

Dates clés

Dates clés du marché européen de l'énergie

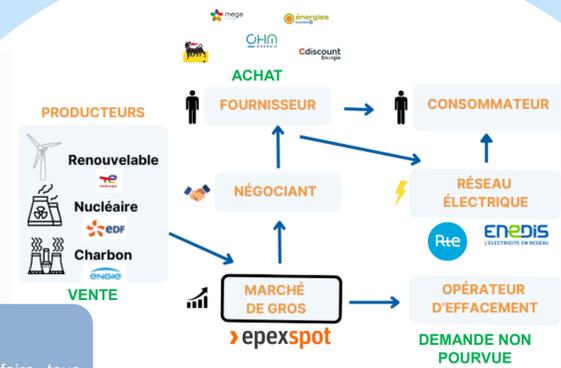
1958	1996	2007	2010	2018	2023
1. Création de l'UCTE (Union for the Coordination of Transmission of Electricity)	2. Première directive européenne sur l'électricité (96/92/CE)	3. Ouverture complète des marchés de l'électricité	4. Début du marché intra journalier européen	5. Paquet "Une énergie propre pour tous les Européens"	6. Réforme du marché européen de l'électricité

Principe général



L'électricité est un bien **difficilement stockable** dont la demande sur le réseau fluctue en permanence. L'enjeu du marché européen de l'électricité est de coordonner la production pour qu'elle réponde exactement à la demande.

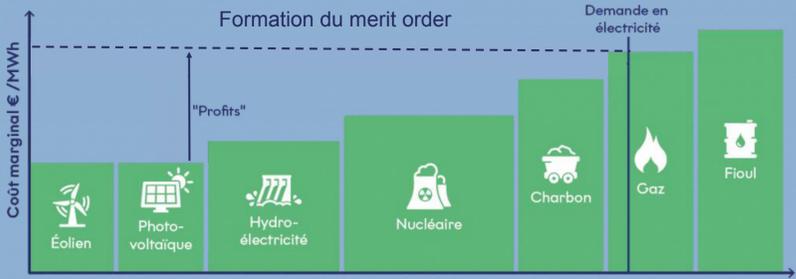
Les différents acteurs de ce marché sont : les **producteurs** qui détiennent les centrales, les **fournisseurs** qui achètent l'électricité aux producteurs pour la revendre aux consommateurs, les **négociants** qui spéculent sur le marché. Le transport d'électricité et la distribution d'électricité sont respectivement assurés par RTE et ENEDIS.



Le Marché SPOT

Le marché **SPOT** fixe le **prix de l'électricité** sur les bourses 24h en avance. Pour ce faire, tous les fournisseurs indiquent la quantité d'électricité horaire qu'il leur reste à acheter pour pouvoir répondre à la demande du lendemain. Les producteurs renseignent simultanément la puissance électrique qu'ils pourront produire à chaque heure de la journée et leurs coûts marginaux associés. Ensuite, le marché réalise un **merit order** i.e. un programme d'appel aux **producteurs classés par coût marginal croissant**. Une fois la demande prévisionnelle en électricité atteinte, le prix de marché est **fixé** par le coût du **dernier mode de production appelé** pour y répondre. Cette **tarification au coût marginal** permet de coordonner les producteurs en concurrence autour d'un **prix unique**. Toute centrale non marginale réalise une marge servant à couvrir ses coûts fixes et dégager un bénéfice.

Formation du merit order



Dans cet exemple, les modes de production appelés sur l'intégralité de leur capacité sont l'éolien, le photovoltaïque, l'hydroélectricité, le nucléaire et les centrales à charbon. Une partie des centrales à gaz est appelée pour couvrir la demande prévisionnelle, ce sont donc les centrales marginales fixant par la même occasion le prix horaire de l'électricité.

Le marché à terme



L'électricité de gros s'échange par des **contrats bilatéraux** à long terme avec des échéances allant de la semaine à plusieurs années. Ils permettent de **limiter les risques** en fixant les prix et ainsi d'engager des **investissements**.

Pour garantir un marché équitable, les fournisseurs alternatifs ont accès à l'**ARENH** (Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique) :

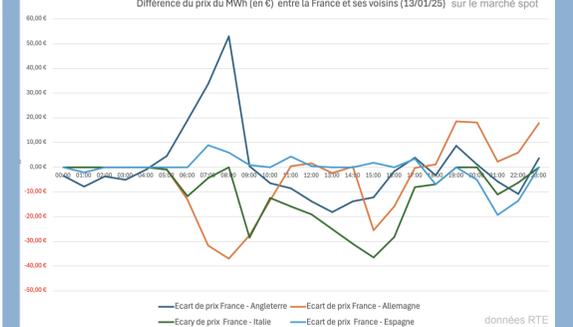
100 TWh/an d'électricité nucléaire à un **tarif avantageux** actuellement fixé à 42€/MWh, cette subvention peut varier selon les années.



Un réseau connecté à l'échelle européenne

L'**interconnexion** du réseau électrique européen garantit une meilleure **sécurité d'approvisionnement** lors des périodes de tensions. La France **exporte ou importe** constamment de l'électricité avec ses pays frontaliers et l'Angleterre. Le sens des échanges comptables est déterminé par les **différences de prix** entre les meritis de différents pays et leurs capacités d'échange.

Du point de vue des **consommateurs** les pays **importateurs** bénéficient d'une électricité **moins chère**, alors que les pays **exportateurs** voient les prix **augmenter** sur leur marché de gros. Les **producteurs** des pays exportateurs peuvent s'insérer dans le merit order du marché de gros des pays où les prix sont plus élevés pour **maximiser** leurs ventes.



La France est le **premier pays exportateur** d'électricité de l'UE. En 2024, elle a battu un record avec 89 TWh d'**exports nets**.

Faire face aux pics de consommation

Le marché de capacité



Pour répondre aux pics de demande exceptionnels et éviter d'éventuelles pénuries d'électricité chaque fournisseur doit s'approvisionner en **garanties de capacité** assurée par des centrales d'appoint **pilotables**. Les exploitants de capacité certifiés par RTE garantissent la **disponibilité de leur puissance** lors des pics de consommation.

L'effacement

En ultime recours, les fournisseurs font appel aux consommateurs **capables de réduire leur consommation** ponctuellement et les rémunèrent pour leur capacité d'effacement.



DÉFAILLANCES

Impact des EnR

Le déploiement des énergies renouvelables **intermittentes** s'appuie sur des dispositifs comme les **contrats à long terme**, garantissant des **revenus stables** dans le temps ce qui **perturbe** les marchés de l'électricité. En raison de leurs **coûts marginaux quasiment nuls**, les EnR abaissent fortement les prix sur le marché spot, parfois jusqu'à zéro, réduisant la rentabilité des technologies classiques et se cannibalisant leurs propres revenus.

Cela accentue la **variabilité** des prix, alternant entre périodes prolongées de prix bas et pics élevés, augmentant ainsi les **risques** pour tous les acteurs. De plus, la conception historique du marché, **pensée pour les centrales pilotables**, s'avère **inadéquate** pour un système dominé par les EnR, rendant difficile le **financement** des équipements **flexibles** indispensables pour compenser leur intermittence.



Limiter la volatilité

La **flexibilité** de la demande nette est un **puissant levier** pour réduire la **volatilité** des prix de l'électricité du marché européenne. La recharge nocturne ou au moment du pic solaire de midi des **voitures électriques**, leur décharge aux heures de pointe, les forfaits **EDF Tempo**, et le pilotage intelligent de la consommation sont des outils potentiels pour assouplir le réseau.

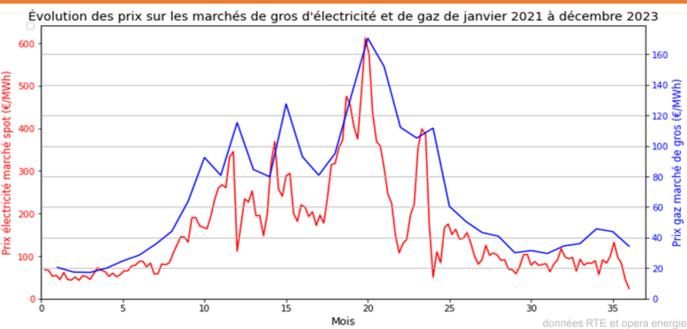
Des technologies comme les batteries, les réseaux de chaleur, et les électrolyseurs d'hydrogène pourraient **lisser** l'écart de demande entre les heures **pleines** et les heures **creuses**.



Volatilité du marché de gros

Les énergies **fossiles pilotables**, en particulier le gaz, jouent un rôle **surreprésenté** dans la fixation des prix de l'électricité. En 2022, les centrales à combustible fossile ont fixé le prix du spot **86% du temps** alors qu'elles n'ont généré que **34% de la production** électrique européenne.

La vulnérabilité du marché de gros s'est révélée lors de la **guerre en Ukraine**, en même temps que la mise à l'**arrêt temporaire** d'une partie du parc **nucléaire** français due à des problèmes de **corrosion** sous contrainte. Lors de cette crise, l'**explosion du prix du gaz** s'est directement répercutée sur le marché spot :



Difficulté à investir dans les centrales pilotables



La structure actuelle du **marché européen de l'électricité** ne favorise pas les investissements vers les nouvelles **centrales pilotables** (au gaz principalement). En effet, une centrale qui fixe le prix à son **coût marginal** ne génère **pas de profit**, car ce dernier ne suffit qu'à couvrir ses **coûts de fonctionnement**. Les centrales à gaz ne peuvent par ailleurs pas fixer leur prix très au-delà du coût marginal, sans quoi elles ne sont **pas appelées**, concurrencées par d'autres centrales **moins chères**.

Enfin, le **déploiement des ENR**, des batteries et des diverses **capacités de stockage** à leur profit tend à **lisser les prix** vers le bas sur de longues périodes de l'année (sauf en hiver), ce qui **limite la rentabilité** des centrales à gaz qui sont de moins en moins appelées. Cette situation peut faire encourir un risque sur la capacité à **subvenir aux besoins** lors des pics de consommation. Pallier ce problème permettrait aussi de **minimiser** le recours à l'**effacement**.



RÉFORME

Favoriser les contrats à long terme

La réforme adoptée par le parlement Européen en avril 2024 vise à **stabiliser** les prix pour ainsi réduire les risques liés au marché et faciliter le **développement des ENR**. Elle encourage deux formes de contrats à long terme :

- Les **PPA** (power purchase agreement) : contrats **directs** entre producteurs et gros consommateurs industriels.
- Les **CfD** (contrats pour différence) : contrats compensatoires **bidirectionnels**. Un **prix fixe** est convenu **entre l'état et le producteur**. Lorsque les prix du marché sont supérieurs au prix fixé, le producteur **verse la différence** à l'état. Inversement, lorsque les prix du marché sont inférieurs au prix fixé l'état verse la différence au producteur. Le prix, fixé par un CfD, est calculé autour du **coût complet moyen de la centrale**.

