

europ *Energies*

La lettre des acheteurs européens d'électricité et de gaz

Sommaire

Analyses.....	p.2
Acheteur du mois : le Sieil	p.7
Vendeur du mois :	
Énergie d'ici	p.8
Parole d'expert : le réseau électrique français devient sous-optimal	p.9
Acteur du mois :	
Cristal Décisions	p.10
Mot du juriste : la refonte de l'arrêté tarifaire S21	p.11
Réseaux : le renforcement des interactions entre les réseaux d'énergie.....	p.12
Géopolitique : une lecture de la polémique sur le GNL russe .	p.13
Forum EUROP'ENERGIES :	
le programme	p.14
Flashes	p.16
Marchés	p.18

Edito

Pendant longtemps, les gestionnaires de réseaux d'électricité ont dû s'assurer que la production serait toujours suffisante pour couvrir les pics de consommation. Certains hivers ont été particulièrement tendus. Actuellement, c'est l'inverse qui se produit : l'offre est régulièrement supérieure à la demande, demandant une nouvelle gymnastique pour assurer l'équilibre du système à tout moment et en temps réel. Cela a été le cas en France ce printemps. RTE a dû faire appel à des mécanismes hors marché coûteux pour équilibrer production et consommation d'électricité. Dans ce contexte, il a envoyé des courriers aux responsables d'équilibres et aux responsables de programmation pour que ces derniers ajustent au mieux leurs prévisions.

Les GRT gèrent une surproduction chronique face à une demande atone

Le GRT français n'est pas le seul à faire face à cette situation. Elia a alerté, le 4 avril, lors de la présentation de ses perspectives pour cet été, sur le risque de mise sous pression dès ce printemps du réseau lorsque la production est supérieure à la consommation. Neso s'attend, pour l'été 2025, à une demande qui pourrait être la plus basse jamais enregistrée, même pendant la crise de la covid. L'opérateur du système électrique britannique assure avoir développé des outils nécessaires à la gestion de cette demande très ralentie, l'objectif

étant que l'offre ne dépasse pas la demande. Enfin, Swissgrid observe également « une nette augmentation des écarts de fréquence » due à la difficulté de prévoir la production d'électricité solaire.

Ce phénomène est lié au retour d'une production, notamment nucléaire, à un niveau plus élevé et au développement des énergies renouvelables. En outre, l'électrification des usages tant attendue n'est toujours pas au rendez-vous et la destruction de la demande constatée pendant la covid perdure. Les fermetures d'usines ou la suppression de chaînes de production industrielle, récemment annoncées, ne vont pas améliorer la situation. RTE a d'ailleurs ajouté un scénario fondé sur un rythme de croissance de la

consommation d'électricité faible combiné à une poursuite du développement de la production d'électricité bas carbone pour la mise à jour de son bilan prévisionnel à dix ans. Le contexte pourrait en revanche être favorable au développement du stockage par batterie comme une solution pour éviter l'écroulement de la production ENR pendant les périodes de faible consommation. C'est donc un nouveau défi auquel les réseaux européens d'énergie sont confrontés. ▽

Claire Aïcardi

Indicateurs spot

	31 mars	30 avril	Var.
Electricité* (€/MWh)			
Allemagne	94,62	77,94	-16,68
Belgique	91,10	73,38	-17,72
France	76,80	42,21	-34,59
Gaz* (€/MWh)			
TRF	40,74	34,01	-6,73
TTF	41,52	35,09	-6,43
Pétrole			
Brent (\$/b)	74,77	61,06	-13,71
WTI	71,48	58,21	-13,27
CO₂			
€/t EUA	67,98	66,55	-1,43

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

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

Idex déploie une approche intégrée auprès des industriels

Le pôle Énergies et gestion d'actifs d'Idex accompagne les clients du groupe depuis les diagnostics énergétiques jusqu'à l'optimisation du mix d'énergies en passant par le financement.

Idex, un groupe français spécialisé dans les solutions énergétiques, compte de plus en plus de clients industriels qui rejoignent son portefeuille aux côtés d'une clientèle historique tertiaire, résidentielle et des collectivités locales (EUROP'ÉNERGIES de janvier 2025). Pour ce segment, Idex s'organise et « déploie une nouvelle approche intégrée pour accompagner les industriels dans leur décarbonation », explique Vincent Ferry, directeur du pôle Énergies et gestion d'actifs d'Idex, lors d'un échange avec EUROP'ÉNERGIES. Pour rappel, le groupe développe, conçoit, finance, construit et exploite des infrastructures locales et bas carbone de fourniture de chaleur et d'électricité pour les bâtiments, les villes et l'industrie. L'approche des clients industriels se fait selon deux leviers, explique Vincent Ferry.

Services autour de l'efficacité énergétique et de son financement

Tout d'abord, Idex propose une gamme de produits et de services de premier niveau autour de l'efficacité énergétique. Cela commence par des diagnostics afin de déterminer quelles actions peuvent être pertinentes. « Notre valeur ajoutée réside dans le fait que nous accompagnons les clients, s'ils le souhaitent, dans le financement des travaux et leur réalisation. Nous pouvons aussi nous engager contractuellement sur la performance », détaille Florian Dulong, directeur de l'unité en charge des solutions de financement énergétique. L'expertise du groupe réside notamment dans sa connaissance du marché des CEE, étant, depuis l'origine du dispositif, à la fois acteur obligé et producteur de CEE via la réalisation de travaux de performance énergétique. En outre, Idex a pu mettre en pratique ces solutions sur ses propres installations avant de les proposer à ses clients. « Depuis cinq ans,

nous avons développé une expertise grâce aux actions menées sur la centaine d'actifs gérés par le groupe. Nous sommes donc sûrs que les travaux sont faisables et les financements sans risques », affirme Vincent Ferry.

Idex envisage toutes les solutions pour optimiser les mix énergétiques

Dans un second temps, Idex propose un accompagnement pour faire évoluer le mix énergétique des industriels dans une logique de décarbonation. Le groupe peut faire des diagnostics sur toutes les solutions existantes. « Nous sommes agnostiques. Nous sommes en mesure d'examiner des solutions de géothermie, de gaz, d'électricité, d'approvisionnement via des PPA d'électricité ou des BPA de biométhane, etc. », précise le directeur du pôle Énergies et gestion d'actifs d'Idex. Le groupe a ainsi signé une dizaine de CPPA en 2024 et deux BPA sur quinze ans. « Le marché des BPA est un peu en retard, mais nous anticipons un développement fort dans les prochaines années », explique Vincent Ferry.

Le pôle Énergies et gestion d'actifs est chargé de mettre cette nouvelle approche en œuvre. Il compte environ 70 personnes dédiées à cette démarche intégrée, à la fois sur les actifs du groupe et chez les clients tiers. Le pôle regroupe les compétences d'approvisionnement, de financement et d'optimisation des actifs du groupe et de tiers. « Les clients apprécient d'avoir un seul interlocuteur, qui est pertinent sur chacune des briques de l'offre », assure Vincent Ferry, qui rappelle que plus le service demandé est global, plus il est efficace. Pour illustrer ces propos, Florian Dulong cite l'exemple d'un industriel de l'agroalimentaire breton qui cherchait à remplacer sa chaudière au fuel mais dont l'usine était trop loin des réseaux de gaz. « Nous l'avons accompagné pour l'installation d'une centrale biomasse, mais nous avons identifié que son profil de consommation devait être stabilisé pour rendre la chaudière plus rentable », explique-t-il. Idex a également financé le projet. Les équipes menées par Vincent Ferry ont donc travaillé sur tous les éléments de l'équation et non seulement sur l'installation d'une nouvelle chaudière.

Europe : Xtra-energy propose une plateforme de gestion de l'énergie

Cette plate-forme de « portfolio management » est destinée aux producteurs ENR, mais elle intéresse également les consommateurs.

Créée en mai 2024 par les anciens fondateurs d'eZ-nergy, Xtra-energy est une nouvelle plate-forme de gestion de portefeuilles d'énergie destinée aux producteurs d'énergie renouvelable, mais utilisée aussi par des consommateurs. Après une pause de deux ans, Johann Zamboni et ses associés ont monté ce nouveau projet. Pour rappel, eZ-nergy, qui a été revendue, est centrée sur la nomination et le trading automatisé pour le gaz et l'électricité pour le compte de tiers. Pour Xtra-energy, « nous sommes partis du constat que la production d'énergie renouvelable est en pleine mutation. Développeurs au départ, les producteurs ENR sont de plus en plus obligés de s'intéresser à la valorisation de leur production », explique le cofondateur à EUROP'ENERGIES. Ils sont incités à aller sur des mécanismes de marché tels que les contrats avec compléments de rémunération ou les CPPA. Ils disposent de plusieurs sources possibles de rémunération : l'agrégation, le marché spot en direct ou via des agrégateurs, les appels d'offres Cre, les PPA et les services systèmes.

Ainsi, les producteurs sont de plus en plus nombreux à développer des postes d'« energy manager ». « La philosophie a changé et leur focus n'est plus seulement de maximiser la production, mais aussi

d'améliorer leur compétitivité », affirme Johann Zamboni. Pour modéliser et suivre leur portefeuille d'actifs, les producteurs ont besoin d'outils. Xtra-energy répond à ce besoin. « La solution que nous avons développée permet de modéliser le parc de production et les différents contrats de vente. Elle propose à la fois une vision agrégée et une analyse site par site pour un reporting physique et financier », explique Johann Zamboni. Via la solution, les producteurs peuvent suivre les différents contrats, accéder aux données, assurer la facturation et agir directement sur le marché.

Les fonctions proposées par la plate-forme intéressent de plus en plus des consommateurs, « en particulier ceux qui achètent selon la formule bloc+spot et qui complètent cet approvisionnement avec des PPA », note Johann Zamboni. En effet, les mécanismes d'approvisionnement se complexifient et se rapprochent des marchés. Ainsi, « outre des producteurs, nous discutons aussi avec des fournisseurs et avec des consommateurs finals », assure-t-il.

La société compte aujourd'hui cinq personnes (quatre fondateurs et un salarié). Elle annonce détenir déjà quelques grands clients avec notamment Neoen, Qair et Verso Energy. « Nous sommes sur le point de signer avec un autre client présent en Espagne et en Italie », précise le cofondateur. Xtra-energy a une vocation européenne. Elle compte déjà des clients en France et en Pologne, bientôt en Italie et en Espagne et elle vise tous les marchés de la zone CWE.

Énergies renouvelables : « L'adhésion des citoyens doit se gagner »

La transition énergétique ne pourra pas se faire sans un partage des bénéfices et de la gouvernance des projets dans l'éolien terrestre comme dans la méthanisation.

Alors que la France peine à tenir ses engagements pour réduire d'au moins 55 % d'ici à 2030 ses émissions

nettes de CO₂, le premier jalon vers la neutralité carbone de l'Union européenne en 2050, le besoin d'un débat public constructif et apaisé sur l'acceptabilité sociale des énergies renouvelables dans les territoires, s'avère plus que jamais prégnant. « Arrêtons de nier que les oppositions à leur développement persistent et se radicalisent. Les institutions publiques doivent faire face à une réalité complexe faite de tensions locales, de clivages politiques et de campagnes de désinformation dans les médias sur les énergies renouvelables qui s'amplifient », martèle Carine Sebi,

coordinatrice de la chaire de recherche Energy for Society de Grenoble École de Management (GEM). Depuis trois ans, son équipe de chercheurs mène des enquêtes sur l'adhésion sociale aux projets dans l'éolien et la méthanisation. L'une de ces recherches a porté sur l'évolution de la perception de l'opinion publique sur l'éolien et le nucléaire à travers l'analyse de 70 000 articles de presse durant la période 2005-2022. Elle a ainsi démontré que la perception positive du nucléaire persiste malgré des accidents notables, tandis que l'éolien, encore en phase de conquête et qui est très visible localement, suscite davantage d'oppositions. Ce déséquilibre est d'autant plus marqué que ces deux sources d'énergie, pourtant complémentaires, sont fréquemment mises en opposition dans les médias : les atouts du nucléaire sont souvent mis en avant, tandis que les faiblesses de l'éolien sont soulignées.

Un clivage selon l'affiliation politique

« Aujourd'hui, les personnes sont plus sensibles à une polarisation des messages clivants et simples », explique-t-elle. En outre, les préférences des Français pour l'éolien ou le nucléaire dépendent de leur affiliation politique. D'après les conclusions de l'enquête réalisée auprès de plus de 3 400 citoyens entre novembre 2023 et avril 2024 par l'équipe de chercheurs de la chaire, « les citoyens dans la mouvance des 'Verts' affichent le taux de soutien à l'éolien le plus élevé (environ 80 %). À l'opposé, les sympathisants des partis d'extrême droite comme le Rassemblement national (RN) et de droite dans une moindre mesure, ne sont favorables à l'éolien qu'à hauteur d'environ 55 %. Et même parmi les citoyens les plus favorables à l'éolien, le soutien diminue

nettement lorsqu'il s'agit d'accepter un parc éolien à proximité de chez eux », observe Carine Sebi. Le constat est tout aussi alarmant dans la méthanisation. Fin 2024, le nombre de projets en attente dépassait celui des installations en service. Les nouvelles implantations sont contestées dans certains territoires et le sont moins dans d'autres comme le Béarn, qui privilégie des partenariats entre collectivités locales et énergéticiens pour développer des projets dont la production va alimenter l'économie locale.

Une rétribution financière proposée aux riverains

« Tout l'enjeu est de parvenir à embarquer les élus locaux et les développeurs de projets dans l'ancrage territorial, et ce, quelle que soit la taille du projet. C'est à eux de prendre le temps d'écouter les critiques des citoyens et de s'adapter aux réalités locales », assure Carine Sebi. Et de préciser : « Le développement de partenariats avec les communautés énergétiques permettrait par exemple d'accroître la gouvernance des projets. Dans la même optique, la piste d'une rétribution financière proposée aux riverains d'un futur parc éolien doit être étudiée. Les premiers résultats d'un sondage réalisé par l'équipe de chercheurs auprès d'un panel de citoyens représentatifs, habitant dans des villages éligibles aux projets éoliens notamment, tendent à montrer qu'un bon tiers des riverains refuseraient le projet, quelle que soit la rétribution financière. Pour les autres, qui seraient réceptifs à cette idée, l'adhésion augmente considérablement avec des montants relativement faibles. Cela implique de repenser les mécanismes de compensation pour mieux répondre aux attentes des citoyens.

France : le biométhane poursuit sa croissance

En France, la filière biométhane est confiante sur sa capacité à remplir les objectifs du projet de PPE3 pour 2030.

Comme attendu, 2024 et 2025 ne sont pas de très bonnes années en matière de développement de

la méthanisation en France. En 2024, on constate un ralentissement sensible des raccordements qui résulte de la révision des tarifs d'achat en 2020. 79 nouvelles installations en injection ont été mises en service l'année dernière, un niveau équivalent à 2019. Le rythme devrait rester stable en 2025, a indiqué Laurence Poirier-Dietz, directrice générale de GRDF, à l'occasion de la présentation du Panorama des gaz renouvelables en 2024, le 3 avril à Paris. Toutefois, la filière a déjà presque

Essor d'une économie du CO₂ biogénique ?

Coproduit de la méthanisation, le CO₂ biogénique (ou bioCO₂) pourrait intéresser, entre autres, des industriels de l'agroalimentaire, de la chimie ou du ciment, ainsi que des serristes. La filière biométhane commence à prendre en compte ce possible débouché qui permettrait d'améliorer encore le rendement des projets. Des tests sont en cours pour capter ce CO₂. Il faudra encore le collecter et le transporter. « C'est un marché qui démarre et qui est en train de s'organiser », estime Laurence Poirier-Dietz. Selon les estimations, le potentiel de production de CO₂ biogénique issue de la méthanisation dépasse déjà 1,5 million de tonnes par an. Il pourrait atteindre 10 à 20 millions de tonnes d'ici à 2050. Le besoin actuel de ce CO₂ est évalué entre 500 et 1000 kt/an.

atteint l'objectif bas de 2028 de la Programmation pluriannuelle actuelle (PPE2), avec 13,9 TWh/an de capacité installée fin 2024 pour une cible fixée entre 14 TWh et 22 TWh. Et l'objectif 2030 prévu par le projet de PPE3, soit 44 TWh injectés, semble être à portée de main. Laurence Poirier-Dietz constate en effet « une nouvelle dynamique » avec « une multiplication par deux du nombre de projets en analyses préliminaires et +34 % d'études détaillées commandées en 2024 ». Si on prend en compte les projets inscrits dans le registre des capacités, on arrive déjà à 30 TWh cumulés. En outre, une partie des installations de biométhane en cogénération devrait bientôt sortir d'obligation d'achat et pourrait passer en injection, pour un potentiel de 3 TWh. Enfin, la filière espère que la réglementation va évoluer pour permettre l'utilisation des installations à leur capacité maximale (un potentiel additionnel de 2 TWh).

Donner de la visibilité et valoriser l'achat de biométhane

Pour les auteurs du Panorama — le Syndicat des énergies renouvelables, Gaz et Territoires, GRDF, Natran et Teréga —, reste maintenant à donner

Production et injection de biométhane à fin 2024 en France

- 731 méthaniseurs sont raccordés aux réseaux de gaz naturel
- Pour une capacité installée de 13,861 GWh/an
- La production a atteint 11,61 TWh en 2024, contre 9,13 TWh en 2023.
- 1358 projets sont inscrits dans le registre pour 29,2 TWh/an, dont 983 (15,4 TWh/an) sont en file d'attente. Le nombre des projets inscrits a augmenté de +9,8 % en 2024.
- On compte au moins 1581 méthaniseurs en Europe pour une production totale d'au moins 54,7 TWh.

de la visibilité aux gaz renouvelables et à mettre en œuvre une politique de soutien. La visibilité passe en tout premier lieu par la publication « dès que possible » de la PPE3, même si la filière trouve que l'objectif 2035 (entre 44 et 79 TWh) « manque clairement d'ambition » et que les technologies complémentaires à la méthanisation (pyrogazéification, gazéification hydrothermale et « power-to-methane ») mériteraient davantage qu'une mention favorable. Les gaziers demandent aussi que les gaz renouvelables soient reconnus comme moyen de décarbonation. Cela signifie qu'ils puissent être comptabilisés dans les bilans carbone, que la fiscalité de l'accise gaz évolue et qu'elle soit différenciée pour les gaz verts, et que la part croissante de gaz renouvelable pour le bâtiment soit valorisée. La filière attend aussi que la mise en œuvre du dispositif des certificats de production de biogaz (CPB) soit finalisée, avec une trajectoire post-2038 fixée et la publication des derniers textes réglementaires. Enfin, tout un travail reste encore à faire pour permettre aux consommateurs finals, et notamment aux industriels, de faire valoir plus aisément les efforts qu'ils consentent en faveur de la décarbonation en consommant du biométhane.

Trois questions à Madeleine Lafon, déléguée générale de France gaz, et à Frédéric Terrisse, président de la commission gaz renouvelables du Syndicat des énergies renouvelables (Ser).

EUROP'ENERGIES : Est-il possible aujourd'hui aux entreprises et aux collectivités de comptabiliser leurs achats de biométhane dans leur bilan carbone ?

Frédéric Terrisse : Actuellement, la prise en compte des achats de biométhane ou de garanties d'origine (GO) dans les bilans de carbone varie selon les méthodologies et les dispositifs retenus. Seule une approche « market-based » permet aux entreprises de comptabiliser les émissions liées à l'énergie consommée en fonction des caractéristiques de leurs contrats d'approvisionnement. Pour les industriels soumis à l'EU-ETS, certaines GO, associées à des preuves de durabilité (certification RED), peuvent être mobilisées pour réduire les émissions déclarées.

Madeleine Lafon : En France, la méthodologie de l'Ademe pour les bilans des émissions de gaz à effet de serre (Beges) repose sur une approche « location-based » qui ne prend en compte que le taux d'énergie renouvelable moyen du mix gazier. Au niveau européen, la directive relative à la publication d'informations en matière de durabilité par les entreprises (directive CSRD) reconnaît les consommations énergétiques attestées au moyen de garanties d'origine. Le projet de loi Daddue, qui vient d'être adopté, introduit une mesure facilitatrice donnant la possibilité aux entreprises concernées par la CSRD de ne pas faire de Beges. En outre, au niveau international, France gaz plaide, avec un grand nombre d'acteurs et d'industriels du monde entier, pour que la méthodologie du GHG protocol reconnaisse pleinement les instruments de marché au niveau du scope 1 de la comptabilité carbone pour l'ensemble des gaz bas carbone.

EE : Pourquoi et comment l'accise sur le gaz naturel doit-elle évoluer ?

M. L. : France gaz plaide pour l'exonération d'accise sur le gaz naturel pour les gaz renouvelables et bas carbone dans un objectif de taxation différenciée des énergies renouvelables et des énergies fossiles. Nous serons également particulièrement vigilants à ce que la mise en place de l'EU-ETS2 pour les marchés résidentiel et transport vienne en substitution de la part carbone déjà incluse dans l'accise gaz. Il faut éviter que les consommateurs paient deux fois le même CO₂.

F. T. : Le SER constate qu'aucune différenciation fiscale n'est aujourd'hui opérée entre le gaz d'origine fossile et le gaz renouvelable, alors même que leurs impacts climatiques sont très différents. Une accise différenciée, plus favorable au biométhane, constituerait un levier incitatif clair pour orienter la consommation vers des énergies bas carbone.

EE : Comment inciter les industriels à se tourner vers le biométhane pour la décarbonation de leurs activités ?

M. L. : Inciter les industriels à investir durablement dans le déploiement de nouvelles capacités de production par le biais d'un Biomethane Purchase Agreement (BPA) est une première solution. Pour cela, il faut vraiment que ces industriels soient soutenus lorsqu'ils cherchent à investir dans des sites de production de biométhane à distance.

F. T. : Malgré les atouts des BPA, notamment en matière de stabilité du prix d'approvisionnement, le surcoût du biométhane par rapport au gaz fossile demeure un frein. Pour lever cet obstacle, il est indispensable de mettre en place des dispositifs d'accompagnement financier (aides directes, appels à projets, exonérations fiscales, mécanismes de soutien contractualisés), une reconnaissance réglementaire et comptable claire de l'usage du biométhane dans les bilans carbone, notamment via le GHG Protocol (approche « market-based »), et des outils de marché stabilisés et fiables.

Acheteur du mois

Le Sieil coordonne les achats publics de trois départements

La fin du dispositif post-arenh donne une visibilité sur les prix de l'énergie qu'empêchait l'écêtement. Le Sieil affiche une réduction des prix pour 2026-2027.

Marion Guerineau, adjointe de la directrice générale du syndicat d'énergie d'Indre-et-Loire (Sieil) et responsable du service de la transition énergétique, est enthousiaste sur son métier. « Être en lien avec les acheteurs publics et les fournisseurs est très enrichissant. Nous rencontrons de nouvelles situations tous les jours et nous touchons à des questions techniques, administratives et de la commande publique », explique-t-elle à EUROP'ENERGIES. Le syndicat, situé dans un département à tendance rurale, a créé, en 2015, un groupement d'achat pour le gaz naturel et l'électricité. S'y sont associés les syndicats d'Eure-et-Loir et de l'Indre. Le Sieil en est le coordonnateur. « Mis en place pour accompagner les collectivités touchées par la fin des tarifs réglementés de vente de l'électricité, le groupement comptait alors 184 membres », rappelle-t-elle. Ce sont au total 578 membres qui ont participé à la dernière mise en concurrence. Le groupement compte 13 000 points de livraison pour 135 GWh/an de consommation d'électricité et 1000 points de comptage pour 100 GWh/an de gaz naturel.

2025 est la dernière année de l'accord-cadre démarré en 2023. Un nouvel accord-cadre a été signé en juin 2024 portant sur la période du 1^{er} janvier 2026 au 31 décembre 2028. « Cela nous a permis de nous positionner rapidement pour saisir des opportunités de marché », explique Marion Guerineau. Engie et Gaz de Bordeaux ont été sélectionnés. Des fournisseurs que le Sieil connaît déjà. « La relation avec Gaz de Bordeaux est satisfaisante et positive. Selon notre expérience passée, Engie avait un bon dispositif de relation client avec un seul interlocuteur », explique-t-elle. Et cela est d'autant plus apprécié que, pour l'électricité, le périmètre est très mouvant, avec des sorties et des entrées de sites (entre la location des logements communaux, les manifestations provisoires, etc.).

Pour couvrir ces mouvements, le Sieil demande une clause de flexibilité de 10 %. Une exigence à laquelle répondent tous les fournisseurs. « Avant la crise, nous pouvions même bénéficier de 15 % de flexibilité. Mais nous avons vraiment constaté un changement des pratiques à partir de 2022 », souligne Marion Guerineau.

Dans un contexte de marché plutôt favorable, le Sieil a déjà couvert les besoins du groupement pour 2026 et 2027. Il a aussi « joué la prudence dans un contexte géopolitique animé et incertain ». Par rapport à 2025, « la réduction est satisfaisante et correspond à ce que nous souhaitons. Elle est de près de 30 % sur la partie commodité », précise l'adjointe. Le coordonnateur a droit à deux clics par an pour fixer les prix. « Nous allons sur des produits calendaires, pas sur du mensuel ni du trimestriel. Nous recherchons avant tout la visibilité budgétaire », rappelle-t-elle. Si la fin de l'arenh est synonyme de prix de marché plus élevés sur une partie de la fourniture, elle apporte néanmoins un certain confort. Déjà, les prix précédents étaient suffisamment élevés pour que, même avec la fin du dispositif, les prix 2026-2027 soient intéressants. Ensuite, l'écêtement de l'arenh demandait des calculs et empêchait d'avoir de la visibilité jusqu'au début de l'année de livraison. Pour les achats d'énergie, le Sieil est accompagné par AEC, qui l'aide dans la mise en place de la procédure et de la stratégie d'achat. « Nous fixons ensemble, en accord avec les deux autres syndicats, une feuille de route qui prévoit une fourchette haute et une fourchette basse pour déclencher les achats. Nous prenons nous-mêmes les positions », explique Marion Guerineau.

Si le Sieil n'a pas encore de projet d'autoconsommation solaire ou de contrats d'achat direct, il accompagne les acheteurs publics dans la gestion quotidienne de leurs contrats : mises en service, résiliation, optimisation des puissances souscrites, etc. En outre, le syndicat suit les collectivités du département sur la maîtrise de l'énergie et la rénovation des bâtiments. « Nous disposons d'un fonds de concours, avec des attributions d'aides en mai et en octobre chaque année, pour de petits comme pour de grands projets », se réjouit Marion Guerineau.

Vendeur du mois

Énergie d'ici : un fournisseur lié à des producteurs ENR

Le fournisseur valorise l'électricité produite par ses onze sociétaires et des actifs qu'il agrège. Il espère signer quelques gros CADE hydroélectriques.

La création de la marque Énergie d'ici en 2016 par l'Union des producteurs locaux d'électricité visait à assurer la pérennité des actifs de ses sociétaires et à leur donner de la visibilité sur leurs revenus. « La réflexion a commencé vers 2012 avec la fin des contrats d'obligation d'achat H-97 », rappelle Antoine Garcier, directeur général (DG) d'Énergie d'ici, lors d'une rencontre avec EUROP'ENERGIES. Les producteurs allaient donc devoir vendre leur électricité sur le marché de gros et « ils avaient le sentiment de ne pas maîtriser leur avenir ». Antoine Garcier a alors été contacté par Xavier Casiot, hydroélectricien dans le Béarn et actuellement président de France Hydroélectricité, pour réfléchir à une solution. À l'époque, Énergie d'ici comptait six sociétaires. Ils sont onze aujourd'hui qui se partagent l'ensemble du capital de la société. « Nous avons contractualisé avec nos premiers clients le 1^{er} octobre 2016. Cela fait donc neuf ans que nous sommes actifs sur ce marché », constate le directeur général.

Depuis, Énergie d'ici a bien évolué. Tout d'abord du fait de la diversification des activités de ses sociétaires et ensuite via l'agrégation de moyens de production de tiers. Aujourd'hui, elle commercialise l'énergie produite par 230 installations, dont 45 % d'hydro, 40 % d'éolien, 10 %

de biomasse et environ 5 % de solaire. Elle compte 150 centrales hydroélectriques en portefeuille, réparties un peu partout sur le territoire, pour une capacité installée de 132 MW. La production annuelle des 230 installations s'élève à environ 850 GWh/an pour quelque 420 MW installés. « Les actifs détenus par les onze sociétaires représentent environ 25 % de l'approvisionnement d'Énergie d'ici ; le reste est sourcé auprès d'autres producteurs », précise Antoine Garcier. Sur les 230 contrats, 200 sont des PPA avec des actifs sortis des mécanismes de soutien, une dizaine sont en obligation d'achat avec Énergie d'ici (la société étant agréée pour cela) et une autre dizaine sont en complément de rémunération. En outre, Énergie d'ici assure l'agrégation et le complément de fourniture pour dix contrats d'achat direct (CPPA ou CADE), dont le premier a été signé en décembre 2022 avec le groupe Serfim, une ETI de la région lyonnaise.

Côté commercialisation, Énergie d'ici joue la carte de la proximité. « En règle générale, nous ne passons pas par des courtiers », précise le DG. Son portefeuille compte 16 000 points de livraison et il est « composé d'artisans, de commerçants, d'industriels, de collectivités locales et d'acteurs du tertiaire, ainsi que d'environ 10 %

de ménages », précise-t-il. Il est actif dans deux zones principalement : dans les Pyrénées et la Gascogne, et en Auvergne-Rhône-Alpes. En 2024, Énergie d'ici a recruté des commerciaux pour étendre sa couverture régionale. La trentaine de collaborateurs du fournisseur est basée à Lyon (25 personnes). Une agence de proximité va être ouverte à Pau (cinq personnes). Énergie d'ici vend environ 60 % de ses volumes à des consommateurs finals et les 40 % restants sont valorisés sur le marché spot de l'électricité.

Parmi les offres proposées par Énergie d'ici aux clients finals, on compte des CPPA. Le groupe souhaite notamment trouver des débouchés pour la production de centrales hydroélectriques de plus de 1 MW qui vont bientôt sortir des mécanismes de soutien (avec la fin des contrats H-01). « Certaines de ces installations doivent être renouvelées et cherchent de la visibilité. Des contrats permettraient de maintenir l'activité de ces actifs », assure Antoine Garcier. Il explique avoir déjà des discussions avec de grands groupes. Le fournisseur affiche une croissance régulière, avec un chiffre d'affaires de 80 millions d'euros en 2023 et de plus de 100 millions d'euros prévus pour 2024. « Notre structure financière est saine et nous autofinçons notre développement. Nous sommes le seul groupe de producteurs à s'être constitué pour revendre notre production. Nous sommes attachés à être présent auprès de nos producteurs et de nos clients », assure Antoine Garcier.

Parole d'expert

France : le réseau électrique devient sous-optimal

Surcapacité et sous-optimalité du réseau électrique français, selon Alessandro Armenia, analyste Énergie chez Kpler.

Le réseau électrique français est en surcapacité et est en train de devenir sous optimal. L'an dernier, le mix de production avait permis de maintenir des prix bas et d'atteindre un record d'exportations de 89 TWh. Cependant, cette « machine » parfaite commence à se fissurer.

À la fin d'avril, les données Kpler ont montré un schéma qui risque de se reproduire très fréquemment pendant l'été. Au pic solaire (13h ou 14h), une partie de la production photovoltaïque est écrêtée, dessinant la « corne du diable » sur le graphique de la production solaire. C'est un signal classique de surproduction. La surproduction est telle qu'un jour sur deux, le pic solaire quotidien était enregistré avant 9h. Selon les estimations de Kpler, les volumes potentiels de réduction (« curtailment ») solaire en avril atteignent 320 GWh.

La question de la surproduction solaire devient plus épineuse dès lors que l'on aborde la dimension économique. Quand on examine les subventions accordées aux installations solaires, la plupart des installations à petite échelle (<100 kW) bénéficient d'un tarif d'achat garanti (obligation d'achat) à un prix fixe en €/MWh. Elles représentent 30 à 40 % du marché français, soit environ 9 GW d'actifs raccordés au réseau (hors solaire derrière le compteur). Leur granularité rend leur pilotage complexe et, faute d'incitation économique à réduire la production, ces installations alimentent les prix négatifs sur le marché spot et

elles sont sujettes à des « curtailments » techniques coûteux imposés par le gestionnaire du réseau. Ce mécanisme de tarif garanti est aussi largement adopté en Allemagne sous la loi EEG, où l'incitation à maximiser le volume est même renforcée dans la version 2023, avec un tarif plus élevé pour le « full feed-in » (injection totale) que pour le « partial feed-in » sur les systèmes <100 kWc.

En conséquence, la combinaison des subventions solaires insensibles aux prix et de la croissance des capacités installées entraînent une succession de prix en dessous de zéro. En avril, la France, l'Espagne, les Pays-Bas et la Belgique ont tous battu leurs records d'heures à prix négatif.

En même temps, la production nucléaire est fortement réduite (l'équivalent de cinq à dix réacteurs non connectés). Jeudi 1^{er} mai, un nouveau record de modulation a été enregistré : la production instantanée est tombée à 20,5 GW, soit un facteur de charge de seulement 33 %. Si ces modulations offrent une certaine flexibilité, elles engendrent des coûts opérationnels plus importants : besoin de personnel supplémentaire pour le contrôle des procédés, baisse de l'efficacité du combustible et contraintes mécaniques accrues sur les composants, réduisant leur durée de vie et alourdissant les coûts de maintenance.

Paradoxalement, malgré l'écrêtement solaire et la modulation nucléaire pour contrer la surproduction, la France

importe de l'électricité ! Au moment du pic solaire en France, il est midi en Allemagne et en Espagne également, et ces pays affichent alors des prix moins négatifs que la France, ce qui pousse à l'arbitrage importateur. Enfin, réduire la production des unités construites devient « anti-économique » : cela augmente mécaniquement les coûts opérationnels et gaspille de l'énergie propre et bon marché. Cette méthode ne tire pas pleinement parti des atouts du nucléaire et du solaire.

Que faire pour améliorer la situation ? Voici quelques suggestions :

- Promouvoir des stratégies visant à augmenter la demande de charge de base ;
- Déployer des systèmes de stockage et des services de réponse à la demande (agrégateurs V2G, chauffe-eau électriques, pompes à chaleur) ;
- Promouvoir la tarification dynamique industrielle pour orienter la consommation ;
- Exposer les consommateurs finals aux « tempêtes » de prix négatifs ;
- Mettre en place des contraintes d'export lorsque les prix négatifs sont trop bas, avec un volume maximal autorisé si le pays voisin rencontre aussi une surproduction. En même temps, demander aux pays fortement solaires de supporter le coût de gestion de l'excédent à midi, et non aux voisins ;
- Renégocier les régimes de subvention solaire fixe, comme l'obligation d'achat.

En 2024, le mix de production annuel européen était de 10 % solaire, 19 % éolien et 25 % nucléaire. Pour dépasser significativement ces niveaux, il faudra aborder ce problème.

Acteur du mois

Cristal Décisions accompagne ses clients pour leurs achats d'énergie

Le consultant en énergie a ouvert son premier bureau hors de France, à Bruxelles, en vue de couvrir la Belgique.

Filiale de Meogroup, Cristal Décisions a la charge de l'activité de performance des achats indirects du groupe, dont le métier historique est l'assistance technique avec mise à disposition de consultants sur les achats, la gestion de projets, le contrôle de gestion et la finance. « Nous avons une dominante forte sur l'énergie puisque sur les cinquante collaborateurs de Cristal Décisions, nous comptons 23 consultants spécialisés sur l'achat de gaz naturel et d'électricité », a expliqué Laurent Hornez, directeur associé de la société, en charge de l'équipe énergie, lors d'un échange avec EUROP'ENERGIES. La partie énergie est gérée depuis des bureaux installés à Lyon alors que le siège social du groupe est situé à Boulogne-Billancourt, dans la région parisienne. C'est sur ce dernier site qu'est regroupé le reste de l'équipe, chargé des autres expertises : mobilité, immobilier, marketing et emballage, assurances et Facility management.

Un consultant présent depuis plus de vingt ans

Cristal Décisions n'est donc pas un « pure player » dans le domaine de l'énergie, mais il est actif depuis plus de vingt ans dans ce secteur. « Pour l'anecdote : nous avons été l'un des

tout premiers acteurs à être interfacés avec Enedis pour avoir accès aux données de consommation de nos clients », se rappelle le directeur. La société intervient sur l'achat d'énergie pour aider les consommateurs finals à définir leur cahier des charges, organiser les appels d'offres, mettre en place les stratégies, prendre des positions et assurer le suivi des marchés. Elle s'est également fait une spécialité des optimisations, notamment sur les très gros multisites, grâce à une expertise très technique (réglementation fiscale, pratiques des GRD sur l'acheminement, pratiques des fournisseurs sur la facturation) et à leur accompagnement dans le déploiement opérationnel. Elle est aussi présente pour accompagner ses clients sur le montage et le financement des projets de CEE. Mais elle n'est pas délégataire. « Nous cultivons notre indépendance vis-à-vis à la fois des fournisseurs et des obligés », souligne le directeur. Cristal Décisions propose également des diagnostics ENR et un accompagnement sur les projets d'implantation solaire avec des opérations d'autoconsommation individuelle ou collective, ou dans le cadre de PPA.

Grande fidélité de la clientèle

Si Cristal Décisions est peu présent sur le marché des collectivités, il travaille « avec tous types de consommateurs, des industriels comme des acteurs du tertiaire, et notamment avec beaucoup de très grands multisites », précise Laurent Hornez. Les consultants de Cristal Décisions ont des profils plutôt d'ingénieurs et l'entreprise table surtout sur la fidélisation de ses clients. « Sur la

bonne centaine de clients que nous avons en portefeuille, 80 à 90 % nous renouvellent chaque année leur confiance », assure ainsi Laurent Hornez.

Accompagnement à l'international

Cristal Décisions a également monté une équipe de cinq consultants dédiés à l'international. Historiquement, il a accompagné certains de ses clients qui avaient des filiales à l'étranger. « Nous sommes capables de les suivre dans une vingtaine de pays un peu partout dans le monde. Depuis peu, nous accompagnons un client français pour l'achat d'énergie sur ses sites en Inde et en Chine », indique le directeur. D'autant plus que Meogroup — qui compte 1000 collaborateurs pour un chiffre d'affaires de 110 millions d'euros en 2024 — est lui-même actif dans plusieurs pays : en Belgique, en Espagne, en Suisse, en Italie, au Luxembourg, au Maroc, au Canada, au Brésil et un peu partout en France.

Un bureau ouvert à la mi-mars à Bruxelles

Récemment, Cristal Décisions a commencé à développer des implantations locales ailleurs qu'en France avec l'ouverture, le 19 mars, d'un bureau en Belgique, à Bruxelles. La société espère compter cinq collaborateurs (trois consultants et deux commerciaux) dans cette nouvelle antenne d'ici à la fin de 2025. La société y accompagne déjà des clients pour leurs achats en Belgique. Cristal Décisions pourrait-il ouvrir des bureaux ailleurs en Europe ? « C'est l'ambition, mais nous y allons pas à pas », répond Laurent Hornez.

Mot du juriste

La refonte de l'arrêté tarifaire S21 : un défi de taille pour la filière photovoltaïque

Le mot de Jérôme Lépée, avocat associé, et de Coralie de La Fonchais, avocate collaboratrice, cabinet Adaltys.

Instaurée par un premier arrêté tarifaire du 13 mars 2002, pris en application de la loi du 10 février 2000 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité, l'obligation d'achat de la production photovoltaïque avait pour objectif initial de soutenir une filière émergente, alors peu compétitive, en garantissant un prix d'achat fixe de la production sur une durée déterminée. Une dizaine d'arrêtés tarifaires plus tard, l'évolution du contexte économique et budgétaire, couplée à l'atteinte voire au dépassement des objectifs de puissance appelée, a conduit le gouvernement français à modifier le mécanisme de soutien en place, issu de l'arrêté dit « S21 » du 6 octobre 2021, par l'adoption de l'arrêté du 26 mars 2025. Si la première version du projet d'arrêté a été perçue comme particulièrement défavorable au développement du photovoltaïque, rappelant à la filière le moratoire de 2010, les débats intenses qui s'en sont suivis avec le gouvernement ont permis quelques concessions, la plus notable étant la suppression de la rétroactivité au 1^{er} février 2025.

Des évolutions segmentées

Le secteur résidentiel (0-9 kWc) demeure le plus affecté par l'arrêté modificatif, avec la suppression de la possibilité de valoriser la production en vente totale, la baisse significative à 40 c€/kWh du tarif d'achat du surplus et le non-alignement de l'entrée en vigueur de ces nouvelles règles avec celle de la TVA réduite à 5,5 % sur l'installation des centrales photovoltaïques en autoconsommation. Le segment 9-100 kWc fait, quant à lui, l'objet d'une dégressivité immédiate des tarifs basée sur le volume de souscription du trimestre précédent, générant un manque de visibilité pour les développeurs lors de l'élaboration de leurs plans d'affaires. Concernant le segment 100-500 kWc, le tarif d'achat passe de 105 à 95 €/MWh, sans dégressivité jusqu'au 1^{er} juillet 2025. À compter de

cette date, la même formule de dégressivité que celle précitée s'appliquera.

Des modifications substantielles et des incertitudes pour les plus grandes installations

Parmi les nouveautés notables sur ce segment figurent l'introduction d'un critère de résilience qui donnera lieu à un tarif dédié et l'obligation — sauf pour les collectivités territoriales — de constituer une garantie financière de 10 000 euros sous forme de consignation auprès de la Caisse des dépôts ou de garantie à première demande. Plus important encore, à compter de septembre 2025, des appels d'offres simplifiés (AOS) devraient être lancés pour ces installations. De nombreuses incertitudes demeurent toutefois sur leur fonctionnement : passage en complément de rémunération dès 100 kWc ? traitement spécifique des projets en autoconsommation individuelle et collective ? conservation d'une durée de contrat de vingt ans ? fréquence des périodes ? critère unique du prix ? traitement différent en fonction de la typologie d'installation (toitures/ombrières) ? évolution du mécanisme de garantie financière afin de permettre au producteur de mandater un tiers (installateur, tiers investisseur, etc.) pour la constituer ? L'arrêté introduit également une série de modifications techniques de moindre importance : exclusion des installations dont les éléments principaux ont été utilisés plus de trois mois, seuil de bilan carbone maximal rehaussé à 740 kg eq. CO₂/kWc, ajustements de la procédure de modification du contrat d'achat dans les 18 mois suivant la demande de raccordement, refonte des annexes, etc.

En somme, les modifications d'ores et déjà entérinées par l'arrêté vont contraindre les acteurs à s'adapter rapidement, en repensant leur modèle économique et leur mode de valorisation, afin d'assurer la viabilité de leurs projets. Ils devront très certainement s'intéresser, encore plus qu'ils ne l'étaient déjà, à des schémas de valorisation incluant une part d'autoconsommation, qu'elle soit individuelle, collective ou les deux. Concernant les AOS à venir, il est essentiel qu'ils n'induisent pas une complexification et un allongement des démarches administratives, au risque de décourager les porteurs de projets. Une chose est sûre : la filière va devoir faire preuve d'agilité face à cet environnement réglementaire en constante évolution.

Réseaux

Le renforcement des interactions entre les réseaux d'énergie : un enjeu territorial

Une analyse de Cécile Fontaine, cheffe du département Affaires publiques et juridiques de la Fédération nationale des régions et de autorités concédantes (FNCCR).

Si les réseaux d'énergie font aujourd'hui l'objet d'une gestion indépendante relevant de cadres réglementaires distincts, ils vont devoir à l'avenir être pensés davantage comme un système intégré où chaque vecteur énergétique trouve sa juste place en fonction des spécificités territoriales. Le projet de programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE 3) l'a bien perçu et il consacre une section entière aux interactions entre les réseaux¹ sur la base d'un constat : les secteurs de l'électricité et du gaz sont d'ores et déjà interdépendants du fait des reports de consommation d'une source d'énergie vers une autre et des impératifs de sécurité d'approvisionnement. Ce projet préconise donc d'amplifier les transitions entre vecteurs — électricité, gaz, chaleur — afin d'accroître la flexibilité et la résilience des systèmes énergétiques.

La directive gaz met l'accent sur la coordination

La coordination des réseaux figure parmi les objectifs de la directive relative au marché du gaz² : « Afin de veiller à un déploiement rentable des infrastructures et d'éviter les actifs délaissés, il y a lieu de tenir compte, dans la planification des réseaux, des liens de plus en plus étroits qui unissent le gaz naturel, l'électricité, ainsi que l'hydrogène, et, le cas échéant, le chauffage urbain³ ». La directive demande ainsi aux États membres de s'efforcer à assurer « la coordination des étapes de planification des plans décennaux de développement des réseaux respectifs pour le

gaz naturel, l'hydrogène et l'électricité » et prévoit l'établissement, tous les deux ans, d'un « scénario commun » aux gestionnaires de réseaux de distribution⁴.

Cette approche globale permettra à l'ensemble des réseaux de faire face aux enjeux liés à l'électrification des usages, à la baisse des consommations de gaz et au développement des énergies renouvelables. Une telle approche impliquera probablement de faire évoluer le cadre réglementaire national, mais de toute évidence, elle devra s'inscrire dans une dimension locale afin d'appréhender au mieux les spécificités et les besoins de chaque territoire.

Les AODE seront en première ligne

Les outils de planification locale existants, et en particulier les schémas directeurs des énergies et les plans climat air énergie territoriaux, sont tout à fait à même de répondre à cet impératif de cohérence du développement des différents vecteurs énergétiques. Et les objectifs fixés par la planification pourront être mis en œuvre de manière opérationnelle dans le cadre de la programmation des investissements des concessions de distribution d'énergie. Les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (AODE), qui disposent bien souvent de compétences tout à la fois en matière d'électricité, de gaz et de chaleur et de froid, propriétaires de ces infrastructures, seront les acteurs incontournables de cette évolution. Elles mettent déjà leur expertise au service de la planification énergétique locale et, en leur qualité d'autorités concédantes, elles seront, demain, en mesure d'établir des liens entre les concessions pour optimiser la gestion de leurs réseaux.

En conclusion, la transformation profonde du paysage énergétique, marquée par l'évolution des usages et l'essor des énergies renouvelables, impose une gestion coordonnée des infrastructures. Cette transformation soulève des enjeux techniques et réglementaires, mais également territoriaux. Elle ne pourra se réaliser sans les collectivités et elle reposera sur deux piliers : la planification énergétique locale et les contrats de concession.

¹ Projet de programmation pluriannuelle de l'énergie n°3, version de mars 2025, <https://www.consultations-publiques.developpement-durable.gouv.fr>.

² Directive (UE) 2024/1788 du Parlement européen et du Conseil du 13 juin 2024 concernant des règles communes pour les marchés intérieurs du gaz renouvelable, du gaz naturel et de l'hydrogène.

³ Considérant 125 de la directive.

⁴ Article 55 de la directive.

Géopolitique

Une lecture géopolitique de la polémique sur le GNL russe

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

Depuis les derniers mois de 2023, nous avons vu mentionnées périodiquement dans la presse des augmentations des importations de gaz naturel liquéfié (GNL) russe en Europe pour appeler à réduire ces importations par solidarité avec l'Ukraine. Or, un tel appel est en réalité infondé, voire contre-productif : il fait partie d'un jeu géopolitique. D'abord, nous ne devons pas oublier que les prix du gaz en Europe sont actuellement quatre à cinq fois plus élevés qu'aux États-Unis, ce qui affecte nos industries et nos concitoyens. Toute réduction des flux de gaz vers l'Europe tendra à augmenter ces prix et donc à dégrader la situation économique de l'Europe et, *in fine*, sa capacité à soutenir l'Ukraine. Ensuite, si nous sommes prêts à accepter de payer notre gaz plus cher pour réduire les revenus de l'État russe, alors notre cible devrait être les importations de gaz russe par gazoduc (soit les environ 14 milliards de m³ annuels qui arrivent encore en Europe via Turkstream). En effet, le m³ de gaz exporté par gazoduc rapporte beaucoup plus à l'État russe, sous forme de taxes, mais aussi sous forme de bénéfices (ou de moindres pertes) de l'entreprise d'État Gazprom, que le m³ de gaz de Yamal LNG, qui est moins taxé et dont une part substantielle des revenus sert aujourd'hui à rembourser aux banques les prêts qui ont financé l'usine de liquéfaction.

Pourquoi donc cette focalisation sur le GNL alors que la cible rationnelle devrait être le flux dans Turkstream ? D'abord, s'attaquer à Turkstream, c'est toucher prioritairement les pays d'Europe du Sud-Est (Bulgarie, Roumanie, Hongrie) qui sont les moins réceptifs à la rhétorique pro-Ukraine. Ensuite, les chiffres d'importation de GNL sont structurellement plus variables que les flux par gazoducs et donnent donc plus d'opportunités de communication sensationnaliste, avec des pourcentages de variation impressionnants sur des périodes courtes. Enfin et

surtout, quand on regarde l'origine des articles parus dans la presse, on trouve souvent un communiqué d'IEEFA. L'Institute for Energy Economics and Financial Analysis est un « think tank » qui a publié pas moins de cinq communiqués de presse mentionnant les importations de GNL russe depuis octobre 2023 et qui est essentiellement représentatif des États-Unis. Son conseil est largement nord-américain (et en quasi-totalité issu des universités US) et les fondations américaines dominent largement la liste des donateurs.

Cette campagne de communication, focalisée sur le GNL, représente un point de vue américain bien plus qu'européen ou ukrainien. Le fait que les États-Unis se voient comme l'alternative au GNL russe est sans doute une simple coïncidence. Pour une fois, l'UE a répondu à cette campagne avec un relatif pragmatisme. Au-delà des sanctions existantes depuis 2022 sur le Project Arctic 2, qui ont effectivement empêché son entrée en service, la tentation d'un embargo complet sur le GNL russe a été assez vite repoussée après 2027. Un tel embargo aurait pu conduire l'Europe à subir une nouvelle hausse des prix considérable, puisque ce GNL représente deux fois plus de volume de gaz que les flux ukrainiens, dont l'interruption fin décembre 2024 a provoqué une hausse des prix du gaz européen de l'ordre de 25 %.

La décision prise par l'UE en juin 2024 a finalement été d'interdire, à partir de mars 2025, le transbordement de navires de GNL dans les ports européens. Cette décision est avant tout symbolique, mais aussi un peu absurde. D'abord, son premier effet mécanique est d'augmenter les importations nettes de GNL russe en Europe, puisque le nombre limité de navires méthaniers adaptés au grand froid oblige généralement à débarquer le GNL de Yamal en Europe et qu'il n'y aura plus de réexportations. Ensuite, elle pénalise plus les ports méthaniers européens que l'État russe. Enfin, elle envoie un message incompréhensible aux pays tiers, comme le Pakistan ou le Chili, qui ont vu au cœur de la crise en 2022 le GNL qui leur était destiné aspiré par les prix élevés qu'offrait l'Europe, « acheter du GNL russe est acceptable pour l'Europe, mais pas pour vous. » Étonnons-nous après cela que le « Sud global » ne se sente pas spontanément solidaire de l'Ukraine !

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^{er} 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 :

- COMMISSION EUROPÉENNE, Mariana Mesquita, Legal and Policy officer
- ENDESA France, Gil Najid, directeur général
- ENGIE Entreprises & Collectivités, Frédéric Lefort, directeur général
- GAZELÉNERGIE, 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, Peter Claes, board member, FEBELIEC, président
- MEDEF, Sébastien Douguet, directeur de mission politique énergétique
- NATRAN, Philippe Madiec, 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 & ASSOCIÉS

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
- EDF, intervenant à confirmer
- MINISTÈRE DE L'ÉCONOMIE, DES FINANCES ET DE LA SOUVERAINETÉ INDUSTRIELLE ET NUMÉRIQUE, Aurélien Paillard, sous-directeur des Marchés de l'Énergie
- 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
- PUREENERGY ASSOCIATES, Thierry Lesaffre, directeur associé

14h55 - 15h40 Sessions Focus parallèles

PPA et couverture des consommations

Modérateur : Vincent Jaunet, avocat associé, MAGENTA

Intervenants :

- GP CONSEIL, Jean-Marc Proust, associé
- 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

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, président

16h35 - 17h20 Sessions Focus parallèles

CO₂ : EU-ETS

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

CEE : la 6^e période

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

Intervenants :

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

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, Alexandre Masse, directeur Stratégie

Achats publics

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

Intervenants :

- TERRITOIRE D'ÉNERGIE 44, Romain Buffet, chargé de mission Achats groupés d'Énergies Électricité et Gaz
- OPÉRA ÉNERGIE, Nirina Martin, consultant grands Comptes
- SELFEE, intervenant à confirmer
- VILLE DE VITROLLES, Juan Camilo Arias, responsable du pôle Transition énergétique

17h30 - 18h00 Plénière - Résultats du baromètre CLEEE - FNCCR

Intervenant :

- CLEEE, Frank Roubanovitch, président

- FNCCR, Edouard Bourdot, conseiller technique

18h00 - 19h00 Apéritif Forum

2 juillet - Webinaires des Partenaires du Forum

Thématiques :

ACT COMMODITIES
CRISTAL DECISIONS
ENERGY MARKET PRICE
FIELDFISHER

EU-ETS 2
Achats bloc + spot
Suivi budgétaire PDL paneuropeens
Hydrogène

MARC DEVEDEIX
NATRAN
ROZO
YELE

Raccordements Industriels
Décarbonation de l'industrie par le gaz
Stratégies de décarbonation durable
Flexibilité

Inscriptions : www.forumeuropenergies.com

Tarifs Abonnés EUROP'ENERGIES : - Présentiel : 500 €HT - Distanciel : 350 €HT

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

Flashes

Sud-Ouest : Carolle Foissaud dirigera Teréga

Présidente adjointe de Teréga depuis février 2024, Carolle Foissaud succédera à Dominique Mockly à la tête du gestionnaire du réseau de transport de gaz dans le sud-ouest. Polytechnicienne de formation, Carolle Foissaud prendra ses fonctions le 28 mai 2025.

UFE : Bénédicte Genthon, déléguée générale

Sur la proposition de Christian Buchel, président de l'Union française de l'électricité (UFE), Bénédicte Genthon a été nommée, le 2 avril, déléguée générale par le conseil d'administration de la fédération professionnelle. Elle rejoindra l'UFE à compter du 1^{er} juin 2025. Depuis 2019, elle évolue au sein de l'Ademe en tant que directrice adjointe de la direction bioéconomie et énergies renouvelables, avec la responsabilité du fonds chaleur.

Belgique : risque de surcharge électrique

En Belgique, Elia a alerté, le 4 avril, lors de la présentation de ses perspectives pour cet été, sur le risque de mise sous pression dès ce printemps du réseau lorsque la production est supérieure à la consommation. Ces problèmes de surproduction se sont « accentués en un an », assure Elia, en raison de la progression des énergies photovoltaïques (+1,4 GW de capacité installée en un an). Pour éviter un déséquilibre du réseau, le GRT et la Creg privilégient la flexibilité. Cette solution de court terme pourrait venir des fermes de batteries et des batteries sur sites industriels, qui représentent actuellement 250 MW de capacités installées. Dans ce domaine, Elia vise 1 GW d'ici à 2030. Il appelle aussi tous les producteurs à la « vigilance » en les incitant à réduire la voilure en cas de surproduction et il envisage, si nécessaire, d'exporter le surplus vers les pays voisins. En dernier

recours, il prévoit un plan de délestage de grands parcs photovoltaïques ou éoliens terrestres, « y compris ceux raccordés aux réseaux de distribution ». « Le mode de compensation est en cours de discussion », précise Elia.

Suisse : l'imprévisibilité du solaire pèse

En Suisse aussi, l'imprévisibilité de la production ENR est un défi pour Swissgrid, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité. En 2024, Swissgrid a conclu un accord sur les calculs de capacités frontalières avec les gestionnaires de réseau et les régulateurs voisins de la région européenne (réunis au sein de Core), ce qui résout en partie les difficultés de gestion du système électrique rencontré par le GRT helvétique. En effet, cet accord réduit les flux de charge non planifiés à la frontière nord. Toutefois, dans son bilan 2024 publié le 16 avril, Swissgrid souligne qu'« une nette augmentation des écarts de fréquence a été enregistrée ». Cela est dû, cette fois-ci, à la difficulté de prévoir la production d'électricité solaire. Cette situation a nécessité « un recours accru

à de l'énergie de réglage et a entraîné des coûts correspondants ». Pour cette raison, « Swissgrid a pris des mesures en collaboration avec la branche afin d'améliorer la qualité des prévisions ». Le constat opéré par le GRT suisse n'est pas sans rappeler les difficultés rencontrées en avril par le Français RTE et les mesures mises en place par le Britannique Neso.

R.-U. : Neso gère une faible demande

Neso, l'opérateur du système électrique britannique, a publié, le 16 avril, ses prévisions pour l'été 2025. Il estime que l'offre devrait être suffisante pour répondre, à tout moment, à la demande et aux besoins de réserve. Avec le développement de la production locale d'énergie sur le réseau de distribution, Neso s'attend à des flux réduits à 13,4 GW sur le réseau de transport. La demande pourrait être la plus basse jamais enregistrée, même pendant la crise de la covid. Cette situation devrait être compliquée par une faible capacité du stockage par pompage (step) cette année. Toutefois, Neso estime avoir développé les outils nécessaires à la

Allemagne : la coalition veut baisser le prix de l'énergie

En Allemagne, les unions chrétiennes-démocrates (CDU-CSU) et le parti social-démocrate ont présenté, le 9 avril, leur accord de coalition pour les quatre prochaines années, appelé « Responsabilité pour l'Allemagne ». L'objectif est de former un gouvernement stable et capable d'agir pour « contribuer à façonner le changement dans le monde au profit de l'Allemagne », de renforcer la compétitivité et de relancer l'économie, et, enfin, de rendre l'Allemagne plus sûre et plus forte. En matière d'énergie, le programme est dans la continuité du gouvernement précédent. L'objectif national de neutralité carbone d'ici à 2045 ne sera pas mis en cause et la sortie du charbon est maintenue à 2038 au plus tard. Toutefois, la compétitivité est mise au premier plan et la coalition prévoit un allègement de la fiscalité « au minimum européen » pour les entreprises grandes consommatrices d'électricité. Les tarifs de réseau seront plafonnés. Le gouvernement veut durablement prolonger la compensation des prix de l'électricité et l'étendre au prix du gaz. En outre, la suppression de la taxe sur le stockage est prévue. Pour pallier la variabilité des énergies renouvelables, un appel d'offres devrait être lancé rapidement pour 20 GW de centrales au gaz naturel à l'horizon 2030. À noter que le nucléaire n'est pas du tout mentionné dans le document du 9 avril.

gestion de cette demande très ralentie, l'objectif étant que l'offre ne dépasse pas la demande. Ainsi, « Il pourrait y avoir des périodes où nous devons utiliser tous nos outils opérationnels, notamment l'émission d'un avis de marge de puissance active de réserve négative (NRAPM) », précise-t-il. En outre, Neso ne fait plus appel en priorité aux grandes installations de production centralisée, mais il utilise plutôt « une plus grande gamme de petits actifs de production comme le stockage par batterie, l'énergie solaire, l'hydroélectricité et l'énergie éolienne pour maintenir le réseau en équilibre de manière plus flexible à tout moment ».

France : situation tendue pour l'équilibrage

Le gestionnaire du réseau de transport d'électricité français est actuellement confronté « à une situation extrêmement tendue ». La demande d'électricité est atone alors que les centrales nucléaires tournent à plein et que les centrales ENR produisent également. Or, les offres sur le mécanisme d'ajustement ne sont pas suffisantes. Dans ce contexte, RTE a adressé des courriers aux responsables

France : Exeltium 2 est créé ; reste à trouver un accord avec EDF

En France, Exeltium met la pression pour qu'un accord avec EDF voie le jour avant la fin de l'année le 31 décembre 2025. Ainsi, la société Exeltium a annoncé, le 24 avril, la création d'une filiale appelée Exeltium 2 destinée à réaliser une partie du projet d'accès au nucléaire pour ses membres électro-intensifs qui n'avait pas pu être réalisée en 2008-2010. Pour rappel, EDF et Exeltium ont signé, en 2007, un partenariat industriel portant sur un contrat « take-or-pay » de 24 ans en échange d'une avance en tête et d'un prix d'achat de l'électricité indexé sur les coûts de production du nucléaire. Une première phase a été lancée portant sur 148 TWh pendant 24 ans, soit un peu moins de la moitié des volumes validés par la Commission européenne. La phase Exeltium 2 est en cours de discussion avec EDF. Elle durerait jusqu'à fin avril 2034. Les membres du consortium espèrent toujours pouvoir bénéficier d'un début de livraison au 1^{er} janvier 2026.

de programmation et aux responsables d'équilibre. « Certaines règles qui existent déjà ne sont pas totalement respectées par tous. C'est l'objet des courriers qui ont été envoyés par RTE », explique le GRT à EUROP'ENERGIES. Ainsi, RTE rappelle aux responsables de programmation « leur obligation de déclarer leurs programmes d'appel des sites de production de leur portefeuille pour le lendemain » et aux responsables d'équilibre « de corriger les éventuels

déséquilibres de leur portefeuille, en amont de la fenêtre opérationnelle gérée par RTE ». RTE indique que la situation actuelle « rend l'usage des leviers traditionnellement nécessaires à l'équilibrage du système électrique (offres d'ajustement déposées sur le mécanisme d'ajustement) insuffisant quasiment quotidiennement ». De ce fait, RTE émet des « messages de mode dégradé pour *in fine* devoir recourir à des moyens post-marché exceptionnels et coûteux ».

Taux de conversion usuels

	1 kWh	1 GJ	1 therm	1 MBtu	1 m³ de gaz	1 bep	1 tep	1 tec
1 kilowatt heure (kWh)	1	0,0036	0,0342	0,0034	0,0949	0,00059	0,00008	0,000125
1 gigajoule (GJ)	277,5	1	9,5	0,95	26,3	0,1634	0,022	0,03467
1 therm	29,27	0,10545	1	0,1	2,78	0,0172	0,0023	0,00365
1 million de Btu (MBtu)	292,7	1,054	10	1	27,8	0,172	0,0232	0,0365
1 mètre cube de gaz (m³)	10,54	0,038	0,36	0,036	1	0,0064	0,00087	0,00136
1 baril équivalent pétrole (bep)	1 700	6,12	58,14	5,814	155,5	1	0,135	0,637
1 tonne équivalent pétrole (tep)	12 602	45,37	431	43,1	1 153	7,4	1	1,573
1 tonne équivalent charbon (tec)	8 012	28,84	274	27,4	733	1,57	0,6357	1

Les marchés

Électricité : « black-out » en Espagne et prix en recul

Le prix spot moyen mensuel français était de 42 €/MWh, une baisse de 45 % par rapport à mars soutenu par une baisse de la demande française d'environ 16 % sur le mois et une hausse de la production solaire à l'échelle européenne. On pouvait remarquer en avril un record de 334 heures de prix négatifs entre les

pays de la région CWE. Le contrat de mai chutait de 33 % à 27,3 €/MWh sur le mois, suivant la chute des prix du gaz et du carbone, tandis que le produit calendaire 2026 clôturait en

légère baisse à 62,95 €/MWh. La fin du mois enregistrait un gros « black-out » en Espagne, ce qui provoquait un incident en chaîne touchant le Portugal et le sud de la France.

Prix à terme pour fourniture en base (OTC - avril 2025 - en euros/MWh)						
	France (EPD)			Allemagne (EEX)		
	Plus bas	Plus haut	Clôture	Plus bas	Plus haut	Clôture
Mai 2025	27,29	40,90	29,02	60,98	71,15	66,57
T3 2025	41,11	57,31	41,90	71,45	85,60	75,25
Cal-26	59,64	63,88	61,82	77,62	87,08	81,59

	Moyenne mensuelle des Day-Ahead Base sur les trois derniers mois									
	FR	DE	NL	ES	BE	CH	PL	IT	UK	SYS
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
Apr-25	42,21	77,94	74,84	26,81	73,38	84,77	85,94	99,85	92	31,85
M/M-1 %	-34,59	-16,68	-16,77	-26,22	-17,72	-32,14	-13,34	-20,66	-13,89	-2,23
	Moyenne mensuelle dernier mois et écart par rapport à EPEX France									
	FR	DE	NL	ES	BE	CH	PL	IT	UK	SYS
Apr-25	42,21	77,94	74,84	26,81	73,38	84,77	85,94	99,85	92	31,85
Apr-25 - FR	0	35,73	32,63	-15,4	31,17	42,56	43,73	57,64	49,79	-10,36
	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	85,43	103,4	101,87	70,65	100,86	121,19	107,82	128,13	116,69	42,08
2025 - FR	0	17,97	16,44	-14,78	15,43	35,76	22,39	42,7	31,26	-43,35

Gaz : forte baisse du spot et du calendaire

Le prix spot du TTF reculait d'environ 24 % sur le mois, tandis que le calendrier 2026 chutait de 14 % pour se fixer à 31,52 €/MWh le 30 avril. Début avril, la guerre tarifaire lancée par l'administration Trump entraînant une chute brutale du TTF, déclenchant une riposte tarifaire chinoise et incitant

les fonds à liquider massivement leurs positions longues. Mi-avril, l'exemption provisoire accordée par Washington avait soutenu les prix, mais la surabondance de l'offre et une demande asiatique faible continuaient le sentiment baissier. Par ailleurs, l'UE était en train d'assouplir ses obligations de stockage de gaz de 10 %, facilitant les injections. Les stocks européens atteignaient 40,3 % début mai.

Gaz Day-Ahead: Moyennes mensuelles		
	TRF	TTF
Feb-25	49,73	50,32
Mar-25	40,74	41,52
Apr-25	34,01	35,09
Gaz Day-Ahead: Moyennes annuelles		
	TRF	TTF
2023	38,88	40,57
2024	34,07	34,4
2025	43,25	43,97

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.