

# europ *Energies*

La lettre des acheteurs européens d'électricité et de gaz

## Sommaire

Analyses.....	p.2
Acheteur du mois : Planchot .....	p.7
Portrait : Naïma Idir, une « éternelle optimiste » .....	p.8
Parole d'expert : les fondamentaux des marchés du gaz aujourd'hui .....	p.9
Acteur du mois : Collectif Énergie .....	p.10
Mot du juriste : les nouveaux dispositifs de la loi Aper.....	p.11
Régions : GRTgaz en Bretagne et Pays de la Loire .....	p.12
Forum EUROP'ENERGIES : le programme .....	p.14
Géopolitique : le gaz en Méditerranée orientale ....	p.16
Flashes .....	p.17
Marchés .....	p.20

## Indicateurs spot

	27 fév.	31 mars	Var.
<b>Electricité*</b> (€/MWh)			
Allemagne	128,52	94,62	-33,90
Belgique	128,75	91,10	-37,65
France	122,66	76,80	-45,86
<b>Gaz*</b> (€/MWh)			
TRF	49,73	40,74	-8,99
TTF	50,32	41,52	-8,80
<b>Pétrole</b>			
Brent (\$/b)	74,04	74,77	+0,73
WTI	70,35	71,48	+1,13
<b>CO<sub>2</sub></b> €/t EUA	72,79	67,98	-4,81

\* Base, day-ahead, moyennes. b=baril. t=tonne.

## Edito

Le gouvernement français n'est pas prêt à sacrifier l'industrie française pour maintenir la rentabilité d'EDF et lui permettre de réussir son programme de renouvellement du nucléaire. Le successeur de Luc Rémont à la tête de l'énergéticien français (probablement l'actuel directeur général de Framatome, Bernard Fontana) devra donc atteindre le double objectif de trouver un compromis avec les grands industriels sur les contrats d'allocation de production nucléaire (CAPN) et de remettre rapidement à son actionnaire une feuille de route relative à l'agenda et au financement de la construction de six réacteurs nucléaires de type EPR2. Le gouvernement a été très clair : la réalisation par EDF des engagements pris lors de l'accord de novembre 2023 conclu entre l'État et le groupe est nécessaire. Éric Lombard, le ministre de l'Économie et des Finances, l'a affirmé le 26 mars au Sénat : « Il va falloir que les négociations se poursuivent entre EDF et les industriels et qu'il y ait sans doute des efforts des deux côtés. Il faut qu'ils poursuivent leurs échanges s'ils veulent conclure d'ici l'été ».

À date, dix lettres d'intention auraient été signées, aboutissant seulement à deux accords. Les électro-intensifs jugent trop élevé le prix demandé par EDF, « entre le coût de l'avance en tête, le niveau de prix de la production nucléaire et la prise de risque ». EDF et ces gros industriels ont donc à

peine trois à quatre mois pour aboutir à un compromis, entre l'assemblée générale du groupe qui devrait entériner le départ de Luc Rémont et l'arrivée de Bernard Fontana, a priori en avril, et le mois de juillet. Outre cette course contre la montre, il s'agira de décider si la vente de CAPN à l'occasion d'enchères se poursuivra éventuellement pour alimenter d'autres industriels et des fournisseurs alternatifs. Par ailleurs, à ce jour, nous n'avons enregistré aucune évolution quant à la mise en place de CAPN simplifiés, notamment à l'attention des clients électrosensibles.

## EDF et les électro-intensifs contraints de s'entendre

Enfin, des discussions autour du post-arenh pourraient-elles être rouvertes ? Le gouvernement n'emprunte pas ce chemin pour le moment. Nous aurons peut-être quelques réponses le 1<sup>er</sup> et le 2 juillet pour le Forum EUROP'ENERGIES...

En attendant, les autres sujets ne manquent pas avec, en France, l'entrée en vigueur d'un nouveau tarif d'utilisation des réseaux et la réforme en cours du mécanisme de capacité. Dans ce numéro, EUROP'ENERGIES braque les projecteurs sur les régions Bretagne et Pays de la Loire, où la notion de collectif est particulièrement forte. Enfin, une nouvelle rubrique s'attache, ce mois-ci, à dessiner le portrait d'une figure forte et attachante du secteur. Bonne lecture. ▼

Claire Aïcardi

europ *Energies* est une publication de **ENERSTRATEGIES**

Pierre Terzian (fondateur), Anne Lozachmeur (directrice de la publication), Claire Aïcardi (rédactrice en chef), Chantal Colomer, Patricia Marcoz, Grégory Heller.

Abonnements - France : € 1100 + 2,1 % TVA, soit € 1123,10 TTC ; Etranger : € 1100.

Adresse : 61, rue de Lyon - 75012 Paris - France - E-mail : europenergies@europenergies.eu - Tél : +33 (0)156085608

# Analyses

## Turpe 7 : un tarif sous le signe de la flexibilité

**Les nouveaux tarifs d'électricité prévoient un déplacement des heures creuses, une option tarifaire pour les batteries de stockage et des offres de raccordement intelligentes.**

Au 1<sup>er</sup> août 2025, une nouvelle période tarifaire de quatre ans s'ouvre pour les réseaux électriques. Elle devrait être marquée par une progressive électrification des usages et par la poursuite du développement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Le Turpe 7 — HTA-BT pour le réseau géré par Enedis et HTB pour celui de RTE — doit répondre à ces nouveaux enjeux, notamment via un recours plus important aux flexibilités pour réduire les délais d'accès au réseau électrique.

### Déplacement des heures creuses vers l'après-midi

Si la structure des tarifs pour la période 2025-2028 reste globalement la même que pour la période précédente, quelques nouveautés sont introduites. Tout d'abord, les heures creuses l'après-midi en été vont être progressivement généralisées, dès l'automne 2025 en basse tension, puis avant la fin 2027 pour les niveaux de tension supérieur. La généralisation commencera le 1<sup>er</sup> janvier 2027 en HTB. L'objectif est de déplacer la consommation en été vers le moment où la production solaire est la plus abondante, soit entre midi et 16h. 0,5 million de sites en BT plus de 36 kVA et en HTA devraient être concernés, estime la Cre. Sur les réseaux HTB de RTE, dans les régions Nouvelle-

Aquitaine et Occitanie — où le développement des ENR est particulièrement important —, les plages heures creuses seront placées de 2h à 4h du matin et de 10h à 16h de novembre à mars ; et de 10h à 18h entre avril et octobre.

### Un tarif optionnel et transitoire pour les batteries

La Cre a la volonté de mettre en œuvre un tarif pour les batteries de stockage d'énergie « stand alone » raccordées directement au réseau public afin de les inciter à soutenir localement le réseau. Ce tarif devrait être effectif en 2026. D'ici là, « nous allons, avec les gestionnaires de réseaux, définir les zones concernées », a expliqué Nicolas Deloge, directeur des réseaux de la Cre, lors d'un échange avec EUROP'ENERGIES. Ce tarif sera optionnel. En effet, « l'objectif étant d'inciter économiquement les batteries à injecter ou à soutirer de l'électricité au bon moment, le Turpe pourra donc être moins élevé si l'installation injecte ou soutire au bon moment », précise le directeur des réseaux. Ce tarif est également transitoire. « Nous allons le tester d'abord sur les zones de contrainte limitées et bien identifiées. Le but étant de l'étendre progressivement », indique Nicolas Deloge. En outre, « ce tarif pourra être adapté en fonction des retours d'expérience ».

### Délais de raccordement

Comme les tarifs précédents, le Turpe 7 prévoit une régulation incitative : le gestionnaire de réseau est récompensé financièrement s'il améliore sa performance dans certains domaines ciblés (qualité de l'électricité, réduction des coûts unitaires des investissements, traitement des réclamations, etc.) ou pénalisé dans le cas contraire. L'une des priorités fixées par la Cre pour la période 2025-2028 est la réduction des délais de raccordements au réseau de distribution notamment. Cela concerne toutes les catégories de clients (IRVE, installations de production, consommateurs). « L'objectif est de se rapprocher progressivement, sur les quatre ans, des délais qui étaient tenus avant l'envolée des demandes de ces dernières années », précise le directeur des réseaux de la Cre. Pour RTE, chaque raccordement est spécifique. Le régulateur attend du GRT qu'il tienne les délais de raccordement annoncés pour chaque projet.

Une autre priorité est le recours aux flexibilités, qui sont un outil supplémentaire, et désormais nécessaire, pour le dimensionnement et l'exploitation des réseaux, affirme la Cre. Ainsi, le GRT et le GRD sont incités à faire appel aux flexibilités plutôt qu'au renforcement des réseaux. Ils

### Niveau et évolution du Turpe 7

Les délibérations du 13 mars 2025 de la Cre portant décisions finales prévoient une hausse du Turpe 7 HTB de 9,6 % anticipée au 1<sup>er</sup> février 2025 et de +7,7 % du Turpe 7 HTA-BT à la même date. Le Turpe 7 HTB restera stable au 1<sup>er</sup> août 2025. En revanche, le Turpe 7 HTA-BT bénéficiera d'une baisse de 1,92 % au 1<sup>er</sup> août 2025 à la suite du transfert du Fonds d'amortissement des charges d'électrification (Facé) des charges du Turpe au budget de l'État. Les évolutions pour les années suivantes — donc au 1<sup>er</sup> août des années 2026, 2027 et 2028 — devraient être de l'inflation - 0,35 %.

doivent également proposer des offres de raccordement alternatives ou intelligentes (ORI) quand cela est possible. Ces offres permettent de réduire les coûts et les délais

de raccordement en contrepartie de limitations ciblées à l'injection ou en soutirage.

## GreenYellow élargit ses activités au stockage

**Efficacité énergétique, production ENR, IRVE et batteries stationnaires, le groupe français est en bonne position pour réaliser la décarbonation de ses clients du segment commerce et industrie.**

GreenYellow (GY), un producteur d'énergies renouvelables (ENR) et fournisseur de solutions d'efficacité énergétique, ajoute une nouvelle corde à son arc après l'IRVE. Lors d'une présentation de son bilan 2024 et des perspectives 2025, le 18 mars, son CEO et fondateur, Otmane Hajji, a ainsi affirmé : « Le stockage bess est un élément cœur dans l'élargissement de nos activités et de notre plateforme d'offres de décarbonation ». Il note en effet, dans les zones géographiques où il est présent, un intérêt croissant des industriels, des consommateurs finals pour le stockage, soit en « stand alone », soit associé à de la production solaire ou à des bornes de recharge pour les véhicules électriques (IRVE).

Lors d'un échange avec EUROP'ENERGIES, Nicolas Ulmann, directeur Nouvelles activités du groupe, précise que les régions les plus dynamiques sont l'Europe et l'Asie du Sud-Est ; en Amérique latine, « on observe un frémissement ». Si on se concentre sur l'Europe, la France et l'Espagne (GY n'est pas présent au Royaume-Uni) sont les marchés les plus avancés. « En France, on constate une acculturation grandissante des clients. Ce sujet semblait complexe il y a deux ans. Aujourd'hui, tous les clients finals se posent la question », estime-t-il. En Espagne, le fort taux d'écèlement de la production solaire rend le stockage attractif. En Italie et en Allemagne (un nouveau marché que GY souhaite pénétrer), les perspectives sont très bonnes. Enfin, « il existe une vraie pertinence en Hongrie, même si le marché est peu profond, et en Pologne ».

**Les opérations hybrides solaire+batteries ont le vent en poupe**

Preuve de cet engouement croissant, GreenYellow émet

environ cinq offres par semaine dans le monde. Il reçoit environ 30 % de demandes en plus pour lesquelles la viabilité est moins pertinente pour le groupe. L'intérêt provient en premier lieu des industriels. Le secteur de la logistique commence à s'y intéresser, notamment les entreprises disposant d'entrepôts frigorifiques. Enfin, du côté de la grande distribution, le sujet n'est pas encore clairement identifié. Une exception : Carrefour, que GreenYellow accompagne par ailleurs sur l'autoconsommation solaire, est en train de regarder de près la question. Nicolas Ulmann remarque que l'essentiel des projets porte sur des opérations hybrides solaire+batteries. « Selon nos prévisions, 70 % des projets devraient être de ce type. Sur les 30 % restants, une première moitié porterait sur des petites batteries associées à des IRVE et la seconde répondrait aux besoins de grands industriels pour de grandes capacités », estime-t-il.

À date, GreenYellow compte 38,5 MWh de batteries installées ou en développement. Il a notamment mis en service du stockage à Madagascar et en Mauritanie dans un contexte hors réseau. En 2024, il a développé environ 2 MWh en France métropolitaine en accompagnement de bornes IRVE sur une dizaine de sites d'AccorInvest. D'ici la fin de 2025, une batterie accompagnant une centrale solaire devrait être raccordée, toujours dans l'Hexagone. La taille moyenne des moyens de stockage des projets ciblés par GreenYellow devrait se situer dans les 2 à 6 MWh. Mais il signe également de très gros projets, à l'image d'un contrat établi avec Stellantis España, qui porte sur un projet de batteries de 25 MWh devant être installées sur le site de l'usine du constructeur automobile à Saragosse, en Espagne. À noter d'ailleurs une évolution du portefeuille de clients de GreenYellow : au-delà des PME et des ETI, ainsi que de ses clients habituels de la grande distribution et de la logistique, le groupe intervient de plus en plus pour répondre aux besoins de l'industrie.

**Des projets devenus viables**

Entre la baisse du coût des batteries depuis début 2024 (estimée à 30 %) et la perspective de la fin de l'arenh pour la France, les projets d'installation de batteries en

complément de l'autoconsommation solaire deviennent compétitifs. En renforçant le taux d'autoconsommation, elles apportent de la visibilité supplémentaire aux acheteurs d'énergie. En outre, ces installations peuvent concourir à des appels d'offres portant sur de la flexibilité locale organisés par Enedis, souligne Nicolas Ulmann. « Actuellement, la plupart des PPA qui sont signés comportent une option stockage », note ainsi Otmane Hajji. Dans ce cadre, les contrats stockage sont adossés

à ceux du solaire et portent donc sur vingt ans ou plus. « Nous prévoyons alors de remplacer la batterie à mi-parcours, un stockage ayant une durée de vie de quinze ans », a précisé le CEO de Green Yellow. En tout cas, le groupe compte bien devenir l'un des leaders de cette activité sur le segment commerce & industrie, avec une cible de plus de 300 MWh déployés d'ici à 2027. Il compte y consacrer 10 millions d'euros d'investissements en 2025.

## France : le nouveau modèle de marché de capacité

**En France, la course contre la montre a démarré pour établir le nouveau mécanisme de capacité d'ici la fin de 2025.**

Approuvé en 2017 par la Commission européenne (CE) au titre des aides d'État pour une durée de dix ans, le mécanisme de capacité actuellement en vigueur en France expire donc à la fin de 2026. Si l'utilité du dispositif pour maintenir la sécurité de l'approvisionnement en électricité du pays a été démontrée, selon le retour d'expérience publié en 2021 par RTE, sa complexité opérationnelle a été maintes fois critiquée. RTE travaille donc, depuis trois ans maintenant, à l'élaboration d'un nouveau mécanisme avec notamment comme mot d'ordre une simplification du système. Si cet objectif va dans le bon sens pour le Cleee et l'Uniden, les consommateurs finals d'électricité craignent que la réforme ne s'accompagne d'un renchérissement du prix de l'électricité.

Actuellement, le mécanisme de capacité français est décentralisé. Cela signifie que c'est aux fournisseurs d'estimer et de se couvrir en fonction de la pointe de consommation de leur portefeuille de clients en achetant des certificats de capacité, rappelle Olivier Houvenagel, directeur de l'économie du système électrique de RTE, lors d'un échange avec EUROP'ENERGIES. Le nouveau mécanisme sera, au contraire, centralisé. Ainsi, RTE sera chargé d'acheter, dans le cadre d'enchères, de la capacité auprès des producteurs, des agrégateurs d'effacement et des stockeurs. Le coût de la contractualisation de ces volumes de capacité sera ensuite répercuté sur les fournisseurs et les consommateurs s'approvisionnant

directement sur les marchés via une taxe collectée par RTE.

Ces grands principes ont été entérinés par la loi de Finances pour 2025. Il s'agit maintenant de trancher les dernières modalités du mécanisme, de publier l'ensemble des textes réglementaires et d'obtenir le feu vert de la CE. En outre, RTE devra lancer sans tarder la certification des moyens de production, d'effacement et de stockage en vue de procéder à une première enchère à la mi-2026 pour l'hiver 2026-2027. « C'est un réel défi », souligne Olivier Houvenagel, même si « les discussions avec la CE avancent, de même que la déclinaison réglementaire du dispositif ». En outre, il s'agit de « bien placer le curseur pour rémunérer la capacité disponible, maintenir une équité de traitement entre les technologies tout en maîtrisant les coûts pour les consommateurs finals », ajoute-t-il.

### **Un plafond de prix à préciser**

Le Cleee et l'Uniden soulignent plusieurs nouveautés positives, mais ils relèvent aussi des éléments d'attention. RTE se veut rassurant et rappelle que toutes les modalités ne sont pas encore fixées. Tout d'abord, la simplification du système est bien accueillie, même si l'Uniden estime qu'il aurait été possible de faire « encore plus simple ». Plusieurs points d'inquiétude se dégagent, le premier étant que le mécanisme soit « market wide », rémunérant ainsi toutes les technologies, même celles qui ne sont pas forcément pertinentes (ENR), et risquant d'en sur-rémunérer d'autres (nucléaire et hydraulique), estime le Cleee, qui « regrette fortement qu'une autre alternative plus ciblée n'ait pas été élaborée ». Ensuite, avec la fin de l'arenh (qui incluait le coût de la capacité dans le prix de 42 euros/MWh), les 100 TWh réservés historiquement au dispositif vont être valorisés sur le marché. Les consommateurs finals vont devoir acheter à la fois l'énergie et payer la capacité pour remplacer l'arenh, ce qui pourrait conduire à un surcoût.

Le nouveau mécanisme prévoit la mise en place d'un prix plafond pour les enchères. Une des questions qui se posent est de savoir si le même prix sera appliqué à toutes les technologies (au nucléaire comme au thermique, à la production comme aux effacements, aux capacités existantes comme aux nouvelles capacités) ? À ce stade, le niveau du plafond est « encore en cours de précision », indique Olivier Houvenagel. Et RTE « a exploré la possibilité de le différencier entre les moyens existants et les installations nouvelles ». La transition entre les deux mécanismes courant 2026 inquiète également les

acteurs, qui craignent de payer deux fois la capacité. « En prévention, le prix plafond de la capacité a déjà été réduit de 60 000 euros à 45 000 euros pour le premier trimestre 2026 », rappelle Olivier Houvenagel. « La Cre pourra par ailleurs vérifier qu'il n'y a pas un double comptage des coûts », ajoute-t-il. Et enfin, la loi de finances pour 2025 dispose que « le fournisseur pourra librement répercuter la taxe aux consommateurs ». Une formulation qui ne convient pas au Cleee. Celui-ci demande que les modalités de répercussion soient encadrées.

## Vitrolles inaugure l'autoconsommation collective dans un cadre concessif

**La ville des Bouches-du-Rhône a confié à SerenySun et à Wateos un projet ambitieux de solarisation de son patrimoine, ainsi que de celui des particuliers et des entreprises.**

Le 10 mars 2025, la Ville de Vitrolles a annoncé la signature d'un contrat de concession de trente ans avec le groupement d'entreprises SerenySun-Wateos portant sur la réalisation et le financement de quatre boucles locales d'autoconsommation collective (ACC) sur son territoire. Au total, les toits de 25 bâtiments de la collectivité vont être solarisés pour une capacité totale estimée à 6 MWh, ce qui en fait une opération d'envergure. La production de ces installations devrait couvrir environ 29 % des besoins de la commune en électricité. « Ces quatre boucles comprendront des zones d'activités et des zones commerciales, ce qui permettra de diversifier les profils de consommation », explique Alice Gaubert, directrice développement de SerenySun, une entreprise spécialisée dans le montage et le développement d'opérations d'ACC, lors d'un échange avec EUROP'ENERGIES. Les travaux devraient commencer dès cet été pour une mise en service progressive des boucles à la mi-2026. « Nous avons commencé à organiser des réunions d'information des Vitrollais pour présenter le modèle mis en œuvre », précise Alice Gaubert.

Outre son ambition en termes de couverture géographique et de production, le projet tire son

originalité du modèle juridique sélectionné, de l'ampleur des services proposés et de l'implication de l'équipe municipale réunie autour du maire, Loïc Gachon. Le choix de la concession permet notamment à la ville de consommer directement l'électricité produite sur ses bâtiments sans avoir à passer un marché de fourniture par ailleurs. Quant aux services prévus par le contrat, ils sont importants puisque la concession porte non seulement sur la mise en place, le suivi et le financement des boucles d'autoconsommation, mais aussi sur des offres de solarisation (installation et financement) des maisons résidentielles et des entreprises de la commune. Les Vitrollais et les acteurs privés de la ville peuvent ainsi rejoindre les boucles en tant que producteurs ou en tant que consommateurs. « Nous développons un nouveau service public à travers la mise en place d'une véritable communauté d'énergie à Vitrolles », indique ainsi Juan Arias, responsable du pôle transition énergétique de la mairie, à EUROP'ENERGIES. En outre, la ville a prévu de prendre une participation dans la société de projet Notre Énergie Vitrolles, qui vient d'être mise en place, ce qui lui permet de participer à sa gouvernance. Pour monter le cahier des charges et mener l'appel d'offres, Vitrolles était accompagné par LLC et Julhiet Sterwen, respectivement sur les aspects juridiques et sur les questions économiques.

### **Un outil adapté au déploiement des opérations d'ACC**

Un nombre limité de contrats offre la possibilité aux personnes publiques d'externaliser le financement de nouveaux équipements de services publics, explique Justine Bain-Thouvez, avocate associée de LLC, qui

revient, ci-après, sur l'intérêt du modèle concessif. Suivre les cases de la commande publique pour tiers, financer ces nouveaux actifs de production d'énergie photovoltaïque et répondre aux enjeux climatiques inscrit tout porteur de projet dans une dynamique contrainte et parfois risquée. La démarche de la Ville de Vitrolles est innovante, car elle ouvre la voie à un modèle de tiers financement encore très peu pratiqué par les collectivités locales dans le cadre de la conception et le déploiement d'opérations d'autoconsommation sur leurs territoires. Les doutes persistants sur le recours à ce type de montage, par définition soumis à la preuve d'un transfert du risque d'exploitation au concessionnaire, freinent depuis quelques années le déploiement de solutions de décentralisation de l'énergie dans les territoires. Le travail réalisé avec la Ville de Vitrolles a ainsi permis de sécuriser le modèle, de lever les doutes sur les conditions de recours au montage concessif et d'apporter un exemple de déploiement opérationnel de solutions de tiers financement de centrales de production d'énergies renouvelables.

Dans son principe, le contrat de concession présente l'avantage d'un contrat global permettant d'externaliser les prestations de conception, d'installation et d'exploitation-maintenance des unités de production d'énergie photovoltaïque en un seul tenant, avec un transfert de la maîtrise d'ouvrage publique et sur la base d'un financement privé des dépenses d'investissement incidentes. En contrepartie, le concessionnaire sera rémunéré par l'exploitation économique de la production d'énergie, supportant alors un risque d'exploitation inhérent aux contrats de concessions. En cas de facturation de l'énergie produite aux consommateurs finals, l'exploitant ne dispose effectivement d'aucune certitude sur sa capacité de commercialisation lorsque l'on considère la variabilité potentielle du nombre de consommateurs et l'incertitude pesant sur les prix de vente de l'énergie fixés au gré des fluctuations de marché et des revirements réglementaires. Le modèle concessif devrait permettre de répondre aux injonctions législatives et réglementaires de déployer massivement les énergies renouvelables sur une diversité de typologies d'actifs immobiliers.

### **Des recours variés à l'ACC impactent le profil des opérateurs**

Le terme « autoconsommation collective » désigne tous les projets qui ont recours à cette possibilité offerte par

la réglementation depuis 2018 et soutenue par l'action opérationnelle d'Enedis. Il s'agit, en quelque sorte, d'un abus de langage, car dans la pratique, il existe une très grande diversité de modalités économiques d'utilisation de l'autoconsommation collective, explique Quentin Derumaux, associé du cabinet Julhiet Sterwen.

Une première catégorie de projets emploie l'ACC comme une option de survaleur sur un dispositif de soutien existant. À titre d'exemple, on songe à une valorisation en substitution du S21 ou une vente légèrement plus chère que M0 dans le cas de sites en complément de rémunération. Une seconde catégorie s'appuie sur l'appel d'offres autoconsommation qui apporte une compensation à des autoproducteurs vendant leur énergie sans la sécurité d'un retour à l'obligation d'achat (OA). Cette compensation atténue le risque commercial mais ne l'élimine pas. C'est une différence fondamentale entre ces catégories de projets qui appellent des acteurs différents, aux métiers différents.

Par rapport au métier traditionnel d'un développeur ENR, l'ACC inclut de nouvelles activités :

- Commercialiser des contrats d'ACC ;
- Gérer la personne morale organisatrice (PMO) interface avec Enedis ;
- Facturer et recouvrer ;
- Assurer la relation client.

L'ACC « option de survaleur sur OA » voit plutôt se développer une offre de prestations de services impliquée dans l'exécution des contrats (pas ou peu dans leur commercialisation). À l'inverse, la valorisation sans retour possible à l'OA nécessite, elle, une capacité à traiter le risque commercial à d'autres niveaux :

- Dans la commercialisation ;
- Dans la relation client pour fidéliser la clientèle ;
- Et dans la relation du développeur avec ses financeurs.

La nature résolument territoriale de l'opération de Vitrolles appelle des acteurs capables de gérer ce risque et de le faire financer sur un mode qui est transformant pour l'activité du développeur. Bien évidemment, les opportunités de sécurisation par l'OA sont saisies. Mais le modèle concessif se prête bien à cette opération, en tant qu'il aligne les intérêts des parties prenantes, qu'il permet de travailler une répartition cohérente des risques de l'opération et qu'il donne un cadre clair et de long terme aux financeurs.

# Acheteur du mois

## Planchot profite d'un marché favorable pour se couvrir

**La visibilité budgétaire est primordiale pour la minoterie, dont les coûts d'électricité s'élèvent entre 1 et 2 millions d'euros par an.**

Située à Saint-Paul-en-Pareds, en Vendée, la minoterie Planchot opère l'un des vingt plus grands moulins de France, qui en compte environ 400. Chaque jour, 420 tonnes de blé y sont broyées pour fabriquer de la farine destinée à la consommation humaine. « Nos clients sont des industriels de l'agroalimentaire — pour faire de la brioche ou des biscuits —, des artisans boulangers et la grande distribution. Nous exportons également vers le Moyen-Orient », a expliqué Pierre Raymond, l'acheteur de l'entreprise, lors d'un échange avec EUROPE ÉNERGIES. Pour fabriquer 110 000 tonnes par an de farine, 135 000 tonnes de blé sont nécessaires. Mais aussi de l'énergie, notamment pour actionner les cylindres de broyage des grains. L'usine consomme 8,5 GWh/an d'électricité. « Dans le portefeuille d'achats que je gère, l'énergie est le troisième poste, après le blé (loin devant) et les transports. Les transports représentent plus de 2 millions d'euros/an et l'électricité entre 1 et 2 millions d'euros », précise Pierre Raymond.

Si l'électricité n'est pas le premier poste de coûts, elle demeure toutefois une dépense primordiale. C'est pour s'occuper prioritairement de cette question que Pierre Raymond a été embauché, en pleine crise des prix de l'énergie. Aujourd'hui, ce poste ne représente plus que 5 % de son temps, qui est consacré à l'ensemble du portefeuille d'achats de la minoterie (blé, transport, énergie, emballages, ingrédients, etc.). « En janvier 2022, j'ai passé beaucoup de temps sur l'énergie. Ma mission était de sécuriser le contrat. J'y passe moins de temps maintenant, mais l'achat d'énergie reste un enjeu et une activité intéressante », explique-t-il. Pierre Raymond avait déjà géré des achats d'énergie au sein d'une chambre de commerce. Après la crise et en prévision de la fin de l'arenh, une stratégie a été élaborée avec l'aide d'un consultant : Collectif Énergie. « L'entreprise Planchot travaille

depuis déjà plusieurs années avec cette société de conseil, qui nous a aussi aidés à optimiser nos puissances souscrites et qui nous accompagne pour prendre des positions sur le marché », explique l'acheteur. Il assure qu'il « est important d'être bien accompagné, de bénéficier ainsi d'un soutien et d'un avis complémentaire ».

Considérant qu'il est « essentiel d'être agile et d'aller chercher des opportunités, surtout dans le cadre du post-arenh », la minoterie Planchot achète dorénavant en « bloc+spot ». Fin 2024, l'entreprise a organisé un nouvel appel d'offres et signé deux contrats d'achat. Le marché étant favorable en ce moment, le meunier a déjà « bien avancé sur ses couvertures ». Pour choisir ses fournisseurs, il se base notamment sur les conditions de clics proposées, sur la possibilité de faire des simulations budgétaires et sur les avis de Collectif Énergie sur la qualité de la relation clientèle. « Notre volume de consommation nous ouvre le droit à environ deux clics par an. Plus nous pourrions prendre de positions, plus nos achats seront mieux sécurisés par rapport aux aléas du marché », estime Pierre Raymond. Collectif Énergie met un outil de suivi des prix des commodités à la disposition de l'acheteur, ainsi qu'un accès au récapitulatif des positions prises. Et il l'informe des tendances sur les marchés. L'outil permet aussi d'effectuer des projections budgétaires, ce qu'applique l'acheteur systématiquement après chaque fixation.

Pour la suite, l'entreprise Planchot regarde les possibilités offertes par la flexibilité et le solaire. « Nous nous lançons également dans une démarche RSE. Nous allons formaliser les actions déjà menées et effectuer un bilan CO<sub>2</sub>. Mais nous savons déjà que l'essentiel des émissions est émis en amont, lors de la production de blé », précise Pierre Raymond. Enfin, l'acheteur et le directeur industriel de la minoterie ont commencé à se former pour optimiser la consommation d'énergie. « Nous suivons une formation de l'Ademe pour devenir 'référents énergie' », explique Pierre Raymond. Mené dans un dialogue constant avec la direction, l'achat d'énergie reste donc une activité prenante et qui pèse sur le budget de l'entreprise.

# Portrait

## Naima Idir, une « éternelle optimiste »

**L'ancienne présidente de l'Anode plaide pour l'émergence d'un véritable marché concurrentiel de l'énergie en France.**



Rien ne semble contrarier Naima Idir, cette ancienne directrice en charge des affaires réglementaires et du « business development » chez l'énergéticien italien Plénitude (ex-Eni) à Paris et présidente de l'Association nationale des opérateurs détaillants en énergie (Anode) jusqu'en novembre dernier. « Accueillir le changement, l'innovation, le multiculturel, sont sources d'enrichissement personnel », assure-t-elle pour exprimer ce besoin insatiable d'ouverture sur le

monde. Pour preuve, à 51 ans, elle a accepté de s'expatrier avec sa famille à Madrid pour relever un nouveau défi, celui de transformer en profondeur l'organisation de la filiale espagnole de Plénitude dans un marché en pleine croissance. Le regard franc et le sourire immense, voici une « éternelle optimiste » ! Cette belle assurance, elle l'a acquise très tôt, dès l'enfance, grâce à une éducation solide. « Mes parents m'ont apporté un cadre familial stable et ce goût des bonnes choses. Ils m'ont aussi transmis certains principes tels que la fiabilité dans ses engagements », raconte cette hédoniste, amoureuse des plaisirs de la vie comme la danse, la musique et les bons repas partagés entre amis. Une philosophie qu'elle exerce aussi dans sa carrière professionnelle. Parce que, dit-elle, « j'aime la relation aux autres et je privilégie toujours le partage des idées qui génère une plus grande créativité dans la discussion ».

### **Un « écosystème en perpétuelle révolution »**

Agronome de formation, Naima Idir n'a d'ailleurs pas hésité à changer radicalement d'orientation lorsqu'elle s'est aperçue au cours d'un stage dans un laboratoire spécialisé dans les biotechnologies que la recherche incitait peu au dialogue. De ces études scientifiques, elle a gardé la « flexibilité mentale » qui lui a permis de rebondir rapidement en intégrant

le cabinet de conseil Eurogroup Consulting à Paris. « C'est à cette époque que j'ai découvert le monde de l'énergie avec une première mission pour EDF sur la préparation de l'ouverture du marché de l'énergie à la concurrence », explique-t-elle. Sept ans plus tard, fin 2005, elle se passionne pour ce secteur qu'elle décrit comme un « écosystème en perpétuelle révolution » et décide de s'impliquer davantage en rejoignant la Commission de régulation de l'énergie (Cre) en tant que chargée de mission pour suivre l'évolution des tarifs de distribution du gaz. Même si elle n'avait pas le bon « pedigree », selon le terme consacré pour désigner la bonne école d'ingénieur qui justifie une ascension professionnelle plus rapide, elle a réussi sans aucun mal à imposer sa patte. Elle en partira neuf ans plus tard en 2014 avec le titre de directrice adjointe des réseaux pour entrer cette fois chez un fournisseur d'énergie, le groupe Plénitude. Forte de cette légitimité, elle a pris en 2019 la présidence de l'Anode, une fonction qu'elle a occupée durant trois mandats.

### **« Il n'est de barrières que celles que l'on se crée. »**

« À l'époque, nous étions seulement deux femmes à l'Anode à pouvoir prétendre à ce poste », se souvient-elle. Naima Idir en est convaincue : « Il n'est de barrières que celles que l'on se crée. Trop de femmes doutent encore de leurs capacités. Pour ma part, je n'ai jamais ressenti une différence de traitement avec un homme. Au final, lorsqu'on parle du fond en réunion, seule compte cette expertise du dossier dans le débat ». Aujourd'hui, elle continue de défendre ses idées en faveur d'un marché français de l'énergie plus ouvert. « La dimension politique a pris le pas sur l'approche industrielle », regrette-t-elle. « En ne donnant aucune visibilité ni stabilité aux entreprises, nos politiques et nos institutions doivent comprendre qu'ils détruisent énormément de valeur pour le pays, que ce soit en termes d'investissement, d'emplois ou d'innovations », martèle cette femme engagée qui plaide pour l'émergence d'un véritable marché concurrentiel de l'énergie (gaz et électricité) en France afin de permettre à tous les consommateurs de choisir librement leur fournisseur et l'offre la plus adaptée à leur besoin. Car, in fine, affirme-t-elle avec conviction : « C'est au consommateur de décider ! »

# Parole d'expert

## Quels sont les fondamentaux des marchés du gaz aujourd'hui ?

### **Le marché du gaz risque de demeurer tendu en 2025. Le mot d'Engie GEMS.**

À la suite de la crise énergétique de 2021-2022, le marché du gaz européen s'est détendu en 2023 jusqu'au premier trimestre de 2024, sous l'effet de deux hivers exceptionnellement doux, d'une demande industrielle et résidentielle réduite par les prix élevés, et des imports soutenus de gaz naturel liquéfié (GNL). Les prix du gaz aux Pays-Bas, la référence européenne, ont ainsi atteint un seuil de 23 €/MWh dans le courant de février 2024, bien en deçà des 234 €/MWh d'août 2022 ou des 41 €/MWh observés en moyenne en 2023.

Toutefois, le marché s'est à nouveau tendu durant 2024 dans un contexte de stagnation de la production GNL mondiale et de croissance de la demande hors Europe. La concurrence internationale par les prix s'est alors accentuée afin de permettre au Vieux Continent d'attirer davantage de méthaniers que l'Asie et de remplir ses stocks à l'orée de l'hiver 2024-2025 aux niveaux escomptés. L'Europe est ainsi parvenue à atteindre un niveau de remplissage de 94 % au 1<sup>er</sup> novembre, soit quatre points au-dessus de la cible de la Commission européenne et neuf points au-dessus de la moyenne historique pré-crise, pour laquelle la flexibilité des contrats d'approvisionnement en gaz russe permettait un moindre remplissage des stockages en début d'hiver.

### **Des besoins plus importants de réinjection dans les stockages**

Contrairement à la douceur des deux hivers précédents, les températures de cet hiver 2024-2025 ont été, à ce stade, en moyenne légèrement sous les normales de saison et les conditions de vent ont été moins favorables. Cela a contribué au rebond de la demande de gaz pour le chauffage et pour la production d'électricité, accélérant ainsi les soutirages des stockages souterrains. Les niveaux de stocks ont effacé leur excédent par rapport à la moyenne pré-crise. Si le risque pour la sécurité

d'approvisionnement est écarté, cette nouvelle donne est synonyme d'un besoin de réinjection dans les stockages cet été 40 à 50 % plus élevé que les deux étés précédents. Un surplus équivalent à la consommation annuelle cumulée de l'Autriche, de la Tchéquie et de la Slovaquie.

Cette situation est propice à la montée des prix, et cela d'autant plus au regard des cibles de remplissage introduites par la Commission en 2022 et de la récente proposition allemande de subvention du remplissage des stockages pour cet été, sur fonds publics ou socialisés. Ces facteurs jouent sur la volatilité des marchés et sur la tension sur les prix, et ils pèsent sur la libre formation d'un prix reflétant rationnellement l'équilibre offre-demande. C'est ainsi que le marché a frôlé les 60 €/MWh début février : un quasi-triplement en un an.

### **La détente sera pour 2026, voire 2027**

Si les principaux pays membres semblent depuis vouloir limiter les mesures interventionnistes — une approche accueillie par une baisse des prix de 7 % le 13 février —, le marché du gaz va continuer de faire face à de très importantes incertitudes courant 2025. La perspective de négociations entre l'administration Trump et la Russie sur l'Ukraine rebat en effet certaines cartes, au sein desquelles un volet gazier pourrait s'insérer. Un certain nombre d'incertitudes existent quant aux mesures que pourraient prendre les États-Unis, par exemple la levée des sanctions visant le projet Arctic LNG 2, ou, à l'inverse, d'éventuelles sanctions vis-à-vis du projet GNL russe Yamal LNG, jusqu'à présent épargné.

Au-delà des risques géopolitiques, le marché reste ainsi structurellement tendu. Aux prix actuels, l'Europe est certes plus attractive que l'Asie pour attirer des volumes de GNL, mais l'équilibre du marché gazier reste précaire et soumis aux divers aléas de production (GNL, Algérie, Norvège) et climatiques. Il faudra attendre 2026 (ou 2027, en fonction d'éventuels retards de construction) pour que le marché se détende réellement via l'arrivée de nouvelles usines GNL, essentiellement aux États-Unis et au Qatar, et pour voir les prix revenir aux niveaux plus compétitifs d'avant crise.

## Acteur du mois

### Collectif Énergie met des acheteurs et des Energy Managers à disposition

**Pour le cabinet de conseil, la transition énergétique ne pourra pas avoir lieu sans un dialogue entre l'acheteur et les équipes chargées de la décarbonation au sein des entreprises.**

Créé en 2015, Collectif Énergie est un consultant spécialisé dans l'accompagnement à l'achat d'énergie basé à Nantes. Son fondateur, Stéphane Sorin, est un ingénieur spécialisé à l'origine dans l'efficacité énergétique au sein de la grande distribution. Il a créé son entreprise avec l'idée de mettre à disposition un savoir-faire et des compétences. Selon lui, c'est dans le travail collectif et le dialogue que se partagent les bonnes pratiques. Après une forte croissance entre 2020 et 2023, l'année passée a été l'occasion d'une réorganisation et d'un étoffement des offres de Collectif Énergie. Aujourd'hui, l'entreprise propose ses services sur deux segments bien distincts : les grands comptes et les ETI ; les TPE et les copropriétés. Il compte des filiales à Paris, Lyon, Marseille, Bordeaux, Nantes et Strasbourg, avec des directeurs régionaux dans chaque antenne. L'entreprise regroupe une centaine de collaborateurs, dont soixante se concentrent sur le premier segment de clientèle.

**De l'accompagnement à la décision et des experts en temps partagé**

Sur le segment des grands comptes

et des ETI, l'originalité de Collectif Énergie réside dans la mise à disposition en temps partagé d'experts pour accompagner les entreprises dans l'achat d'énergie et dans le pilotage de projets de transition énergétique afin de faire le lien entre l'acheteur et les équipes de la décarbonation. Il a également développé un logiciel, appelé Futures, pour aider ses clients à maîtriser leurs dépenses en électricité et en gaz. « Notre raison d'être est d'aider le maximum d'entreprises dans la transition énergétique. Cela passe aussi par des conditions contractuelles qui sortent des habitudes, qui conduisent à diversifier les produits et les périodes d'achat. Nous combattons les prix fixes et les marchands de peur », assure Stéphane Sorin lors d'un échange avec EUROP'ENERGIES.

Pour ces grands acheteurs, Collectif Énergie propose deux offres : « gestion experte » et « gestion pilotée ». Dans le cadre de la première, les clients n'ont souvent pas la taille critique pour avoir un acheteur en interne qui monte une stratégie d'achat. Le consultant met donc à disposition un expert détaché. La seconde offre se décline en plusieurs niveaux plus ou moins risqués selon la taille et le profil des entreprises. Dans ce cadre, Collectif Énergie suit les achats de son client de façon externalisée. Les achats sont en général regroupés avec ceux d'autres clients dans une logique de rapprochement de profils de consommation similaires. L'offre est déclinée en trois niveaux : profil prudent (les blocs sont achetés dès la signature du contrat avec le fournisseur, une partie reste

au spot) ; profil équilibre (achats par clics et une partie au spot) et profil performance (qui laisse toute liberté au consultant pour acheter au moment opportun). « Nous comptons une centaine de clients en gestion pilotée et environ 200 en gestion experte », précise Stéphane Sorin.

Une troisième offre a été récemment lancée et va être développée : « gestion budgétaire », qui doit permettre de maîtriser le prix et la consommation. Dans le cadre de cette offre, un Energy Manager peut être mis à disposition de l'entreprise cliente par Collectif Énergie. « Chez certains de nos clients, la partie achat et la partie consommation ne sont pas liées. Or, la transition énergétique se fera aussi par la demande. L'Energy Manager devrait être rattaché à l'acheteur. Le budget énergie est la déclinaison des actions de transition énergétique », martèle Stéphane Sorin.

#### **Animer des filières**

Sur le segment des copropriétés et des TPE-PME, Collectif Énergie travaille essentiellement avec des organisations professionnelles avec l'idée d'animer des réseaux afin d'apporter de la pédagogie sur les sujets de l'achat d'énergie. Le consultant propose notamment des observatoires. « Nous le faisons pour des coopératives, mais aussi pour des campings. Cela leur permet de mesurer leur performance », précise Stéphane Sorin. Enfin, encore un projet : Collectif Énergie commence à organiser un réseau de courtiers indépendants. Une initiative à suivre.

# Mot du juriste

## Les nouveaux dispositifs de la loi Aper sur le raccordement des consommateurs

**Le mot de Delphine Pincemaille, juriste chez De Gaulle Fleurance.**

Afin de faciliter l'électrification des usages en accélérant le traitement des demandes de raccordement, la loi n° 2023-175 du 10 mars 2023 relative à l'accélération de la production d'énergies renouvelables (dite loi Aper) a introduit trois nouveaux dispositifs contenant des aménagements au cadre du raccordement. Ces dispositifs visent à limiter les travaux superflus de développement du réseau et apportent des aménagements à la règle du « premier arrivé, premier servi » et au périmètre de l'extension défini à l'article D.342-2 du code de l'énergie.

### **L'évolution de la puissance de raccordement au soutirage à des fins de dimensionnement optimal du réseau**

L'article 26 de la loi Aper complété de l'article L. 342-24 du code de l'énergie créent un dispositif visant à libérer de la puissance de raccordement contractualisée, mais non utilisée. Le nouveau cadre s'applique aux sites qui sont déjà raccordés aux réseaux publics et aux nouveaux raccordements en HTA et en HTB. À compter du 1<sup>er</sup> août 2025, la puissance de raccordement au soutirage des utilisateurs du réseau est modifiée de manière systématique pour correspondre à son soutirage effectif. La nouvelle puissance de raccordement est définie par la puissance maximale soutirée au cours des cinq dernières années auquel s'ajoute une marge de 25 %.

Le consommateur peut sécuriser une puissance de raccordement qui sera allouée progressivement. Différentes valeurs intermédiaires sont définies sur au moins trois périodes au cours des dix premières années du raccordement. RTE vérifie la cohérence entre les paliers de puissances de raccordement attribuées et les puissances effectivement soutirées. Pour les utilisateurs ayant une convention de raccordement signée avant le 1<sup>er</sup> août 2025, des modalités d'indemnisation sont prévues en cas d'augmentation de la puissance de raccordement dans la limite de celle initialement

contractualisée. Le consommateur bénéficie d'une réduction de sa contribution financière (après application de la réfaction) de 60 %.

### **La priorisation des consommateurs participant à la décarbonation de l'industrie**

En application de l'article 28 de la loi Aper, les demandes de raccordement des projets participant à la décarbonation de l'industrie peuvent bénéficier d'une place prioritaire en file d'attente. Si un de ces projets présente un délai de raccordement supérieur à cinq ans et supérieur au délai de mise en service de son usine, RTE peut demander au préfet de région de fixer un ordre de classement des demandes de raccordement.

Le préfet de région peut, selon des critères définis à l'article 3 du décret d'application n° 2023-1417 du 29 décembre 2023, définir l'ordre d'attribution des capacités disponibles et prévisionnelles aux projets concernés de façon à réduire le délai de raccordement d'au moins un projet. Il peut décider de la puissance de raccordement retenue, la date prévisionnelle de mise à disposition de cette puissance. Dans un délai de trois mois à compter de la notification de la décision du préfet, le gestionnaire de réseau compétent notifie aux demandeurs concernés une proposition de raccordement qui, le cas échéant, se substitue à la proposition de raccordement précédemment formulée.

### **La mutualisation des coûts de raccordement et l'anticipation du réseau**

En application de l'article 32 de la loi Aper complété des nouveaux articles L. 342-2 et L. 342-18 du code de l'énergie, le gestionnaire du réseau public de transport peut, après autorisation de la Commission de régulation de l'énergie, dimensionner l'ensemble des ouvrages pour qu'ils offrent une capacité de raccordement supérieure à la capacité nécessaire pour le seul raccordement de l'installation à l'origine de ces travaux. Sont alors mutualisés les coûts des ouvrages servant aux raccordements concomitants de plusieurs installations de consommation ou de réseaux publics de distribution situés à proximité. Chaque consommateur verse alors une quote-part (en euros/MW) fixée par la Cre. La quote-part n'est exigible qu'au titre des demandes de raccordement formulées pendant un délai inférieur à dix ans à compter de la mise en service des ouvrages.

# Régions

## Bretagne et Pays de la Loire : des espaces d'innovation pour NaTran

**Ce territoire, qui se caractérise par une industrie consommatrice d'énergie et une production de biométhane diffuses, pourrait à terme devenir exportateur de renouvelable.**

Courant février, EUROP'ENERGIES a rencontré, près de Nantes, les équipes de NaTran (ex-GRTgaz) du pôle Centre Atlantique de l'entreprise. Amaury Mazon, délégué territorial, Agathe Lesigne, responsable du département relations commerciales, Laurent Cornibert, chargé du développement de projets d'usage du gaz chez les industriels, et Romain Verles, délégué territorial adjoint, ont accueilli la rédaction. Au sein de cette zone couvrant le Grand Ouest français depuis la Bretagne jusqu'au nord de la Nouvelle-Aquitaine, la Bretagne et les Pays de la Loire présentent des caractéristiques communes. « Les industriels et les producteurs de biométhane, de taille souvent plus modeste que sur le reste du territoire national et disséminés sur l'ensemble des deux régions, y constituent un tissu diffus », rappelle Agathe Lesigne.

### **26,9 TWh de production potentielle de biométhane**

Les consommations brutes de gaz en Bretagne et dans les Pays de la Loire s'élèvent à 35,4 TWh, soit 9 % de la consommation nationale. Les plus grands consommateurs raccordés au réseau de NaTran sont la raffinerie de Donges opérée par TotalEnergies et les CCGT de Montoir-de-Bretagne (Engie) et de Landivisau (TotalEnergies). On compte également de nombreux sites de l'agroalimentaire. Il n'existe pas de grandes plates-formes comme dans d'autres régions de l'Hexagone. Seul le port de Nantes Saint-Nazaire concentre des activités industrielles. De nombreuses usines de l'agroalimentaire sont également raccordées aux réseaux de distribution publique exploités par GRDF ou par Sorégies.

Ces terres agricoles sont naturellement devenues des zones de production de biométhane. Ainsi, selon l'observatoire du biométhane, le potentiel des deux

régions s'élèverait à 26,9 TWh (14,8 TWh en Bretagne et 12,1 TWh en Pays de la Loire), soit 18 % du potentiel national. 156 sites sont déjà en service pour une capacité de 2,1 TWh. Cela représente 21 % des sites de production, mais seulement 15 % de la capacité installée en France. « Les sites sont essentiellement de petites tailles, issus de regroupements d'exploitations agricoles. Nous ne comptons que six sites directement raccordés au réseau de NaTran, pour une capacité de 190 GWh/an », précise Amaury Mazon.

### **Des collectivités très impliquées dans la transition énergétique**

L'écart entre le potentiel de production de biométhane et la consommation de gaz est faible. « D'autant plus que la consommation de gaz est appelée à diminuer avec le développement de la sobriété et de la performance énergétique dans l'industrie, mais aussi avec l'électrification des usages. Bref, les deux régions pourraient devenir exportatrices de gaz renouvelable à terme », estime Amaury Mazon. C'est un projet que certaines collectivités caressent déjà. C'est le cas de la communauté de communes de Loudéac, dans les Côtes-d'Armor, qui vise 100 % de gaz et d'électricité renouvelables sur son réseau d'ici à 2035. Quatre méthaniseurs y sont déjà en service, d'autres sont attendus entre 2026 et 2028. Le réseau de Loudéac commence déjà à être saturé en été. En Bretagne et Pays de la Loire, les syndicats d'énergie et les collectivités territoriales sont particulièrement actifs dans le domaine de la transition énergétique, souligne Laurent Cornibert. Il ajoute : « Les décisions peuvent être prises à des niveaux très inhabituels pour la France. Leur approche est très concrète et très territoriale ». Le sens du collectif y est particulièrement fort, précise même Amaury Mazon. Pour toutes ces raisons, Bretagne et Pays de la Loire sont des territoires d'innovation en matière d'énergie.

### **BioGNV, rebours, traçage du gaz vert et canalisations en polyéthylène**

Afin d'accompagner la décarbonation du transport tout en renforçant l'intérêt du développement local de la méthanisation, les collectivités ont fait le choix du bioGNV. « Grâce à l'action des syndicats d'énergie, le Grand Ouest présente l'une des plus grandes densités de stations-service GNC de l'Hexagone. Le bioGNV est utilisé pour les bus et les cars, pour le ramassage

des ordures ménagères, et les stations sont mises à la disposition du transport régional de marchandises », explique Amaury Mazon. Poitiers, Nantes, Le Mans, Quimper ont été pionnières, mais aujourd'hui « toutes les agglomérations ont intégré le bioGNV dans leur politique de décarbonation de transport », ajoute-t-il.

Dans le domaine de l'innovation, les deux premiers rebours — des installations permettant de remonter du gaz depuis le réseau de distribution vers le réseau de transport — ont ainsi été installés à Noyal-Pontivy, dans le Morbihan, et à Pouzauges, en Vendée. Le territoire de Pontivy accueille neuf sites de méthanisation pour une capacité totale de 110 GWh/an. Le gaz renouvelable couvre ainsi 30 % des besoins annuels de la commune. Au total, dix installations de rebours sont déjà en service dans les deux régions. Et de nombreuses autres unités sont prévues.

Autre « nouveauté » : le pilotage et le suivi de la production et de la consommation de biométhane. « C'est un sujet qui importe beaucoup aux collectivités, ce qui a conduit à la création de West Grid Synergy, premier démonstrateur de réseau intelligent pour les gaz renouvelables », rappelle Laurent Cornibert. Une réflexion est notamment en cours avec la communauté de communes de Loudéac pour optimiser l'utilisation du biométhane. « Un premier outil de suivi —

appelé Mongazducoin — a été développé avec des financements de la région Pays de la Loire et du Syndicat Energies Vienne. Il a été mis en ligne sur le territoire des Mauges dans un partenariat Sorégies-NaTran. Il pourrait dans un futur proche être utilisé à Loudéac et à Pontivy, qui se situent sur la même antenne de réseau de NaTran », explique-t-il.

Enfin, la taille plus modeste des installations de biométhane dans ces régions a conduit NaTran à utiliser une technologie propre aux réseaux de distribution pour raccorder des sites en injection positionnés dans une zone éloignée du réseau de distribution. Ainsi, à Loudéac, « abandonnant l'acier, NaTran a raccordé, en 2023, une unité avec des canalisations en polyéthylène, dans lequel le gaz circule à une pression de 10 bars seulement », explique Laurent Cornibert. Ce dispositif est beaucoup moins onéreux qu'un raccordement à la pression du transport. « Nous allons dorénavant utiliser plus fréquemment cette technique pour aller chercher de nouveaux clients. En outre, comme le réseau de Loudéac est déjà saturé, nous avons obtenu l'accord de la Cre l'été dernier pour l'étude et la réalisation du premier rebours transport-transport », souligne Agathe Lesigne. Le caractère diffus de la consommation et de la production, et la forte impulsion donnée par les collectivités font donc de cette région un laboratoire d'expériences.

## GoCO<sub>2</sub> et l'avenir du port de Nantes Saint-Nazaire

En 2025, la Commission nationale du débat public devrait se saisir du projet GoCO<sub>2</sub> de captage, de transport et de liquéfaction de CO<sub>2</sub> promu par Elengy (filiale de NaTran au sein du groupe Engie), NaTran (ex-GRTgaz) et les émetteurs de CO<sub>2</sub> Lhoist, Calcia et Lafarge. Lancé en juillet 2023, GoCO<sub>2</sub> prévoit de décarboner l'activité de la cimenterie de Calcia à Airvault, dans les Deux-Sèvres, celle de Lafarge, à Saint-Pierre-La-Cour en Mayenne et le site de fabrication de chaux de Lhoist à Neu, toujours en Mayenne, qui envisagent de capter au total quelques 2,3 millions de tonnes de CO<sub>2</sub> (fatal et biogénique) par an. « C'est un projet très industriel, soutenu par la région Pays de la Loire et par l'État. Des études techniques sont encore en cours et la décision d'investissement pourrait être prise fin 2027 », précise Romain Verles. Dans le cadre de GoCO<sub>2</sub>, un appel à manifestation d'intérêt a montré que, non seulement d'autres émetteurs de petite taille pourraient être parties prenantes, mais aussi que des acteurs utilisant le CO<sub>2</sub> sont à la recherche de solutions notamment pour la production d'e-carburant. En outre, le projet est soutenu par le grand port maritime de Nantes Saint-Nazaire, dont l'activité reste jusqu'à présent tournée vers l'importation de produit énergétique, dont 80 % de charbon, pétrole et gaz naturel. « La question se pose de savoir si GoCO<sub>2</sub> pourrait aller au-delà de la réponse aux besoins de grands industriels pour répondre à des problématiques territoriales », souligne Amaury Mazon.

# Forum europ Energies

Au service des acheteurs européens d'électricité et de gaz

## Retrouver les clés de la compétitivité Dans un contexte géopolitique incertain

30 Juin – Dîner des acheteurs d'énergie

### 1<sup>er</sup> juillet 2025 - Programme prévisionnel

08h00 - 08h30 Accueil

#### 08h30 - 09h30 Plénière introductive - Panorama de la scène énergétique mondiale

Intervenant : Olivier Appert, conseiller du Centre Énergie de l'IFRI, membre de l'ACADÉMIE DES TECHNOLOGIES

#### 09h30 - 11h00 Plénière actualité - Géopolitique, décarbonation et compétitivité

- Évolution de la géopolitique, prix de l'énergie et compétitivité
- Quel cadre proposé par la Commission européenne ?
- Les entreprises auront-elles les moyens d'investir dans la décarbonation et l'électrification des usages ?
- Comment va évoluer la place du gaz naturel et des énergies fossiles ?

Modérateur : Michel Guénaire, avocat, MICHEL GUÉNAIRE

Intervenants :

- ENDESA France, Gil Najid, directeur général
- ENGIE Entreprises & Collectivités, Frédéric Lefort, directeur général
- GAZELENERGIE, Laure Lengyel, directrice des ventes Grands Comptes
- HEC, Jean-Michel Gauthier, professeur affilié à HEC Paris et directeur exécutif de la chaire Énergie et Finance
- IFIEC et FEBELIEC, Peter Claes, président
- MEDEF, Sébastien Douguet, directeur de mission politique énergétique
- NATRAN, Philippe Madiéc, directeur adjoint du Secrétariat général
- SEFE ENERGY France, Nicolas Duhamel, directeur général et vice-président senior Stratégie et Gouvernance des Ventes de SEFE GmbH

11h00 - 11h30 Pause

#### 11h30 - 12h45 Plénière - Post-arenh : comment gérer la volatilité ?

- Comment le dispositif post-arenh va-t-il s'appliquer ?
- Comment se préparer, côté fournisseurs comme côté consommateurs ?
- Quels outils ? (diversification des sources d'approvisionnement, achats en bloc+spot, couverture financière, etc.)

Modérateur : Paul Ravetto, avocat, RAVETTO & ASSOCIES

Intervenants :

- ALPIQ ENERGIE France, Patrick Cormerais, directeur général délégué
- CLEEE, Frank Roubanovitch, président
- CRE, Anne-Sophie Dessillons, directrice du Développement des Marchés et de la Transition énergétique
- OCTOPUS ENERGY France, Vincent Maillard, président
- UNIDEN, Nicolas de Warren, président
- VATTENFALL ENERGIES S.A, Henri Reboullet, président directeur général

12h45 - 14h00 Déjeuner

#### 14h00 - 14h45 Plénière Perspective des prix 2025 et 2026 (électricité, gaz naturel, pétrole et CO2)

Modératrice : Anne-Sophie Corbeau, Global Research Scholar, CENTER ON GLOBAL ENERGY POLICY

Intervenants :

- 42 ADVISORS, Emeric de Vigan, président
- AXPO SOLUTIONS AG, Joanna Juszczak, managing director

## 14h55 - 15h40 Sessions Focus parallèles

### PPA et couverture des consommations

Modérateur : Vincent Jaunet, avocat associé, MAGENTA

Intervenants :

- GREEN ACCESS, Hubert Roy, responsable de marchés
- GROUPEMENT LES MOUSQUETAIRES, Jérôme Besneux, ITM achats non marchands
- LCL, Gladys Leclerc, responsable Énergie et Finance
- VOLTERRES, Alexis Bouanani, directeur général

### CEE : la 6<sup>e</sup> période

Modératrice : Aurore-Emmanuelle Rubio, avocate associée, CMS FRANCIS LEFEBVRE AVOCATS

Intervenants :

- ACT COMMODITIES, Laurent Merly, responsable Efficacité énergétique
- GPCEE, Florence Liévyn, présidente
- STX
- TORAY CARBON FIBER Europe, Julien Boone, responsable achats Matières premières, Énergie, Gestion de Production

## 15h45 - 16h30 Sessions Focus parallèles

### Flexibilité

Modératrice : Laure Rosenblieh, avocate associée, HOGAN LOVELLS LLP

Intervenants :

- ALUMINIUM DUNKERQUE, Laurent Courtois, directeur Énergie Climat
- ENGIE Entreprises et Collectivités, Lillian Van Belle, directeur Renouvelables et Nouveaux Business
- RTE, Yannick Jacquemart, directeur Transformation de l'Exploitation du Système électrique et Intégration des Flexibilités
- STORIO ENERGY, Jean-Yves Stephan, directeur général

### L'avenir du gaz

Modérateur : Sylvain Bergès, avocat associé, RACINE

Intervenants :

- ALAMBRE ÉNERGIE, Thérèse Sliva-Marion, présidente
- CRE, Nicolas Deloge, directeur de la Direction des Réseaux
- GAZ DE BORDEAUX, Cyril Vincent, directeur général
- GRDF

## 16h35 - 17h20 Sessions Focus parallèles

### CO<sub>2</sub> : EU-ETS, CBAM

Modérateur : Nicolas Celis, docteur, FIELDFISHER

Intervenants :

- VERTIS, Brieuc de Thier, corporate sales trader
- WIENERBERGER - TERREAL, Véronique Barthel, directrice des achats France, head of Commodity Procurement Europe
- GLOBAL FACTOR, Roxane Lebourg, country leader France

### Achats publics

Modératrice : Justine Bain-Thouverez, avocate associée, LLC & ASSOCIES

Intervenants :

- TERRITOIRE D'ÉNERGIE 44, Romain Buffet, chargé de mission achats groupés d'Énergies Électricité et Gaz
- OPERA ENERGIE

## 17h30 - 18h00 Plénière Résultats du baromètre Cleee FNCCR 2025

Intervenant : Frank Roubanovitch, président du Cleee

18h00 - 19h00 Apéritif Forum

**2 juillet – Webinaires des Partenaires du Forum (programme dans le mensuel de mai)**

### Tarifs Abonnés EUROP'ENERGIES :

- Présentiel : 500 €HT
- Distanciel : 350 €HT

**Centre de Conférences Comet Bourse**  
**35, rue Saint-Marc, Paris**

Inscriptions : [www.forumeuropenergies.com](http://www.forumeuropenergies.com)

Avec le soutien de nos partenaires



# Géopolitique

## Le gaz dans la géopolitique de la Méditerranée orientale

**Didier Holleaux est l'auteur de « La vraie histoire du gaz » (éd. Le Cherche midi, 2024). Dans cette chronique, il raconte une des batailles géopolitiques du gaz.**

La Méditerranée orientale est, depuis la chute de l'Empire ottoman, une zone de conflits territoriaux et politiques, mais le gaz a fait apparaître dans cette zone des coopérations surprenantes. Historiquement, seule l'Égypte était dans cette zone un producteur de gaz significatif. La découverte de volumes de gaz importants dans l'offshore égyptien va même conduire à la construction des usines de liquéfaction d'Idku et de Damietta (2005), qui vont permettre l'exportation de GNL, essentiellement vers l'Europe. Mais la combinaison d'une production moindre qu'attendu sur certains champs de gaz et d'une demande intérieure croissante en Égypte (notamment pour la production d'électricité) conduit à des difficultés récurrentes pour faire fonctionner ces usines à leur pleine capacité, et même à leur arrêt (Damietta en 2013, Idku en 2015). De nouvelles découvertes, notamment le champ de Zohr (mis en exploitation fin 2017), viennent améliorer l'approvisionnement gazier de l'Égypte, mais ne permettent pas de refaire tourner les usines de liquéfaction à leur pleine capacité.

Entre-temps, d'autres découvertes sont réalisées dans les pays voisins, notamment Aphrodite dans les eaux chypriotes en 2011, Tamar en 2009 et Léviathan en 2010 dans les eaux israéliennes, sans compter les petits champs de Gaza Marine découverts en 2000, et les découvertes de Karish en 2011 et Tanin en 2013

dans les eaux contestées entre Israël et le Liban. Ces découvertes, et la perspective de commercialiser ce gaz aux prix élevés constatés sur le marché européen, conduisent à plusieurs coopérations, inattendues au regard d'une situation régionale très conflictuelle.

Le EastMed Gas Forum, créé informellement en 2019 et formalisé en 2020, réunit Égypte, Israël, Jordanie, Chypre, Palestine, France, Grèce et Italie. Son objectif est de définir puis de construire une infrastructure commune permettant de valoriser sur le marché européen le gaz qui n'est pas consommé dans la région. Si réunir toutes ces parties autour de la même table est déjà un succès, force est de constater que EMGF n'est aujourd'hui pas plus près de réaliser ses objectifs qu'au jour de sa création. Mais cela n'a pas empêché qu'à la marge de ce forum, des initiatives plus limitées et pragmatiques ont abouti.

Ainsi, en 2021, les Égyptiens et les Israéliens ont conclu un accord pour faire fonctionner à rebours les deux gazoducs initialement construits pour exporter du gaz égyptien vers l'est (Arab Gas Pipeline avec la connexion Jordanie-Israël et canalisation offshore El Arish-Ashkelon). Ainsi, du gaz produit à Tamar et Léviathan peut être acheté par les Égyptiens à son arrivée en Égypte, être liquéfié à Idku et Damietta et exporté vers

l'Europe sous forme de GNL. Cet accord est opérationnel depuis février 2022 et il permet d'exporter du GNL vers l'Europe, au moins en hiver. En été, la trop forte demande intérieure égyptienne ne laisse pas assez de gaz disponible pour faire tourner les usines de liquéfaction à leur pleine capacité. Il faut noter que quand Ursula von der Leyen vient signer devant l'EMGF en juin 2022 un protocole d'accord sur ce sujet, elle ne fait qu'entériner un accord où la Commission n'a joué aucun rôle et qui fonctionne sans elle depuis quatre mois...

En octobre 2022, les Israéliens, inquiets du fait que les revendications libanaises compromettent le développement de Karish, et les Libanais, qui réalisent que la dispute sur leur frontière maritime est un obstacle à l'exploration de cette zone, concluent finalement un accord sur cette frontière, alors même que les deux pays sont en guerre et que la dispute durait depuis plusieurs décennies. Enfin, en février 2025, un accord entre l'Égypte et Chypre prévoit que le gaz chypriote pourra être traité en Égypte puis liquéfié et exporté vers l'Europe (notamment à Damietta).

Au vu de ces exemples, il semble clair que l'existence d'une opportunité de grande valeur à court terme est plus efficace pour faire aboutir des accords que des opportunités plus structurantes, mais qui mettront dans le meilleur des cas cinq ans à se réaliser du fait des infrastructures à construire. Pour autant, tout n'est pas résolu dans cette zone ; le grand absent de cette coopération est la Turquie et ce sera l'objet d'une prochaine chronique.

# Flashes

## France : garanties de capacité 2026 à 315 euros

En France, les dernières enchères de certificats de capacités électriques, le 6 mars, ont permis la vente de 29173 certificats pour 2026 à un prix de 315,23 euros par certificat. Le prix des certificats avait baissé jusqu'à 252,18 euros lors de l'enchère précédente en décembre 2024. Pour 2022, le prix a atteint 5800,06 euros et 4702 certificats ont trouvé preneur.

## Belgique : prolongation de Tihange 3 et Doel 4

L'énergéticien français Engie a annoncé, le 14 mars, la finalisation d'un accord avec le gouvernement fédéral belge sur la prolongation de dix ans des réacteurs nucléaires Tihange 3 et Doel 4. Engie a indiqué que « cette étape finale, faisant suite à l'approbation de l'accord par la Commission européenne le 21 février 2025, a mené au versement de la première partie du paiement, relative au transfert de responsabilité pour les déchets nucléaires et le combustible usé ». La seconde partie sera versée « lors du redémarrage des réacteurs en novembre 2025 ». Doel 4 et Tihange 3 seront « détenus dans le cadre d'une co-entreprise appartenant à parité à l'État belge et Engie, avec un mécanisme de contrat pour différence permettant un partage équilibré des risques », a-t-il précisé.

## UE : la révision du CBAM avancée au T4 2025

Portée notamment par la France, la demande de révision du mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF ou CBAM) « avant 2026 » a été retenue par la Commission européenne,

qui l'a programmée au quatrième trimestre de 2025 compte tenu de « l'urgence de clarifier la situation » afin de protéger la compétitivité des industries à forte intensité énergétique les plus exposées à la concurrence mondiale comme l'acier, la chimie, le fer, l'aluminium et le ciment.

## Allemagne : 20 GW de centrales au gaz en plus

L'accord de coalition dit « exploratoire » proposé par le parti conservateur allemand (CDU-CSU), qui a remporté les élections législatives du 23 février, prévoit la construction de 20 GW de centrales au gaz supplémentaires. La nouvelle feuille de route énergétique de l'Allemagne table également sur le développement de l'énergie solaire et éolienne, de la biomasse, de l'hydroélectricité, de la géothermie et des capacités de stockage pour « augmenter l'offre énergétique » du pays. Le nucléaire reste exclu du panel. Les conservateurs allemands comptent par ailleurs réduire « d'au moins cinq centimes par kWh » les prix de l'électricité via une baisse de la taxe

sur l'électricité « au minimum européen » et en réduisant de moitié les redevances pour le réseau électrique.

## Suisse : la facture réseau augmente

Swissgrid a indiqué, le 17 mars, que les tarifs de ses prestations seront en baisse pour 2026. Mais les consommateurs verront leur facture augmenter du fait de la nette hausse des coûts liés à la gestion des congestions, de la hausse des coûts de la réserve d'électricité de la Confédération et des aides transitoires pour l'industrie de l'acier et de l'aluminium. L'évolution des tarifs réseaux sera difficile à estimer du fait de la restructuration tarifaire qui va s'appliquer et dont l'objectif est d'inciter les clients finals à consommer en dehors des heures de pointe.

## Belgique : EDF, acteur de la recharge rapide

En Belgique, le Français EDF, via sa filiale Izivia, et l'énergéticien belge Luminus, une autre filiale d'EDF, ont annoncé, le

### France : la Cre fixe à 331,44 euros/MWh/j/an le terme tarifaire stockage

En France, la Cre a calculé le terme tarifaire stockage applicable au 1<sup>er</sup> avril 2025. Ce terme, qui s'applique au tarif de transport de gaz naturel, permet de compléter les recettes de commercialisation des opérateurs de stockage. Le régulateur fixe ce terme à 331,44 euros/MWh/j/an. Il était de 139,07 euros/MWh en 2024, 186,70 euros/MWh en 2023 et 261,08 euros/MWh en 2022. Le montant des recettes d'enchères pour les capacités 2025-2026 (du 1<sup>er</sup> avril 2025 au 31 mars 2026) est égal à 133,0 millions d'euros. Elles sont en baisse par rapport à celles de l'année précédente du fait notamment de conditions de marché moins favorables. Sur l'année 2025, les recettes provisionnelles s'élèvent à 222,2 millions d'euros et les revenus autorisés (en hausse par rapport à 2024) atteignent 837,6 millions d'euros. L'écart à compenser au titre de 2025 s'élève donc à 615,4 millions d'euros, dont 464,2 millions d'euros pour Storengy et 100,7 millions d'euros pour Teréga. Une partie de cette compensation a déjà été collectée au premier trimestre de 2025.

11 mars, unir leurs forces pour créer la coentreprise qui sera chargée de développer « plusieurs centaines » de points de recharge rapide de véhicules électriques d'une puissance unitaire allant de 200 à 400 kW en Wallonie et en Flandre.

## UE : encadrement des aides d'État

La Commission européenne a lancé, le 11 mars, une consultation invitant les États membres ainsi que les autres parties intéressées à présenter leurs observations sur son projet d'encadrement des aides d'État en faveur d'une industrie propre, dont la nouvelle feuille de route a été présentée par la Commission européenne le 26 février. La consultation est ouverte jusqu'au 25 avril 2025. Le projet vise à simplifier ces règles à travers la mise en œuvre de mesures permettant d'accélérer le déploiement des énergies renouvelables et le stockage d'énergie mais aussi de faciliter la décarbonation de l'industrie, de garantir des capacités

de production de technologies propres suffisantes et de réduire les risques liés aux investissements privés. L'adoption de ce projet d'encadrement est prévue pour juin 2025 avec une mise en vigueur jusqu'au 31 décembre 2030.

## Sud-Ouest : test de la conversion à l'hydrogène

En France, Teréga va tester son protocole de conversion à l'hydrogène d'une canalisation de gaz naturel à Ambès, en Gironde. Le dépôt de la demande d'autorisation est prévu pour l'été 2025. Les travaux pourraient commencer à l'été 2026. Ce tronçon de 468 mètres est toujours en état de service, mais il est déconnecté du réseau. Il raccorderait au réseau une centrale thermique d'EDF, qui a depuis été démantelée. Ce projet a été nommé Retrofit H<sub>2</sub>. Il s'agit d'une première étape vers la mise en œuvre, à terme, d'un réseau hydrogène (HySoW) de 650 km dans le Sud-Ouest.

## UE : aide d'État allemande à la décarbonation

La Commission européenne a autorisé, le 24 mars, une aide de l'État allemand de 5 milliards d'euros visant à accélérer la décarbonation de son industrie grâce à des technologies comme l'électrification, l'hydrogène, le CSUC et les mesures d'efficacité énergétique. Dans le cadre de ce régime, l'aide prendra la forme de contrats d'écart compensatoire bidirectionnels appliqués au carbone, baptisés « contrats de protection du climat », d'une durée de quinze ans. Sont concernés : les secteurs soumis au système d'échange de quotas d'émission de l'UE (EU-ETS) tels que la chimie, le plâtre et le verre. Les projets devront permettre de réduire les émissions de CO<sub>2</sub> de 60 % en trois ans et de 90 % lorsqu'ils seront achevés par rapport aux référentiels de l'EU-ETS.

Rubrique : flashes jaunes

## Irlande : une unité flottante de GNL

Cherchant à assurer la sécurité énergétique du pays, le gouvernement irlandais a donné son feu vert, le 5 mars, à la construction d'un premier terminal de gaz naturel liquéfié (GNL), qui servira « de réserve stratégique d'urgence en cas de perturbation de l'approvisionnement ». Cette unité flottante de stockage et de regazéification (FSRU), qui sera détenue au nom de l'État par l'opérateur du système, Gas Networks Ireland (GNI), disposera d'une capacité d'environ 170 000 m<sup>3</sup> de GNL. À ce stade, son lieu d'implantation n'a pas été communiqué par le gouvernement.

## UE : cycle d'achat groupé de gaz naturel

La Commission européenne a annoncé, le 5 mars, l'ouverture le 12 mars

### Post-arenh : hausse de 13 à 35 % pour les entreprises, selon Opéra Énergie

Dans une note d'analyse publiée le 12 mars, le courtier lyonnais Opéra Énergie démontre que « hors flambée extrême des prix de marché, la suppression de l'arenh va entraîner une hausse généralisée des coûts d'électricité pour les entreprises, certaines étant plus touchées que d'autres selon leur profil de consommation ». L'arenh favorisait en effet les clients consommant en période creuse, en été, les week-ends et la nuit. Ce sont ces clients qui seront le plus impactés par la fin de l'arenh, comme le montre le tableau ci-contre illustrant la note d'Opéra Énergie. Bref, le nouveau mécanisme — le versement nucléaire universel (VNU) — « apportera une protection limitée et ne compensera pas entièrement la perte de stabilité et de compétitivité du dispositif arenh ».

En €/MWh HTVA	Prix ARENH	Prix Post ARENH	Hausse
Agriculteur Irrigant	85,81	115,81	35%
Industrie de process	89,58	114,58	28%
Boulangerie	110,16	130,16	18%
Bureaux	143,30	161,31	13%

prochain d'un nouveau cycle de mise en correspondance des acheteurs et vendeurs de gaz sur la plateforme AggregateEU. Elle invite les entreprises souhaitant y participer à s'inscrire jusqu'au 10 mars sur la plateforme Prisma. Les demandes doivent porter sur la période juillet 2025-octobre 2030. La Commission publiera les résultats de la mise en correspondance le 26 mars prochain. Ensuite, les entreprises retenues seront « libres de négocier des contrats potentiels de manière bilatérale », souligne la Commission, qui indique que le dernier appel de mise en correspondance avait permis de collecter les demandes de 19 sociétés pour un volume total de 18,3 Gm<sup>3</sup> de gaz pipeline et de 15,3 Gm<sup>3</sup> de gaz naturel liquéfié (GNL).

### Allemagne : TotalEnergies va acheter de l'H2 vert à RWE

Dans le cadre d'un accord annoncé le 12 mars, RWE va fournir 30 000 tonnes par an d'hydrogène à TotalEnergies pour alimenter pendant quinze ans, à compter

de 2030, la raffinerie allemande de Leuna, en Saxe-Anhalt, opérée par la major. L'hydrogène sera produit par un électrolyseur de 300 MW, construit et exploité par RWE à Lingen, en Basse-Saxe, puis acheminé via une canalisation de 600 km jusqu'à la raffinerie. RWE a pris sa décision finale d'investissement pour Lingen il y a six mois. TotalEnergies a identifié l'hydrogène fabriqué par électrolyse alimentée par de l'électricité verte ou bas carbone comme moyen de décarboner ses raffineries européennes. Au total, le groupe a déjà contracté plus de 200 000 tonnes d'hydrogène vert pour ses sites de La Mède, Grandpuits et Normandie, en France, de Leuna en Allemagne et pour ses raffineries du Nord, d'Anvers en Belgique et de Zélande aux Pays-Bas.

### Belgique : ralentissement des installations PV

Après avoir enregistré en 2023 un record de raccordements de nouvelles installations solaires photovoltaïques (PV), la Belgique a marqué le pas en 2024 avec près d'1 GWc de nouvelles

capacités installées, contre plus de 2,4 GWc un an plus tôt, constate l'association belge Énergie commune. Plus touchée que la Flandre, la Wallonie accuse « un retard alarmant ». « Le ralentissement du rythme d'équipement devient préoccupant », souligne-t-elle. En cause : la suppression au sud du pays du principe de compensation au 1<sup>er</sup> janvier 2024 pour les nouvelles installations photovoltaïques. En 2024, seulement 92 MWc ont été installés en Wallonie, contre plus de 875 MWc un an plus tôt. Pour relancer la dynamique, la fédération belge des énergies renouvelables Edora appelle le gouvernement wallon à fixer les conditions réglementaires encourageant le déploiement des grandes installations au sol. Il est primordial d'accélérer « les synergies entre les deux activités compatibles que sont la production énergétique et les activités industrielles ou agricoles (agrivoltaïsme) », insiste Edora en appelant à un « renforcement des infrastructures et à un développement de la flexibilité de la demande et des solutions de stockage d'énergie, couplées à une tarification dynamique ».

## Taux de conversion usuels

	1 kWh	1 GJ	1 therm	1 MBtu	1 m <sup>3</sup> de gaz	1 bep	1 tep	1 tec
<b>1 kilowatt heure (kWh)</b>	1	0,0036	0,0342	0,0034	0,0949	0,00059	0,00008	0,000125
<b>1 gigajoule (GJ)</b>	277,5	1	9,5	0,95	26,3	0,1634	0,022	0,03467
<b>1 therm</b>	29,27	0,10545	1	0,1	2,78	0,0172	0,0023	0,00365
<b>1 million de Btu (MBtu)</b>	292,7	1,054	10	1	27,8	0,172	0,0232	0,0365
<b>1 mètre cube de gaz (m<sup>3</sup>)</b>	10,54	0,038	0,36	0,036	1	0,0064	0,00087	0,00136
<b>1 baril équivalent pétrole (bep)</b>	1 700	6,12	58,14	5,814	155,5	1	0,135	0,637
<b>1 tonne équivalent pétrole (tep)</b>	12 602	45,37	431	43,1	1 153	7,4	1	1,573
<b>1 tonne équivalent charbon (tec)</b>	8 012	28,84	274	27,4	733	1,57	0,6357	1

# Les marchés

## Électricité : retour des prix négatifs

En mars, le prix spot moyen mensuel français était de 77,33 €/MWh, en baisse de 37 % par rapport à février. Cette diminution s'expliquait par une météo plus douce, une production solaire en hausse de 40 % et un parc nucléaire français en hausse de 3 GW par rapport à mars 2024. La production solaire entraînait le retour des prix négatifs, qui ont doublé en France et en Allemagne, et

plus que triplé aux Pays-Bas par rapport à mars de l'année dernière. La demande française était en reprise, avec le T1 2025 qui voyageait sur la moyenne des cinq dernières années. Les produits

à terme affichaient un repli pendant le mois : le contrat de mai chutait de 8 % à 39,41 €/MWh et le calendrier 2026 diminuait presque de 1 %, clôturant à 62,39 €/MWh le 31 mars.

### Prix à terme pour fourniture en base (OTC - mars 2025 - en euros/MWh)

	France (EPD)			Allemagne (EEX)		
	Plus bas	Plus haut	Clôture	Plus bas	Plus haut	Clôture
<b>Avril 2025</b>	50.53	59.55	50.53	72.87	84.28	76.54
<b>T2 2025</b>	43.09	50.03	44.14	69.16	78.71	73.11
<b>Cal-26</b>	61.53	64.66	62.39	79.93	87.03	85.20

	Moyenne mensuelle des Day-Ahead Base sur les trois derniers mois									
	FR	DE	NL	ES	BE	CH	PL	IT	UK	SYS
Jan-25	102,27	114,14	116,65	96,69	112	136,44	114,07	143,03	141,9	43,81
Feb-25	122,66	128,52	125,83	108,31	128,75	148,08	133,82	150,36	127,21	59,96
Mar-25	76,8	94,62	91,61	53,03	91,1	116,91	99,28	120,51	105,89	34,08
M/M-1 %	-45,86	-33,9	-34,22	-55,28	-37,65	-31,17	-34,54	-29,85	-21,32	-25,88
	Moyenne mensuelle dernier mois et écart par rapport à EPEX France									
	FR	DE	NL	ES	BE	CH	PL	IT	UK	SYS
Mar-25	76,8	94,62	91,61	53,03	91,1	116,91	99,28	120,51	105,89	34,08
Mar-25 - FR	0	17,82	14,81	-23,77	14,3	40,11	22,48	43,71	29,09	-42,72
	Moyenne annuelle des Day-Ahead et écarts par rapport à EPEX France (janvier au mois en cours)									
	FR	DE	NL	ES	BE	CH	PL	IT	UK	SYS
2023	96,86	95,18	95,82	87,1	97,28	107,47	111,65	127,24	107,87	56,45
2024	57,73	79,57	77,15	63,03	70,23	75,95	96,26	108,52	85,52	36,07
2025	99,84	111,89	110,88	85,27	110,01	133,33	115,12	137,55	124,93	45,49
2025 - FR	0	12,05	11,04	-14,57	10,17	33,49	15,28	37,71	25,09	-54,35

## Gaz : le TTF est tiré vers le bas

En mars, les prix du gaz poursuivaient leur repli dans un contexte de fondamentaux assouplis. Le spot TTF clôturait en baisse à 40,58 €/MWh le 31 mars. Malgré un léger rebond à la mi-mars, porté par une baisse des températures et des tensions sur les stocks, la fin du mois confirmait la sortie de

l'hiver gazier. Le produit mois de mai diminuait de 8,5 % à 40,65 €/MWh, tandis que le calendrier 2026 se repliait de 3 % à 35,75 €/MWh. Les principaux facteurs baissiers étaient un possible assouplissement des obligations de stockage de l'UE, une hausse des températures, un recul de la demande asiatique, un euro fort, ainsi qu'un répit géopolitique avec l'annonce d'un cessez-le-feu en mer Noire. Le niveau de stockage euro-

Gaz Day-Ahead: Moyennes mensuelles		
	TRF	TTF
Jan-25	48,16	48,61
Feb-25	49,73	50,32
Mar-25	40,74	41,52
Gaz Day-Ahead: Moyennes annuelles		
	TRF	TTF
2023	38,88	40,57
2024	34,07	34,4
2025	46,18	46,79

péen touchait un point bas à 33,5 % le 27 mars avant de remonter à 33,8 % en fin de mois.

### Avertissement

Les informations contenues dans ce document sont basées sur des sources considérées comme fiables. EUROP'ENERGIES ne saurait être tenu pour responsable de l'usage que le lecteur ferait de ces informations.