

Le marché européen de l'électricité

Elisabeth Brenière et François Vallet

Nous nous sommes intéressés au marché européen de l'électricité en 2017 quand on a voulu étudier si l'arrêt immédiat du nucléaire était techniquement possible sans rupture d'approvisionnement. A l'époque, presque tout le monde, y compris des anti-nucléaires, nous affirmait le contraire.

On a alors découvert que contrairement à ce que pensaient la majorité des français, la France n'était pas du tout autonome pour sa production électrique. Elle était même très dépendante de ses voisins européens à la fois pour couvrir sa pointe d'hiver et aussi pour écouler son électricité nucléaire en excès.

A la suite de la crise de 2021 et 2022, et de l'envol des prix de l'électricité, de nombreux français ont découvert l'existence d'un marché européen de l'électricité. Ce fut une cible toute trouvée à laquelle imputer la responsabilité de cette crise. Ce n'est pourtant pas la cause principale de l'envolée des prix. Il nous a donc semblé utile de vous proposer ce thème pour les journées d'études 2024 d'Arrêt du nucléaire.

L'exposé qui suit se limite volontairement aux aspects techniques du marché européen de l'électricité sans en faire une analyse politique.

Quelques caractéristiques physiques de l'électricité à connaître pour comprendre les contraintes propres au fonctionnement du marché

1^{ère} caractéristique : Pour connecter divers producteurs et consommateurs il faut un réseau électrique aux conditions de fonctionnement bien définies (fréquence, tension et variations de ces 2 grandeurs)

À de rares exceptions près, l'électricité n'est pas un bien physique qui peut s'échanger directement entre un producteur et un consommateur. Ceux-ci doivent passer par un réseau de transport et de distribution d'électricité pour réaliser leurs transactions.

Tous les appareils électriques raccordés à un réseau de distribution doivent être soumis à la même tension et à la même fréquence quelle que soit la manière dont l'électricité est produite. Il y a différents types de réseaux de transport et de distribution, qui se distinguent par les niveaux de tension (voltage), mais la fréquence est la même partout en Europe (50 Herz).

2^{ème} caractéristique : L'électricité ne se stocke pas et les moyens de production doivent être suffisants pour faire face aux consommations.

Une autre particularité de l'électricité est qu'elle ne se stocke pas directement. Les moyens indirects de stockage (barrages, réservoirs d'air comprimé, batteries électrochimiques, volants d'inertie, etc.) sont, pour l'instant, limités. Ils sont la plupart du temps réservés à une fonction de secours en cas de défaillance d'un moyen de production ou pour faire face aux consommations de pointe.

Quoiqu'il en soit, à tout instant la production doit être égale à une consommation (y compris les pertes du réseau) qui varie en permanence. A défaut, la stabilité du réseau en tension et en fréquence, c'est à dire la sécurité d'alimentation, est menacée.

L'électricité étant devenue indispensable à notre société la sécurité d'alimentation est une problématique forte. Elle est plus facile à assurer si les producteurs et les consommateurs sont nombreux et divers sur un réseau (principe du foisonnement).

3^{ème} caractéristique : le maillage physique des réseaux et leurs interconnexions sont des facteurs de sécurité (mais le paradoxe du réseau c'est qu'il peut aussi favoriser les échanges commerciaux dont l'augmentation excessive conduit à l'insécurité).

Les pays ont d'abord constitué des réseaux maillés interconnectés à l'échelle nationale. Puis les pays frontaliers ont interconnecté leurs réseaux électriques pour se secourir mutuellement. Les mailles permettent de palier aux ruptures de lignes. De légers déséquilibres sont possibles entre puissance injectée et puissance soutirée à chaque nœud du réseau (connexion entre les mailles). Mais au-delà des marges tolérables, le déséquilibre conduit au black-out, c'est-à-dire à la perte générale d'alimentation électrique, par effet domino avec les autres nœuds. Le déséquilibre peut être dû à un manque de puissance disponible par rapport à la puissance appelée. Il peut aussi résulter d'une défaillance technique d'une partie du réseau ou d'un équipement de production de forte puissance.

Les interconnexions ne servaient initialement qu'en cas de défaillance technique.

Les interconnexions servent désormais à réduire les capacités de production (ou de stockage indirect), et donc les investissements, en mutualisant les moyens de production, notamment ceux permettant de faire face aux pointes de consommation.

Elles relient actuellement 48 pays européens, dont les profils de consommations annuelles et quotidiennes peuvent être très différents.

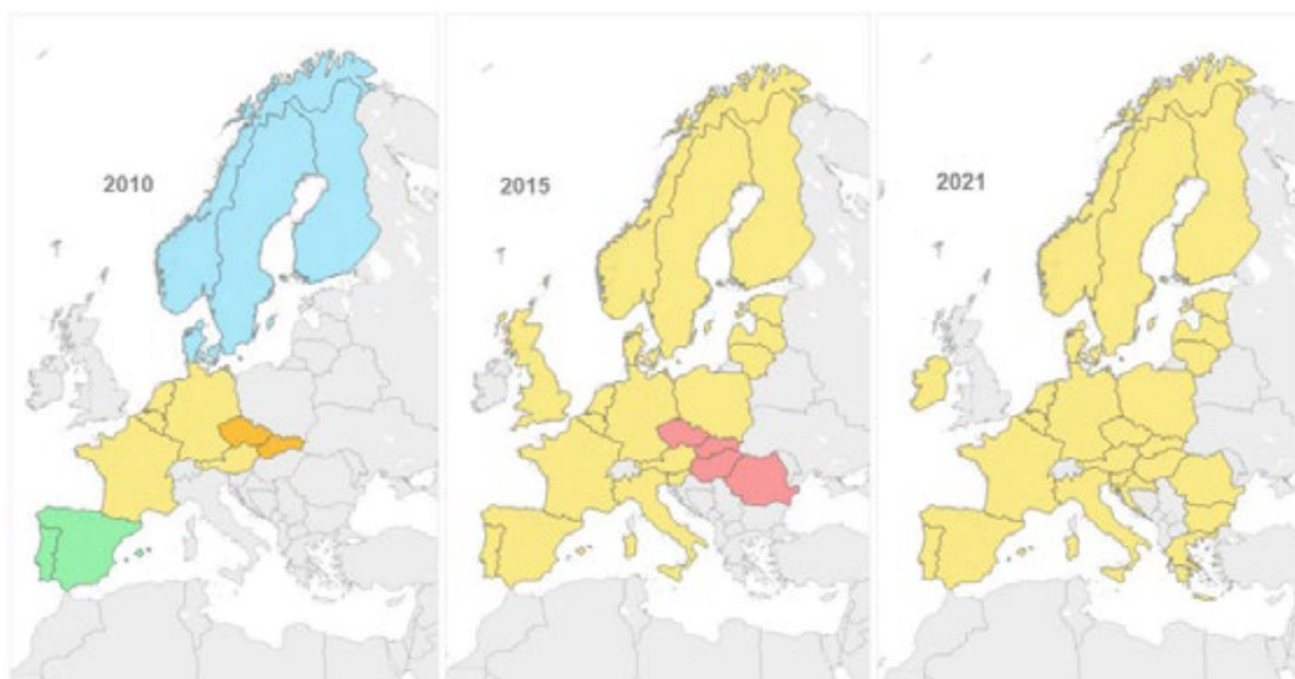
Le marché européen de l'électricité : une mise en place progressive

Le marché européen a été progressivement mis en place depuis 1990, pour utiliser les interconnexions dans un but économique : il s'agissait alors de mutualiser les moyens de production, d'utiliser au maximum ceux dont les coûts de production sont les plus faibles et de minimiser le prix de l'électricité pour les consommateurs.

Avec le développement des énergies renouvelables les interconnexions permettent aussi de valoriser les spécificités de pays géographiquement éloignés et exposés à des conditions météorologiques différentes (ensoleillement, vent, précipitations).

Ce marché concerne essentiellement les pays de l'Union Européenne, mais d'autres, comme la Norvège et la Suisse, ont signé des accords pour y être associés. Il a vocation à s'étendre le plus possible à tous les pays du continent.

Les marchés sont aujourd'hui couplés dans 25 pays qui représentent plus de 98 % de la consommation d'électricité de l'Union Européenne.



Évolution du couplage des marchés de gros journalier de l'électricité dans l'UE (2010 - 2021)

Source : Rapport ACER12 sur le fonctionnement des marchés de l'électricité – Avril 2022

Un des objectifs principaux au niveau européen est d'ouvrir le marché aux acteurs privés et donc permettre une concurrence non faussée. Il faut casser les monopoles publics qui existaient dans tous les pays européens et contrôler les aides d'Etat aux acteurs du marché. Il ne s'agit donc pas d'un marché libre, mais d'un marché administré.

Chaque pays reste cependant maître de ses choix de politique énergétique (mix de production électrique) et des mesures à mettre en œuvre pour les marchés de détail : encadrement de la concurrence, taxes, encadrement des tarifs, soutien des consommateurs vulnérables, sécurité d'approvisionnement, financement des frais de réseaux. Ces mesures doivent néanmoins respecter les règles européennes ou avoir l'accord de la commission européenne.

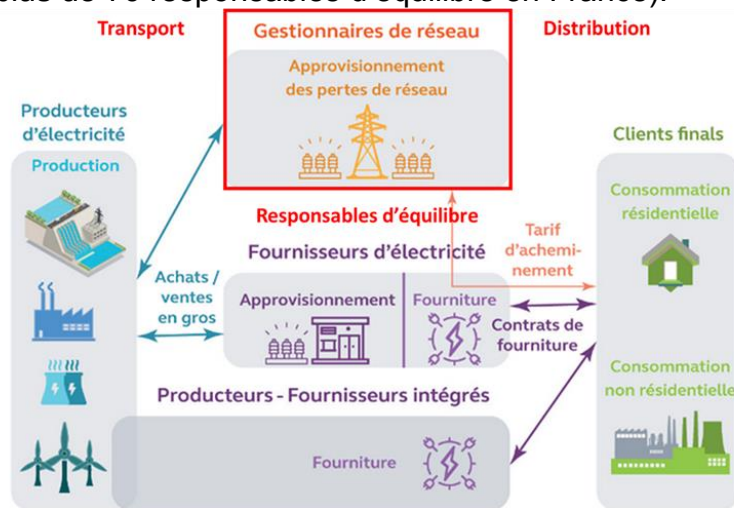
Les acteurs du marché et les différents types de contrats

Pour permettre la concurrence et la baisse des coûts, les fonctions de production, transport, distribution et commercialisation ont été séparées afin que production et commercialisation soient réalisables par des entreprises privées. Seule la gestion des réseaux de transport et de distribution, constituant un monopole naturel, a été laissée sous contrôle d'entreprises publiques.

Les gestionnaires de réseaux de distribution (GRD) : ce sont les entreprises qui ont en charge la gestion d'un réseau public de distribution, c'est-à-dire les lignes et organes du réseau sous basse et moyenne tension (jusqu'à 50 000 Volts). Il s'agit d'entreprises délégataires de service public en situation de monopole sur une zone géographique. En France pour environ 95% du territoire il s'agit d'ENEDIS, filiale d'EDF. Les autres sont des anciennes régies locales (Grenoble, Strasbourg par exemple). En Allemagne il y a 866 gestionnaires de réseaux de distribution dont 667 desservent moins de 30 000 clients.

Les gestionnaire de réseaux de transport (GRT) : ce sont les entreprises qui gèrent les réseaux publics de transport à haute tension (au-dessus de 50 000 Volts) sur une vaste zone, le plus souvent un pays, et qui sont les interlocuteurs des autres gestionnaires de réseaux homologues dans les autres zones européennes. En France c'est RTE, filiale d'EDF et de la Caisse des Dépôts et Consignations, pour toute la zone française métropolitaine. Son rôle est aussi d'assurer la sécurité d'alimentation en France et de garantir la stabilité de la tension et de la fréquence du courant alternatif sur toute sa zone de responsabilité ainsi qu'aux interconnexions avec les autres zones. Il est l'interlocuteur de toutes les entreprises qui ont la responsabilité d'assurer l'équilibre instantané de la production et de la consommation sur un périmètre.

Dans sa mission, le GRT est aidé par **des responsables d'équilibre** : ce sont des entreprises qui participent à l'équilibre du réseau en ajustant en permanence les flux d'injection et de soutirage sur un périmètre délimité (plus de 70 responsables d'équilibre en France).



Source : Cour des comptes

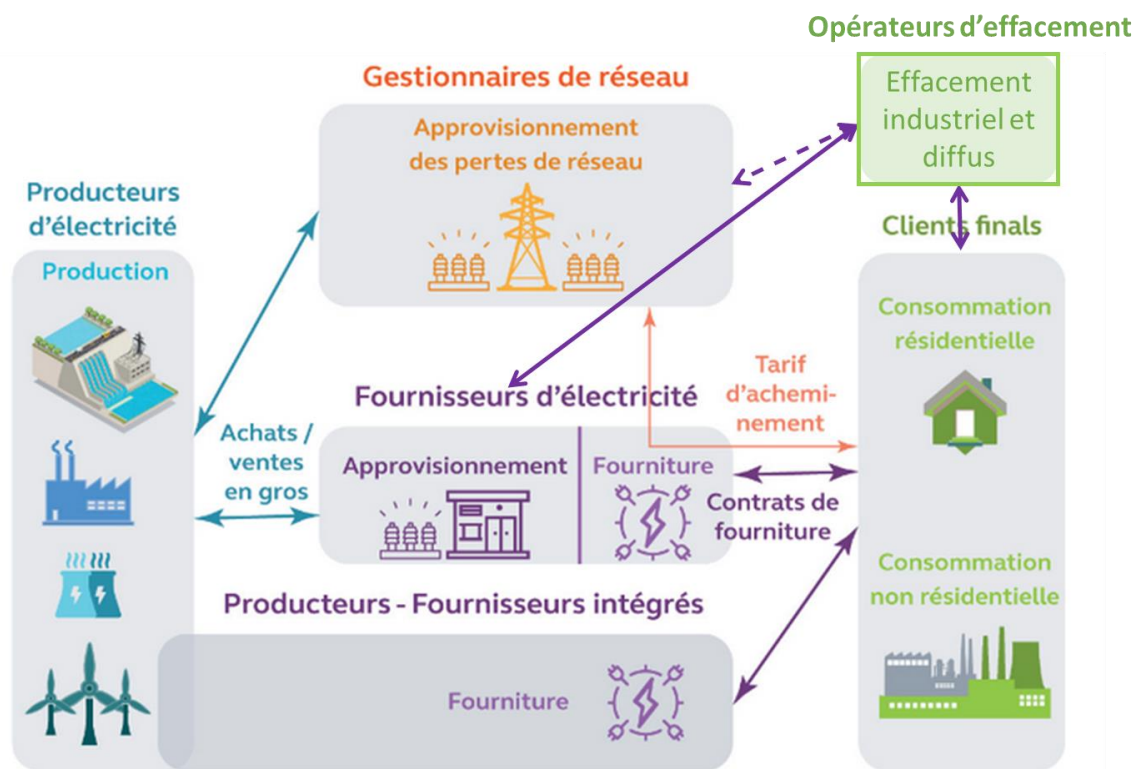
Les opérateurs d'effacement : ce sont les entreprises grosses consommatrices d'électricité en heures de pointe, ou les entreprises agréant suffisamment de consommateurs en heures de pointe, et acceptant que leurs consommations soient interrompues automatiquement en cas de tension sur le réseau (une quinzaine d'opérateurs en France).

(Pour les particuliers qui ont du chauffage électrique, l'effacement diffus activé par un opérateur d'effacement, permet de payer moins cher l'électricité. La condition est d'accepter qu'en cas de tensions sur le réseau la consommation des radiateurs électriques soit réduite ou décalée de quelques dizaines de minutes. L'objectif non avoué du compteur Linky est de permettre à ENEDIS de piloter à distance ces équipements si le client fait installer les modules nécessaires, mais les opérateurs d'effacement diffus existaient avant le Linky et n'en ont pas besoin.).

La valorisation de l'effacement sur les marchés

Un effacement de consommation est équivalent à une production vis-à-vis des marchés. Au début les opérateurs d'effacement contractaient directement en France avec RTE qui activait l'effacement et rémunérait les opérateurs.

Depuis 2023, les opérateurs d'effacement peuvent vendre directement sur les marchés de gros européens (marchés de gré à gré ou via les bourses), au même titre que les producteurs. RTE ne sert plus alors qu'à agréer l'opérateur d'effacement et à contrôler la réalité des activations d'effacements.



Source : Cour des comptes

Le client final (37,5 millions en France, 600 millions de personnes concernées en Europe) : c'est l'entité qui soutire sur le réseau public de l'électricité pour sa propre consommation et doit donc l'acheter à un fournisseur.

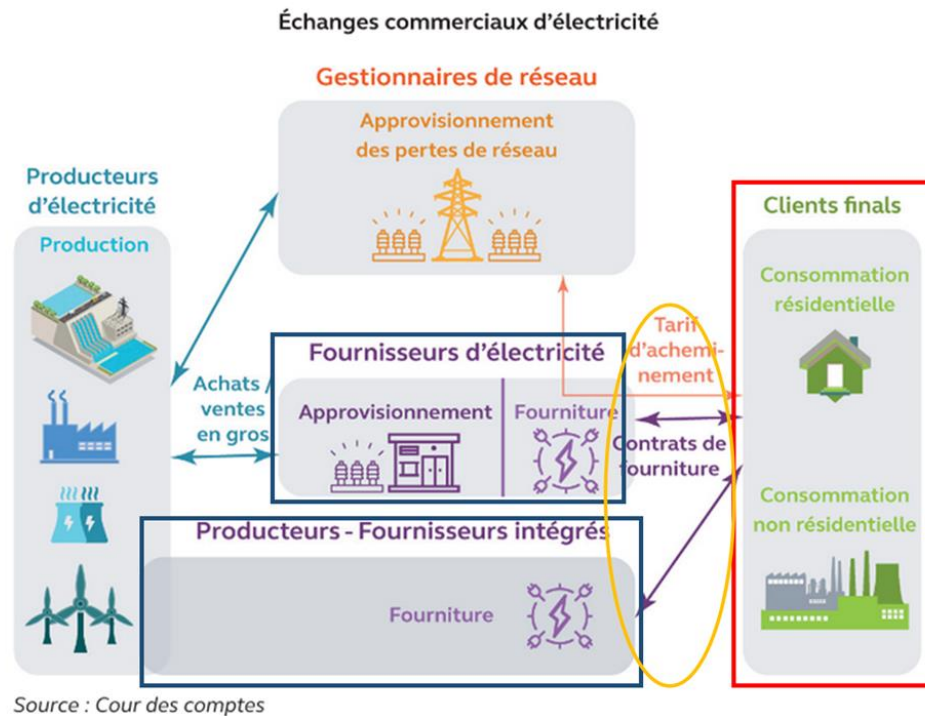
Les fournisseurs (plus de 80 en France) : ce sont les entreprises qui vendent de l'électricité aux clients finaux.

Il y a deux catégories de fournisseurs : les entreprises intégrées (producteur-fournisseur comme EDF et ENGIE) et les fournisseurs qui achètent l'électricité sur les marchés de gros pour la revendre aux clients finaux.

Les échanges commerciaux entre fournisseur et clients finals constituent **le marché de détail**, organisé au niveau de chaque pays. Les échanges y sont régis par des contrats de fourniture d'électricité.

En France, il existe différents types de contrats selon les modalités d'évolution des prix : tarif réglementé, tarif indexé sur le tarif réglementé, tarif variable en fonction des prix du marché de gros, prix fixe sur une durée de 1 an, 2 ans, 3 ans ou 4 ans, autres types d'évolution des prix.

Les règles du marché de détail, bien qu'établies par chaque pays nécessitent l'accord européen dans la mesure où elles peuvent fausser la concurrence entre les fournisseurs qui interviennent sur le marché de gros.

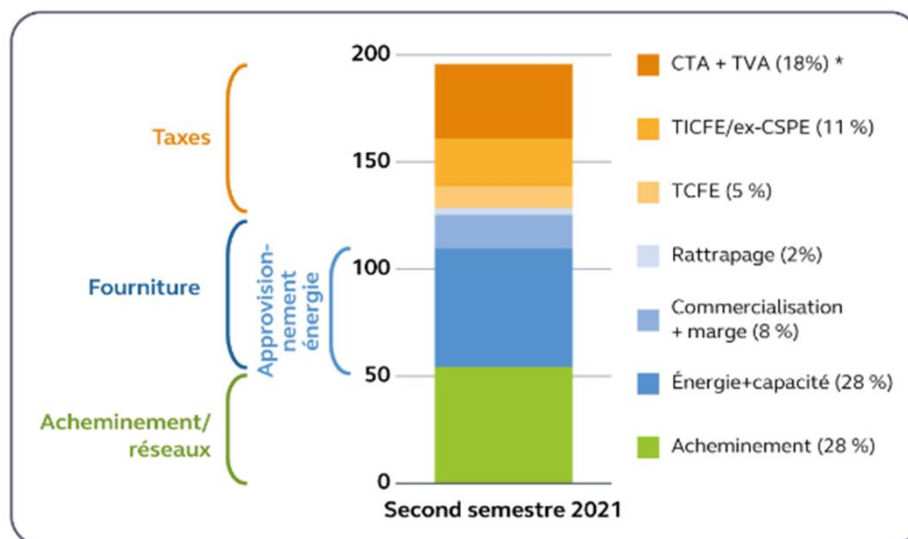


Exemple du tarif réglementé de l'électricité (TRV) en France et de la structure des prix.

62

COUR DES COMPTES

Graphique n° 3 : décomposition moyenne du tarif réglementé de vente « bleu résidentiel » au second semestre 2021 (en €/MWh)



* Calculé pour un client au TRV bleu option « base » 9 kVA et pour une consommation annuelle de 5 000 kWh.

Les producteurs : ce sont les entités qui injectent de l'électricité sur les réseaux publics pour la vendre (81% de l'électricité produite en France en 2023 l'a été par EDF et ENGIE ; en Europe 6 producteurs dominent le marché : EDF, ENGIE, ENEL, EON, RWE, IBERDROLA).

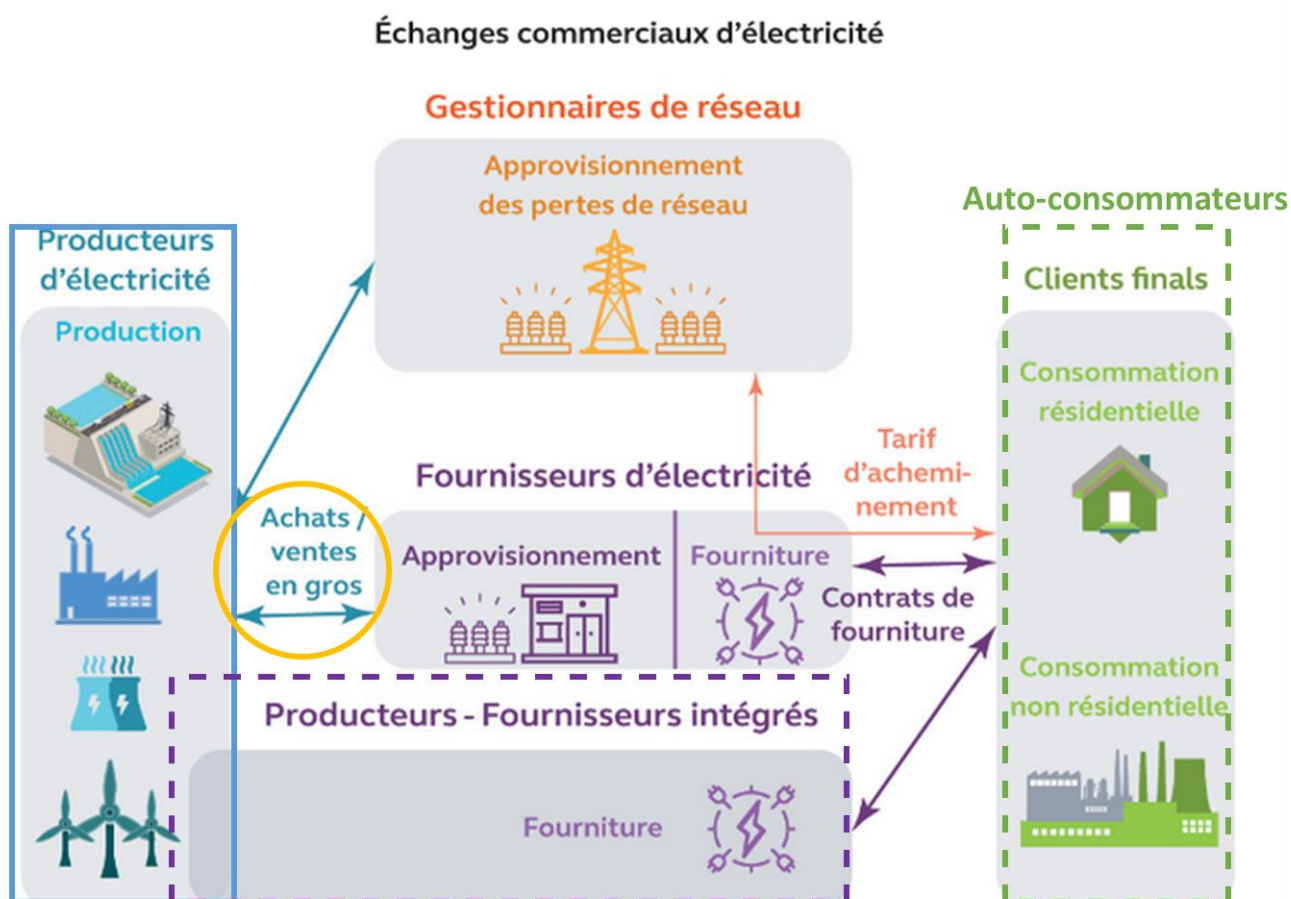
Les échanges commerciaux entre les producteurs et les fournisseurs **constituent les marchés de gros**. Les règles de ces marchés sont décidées au niveau européen.

Les marchés de gros comprennent les marchés de gré à gré et les marchés via une bourse de l'électricité.

Les prix de l'électricité achetée pour le jour même ou pour le lendemain sont très volatils, car la consommation est fortement dépendante de la météo ainsi que d'autres facteurs souvent imprévisibles.

C'est pourquoi il existe des marchés spéculatifs de vente d'électricité pour répartir les risques, ce sont des marchés à terme (pour la semaine ou les mois ou les années suivants).

Les auto-consommateurs : ce sont les entités qui produisent de l'électricité pour leurs propres consommations mais qui peuvent en injecter ou en soutier sur le réseau public lorsqu'elles en produisent trop ou pas assez.



Source : Cour des comptes

Marchés et bourses européennes de l'électricité - marchés de gros

Marchés SPOT pour le lendemain (day-ahead)

Pour l'instant il y en a plusieurs en Europe (EPEX, Nord Pool, etc.) qui concernent plusieurs pays européens reliés entre eux par des interconnexions. Mais ils sont plus ou moins liés. L'objectif est de les réunir le plus rapidement possible.

Ce sont des plateformes numériques qui permettent l'échange commercial d'électricité entre des producteurs et des fournisseurs professionnels selon des règles précises.

Chaque jour avant midi les producteurs font, pour chaque période d'une heure le lendemain, des offres de volumes d'électricité pour chacun de leurs moyens de production disponibles. Les prix associés sont les coûts variables de chaque moyen de production proposé. Les fournisseurs (acheteurs) font des demandes de volumes à un prix maximal, pour chaque heure du lendemain.

Pour répondre à la demande exprimée par les fournisseurs, la production est appelée selon la règle de la préséance économique (« merit-order » en anglais), c'est-à-dire dans l'ordre des coûts variables croissants. Soit actuellement, l'ordre de priorité suivant :

- 1- les renouvelables y compris l'hydraulique au fil de l'eau,
- 2- le nucléaire,
- 3- l'hydraulique de barrage,
- 4- le lignite,
- 5- le charbon (la houille),
- 6- le gaz fossile,
- 7- le fioul.

Pour l'hydraulique de barrage, il est tenu compte de la gestion optimale des stocks.

Les « taxes carbone » sont intégrées dans les coûts des centrales à combustibles fossiles. Ce qui peut inverser l'ordre entre le charbon et le gaz fossile.

Le prix de la transaction est à chaque instant fixé pour tous par le coût variable du dernier moyen de production appelé. Ce prix correspond au plus élevé des coûts variables des équipements appelés. Il est nommé coût marginal ou coût du moyen de production marginal.

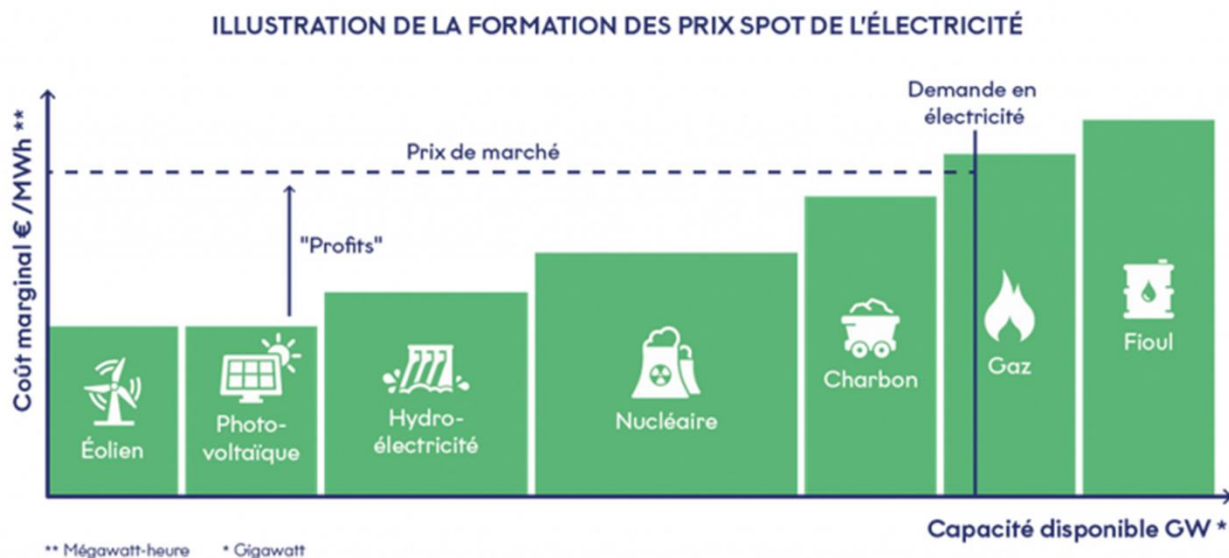


Schéma présenté sur le site « Toute l'Europe »

Pour les transactions entre pays différents, sont ajoutés les coûts d'utilisation des lignes d'interconnexion.

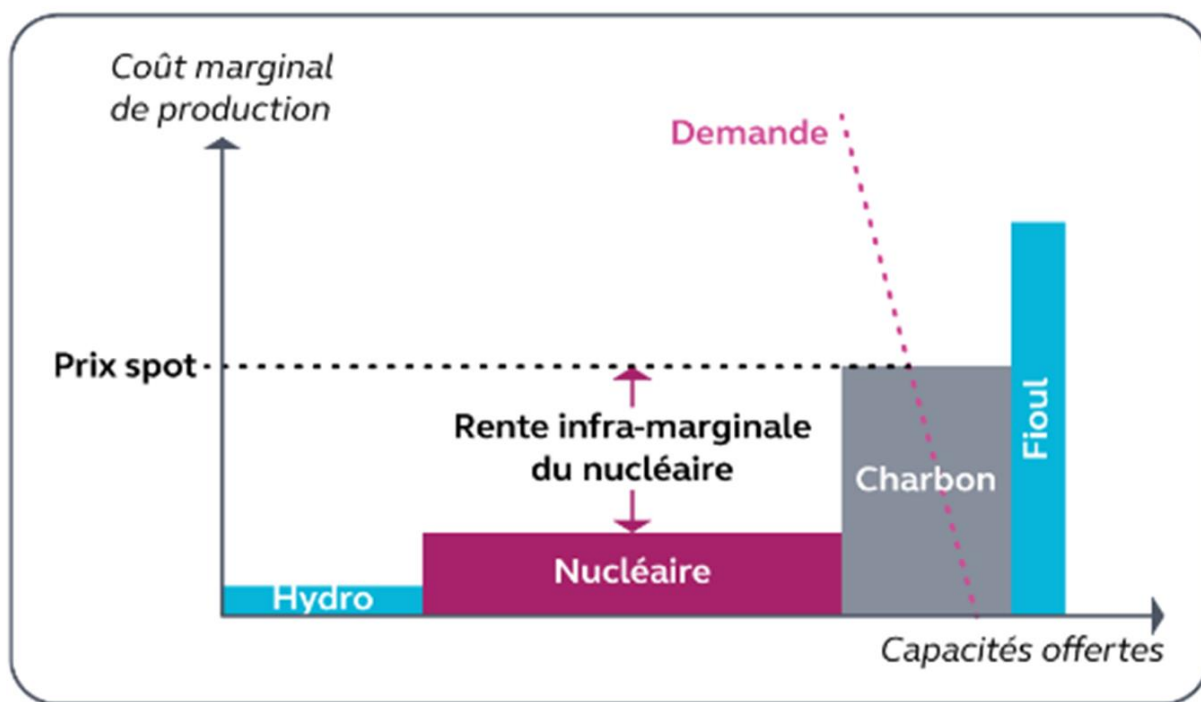
Des moyens de production qui ont des coûts variables de production moindres que le coût marginal bénéficient donc d'une « rente infra-marginale » qui est censée couvrir leurs coûts fixes.

Mais il arrive que les volumes proposés par les producteurs soient très excédentaires par rapport à la demande des fournisseurs. Dans ce cas, les prix peuvent devenir négatifs si les moyens de production ne peuvent pas s'arrêter.

A l'inverse, pendant la crise, la rente infra-marginale a dépassé de beaucoup les coûts fixes et variables des renouvelables et du nucléaire lorsque la satisfaction des demandes des fournisseurs (acheteurs) a nécessité de recourir aux moyens de production dont les coûts étaient très élevés du fait des prix du charbon, du gaz et du fioul sur les marchés mondiaux de l'énergie.

En 2022, le marché spot « day-ahead » ne concernait que 20 % des échanges des marchés de gros. Mais les prix de ce marché servent de référence aux autres marchés de gros.

Formation du prix sur le marché au comptant « J-1 »



Note de lecture : le moyen de production « marginal » est une centrale à charbon ; les centrales au fioul ne produisent pas ; les centrales nucléaires et hydrauliques produisent en étant rémunérées à un prix supérieur à leur coût marginal.

Source : Cour des comptes

Marché infra-journalier (Intraday)

C'est un marché continu pour la livraison le jour même et jusqu'à 10 minutes avant. Ce marché est utilisé pour les ajustements nécessaires lorsque la consommation réelle ne correspond pas exactement aux prévisions. Les vendeurs proposent une quantité pour une demi-heure précise et un prix. Le marché est signé lorsqu'un acheteur accepte l'offre. Ce marché peut être également utilisé par les gestionnaires de réseaux pour acheter les pertes ou pour assurer l'équilibre du réseau si les responsables d'équilibre n'ont pas rempli leurs objectifs. Les volumes échangés dans ce marché sont faibles.

Marchés à long terme (maximum 3 ans)

L'électricité est vendue entre un et trois ans en avance selon des profils standardisés, par exemple fourniture constante pendant tous les jours ouvrés de l'année. Le prix est le plus souvent calé sur le prix moyen (du marché spot ?) de l'année de signature du contrat.

Ces marchés de gros ne règlent pas tous les problèmes techniques ou économiques. Chaque pays doit donc établir des règles spécifiques, négociées avec la commission européenne.

Autres types de marché définis et encadrés par l'Union Européenne

PPA (Power Purchase Agreement) ou marchés spécifiques de gré à gré entre un producteur et un gros consommateur

Ces marchés concernent essentiellement la production d'électricité nucléaire et par les renouvelables. Ces marchés ont pour but de résoudre les problèmes spécifiques des activités « électro-intensives ».

De gros consommateurs (industrie, « data-centers », centres commerciaux) s'engagent à acheter sur du long terme (dix ans et plus) une certaine quantité d'électricité à un prix défini à l'avance. Le producteur s'engage à leur livrer à ce prix.

Cela permet aux gros consommateurs d'avoir des prix stables et aux producteurs d'avoir de la visibilité pour investir.

Mais pour couvrir les risques de défaillance d'un des deux co-contractants des assurances (privées ou publiques) sont nécessaires.

Marchés spécifiques entre un producteur et une entité publique ou contrôlée par celle-ci (Etat, Région, opérateur contrôlé par l'Etat ou par une Région)

Ces marchés concernent essentiellement la production d'électricité par les **renouvelables**. Ils ont pour objectif d'assurer son développement en apportant aux producteurs une garantie suffisante de rentabilité dans la durée. Ils s'inscrivent dans la politique énergétique des pays ou régions et font appel à l'investissement privé pour la réalisation des équipements de production.

Pour la France, deux types de contrats correspondent à ce type de marché. Mais les autres pays ont aussi des règles semblables.

Les contrats d'obligation d'achat concernent les petites installations de production d'électricité solaire (photovoltaïque), éolienne, hydraulique ou à partir de biogaz. Les puissances des installations qui peuvent en bénéficier et les tarifs d'achat sont réglementés.

Les contrats d'écart compensatoire (CEC) sont arrivés après les contrats d'obligation d'achat lorsque les renouvelables sont devenues plus importantes et plus compétitives. Ils concernent les grosses installations de production d'électricité solaire (photovoltaïque) et éolienne.

Dans le cadre de la Programmation Pluriannuelle de l'Energie (PPE), la Commission de Régulation de l'Energie (CRE) organise des appels d'offres. Les producteurs proposent un prix de référence pour l'électricité produite. Si leur offre est retenue, ils réalisent à leurs frais l'installation de production et ils vendent l'électricité sur les bourses européennes. L'État intervient alors soit pour compenser le manque à gagner si le prix de vente sur le marché est inférieur au prix de référence ou à l'inverse pour récupérer le trop perçu si le prix de vente sur le marché est supérieur au prix de référence (en 2022 les producteurs d'EnR ont ainsi largement contribué au financement du bouclier tarifaire).

Le Parlement européen a approuvé le CEC pour le nucléaire existant ou nouveau en avril 2024. Le Conseil de l'UE doit adopter formellement la législation pour qu'elle entre en vigueur.

Mesures pour la protection des clients « vulnérables »

Certains clients finals, gros consommateurs soumis à la concurrence internationale ou clients particuliers en situation économique précaire et petites entreprises dont la dépense d'électricité constitue une part importante de leurs coûts de revient, sont considérés comme des clients « vulnérables ».

La protection de ces catégories de clients finals relève de la responsabilité de chaque État qui doit faire valider ses choix par la commission européenne.

Mesures pour la sécurité d'approvisionnement

Avec les règles du marché Spot, les installations de production appelées en dernier, comme les centrales au gaz, peuvent ne pas être rentables et donc être arrêtées définitivement ou mises sous cocon. Il y a alors un risque de rupture d'approvisionnement au moment des plus fortes pointes de consommation ou en cas de défaillance technique des autres moyens de production.

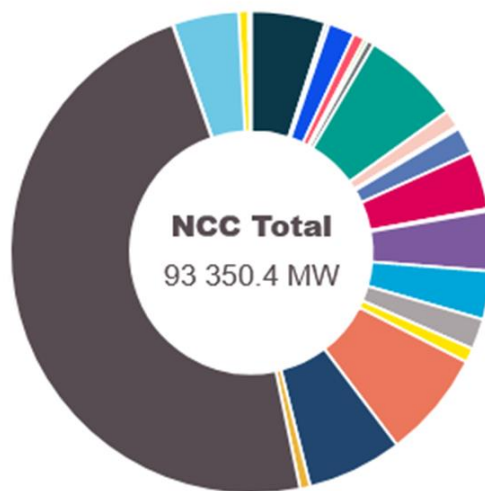
Pour éviter cette difficulté, les pays ont mis en place des mesures pour maintenir en service ces installations utilisées de façon marginale.

En France, un des rares pays d'Europe ayant une forte pointe d'hiver du fait de l'importance du chauffage électrique, **un mécanisme de capacité** a été créé pour garantir la sécurité d'approvisionnement.

Les fournisseurs sont obligés d'acheter des certificats de capacité à hauteur des besoins de leurs clients en heures de pointe.

Divers opérateurs sont éligibles pour vendre ces certificats (voir les puissances certifiées par RTE dans le graphique ci-dessous).

Un rapport de la Cour des Comptes permet de constater que seules la France et la Grande-Bretagne financent le nucléaire par ce dispositif et n'arrivent pourtant pas à assurer leur sécurité d'approvisionnement sans le recours aux importations.



puissances certifiées en 2024 (source RTE)

● Autre 4640.3 MW	● Autre fioul 258.8 MW	● Autre gaz 1645.9 MW
● Batterie 701.6 MW	● Biogaz 231.3 MW	● Biomasse 429.1 MW
● CCG 6168.8 MW	● Cogénération gaz 1096.2 MW	● Déchets industriels 6.5 MW
● Déchets ménagers 163.5 MW	● Écluse 1678.9 MW	● Effacement 3595.6 MW
● Éolien offshore 161.4 MW	● Éolien onshore 3725.1 MW	● Fil de l'eau 3020.7 MW
● Houille/Charbon 1922.4 MW	● Interconnexion Dérégulée 900 MW	● Interconnexion Régulée 6710 MW
● Lac 5962 MW	● Multi filière 632.5 MW	● Nucléaire 44730.9 MW
● Pétrole /Fioul 46.7 MW	● Pompage hydraulique 4122.7 MW	● Solaire 598.1 MW
● TAC gaz 201.4 MW		

L'exception française

La Françatomique et ses particularités

Trois particularités françaises ont conduit à utiliser les interconnexions pour créer un marché européen de l'électricité :

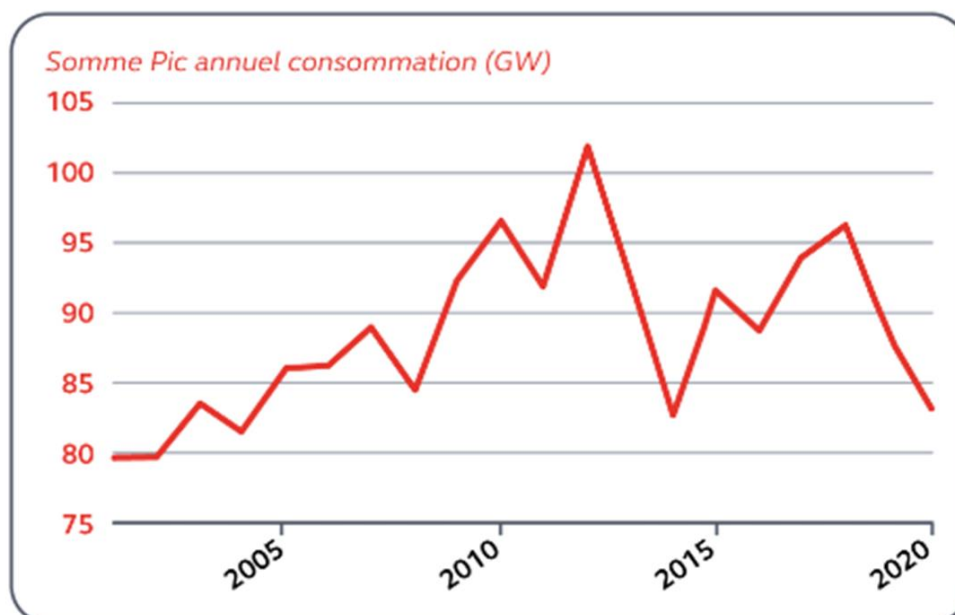
- l'apparition de pointes de puissance dues au chauffage électrique en hiver
- le surdimensionnement de la puissance électronucléaire installée en France par rapport à l'appel de puissance minimal annuel
- le sous-dimensionnement des autres moyens de production « pilotables et flexibles »

A cause du chauffage électrique la France est très « thermosensible ».

Les pointes annuelles de puissance appelée en hiver peuvent atteindre plus de 2 fois la puissance maximale quotidienne en intersaisons et en semaine, de l'ordre de 50 000 MW.

Ces pointes sont dues essentiellement au développement du chauffage électrique dont la puissance installée actuelle est de l'ordre de 35 000 MW.

Graphique n° 44 : pic annuel consommation en France



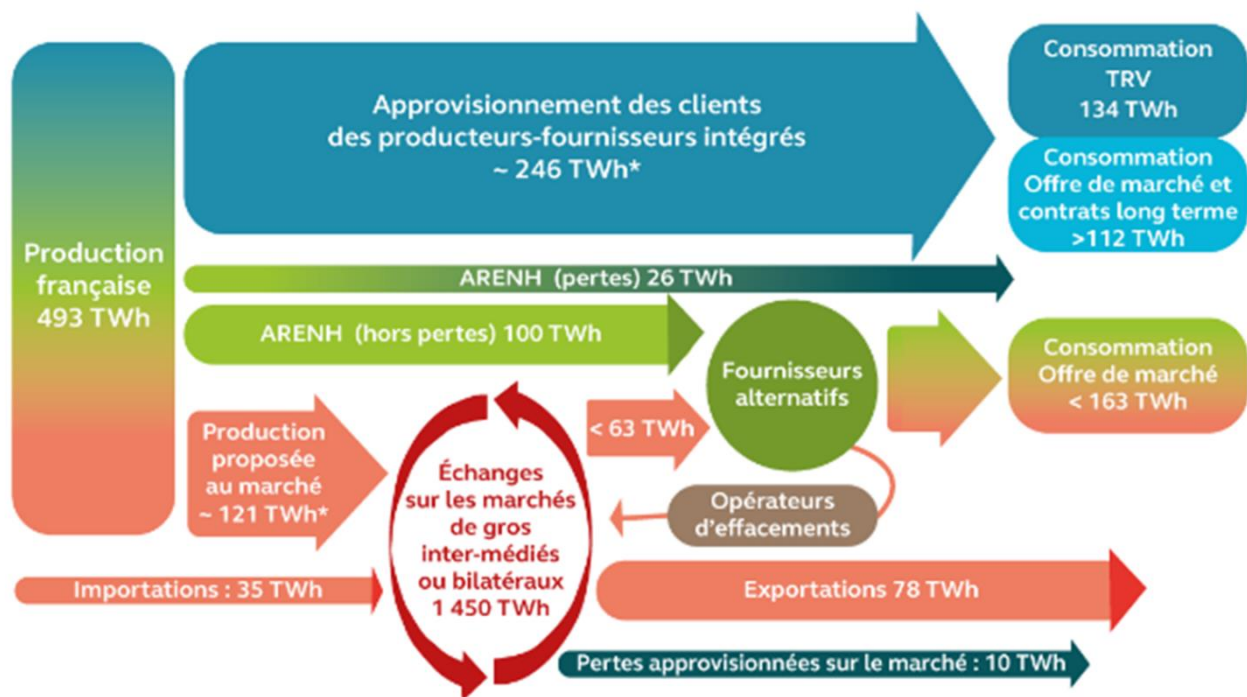
Source : Graphique — Open Data Réseaux Énergies (ODRE) (reseaux-energies.fr)

Pour faire face à cette thermo-sensibilité, qui est le résultat du choix de l'électro-nucléaire et du financement de celui-ci par le développement massif des ventes d'électricité, elle a choisi de compter sur ses voisins !

La France utilise donc les interconnexions pour importer de l'électricité pendant ses pointes de consommation (essentiellement en hiver mais pas uniquement), lorsque ses capacités de productions pilotables sont soit trop coûteuses, soit trop limitées.

A l'inverse elle les utilise pour exporter son électricité nucléaire, très difficile à moduler, lorsque celle-ci est excédentaire par rapport à la consommation nationale (notamment pendant les inter-saisons). Au cours d'une même journée, la France peut d'ailleurs être importatrice pendant une période puis exportatrice à une autre.

La répartition des échanges commerciaux d'électricité en 2019 en France



* Compte non tenu des rachats effectués sur les marchés par les producteurs-fournisseurs intégrés

Source: Cour des comptes d'après données RTE et CRE

Ce schéma présente la structuration des échanges commerciaux en France et les volumes échangés en 2019. La situation actuelle est un peu différente mais la structuration restera probablement la même jusqu'en 2025 (fin de l'ARENH) sauf bouleversement politique (sortie de la France du marché européen de l'électricité).

Le dispositif ARENH (Accès régulé à l'électricité nucléaire historique)

C'est un dispositif particulier à la France créé pour permettre aux fournisseurs alternatifs à EDF de prendre pied sur le marché français. EDF est obligée de céder, aux fournisseurs qui le demandent, jusqu'à 100 TWh par an (environ 25% de la production de ses centrales nucléaires) à 42 € le MWh depuis 2012. Ce dispositif avait été accepté en 2010 par l'Union Européenne car il était présenté comme transitoire (jusqu'à fin 2025) pour permettre la réduction progressive du nucléaire, comme c'était prévu à l'époque, et la montée en puissance des énergies renouvelables (financées par les fournisseurs alternatifs et les garanties d'origine).

La France n'a jamais pu faire accepter par l'Europe une modification des deux valeurs caractéristiques de l'ARENH (100 TWh et 42 € le MWh). Toutes les négociations ont échoué. La politique nucléaire ayant changé, il est douteux que la reconduction de l'ARENH soit acceptée par l'Union Européenne. Son remplacement est en cours de discussion sur la base d'une vente sur le marché de la production nucléaire dans le cadre de CEC (valeur de référence de l'ordre de 70 €/MWh).

EDF, le bras armé de l'Etat nucléariste français

Désormais propriété à 100% de l'Etat, EDF est une entreprise intégrée en situation de quasi-monopole sur le marché français de l'électricité (en 2023 74% de la production totale).

Elle peut vendre directement une part importante de sa production à ses clients sans passer par la bourse de l'électricité. Mais elle vend de l'ordre de 30% de sa production sur le marché européen de l'électricité.

Par ses filiales ENEDIS et RTE, EDF dispose d'une rente de situation.

Pour son offre verte, en France, elle dispose des garanties d'origine des producteurs sous obligation d'achat du fait de son quasi-monopole sur ces contrats. Elle n'a pas besoin d'acheter de garanties d'origine pour justifier de la « verueur » de son électricité.

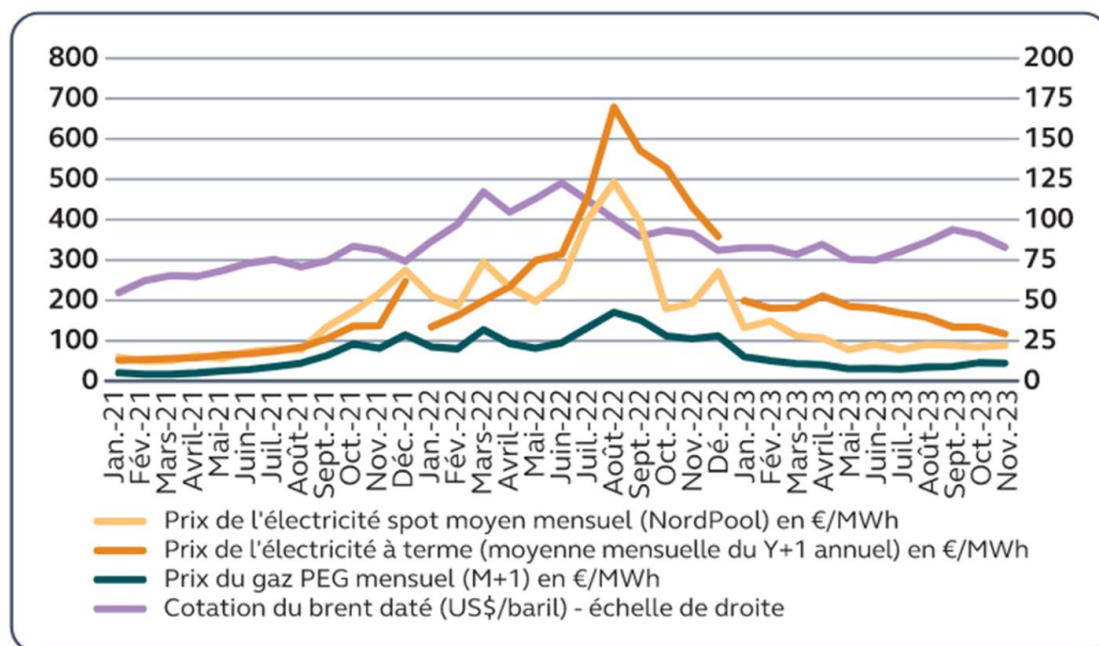
EDF est aussi constructeur de composants pour l'industrie nucléaire militaire et civile (cuves de réacteurs), mais aussi fabricant de « combustibles » pour les centrales nucléaires via sa filiale Framatome et bientôt fournisseur de l'armée pour la bombe atomique (via la centrale de Civaux et la fourniture de tritium). Elle gère et traite les déchets nucléaires de ses propres centrales et d'autres industriels de l'atome via sa filiale Cyclife.

L'omnipotence d'EDF, sur les marchés français et européen de l'électricité, nécessite des contorsions permanentes de l'Etat pour masquer les distorsions de concurrence et les conflits d'intérêts, à défaut de pouvoir les limiter.

La crise de 2021 et 2022

Les prix de l'électricité de gros ont commencé à augmenter fortement à la fin de l'année 2021 et ont atteint des niveaux très élevés dès février 2022 avec un maximum en août 2022. Puis ils sont redescendus à des niveaux proches de ceux de l'été 2021.

Évolution des prix de gros de l'électricité, du gaz et du pétrole depuis janvier 2021



Source : Cour des comptes d'après données NordPool, EEX, CRE et DGE

Les causes de l'augmentation brutale des prix en 2021 et 2022 sont principalement :

- la reprise post-COVID qui a conduit à une augmentation de la consommation alors que certains moyens de production n'avaient pas pu réaliser leurs opérations de maintenance du fait de la COVID et de la désorganisation industrielle qui a perturbé la fourniture de biens nécessaires à cette maintenance ;
- la guerre en Ukraine et la réduction de l'approvisionnement en gaz russe : réduction de la fourniture par le gazoduc qui traverse l'Ukraine, puis sabotage des gazoducs Nord Stream 1 et 2 qui reliaient directement la Russie à l'Allemagne ;
- la faiblesse des réserves de gaz en Europe à cause de la COVID ;
- les corruptions sous contrainte « découvertes » par EDF sur plusieurs réacteurs nucléaires français et les arrêts pour contrôles et réparations ;
- le faible stock dans les barrages du fait de la sécheresse.

La réforme du marché européen de l'électricité

L'objectif annoncé de cette réforme est de « juguler les hausses de prix de l'électricité en période de crise, tout en facilitant le développement de moyens de production d'électricité bas-carbone pour assurer les objectifs européens en matière climatique (42,5 % de renouvelables dans la consommation énergétique finale et 55 % de réduction des émissions de gaz à effet de serre d'ici à 2030) ».

Cette réforme a été proposée par la Commission européenne en mars 2024.

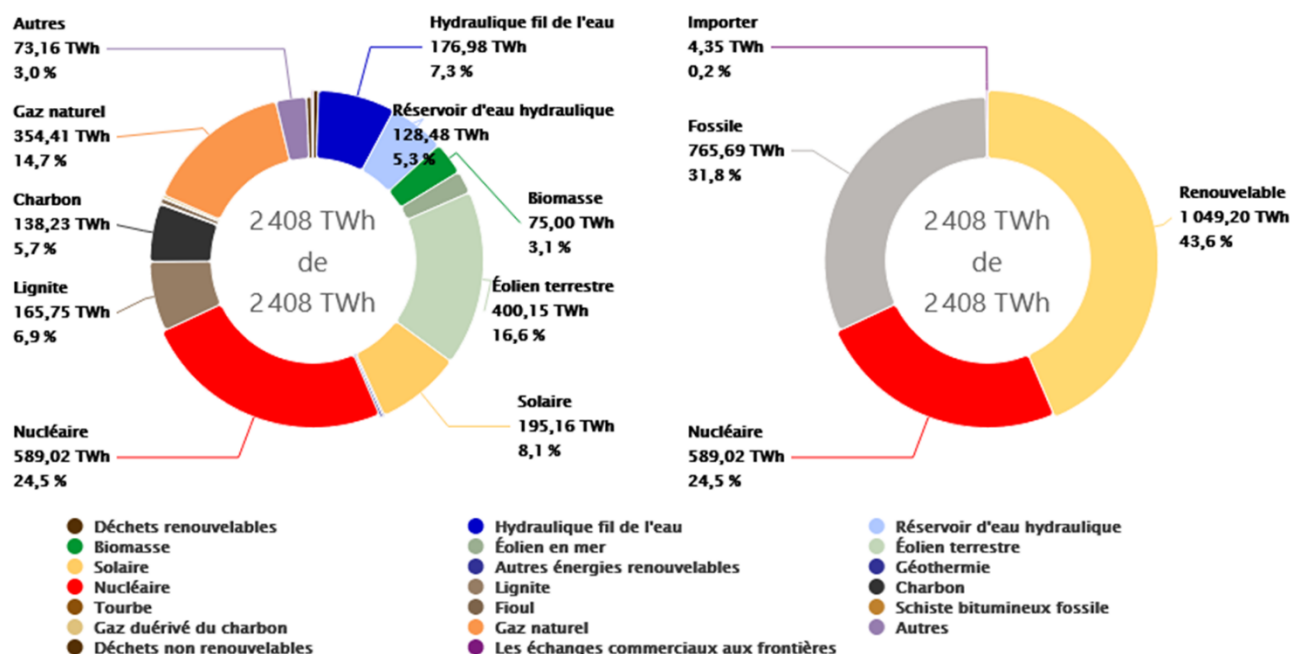
Les mesures prévues sont essentiellement :

- l'autorisation des contrats pour différence (ou «contrats d'écarts compensatoires bidirectionnels») pour le nucléaire (ces contrats permettent de fixer un prix ou un couloir de prix de vente de l'électricité sur le marché européen au-dessus et en dessous desquels la différence peut être, dans le premier cas, redistribuée aux consommateurs, dans le second cas, redistribuée aux producteurs) ;
- le recours aux PPA que les États membres devront «favoriser» pour les contrats conclus entre deux parties privées (y compris les groupements de PME) avec fixation de conditions de stabilité des prix d'achat d'électricité (les PPA avec garanties publiques seront « limités » aux seules énergies renouvelables, sans obligation d'y recourir) ;
- la facilitation des échanges d'électricité produite localement à partir de sources renouvelables (par exemple, l'énergie produite à partir de panneaux solaires peut être vendue à des voisins) ;
- la protection contre les coupures d'électricité des consommateurs vulnérables (pour éviter les situations de ce type, les États membres devront prendre des mesures, comme promouvoir l'aide dans la gestion de la consommation, encourager les relevés de compteurs réguliers, donner le droit aux consommateurs à un compteur intelligent qui leur permettra d'adapter leur consommation d'électricité, interdire les augmentations de prix unilatérales dans les contrats à prix fixe et à durée déterminée) ;
- le soutien dérogatoire, jusqu'en 2028, par les mécanismes de capacité pour les centrales à charbon et à gaz (qui émettent plus de 550 grammes de CO₂ par kWh et qui ont été mises en service avant le 4 juillet 2019) ;
- la protection des consommateurs en cas de crise des prix de l'électricité (les États membres seront chargés de déclarer ces situations sur proposition de la Commission ; les conditions retenues pour déclencher une situation de crise sont un prix moyen sur le marché de gros atteignant un niveau 2,5 fois supérieur à la moyenne sur les 5 dernières années et un prix de détail de l'électricité augmenté de 70 % pendant au moins trois mois); les États membres auront le droit de fournir des aides financières pour les coûts supplémentaires de l'électricité des consommateurs industriels.

Annexes : quelques situations illustrant le fonctionnement du marché européen de l'électricité

Production nette d'électricité dans l'Union Européenne en 2023

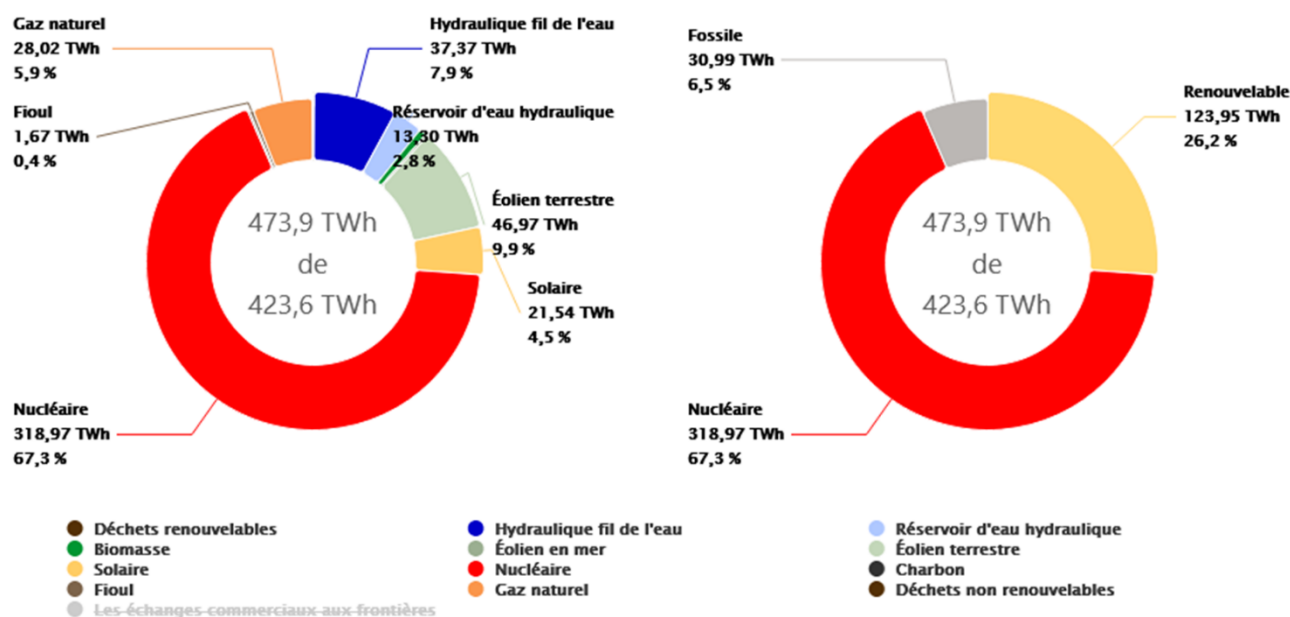
Production publique nette d'électricité dans l'Union européenne 2023



Production nette d'électricité en France en 2023

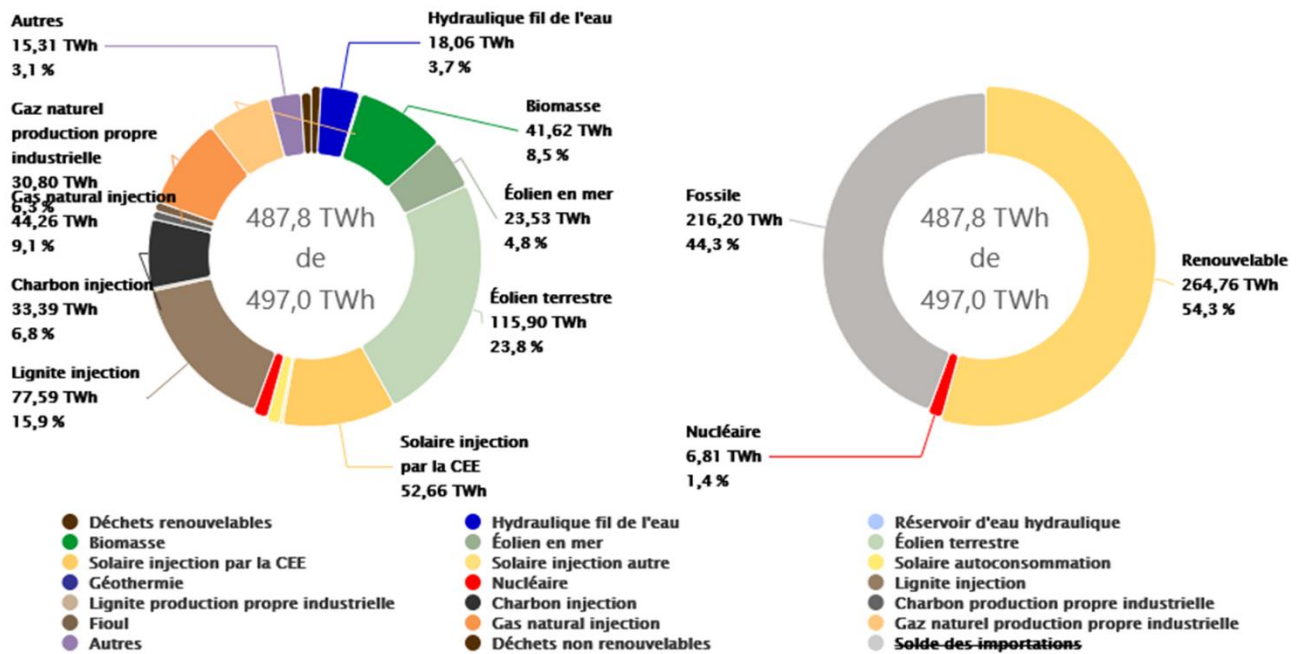
Production publique nette d'électricité en France 2023

Données d'origine ENTSO-E

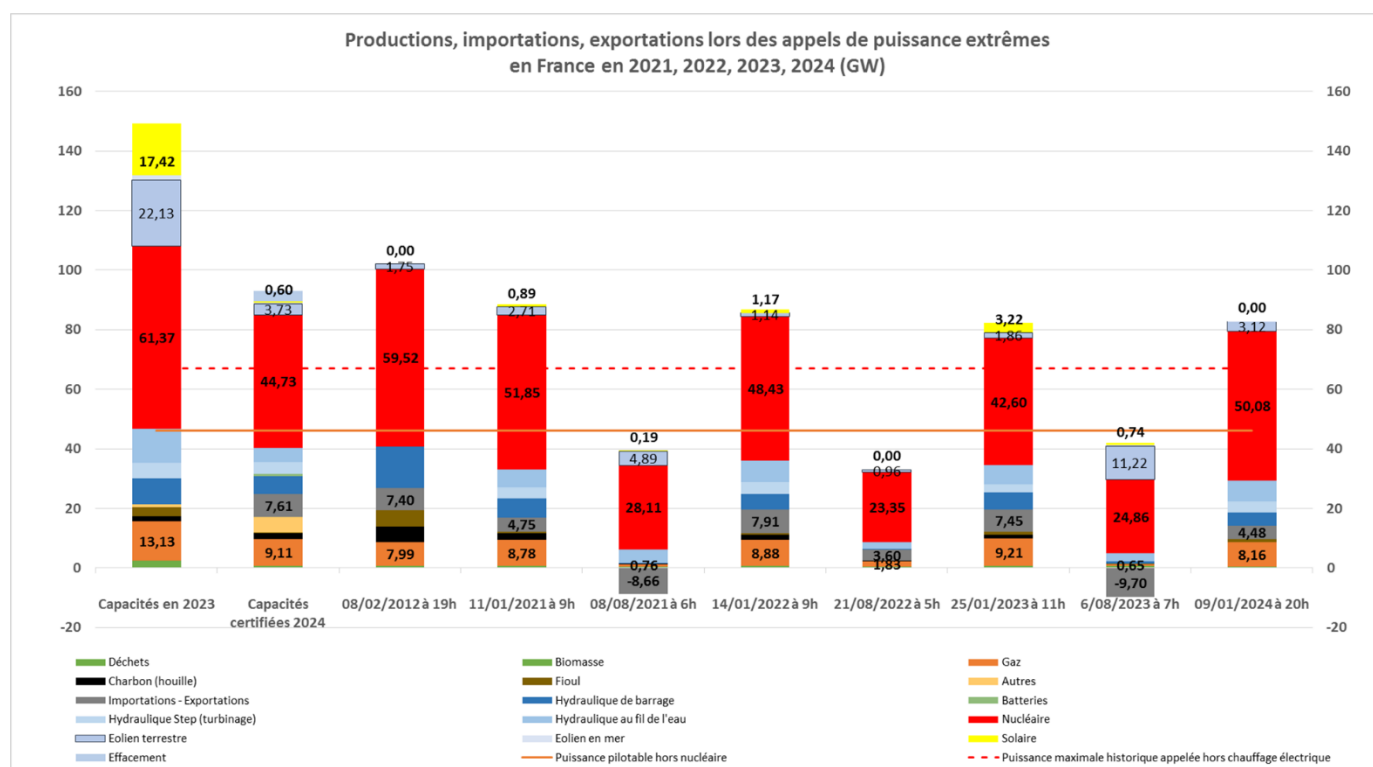


Production nette totale d'électricité en Allemagne 2023

Valeurs corrigées énergétiquement



Productions, importations, exportations lors des appels de puissance extrême en France en 2021, 2022, 2023, 2024



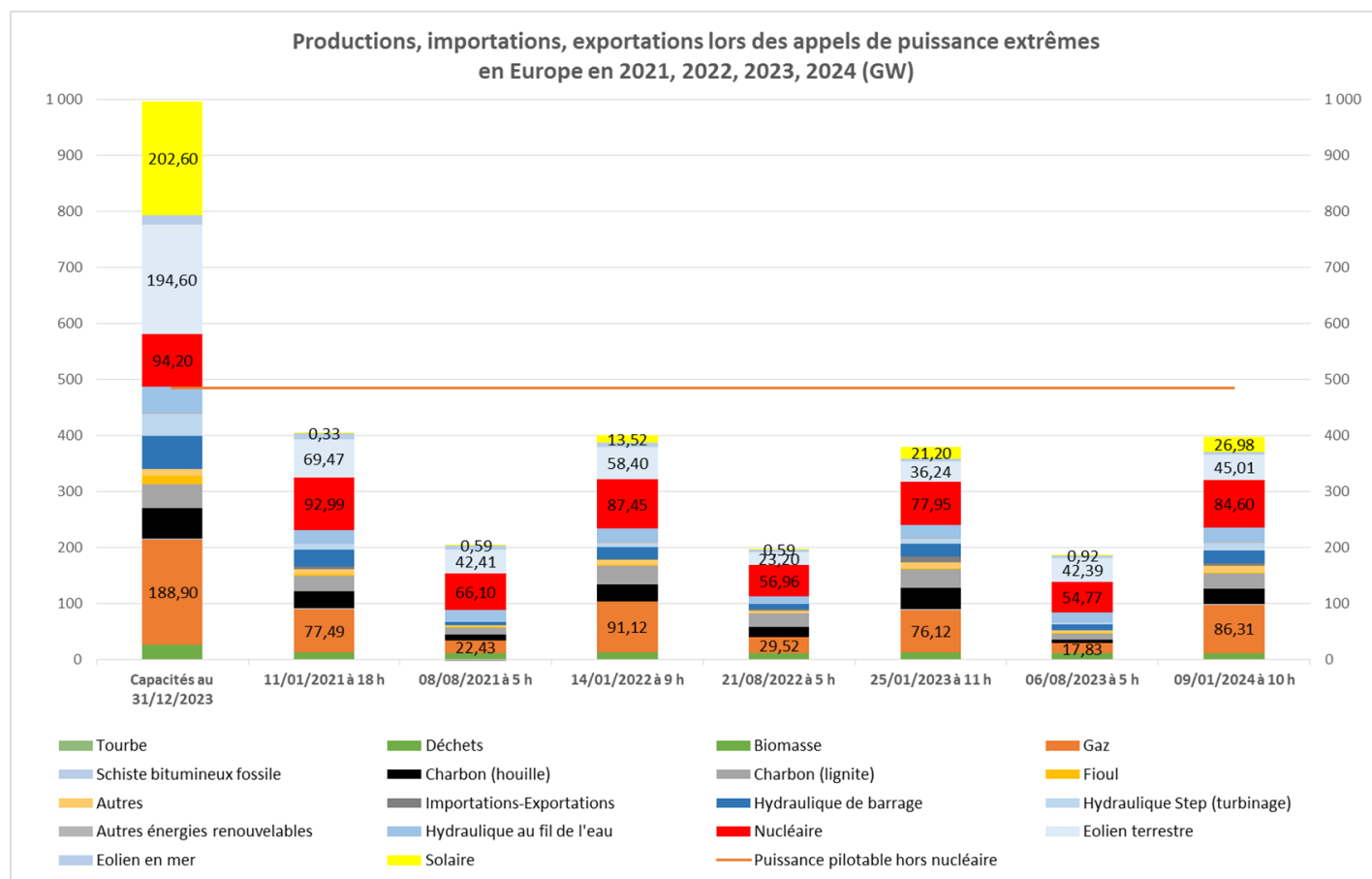
La puissance électronucléaire en service actuellement en France, 61 370 MW, est surdimensionnée de plus d'un facteur 2 par rapport à l'appel de puissance minimal annuel qui est de l'ordre de 30 000 MW (exemple du 21 août 2022 à 5 heures du matin).

Les autres moyens de production « pilotables et flexibles » sont sous-dimensionnés et ne permettraient pas de faire face, seuls, aux pointes de puissance annuelle (par exemple en cas de défaillance d'une partie des réacteurs nucléaires comme en 2022).

La marge de sécurité pour faire face aux aléas de production est très faible, de l'ordre de 5 300 MW par rapport à la pointe relative de 2012 qui était de 102 100 MW le 8 février à 19h.

Les capacités certifiées en 2024 sont de 93 350 MW. Elles comprennent toutes les capacités de production en France, les capacités d'importation (7 610 MW), les capacités d'effacement (3 600 MW) et les capacités de stockage par batteries (700 MW). Le total des capacités certifiées est inférieur à la pointe de 2012 mais supérieur à la pointe de 2021 : 88 170 MW le 11 janvier à 9h.

Productions, importations, exportations lors des appels de puissance extrême en Europe en 2021, 2022, 2023, 2024

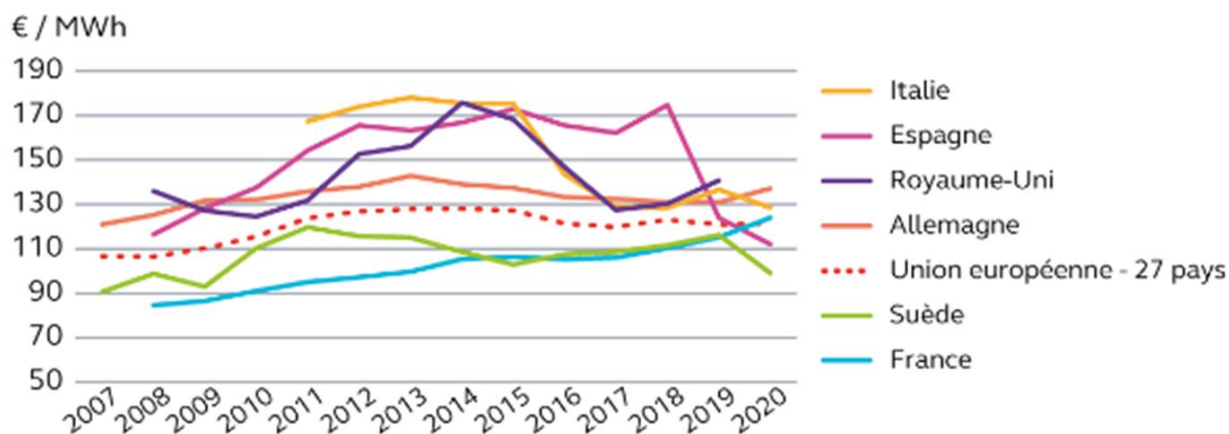


La puissance électronucléaire en service au 31 décembre 2023 dans l'Union Européenne (EU 27) était de 94 200 MW.

Les autres moyens de production « pilotables et flexibles », de puissance totale 485 590 MW, permettent de faire face seuls aux pointes de puissance appelée.

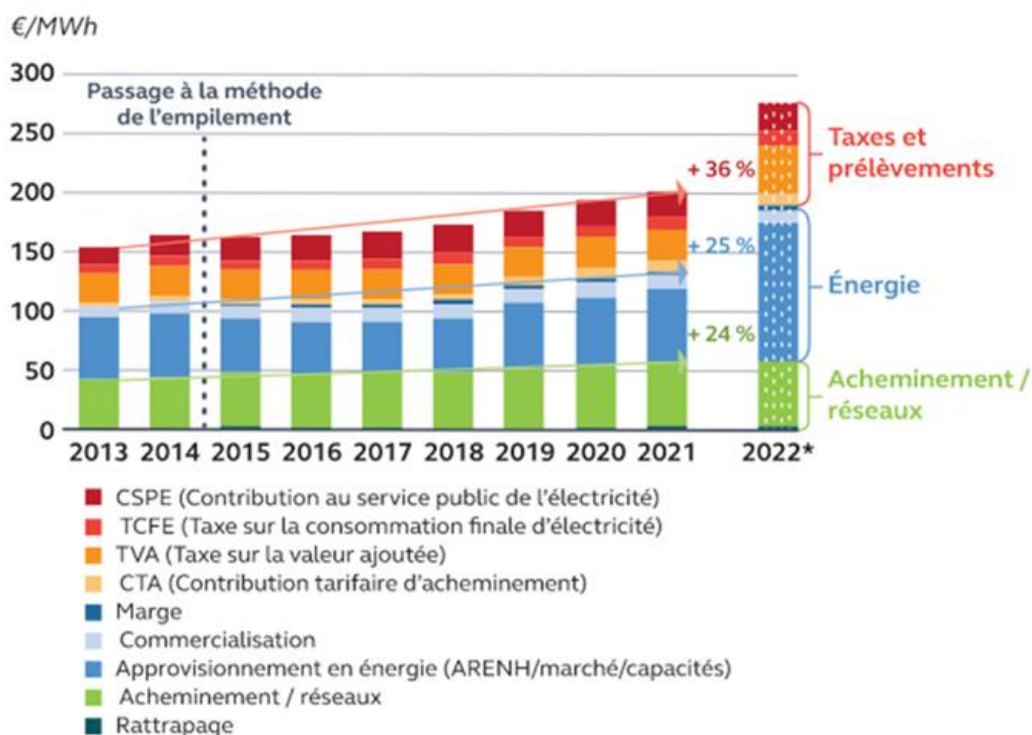
La « marge » de sécurité est conséquente : 69 740 MW par rapport à la pointe de 415 850 MW le 11 janvier 2021 à 18 heures.

Graphique n° 4 : prix de l'électricité HT pour les ménages*



* Prix moyens toutes catégories de clients résidentiels confondues selon une pondération reflétant la structure des clients français par catégories (les catégories correspondent aux volumes annuels de consommation).
Source : Cour des comptes d'après données Eurostat

Évolution des postes de coûts des TRV bleus résidentiels TTC



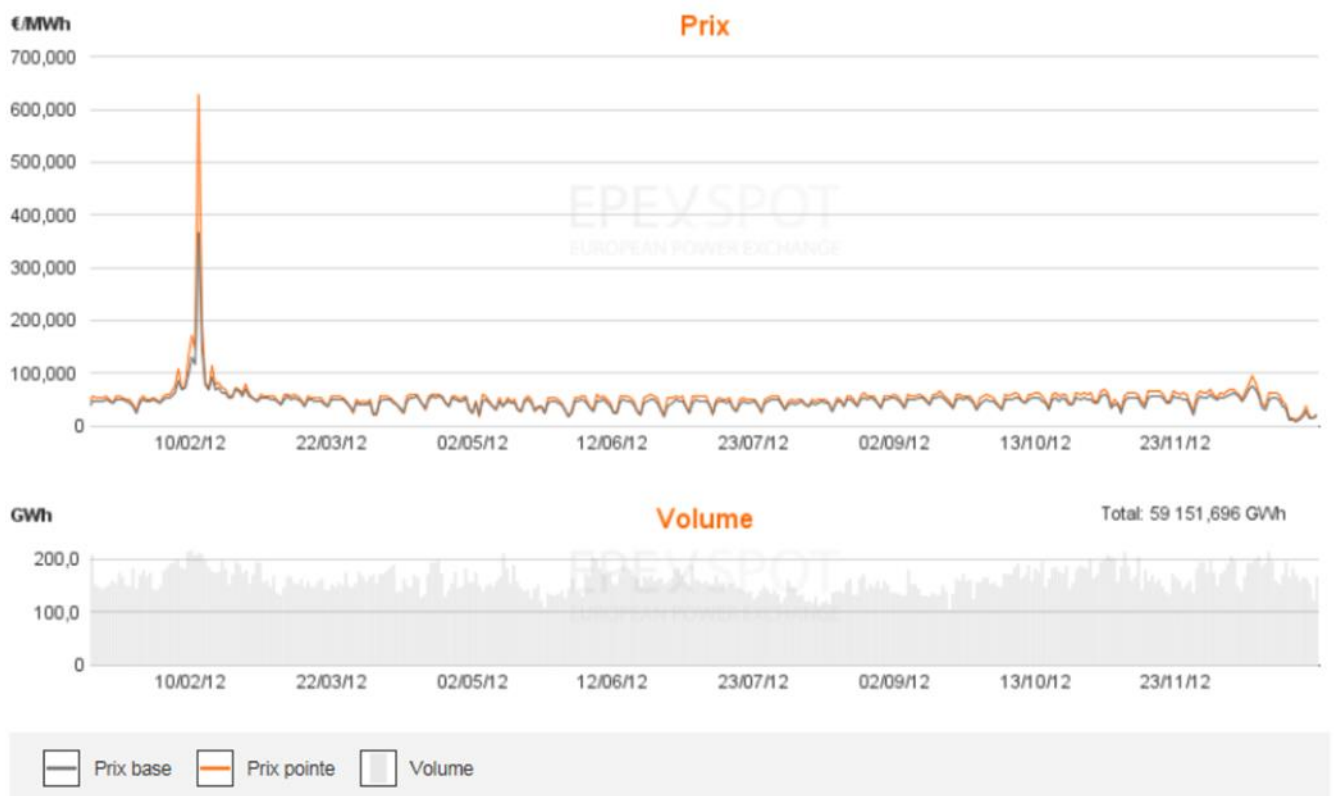
Synthèse du Rapport public thématique de la Cour des comptes

Pics de prix sur la marché spot « day ahead »

Un pic de prix relatif, de l'ordre de 600 €/MWh alors que les prix habituels étaient plutôt de l'ordre de 50 €/MWh, s'est produit début février 2012 sur le marché spot en France.

Cette forte et soudaine hausse de prix est liée aux températures très basses du mois de février 2012, à la forte proportion de chauffage électrique en France et à l'appel de puissance très élevé correspondant qu'il a fallu satisfaire par un recours à tous les moyens de production disponibles en France et aux importations.

VENDREDI 10 FÉVRIER 2012 – Marché day-ahead France (Source : Epex Spot, année 2012)



Un pic de prix relatif, de près de 3 000 €/MWh, s'est produit le 4 avril 2022 à 8 heures du matin, sur le marché spot en France. C'est près de 15 fois le prix moyen sur le marché qui était alors de l'ordre de 200 €/MWh lors de la semaine du 4 au 11 avril 2022.

Cette très forte et soudaine hausse de prix était liée à plusieurs facteurs concomitants :

- un bref retour de l'hiver au printemps avec une baisse de température extérieure relativement prononcée,
- l'indisponibilité d'un ensemble de réacteurs nucléaires pour cause de maintenance et de corrosions sous contrainte ;
- de mauvaises prévisions de consommation par RTE et des annonces de nature à affoler les acheteurs d'électricité sur le marché spot.

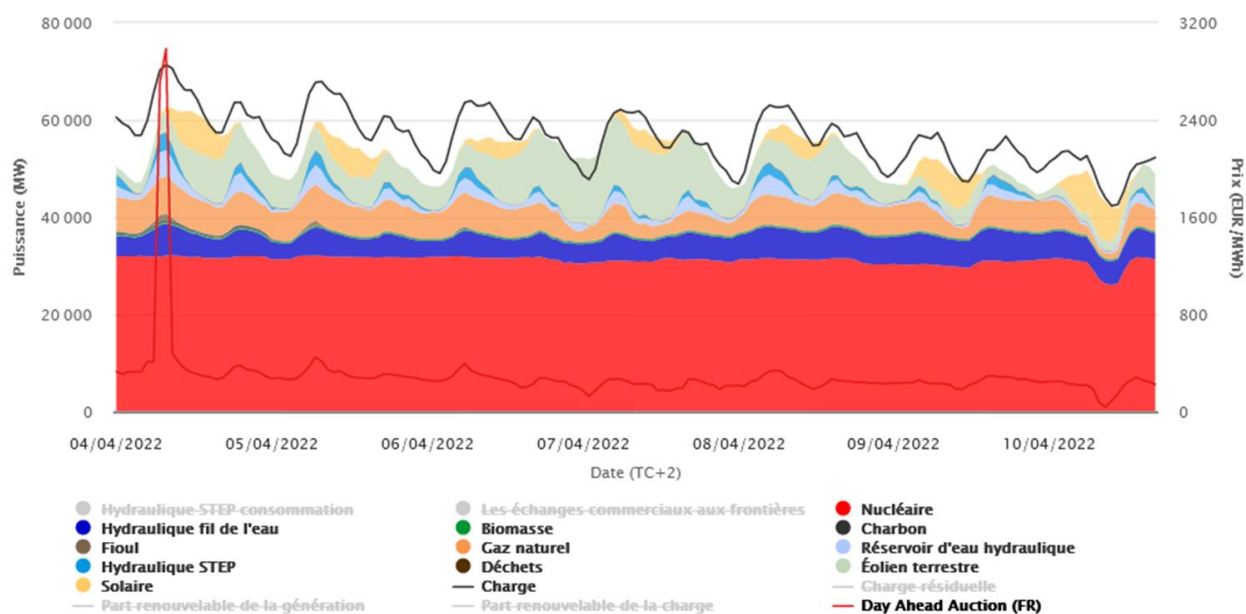
Le manque de production disponible en France par rapport à la consommation (71 340 MW) avait alors été compensé par des importations de l'ordre de 9 000 MW en solde net.

En Allemagne, le même jour, la production était excédentaire par rapport à la consommation. Le solde d'exportation atteignait 10 508 MW à 8 heures. Les prix sur le marché spot ne dépassaient pas 120 €/MWh au cours de la journée du 4 avril 2022.

LUNDI 4 AVRIL 2022

Production publique nette d'électricité en France pour semaine 14 2022

Données d'origine ENTSO-E



Puissances appelées sur le réseau lundi 4 avril 2022

Maxi (8 h) : 71 340 MW

Prix sur le marché Epex Spot « Day Ahead »

à 8 h : 2 987,78 €/MWh

Puissances fournies au réseau lundi 4 avril 2022

71 829 MW à 8 h dont 9 043 MW d'import

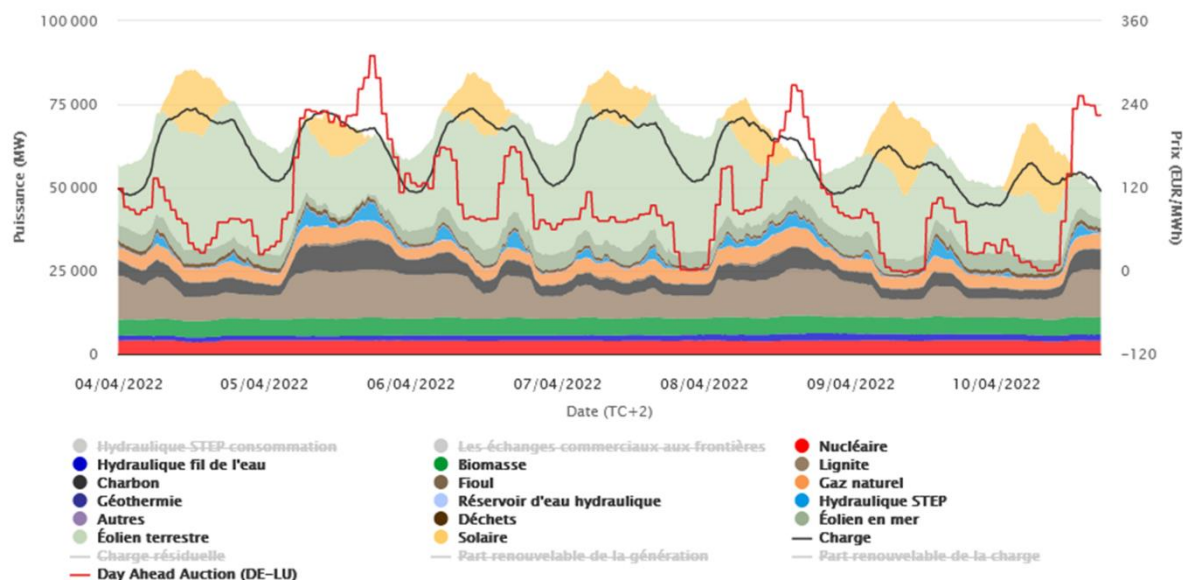
Echanges physiques aux frontières

663 MW en export et 9 706 MW en import à 8 h (solde importation 9 043 MW)

LUNDI 4 AVRIL 2022

Production publique nette d'électricité en Allemagne pour semaine 14 2022

Valeurs corrigées énergétiquement



Puissances appelées sur le réseau lundi 4 avril 2022 à 8 h

73 857 MW (dont 443MW de pompage)

Prix sur le marché Epex Spot « Day Ahead » à 8 h : 101,16 €/MWh

Puissances fournies au réseau lundi 4 avril 2022 à 8 h

82 228 MW dont (10 508 MW exportés)

Echanges physiques aux frontières lundi 4 avril 2022 à 8 h

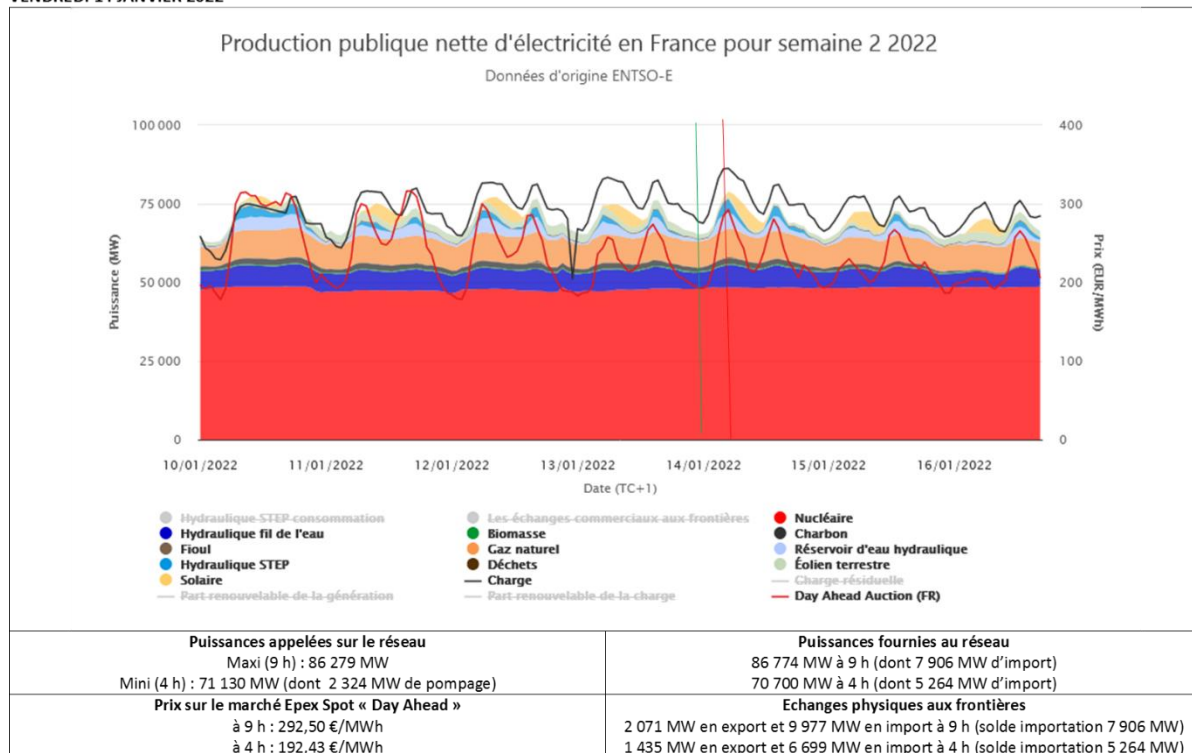
10 681 MW en export et 173 MW en import (solde importation 10 508 MW)

Dépendance de la France au marché européen de l'électricité : pointes d'hiver et défaillances de réacteurs nucléaires

La France utilise le marché européen de l'électricité et les interconnexions avec ses voisins pour importer de l'électricité pendant ses pointes de consommation d'hiver auxquelles ses capacités de productions ne peuvent faire face.

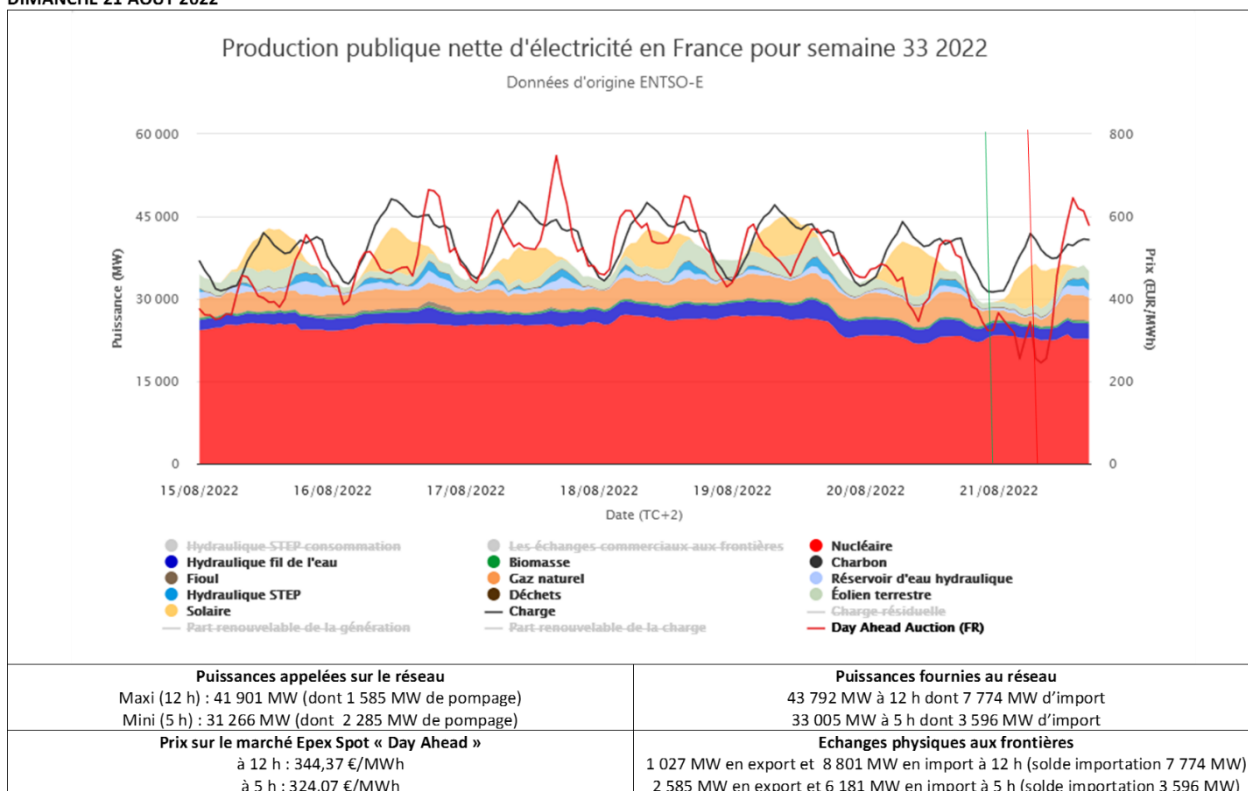
Le graphique ci-dessous, pour la journée du 14 janvier 2022, illustre une situation qui se reproduit tous les hivers à cause du chauffage électrique.

VENDREDI 14 JANVIER 2022



Mais une telle situation peut aussi se produire en dehors des périodes d'hiver lorsqu'une part importante des réacteurs nucléaires est à l'arrêt (cas des corruptions sous contrainte en 2022).

DIMANCHE 21 AOÛT 2022

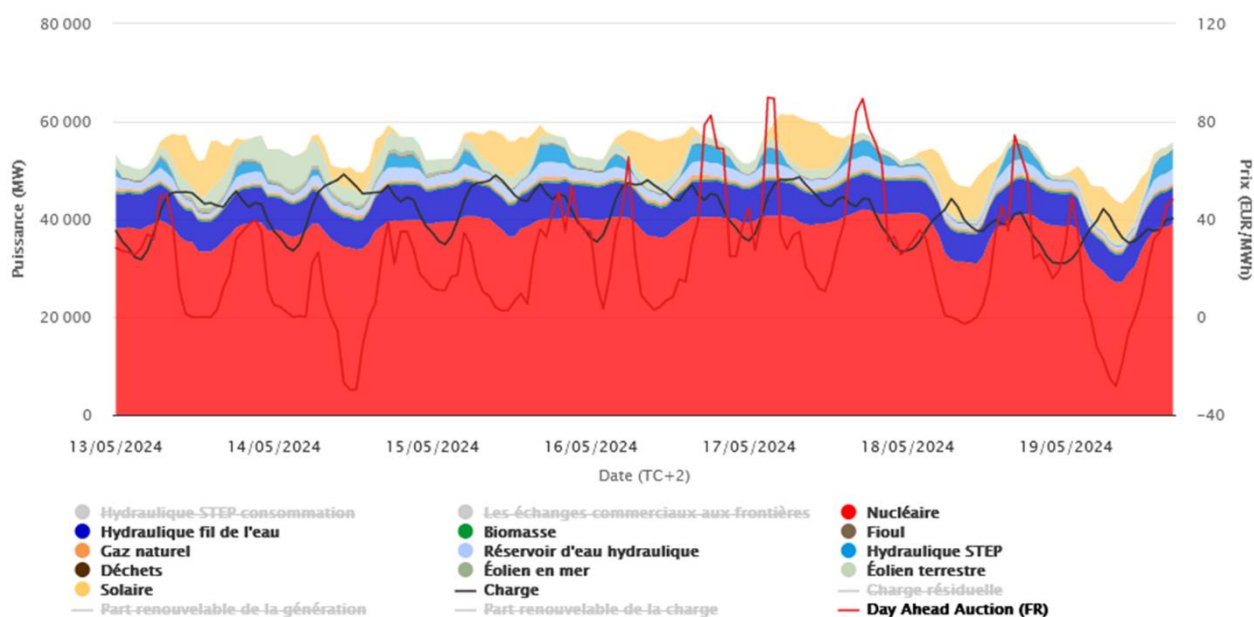


Dépendance de la France au marché européen de l'électricité : surproduction des réacteurs nucléaires par rapport à la consommation intérieure d'électricité

La France utilise le marché européen de l'électricité et les interconnexions avec ses voisins pour exporter de l'électricité lorsque la production des réacteurs nucléaires, très difficiles à moduler, est excédentaire par rapport à la consommation intérieure (notamment en intersaisons et l'été). Lorsque la consommation dans les pays voisins est faible (par exemple les samedis et dimanches) et/ou que la production par les renouvelables est élevée, cela conduit à des prix négatifs sur le marché spot day ahead.

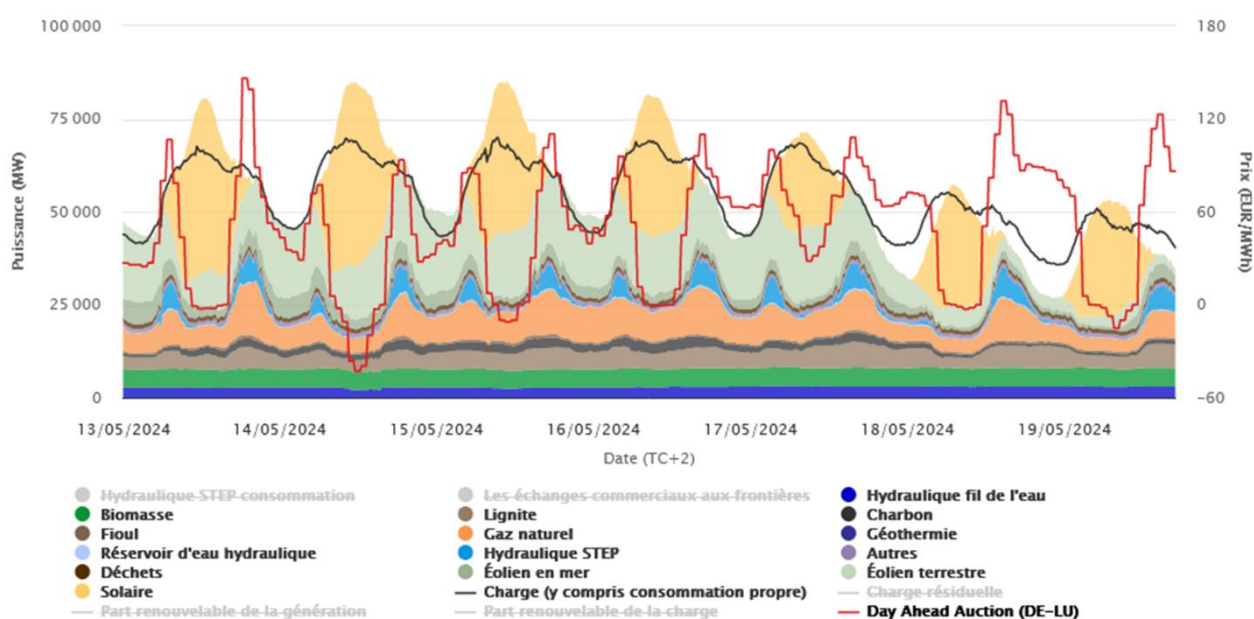
Production publique nette d'électricité en France pour semaine 20 2024

Données d'origine ENTSO-E



Production nette totale d'électricité en Allemagne pour semaine 20 2024

Valeurs corrigées énergétiquement



Conclusion provisoire

Initialement, la Communauté européenne a été essentiellement un « espace économique » dans lequel les traités ont favorisés le commerce du charbon et de l'acier (Ceca) ainsi que le nucléaire dit civil (Euratom). Des directives ont ensuite été élaborées, sous la pression des mouvements écologistes, pour permettre la réduction des impacts des activités humaines sur l'environnement (directives sur l'eau, sur l'énergie, sur la production et l'utilisation des substances chimiques, sur la biodiversité, etc.).

Mais depuis quelques années on assiste à un recul des politiques européennes relatives à ces thématiques. L'affaire de l'inclusion du nucléaire dans la « taxonomie verte européenne » en est un exemple, même si sa portée semble plus symbolique que pratique. Le nucléaire, à haute dose, reste incompatible avec la concurrence et très difficile à financer.

Les règles du marché européen de l'électricité ont pu paraître pendant un temps constituer un frein au développement de l'énergie nucléaire. L'existence d'EDF, entreprise en situation de quasi-monopole et contrôlée par l'État, semblait en effet incompatible avec les objectifs du marché européen de l'électricité : la fin des monopoles, la concurrence libre et non faussée, le développement des énergies renouvelables, la protection des consommateurs, la baisse des prix de l'électricité.

Il semble que l'énorme travail de lobbying, appuyé par la pression du gouvernement français, ait permis plusieurs dispositions favorables au nucléaire, au prétexte que cette énergie serait décarbonée et aiderait à respecter les objectifs climatiques de l'Europe.

Ces dispositions auront-elles les effets escomptés par le gouvernement et par l'industrie nucléaire français ? Ou au contraire accéléreront-elles la fin de la production d'électricité nucléaire en Europe ?

Ce qui est certain c'est que d'autres dispositions sont possibles et nécessaires pour obtenir la fin de la production d'électricité nucléaire et du nucléaire militaire qu'elle abrite. A nous de les faire advenir.