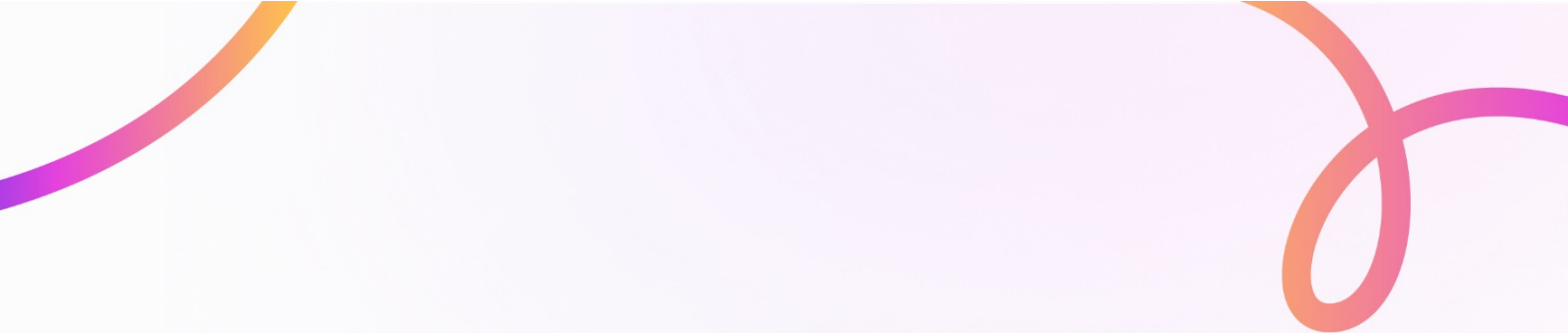




Le magazine de l'énergie

Les tendances de l'énergie

Édition novembre 2023

Le contexte énergétique du mois de novembre 2023

La France a débuté le mois de novembre sous l'emprise de la tempête Ciaran, causant d'importants dégâts sur le réseau électrique de la partie nord-ouest. Enedis, le gestionnaire de réseau, rapporte 1,2 million de foyers touchés. **La tempête a néanmoins stimulé la production éolienne et hydroélectrique.**

Concernant le nucléaire français, le gouvernement prévoyait initialement de dévoiler sa stratégie nucléaire à la fin de l'année 2023, mais la feuille de route sera vraisemblablement présentée début 2024. La ministre de la Transition Énergétique annonçait une conférence sur les prix de l'énergie, qui aura lieu le 27 novembre, dans le but de trouver un consensus politique au sujet des questions énergétiques.

Le gouvernement et EDF s'accordent sur une taxation des revenus de l'électricité nucléaire, protégeant ainsi le consommateur final tout en préservant la santé financière d'EDF. Les fournisseurs alternatifs sont encouragés à signer des contrats de long terme. Air Liquide et Siemens, dans le même temps, inauguraient une usine pour l'électrolyseur d'hydrogène vert, soulignant l'importance de cette technologie dans la décarbonation de l'économie française.

Les réservoirs hydrauliques sont à 80% de leur capacité maximale, et la production éolienne devrait dépasser la production des centrales à gaz. La production du parc nucléaire est en hausse de 39,5% en un an, atteignant 28,1 TWh le mois dernier. La demande reste quant à elle faible, avec une baisse significative de 8% sur la même période. Les discussions sur l'Accès Régulé à l'Électricité Nucléaire Historique (ARENH) suscitent des préoccupations parmi les acteurs du marché. Fournisseurs et industriels critiquent la nouvelle réglementation post-ARENH, jugée moins protectrice. EDF souhaite également optimiser les arrêts de ces centrales pour améliorer sa situation financière.

Renault lance une Twingo électrique à moins de 20 000 €, ce qui devrait à moyen/long terme stimuler la demande et augmenter les besoins en électricité au niveau national. L'énergie électrique continuera d'être au cœur du projet d'une économie française, et européenne, bas carbone.

Ensuite, le marché du gaz en Europe s'est plutôt stabilisé durant ce mois de novembre. Concernant le PEG, les CAL 24 et 25 ont connu des baisses de 4€/MWh en moyenne, contrairement aux CAL plus long-terme qui ont plutôt stagné. En effet, les réserves stratégiques à leur pleine capacité et une offre norvégienne abondante confortent cette tendance et compensent les baisses de prévisions liées à la température. De plus, la fin du conflit dans le secteur du GNL australien soulage également le marché. TotalEnergies renforce aussi ses partenariats avec Oman LNG.

A plus long terme, les experts restent optimistes. **La demande de gaz diminue de 10 à 20% durant les deux prochaines années, principalement dans l'industrie.** Les stocks européens sont toujours à pleine capacité en préparation de l'hiver, et l'offre mondiale de GNL reste abondante. L'UE devrait prolonger les mesures d'urgence prises sur le marché en pleine crise de l'énergie. Le GNL américain devrait connaître une expansion de 113% au cours des cinq prochaines années. La disponibilité reste importante, des méthaniers demeurant même bloqués en mer en raison de prix bas, et de capacités de stockage pleines. L'Europe, bien approvisionnée, se prépare donc à un hiver serein malgré les risques géopolitiques dans le monde.

En conclusion, la France navigue entre des défis météorologiques, des réformes des marchés de l'énergie en cours et à venir, et une diversification des sources d'approvisionnement, tout en s'ajustant aux dynamiques changeantes du marché gazier mondial. **La transition vers des énergies renouvelables et l'électrification croissante du secteur automobile semblent redessiner le paysage énergétique français.**

Tempêtes, réformes et nouveaux défis : retour sur un novembre énergétique mouvementé

La première semaine de novembre a été marquée par les conséquences de la tempête Ciaran en France, causant d'importants dommages au réseau électrique dans le nord-ouest et entraînant des coupures pour 1,2 million de clients. Le réacteur nucléaire de Flamanville 2 a dû être mis à l'arrêt après avoir été endommagé mais il a été recouplé au réseau 10 jours après. La production éolienne a quant à elle bénéficié des fortes rafales de vent puisqu'elle a dépassé les 25% dans le mix-électrique début novembre.

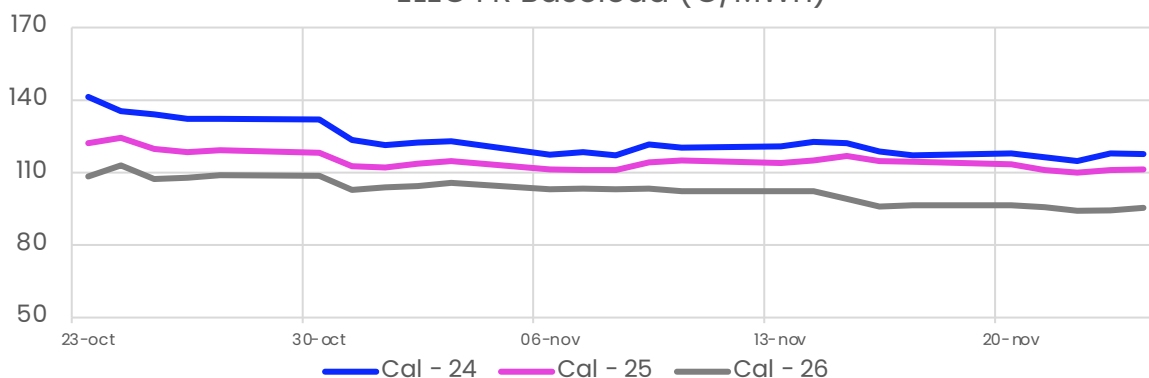
Les négociations entre le gouvernement et EDF quant au dispositif post-ARENH ont abouti. Un accord a été trouvé sur une taxation progressive lorsque les prix dépassent un certain plafond. L'objectif de ce nouveau mécanisme est de permettre à EDF de vendre l'électricité nucléaire à un prix de moyen de 70 €/MWh, contre 42 €/MWh actuellement. Ce nouveau prix cible correspond "au coût du nucléaire existant, à ceux des investissements futurs et à une marge de sécurité pour EDF". Ce nouveau système suscite un certain mécontentement des fournisseurs alternatifs et des industriels qui le considère comme "illisible". Cette réforme vise à protéger le consommateur final tout en préservant l'équilibre

financier d'EDF. En parallèle, les entreprises industrielles grandes consommatrices d'énergie ainsi que les fournisseurs alternatifs sont invités à négocier des contrats de long terme avec EDF afin d'avoir de la visibilité et de la stabilité.

Les risques liés à l'approvisionnement sont désormais jugés faibles, avec des réservoirs hydrauliques complétés à plus de 80% de la capacité maximale, une disponibilité accrue de la production du parc nucléaire, et une demande d'électricité en baisse de 8%. De plus, EDF cherche à optimiser les arrêts pour maintenance de ses centrales ainsi qu'à allonger les cycles de production pour améliorer la visibilité sur sa situation financière et viser une production de 400 TWh d'ici 2030.

Enfin, on note des signaux positifs dans les énergies renouvelables avec l'installation record de 2,2 GW de capacité solaire entre janvier et septembre 2023. Sur la même période, la France a mis en service 895 GW de nouvelles capacités de production éolienne terrestre. Le gouvernement vient également d'attribuer 931 MW d'éolien terrestre témoignant de l'accélération du rythme de déploiement des énergies renouvelables.

ELEC FR Baseload (€/MWh)



CONTRAT BASE 2024

117,55 €/MWh

- 14,69 €/MWh

CONTRAT BASE 2025

111,26 €/MWh

- 8,04 €/MWh

CONTRAT BASE 2026

95,48 €/MWh

- 10,1 €/MWh

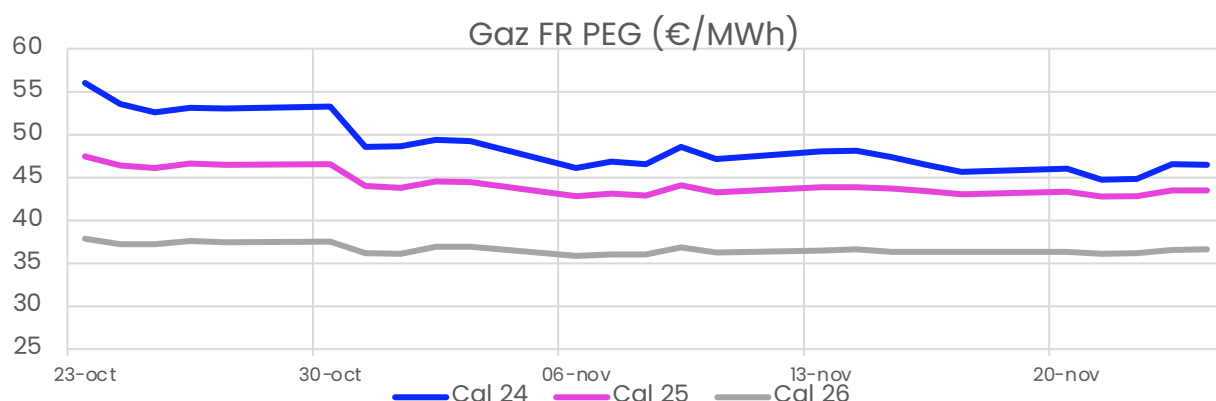
Équilibre précaire : tensions et stabilité sur le marché européen du gaz en novembre 2023

La stabilité règne sur le marché européen du gaz. Les réserves sont à leur pleine capacité et l'offre norvégienne atteint 100% de sa capacité d'exportation. Le géant TotalEnergies renforce aussi ses liens avec Oman LNG, contribuant à la sécurité d'approvisionnement de GNL à long terme. Malgré la baisse d'utilisation des terminaux méthaniers européens, de nouvelles installations sont opérationnelles, offrant une flexibilité accrue. Les États membres de l'UE investissent massivement dans l'importation de GNL pour compenser les pertes russes. Les tensions géopolitiques au Moyen-Orient restent préoccupantes.

La demande de gaz en Europe devrait diminuer de 10 à 20% au cours des deux prochaines années, notamment dans l'industrie chimique, le raffinage, ou encore la métallurgie. La demande est restée limitée le long du mois de novembre, principalement en raison de la production croissante des sources d'énergie d'origine renouvelables. L'UE devrait également prolonger les mesures d'urgence prises au plus fort de la crise, y compris le plafonnement des prix du gaz sur le marché de gros. Les réserves suffisantes en Europe atténuent ainsi les craintes liées à un hiver rigoureux, mais une hausse de la demande est probable pour l'été 2024.

L'expansion du secteur du GNL américain suscite des préoccupations en Europe, malgré les capacités accrues. Les États-Unis prévoient une augmentation de 113% de leurs capacités d'exportation de GNL. Le contexte actuel est rassurant, des méthaniers restant même bloqués en mer en raison de la baisse des prix, agissant ainsi comme des "stockages flottants". Bien que le marché soit stable, des risques subsistent. Des températures plus froides, des pannes d'installations et des vulnérabilités en Allemagne, sont d'autant de facteurs d'incertitude. De plus, le conflit entre le Hamas et Israël pourrait entraîner la fermeture du détroit d'Ormuz, artère stratégique pour le GNL provenant du Qatar. Cet incident serait susceptible de faire grimper les prix du gaz dès cet hiver. Enfin, les produits à moyen et long terme enregistrent une légère baisse globale sur la période.

En résumé, malgré la stabilité actuelle, les défis persistent sur le marché du gaz en raison de la baisse de la demande, des fluctuations géopolitiques et des incertitudes liées aux exportations mondiales.



CONTRAT BASE 2024

46,45 €/MWh

- 6,6 €/MWh

CONTRAT BASE 2025

43,50 €/MWh

- 3 €/MWh

CONTRAT BASE 2026

36,62 €/MWh

- 0,82 €/MWh

Volatilité persistante : entre géopolitique, tensions économiques et fluctuations des cours

Le conflit israélo-palestinien, bien que persistant, montre des signes de maîtrise autour de la bande de Gaza. Malgré l'intensification des attaques des deux côtés, la prime de risque liée à d'éventuelles perturbations de l'approvisionnement pétrolier semble diminuer progressivement. Les préoccupations économiques reprennent le dessus alors que le risque de propagation s'amenuise avec l'avancée du conflit.

La Réserve fédérale américaine (Fed) maintient ses taux directeurs et les stocks stratégiques américains de brut et de carburant raffiné connaissent une légère augmentation. Les réserves de brut atteignent ainsi 421,9 millions de barils, tandis que le dollar se renforce sur les autres devises, impactant la demande et contribuant à la baisse des cours. Les perspectives économiques mondiales, notamment l'équilibre entre l'offre et la demande, deviennent les principaux moteurs des fluctuations des cours du brut.

Malgré les coupes de production de l'OPEP+, les cours du pétrole connaissent une chute généralisée. Les préoccupations concernant la demande mondiale prennent le dessus, alimentées par des indicateurs économiques décevants en Chine, en Europe et aux États-Unis. Les exportations chinoises en baisse et la production industrielle allemande en recul accentuent les inquiétudes, faisant passer les cours temporairement sous la barre des 80 \$/baril à

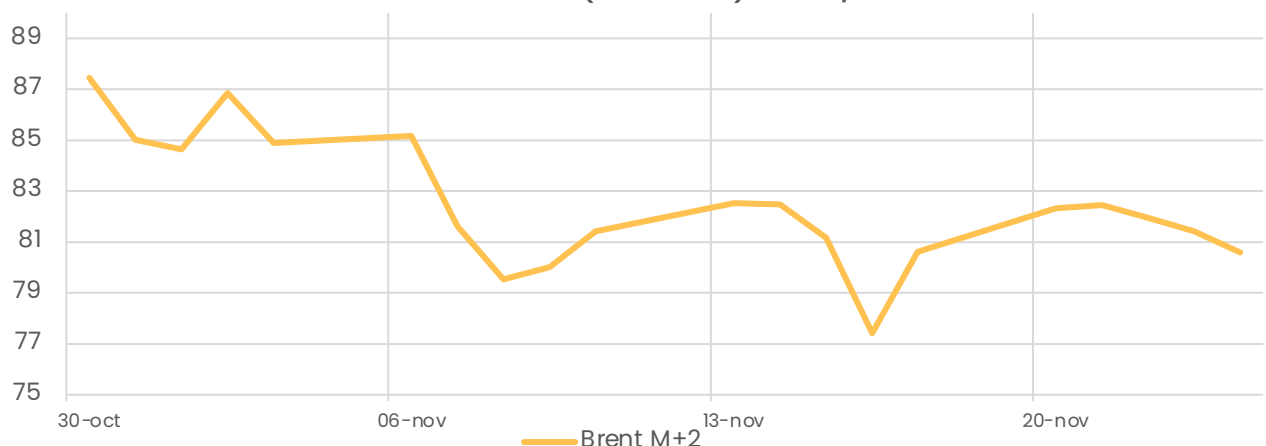
la mi-novembre. Aux États-Unis, la consommation de pétrole diminue, et les stocks stratégiques augmentent.

Les prix du pétrole brut rebondissent à la suite de la publication du rapport mensuel de l'OPEP+ visant à dissiper les "sentiments négatifs exagérés" sur la demande mondiale. Le document souligne la solidité des fondamentaux du marché pétrolier malgré les inquiétudes exagérées, notamment en ce qui concerne la croissance chinoise.

Les cours connaissent une nouvelle variation après la publication des chiffres sur la diminution du taux d'inflation américain, réduisant la probabilité d'une nouvelle hausse des taux de la Fed. Cependant, les préoccupations persistent en raison de l'augmentation des stocks américains de pétrole brut et des signaux économiques laissant craindre un recul de la demande mondiale.

En résumé, le mois de novembre sur les marchés pétroliers est caractérisé par une volatilité persistante des cours, des tensions géopolitiques, des données économiques mitigées et des facteurs externes influant les prix. Les acteurs du marché restent attentifs aux développements économiques mondiaux, aux décisions des grandes institutions financières, et aux évolutions géopolitiques susceptibles d'impacter l'équilibre entre offre et demande.

Pétrole Brent (mois+2) en \$/bbl



Brent M+2

80,58 \$/Bbl

- 9,9 \$/Bbl



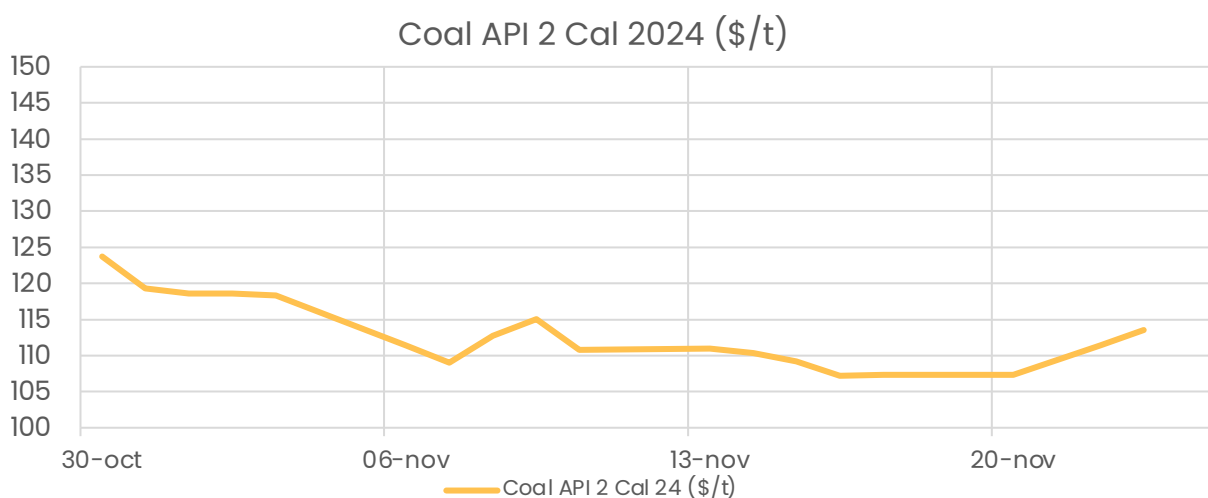
Tendances à la baisse et facteurs déterminants

La première semaine de novembre a été marquée par une nouvelle baisse des prix du charbon en Europe. Malgré l'approche de l'hiver, la tendance baissière des prix du charbon persiste, en parallèle des variations des prix du gaz. La demande de charbon thermique reste modérée en raison d'un approvisionnement continu en gaz (naturel et liquéfié) et de stocks stratégiques plus que confortables. L'Allemagne, bien que dépendante du charbon, maintient la stabilité des prix en intensifiant l'exploitation de mines à ciel ouvert de lignite pour garantir une production électrique constante face aux défis hivernaux. Les discussions en cours au niveau européen pour réformer le système électrique n'auront pas d'impact à court terme, maintenant ainsi la corrélation entre les prix du gaz, du charbon et de l'électricité.

La semaine suivante a confirmé la tendance à la baisse des prix du charbon en Europe, l'abondance d'offre et une demande électrique

relativement faible ont contribué à cette chute, résultant de la constitution de stocks de charbon en réponse à la crise en Ukraine. Avec la stabilisation du marché et l'afflux de gaz naturel, l'offre de charbon dépasse la demande, maintenant des prix abordables pour les acheteurs.

La substitution du charbon par le gaz naturel persiste donc en raison de prix attractifs et en dépit de la baisse du volume de quotas d'émissions disponibles sur le marché. Les températures relativement élevées en Allemagne n'ont pas stimulé la demande de charbon. Ces facteurs favorables aux acheteurs s'opposent aux prévisions de baisse des importations en Europe pour 2023. Au niveau mondial, la consommation de charbon thermique devrait augmenter en Asie, mais les productions indonésienne et australienne maintiennent des prix de marché de long terme à des niveaux acceptables pour les mois à venir.



API 2 CAL 2024 USD

113,56 \$/t

- 13 \$/t



ARENH 2026 : Le nouveau mécanisme de régulation des prix de l'électricité vient de sortir

ARENH 2026 – Après de longues négociations, EDF et l'État ont annoncé aujourd'hui la signature d'un accord concernant un nouveau mécanisme de régulation des prix de l'électricité. Ce nouvel accord va déterminer le coût de l'électricité pour les années à venir, en remplacement de l'ARENH, qui prendra fin en 2025.

Le [mécanisme actuel](#) d'accès régulé à l'électricité nucléaire historique (ARENH) prendra fin à la fin de 2025. Ce dispositif, instauré en 2011, oblige EDF à vendre une partie de l'électricité produite par ses centrales nucléaires à un tarif réglementé à d'autres fournisseurs, dans le but de promouvoir la concurrence sur le marché conformément aux règles européennes. Actuellement, le tarif de l'ARENH est fixé à 42 euros par mégawattheure, mais il ne s'applique qu'à un tiers de la production électrique d'EDF, le reste étant soumis aux fluctuations du marché. En revanche, le nouvel accord couvrira l'intégralité de la production.

Bruno Le Maire a souligné que protéger seulement une partie de la production est insuffisant et inefficace. Il s'est réjoui de la mise en place d'une protection permanente pour les consommateurs et les entreprises. Le nouveau tarif inclut un système de taxation par seuil visant à atténuer les éventuelles augmentations sur le marché.

« Nous devons prendre en compte l'ensemble des enjeux économiques et électriques de notre pays dans cette décision. C'est une décision exigeante pour EDF », a commenté Luc Rémont, le PDG d'EDF. Lors de son audition au Sénat la semaine dernière, il avait souligné la nécessité de mettre en place un système de tarification offrant « de la pérennité, de la stabilité et de la visibilité pour tous », notamment pour garantir la compétitivité de la France en matière d'électricité.

Le nouveau mécanisme de « plafonnement des prix » qui remplacera l'ARENH à partir du 1^{er} janvier 2026 est conçu pour garantir une certaine stabilité

des tarifs de l'électricité en cas de fluctuations importantes sur le marché de l'énergie. Concrètement, lorsque les prix de l'électricité d'EDF dépasseront de manière significative la moyenne de 70€ par mégawattheure (MWh), le mécanisme entrera en action.

Cette mesure a pour objectif de protéger les consommateurs en évitant que les hausses soudaines des prix de l'électricité n'affectent trop leur facture d'électricité. Les bénéfices supplémentaires réalisés par EDF au-delà du seuil de 70€/MWh seront ainsi redistribués aux consommateurs, quel que soit le fournisseur qu'ils ont choisi.

- Si le tarif moyen de vente de l'électricité dépasse légèrement les 78 à 80€/MWh, la moitié des revenus supplémentaires générés par EDF au-dessus de ce seuil sera reversée aux consommateurs. Cette mesure vise à amortir les hausses modérées des prix de l'électricité et à garantir un certain niveau de stabilité tarifaire.
- En cas de prix moyen dépassant les 100€/MWh, une part beaucoup plus importante, soit 90 % des revenus excédentaires, sera captée au profit des consommateurs. Cela signifie que lorsque les prix de l'électricité atteignent des niveaux élevés, la majeure partie des bénéfices d'EDF au-delà de ce seuil reviendra directement aux consommateurs, contribuant ainsi à limiter l'impact sur leurs coûts d'électricité.

En résumé, ce mécanisme de plafonnement des prix vise à protéger les consommateurs en garantissant une certaine prévisibilité et stabilité des tarifs de l'électricité, tout en incitant EDF à maintenir des prix raisonnables pour éviter de dépasser les seuils établis. C'est une mesure importante pour préserver l'équilibre entre la compétitivité de l'industrie, la stabilité des ménages et la rentabilité d'EDF.



**Besoin d'un
accompagnement ?**

**Contactez vite
nos experts !**