



Lettre d'information N°140 – Novembre 2025

Fin de l'ARENH, quelles conséquences ?

Le paysage français de l'énergie traverse un tournant majeur car à compter du 1er janvier 2026, le dispositif ARENH acronyme de l'« *Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique* » prendra fin.

Ce mécanisme, mis en œuvre depuis 2011, permettait aux fournisseurs alternatifs d'acheter une part de la production nucléaire d'EDF à un tarif fixé (42 €/MWh) pour alimenter leurs offres. Son arrêt et le passage à une nouvelle régulation (notamment via le VNU – « *Versement nucléaire universel* ») bousculent les repères tarifaires.

Dans ce contexte, la question des prix de l'électricité et du gaz naturel - pour les particuliers comme pour les professionnels - devient cruciale. Quels seront les impacts de cette réforme ? Quelle tendance peut-on escompter pour les années à venir ? Pour bien juger cette mutation, il est utile de revenir sur les dix dernières années, d'identifier les grands moteurs de l'évolution tarifaire, puis d'observer ce que change la fin de l'ARENH et comment cela peut influencer les trajectoires à venir.

1. Retour sur les 10 dernières années du marché de l'énergie

1.1 Le cadre ARENH et son rôle

Le dispositif ARENH a été institué pour garantir l'ouverture à la concurrence du marché français de l'électricité. Il permettait aux fournisseurs alternatifs d'acheter de l'électricité nucléaire d'EDF jusqu'à un volume réglementé (100 TWh/an, soit ~27% de la production nucléaire) à un tarif fixé à 42 €/MWh depuis janvier 2012. Cela avait pour objectif de limiter l'avantage structurel d'EDF en tant qu'opérateur historique et de donner à ses concurrents l'accès à une part de sa production à coût régulé.

Ce dispositif a permis une certaine maîtrise des coûts de fourniture pour les fournisseurs alternatifs, et in fine indirectement un effet modérateur sur certains tarifs de détail, bien que plusieurs autres facteurs aient aussi joué.

1.2 Facteurs de hausse des prix ces dernières années

Plusieurs éléments structurels ont contribué à faire monter les prix de l'électricité (et du gaz) en France et en Europe :

- L'évolution des coûts liés aux quotas carbone, qui a tiré les prix de gros de l'électricité vers le haut.
- Le rôle du gaz naturel comme prix marginal de l'électricité. Même en France, où le nucléaire domine, lorsque le nucléaire ou l'hydraulique sont moins disponibles, l'électricité devient plus dépendante du gaz et des marchés internationaux.



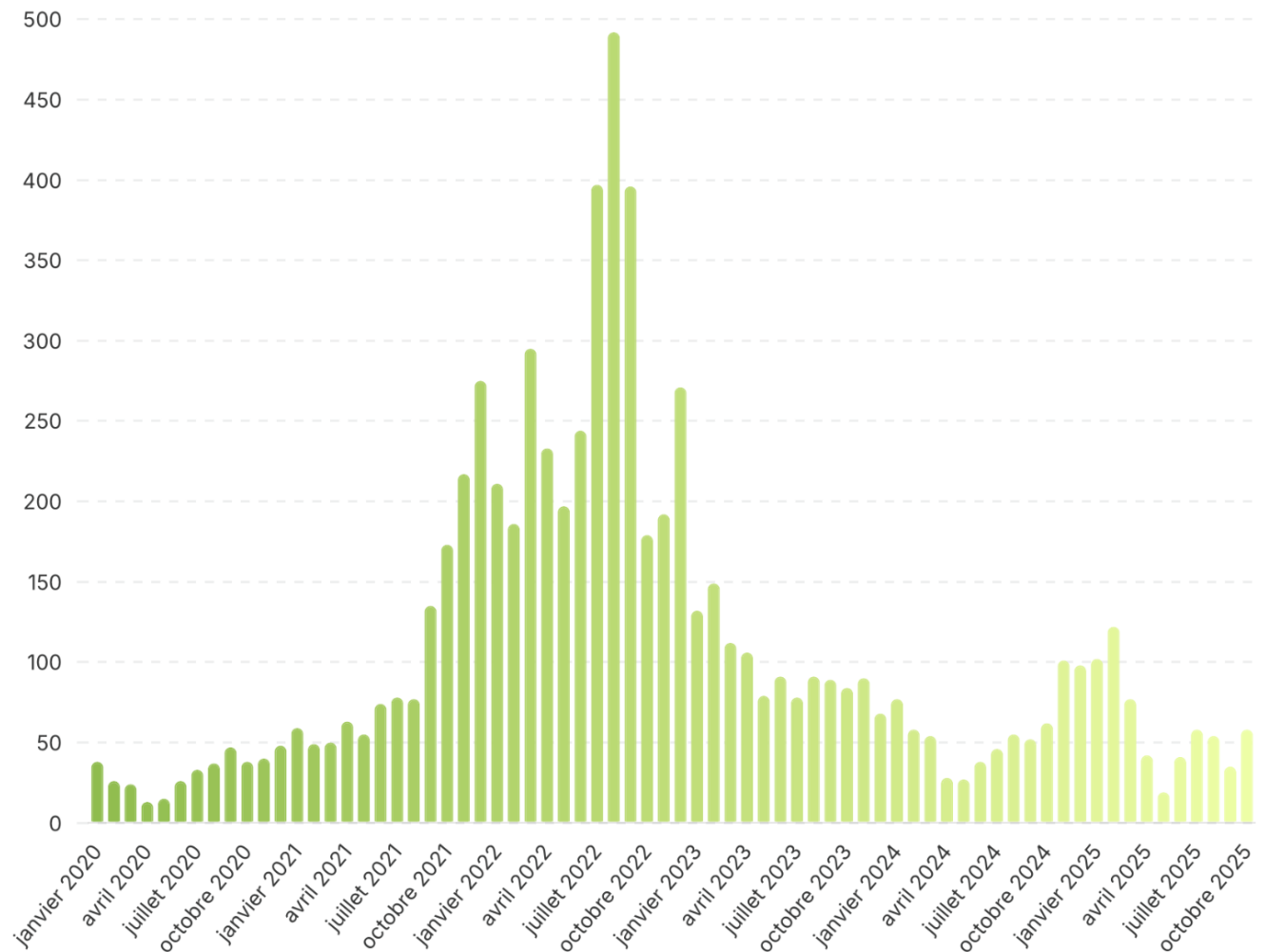
- La crise énergétique, notamment à partir de 2021, liée aux tensions d'approvisionnement en gaz, au contexte géopolitique (notamment la guerre en Ukraine à partir de la mi-2022) et à la forte incertitude sur les stocks européens. Le rapport de la Commission de régulation de l'énergie (CRE) rappelle que les marchés de gros ont connu des hausses « sans précédent ».
- L'augmentation des coûts de réseau, d'acheminement, des obligations de développement des renouvelables, des dispositifs de soutien (ex. certificats d'économies d'énergie) et des investissements de modernisation.

En conséquence, malgré le cadre réglementaire ARENH, les tarifs de gros ont fortement progressé dans la période récente.

Prix spot moyen mensuel en France

Source : EPEX Spot

€/MWh





Rappel : La facture d'électricité est constituée pour ~40% de fourniture d'énergie (y compris financement des certificats d'économies d'énergie, les « primes » CEE), pour ~30% du coût du réseau public (TURPE : Tarif d'Utilisation des Réseaux Publics d'Electricité) et pour ~30% des taxes et contributions (Accise, CTA, TVA).

1.3 Impact pour les consommateurs

Pour les particuliers : les hausses de prix de gros finissent par se transmettre, via les tarifs réglementés ou les offres de marché. Les ménages ont ainsi connu des augmentations de leurs factures, notamment lors des pics de prix.

Pour les professionnels : les entreprises (notamment les gros consommateurs) sont directement exposées aux prix de gros ou aux contrats de fourniture d'électricité indexés. L'envolée des prix de gros représente un enjeu de perte de compétitivité important.

En résumé, jusqu'à maintenant, le mécanisme ARENH a constitué un « *bouclier partiel* », mais les autres facteurs de marché ont pris le dessus. L'évolution récente invite à anticiper une période où la maîtrise des coûts devient plus critique.

2. La fin de l'ARENH et les effets attendus

2.1 Ce qui change

Le dispositif ARENH prendra donc fin le 31 décembre 2025. À compter du 1er janvier 2026, l'électricité nucléaire historique d'EDF ne sera plus vendue via la tarification ARENH à 42 €/MWh. À la place, un nouveau mécanisme entrera en vigueur : le **Versement Nucléaire Universel** (VNU) et, pour certains industriels électro-intensifs, des contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) seront mis en place.

Le mécanisme VNU prévoit que la vente de la production nucléaire d'EDF se fasse au prix du marché, mais qu'une partie des « *ventes excédentaires* » ou des « *revenus nucléaires historiques excédant un seuil* » soient redistribués aux consommateurs via un mécanisme de réduction de facture.

La CRE (Commission de régulation de l'énergie) vient d'annoncer son estimation du coût complet de production nucléaire d'EDF à 65,86 €/MWh pour 2026.

Les CAPN, quant à eux, destinés aux gros consommateurs, visent à offrir des contrats long terme (10 à 15 ans) d'accès à la production nucléaire, avec partage des risques, volumes réduits, et meilleure visibilité.

En clair : l'État et le régulateur sortent d'un mécanisme de tarif prescrit (42 €/MWh) vers un modèle plus « *market based* ». Cela accentue la dépendance aux prix de gros et à l'environnement international mais introduit aussi des garde-fous (redistribution, contrats long terme) pour limiter les effets les plus violents.

Ce nouveau mécanisme repose sur l'articulation entre deux outils :



- Une taxe, dès lors que les revenus issus de la vente de la production nucléaire dépassent deux seuils progressifs, égale au produit de la production d'électricité nucléaire historique sur une année civile par un tarif de taxation ou d'écrêtement :
 - Tarif de taxation à 50% : coûts complets de production du nucléaire + [5 à 25 €/MWh]
 - Tarif d'écrêtement à 90% : coûts complets de production du nucléaire + [35 à 55 €/MWh]
- Une redistribution des montants issus de cette taxe pour tous les consommateurs.

Le niveau de ces seuils sera déterminé par voie réglementaire de façon à permettre à EDF de répondre aux enjeux de financement de long terme de ses investissements futurs (rénovation du par cet nouveaux EPR) mais également de faire bénéficier les consommateurs français de la compétitivité du parc nucléaire français.

2.2 Impacts attendus sur les prix

Pour les particuliers :

- L'un des risques est que les tarifs soient plus exposés aux fluctuations du marché de gros. Comme le note l'association UFC-Que Choisir, « ... à compter du 1er janvier 2026, EDF pourra vendre toute sa production aux prix de gros. Ce nouveau système risque d'exposer davantage les ménages aux fluctuations des cours boursiers. »
- Toutefois, le mécanisme de redistribution du VNU pourrait atténuer l'effet de hausse pour le consommateur final. Le seuil de déclenchement et le montant restent à préciser.
- Il est donc probable que les hausses de prix continuent, mais que l'augmentation soit moins brutale que si aucun mécanisme de stabilisation n'était en place.

Pour les professionnels :

- Les entreprises vont voir leur exposition aux prix de gros augmenter. Les *contrats marché* deviendront la norme. Les prix fixes obtenus grâce à l'ARENH ayant disparu.
- Pour les gros consommateurs, les CAPN offrent une solution mais à un tarif probablement supérieur à l'ancien mécanisme. Certains articles prévoient un prix de référence dès 2026 de l'ordre de ~66 €/MWh pour le nucléaire historique.
- Ce changement impose une anticipation accrue et une gestion des risques énergétiques plus fine. Il pourrait y avoir un renchérissement structurel des coûts d'électricité pour certains profils professionnels, notamment ceux à forte consommation (ex : production d'aluminium, datacenters, etc).

2.3 Quels scénarii sont à envisager ?

Deux grands scénarii émergent :

- **Scénario modéré** : les prix de gros augmentent modérément, les mécanismes de redistribution atténuent l'impact pour les consommateurs. Le tarif moyen résidentiel grimpe, mais la politique publique et les offres commerciales permettent de contenir la hausse.



- **Scénario plus défavorable** : les prix de gros s'emballent en raison d'une tension sur les combustibles (gaz, CO₂), ou d'une disponibilité nucléaire plus faible (problèmes sur le parc vieillissant, démarrages des EPR décalés), les mécanismes de redistribution ne suffisent pas à compenser, et les professionnels voient leur facture fortement augmenter.

Le passage à un modèle plus exposé crée un saut de risque. Comme le fait remarquer Optima Énergie : « *Le dispositif ARENH s'arrête ... mettant fin à 14 années de fonctionnement à 42 €/MWh.* »

3. Perspectives sur les prix de l'électricité et du gaz pour les années à venir

3.1 Électricité

Facteurs tirant les prix à la hausse

- Le coût complet du nucléaire (amortissement, maintenance, prolongation de cycle, investissements dans les EPR...) va augmenter. Selon une note de la CRE, le coût complet du MWh nucléaire pour 2026-2030 pourrait être estimé entre 60 et 70 €/MWh.
- Le prix des autres combustibles (gaz naturel, charbon) ainsi que la dépendance aux prix des quotas de CO₂ continueront de jouer sur le « prix marginal » de l'électricité. Comme rappelé, même en France, le prix dépend du gaz.
- Le système de marché européen, les importations/exportations, et la disponibilité des centrales nucléaires ou hydrauliques créent des tensions.
- Pour les particuliers, l'évolution de la fiscalité, des taxes, des coûts de réseau continuera d'intervenir.

Facteurs modérateurs

- Le mécanisme VNU peut limiter les hausses brutales.
- Le développement des renouvelables et de l'efficacité énergétique pourrait réduire la part de production chère et modérer les hausses à venir.
- Les offres commerciales avec prix fixes, indexés, ou les dispositifs d'autoconsommation pourraient limiter l'impact pour certains usagers.

3.2 Gaz naturel

Moins directement impacté par la fin de l'ARENH, mais étroitement lié à l'électricité et aux marchés européens, le marché du gaz mérite d'être analysé :

- Ce marché a connu des chocs (notamment en 2022) avec +163 % pour les prix et +398 % pour certains indices.
- Les tensions d'approvisionnement, le coût des liquides, les stocks, ainsi que les politiques européennes de réduction de dépendance, influencent fortement le prix du gaz.
- À moyen terme, les professionnels comme les particuliers devront composer avec des prix du gaz qui restent à un niveau structurellement plus élevé que celui d'avant la crise, et susceptibles de fluctuations fortes.



- La forte interaction entre gaz et électricité (par exemple la production d'électricité au gaz) signifie que la hausse du prix du gaz pèse aussi sur l'électricité.

3.3 Implications pour particuliers et professionnels

Pour les particuliers : la hausse de la facture énergétique globale est probable, d'autant plus si l'électricité et le gaz poursuivent leur trajectoire haussière. L'effort d'efficacité énergétique, d'isolation, d'équipements performants et économes et d'énergies renouvelables devient d'autant plus prioritaire.

Pour les professionnels (B2B, Tertiaire, Promotion immobilière) : les coûts énergétiques sont un élément stratégique : les projets doivent anticiper non seulement le prix de l'énergie mais aussi la volatilité. Dans le tertiaire, les charges d'exploitation vont être sous pression. Dans la promotion immobilière, la performance énergétique des bâtiments devient un levier majeur pour anticiper la hausse des coûts d'occupation. Quant aux centres de données (datacenters), leur forte consommation électrique peut décider de leur implantation ou de leur départ.

En résumé, voici les leviers d'action prioritaires :

- **Optimisation de la performance énergétique** : isolation, amélioration thermique, systèmes de chauffage/climatisation performants, automatisation, intégration d'énergies renouvelables (ex. photovoltaïque + stockage) deviennent encore plus pertinents.
- **Contractualisation et couverture** : pour les professionnels, proposer des stratégies de couverture (contrats à long terme, indexation, tarifs fixes) pour limiter l'exposition.
- **Autoconsommation et diversification énergétique** : encourager les clients (particuliers et professionnels) à diversifier leur mix énergétique, réduire la dépendance aux fournisseurs et envisager l'autoproduction.
- **Sensibilisation à la volatilité** : bien expliquer que le cadre normatif change (fin de l'ARENH) et que les prix ne seront plus *mécaniquement modérés* par un tarif régulé pour toute la production nucléaire historique.
- **Accompagnement réglementaire** : suivre les nouvelles modalités du VNU, des CAPN, des mesures d'aide publique, de rénovation, etc.

Conclusion

La fin de l'ARENH à la fin de 2025 marque un véritable tournant pour la régulation de l'électricité en France. Le modèle d'accès à un tarif régulé pour une part de la production nucléaire laisse place à un modèle plus ouvert aux marchés, avec des garde-fous mais aussi plus d'exposition à la volatilité.

Pour les particuliers comme pour les professionnels, cela signifie que l'hypothèse d'une *électricité bon marché garantie* comme EDF et l'État nous l'ont vanté depuis un demi-siècle devient obsolète. La tendance à la hausse, la volatilité accrue, et la nécessité de s'adapter seront désormais la norme. Le gaz naturel, quant à lui, reste un facteur majeur de coût et de risque géopolitique, tant par la terre quand il est russe, que par la mer quand il est américain.



Dans ce contexte, la rénovation énergétique et la recherche de performance des biens immobiliers et des process industriels prennent toute leur importance : mieux anticiper, mieux investir, mieux configurer les contrats, mieux planifier la transition énergétique. Il s'agit non seulement d'un enjeu environnemental mais aussi économique.

Nous entrons dans une ère où l'énergie devient un actif à bien appréhender pour créer de la valeur... ou éviter d'en détruire.

Si cette note d'information succincte éveille des attentes ou des questions au sein de votre entreprise ou de votre organisation, DCR Consultants et ARHEN se tiennent à votre disposition pour accompagner votre réflexion vers ce que le marché attend et ce qui pourrait vous être profitable.



Cordiales salutations.

Guillaume FILIU
Directeur Général
guillaume.filiu@arhen.energy
Mobile : 07.63.08.92.25



Denis CHAMBRIER
Consultant Senior
denischambrier@dcr-consultants.com
Mobile : 06.7777.1883

Sources :

- UFC Que choisir Octobre 2025 - article d'Alexandre LOUKIL
- [Cour des Comptes Rapport sur l'organisation du marché de l'électricité 2022](#)
- [Alliance des énergies VNU et CAPN](#)
- [Optima énergie Fin de l'ARENH](#)
- [CRE Coûts complets du nucléaire](#)
- [KELWATT prix électricité spot & marché de gros](#)