22e année - N° 261 - mars 2024

europ Energies

La lettre des acheteurs européens d'électricité et de gaz

Sommaire

Analyses p.2

Interview : l'Ifiec souhaite amplifier les messages des consommateurs industriels d'énergie p.9

Vendeur du mois : Wewise de Butagaz p.10

Acheteur du mois : Fraîcheur de Paris p.11

Réseaux : les perspectives de réseaux d'hydrogène et de CO_2 en Belgique p.12

Parole d'expert : le mot d'Emeric de Vigan, vice-président Électricité de Kpler p.13

Mot du juriste : la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports en France p.15

Flashes p.16

Marchés p.18

Indicateurs spot

	31 janv.	29 fév.	Var.
Electricité* (€/MWh)			
Allemagne	76,57	61,34	-15,23
Belgique	78,56	61,51	-17,05
France	76,59	58,37	-18,22
Gaz* (€/MWh)			
TRF	28,22	24,75	-3,47
TTF	29,66	25,62	-4,04
Pétrole			
Brent ($/b)	81,71	83,62	+1,91
WTI	75,85	78,26	+2,41
CO_2			
€/t EUA	64,17	56,00	-8,17

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

Edito

L'Union européenne (UE) fait-elle encore sens ? Les crises provoquent le plus souvent un repli sur soi. Nous avons pu le constater pendant la période de forte hausse du niveau et de la volatilité des prix de l'énergie. En Europe, chaque État membre a mis en œuvre ses propres solutions pour protéger ses citoyens et ses entreprises face à la flambée des factures. Certes, la Commission avait constitué une « boîte à outils » commune dans laquelle chacun pouvait puiser. Mais, au final, qu'observe-t-on ? Des distorsions de concurrence entre les consommateurs de gaz naturel et d'électricité des différents pays de l'UE ne bénéficiant pas des mêmes conditions de protection et de taxation. Ces différences de traitement conduisent non seulement à une concurrence entre les entreprises européennes — alors qu'on espérerait plutôt une compétition avec d'autres régions du monde —, mais aussi à une concurrence entre les sites d'un même groupe implantés dans divers pays de l'UE. Un comble ! Ces dernières semaines ont été le théâtre d'une surenchère entre la Belgique, la France et l'Allemagne, chaque gouvernement souhaitant s'assurer que le plan de décarbonation d'un sidérurgiste se déroulerait bien sur son propre sol.

Un pacte industriel européen pour lutter contre le repli sur soi

Pourtant, il est essentiel que l'UE conserve sa souveraineté industrielle. Face aux mesures mises en place par les États-Unis (IRA), les Vingt-Sept doivent trouver des réponses communes. Le 23 février, Meyer Burger, le plus grand producteur de panneaux solaires en Allemagne, annonçait l'arrêt de la production sur son site de Freiburg, l'activité étant délocalisée aux États-Unis. Sentis Capital, son premier actionnaire, assurait : « Le système politique américain a démontré à plusieurs reprises qu'il existe un fort engagement bipartisan en faveur de la protection des entreprises basées aux États-Unis contre une concurrence déloyale [en l'occurrence de la Chine, NDLR] ». À l'issue des élections de printemps 2024, une nouvelle Commission sera mise en place. Elle aura la lourde tâche de suivre la mise en œuvre du Green Deal, du Fit-for-55, du Gas Package, des réformes du marché de l'électricité et de l'EU-ETS, etc. Dans une déclaration conjointe du 20 février, 366 entreprises et 116 fédérations lui ont également demandé « un accord industriel européen » pour compléter le Pacte vert. Les signataires de la Déclaration d'Anvers estiment qu'il « existe un besoin urgent de clarté, de prévisibilité et de confiance dans l'Europe et dans sa politique industrielle ». Dans les périodes difficiles où de grands défis doivent être relevés, il est urgent de retrouver une certaine foi dans un projet commun.

Claire Aïcardi

europ Energies est une publication de PETROSTRATEGIES

Pierre Terzian (fondateur), Anne Lozachmeur (directrice de la publication), Claire Aïcardi (rédactrice en chef), Chantal Colomer, Grégory Heller, Patricia Marcoz.
Abonnements – France : € 1000 + 2,1 % TVA , soit € 1021 TTC ; Etranger : € 1000.
Adresse : 65, rue Desnouettes - 75015 Paris – France – E-mail : europenergies@europenergies.fr - Tél : +33 (0)156085608 – Fax : +33 (0)156085609

Analyses

France : Sun'R vise 100 GWh/an d'hydroélectricité d'ici à 2030…

En France, Sun'R, un producteur ENR, se renforce dans la production hydroélectrique en complément de son portefeuille d'actifs éolien et solaire.

Il a ainsi annoncé, le 7 février, l'acquisition de deux nouvelles centrales en Occitanie : l'installation de moyenne chute de Nonglangues (1,2 MW), dans l'Aveyron, et celle de haute chute de Laranal, dans les Pyrénées-Orientales. En avril 2023, il avait acquis la centrale de Grépiac, également en Occitanie. Cette activité est notamment héritée d'Eiffage, qui a fait de Sun'R la plate-forme de développement de ses activités ENR en 2022, précise Thierry Theodore, qui chapeaute l'activité hydroélectrique de Sun'R, à l'occasion d'un échange avec EUROP'ENERGIES.

Le portefeuille de quatorze installations, constitué à compter de 2019-2020 par Eiffage, est essentiellement composé de centrales de basse chute situées dans le sud-ouest. L'évolution des conditions hydrologiques sur fond de changement climatique touche particulièrement ce type d'installations et cette région. En conséquence, Sun'R veut diversifier son portefeuille en termes à la fois de géographie (vers le Massif central et l'arc alpin) et de typologie. Outre l'acquisition de centrales de moyenne et de haute chute dans ces zones, Sun'R envisage de développer de nouvelles centrales avec stockage (step). « Nous sommes en train de créer une équipe dédiée. Nous visons des projets de 20 à 50 MW », précise Thierry Theodore.

Un marché de l'hydroélectricité atone

Actuellement, le marché de l'hydroélectricité est « plutôt atone ». « Si la complexité du renouvellement des autorisations conduit ces petites sociétés souvent familiales à vouloir céder leurs installations, en face, les taux d'emprunt sont élevés », explique-t-il. Dans cette configuration, l'adossement de Sun'R au groupe Eiffage est un atout. Autre élément qui ne favorise pas ce secteur : les discussions sur le renouvellement des concessions, d'une part, et sur le mécanisme de soutien des nouvelles installations, d'autre part, sont encore en cours. En outre, concernant les nouveaux actifs, le temps de développement de tels projets est long (entre sept et huit ans) : peu d'acteurs sont prêts à s'engager sur de telles durées. Toutefois, Sun'R remarque « l'arrivée de nouveaux opérateurs », fonds d'investissement ou producteurs ENR qui souhaitent également rééquilibrer leur mix électrique.

… qui alimentera à terme les clients de Volterres

Une part significative des 48 GWh/an de production hydroélectrique de Sun'R alimente les clients du fournisseur Volterres, une filiale du groupe.

Volterres, qui dispose d'une autorisation pour se substituer à EDF obligation d'achat, s'est en effet positionné comme acheteur d'une part significative de la production des centrales hydroélectriques de Sun'R (soit environ 48 GWh/an au total), explique Alexis Bouanani, directeur de Volterres, à EUROP'ENERGIES. Ce positionnement permet d'une part au fournisseur de lisser son approvisionnement ENR, « la production hydroélectrique étant plus régulière et plus prévisible que le solaire et l'éolien », rappelle le directeur de Volterres. Ainsi, le fournisseur « améliore le taux de couverture en temps réel de [ses] clients ». D'autre part, ces acquisitions renforcent l'axe local et territorial de la stratégie marketing du groupe. « Nos dernières acquisitions se situent sur le Tarn, en Occitanie. La production va nous permettre de couvrir une partie des besoins de la base de loisirs Cap Découverte dans le département, ainsi que le syndicat départemental à compter de 2025 », se réjouit Alexis Bouanani.

À terme, des installations vont progressivement sortir du cadre de l'obligations d'achat (OA). « Cela va

ouvrir un nouveau champ de vente sur les marchés », rappelle le directeur de Volterres. Dans ce contexte, il estime que « l'intégration amont-aval du groupe est un atout » et que de nouvelles possibilités de commercialisation vont s'ouvrir, notamment des possibilités de signature de contrats d'achat direct (CADE ou CPPA).

VSB énergies nouvelles accélère sur le solaire

Le 7 février, à l'occasion de la présentation à Paris de ses résultats pour 2023, le développeur et producteur VSB énergies nouvelles a présenté ses perspectives en France pour 2024.

Filiale de l'entreprise allemande VSB, VSB énergies nouvelles profite de la restructuration progressive du groupe depuis sa reprise à 80 %, en avril 2020, par le fonds d'investissement suisse Partners Group. Une évolution qui lui donne une assise financière plus importante et permet un meilleur partage des expériences et des compétences acquises sur les différents marchés. VSB est présent en Allemagne, en Espagne, en Finlande, en France, en Grèce, en Italie, en Pologne et en Roumanie. « L'objectif est d'être un groupe intégré, à la fois indépendant des grandes utilités et adossé à une société qui a des moyens », explique ainsi Felix Grolman, CEO, qui était présent à Paris. Le portefeuille de projets de VSB en Europe s'élève ainsi à 15 GW. Il gère un portefeuille de 1,3 GW installé et de 3,2 GW en gestion technique.

Dans l'Hexagone, VSB énergies nouvelles exploite, pour son compte et pour le compte de tiers, 520 MW d'éolien et 30 MWc de solaire photovoltaïque (PV). Il a également déposé 145 MW de permis. Six centrales sont en construction (deux PV et quatre éoliennes), soit 65 MW, et trois en préconstruction pour près de 60 MW. Pour la suite, VSB énergies nouvelles souhaite monter en puissance dans le solaire et rééquilibrer, dans les nouveaux projets, l'éolien et le solaire — qui ne représente que 30 % de son portefeuille aujourd'hui. Il vise ainsi, dès 2024, 300 MWc supplémentaires sur chacune de ces deux énergies. Outre le développement de solaire sur des sites dégradés, VSB énergies nouvelles se positionne également sur l'agrivoltaïsme et, depuis quelques années déjà, sur le « repowering » d'installations éoliennes. Il cible aussi le remplacement et la mise à niveau des centrales solaires. Les installations PV ont bénéficié de contrats d'obligation d'achat plus longs, mais ceux-ci vont progressivement arriver à leur terme. « Il existe un gros potentiel à venir à compter de 2025 », estime Maël Lagarde, directeur général de VSB énergies nouvelles.

VSB énergies nouvelles diversifie la valorisation de ses actifs

Grâce aux moyens apportés par Partners Group, VSB conserve davantage d'actifs en propre, en plus des moyens de production qu'il exploite pour le compte de tiers. La question de leur valorisation devient donc un enjeu pour cet acteur des ENR, qui compte « diversifier » les moyens de le faire : accords de gré à gré, appels d'offres, marché organisé, etc. Selon les niveaux de prix, il arbitre notamment entre les appels d'offres Cre et la vente à long terme sur le marché. En 2023, il a ainsi annoncé la signature d'un contrat d'achat direct (CADE ou CPPA) de seize ans avec le producteur d'hydrogène Lhyfe et un autre a été signé avec Carrefour en janvier. Deux autres sont en cours. « Nous voulons avoir un arsenal de solutions à disposition pour choisir les meilleures options projet par projet, en fonction de leur agenda, des relations avec les différents partenaires, etc. », précise Maël Lagarde.

Le groupe VSB envisage également deux autres activités : le stockage d'énergie par batteries et la mobilité électrique. « Nous examinons comment la brique stockage peut s'agencer pour aider à faire sortir des projets et mieux valoriser les actifs », explique ainsi le DG de VSB énergies nouvelles. Au niveau du groupe, une personne travaille spécifiquement sur cette option et, en Allemagne, VSB a déjà déployé une batterie « stand-alone ».

France : le nouvel équilibre du système électrique

Début février, RTE a présenté son bilan pour 2023. Si la situation s'est « normalisée » pour le système électrique, elle est « différente » par rapport à l'avant-crise.

« Le système électrique a atteint un nouvel équilibre », estimait ainsi Thomas Veyrenc, membre du directoire de RTE en charge de l'Économie, de la Stratégie et des Finances, le 7 février, lors de la présentation du bilan électrique de la France pour 2023. « Il se caractérise par une forte baisse de la consommation, une production redressée avec une part plus importante d'énergie renouvelable, un solde à nouveau exportateur, mais des flux différents et des prix de l'électricité, qui ont certes diminué, mais demeurent plus élevés qu'avant la crise », résume-t-il. Certains éléments de ce nouvel équilibre pourraient se révéler durables.

Distinguer effet économique et sobriété durable

RTE a enregistré un recul non négligeable (-3,2 %) de la consommation en 2023 par rapport à 2022. 445 TWh ont été soutirés l'année dernière, bien en dessous du niveau de 2020 (l'année des confinements) et 6,9 % en dessous de la moyenne de la période 2014-2018. On retrouve ainsi le niveau de consommation du début des années 2000. Cette évolution s'inscrit en fait dans une trajectoire baissière, notamment dans le prolongement du dernier trimestre de 2022. Cette diminution a même commencé dès 2020-2021 pour le secteur industriel, non seulement en France, mais aussi plus largement en Europe. La réduction de la consommation peut s'expliquer aussi bien par des raisons économiques que par des efforts de sobriété et d'efficacité énergétique. Pour essayer de faire la part entre ces deux facteurs, RTE mène actuellement des travaux. La question étant de déterminer à quel point la destruction de la demande est durable.

Le mix électrique évolue avec la montée en puissance de l'éolien

Côté production, l'année 2023 a été bien meilleure que l'année précédente, avec un parc nucléaire davantage disponible (63 %), notamment sur les quatre derniers mois, un niveau de remplissage des stocks hydrauliques bien meilleur et des conditions de vent très favorables. La production éolienne terrestre a atteint un volume record de 50,7 TWh, dépassant le précédent record de 39,7 TWh en 2020. Le parc éolien terrestre a progressé d'environ 1,3 GW et si les capacités offshore affichent pour le moment seulement 0,8 GW, de nouvelles installations maritimes vont progressivement être raccordées dans les années qui viennent. Le parc solaire français est également en augmentation et la production photovoltaïque s'est élevée à 21,5 TWh en 2023, contre 18,6 TWh en 2022. Depuis 2022, la production cumulée de l'éolien et du solaire « est désormais supérieure à celle de la filière hydraulique », souligne RTE. La production thermique a, quant à elle, baissé de 34 % par rapport à 2022 pour atteindre 32,6 TWh, son plus bas historique depuis 2014. La filière gaz est ainsi repassée en quatrième position dans le mix électrique, comme cela avait été déjà le cas en 2020 et 2021.

Une météo froide et peu venteuse pourra générer des tensions

Dans ce nouveau contexte, la gestion du système électrique change. Auparavant, la consommation en pointe en cas de vague de froid était la situation de stress principale pour le réseau. Mais les consommations ont baissé en volumes et pendant les périodes de pointe. Dorénavant, « ce sont des épisodes de froid avec peu de vent sur la plaque européenne qui peuvent représenter des périodes de tension », explique Thomas Veyrenc. Il rappelle par ailleurs que l'éolien devrait passer devant l'hydraulique dans le mix électrique français dans les années qui viennent.

Pour la suite, le système fait face à deux inconnues. La première est le redressement de la disponibilité nucléaire. « Elle a commencé et elle devrait se poursuivre en 2024 », souligne Thomas Veyrenc, qui estime que « 360 TWh/an est un niveau atteignable dans les prochaines années ». La seconde est celle de l'évolution de la consommation, avec deux variables : tout d'abord, le maintien ou pas de la destruction de la demande et à quel niveau ; et ensuite, le timing et la trajectoire du remplacement d'usages fossiles par de l'électricité dans le cadre de la décarbonation. En outre, la pénétration des énergies renouvelables devient de plus en plus une réalité et elle impacte forcément le système.

Engie mise sur les renouvelables et la flexibilité

Engie identifie 2026 comme une année pivot. Ce sera celle du « nouvel Engie », après la finalisation du programme de recentrage (en termes géographiques et de métiers) et de simplification du groupe.

Outre une amélioration de ses performances opérationnelles, l'énergéticien espère récolter les fruits de ses investissements dans les énergies renouvelables (ENR) et dans les infrastructures. Le groupe présentait, le 22 février, ses résultats pour 2023. En France, la Commission de régulation de l'énergie vient de fixer les tarifs d'accès aux infrastructures de gaz naturel pour la période 2024-2027, ce qui donne de la visibilité au groupe et lui permet de récupérer un montant « significatif » lié à la période précédente via l'apurement du compte de régularisation des charges et des produits. En outre, les résultats d'Engie GEMS, l'entité qui porte l'optimisation du parc de production sur les marchés et les activités de fourniture BtoB, devraient rester élevés, même s'ils n'atteindront pas ceux de la période de forte hausse des prix de l'énergie. Le groupe espère également que ses activités de développement de batteries de stockage participeront de façon croissante à ses résultats à compter de 2024. En 2023, les investissements du groupe se sont élevés à 10,8 milliards d'euros, dont 8,1 milliards d'euros pour la croissance : 83 % ont été consacrés aux renouvelables, à Energy Solutions et à Flex Gen (l'activité stockage et flexibilité).

Plus de 41 GW de capacité ENR installée

Les capacités installées d'ENR du groupe ont augmenté de 3,9 GW en 2023, avec la mise en service de 1,9 GW en Amérique du Nord, de 0,8 GW en Europe, de 0,7 GW en Amérique latine et de 0,4 GW dans le reste du monde. La capacité installée totale de renouvelables d'Engie s'élève désormais à 41,4 GW. Le groupe annonce 6,3 GW d'ENR en construction au 31 décembre 2023, correspondant à soixante projets. Il indique également avoir signé plus de 70 contrats d'achat direct d'électricité (CADE), dont 2 GW portent sur une durée de plus de cinq ans. Enfin, Engie confirme son ambition de porter sa capacité ENR installée à 50 GW en 2025 et à 80 GW en 2030.

Engie accélère dans le stockage par batteries

Côté stockage, Catherine MacGregor, directrice générale d'Engie, souligne : « En 2023, nous avons pris un tournant majeur en investissant dans des actifs de flexibilité, notamment dans le stockage par batteries avec l'acquisition de Broad Reach Power (BRP) aux États-Unis. Ces technologies sont déterminantes dans le déploiement du système énergétique décarboné ». Racheté à 100 % en août 2023, BRP dispose d'un portefeuille composé de « 350 MW d'actifs opérationnels, 880 MW d'actifs en construction avec une mise en service attendue avant fin 2024, 1,7 GW de projets à un stade avancé de développement et un important portefeuille de projets en cours de développement ». Les projets sont situés au Texas, en Californie et dans les États du centre des États-Unis.

En juin 2023, le groupe a également mis en service la batterie de stockage d'Hazelwood en Australie, d'une capacité de 150 MW/150 MWh, installée sur le site d'une ancienne centrale électrique. En Belgique, il a obtenu le permis de construire d'un système de stockage de 200 MW/800 MWh sur le site de Vilvorde. Cette batterie, dont la mise en service est prévue en 2025, disposera d'un contrat de capacité de quinze ans avec Elia, le gestionnaire du réseau de transport d'électricité, à partir de 2027. Engie a précisé disposer, à fin 2023, de 1,3 GW en opération, de 3,6 GW sécurisés en développement, principalement aux États-Unis, au Chili, en Australie, en Belgique et au Royaume-Uni. Son objectif est de 10 GW de batteries installées en 2030.

Côté nucléaire, le groupe prévoit une baisse de ses résultats du fait de l'arrêt de centrales d'ici à 2025 en Belgique et de la mise en œuvre de l'accord avec l'État belge relatif à la prolongation de Doel 4 et de Tihange 3. Cependant, la signature de cet accord « dérisque fondamentalement le groupe », souligne Engie. Pour rappel, le 13 décembre, l'énergéticien et le gouvernement fédéral belge se sont mis d'accord sur le partage des risques dans le cadre d'un contrat pour différence et sur les modalités de prise en charge du coût du traitement des déchets nucléaires.

France : la reprise de la concurrence reste hésitante sur les marchés publics

Le syndicat d'énergie de l'Allier (SDE03) craint le manque de candidats à ses appels d'offres pour la fourniture d'énergie.

Le syndicat, qui coordonne un groupement d'achat d'énergie pour les acteurs publics de ce département du centre de la France, a déjà subi durement la crise : deux de ses fournisseurs — Planète Oui et E-Pango — ont fait défaut en 2022. « Nous sommes passés en offre de secours avec EDF, à un prix très élevé. Nous avons relancé de nouveaux marchés en urgence pour couvrir nos besoins jusqu'à fin 2022, puis pour l'année 2023 », indique Mélanie Ramis, directrice du pôle administratif, à EUROP'ENERGIES. Le SDE03 avait signé un accord-cadre pour quatre ans en 2020. Il a donc relancé un nouvel appel d'offres en février 2023. En électricité, le groupement représente une consommation annuelle d'environ 80 GWh/an (94 GWh/an en comptant l'éclairage public) et 7200 points de livraison (dont 4600 sites pour l'éclairage public). Entre-temps, « tous les petits sites qui pouvaient en bénéficier sont repassés aux TRV afin de les protéger des hausses tarifaires durant cette période de crise », précise Mélanie Ramis.

Engie et EDF ne sont pas au rendez-vous

Le nouvel accord-cadre pour l'électricité couvre la période 2024-2025. Il compte deux titulaires pour l'éclairage public (Total Énergies et Engie) et trois pour le lot bâtiments (Total Énergies, Engie et EDF). « Mais, en mai, lorsque nous avons passé nos marchés subséquents, seul Total Énergies a répondu pour l'éclairage public. Pour le lot bâtiments, seuls Total Énergies et EDF ont répondu, et le second avec une offre 15 % plus élevée que le premier ! On a assisté à un véritable abandon de concurrence », estime Yves Simon, président du SDE03, ancien député et maire de Meillard. Pourtant, Mélanie Ramis assure que « tout a été fait pour s'adapter aux 'timings' des candidats afin que tous puissent répondre ». Par exemple, pour l'éclairage public, le marché a été relancé une fois dans l'espoir d'obtenir deux réponses. Yves Simon ne mâche pas ses mots : « On s'attendrait à une concurrence sur ce marché, mais on a surtout l'impression que l'énergie est devenue un domaine de spéculation. On subit à la fois la hausse des prix et le manque de compétiteurs. Tout cela alors que les collectivités connaissent des problèmes financiers. Les dépenses en énergie se font aux dépens des investissements au service de la collectivité », rappelle-t-il.

Le casse-tête des AO pour le gaz naturel

Pour le gaz naturel, le contrat-cadre du groupement prend fin le 31 décembre 2025. Le syndicat de l'Allier s'apprête donc à le relancer au premier semestre de 2024. Il porte sur un volume de 84 GWh/an et 763 sites. Le syndicat voudrait introduire une part de biométhane dans le cahier des charges, mais « dans ce domaine, les exigences des fournisseurs divergent et sont parfois contradictoires. Quelle que soit la façon de structurer les lots, on perd toujours au moins un candidat », se désole Mélanie Ramis.

En plus de l'inquiétude sur le manque de concurrence, le SDE03 note « un transfert des risques vers le client final » par suite de la crise des prix de ces dernières années. « Les fournisseurs nous invitent à passer en 'blocs+spot' afin d'optimiser au mieux le coût des offres », observe Mélanie Ramis. En outre, ils sont particulièrement intéressés par des engagements de consommation, « mais c'est compliqué pour le coordonnateur d'un groupement de commandes de prédire l'évolution de la consommation de sites sur lesquels il n'a pas la main », explique-t-elle. En outre, « les membres d'un groupement attendent une équité de traitement et une prévisibilité des prix ». Selon elle, les règles de la commande publique permettent globalement de répondre aux évolutions actuelles. La possibilité d'allonger la durée des accords-cadres au-delà des quatre ans serait toutefois la bienvenue.

L'expérience du SDE03 est-elle symptomatique ?

Le syndicat de l'Allier n'est pas le seul à faire l'expérience d'un recul de la concurrence sur le

marché des achats publics d'énergie. La FNCCR l'a souligné via un avis du Conseil supérieur de l'énergie du 25 janvier 2024. En outre, « d'autres syndicats d'énergie rencontrent des difficultés : erreurs de facturation, mauvaise relation clientèle, défaillances dans les opérations de bascule, retard dans l'exécution des ordres de service », témoigne Cécile Fontaine, cheffe du département Affaires publiques et juridiques de la FNCCR. Le profil des adhérents acheteurs de la fédération est le plus souvent des groupements de commandes à la taille du département.

Le Sieeen rencontre des difficultés dans l'exécution des contrats

Le syndicat d'énergie de la Nièvre (Sieeen) — qui coordonne un groupement d'achat de gaz naturel et d'électricité couvrant toute la Franche-Comté, représentant 2070 membres, 860 GWh/an, dont 450 GWh/an d'électricité, et 42 000 points de consommation, dont 39 000 points de livraison pour l'électricité — s'apprête à lancer, ce printemps, des appels d'offres pour 2026-2028. « La concurrence a été nettement moindre en 2022-2023. Nous n'avions plus que deux ou trois répondants pour les accords-cadres et un ou deux pour les marchés subséquents », indique Jérémie Fourage, responsable du service achat-vente d'énergies du syndicat, à EUROP'ENERGIES. Toutefois, « il semble que les fournisseurs recommencent à répondre. Nous avons eu pas mal de retours par suite d'une première prise de contact en vue du nouvel appel d'offres », ajoute-t-il. En revanche, il constate la persistance « de difficultés d'exécution des contrats ». Ce constat concerne plus particulièrement le fournisseur EDF. « Nos membres font face à d'importants retards de facturation et dans la résolution de points de blocage », explique-t-il. Selon lui, « EDF a joué le jeu et a répondu à énormément d'appels d'offres, mais il n'a pas toujours les effectifs pour absorber ce surcroît de travail. En outre, il a mis en service un nouvel outil de facturation début 2023 qui n'a certainement pas facilité les bascules de contrat ». Malgré cela, Jérémie Fourage tient à souligner « la volonté des équipes d'EDF, qui font de leur mieux pour améliorer la situation ».

France : Ohm Energie structure son offre dans l'autoconsommation solaire

Le groupe français organise sa nouvelle branche, Ohm Solaire, en complément d'autres services (autour des CEE et de la rénovation énergétique, notamment) que le fournisseur compte également développer.

Ohm Energie entend ainsi accompagner ses clients dans leurs nouvelles attentes en matière d'énergie. « Le marché change. Les consommateurs finals regardent de plus en plus vers le solaire et l'installation de batteries. Nous souhaitons les aider à faire les bons choix », explique Jean-Christophe Augey à EUROP'ENERGIES. Nommé fin août 2023, le président d'Ohm Solaire est chargé de l'organisation et du développement de cette nouvelle branche. Ohm Energie — qui fait l'objet d'une enquête de la Cre encore en cours sur son utilisation de l'arenh et dont on ne peut pas préjuger des résultats — est un fournisseur de gaz naturel et d'électricité, actif sur tous les segments de clients. Il livre environ 1,6 TWh/an à environ 200 000 clients privés et 3500 entreprises, avec un portefeuille 50/50 entre le BtoB et le BtoC, en volumes. Le groupe a été fondé en 2018 par François Joubert, qui conserve la majorité de son capital. « La croissance se fait en autofinancement et notre croissance, maîtrisée, est rentable », assure Jean-Christophe Augey.

L'aventure solaire a démarré en novembre 2022, avec l'acquisition d'une participation de 23 % dans Vertsun, un installateur et un développeur. Ohm Energie en est devenu l'actionnaire principal, avec la possibilité d'exercer une option pour en devenir l'actionnaire majoritaire. Ohm Solaire met actuellement en place sa stratégie sur ce marché. Aux clients résidentiels et aux petites entreprises, il compte proposer une offre globale, incluant fourniture et pose de panneaux photovoltaïques. Le groupe se penche actuellement sur les possibilités de racheter les surplus de production et sur la mutualisation de la production au sein de multisites. Enfin, il étudie les solutions de financement. Outre une offre autour de l'autoconsommation solaire « onsite », Ohm Energie souhaite accompagner ses clients grands comptes sur des achats d'électricité de long terme. « Pour le moment, nous sommes agrégateurs de production. Nous envisageons d'investir à terme dans des parcs ENR », explique Jean-Christophe Augey. Pour développer ces offres, Ohm Energie recrute actuellement de nouveaux collaborateurs. Pascal Leroy, qui a travaillé chez Eleneo et CVE, a ainsi rejoint l'équipe en janvier 2024. Jean-Christophe Augey voit déjà au-delà : « Le stockage se développe rapidement. Si les prix continuent de baisser, les clients pourraient envisager cette solution dans les toutes prochaines années ».

Forum europ Energies

LES INSCRIPTIONS SONT OUVERTES

Se donner de nouvelles perspectives
Cap sur la décarbonation dans un nouveau cadre de régulation

Paris, 2 et 3 juillet 2024
Centre de conférences Comet Bourse

Programme prévisionnel et inscriptions :
www.forumeuropenergies.com

Tarifs abonné ou acheteur énergie :
- en présentiel : 500 € HT
- en distanciel : 350 € HT

Interview

UE : l'Ifiec souhaite amplifier les messages des consommateurs industriels d'énergie

L'Ifiec représente les grands consommateurs de gaz naturel et d'électricité au niveau européen. Peter Claes, son président, et Isabelle Chaput, sa secrétaire générale, ont accordé un entretien à EUROP'ENERGIES.

EUROP'ENERGIES : Pouvez-vous nous présenter l'Ifiec, ses membres et son rôle ?

Peter Claes : L'Ifiec a été créé en 1989 au moment des discussions sur la libéralisation des marchés du gaz naturel et de l'électricité. L'Ifiec est une association sans but lucratif dont les membres sont les associations nationales de représentants des grands consommateurs d'énergie des différents États membres. Notre rôle est de veiller à ce que les intérêts de ces consommateurs soient respectés lors des discussions sur les nouvelles réglementations, surtout dans les périodes de crise. Nous sommes présents au sein des différents forums de régulation européens et nous établissons des contacts avec les différentes parties prenantes (Commission européenne, Parlement, Acer, Entsog, Eurelectric, Cogen Europe, etc.). Enfin, nous essayons de faire circuler l'information européenne ciblée vers nos membres.

EE : Madame Chaput, vous avez récemment été nommée secrétaire générale. Quelle est votre feuille de route ?

Isabelle Chaput : L'objectif qui m'a été fixé est de redynamiser la fédération et de lui redonner de la visibilité. Mon rôle est de coordonner l'Ifiec, de renforcer nos contacts avec les parties prenantes et d'augmenter le nombre de nos membres. Le défi est grand alors que les dossiers se multiplient, se complexifient et interagissent de plus en plus. Les institutions européennes font le lien entre tous les sujets, nous devons nous aussi développer une vision d'ensemble. En ce moment, nous rassemblons nos messages et harmonisons nos positions.

EE : Quels sont les grands sujets suivis par Ifiec ?

P. C. : Nous sommes organisés en quatre groupes de travail (gaz, électricité, transition énergétique, et climat et efficacité énergétique). Concernant l'électricité, la sortie de la crise, le besoin de visibilité sur les prix et la mise en œuvre de la réforme du modèle de marché sont les grandes thématiques. Côté gaz naturel, la sécurité d'approvisionnement et la mise en place du Paquet gaz, avec le marché de l'hydrogène en ligne de mire, sont les principales préoccupations. Concernant le climat, de nombreux dossiers sont prioritaires, comme les objectifs 2040. Globalement, il s'agit de pousser le système énergétique vers la neutralité climatique tout en restant compétitif, en gardant notre souveraineté industrielle et notre autonomie stratégique.

EE : Pourquoi est-il important de redonner de la visibilité à l'Ifiec particulièrement maintenant ?

I. C. : Énormément de textes ont été adoptés par l'UE ces dernières années. La prochaine Commission les mettra en musique. Après la flambée des prix et les inquiétudes quant à la sécurité d'approvisionnement en gaz naturel et en électricité, nous vivons une crise de confiance des industriels auxquels on demande d'être neutres climatiquement, ce qui demande des investissements très conséquents, souvent en électrifiant leurs processus de production. Nous devons plaider pour une véritable politique industrielle européenne et une visibilité des prix de l'énergie sur le long terme.

EE : Les conceptions et les intérêts de vos membres peuvent être divergents. Pourquoi estimez-vous encore essentiel de porter la voix des industriels au niveau européen ?

P. C : Parce que personne d'autre ne le fera pour nous ! Nous défendons les industriels dans le cadre de discussions longues et techniques qui ne sont pas au cœur de leurs métiers. Avec la crise des prix de l'énergie, nous avons assisté à un repli, chaque État membre se saisissant différemment de la boîte à outils européenne. Nous assistons même à une concurrence entre des sites d'une même entreprise selon leur implantation en Europe et leur accès à des subsides. L'Ifiec estime que les mesures nécessaires pour rétablir la compétitivité des prix de l'énergie en Europe doivent être prises idéalement au niveau européen ; à défaut, il appartient aux États membres de prendre les mesures indispensables au niveau national. L'Ifiec continue de croire aux vertus du marché unique, même si son fonctionnement doit être amélioré.

Vendeur du mois

Wewise, le nouvel acteur référent de Butagaz au service des ETI

L'enseigne du groupe Butagaz, spécialisée dans la décarbonation des entreprises, vise entre 10 et 20 % du marché des services énergétiques européens d'ici à 2030.

Wewise : telle est la marque du groupe Butagaz qui rassemble toutes les solutions dédiées aux énergies renouvelables, au solaire photovoltaïque et à la gestion des systèmes énergétiques de décarbonation. Cette nouvelle branche figure désormais aux côtés du marché historique de Butagaz (butane et propane en bouteille) et de son activité de vente de gaz naturel et d'électricité pour le BtoB gérée par Gaz Européen. Si Wewise n'a réalisé qu'une centaine de millions d'euros du chiffre d'affaires de Butagaz (1,8 milliard d'euros) en 2023, DCC Energy, la maison mère du groupe, nourrit de grandes ambitions pour cette activité. Sa feuille de route est clairement fixée : « Sa croissance se fera par croissance organique et par acquisition en France comme en Europe et à l'international », indique Philippe Portal, DG de Wewise France, à EUROP'ENERGIES. En France, précise-t-il, DCC Energy veut en faire « un acteur de référence au service des entreprises de taille intermédiaire (ETI), pour les accompagner dans leur stratégie de décarbonation ».

Un renforcement du maillage territorial

Après le rachat, coup sur coup, de plusieurs sociétés françaises spécialisées dans les installations de panneaux photovoltaïques — Solewa, Soltéa, Sys EnR et O'SiToit — sur la période 2021-2023, priorité est donnée au renforcement du maillage territorial de Wewise. « Face à la pression réglementaire en matière de transition énergétique et écologique, qu'il s'agisse du décret tertiaire de 2019 avec un premier objectif à atteindre en 2030, de la loi Climat et Résilience ou des obligations de solarisation des ombrières de parkings, les ETI manquent de maturité sur ces sujets et font appel à nos services », observe-t-il. Avant de poursuivre : « Grâce à nos cabinets d'étude en interne, nous pouvons réaliser des diagnostics de performance énergétique afin d'établir un plan de sobriété et les investissements qui leur permettront de maîtriser leurs coûts et d'avoir une visibilité sur leur consommation énergétique ».

Dans cette optique, Wewise offre une palette de solutions et de services dans l'énergie solaire comme la pose et la maintenance de panneaux photovoltaïques, le stockage d'énergie mais aussi l'installation et le pilotage dynamique de bornes de recharge de véhicule électrique. « Nous proposons par exemple à nos clients multisites de la gestion intelligente et du pilotage de l'énergie solaire via des PPA ou de l'autoconsommation collective ». Dans le cas des PPA, cela revient « à solariser les sites les mieux placés et à répartir l'électricité sur l'intégralité des sites du client, y compris ceux qui, pour des raisons techniques notamment, ne peuvent pas être équipés de panneaux solaires », explique Philippe Portal tout en soulignant : « L'avantage du solaire est de permettre à nos clients de devenir leur propre producteur d'électricité. Ils peuvent ainsi connaître avec précision ce qu'ils ont investi la première année et le coût du kilowattheure pour les vingt prochaines années ».

Déployer la marque Wewise en Europe et aux États-Unis

Dans ce contexte très porteur, le groupe DCC compte déployer la marque Wewise en Europe. Tout particulièrement dans les pays où il est déjà présent dans la production d'énergie photovoltaïque, notamment au Royaume-Uni, aux Pays-Bas et dans les pays nordiques. « Les activités solaires de DCC dans ces pays, qui sont actuellement représentées sous différentes enseignes, vont être rassemblées, elles aussi, sous la bannière Wewise d'ici à quelques mois », affirme-t-il. Et de préciser : « L'objectif est de prendre une part comprise entre 10 et 20 % du marché de la fourniture de services énergétiques européens d'ici à 2030 ». En outre, le groupe DCC est à la recherche de nouvelles opportunités d'acquisition, y compris au Benelux, en Allemagne et en Irlande, des pays où il détient des activités dans la production de gaz naturel.

Acheteur du mois

Fraîcheur de Paris est couvert à 65 % par des PPA

Filiale commune d'Engie (85 %) et de la RATP (15 %), Fraîcheur de Paris est le troisième plus grand consommateur d'électricité de Paris.

Le groupe est délégataire de la Ville de Paris pour la production et la distribution du froid urbain intra-muros. Fraîcheur de Paris a pris la succession de Climespace (qui était déjà une filiale d'Engie) en 2022 pour un contrat de vingt ans, à charge pour lui d'améliorer la performance énergétique du réseau, de le rendre encore plus vert, tout en le développant très fortement. L'objectif est, à terme, de tripler à la fois le nombre de ses abonnés et sa longueur. « Paris souhaite démocratiser son réseau de froid et en élargir l'accès, notamment aux hôpitaux et aux bâtiments dans une logique de service public s'adaptant au changement climatique », explique ainsi Audrey Guern, sa directrice générale (DG), lors d'un échange avec EUROP'ENERGIES. Le réseau de froid présente plusieurs avantages, notamment en matière de performance énergétique. « Le ratio de production de quantité de froid pour 1 kW d'électricité consommée est deux fois meilleur que celui de systèmes autonomes », assure la DG.

Fraîcheur de Paris s'appuie sur 180 collaborateurs pour piloter, développer et optimiser un réseau de 105 km auquel sont raccordés 810 abonnés. Il s'agit de bureaux et de commerces en pied d'immeubles (60 %), de grands magasins, de bâtiments de l'État (ministères, Assemblée nationale), de salles de spectacle (l'Opéra Bastille sera raccordé au premier semestre de 2024) et de musées. Ce réseau fonctionne en boucle fermée. Douze centrales dans Paris refroidissent de l'eau à 4-5 °C et l'acheminent vers les bâtiments grâce à des canalisations. Chaque bâtiment desservi dispose d'un système d'échangeur permettant de capter ce froid. L'eau, dont la température est remontée à 14-15 °C à la suite de cet échange de température, retourne en centrale pour être à nouveau refroidie. Au cœur des centrales, les groupes frigorigènes et les pompes fonctionnent à l'électricité pour une consommation d'environ 115 GWh/an. Depuis 2013, l'électricité est certifiée 100 % renouvelables par des garanties d'origine.

Des objectifs de performances et de verdissement

À la signature du contrat, Fraîcheur de Paris s'est engagé à atteindre un seuil de 65 % d'électricité à haute valeur environnementale et à améliorer sa performance énergétique. Pour remplir ses engagements, le groupe a signé trois contrats d'achat direct d'électricité (CPPA), dont le dernier a permis la mise en service en juin 2023 d'une centrale solaire de 5 GW à Étréchy, dans l'Essonne. « C'est un projet local, porté par la société de projet ENR Juine et Renarde, détenue par la communauté de communes, Energie partagée et la sem SipENR », se réjouit Audrey Guern. Deux autres centrales, développées par Engie Green, sont situées à proximité de Bordeaux (34 GWh/an) et à Carcassonne (37 GWh/an). « Avec ces contrats, nous avons déjà atteint notre cible de 65 %. Nous sommes en pleine discussion pour un quatrième PPA afin de maintenir cette part d'ENR avec un réseau en forte croissance. On aimerait signer en 2024 », précise la DG.

Certains clients de Fraîcheur de Paris consomment toute l'année. C'est le cas des centres de données, des musées, des grands magasins ou des hôtels. Globalement, la consommation hivernale ne représente qu'un septième de sa consommation totale et le réseau tourne à plein régime sur une période allant, plus ou moins selon les années, de juin à septembre. « Nous consommons davantage en été et nous nous effaçons en hiver, d'autant plus que nous utilisons la fraîcheur de la Seine pour rafraîchir l'eau du réseau lorsque sa température est basse », explique Audrey Guern. Bref, le profil annuel de consommation de Fraîcheur de Paris s'accorde plutôt bien avec le profil de production du solaire. Pour le reste, le groupe achète de l'électricité hydraulique auprès de la CNR, notamment, complétée pour la dentelle par des achats sur le marché spot. Fraîcheur de Paris a contractualisé des contrats d'agrégation et de fourniture pour une durée de deux ans. Les achats d'énergie sont pilotés par une équipe en interne, appuyée par Soven, la centrale d'achat d'énergie d'Engie.

Réseaux

Belgique : les perspectives de réseaux d'hydrogène et de CO_2

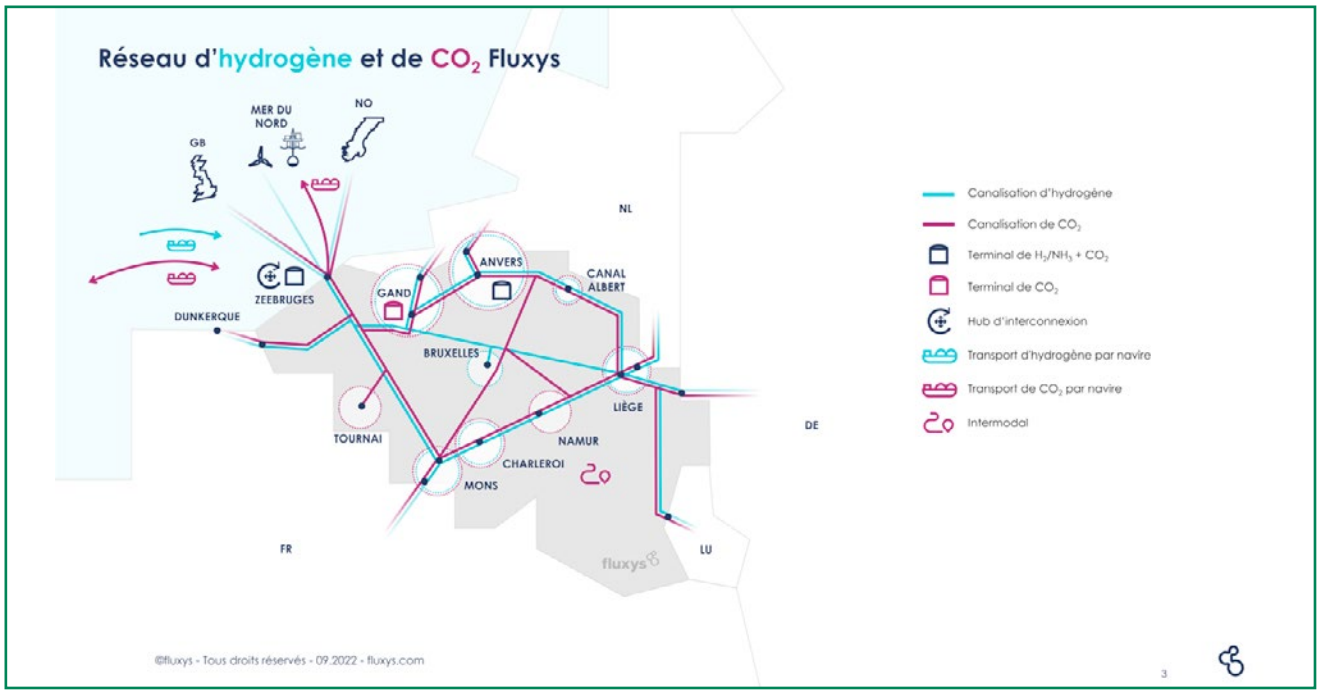
Pour l'avenir, Fluxys se voit gérer une infrastructure gazière composée de trois structures complémentaires pour le transport de méthane et de biométhane, d'hydrogène et de CO_2.

En Belgique, la candidature de Fluxys — finalement unique car aucune autre entreprise ne s'est déclarée (certains pensaient qu'Air Liquide se positionnerait) — pour la certification comme transporteur d'hydrogène est en cours d'examen par la Creg. En parallèle, le GRT recueille depuis l'été 2021 les manifestations d'intérêt des industriels pour évaluer les besoins en infrastructures d'hydrogène et de carbone du pays. Fluxys indique vouloir transporter 30 TWh d'hydrogène et 30 millions de tonnes de CO_2 à l'horizon 2030.

Priorité à l'axe Gand-Anvers-Rotterdam

Côté hydrogène, l'opportunité d'un réseau reliant les zones industrialo-portuaires de Gand, d'Anvers et de Rotterdam (côté Pays-Bas) est examinée. Sa mise en service pourrait s'échelonner entre 2026 et 2028. « Une décision finale d'investissement devrait être prise courant 2024 pour être dans les temps », explique un porte-parole de Fluxys à EUROP'ENERGIES. Un prolongement par le canal Albert jusqu'à Liège, puis vers l'Allemagne et le Luxembourg, est également envisagé, de même que la réalisation de canalisations dans la zone de Mons et de Charleroi. À ce stade, « le projet d'interconnexion avec la France du côté de Valenciennes a été reculé dans l'agenda », précise-t-il.

Une première étape consiste à répondre localement aux besoins des « clusters » industriels, puis à déployer des connexions entre ces zones à l'horizon 2030 pour arriver en 2050 à un réseau complet et interconnecté. Enfin, un terminal d'importation pourrait être organisé à Zeebruges. Fluxys a mené une consultation du marché de novembre 2023 à février 2024 sur l'intérêt des acteurs pour un « hub multimoléculaire » permettant l'accès à « toute une série de possibilités : des services pour le bio-GNL ou le GNL synthétique neutres en carbone, l'hydrogène, les vecteurs d'hydrogène, ainsi que pour le gaz naturel comprimé et le GNL conventionnel ». Les résultats sont attendus pour le printemps. Une étude de faisabilité est en cours pour un terminal d'ammoniac vert dans le port d'Anvers en collaboration avec Advario Gas Terminals, avec la possibilité d'installer un cracker pour produire de l'hydrogène à base de cet ammoniac. Fluxys teste également le stockage d'hydrogène en cavité aquifère dans son stockage de Loenhout, dans la province d'Anvers.



Un « corridor » pour l'exportation de CO_2

En Belgique, 40 % des émissions de CO_2 sont issues de l'industrie, rappelle Fluxys. En outre, le pays est idéalement situé pour proposer des services de transport puis de liquéfaction de carbone en vue de son transport vers des stockages géologiques en mer du Nord notamment. La Belgique deviendrait ainsi un « corridor du CO_2 ». Fluxys, OGE et Wintershall ont signé en décembre 2023 un accord de coopération pour transporter le CO_2 de l'industrie du sud-ouest de l'Allemagne vers des stockages géologiques, qui doit débuter par une étude de faisabilité.

Côté carbone, trois principaux projets sont lancés en Belgique. Le plus mature est l'Antwerp@C CO_2 Export hub, qui a décroché une aide d'environ 144 millions d'euros de l'Union européenne. Une infrastructure en libre accès permettra de collecter les émissions des industriels implantés sur le port d'Anvers et un terminal de liquéfaction et d'exportation sera développé conjointement par Fluxys et Air Liquide. Ce dernier sera, avec BASF, le premier client de la plate-forme via leur projet commun de captage stockage de carbone Kairos@C. Antwerp@C CO_2 Export Hub aura une capacité d'exportation initiale de 2,5 millions de tonnes par an, avec pour ambition d'atteindre jusqu'à 10 Mt/an d'ici à 2030. La décision finale d'investissement est attendue prochainement.

À Gand, un projet réunissant Fluxys, le port et ArcelorMittal est également à l'étude. La décision finale d'investissement était prévue pour 2025, mais l'avenir du projet dépend des choix du sidérurgiste en matière de décarbonation de ses différents sites en Europe, avec des arbitrages possibles entre la France et la Belgique. Enfin, un projet de conduite entre Zeebruges et la Norvège (40 Mt/an de capacité - Fluxys et Equinor) fait l'objet d'une étude de faisabilité. Fluxys est également impliqué dans le projet d'Artagnan à Dunkerque, en France (Fluxys et Air Liquide).

Parole d'experts

Chute des prix sur les marchés de gros : perspectives et enjeux

Le mot d'Emeric de Vigan, vice-président Électricité de Kpler.

Ces derniers mois, la baisse des prix des marchés de gros de l'électricité a été remarquable. Les prix pour la livraison au deuxième trimestre ont décliné de 25 % depuis le début de l'année tandis que ceux pour l'année 2025 ont chuté de plus de 16 %. Cependant, le rebond, certes modéré, des derniers jours soulève la nécessité de démêler les facteurs structurels et conjoncturels dans cette stabilisation des prix afin d'anticiper au mieux les tendances futures. C'est précisément l'objet de notre analyse.

Un niveau de production suffisant pour couvrir la demande

Si l'état du nucléaire en France semble s'améliorer, il convient néanmoins d'être prudent dans l'optimisme. Les niveaux de production durant cet hiver demeurent en bas de la fourchette historique et les objectifs pour 2024 restent modestes, oscillant entre 315 et 340 TWh. Bien que les problèmes de corrosion sous contrainte semblent en voie de résolution, le calendrier chargé des visites décennales des centrales de 1300 MW en 2025 et 2026 laisse présager une augmentation significative de la production peu probable dans les années à venir, même en cas de démarrage de l'EPR de Flamanville.

Toutefois, ce niveau de production nucléaire est suffisant pour répondre à la demande, même en

cas d'hiver rigoureux, principalement en raison d'une chute de la demande électrique de 8 à 10 % depuis la crise énergétique de 2022-2023. Si une partie de cette baisse est attribuable au facteur conjoncturel qu'est le prix du marché élevé pour certains secteurs industriels, nous anticipons une évolution durable des comportements de consommation, ainsi que des délocalisations d'infrastructures. La France est historiquement parmi les plus gros consommateurs d'électricité par habitant et le potentiel de gains d'efficacité énergétique bien réel. Le changement climatique doit également être pris en compte, avec des hivers de plus en plus doux, particulièrement observés d'octobre à décembre.

Il est important de noter que même si la composante énergétique de la facture finale du consommateur devait diminuer, les coûts de transport et les taxes devraient rester stables, voire augmenter, maintenant ainsi la facture globale à un niveau constant, voire en hausse.

L'impact des ENR est de plus en plus net

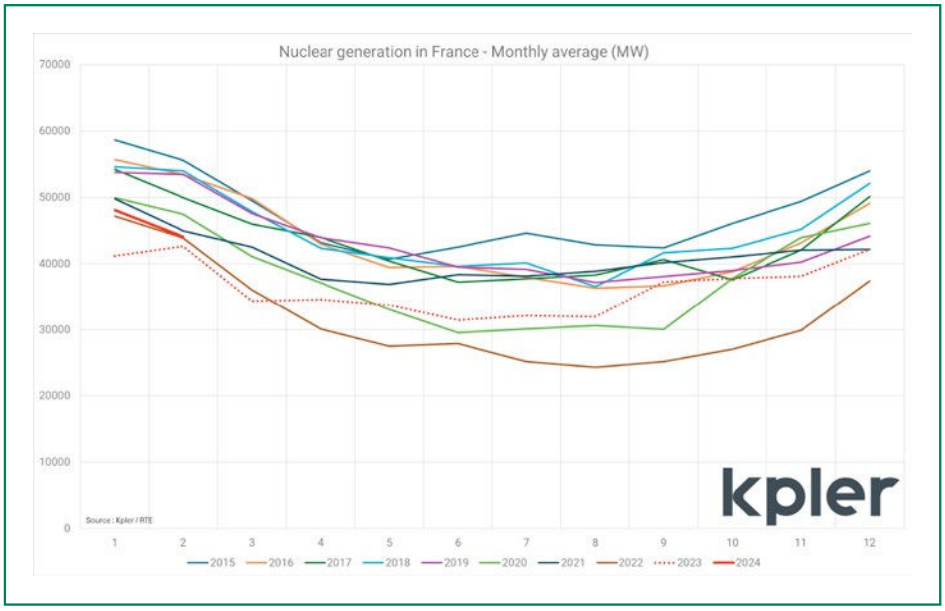
Un facteur structurel de baisse sur les marchés de gros réside dans l'augmentation de la capacité renouvelable installée. En moins de cinq ans, près de 7000 MW d'énergie éolienne et 5000 MW d'énergie solaire ont été ajoutés en France, une tendance qui devrait se poursuivre. Cela se traduit par une multiplication des épisodes de prix négatifs sur les marchés spot et une réduction significative des primes de risque sur les produits hivernaux sur les marchés à terme. Les énergies renouvelables contribuent en effet, même modestement, à la sécurité d'approvisionnement.

Enfin, la situation hydraulique est particulièrement favorable, avec des records de production attendus pour l'hiver 2023-2024, ce qui exerce une pression à la baisse sur les prix spot. Les marchés du gaz et du CO_2 suivent également cette tendance à la baisse, en partie due aux températures clémentes et à la diminution de la demande.

La dynamique de production électrique est structurellement favorable, soutenue par une capacité renouvelable croissante et des progrès dans la maintenance du parc nucléaire. La production d'énergie renouvelable est particulièrement encourageante cette année, avec des impacts positifs sur toutes les filières. Cette tendance devrait se maintenir dans les mois à venir, bien que l'évolution à long terme reste incertaine.

Une remontée des prix est peu probable, mais la volatilité restera de mise

En conclusion, la situation actuelle devrait perdurer au-delà de l'année 2024, à moins d'un nouvel aléa générique majeur dans le secteur nucléaire. L'évolution des prix dépendra largement des tendances de consommation de gaz et d'électricité. Une remontée significative semble improbable à court terme en raison de l'inertie des contrats et des habitudes de consommation des utilisateurs finaux. Après une courte période d'inquiétude quant à une possible pénurie d'électricité, le marché va devoir faire face à la gestion d'excédents récurrents ainsi qu'à la juste rémunération des actifs de production.



Mot du juriste

France : la taxe incitative relative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports

Le mot de Sylvain Bergès, avocat associé, cabinet Racine.

En France, les incitations à la consommation d'énergie renouvelable dans les carburants reposent principalement sur des dispositifs fiscaux. L'un d'entre eux est prévu par l'article 266 quindecies du code des douanes. Il s'agit de la taxe incitative à l'utilisation d'énergie renouvelable dans les transports (la Tiruert)[1].

L'origine de la Tiruert

D'ici la fin de la mise en circulation de véhicules à moteurs thermiques, la décarbonation du secteur des transports dans l'Union européenne (UE) est tributaire du développement des filières des biocarburants, de l'hydrogène et de l'électricité. Elles constituent l'un des principaux leviers de décarbonation de ce secteur. L'UE s'est ainsi fixé pour objectif d'atteindre au moins 29 % d'énergie renouvelable dans la consommation finale d'énergie dans le secteur des transports en 2030. Ces objectifs contraignants irriguent le mécanisme de la Tiruert. Cette taxe a pour objectif principal, non pas le recouvrement de recettes par l'État, mais l'incorporation d'une part plus importante d'énergie renouvelable dans le secteur des transports.

Le mécanisme de la Tiruert

La Tiruert soumet les opérateurs qui mettent à la consommation[2] des carburants essences et gazoles (c.-à-d. les producteurs et les distributeurs) à des objectifs d'incorporation d'énergie renouvelable fixés par la loi. Pour 2024, ces objectifs sont de 9,9 % pour les essences et de 9,2 % pour les gazoles. Lorsque l'objectif fixé pour la filière n'est pas atteint par un obligé, celui-ci est redevable de la taxe selon un calcul fondé sur l'écart entre son objectif et la quantité d'énergie renouvelable réellement contenue dans ses produits. Lorsque l'objectif est atteint, le montant dû au titre de la Tiruert est nul. Il s'agit ainsi d'un mécanisme incitatif.

Émergence d'un nouveau marché de certificats

La traçabilité des quantités d'énergie renouvelable est assurée par l'émission de certificats. Les obligés qui surpassent leurs objectifs d'incorporation de biocarburants peuvent ainsi céder des volumes de produits éligibles à d'autres obligés, par la voie de certificats d'acquisition. La fourniture d'électricité renouvelable *via* des infrastructures de recharge pour véhicules électriques (IRVE) ouvertes au public et d'hydrogène renouvelable et bas carbone en station peut également, sous conditions, générer des droits dits « de comptabilisation » au bénéfice des opérateurs. Les obligés peuvent ensuite acquérir ces droits, là encore matérialisés par des certificats d'acquisition, afin d'atteindre les objectifs d'incorporation de la filière qui les concerne.

Dans l'esprit du dispositif des certificats d'économie d'énergie, la Tiruert constitue ainsi un revenu complémentaire pour les opérateurs concernés tout en entraînant l'émergence d'un nouveau marché de certificats.

La loi prévoit que les droits de comptabilisation sont calculés après la multiplication des quantités d'énergie renouvelable consommées par un coefficient. Ce coefficient est fixé à deux pour l'hydrogène et les biocarburants et à quatre pour l'électricité. Les opérateurs, et en particulier les opérateurs d'IRVE ouvertes au public, comptabilisent ainsi — et peuvent revendre aux obligés — des droits supérieurs aux quantités d'énergie renouvelable effectivement consommées. Les revenus complémentaires issus de la Tiruert ne sont donc pas négligeables. Ils permettent une valorisation plus importante des projets, et donc un accès facilité aux financements. La Tiruert apporte ainsi un soutien économique aux filières des biocarburants, de l'hydrogène et de l'électricité.

1 À l'origine, la loi de finances pour 2005 avait institué une taxe générale sur les activités polluantes (TGAP), laquelle a été renommée, en 2019, taxe incitative relative à l'incorporation des biocarburants (Tirib). Depuis le 1er janvier 2022, la Tirib est devenue la Tiruert, laquelle inclut désormais les carburéacteurs (carburants aériens).

2 La mise à la consommation désigne le régime douanier d'un produit dont on peut disposer librement sur un territoire : https://www.douane.gouv.fr/lexique/mise-la-consommation.

Flashes

France : Engie condamné à une amende

La sanction est tombée le 26 décembre 2023. Dans une décision publiée au *Journal officiel* du 13 février 2024, le Cordis a condamné l'énergéticien français Engie à une amende de 500000 euros. Il estime qu'en 2020, la société a « méconnu, à 22 reprises », les dispositions du règlement européen concernant l'intégrité et la transparence du marché de gros de l'énergie (Remit) « relatives à l'obligation de publication d'informations privilégiées ». Et, à « 234 reprises », celles « relatives à l'interdiction des opérations d'initiés par utilisation d'une information privilégiée ». Si le Cordis a jugé qu'Engie « n'a pas causé de dommages au marché » et « n'en a pas tiré d'avantages », il souligne néanmoins que « tous les manquements en cause sont graves ». Et de préciser : « L'utilisation et la communication d'une information privilégiée, ainsi que les absences, retards et erreurs opérés dans la publication d'informations privilégiées, dans des proportions parfois importantes, et dans un nombre de cas significatifs, constituent des manquements aux dispositions du règlement Remit. Ces comportements ont porté atteinte à l'objectif de confiance des acteurs dans l'intégrité des marchés des produits énergétiques de gros, qui constitue un des fondements du règlement Remit, et ont ainsi constitué un préjudice indirect aux consommateurs ».

Grèce : PPC épinglé pour prix prédateurs

La Commission européenne (CE) a informé, le 7 février, Public Power Corporation (PPC) d'un avis préliminaire de griefs estimant que l'énergéticien grec avait, entre 2013 et 2019, « enfreint les règles de l'Union en matière de pratiques anticoncurrentielles en vendant de l'électricité à un prix inférieur aux coûts sur le marché de gros, évinçant ainsi ses principaux concurrents ». Pendant cette période, PPC contrôlait l'essentiel de la production d'électricité en Grèce. Il détenait toutes les capacités de lignite et d'hydroélectricité, ainsi que des centrales de production de gaz naturel et d'électricité renouvelable. En outre, PPC est le plus grand fournisseur d'électricité de détail et de gros en Grèce. L'État détient une importante participation minoritaire dans le groupe. La Commission craint ainsi que « PPC [n'] ait abusé de sa position dominante sur le marché de gros de l'électricité grec en fournissant l'électricité produite par ses centrales thermiques à des prix inférieurs à leurs coûts variables ». La CE avait ouvert une procédure formelle d'examen de pratiques anticoncurrentielles en mars 2021. La communication des griefs est une nouvelle étape formelle d'une procédure d'enquête menée par la CE.

France : la Cre publie sa décision sur l'ATRD7, avec une hausse moyenne de 27,5 %

En France, le tarif d'accès au réseau de distribution de GRDF (ATRD 7) va augmenter au 1er juillet 2024. La Cre a publié sa décision concernant l'ATRD 7, qui couvre la période 2024-2027. Le régulateur estime à +27,5 % en moyenne la hausse des différents termes tarifaires par rapport au tarif actuel. En outre, à compter du 1er juillet 2026, un nouveau terme tarifaire sera introduit. Défini en fonction du débit du compteur et de la pression de livraison, ce terme sera applicable aux consommateurs équipés des plus gros compteurs, soit environ 125000 consommateurs concernés. « Il vise à mieux refléter les coûts de dimensionnement de réseau, en particulier pour les clients de type appoint-secours, qui représentent des besoins de dimensionnement et de maintenance élevés pour le réseau alors qu'ils ne l'utilisent que ponctuellement », explique la Cre.

France : Elengy lance un AMI dans le carbone

Elengy, une filiale de GRTgaz en charge de l'opération des terminaux méthaniers du groupe Engie en France, lance un appel à manifestation d'intérêt (AMI) pour un projet de terminal de liquéfaction et d'exportation de CO_2 sur son site de Montoir-de-Bretagne. Ce projet est intégré dans GoCo2, un projet lancé en 2023 par un groupement d'industriels implantés dans le grand ouest et soutenu par la région des Pays de la Loire et par le grand port maritime de Nantes Saint-Nazaire. GoCo2 prévoit le captage du carbone sur les sites industriels, son acheminement par canalisation jusqu'à Montoir, puis son exportation vers des zones de stockage géologique permanent. Elengy rappelle que le projet a vocation à répondre aux besoins des industriels des quatre régions du grand ouest (Nouvelle-Aquitaine, Pays de la Loire, Bretagne, Centre-Val de Loire). L'AMI permettra d'identifier les émetteurs de CO_2 additionnels intéressés prêts à s'engager dans le développement du projet et de ses infrastructures à l'horizon 2030. À compter du 11 mars, Elengy mettra à disposition des industriels les éléments nécessaires pour répondre à l'AMI.

UE : appel d'offres pour un achat de gaz

Le 15 février, la Commission européenne a annoncé le lancement d'un premier appel d'offres à moyen terme pour un achat groupé de gaz *via* sa plateforme AggregateEU. Ce nouveau service permet aux acheteurs de soumettre leur demande de gaz pendant cinq ans sur différentes périodes de six mois (d'avril 2024 à octobre 2029). AggregateEU a reçu des demandes pour un volume global de près de 34 Gm^3 répartis entre 18,3 Gm^3 de gaz par gazoducs et

15,3 Gm³ de GNL. Dix-neuf entreprises — dont des consommateurs industriels — ont répondu à cet appel d'offres. Côté vendeur, un volume total de 97,4 Gm³ a été offert.

Allemagne : Meyer Burger va fermer son usine

Alors que l'Union européenne axe de plus en plus sa communication sur la compétitivité industrielle de l'Europe et son financement, Meyer Burger, le plus grand producteur de panneaux solaires en Allemagne, a annoncé, le 23 février, l'arrêt de la production sur son site de Freiburg. Celui-ci doit en effet être fermé d'ici la fin de l'année, la production étant délocalisée aux États-Unis. Le groupe a convoqué une assemblée générale pour approuver une augmentation de capital de 200 à 250 millions de francs suisses pour financer l'achèvement des usines du Colorado et de l'Arizona et fermer définitivement son site allemand. Il indique vouloir « stopper les pertes en Europe et bénéficier du marché américain très attractif ». Sentis Capital, le premier actionnaire du groupe avec 10,01 % du capital, regrette : « En raison du manque de protection européenne contre la concurrence déloyale de la Chine, près de quatre années de travail acharné des employés exceptionnels d'Europe sont menacées », et il souligne : « Le système politique américain a démontré à plusieurs reprises qu'il existe un fort engagement bipartisan en faveur de la protection des entreprises basées aux États-Unis contre une concurrence déloyale ».

UE : un plan pour allier décarbonation et compétitivité

57 entreprises industrielles et quinze fédérations de filière appellent les gouvernements des États membres de l'Union européenne (UE), la prochaine Commission européenne et le Parlement à mettre en œuvre un « plan d'action global » en complément du Green Deal pour « élever la compétitivité au rang de priorité stratégique ». La Déclaration d'Anvers pour un contrat industriel européen (European Industrial Deal) a été publiée le 20 février. Dans le cadre de ce plan, les industriels demandent une mise en cohérence de la réglementation européenne ainsi qu'un « financement public solide » avec un fonds de déploiement des technologies propres pour les entreprises énergo-intensives. https://antwerp-declaration.eu/

Allemagne : aide de G€1,3 pour ArcelorMittal

En Allemagne, ArcelorMittal va recevoir un soutien de 1,3 milliard d'euros de l'État pour financer la décarbonation partielle de ses process sur les sites de Brème et d'Eisenhüttenstadt, où l'entreprise exploite actuellement trois hauts-fourneaux à charbon et quatre convertisseurs à oxygène produisant de l'acier brut. La Commission européenne vient d'autoriser cette aide, qui prendra la forme d'une subvention directe. Le sidérurgiste prévoit la construction d'une installation de réduction directe et de trois fours électriques à arc, qui remplaceront deux des trois hauts-fourneaux et deux des quatre convertisseurs à oxygène existants. La nouvelle installation de réduction directe sera initialement alimentée au gaz naturel. Le méthane sera progressivement remplacé par de l'hydrogène, puis complètement supprimé. Les nouvelles installations devraient entrer en service en 2026. La production annuelle d'acier brut des sites restera stable à 3,8 millions de tonnes.

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 : nette chute des prix

La tendance sur le marché spot était baissière en février, avec une chute de près de 25 % comparé à janvier. Ainsi, l'électricité s'échangeait autour de 58,3 euros/MWh. En 2023, la moyenne des prix sur février se situait à 148,8 euros/MWh. Outre le changement évident de régime de prix, février 2024 s'est démarqué par un niveau de demande anormalement bas pour la période. La demande moyenne était de 55,7 GW, soit 10 % en dessous de la valeur pour février lors des trois dernières années. Cet écart s'explique par une destruction de demande observée depuis la crise et des conditions climatiques exceptionnellement clémentes. Les facteurs de charge éoliens ont augmenté, avec une puissance moyenne à 7,9 GW contre 7 GW en janvier. Du côté des marchés à terme, le produit calendaire 2025 s'est maintenu très corrélé à son homologue du gaz TTF. Un léger sursaut a été observé en fin de mois, potentiellement relié à certaines annonces d'EDF concernant la détection de corrosion sous contrainte à Blayais 4. Fin février, le produit calendaire 2025 s'échangeait ainsi à 73,2 euros/MWh, 8 % plus bas qu'en début de mois. Le produit pour mars clôturait à 56,4 euros/MWh.

Prix à terme pour fourniture en base (OTC - fév. 2024 - en euros/MWh)

	France (EPD)			Allemagne (EEX)		
	Plus bas	Plus haut	Clôture	Plus bas	Plus haut	Clôture
Mars 2024	50,66	68,30	56,49	53,46	68,93	59,45
T2 2024	45,10	59,94	50,24	51,13	64,42	55,71
Cal-25	66,76	79,83	73,20	68,55	81,39	74,54

	Moyenne mensuelle des Day-Ahead Base sur les trois derniers mois									
	FR	DE	NL	ES	BE	CH	PL	IT	UK	SYS
Dec-23	68,47	68,52	73,19	72,17	69,4	81,08	80,12	115,76	76,82	72,42
Jan-24	76,59	76,57	78,36	74,1	78,56	83,94	93,51	99,34	80,78	67,64
Feb-24	58,37	61,34	63,89	40	61,51	69,92	75,95	87,91	66,09	50,92
M/M-1 %	-18,22	-15,23	-14,47	-34,1	-17,05	-14,02	-17,56	-11,43	-14,69	-16,72
	Moyenne mensuelle dernier mois et écart par rapport à EPEX France									
	FR	DE	NL	ES	BE	CH	PL	IT	UK	SYS
Feb-24	58,37	61,34	63,89	40	61,51	69,92	75,95	87,91	66,09	50,92
Feb-24 - FR	0	2,97	5,52	-18,37	3,14	11,55	17,58	29,54	7,72	-7,45
	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
2022	275,89	235,46	241,93	167,53	244,54	281,66	166,72	307,82	228,78	135,87
2023	96,86	95,18	95,82	87,1	97,28	107,47	111,65	127,78	104,57	56,45
2024	67,79	69,21	71,37	57,62	70,32	77,17	85,02	93,81	73,68	59,56
2024 - FR	0	1,42	3,58	-10,17	2,53	9,38	17,23	26,02	5,89	-8,23

Gaz : vers une stabilisation

Les prix du gaz ont chuté pour atteindre leur niveau le plus bas depuis avril 2021. Cette tendance s'explique par des conditions météorologiques favorables en février et des niveaux de stocks très élevés. Les réserves de gaz en Europe atteignaient 62,5 % à la fin du mois. Le niveau total d'importation en Europe était cependant en baisse, alors que la demande était faible. Ainsi, près de 6 Mm³ de GNL était acheminé contre 7,1 Mm³ en janvier. Des retards ont été observés notamment sur les navires en provenance du Qatar, sans impact majeur tant la situation globale était favorable à des baisses de prix. En France, les stocks se situaient à 43,9 % fin février. Malgré ce niveau faible comparé aux voisins européens, aucune conséquence n'était attendue alors que le nucléaire permettait de couvrir une partie importante du mix énergétique. Les prix bas en Europe incitaient les navires américains à s'orienter vers l'Asie. Au vu de ces développements, le prix du gaz européen pourrait se stabiliser. Le produit calendaire TTF 2025 terminait le mois à 29,5 euros/MWh, en chute de 4 euros/MWh sur le mois. Le produit pour mars clôturait à 25,7 euros/MWh.

Gaz Day-Ahead: Moyennes mensuelles		
	TRF	TTF
Dec-23	32,74	35,33
Jan-24	28,22	29,66
Feb-24	24,75	25,62
Gaz Day-Ahead: Moyennes annuelles		
	TRF	TTF
2022	98,57	123,26
2023	38,88	40,57
2024	26,49	27,64

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.

Commission paritaire N° 0119W93295. RCS Paris 333761849. Capital social 38112 A.
Mensuel. Photocopie interdite. Copyright © 2024 PETROSTRATEGIES SA. E-mail : europenergies@europenergies.fr