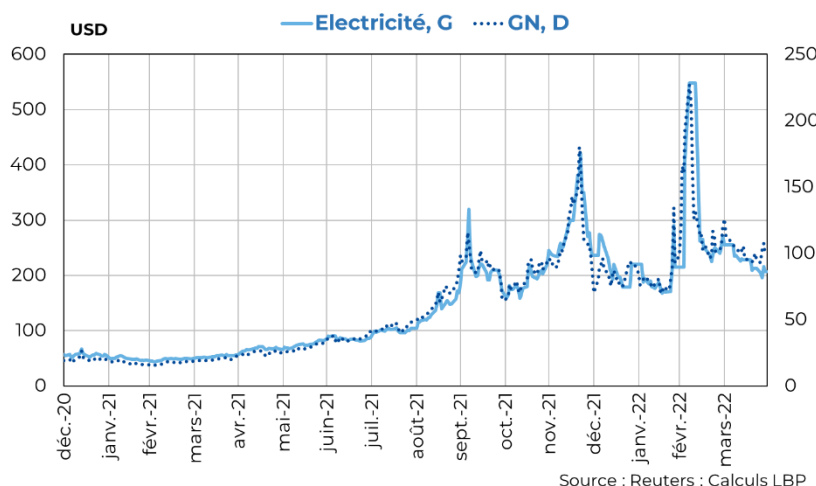


Marché de l'électricité : comment se forment les prix ?

Prix des contrats forwards énergétiques (\$)



- **Les prix de l'électricité et des hydrocarbures subissent une hausse historique depuis quelques mois dans de nombreux pays du monde.**
- **La France est également touchée et le gouvernement a pris des mesures pour protéger le pouvoir d'achat des Français.**
- **Pourtant, la situation semble paradoxale sur plusieurs points : 1. la France est en effet largement consommatrice d'énergie nucléaire domestique vendue à coût fixe et 2. elle est réputée être exportatrice. Ces deux éléments seraient susceptibles de la protéger d'une hausse très forte du coût de l'énergie. Or, ce n'est pas entièrement le cas.**
- **L'analyse des mécanismes complexes de fixation des prix permettent d'éclairer ces points : le Tarif Réglementé de Vente diminue fortement la volatilité du prix réglementé de l'énergie. Il n'est toutefois pas entièrement immunisé aux variations de prix de gros, ce dernier comptant pour environ 10 % de son total. Par ailleurs, un grand nombre de consommateurs français disposent de prix indexés sur le marché (40 % du total et 36 % des résidentiels).**
- **Enfin, la France quoiqu'exportatrice nette, doit s'approvisionner certains mois sur les marchés de gros pour satisfaire sa demande domestique ce qui l'expose au prix de marché.**

Philippe Aurain

Les prix de l'électricité et des hydrocarbures subissent une hausse historique depuis quelques mois dans de nombreux pays du monde. La France est également touchée et le gouvernement a pris des mesures pour protéger le pouvoir d'achat des Français. Pourtant, la situation semble paradoxale sur plusieurs points : 1. la France est en effet largement consommatrice d'énergie nucléaire domestique vendue à coût fixe et 2. elle est réputée être exportatrice. Ces deux éléments seraient susceptibles de la protéger d'une hausse très forte du coût de l'énergie. Or, ce n'est pas entièrement le cas. Pour comprendre cette situation, cette note vise à décrypter le fonctionnement du marché de l'énergie en France.

❖ **La création d'un marché européen « libéralisé ».**

Alors que les marchés nationaux de l'énergie étaient largement monopolistiques dans les années 90¹, l'Union européenne et les États membres ont décidé d'ouvrir progressivement ces marchés à la concurrence. Cinq « paquets énergie » se sont succédé entre 1996 et 2021 visant à libéraliser ce marché mais aussi renforcer l'interconnexion entre pays membres, sécuriser les approvisionnements et ouvrir de nouveaux droits aux consommateurs (choix du fournisseur, outil comparateurs, compteurs intelligents, etc.). L'UE a également cherché à « verdir » son énergie.

Les objectifs sous-jacents étaient

1. De gagner en efficacité en termes d'approvisionnement (absorption des pics) et en termes de prix (optimisation de l'allocation entre sources de production et lieux de consommation) et
2. D'aligner les prix pour tous les pays membres et créer un prix de gros commun quels que soient les coûts de production nationaux. En conséquence, en règle générale, si un pays produit une énergie moins chère, il doit la vendre au prix « européen ».

Les directives ont mis en place des *couplages de marchés*² des unifications de marchés financiers et physiques (via interconnexions transfrontalières). Ces couplages d'abord régionaux se sont peu à peu généralisés. La zone européenne connue sous le nom de Multi Regional Coupling (MRC), comprend actuellement 19 pays européens. Ces pays couvrent 85 % de la consommation d'électricité européenne.

❖ **La fixation des prix de production d'électricité.**

Le prix de l'électricité sur le marché de gros est fixé en fonction du coût de la dernière source d'énergie utilisée. Les moyens de production d'énergie sont activés par ordre de coût d'utilisation croissant³ : d'abord les énergies renouvelables (le solaire et l'éolien), puis l'hydraulique, le nucléaire et en cas de forte demande les centrales à gaz et charbon. Lorsque la demande est forte, en hiver par exemple, le prix d'équilibre en Europe est donc dépendant du coût de fonctionnement des centrales à gaz, qui sont les plus onéreuses.

Cette logique a pour but de permettre au dernier moyen de production utilisé de compenser ses coûts de fonctionnement.

¹ [Marché intérieur de l'énergie | Fiches thématiques sur l'Union européenne | Parlement européen \(europa.eu\)](#)

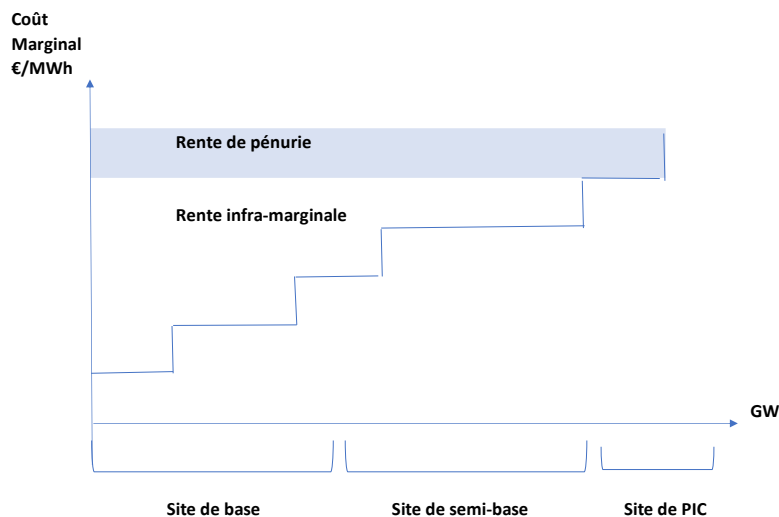
² [The European electricity market | RTE \(rte-france.com\)](#)

³ Les coûts d'infrastructure n'entrent pas en jeu.

La méthode du coût marginal est bien connue en économie. Le raisonnement général montrant son caractère optimal est le suivant : si le prix de vente est supérieur au coût marginal du dernier moyen de production, les concurrents seront incités à produire à ce coût et le producteur vendant à un coût supérieur perdra ses clients. S'il vendait à un coût inférieur, il perdrait de l'argent sur la production du dernier équipement mis en œuvre et n'a pas intérêt à servir ce marché supplémentaire. Le prix de vente « optimal » est donc le coût marginal de production du dernier équipement.

En théorie⁴, dans une situation de concurrence parfaite, le prix est donc fixé au coût marginal de la dernière centrale de production d'électricité « appelée » pour répondre à la demande. En effet, chaque centrale électrique peut être classée selon ses coûts marginaux de production à court terme (coûts d'exploitation et d'entretien), de sorte que les usines avec les coûts marginaux les plus bas sont les premières à répondre à la demande : l'ordre croissant des coûts marginaux de production de centrales électriques est appelé « l'ordre de mérite » (« *merit order* »). Notons que cet ordonnancement résulte d'un raisonnement économique et non réglementaire. Si le gaz devenait très peu cher par exemple, il pourrait descendre dans la hiérarchie. Et même à hiérarchie constante, la dernière unité de production n'est pas toujours « à gaz ». Cela dépend aussi de l'équilibre international. Ainsi dans certaine période de très fort vent en Europe du Nord, la demande est saturée par l'éolien et le charbon sans avoir à recourir au gaz. La production marginale devient le recours au charbon.

Pour les centrales ayant les coûts marginaux les plus bas, le prix de vente est donc souvent fixé à un niveau bien au-dessus de leurs coûts marginaux : cela induit un revenu (rente) appelé infra-marginal qui permet aux centrales de couvrir leurs dépenses d'investissement. Pour les centrales de « pointes », leurs dépenses en capital (qui sont toutefois inférieures à celles de centrales électriques de base) sont censées être couvertes par des « rentes de pénurie », c'est -à-dire des prix très élevés, qui se produisent seulement dans les périodes de très forte demande (prix de pointe). Ceci renvoie à la théorie du prix en période de pointe (« *Peak Load Pricing Theory* ») : les prix « de pointes » permettent de compenser les surcoûts en capital. L'hypothèse sous-jacente est que les prix de l'électricité peuvent atteindre la « valeur de la perte de charge » (« *Value of lost load* ») en période de pénurie qui est le coût de non-utilisation des centrales peu utilisées. Si le régulateur est parfois tenté de définir un prix de pic maximum pour protéger les consommateurs (notamment en France et en Allemagne), ce mécanisme peut entraîner des conséquences négatives. En empêchant de compenser la « valeur de perte de charge », il incite potentiellement les producteurs au sous-investissement en moyen de production de pic.



⁴ [Microsoft Word - 13_CGSP_European_Electricity_System \(strategie.gouv.fr\)](https://strategie.gouv.fr/fr/etudes-et-recherches/microsoft-word-13-cgsp-european-electricity-system)

❖ Le processus d'échanges d'électricité entre pays européens.

À l'origine, les échanges transnationaux d'électricité et la répartition nécessaire des capacités de transport étaient deux marchés distincts. Par le biais d'enchères dites implicites, le couplage de marché combine ces transactions commerciales précédemment séparées en un marché intégré de l'électricité.

Tous les GRT⁵ (Gestionnaires de Réseau de Transport, en France RTE) transmettent leurs capacités de transport transfrontalier à un opérateur de couplage de marché (OCM) qui assure l'interface entre les GRT et les bourses d'électricité. L'OCM modélise de façon centralisée et indépendante les capacités d'échange. Les GRT et l'OCM valident et surveillent en permanence les capacités transfrontalières exactes. L'OCM transmet les capacités à la bourse d'électricité et les négociants en électricité peuvent soumettre leurs offres. Le couplage effectif est alors effectué par les bourses d'électricité : elles règlent l'offre et la demande à l'aide d'un algorithme accepté par tous les partenaires.

Le Couplage de marché fondé sur les flux (FBMC⁶) est la méthode d'échange qui répartit les capacités de transport en même temps que la compensation du marché sur les marchés de l'électricité.

Les acteurs de marché peuvent acheter et vendre de l'électricité la veille pour le lendemain (ou à terme) au travers des bourses de l'électricité. Les prix du marché journalier sont identiques dans tous les pays tant que les capacités d'interconnexion ne sont pas saturées par les échanges.

En 2020⁷, les taux de convergence⁸ des prix de l'électricité pratiqués dans les différents pays ont nettement augmenté par rapport à 2019. Cette augmentation peut s'expliquer par des conditions de marché plus homogènes entre les différents pays de la région ainsi que par une augmentation des capacités d'interconnexion mises à disposition du marché (en particulier grâce à une amélioration de la coordination des GRT pour le calcul « *flow-based* »). De plus, la baisse de la consommation en Europe liée à la pandémie de COVID-19 est également un élément explicatif important de cette augmentation de la convergence des prix spots européens. En effet, avec la baisse de la consommation, certaines interconnexions sont moins sollicitées, facilitant la convergence des prix spots.

Tableau 7 : Taux moyen de convergence avec le prix français par pays en 2019 et 2020

Année / Pays	Belgique	Allemagne	Grande-Bretagne ⁷⁷	Italie	Espagne
2019	46 %	44 %	0 %	14 %	22 %
2020	48 %	46 %	0 %	37 %	39 %

Au-delà des limites de la convergence des prix en raison d'interconnexions insuffisantes⁹, les infrastructures nationales peuvent limiter les échanges transfrontaliers. Ainsi, un pays présentant une répartition déséquilibrée de production (majoritairement produite au nord du pays alors que la demande est majoritaire au sud) et ne disposant

⁵ Ou TSO: Transmission System Operator. Le gestionnaire de réseau de transport (GRT) est une entreprise chargée de la gestion de tout ou partie d'un réseau de transport d'énergie ([électricité](#) ou gaz). Le réseau de transport est complété par le [réseau de distribution](#), auquel sont reliés la plupart des consommateurs ; seuls quelques gros consommateurs (dits « [électro-intensifs](#) » ou plus rarement « [gaz-intensifs](#) ») sont directement connectés au réseau de transport. [Gestionnaire de réseau de transport — Wikipédia \(wikipedia.org\)](#).

⁶ Flow Based Market Coupling.

⁷ [La CRE publie son rapport de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel pour l'année 2020 - CRE](#)

⁸ Taux de convergence : % des heures d'échanges pendant lesquelles les écarts de prix entre pays sont sous un seuil très faible.

⁹ Par exemple si l'excès de production du pays X est égal au déficit du pays Y et que l'interconnexion permet des échanges fluides, les prix vont s'équilibrer. Si l'interconnexion est insuffisante, le pays en déficit ne pourra pas importer suffisamment d'électricité pour couvrir ses besoins et l'équilibre se fera par la hausse des prix dans ce pays.

pas de suffisamment d'interconnexions internes nord-sud ne pourra pas exporter via ses interconnexions transfrontalières du sud du pays. Cette situation a été historiquement le cas de l'Allemagne. Pour cette raison, la Commission européenne demande que 70% des interconnexions d'un pays soient disponibles pour le marché, à charge pour chaque pays d'adapter son plan de production quitte à utiliser des modes de productions plus coûteux. Les pays disposent d'un délai pour augmenter progressivement cette capacité.

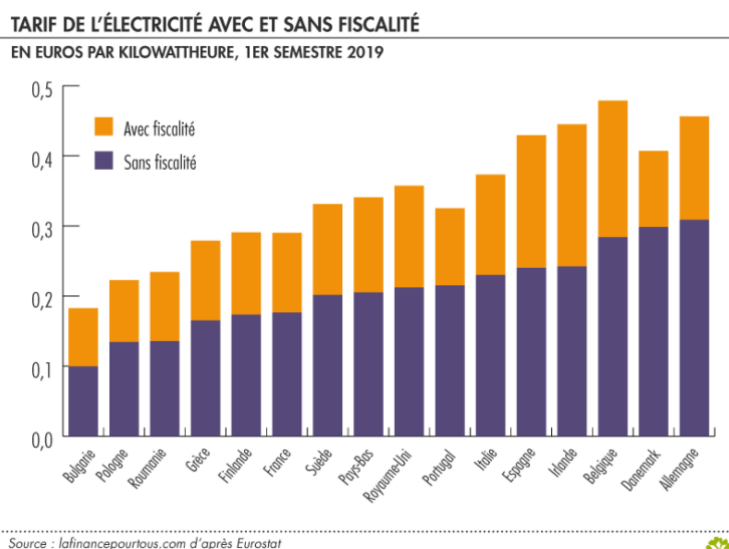
Il faut par ailleurs noter que le couplage de marché entraîne également l'importation d'un prix pour un pays exportateur. Un pays qui exporterait une électricité produite à bas coût (nucléaire par exemple), entrainerait une réduction de l'utilisation des centrales à coût élevé étrangères (par exemple charbon). L'équilibre de marché entre les deux pays se ferait alors à un prix intermédiaire, plus élevé que le coût nucléaire et moindre que le coût de l'électricité- charbon. Le pays à bas coût verrait le sien augmenter.

❖ Les tarifs nationaux.

Le passage des prix de gros aux tarifs nationaux pour les clients dépendent de nombreux facteurs dont :

- Le mode de génération de l'électricité. Dans ce domaine, la France bénéficie d'un parc nucléaire dont les investissements sont amortis ce qui lui permet d'afficher une tarification compétitive. De même, la Finlande avec un mix d'importantes ressources hydrauliques et d'énergie nucléaire est capable de fournir de l'électricité à un prix attractif.
- Le pouvoir d'achat local (Bulgarie, Pologne, Roumanie affichent les prix les plus bas d'électricité en Europe, car ce sont aussi les pays qui ont le pouvoir d'achat le plus bas).
- Le coût de distribution (la Belgique est, elle, pénalisée par un réseau de distribution éparpillé entre de nombreuses intercommunalités et le coût est un des plus élevés d'Europe).
- La fiscalité (les ménages danois et allemands sont eux pénalisés par une lourde fiscalité qui permet de financer leur politique de transition vers les énergies renouvelables).

Source lafinancepourtous¹⁰



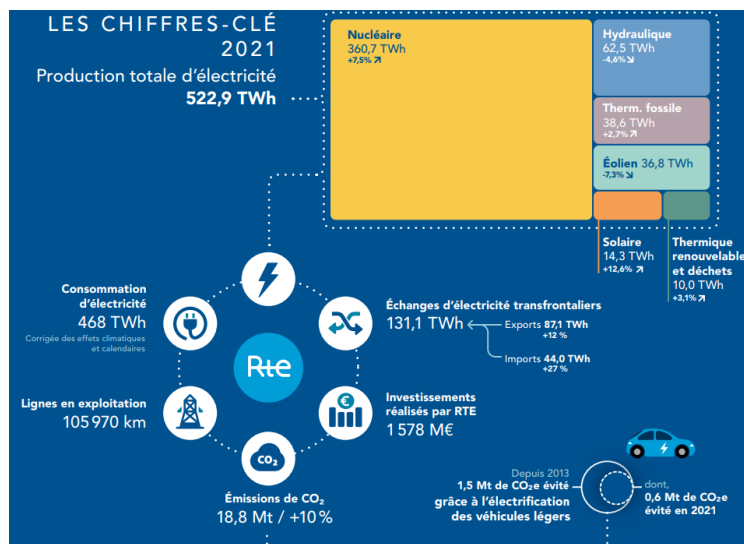
¹⁰ [Vers un prix unique de l'électricité en Europe ? - La finance pour tous](#)

❖ Le marché de l'électricité en France.

Le marché de gros de l'électricité joue un rôle central dans le fonctionnement du réseau électrique français, en permettant d'équilibrer l'offre d'électricité avec la demande.

- L'électricité injectée dans le réseau provient des sources suivantes :
 - o Environ 95 % des installations de production (centrales nucléaires et autres) ;
 - o D'importations en provenance d'autres pays européens.

- L'électricité est extraite du réseau (ce qu'on appelle « l'enlèvement ») :
 - o Pour satisfaire à la consommation finale (plus de 75 % de l'électricité consommée est utilisée à cette fin) ;
 - o Pour les exportations ;
 - o Une partie de l'électricité est perdue pendant la transmission.

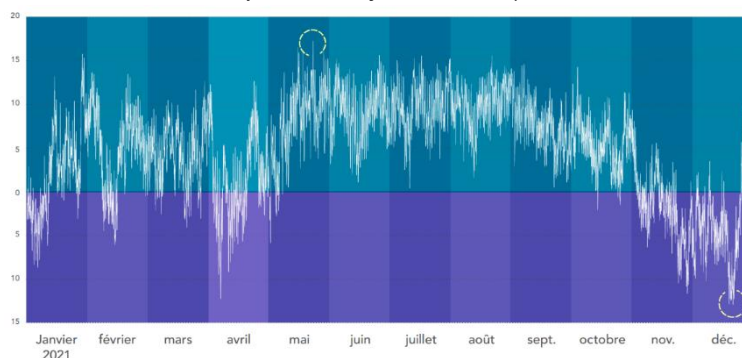


Source RTE bilan 2021.

La France est en 2021 le premier pays exportateur d'Europe¹¹, avec un solde exportateur de 44 TWh. Comme l'électricité ne se stocke pas aisément, le marché de gros permet l'écoulement des surcapacités ou le service d'une demande supérieure aux capacités de production. C'est pour cette raison que la France est exportatrice ou importatrice d'électricité suivant les périodes même si elle est largement excédentaire en net. En 2021, les volumes d'exportations (87 TWh) ont été au plus haut depuis 2017 tandis que les volumes d'importation ont atteint 44 TWh (8,4% de la production), leur plus haut niveau depuis dix ans. L'année 2021 a compté 78 journées avec un solde journalier importateur, soit 35 journées de plus qu'en 2020. Pour la première fois depuis l'hiver 2016/2017, le solde des échanges a été importateur en novembre et en décembre, qui ont affiché respectivement 23 et 25 journées importatrices, dont trois journées où la France a été importatrice sur toutes ses frontières. Cette situation (inhabituelle à cette fréquence) est imputable à la très faible disponibilité des centrales nucléaires en fin d'année (maintenances et problèmes techniques).

¹¹ [bilanElec-RTE-2021-A4 \(rte-france.com\)](https://www.rte-france.com/bilanElec-RTE-2021-A4)

Position exportatrice journalière (Source RTE¹²)



Les principaux producteurs d'électricité français en 2020 sont les suivants.

- EDF¹³ : 394 TWh (79 % de part de marché) ;
- ENGIE¹⁴ : 40 TWh (8 %) ;
- Total Energy¹⁵ : 27 TWh (5,4 %).

La totalité de la production nucléaire ainsi qu'une proportion de la production verte (EDF ENR) et thermique classique reste encore aujourd'hui aux mains d'EDF.

En France, le transport¹⁶ et la distribution¹⁷ d'électricité reposent sur un (quasi) monopole visant à optimiser l'utilisation d'un réseau d'infrastructure unique. L'Etat a fait le choix de confier la mission de service public de gestion des réseaux de distribution d'électricité à ENEDIS (ex ERDF) et de transport à RTE.

RTE, Réseau de Transport d'Électricité, s'occupe du transport de l'électricité en haute tension, c'est à dire qu'il prend en charge l'acheminement qui va des lieux de production jusqu'aux embranchements de la basse tension. Le rôle de RTE est également d'équilibrer le réseau entre la production et la demande pour éviter les blackouts causés pas une trop grosse demande (les périodes de grand froid par exemple) ou les surproductions inutiles pour le réseau français.

Enedis s'occupe de l'acheminement en basse tension et de la distribution dans les points de livraison (PDL). À chaque lieu où il y a une consommation d'électricité correspond un compteur numéroté par un PDL. C'est ce compteur, géré également par Enedis qui permet de mesurer la consommation d'électricité d'un logement. La distribution n'est pas un monopole strict car certaines villes ont le contrôle de leur propre réseau de distribution. On les appelle ELD, Entreprises Locales de Distribution, et elles couvrent 5 % du territoire.

¹² [bilanElec-RTE-2021-A4 \(rte-france.com\)](https://www.rte-france.com/bilanElec-RTE-2021-A4)

¹³ Source Faits-et-chiffres 2020 production électrique: <https://www.edf.fr/sites/groupe/files/contrib/groupe-edf/espaces-dedies/espace-finance-fr/informations-financieres/publications-financieres/faits-et-chiffres/faits-et-chiffres-2020.pdf>

¹⁴ Source electricity supply DEU 2020: https://www.engie.com/sites/default/files/assets/documents/2021-03/ENGIE_DEU_2020_FR_MEL_BD.pdf

¹⁵ Source electricity supply URD 2020: https://totalenergies.com/system/files/documents/2022-03/DEU_21_VA.pdf

¹⁶ Transport : infrastructure haute tension.

¹⁷ Distribution : infrastructure basse tension.

Enedis et RTE sont rémunérés par le TURPE (Tarif d'utilisation du réseau public d'électricité) dont le niveau est fixé par la Commission de Régulation de l'Énergie (CRE). Il est déterminé principalement à partir des postes de dépenses suivants¹⁸ :

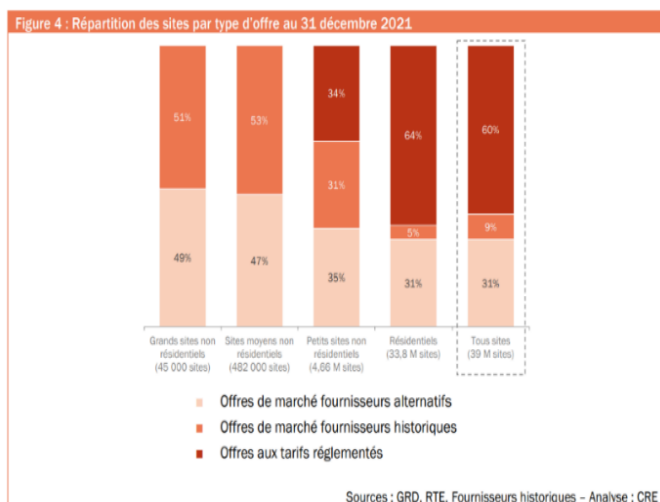
- Les charges opérationnelles liées à l'accès au Réseau de Transport d'Électricité (RTE), les achats d'énergie pour compenser les pertes sur le réseau, les charges salariales, les impôts et taxes nets et les autres charges ;
- Les charges de capital qui incluent les amortissements et les provisions pour le renouvellement du réseau ;
- La couverture de certains postes non maîtrisables ou non prévisibles. (Exemple : une hausse du chiffre d'affaires liée à un hiver très rude).

Ces tarifs sont fixés pour une durée moyenne de 4 ans.

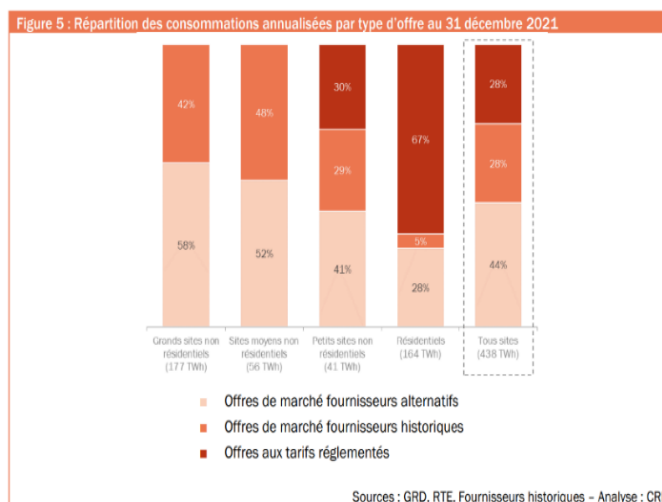
L'acteur qui vend l'électricité aux usagers s'appelle le fournisseur d'électricité. La fourniture d'électricité est ouverte à la concurrence. Même si une grande majorité des Français sont encore clients d'EDF, il existe aujourd'hui une quarantaine de fournisseurs d'électricité chez qui il est possible de prendre son abonnement d'électricité : TotalEnergies, Butagaz, Eni, Engie, Plum, Enercoop, GEG, C Discount, Planète Oui, Leclerc Energies, etc.

Ces fournisseurs s'approvisionnent sur le marché où tous les producteurs d'électricité vendent leur électricité puis revendent cette électricité aux particuliers ou aux professionnels. Le prix de l'électricité qu'ils revendent ensuite à leurs abonnés dépend donc en partie de leur capacité à négocier des prix de gros. Certains fournisseurs peuvent aussi être producteurs d'électricité. Au 31 décembre 2021, environ 40 % des sites sont en offre de marché, dont 31 % auprès d'un fournisseur alternatif¹⁹.

Au 31 décembre 2021, environ 72 % de la consommation totale est fournie par des offres de marché, dont 44 % auprès d'un fournisseur alternatif. Mais les offres réglementées restent majoritaires pour les sites résidentiels en nombre (64%) et en consommation (67%).



Source CRE⁷



¹⁸ [Tarif Acheminement Electricité | Enedis](#)

¹⁹ [Observatoire des marchés de détail du 4e trimestre 2021 - CRE](#)

❖ Le prix de l'électricité en France.

En France, selon les données 2021 de RTE¹¹, 69 % du mix énergétique électrique est assuré par l'énergie nucléaire. Il s'agit d'une situation particulière en Europe puisque sur 124 réacteurs européens, 56 appartiennent à la France. La totalité du parc nucléaire est exploitée par EDF, le fournisseur historique d'électricité.

Dans le cadre de l'ouverture du marché, la France souhaitait maintenir un tarif réglementé indépendant du marché de gros et reflétant ses capacités de production d'énergie nucléaire. En contrepartie, l'Union Européenne a demandé que EDF revende une partie de sa production à coût fixe aux nouveaux fournisseurs²⁰. C'est la raison pour laquelle, les autorités publiques ont mis en place le tarif ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique). Il permet à tous les fournisseurs alternatifs de s'approvisionner en électricité auprès d'EDF dans des conditions fixées par les pouvoirs publics²¹. Le prix est actuellement de 46,2 €/MWh et le volume global maximal affecté au dispositif est égal à 120 TWh/an (environ 33 % de la production)²².

Ce tarif ARENH est déterminé avec une approche par les coûts²³ intégrant :

- La rémunération des capitaux prenant en compte la nature de l'activité ;
- Les coûts d'exploitation ;
- Les coûts des investissements de maintenance ou nécessaires à l'extension de la durée de l'autorisation d'exploitation ;
- Les coûts prévisionnels liés aux charges pesant à long terme sur les exploitants d'installations nucléaires de base mentionnées à l'article L594-1 du code de l'environnement.

En termes de tarification à la vente, l'électricité peut être vendue soit sur la base de tarifs réglementés soit sur celle de tarifs libres. Les tarifs réglementés de vente (TRV) ont été créés après l'ouverture du marché à la concurrence, en 2007 pour deux raisons :

- Permettre aux consommateurs de bénéficier de la compétitivité du nucléaire historique (puisque celui-ci a été financé par les citoyens français au cours du temps *via* les factures d'électricité)
- Assurer aux consommateurs une certaine stabilité des prix à la suite de la libéralisation (les TRV évitent qu'ils subissent des variations trop fortes du prix du marché de l'énergie).

Le TRV ne peut être proposé à la vente que par les opérateurs historiques (EDF et EDL) qui peuvent aussi vendre des contrats libres. Le TRV est calculé en additionnant :

- La composante « production » et distribution pour environ 1/3 du total et qui correspond à la somme :
 - Du coût de l'accès régulé à l'électricité nucléaire, en fonction du prix de ARENH (pour 70%)
 - Du coût de l'approvisionnement sur les marchés de gros de l'électricité (pour 30%)²⁴. Ce supplément couvre de manière normative le besoin d'approvisionnement non couvert par le nucléaire.
 - Du coût de l'approvisionnement en capacité
 - Les coûts de commercialisation
- La composante « acheminement » pour environ 1/3.
- Différentes taxes pour environ 1/3.

²⁰ Ceux-ci ne disposant pas d'une ressource équivalente qui a pu être constituée par EDF au cours du temps.

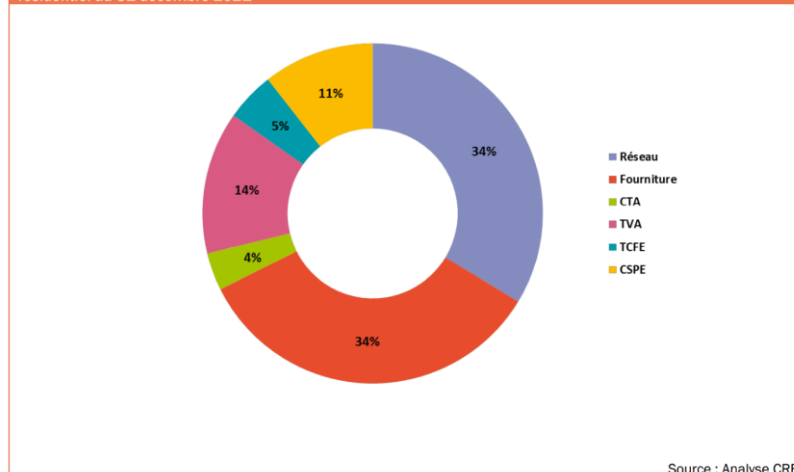
²¹ <https://www.cre.fr/Actualites/volumes-d-arenh-supplementaires-pour-limiter-la-hausse-des-prix-de-l-electricite>

²² Augmenté de 100 à 120 Twh en 2022 à la suite de la crise énergétique.

²³ L'article [L337-14 du Code de l'Energie](#)

²⁴ [rapport-trv.pdf \(autoritedelaconcurrence.fr\)](#)

Figure 14 : Postes de coûts couverts par la facture au tarif réglementé de vente d'électricité pour un client résidentiel au 31 décembre 2021



Répartition pour un « Client type » (client résidentiel consommant entre 2 500 et 5 000 kWh) :

- Réseau : Part du tarif réglementé de vente couvrant les coûts d'acheminement. Ces coûts sont évalués par le TURPE 5 (Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Électricité) en vigueur depuis le 1er août 2017.
- Fourniture : Part du tarif réglementé de vente ayant vocation à couvrir les coûts de production et de commercialisation de l'électricité
- CTA : La Contribution Tarifaire d'Acheminement permet de financer les droits spécifiques relatifs à l'assurance vieillesse des personnels relevant du régime des industries électriques et gazières.
- TCFE : Les Taxes sur la Consommation Finale d'Electricité (TCFE) sont définies par chaque commune. Ces taxes sont payées par tous les consommateurs d'électricité dont la puissance maximale souscrite est inférieure ou égale à 250 kVA. Elle sera intégrée à la TICFE en 2023.
- TICFE (ex CSPE : Contribution au service public de l'énergie) s'élève à 22,5€/MWh depuis le 1er janvier 2016.
- TVA : 5,5% sur l'abonnement et la CTA, 20% sur la consommation, la TICFE et la TCFE.

❖ L'intérêt des participants dans le marché français.

EDF est obligée de vendre une partie de son énergie nucléaire aux fournisseurs alternatifs depuis 2011. Le volume concerné est de 100/120 térawatts-heure (TWh), ce qui correspond à un tiers de sa production nucléaire pour 120 TWh (avant bouclier inflation).

En réalité, la plupart des fournisseurs alternatifs ne produisent pas d'énergie par eux-mêmes mais distribuent celle que leur vend EDF et celle qu'ils achètent sur le marché. Il s'agit donc principalement d'une activité qui s'apparente à du trading. Si le marché de gros est moins cher que l'ARENH, ils se fournissent sur celui-ci et concurrencent EDF en France avec des prix moins chers et, réciproquement si l'ARENH est moins élevé. Les particuliers approvisionnés par des fournisseurs alternatifs doivent renoncer aux prix réglementés et accepter les prix de marchés. La hausse brutale des prix de gros a entraîné un ajustement des tarifs des fournisseurs et des hausses importantes de coûts pour les particuliers.

Dans le passé, les fournisseurs ont gagné des parts de marché car les prix de gros étaient moins élevés que l'ARENH. Mais leur succès a entraîné une obligation de livraison supérieure à l'allocation d'énergie nucléaire à laquelle ils ont droit. Ce faisant, ils ont perdu leur positionnement sans risque et sont exposés aux tarifs de de gros.

Avec l'augmentation exorbitante des prix, les fournisseurs ont dû augmenter en proportion les prix de leurs clients qui les ont quittés pour EDF de leur propre décision ou ont vu leur service être interrompu par le fournisseur.

Côté EDF, celle-ci compte deux tiers de ses ventes au tarif réglementé et un tiers au tarif de marché. Cela l'empêche de vendre une majorité des volumes au prix de marché lorsque les prix de gros sont très élevés mais la protège en cas de baisse. Dans tous les cas, le tarif réglementé inclut une couverture des charges et une rémunération du capital qui permet à EDF d'être bénéficiaire.

Pour le consommateur, le système a permis de « ségréguer » la production nucléaire française via le tarif réglementé en n'exposant pas les particuliers aux tarifs de marchés. On voit l'intérêt dans la situation actuelle où les prix de gros sont très élevés. La France présente une inflation énergétique moins forte que ces voisins. Par ailleurs, EDF produisant habituellement plus que nécessaire à la consommation française, elle exporte au prix de gros ce surplus qui lui permet d'engranger des profits supplémentaires.

❖ La France est-elle exposée aux prix internationaux de l'électricité ?

Le cours de référence du gaz européen, le TTF néerlandais, a atteint le 7 mars en séance 325 € le mégawattheure. Il a entraîné dans son sillage celui de l'électricité. Celui-ci a même atteint, selon les chiffres fournis par RTE, les 700 € du mégawattheure alors qu'il n'avait jamais dépassé les 100 € à la même période en 2021.

Si ce prix de gros ne correspond pas au prix de détail (celui payé par le consommateur), qui prend aussi en compte le coût d'acheminement et les taxes, il est cependant déterminant dans sa formation. D'une part pour les consommateurs indexés au TRV, il pèse environ un tiers de la partie énergie (cf. supra), soit environ 10 % du total. D'autre part, les prix sont indexés au marché pour 33 % de la consommation résidentielle et 72 % de la consommation totale.

La principale critique faite en France à la structuration européenne du prix de l'électricité consiste à dire qu'elle ne reflète pas le mix énergétique français. Le gaz ne comptait que pour 6 % du mix français en 2021, contre 69 % pour le nucléaire, selon RTE. La Commission européenne défend l'efficacité du système au niveau européen. Historiquement, cela semble avoir plutôt été le cas avec une hausse limitée de l'ordre de 2,5 % par an en France les 5 dernières années avant la crise Covid (2014/2019)²⁵.

Par ailleurs, le système profite largement à la France qui est exportatrice net. En règle générale, elle tire donc profit d'un prix de gros supérieur à son prix de production²⁶.

Selon RTE, l'année 2021 a compté 78 journées avec un solde journalier importateur, soit 35 journées de plus qu'en 2020. Devenir totalement auto-suffisant en électricité est donc inenvisageable à court-terme. Cela supposerait de construire des nouveaux équipements, qui ne fonctionneraient pas en permanence et ne seraient donc pas rentables. Par ailleurs, il est parfois plus favorable économiquement d'importer de l'énergie plutôt que d'activer des moyens de production plus coûteux sur le territoire. La France se retrouve ainsi en situation d'importateur sans pour autant être à court de moyen de production.

²⁵ CRE (contrat type 6 kVA) [Observatoire_detail_T2_2021\(1\).pdf](#)

²⁶ La réalité est plus complexe avec une gestion sophistiquée des couvertures de prix à terme.

❖ Qui paie le bouclier inflation ?

Hors mécanisme de protection, les prix de l'électricité (TRV) auraient dû augmenter de 44,7% au 1^{er} février 2022²⁷. Pour respecter le bouclier inflation limitant la hausse du tarif réglementé à 4 %, le gouvernement a du

- Augmenter la part allouée aux fournisseurs alternatifs de 100 TWh à 120 TWh. Cette mesure constitue un manque à gagner pour EDF.
- Baisser la Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité (TICFE), de 22,5 €/MWh, à sa valeur minimale de 1 €/MWh²⁸. Cette mesure fiscale ramènera la hausse des TRV (Tarif réglementé de vente) à 20,04% TTC pour les consommateurs résidentiels
- Demander à EDF de décaler dans le temps certaines augmentations de tarif.

A cela s'ajoute le chèque inflation visant à atténuer les pertes de pouvoirs d'achat plus générales (énergie et alimentaires) de manière ciblée (sous contrainte de revenus).

Dans le champ des mesures propres au coût de l'électricité :

- Concernant l'Etat, la baisse de la TICFE, pourrait représenter de l'ordre de 7 Md€ en année pleine, à laquelle s'ajoute la perte de TVA sur ce montant soit 1,4 Md€ et qui est compensée à hauteur de moins de 1 milliard d'euros par la hausse de recette des autres taxes associées à la hausse des prix de 4% soit un total de l'ordre de 7,5 Md€²⁹.
- Concernant EDF, la société a communiqué sur un coût de la mesure pour l'entreprise de l'ordre de 9 Md€³⁰. Ce coût inclut pour partie ce qui pourrait être considéré comme un manque à gagner plutôt qu'une charge proprement dite³¹.
- Les consommateurs prendront également une part de la charge, sous forme de report d'augmentation, estimé à 1,3 Md€ par EDF.

❖ Conclusion : le système français protège mais n'insensibilise pas.

Le Tarif Réglementé de Vente en reposant sur l'ARENH, diminue fortement la volatilité du prix réglementé de l'énergie. Il n'est toutefois pas entièrement immunisé aux variations de prix de gros, ce dernier comptant pour environ 10 % de son total. Par ailleurs, un grand nombre de consommateurs français disposent de prix indexés sur le marché (40 % du total et 36 % des résidentiels).



Direction des Finances et de la Stratégie – Direction des études économiques :

[Ouvrir ce lien pour s'abonner](#)

Les analyses et prévisions qui figurent dans ce document sont celles du service des Etudes Economiques de La Banque Postale. Bien que ces informations soient établies à partir de sources considérées comme fiables, elles ne sont toutefois communiquées qu'à titre indicatif. La Banque Postale ne saurait donc encourir aucune responsabilité du fait de l'utilisation de ces informations ou des décisions qui pourraient être prises sur la base de celles-ci. Il vous appartient de vérifier la pertinence de ces informations et d'en faire un usage adéquat.

²⁷ <https://www.cre.fr/Actualites/proposition-d-evolution-des-tarifs-reglementes-de-vente-d-electricite-au-1er-fevrier-2022>

²⁸ Taux pour le résidentiel.

²⁹ Nous nous basons sur la baisse de la TICFE de 95% sur 11 mois appliquée à la recette budgétée de 7,9 Md€ dans le [Rapport impact environnemental budget Etat 2022.pdf \(economie.gouv.fr\)](#)

³⁰ [Présentation PowerPoint \(edf.fr\)](#)

³¹ Nous estimons cette part à un tiers du total.