeu est avant tout… de produire. On peut se demander si le déploiement pendant vingt ans de subtiles stratégies d'optimisation de la valeur du parc (signifiant parfois de peu produire) n'a pas nui à l'objectif général de productivité.

Il faut quand même remarquer, qu'après une utilisation, parfois volontairement, sous optimale sur certaines périodes (les dimanches par exemple etc.), l'outil nucléaire a fini par connaître une dégradation structurelle de sa productivité. Structurelle car rappelons que cette productivité baisse depuis plus de 5 ans et bien avant les problèmes de corrosion de 2022. Notre analyse n'aura pas l'ambition technique de répondre à ces problématiques mais il nous paraît important de l'inclure à la réflexion de l'État, du régulateur et du Parlement sur le parc nucléaire.

Que font le pouvoir exécutif et l'État ?

Abordons ce point en rappelant que nos confrères d'UFC-Que Choisir avaient ainsi publié un remarquable dossier[14] en avril 2018 qui proposait des analyses et conclusions assez convergentes des nôtres bien que plus définitives : « *Ces constats mettent clairement en lumière l'incapacité de la régulation actuelle à garantir aux consommateurs un prix de l'électricité qui tire pleinement avantage de la compétitivité des capacités nucléaires historiques. L'UFC-Que Choisir, dans le cadre de l'élaboration de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), appelle donc les pouvoirs publics à ne pas limiter le débat à la seule question de l'évolution de la part du nucléaire dans le mix électrique futur, mais à prendre également en compte la problématique de son fonctionnement* ».

Ce dossier pouvant laisser supposer à un abus de position dominante, EDF avait alors porté plainte pour diffamation, et a été définitivement débouté par le juge, ce qui est affligeant puisque cette problématique mérite un débat public et que l'opérateur historique doit accepter ce type de débat. Plus encore, personne dans les rangs de l'État ou du régulateur n'a pris acte de cette interpellation associative pour proposer un éclairage.

Il apparaît en fait que la situation perdure depuis une longue période et que personne au sein du pouvoir exécutif, de l'État ou du régulateur ne daigne se saisir de ce sujet.

---

14 « MARCHÉ DE L'ÉLECTRICITÉ Les consommateurs pâtissent de la concurrence sclérosée de l'approvisionnement, UCF-Que Choisir, 2018 ».

Que fait le gendarme de la concurrence ?

L'ouverture du secteur de l'électricité et la création d'un marché de gros à l'échelle européenne et nationale ont abouti à une situation singulière. D'un côté, l'approvisionnement dépend d'un prix issu d'un mécanisme de marché qui se fixe selon la dernière unité consommée (le principe marginal). D'un autre côté, l'opérateur historique par la modulation de ses outils de production de base (nucléaire et hydraulique), a largement la possibilité de déterminer quelle est l'énergie marginale et de souhaiter un prix élevé. D'une manière plus générale, l'opérateur historique cumule une position dominante sur un marché de la production et des positions importantes sur le marché de gros (notamment de trading).

La situation est assez ubuesque car la position très dominante est absolument acquise et dès qu'il y a une augmentation de prix et une modulation à la baisse de la production, c'est-à-dire souvent, il est possible de supposer à un abus.

Cette situation est particulièrement problématique au regard du droit de la concurrence qui est censé s'appliquer depuis l'ouverture du marché de gros. Le rôle de gendarme n'a pas été confié à l'Autorité de la concurrence, comme cela est le principe général, mais plutôt à la Commission de régulation de l'énergie (nous disons « plutôt » car la situation ne nous semble pas limpide). L'outillage de gendarme de la concurrence du marché de gros (Remit) date tout de même de plus de 10 ans (i.e. décembre 2011).

L'activité de la CRE en termes de gendarme de la concurrence semble, à ce stade, peu fournie comprenant quelques condamnations symboliques. Plus encore, le débat de fond sur la modulation du parc nucléaire semble ne jamais être abordé par la CRE, en tout cas pas publiquement. Ce silence public est en fait assez incroyable car, sur la question du marché de gros et du mix opérationnel, il s'agit d'une problématique qui domine toutes les autres.

On remarquera ainsi que la définition par le régulateur de la marginalité (souvent présenté par ces instances comme une pierre angulaire fondatrice) date d'un an. Sa complexité et son caractère non partagé nous laissent douter de son caractère opérationnel du point de vue du droit de la concurrence.

Ce silence, constant depuis dix ans est assez préjudiciable pour la confiance que l'on peut avoir envers les mécanismes sectoriels. D'une manière génale, elle entretient le sentiment que la concurrence dans l'énergie se fonde sur de nombreux bricolages de règles, ce qui est très éloigné de la pratique générique du droit de la concurrence, et sur une trop forte inertie des institutions en charge de faire respecter les règles.

Dans un rapport du 31 janvier 2023 (« *L'intégration du marché intérieur de l'électricité* »), la Cour des comptes européenne effectue un constat qui renforce considérablement notre conviction sur ce point. Nous reproduisons ci-dessous le passage pertinent de la synthèse du rapport (page 7) :

« *La surveillance des marchés, censée permettre de détecter et d'empêcher les abus et les manipulations, a également été incomplète. La surveillance exercée par l'ACER est devenue pleinement effective à la fin de 2017, mais la collecte de données n'était pas exhaustive et l'évaluation des données recueillies ne couvrait qu'un nombre limité de types de comportement abusif. L'ACER elle-même n'a d'ailleurs pas alloué suffisamment de ressources à l'analyse des données réunies, ce dont a également pâti l'évaluation qu'elle effectue. Elle s'est en outre trouvée dans l'impossibilité d'apporter son soutien aux enquêtes sur les cas potentiels – de plus en plus nombreux – d'abus de marché transfrontalier. De surcroît, l'ACER disposait de peu d'outils pour veiller à la bonne application des règles en matière de*

surveillance des marchés au niveau national. Pour les raisons exposées ci-dessus, la surveillance qu'elle a exercée n'a finalement pas abouti à un grand nombre de sanctions. »

Nous avions dénoncé ce fait il y a moins d'un an concernant le marché de détail à propos de la DGEC et de la DGCCRF. Sans être aussi définitif, car notre association s'occupe avant tout du marché de détail, il nous semble que l'on peut s'inquiéter de l'effectivité de la police du marché de gros.

Nous reconnaissons bien volontiers que, contrairement à EDF, la réception préalable de ce dossier par la CRE a induit un échange de vue constructif et approfondi sur ce sujet avec ce régulateur. Dont acte. Mais il faut désormais creuser le sillon.

Annexe : La définition de la marginalité par le régulateur

Le dernier rapport annuel[15] de la surveillance des marchés de gros de la CRE pose le cadre suivant sur les notions du coût marginal et de la marginalité gaz.

« 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 de production détermine alors en théorie le prix du marché sur l'enchère day-ahead. La marginalité d'une filière peut être très différente de sa part dans la production annuelle. »

Pourtant, la CRE estime dans son rapport de surveillance *« qu'il est délicat en pratique d'identifier la filière marginale ».* Un premier obstacle est qu'il ne faut pas prendre en compte la production d'énergies dites « fatales » (ici principalement la cogénération).

La CRE détaille de la manière suivante les difficultés de méthode à laquelle elle fait face. Le principal problème pour identifier le moyen marginal est la proximité des coûts variables des moyens de production de filières différentes. Par ailleurs, les producteurs ne sont pas tenus d'offrir sur l'enchère *day-ahead* une offre à leur coût variable : ils peuvent vouloir inclure leurs coûts de démarrage ou accepter de vendre à perte sur une heure pour éviter des coûts de redémarrage ou pour participer aux marchés des réserves d'équilibrage.

La CRE reconnaît que des moyens de production fonctionnant à partir de stocks sont optimisés en valeur d'usage : *« Enfin, il convient de signaler que les moyens de production dits « à stock » participent à l'enchère day-ahead sur la base, non pas de leur coût variable de production, mais de leur coût d'opportunité, calculé en prenant en considération la valeur qu'aurait une production future. Les filières concernées sont l'hydraulique de barrage, et aussi à un moindre degré le nucléaire, pour les centrales ne disposant pas suffisamment de combustible pour fonctionner à pleine puissance jusqu'à leur date de rechargement planifiée. »*

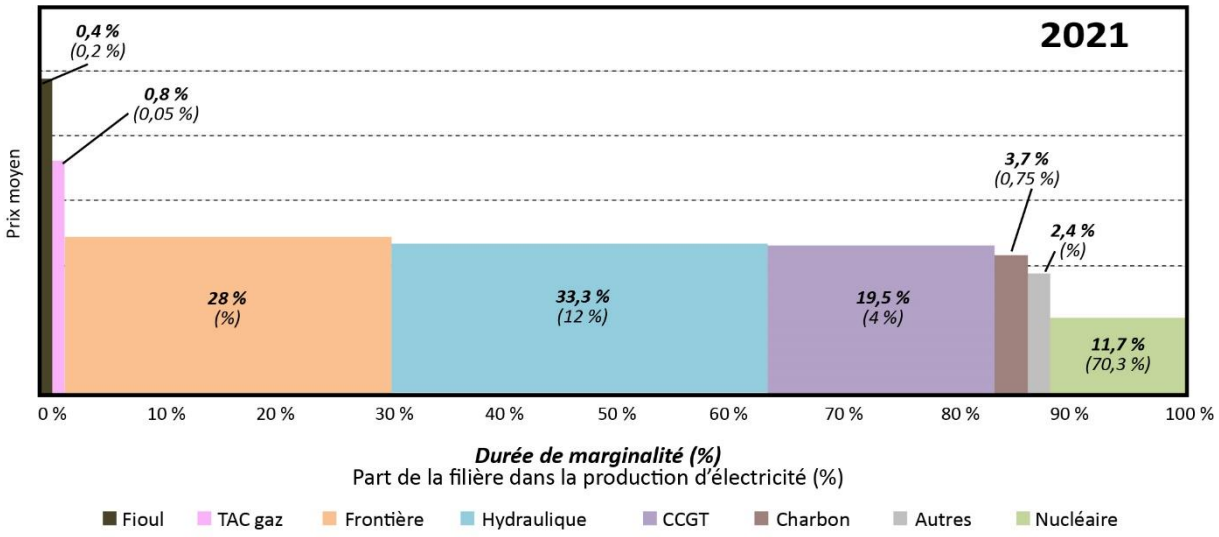
Le régulateur cite l'hydraulique et à « un moindre degré » le nucléaire. Il est tout de même fort frustrant que la CRE n'aille pas plus loin en la matière en cherchant à mieux caractériser la modulation du nucléaire et à en évaluer ses conséquences (les prix notamment).

La CRE conclut que « la détermination des taux de marginalité des différentes filières présente un caractère normatif ». Il s'agit d'une autre manière de dire que cette détermination est assez floue et relève de choix relativement subjectifs.

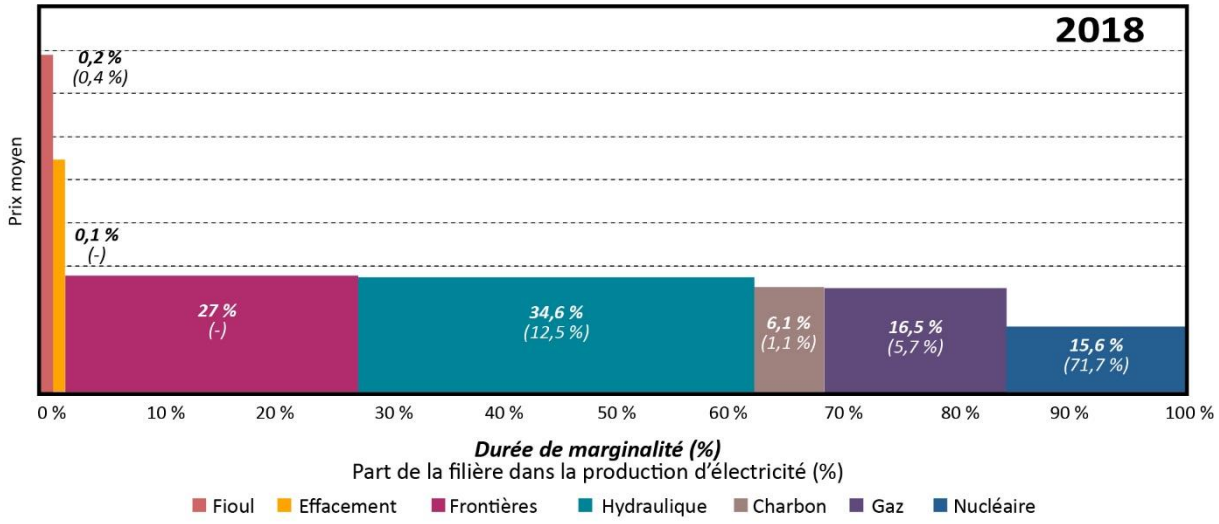
Nous produisons ci-après trois bilans statistiques annuels de marginalité provenant du dernier rapport de la CRE. En 2021 (la dernière année disponible), puis en 2018 et en 2013. Force est de constater que la première des marginalités est « la marginalité à la frontière » qui représente soit un quart (pour 2021 et 2018) soit près de la moitié en 2013. En 2013 la marginalité gaz est très faible et on peut supposer que le curseur est plutôt « tombé » sur la case « frontière ».

---

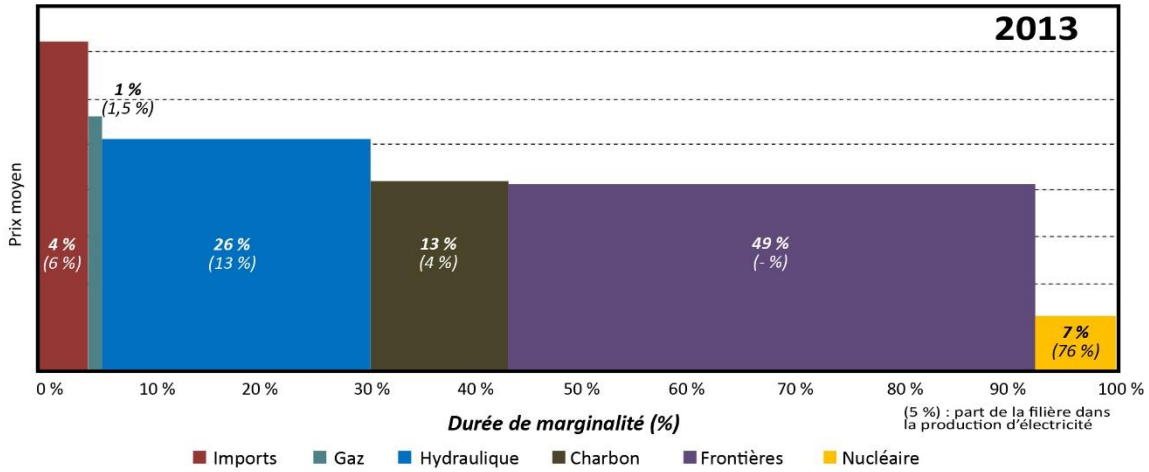
15 « Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2021, CRE, page 68 »



Source : Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2021, CRE



Source : Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2021, CRE



Source : Rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel en 2021, CRE

Finalement, la CRE indique avoir modifié son approche de la marginalité en 2020. Elle préfère considérer que plusieurs énergies avec un coût très proche peuvent conjointement contribuer à la marginalité (et si les coûts sont très proches, on parle de frontière) : *« La description de la méthode pour chaque heure de l'année est indiquée ci-dessous :*

1. *Si la France est couplée à au moins un pays (seuil de couplage de 0,01 €/MWh), et s'il n'y a aucun moyen de production dont le coût marginal est à moins de 1 €/MWh du prix spot, alors la frontière fait partie des moyens marginaux ;*
2. *Les moyens de production dont le coût marginal est proche du prix spot, font également partie des moyens marginaux. La contribution de chaque moyen à la marginalité décroît en fonction de la différence entre le prix spot et son coût marginal.*
3. *Si la France n'est pas couplée à au moins un pays, et s'il n'y a aucun moyen avec un coût marginal proche du prix spot, alors la marginalité est définie à « autre ».*

Notons que le régulateur semble s'appuyer sur une approche assez normative des coûts marginaux (en fonction du niveau des prix de gros, et d'une analyse des filières, il suppose en fait que les coûts convergent plus ou moins vers le prix spot et en déduit une contribution d'une ou plus filières d'énergie à la marginalité).

Dans l'approche du régulateur le concept de marginalité est très indéterminé et repose sur nombre d'hypothèses.

Nous ne critiquons pas a priori le régulateur sur cette indétermination, car les difficultés sont indéniables. Cependant, nous saisissons mal les débats de politiques publiques sur le « design » du marché alors même que, l'élément central de ces débats qui est la marginalité, n'est pas très bien cerné et peu discuté dans le détail par les institutions publiques.

En définitive, ce qui est plus inquiétant tient au fait que poser une définition aussi « protéiforme » de la marginalité (« à la frontière », « de multiples sources ») n'aide pas ensuite à réguler les comportements sur la production et le marché de gros notamment au regard du droit de la concurrence.