Spécial Législatives : nos experts ont la parole …

Observatoire Energie, Climat

Note rédigée par François Henimann

Expert de l'observatoire Energie, Climat de l'Institut Sapiens

Prix de l'électricité : une baisse de 15 % possible à court terme, et une réforme structurelle indispensable du marché français

Résumé et conclusions

Cet article analyse les composantes du prix de l'électricité, et son évolution depuis le début de la crise énergétique en 2021. De cette analyse découlent les conclusions suivantes :

- Il existe dès à présent une marge de diminution de 15 à 20 % du prix de l'électricité en France pour les particuliers et les TPE, sans grever les finances publiques par une diminution de la TVA à 5,5 %.

- Le Tarif Régulé de Vente de l'Electricité constitue une fausse protection du consommateur et provoque des effets d'aubaine en grevant les finances publiques

- Il est nécessaire de réformer structurellement le marché français de l'électricité organisé par la loi NOME, de façon à sanctuariser la production nucléaire au meilleur coût pour les ménages et entreprises et à assurer le financement des investissements de prolongation de durée de vie du parc et de son renouvellement. Cela suppose une négociation avec nos partenaires européens, pour aller plus loin que la réforme du marché européen actée en 2023, qui reconnaissait au nucléaire l'accès aux outils de financement (Contrats pour Différences) utilisés pour les productions ENR.

La structure du prix de l'électricité[1]

Comme pour le gaz, la facture d'électricité comporte 4 composantes : la fourniture, l'acheminement au point de consommation, les coûts commerciaux et les taxes.

Fourniture

Contrairement au gaz, l'électricité est produite en France avec un solde exportateur récurrent de l'ordre de 10 %. Excepté en 2022 où, par suite de problèmes récurrents de corrosion sous contrainte la production nucléaire s'était effondrée de 370 TWh à 280 TWh, elle est de l'ordre de 540 TWh

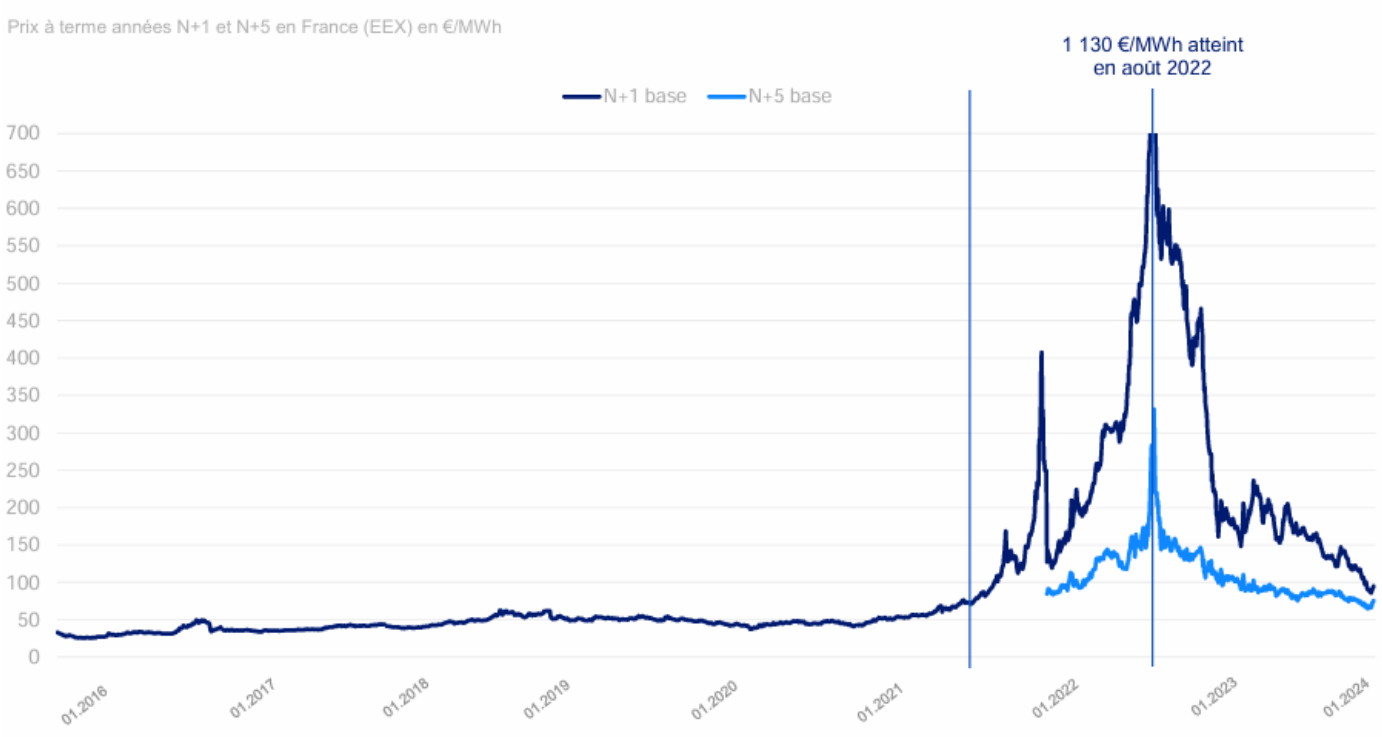
Cependant la puissance installée pilotable n'est pas suffisante pour couvrir les pointes de consommation hivernales. Ceci est notamment la conséquence de la fermeture de centrales thermiques au fioul et au charbon dans les années 2010 ainsi que de la centrale nucléaire de Fessenheim en 2020. Pour se chauffer la France fait donc appel à ses voisins en particulier à l'Allemagne, cette dernière ayant soigneusement conservé, voire continué à développer un parc charbonnier excédentaire.

La production nucléaire est structurellement un élément stabilisateur du coût de fourniture à hauteur de 66 % du volume, mais, en raison du plafonnement de l'ARENH (Accès Régulé à l'Electricité Nucléaire Historique) à 100 TWh facturé à perte par EDF aux distributeurs alternatifs à 42 €/MWh, il ne représente que 45 % dans le Tarif Réglementé de Vente d'Electricité (TRVE) dédié aux particuliers et aux PME. Pour qu'un déplafonnement du volume de l'ARENH soit supportable financièrement par EDF, il faudrait le relever à 60 €[2] ce que le gouvernement a systématiquement refusé de faire. La part marché intervenant dans le TRVE représente le complément soit 55%. Pour calculer cette part marché, la CRE s'appuie sur une moyenne glissante de 24 mois de prix de gros précédant le début de l'année de livraison. Imaginons un prix de gros à 100€/MWh sur les 24 derniers mois glissants, le prix de fourniture pris en compte dans le TRVE sera alors de 0,45*42+0,55*100 = 74 €.

Le coût de la fourniture d'électricité est donc exposé à 55 % au prix du marché de gros. Or, celui-ci a explosé à partir de septembre 2021, à la suite de l'explosion des prix du gaz (il faut 2 MWh voire 3 MWh de gaz pour produire 1 MWh d'électricité) intervenant comme source marginale, ainsi qu'à cause du déséquilibre offre/demande faisant suite à la chute de la production nucléaire en 2022 :

[1] https://www.legifrance.gouv.fr/codes/id/LEGISCTA000023986688

[2] CRE_Rapport_couts_nucleaire_2023.pdf (ecologie.gouv.fr)



Compte-tenu du lissage sur 24 mois et de la prise en compte à hauteur de 45 % du prix de l'ARENH, les coûts de fourniture calculés par la CRE et intégrés dans le TRVE ont été les suivants :

- Année 2021 : 49,4 €/MWh
- Année 2022 : 112 €/MWh (plafond ARENH porté à 120 TWh)
- Année 2023 : 238 €/MWh
- Année 2024 : 125,2 €/MWh

Acheminement

Traduits dans le Tarif d'Utilisation des Réseaux d'Electricité (TURPE), les coûts de transport (RTE) et de distribution (essentiellement ENEDIS) d'électricité sont, comme pour le gaz des activités régulées. Le montant du TURPE augmente en fonction de l'inflation, du coût d'achat des pertes réseau et du financement des investissements de raccordement des parcs éoliens et solaires. Ce montant intégré dans le TRVE s'est accru de 13% en 2024, passant de 54,3 €/MWh en 2021 à 61,2 €/MWh.

Coûts commerciaux

Sa part dans la TRVE s'élève à 18 €/MWh en 2024, dont 5,7 €/MWh dédiés aux Certificats d'Economie d'Energie (CEE) et 4,1 €/MWh de marge commerciale.

Taxes

La CTA (Contribution Tarifaire d'Acheminement), contribuant au financement des retraites des anciens salariés des branches gaz et électricité (IEG), s'élève à 22 % de la part fixe du TURPE soit en moyenne 5 €/MWh.

L'accise sur l'électricité regroupe les taxes locales et l'ex TICFE (Taxe Intérieure sur la Consommation Finale d'Electricité). Elle couvre le financement des chèques énergie, le surcoût de production dans les îles (Corse et DOM TOM) ainsi que la subvention aux énergies renouvelables, principalement l'éolien et le solaire dans le cadre des contrats d'obligation d'achat par EDF et des contrats pour différence (prix minimum garanti).

La TVA est de 5,5 % sur la part fixe et la CTA et de 20 % sur la part variable et l'accise sur l'électricité

Depuis août 2021, le TRVE TTC a augmenté de 45% (voir tableau ci-dessous). Analysons les évolutions et leurs conséquences financières pour les acteurs année après année. Rappelons que la CRE publie régulièrement un tarif de fourniture lissé sur les deux années précédentes

Poste	€/MWh				
	01/08/2021	01/02/2022	01/02/2023	01/08/2023	01/02/2024
Fourniture	49,4	85,7	94	110,6	125,2
TURPE	54,3	54,3	57,1	61,2	61,2
Coûts commerciaux	24,9	19,9	42,5	41,3	27,1
TRVE HT	128,6	159,9	193,6	213,1	213,5
Taxes	65,9	43,6	41	45	69
TRVE TTC	194,5	203,5	234,6	258,1	282,5
Augmentation			45%		

L'évolution du tarif régulé de vente d'électricité (TRVE) depuis 2021

Il est dommage d'avoir supprimé le coût de fourniture calculé par la CRE dans le tableau, la différence avec le coût de fourniture intégré dans le tarif représentant le coût du bouclier tarifaire

2021

Calculé en début d'année, le TRVE reflète le marché stable des années précédentes avec un coût de fourniture de l'ordre de 50 €/MWh. Le MWh est alors vendu au particulier à 194,5 € TTC. Il intègre une TICFE de 22,5 €/MWh.

Dès l'été 2021, l'envolée des prix du gaz se répercutent immédiatement sur les prix spot en France et en Europe avec un MWh atteignant 300 € en fin d'année. En décembre 2021, EDF découvre par ailleurs sur ses réacteurs nucléaires un défaut générique qui va faire chuter drastiquement la production dès début 2022.

2022

Début 2022, alors que le TRVE aurait dû augmenter de 50 %, le gouvernement met en place un bouclier tarifaire limitant l'augmentation à 5 % TTC. Pour ce faire, il prend trois mesures :

- ✓ Ramener la TICFE de 22,5 à 1 €/MWh
- ✓ Déplafonner l'ARENH de 100 TWh à 120 TWh
- ✓ Compenser aux fournisseurs d'énergie la différence entre le coût de l'énergie calculé par la CRE et celui résultant du tarif fixé par décret

En raison du lissage sur les deux années précédentes et du déplafonnement par l'ARENH (différentiel de seulement 26 €/MWh entre le coût calculé par la CRE et le tarif régulé) le coût pour l'Etat est de l'ordre de 8 Milliards d'euros. Toutefois, en raison de l'augmentation des prix de marché spot au-delà de 250 €/MWh durant l'ensemble de l'année 2022, l'application des contrats par différence à l'éolien et au solaire permet à l'Etat de quasi compenser la réduction drastique de la TICFE. A ce stade, les conséquences financières pour l'Etat sont donc très limitées.

En revanche, les purs traders présents sur le marché de masse se sourcant sur le marché au-delà de 300 €/MWh, pour une rémunération de 112 €/MWh après compensation de l'Etat ont le couteau sous la gorge. Plusieurs d'entre eux (i.e. Leclerc) arrêtent leur activité ou se s'employent à décourager leurs clients en remontant brusquement leurs prix de vente pour les renvoyer vers EDF. Seuls les fournisseurs possédant leur propre parc de production (comme ENGIE) peuvent faire face tout en y *« laissant des plumes »*.

Pour EDF, dont un quart des réacteurs nucléaires sont arrêtés pour maintenance, c'est une catastrophe financière[3]. Sur le marché français les pertes de l'électricien atteignent 30 Md€ résultant (1) de la perte de production nucléaire (82 TWh), (2) hydraulique (9 TWh) et (3) du déplafonnement non anticipé de l'ARENH (20 TWh). L'électricien historique est obligé de racheter à prix d'or de l'électricité sur le marché (ou de renoncer à y vendre) pour un volume total d'environ 110 TWh avec une perte de marge moyenne de 270 €/MWh.

Enfin, pour les entreprises et les collectivités locales non éligibles au TRVE, la forte exposition au prix de marché aboutit à la multiplication par 3 ou 4 de leurs factures d'électricité, compensée très partiellement par le dispositif amortisseur mis en place par les pouvoirs publics. S'en suit de nombreuses faillites et dépôts de bilan.

2023

Dès le début de l'année, les prix de l'électricité de gros reviennent dans une fourchette de 150 à 200 €/MWh, en raison d'un meilleur niveau de production nucléaire et hydraulique, d'un relâchement des prix du gaz et d'une consommation atone résultant notamment d'un hiver clément. En revanche, en raison du lissage sur 2 ans (2021 & 2022), le coût de fourniture calculé par la CRE progresse à contre-temps de 112 €/MWh à 238 €/MWh valeur totalement

[3] https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2023-03/resultats-annuels-2022-presentation-2023-03-10.pdf

décorrélée à la fois du coût de production du parc national (de l'ordre de 70 à 80 €/MWh), et du prix de marché.

C'est cette fois pour l'Etat que la situation devient intenable financièrement. Afin de limiter les conséquences budgétaires, cette situation contraint les pouvoirs publics à augmenter de 15 % le TRVE TTC au 1er février puis de 10 % au 1er août.

Malgré ces augmentations de la composante fourniture de 85,7 €/MWh à 94 €/MWh puis à 110,6 €/MWh, le coût du bouclier tarifaire atteint 30 Milliards d'euros et contribue largement au déficit budgétaire de l'année 2023 (-5,5%) largement supérieur aux prévisions.

En revanche pour les fournisseurs s'approvisionnant sur le marché de gros, c'est le *« jackpot »*. Suivant le coût de leur propre parc de production et du prix du marché, leur marge commerciale est plus que confortable, avec un revenu de 238 €/MWh.

C'est tout particulièrement le cas pour EDF, qui connaît un redressement spectaculaire de sa situation financière[4] : l'EBITDA[5] du groupe atteint 40 Md€ (plus du double de celui jamais atteint) contre un déficit de - 5 Md€ en 2022.

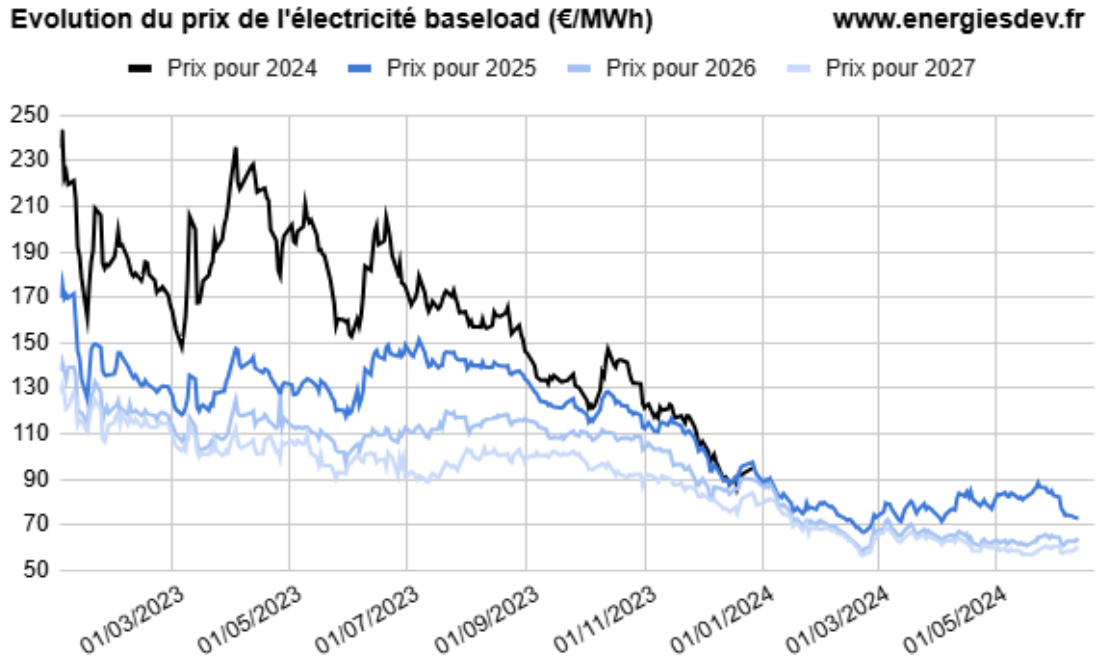
2024

Les prix de marché continuent de décroitre pour revenir en-dessous de 100 €/MWh (voir graphique ci-après) soit une référence de 193 €/MWh de lissage sur les deux années glissantes. Le prix pondéré de la composante énergie calculée par la CRE en janvier revient à 0,45*42+0,55*193 = 125,2 €/MWh, **ce qui permet au gouvernement de supprimer le bouclier tarifaire**, avec un tarif HT maintenu à 213 €/MWh.

Par contre, le gouvernement rétablit la taxe assise électricité (ex TITCE) à hauteur de 21 €/MWh), ce qui conduit pour les consommateurs à une hausse supplémentaire de 10 % du tarif TTC, **la hausse globale atteignant 45 % depuis début 2021**

[4] https://www.edf.fr/sites/groupe/files/2024-04/resultats-annuels-edf-2023-presentation-2024-04-02.pdf

[5] Bénéfice avant intérêts, impôts, dépréciation et amortissement



Discussion

Compte tenu du lissage sur deux années glissantes, le calcul 2024 du TRVE par la CRE est très largement inflationniste. **Les fournisseurs s'approvisionnant sur un marché de gros en moyenne à 120 €/MW sont aujourd'hui capables d'offrir à leurs clients des contrats à un niveau se situant 15 à 20 % en-dessous du tarif régulé**[6], sur la base d'un coût de fourniture de l'ordre de 0,45*42+0,55*120 = 85 €/MWh. Ainsi EDF propose des offres à prix fixe sur 2 ans 20 % en-dessous du TRVE [7], tout en prévoyant dans sa présentation des comptes annuels 2023 un EBITDA groupe en diminution modérée par rapport au sommet de 2023 (environ 30 Md€ au lieu de 40 Md€)

Il y existe donc dès à présent une marge importante pour diminuer de 15 à 20 % le prix de l'électricité pour le consommateur en 2024 et 2025 et ce sans grever les comptes publics avec une baisse de la TVA à 5,5 %.

Le gouvernement a annoncé cette baisse à l'occasion du prochain calcul du TRVE par la CRE en février 2025, il serait possible de demander à la CRE de recalculer à titre exceptionnel le tarif TRVE pour août prochain en rapprochant la composante fourniture du coût moyen de production du parc français qui est de l'ordre de 70 à 80 €/MWh.

Le Tarif Régulé de Vente de l'Electricité constitue une fausse protection du consommateur et provoque des effets d'aubaine tout en grevant les finances publiques

La cour des Comptes a publié en mars dernier un rapport analysant les mesures exceptionnelles prises face à l'augmentation des prix de l'énergie. Les conclusions de la CDC corroborent notre analyse[8] :

[6] https://www.lelynx.fr/energie/comparateur-electricite/prix-electricite/prix-kwh-electricite/
[7] https://particulier.edf.fr/fr/accueil/electricite-gaz/offres-electricite/offres-marche/electricite-weekend/zen-fixe.html
[8] https://www.ccomptes.fr/sites/default/files/2024-03/20240315_Mesures-exceptionnelles-lutte-contre-hausse-prix-energie.pdf

- ✓ La double régulation amont (ARENH - prix de vente à perte insupportable pour EDF et pourcentage répercuté dans la facture des clients très insuffisant) et aval (TRVE calculée avec un prix marché calculé sur deux années glissantes) conduit à des prix de détail ne reflétant en rien les coûts de production nationaux

- ✓ Une concurrence factice imposée permettant à des purs traders, n'ayant ni investi ni conclu de contrats d'achat long terme avec un producteur d'être compétitifs sur le marché par rapport au TRVE.

Sur la période 2022-2023 **la facture globalement acquittée par les clients et les contribuables excède de 37 milliards d'euros les coûts de production nationaux** soit +45 % par rapport à ces coûts de production.

Après un répit en 2025, la situation risque de devenir encore plus critique à partir de 2026 : la fin du dispositif ARENH fin 2025, la CRE a proposé de faire que le coût de la fourniture du TRVE repose à 100% sur le prix de marché (contre 55% aujourd'hui). En cas par exemple de nouvelle crise du gaz, le consommateur encaisserait de plein fouet l'augmentation.

Comment réformer structurellement l'organisation du marché français de l'électricité sans sortir de l'UE ? [9,10]

Cette organisation repose sur deux piliers.

1. Sanctuariser la production nationale d'électricité nucléaire au bénéfice des ménages et des entreprises françaises en *« sortant »* (cela demandera une dérogation de l'UE !) une partie significative de la production nucléaire du marché et en lui associant un prix régulé. Ce dernier intégrera les coûts opérationnels mais aussi les investissements requis pour financer le futur du nucléaire français (grand carénage et construction des futurs EPR). 65 % de la part fourniture de la facture serait alors basée sur ce prix régulé qui augmenterait dans le temps de 60 €/MWh au départ à 70-80 €/MWh sur le long terme en fonction des investissements, hors inflation. Ce coût du MWh nucléaire dépendant en grande partie des investissements pourra être optimisé en réduisant au maximum les risques marchés et les risques projet (dérives de coût et délais, aléas de fonctionnement comme la corrosion sous contrainte). Ce schéma est similaire à celui que les Anglais et EDF mettent en place pour les 2 EPR de Sizewell. Considérant la production nucléaire centralisée comme un bien public essentiel cette stratégie nécessite d'isoler cette activité dans une filiale de production nucléaire régulée d'EDF au même titre qu'ENEDIS pour les réseaux de distribution. Le prix régulé serait établi annuellement par la CRE et justifié auprès l'UE ceci afin de dissiper tout risque de subvention d'Etat aux entreprises françaises. Les quantités d'électricité nucléaire

[9] https://www.contrepoints.org/2023/10/27/465879-le-compromis-de-la-reforme-des-marches-europeens-de-lelectricite-est-il-une-victoire-a-la-pyrrhus

[10] https://www.contrepoints.org/2023/11/23/467434-comment-organiser-le-marche-francais-de-lelectricite-au-benefice-des-consommateurs-dans-le-cadre-de-lunion-europeenne

excédentaires seraient commercialisées par cette filiale sur le marché de gros européen.

2. Supprimer le tarif réglementé[11] en organisant la concurrence sur le marché aval entre les fournisseurs (EDF inclus). Ces derniers disposeraient tous d'un sourcing nucléaire au prix régulé correspondant à 65 % des volumes vendus à leur base de clients (sous supervision de la CRE) et d'un complément issu de leur propre parc de production, de contrats d'achat moyen long terme conclus avec des producteurs (PPAs), et d'achats sur le marché. Un fournisseur ne pourrait accéder au marché et au sourcing nucléaire qu'en prouvant qu'il dispose de cet approvisionnement hors nucléaire. Il aurait également obligation d'acheter les quantités d'électricité nucléaire souscrites avec la filiale nucléaire d'EDF (contrat de type « take or pay ») et l'interdiction de revendre cette électricité nucléaire sur le marché.

[11] Ce qui est un atout dans les négociations avec la commission UE, car l'existence du TRVE relève d'une dérogation temporaire aux règles de marché