

europ Energies

La lettre des acheteurs européens d'électricité et de gaz

Sommaire

Analyses	p.2
Vendeur du mois :	
Volterres par Sun'R.....	p.6
Acheteur du mois :	
Metro France	p.7
Acteur du mois : Énergie	
Transition Solution	p.8
Mot du juriste :	
Achat public d'énergie	p.9
Forum EUROP'ENERGIES	p.10
Flashes	p.12
Marchés	p.16

Indicateurs spot

	29 mars	30 avril	Var.
Electricité* (€/MWh)			
Epex France	33,85	38,08	+4,23
Epex All.	30,62	36,96	+6,34
Gaz*€/MWh)			
NBP	15,69	13,98	-1,71
TTF	15,84	15,10	-0,74
Zeebrugge	15,59	14,89	-0,70
Pétrole			
Brent (\$/b)	68,53	71,88	+3,35
Gasoil (\$/t)	589,75	622,75	+33,00
Fuel Oil (\$/t)	403,50	416,00	+12,50
Monnaies			
€/US\$ (1€ =)	1,12	1,12	-
€/£ (1€ =)	0,85	0,86	+0,01

*Base, *dayahead*, moyennes du mois écoulé.
r=révisé. b=baril. t=tonne.

Edito

Deux décennies après la publication des premières directives de libéralisation du secteur électrique, force est de constater que l'Europe de l'énergie ne fonctionne pas bien et qu'il y a peu de chances de remédier à cette situation si la Commission européenne n'accepte pas enfin de corriger, par une forte dose de pragmatisme, sa politique obstinément ultralibérale. C'est en substance le verdict de trois éminents experts auxquels la Revue de l'énergie donne la parole dans son dernier numéro, entièrement consacré au thème « Europe et énergie ».

Le constat d'abord. Il est dressé dans un article commun par Jean-Pierre Hansen, de l'Académie royale de Belgique, et Jacques Percebois, de l'Université de Montpellier. Dans les années 1990, les prix européens de l'électricité étaient comparables aux prix américains et ils sont aujourd'hui nettement plus élevés ; les émissions de CO₂ restent considérables en Europe (elles baissent aux Etats-Unis...) ; et la dépendance énergétique de l'Europe, qui était de 43 %, a atteint 53 %. « L'introduction de la concurrence dans le secteur était nécessaire », mais « il semblait probable que le marché seul ne pourrait pas régler tout, tout le temps et pour tout le monde », écrivent-ils. Et de déplorer que les fonctionnaires européens « restent campés sur leurs certitudes » libérales. Selon ces deux auteurs, la concurrence

« pour le marché » aurait dû être préférée à la concurrence « par le marché ».

L'Europe poursuit trois objectifs qui ne sont pas nécessairement conciliables et qui peuvent même être, si on n'y prend pas garde, conflictuels entre eux : compétitivité, sécurité d'approvisionnement et décarbonation. C'est « la domination de la norme de marché qui empêche toute conciliation pragmatique » entre ces trois objectifs, écrit Dominique Finon, chercheur au Cired. « Le marché constitue la norme juridique supérieure, voire la norme immanente qui doit s'imposer à toutes les autres normes, que ce soit celle de protection sociale et d'équité, celle de protection de l'environnement et du climat, ou encore celle de politique industrielle », déplore Finon.

Tous trois donnent l'exemple du Royaume-Uni qui a reconnu l'impasse et adopté des réformes successives du marché de l'électricité. Certes, les Britanniques ont inventé, en quelque sorte, la théorie du libéralisme économique. Et on entend encore Margaret Thatcher (leur Première ministre de 1979 à 1990) tancer ses pairs de l'Union européenne de ne pas faire assez en matière d'ouverture des marchés. Mais les Britanniques sont aussi des gens pragmatiques, qui savent corriger le tir lorsqu'ils le jugent nécessaire. Sauf en matière de Brexit ?

Pierre Terzian

europ Energies est une publication de PETROSTRATEGIES

Pierre Terzian (directeur), Claire Aïcardi (rédactrice en chef), Grégory Heller, Patricia Marcoz, Joël Spoës, Claire Stam.

Abonnements - France : € 970 + 2,1% TVA, soit € 990,37 TTC ; Etranger : € 970.

Adresse : 65, rue Desnouettes - 75015 Paris - France - E-mail : europenergies@europenergies.fr - Tél : +33 (0)156085608 - Fax : +33 (0)156085609

Analyses

Les entreprises doivent se fixer une stratégie carbone

La hausse des prix sur le marché du CO₂ ouvre des perspectives aux entreprises pour faire évoluer leur mix énergétique, constate Schneider Electric ESS France.

Période tendue pour les industriels soumis aux quotas d'émission de CO₂ dans le cadre du dispositif européen EU-ETS. D'ici à la fin mai, ils doivent remplir leur demande d'allocation gratuite de permis d'émission pour la période 2021-2025. Une démarche complexe qui doit être réalisée dans des délais assez courts. La hausse des prix sur le marché du CO₂, la diminution des allocations gratuites et la perspective du passage de la phase III à la phase IV de l'EU-ETS représentent des enjeux stratégiques majeurs pour ces entreprises, ont expliqué Juliette Medana, directrice du conseil en achat d'énergie, et Gabriel de Malleray, responsable des activités Développement durable, chez Schneider Electric Energy & Sustainability Services France, lors d'une rencontre avec EUROP'ENERGIES. Les industriels doivent gérer leur besoin ou leur stock de permis d'émission dans un contexte de prix volatils avec une tendance haussière et un manque de visibilité sur les années à venir.

Il faut gérer le gaz entre les phases III et IV

Ces derniers temps, le prix du carbone a été multiplié par cinq, passant d'environ 5 euros la tonne en 2016-2017 à entre 20 et 30 euros la tonne cette année. La perspective du Brexit a joué sur le marché et a introduit de la volatilité. En outre, les acteurs anticipent une contraction du marché avec l'introduction de la réserve de stabilité et une augmentation de la demande de quotas, liée à la fin de la phase III et à la baisse des allocations gratuites de la phase suivante. « Entre la phase III et la phase IV, qui démarre en 2021, il y aura un gap puisqu'il ne sera pas possible de satisfaire des obligations de 2020 avec les allocations de quotas pour 2021. Les acteurs mettent actuellement en place une stratégie de gestion

des risques pour anticiper toutes ces problématiques », précise Gabriel de Malleray. Côté incertitude, les volumes des quotas gratuits pour 2021-2025, par pays et par entreprise, ne seront connus qu'en 2020. En outre, la Commission européenne a lancé une consultation en vue de la révision des références (« benchmark ») qui permettent de déterminer l'attribution des quotas gratuits.

Migration de la gestion du portefeuille carbone vers les équipes énergie

Dans ce contexte, Schneider ESS France constate deux mouvements nouveaux. Longtemps, la problématique CO₂ a été gérée par les directions financières, notamment parce que cela permettait des arbitrages de cash et que les contreparties étaient des banques. « Du fait de la corrélation du marché CO₂ et du marché des commodités et de la convergence entre la gestion des émissions et de l'efficacité énergétique, nous constatons une migration de la gestion du portefeuille carbone vers les équipes qui suivent l'énergie », explique Juliette Medana. « C'est un sujet complexe, qu'elles doivent se réapproprier », ajoute-t-elle. L'autre nouveauté est que la hausse des prix du CO₂ ouvre des perspectives en matière de stratégie énergétique. « À 25 euros/tonne de CO₂, des projets deviennent rentables. Pour certains gros émetteurs de carbone, des ruptures technologiques peuvent être envisagées et les industriels réfléchissent à des solutions de 'sourcing' alternatif via des projets de biogaz ou d'électricité renouvelable afin de diversifier les risques de long terme », précise Juliette Medana. Globalement, les entreprises accélèrent leurs programmes d'efficacité énergétique, celles qui sont soumises aux quotas de CO₂, comme les autres. Ces dernières subissent la hausse des prix de l'électricité et peuvent bonifier des actions grâce au dispositif des certificats d'économie d'énergie (CEE). La possibilité, prévue par la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et introduite dans la loi Pacte en cours d'adoption, pour les entreprises soumises aux quotas d'émission de participer au dispositif de CEE devrait d'autant plus encourager des investissements dans des systèmes moins énergivores et moins émetteurs de CO₂.

La France vendra des garanties d'origine aux enchères en septembre

Powernext dévoile le dispositif qui va être mis en place. Son impact sur le marché des GO risque d'être majeur.

Les garanties d'origine (GO) sont un mécanisme de certification et de traçabilité de la production d'électricité verte et le moyen légal par lequel les fournisseurs peuvent prouver que l'électricité vendue est produite à partir de sources renouvelables. Dans le cadre de la loi du 24 février 2017, le gouvernement a souhaité mettre sur le marché les GO liées à la production des installations bénéficiant de subventions (tarif d'obligation d'achat ou complément de rémunération). Plusieurs solutions auraient pu être privilégiées, mais l'État a préféré récupérer ces GO et les mettre lui-même en vente via des enchères. En août 2018, la bourse Powernext a été désignée comme opérateur unique de ces enchères. Les recettes sont estimées à 32 millions d'euros pour 2019 ; elles seront versées au compte d'affectation spéciale « transition énergétique » du budget.

Doublement du marché actuel des GO produites et émises en France

Powernext a indiqué, le 2 avril, que les premières enchères se tiendraient en septembre 2019. La bourse a donné à EUROP'ENERGIES des détails supplémentaires sur le dispositif. En rythme de croisière, les enchères se tiendront une fois par mois. Les GO correspondant à la production du mois M seront mises en vente en M+3. Néanmoins, pour 2019, le calendrier est adapté. En septembre, seront vendues les GO correspondant à la production de mars et avril 2019 ; en octobre, les GO de mai et juin 2019 ; en novembre, celles de juillet et août 2019. Enfin, en décembre, on passera en rythme de croisière et les GO correspondant à la production de septembre 2019 seront proposées à la vente. En juillet, une « enchère à blanc » sera organisée pour familiariser les futurs participants au système. Si tout le volume mis en vente ne trouve pas acheteur un mois donné, il peut être remis en vente le mois suivant. Des enchères supplémentaires pour-

ront être organisées. Chaque mois, la liste des GO sera publiée sur la plateforme des enchères. Dix jours plus tard environ, des carnets d'ordre seront ouverts pendant une semaine (du mercredi au mercredi). À la fermeture du carnet d'ordre, l'allocation des GO sera déterminée via un algorithme. Le paiement, la livraison et la publication du résultat au titulaire auront lieu dans les deux jours suivants.

Si les acteurs de ce marché saluent l'arrivée d'une offre de GO plus diversifiée, deux points méritent d'être examinés plus attentivement. Le premier est l'impact, en termes de volumes, des enchères sur le marché des GO. Il risque d'être majeur. Le volume de GO mis aux enchères devrait représenter entre 40 et 50 TWh/an, ce qui représente un doublement du marché actuel des GO produites et émises en France. Les enchères françaises devraient aussi avoir un impact sur le marché européen, qui représente entre 300 et 400 TWh/an. Ivan Debay, fondateur d'Origo, critique particulièrement la mise en place d'un « prix de réserve », qui doit être fixé ultérieurement par le gouvernement. « Ce faisant, l'État devient un acteur du marché. Il risque de le fausser puisque les acteurs doivent spéculer sur le prix de réserve qui sera retenu. En outre, un prix de réserve n'a pas lieu d'être puisque les GO sont un marché volontaire », a-t-il expliqué à EUROP'ENERGIES.

L'enjeu de la provenance

Le second point est de savoir si le système permettra de faire le lien entre la fourniture d'électricité verte et le moment et le lieu de production des GO, comme le réclament de plus en plus les consommateurs. « Les enchères sont organisées mensuellement et chaque enchère ne concerne qu'un mois précis de production », explique Powernext. La bourse propose néanmoins de marquer les produits. Sur la provenance des GO, Powernext a essayé de répondre à la demande actuelle : « L'acheteur sera invité à proposer des ordres à l'achat sur une GO sans préférence formulée sur la technologie ni sur la région ; ou sur une GO provenant d'une région particulière pour n'importe quelle technologie ; ou pour une GO produite par une technologie particulière venant de n'importe quelle région ; ou pour un couple région/technologie donné. Dans ce cas l'acheteur peut même préciser les installations de production appartenant à ce couple, et dont il aime-

rait acheter les GO. Si l'offre de l'acheteur est retenue et qu'aucun autre acheteur n'a émis de préférence pour la même installation à un prix plus élevé, les GO de cette installation lui seront attribués en priorité ». Oui, mais... Un acheteur n'est pas certain d'obtenir les GO liées à la production de telle ou telle centrale. Un fournisseur peut se retrouver à commercialiser les GO liées à des installations de production d'un concurrent. Dans ces cas-là, il lui

sera difficile de communiquer sur la provenance de l'électricité verte. Ivan Debay regrette que l'État ait choisi la mise aux enchères plutôt qu'une adaptation des subventions. « Les producteurs devraient être libres de vendre leurs GO directement aux consommateurs. Les enchères compliquent la compréhension du système des GO qui est pourtant le seul outil légal de traçabilité de la production verte », assure-t-il.

Eveler préconise un « plan B » pour l'accès au comptage

Eveler adapte ses solutions à l'évolution des dispositifs d'accès aux données de comptage. La télérelève des données brutes reste nécessaire pour les clients finals.

Dans le cadre de l'abandon de certaines technologies de communication, les gestionnaires de réseaux de transport et de distribution d'électricité ont annoncé une évolution de l'accès aux données de comptage, qui se fera dorénavant par le protocole IP (Internet Protocol) et via des portails API (EUROP'ENERGIES de mars 2017). Le choix technologique retenu par Enedis et par certaines entreprises locales de distribution (ELD) remet en cause le modèle d'affaires des entreprises spécialisées dans la télérelève des compteurs. Eveler, une société spécialisée dans les architectures de télérelève des compteurs d'énergie qui compte 450 clients et relève près de 400 000 compteurs, adapte donc ses activités, réfléchit à des solutions plus adaptées pour les ELD et à des moyens, pour les consommateurs finals, de conserver un accès aux données brutes des compteurs.

La solution Tipos et un nouveau portail pour rassembler des données

Depuis plusieurs mois, Eveler a adapté ses outils et développé un nouveau portail, qui « concentre le savoir-faire reconnu de l'entreprise dans la collecte et l'interprétation des données », explique Laurent Roméo, son directeur, à EUROP'ENERGIES. Il permet de rassembler des données diversement structurées (factures des fournisseurs, don-

nées issues de capteurs et informations sur le patrimoine) et de gérer les consommations et les actions d'efficacité énergétique. « L'ergonomie de l'interface a été travaillée. Le portail intègre totalement et rend lisibles les flux API d'Enedis qui sont très abscons », précise le directeur. Depuis 2017, Eveler a investi environ un million d'euros pour faire évoluer son portail clients et les améliorations vont se poursuivre.

Une deuxième corde à son arc est la solution Tipos. « Les grosses ELD, à la manière d'Enedis, se réserveront probablement l'accès aux données des compteurs, quitte à s'équiper lourdement en systèmes d'information (SI) afin de respecter le Code de l'énergie. Les petites ELD ne pourront pas le faire par manque de moyens », explique Laurent Roméo. Elles pourront fusionner leur solution SI avec les grosses ELD, mais « cela leur coûtera cher ». Eveler leur propose d'opter pour « une solution modulable, qui permet la télérelève en IP sur la 3G-4G en utilisant des passerelles et des techniques réseaux standards et interchangeable ». Une quinzaine d'ELD expérimentent Tipos et le déploiement est déjà en cours sur le territoire de quatre d'entre elles, dont Soreca (Société des régions de l'Arc).

Accéder aux données brutes

Enfin, Eveler est convaincu que les systèmes d'accès aux données mis en place par les GRD risquent d'être défectueux ou ne seront pas suffisants. L'association Luciole, qui regroupe des acteurs spécialisés dans les services énergétiques, a déjà signalé à Enedis et à la Cre des bugs informatiques, des problèmes de service et des absences de données. « Nous avons noté trois semaines sans flux en février 2019, plus de 10 % de don-

nées manquantes, deux jours et demi d'indisponibilité à chaque week-end de mise à jour, des données disponibles dans l'API et pas dans les flux, etc. », énumère Laurent Roméo. En outre, l'accès en temps réel n'est pas vraiment garanti et le consommateur n'a pas moyen de vérifier les données du GRD. « Il va falloir un 'plan B' pour accéder aux données brutes du compteur, comme l'installation de dataloggers (TIC en LoRa ou 3G, Tipos) », explique Laurent Roméo. Mais ces solutions, que propose aussi Eveler, risquent de coûter cher au client final.

Bonne nouvelle néanmoins pour les consommateurs et les producteurs disposant de compteurs Saphir et SL7000, la solution Tipos est adaptable

facilement et elle est financièrement accessible. Elle pourrait être disponible aussi pour les compteurs PME-PMI, « mais il faudrait que ce compteur évolue avec une deuxième sortie client de type RS-232 », explique Laurent Roméo. « L'association Luciole a demandé de faire évoluer le compteur PME-PMI pour qu'une deuxième RS-232 soit accessible aux utilisateurs afin qu'ils aient accès à la mémoire du compteur. Cette évolution serait cohérente avec le rapport de consultation de la Cre sur l'évolution des compteurs chez RTE afin de les équiper d'une interface de communication digitale fournissant l'ensemble des données brutes (voir §5.2 de la délibération de la Commission de régulation de l'énergie du 26 avril 2018) », précise le directeur d'Eveler.

France : l'impact de la fin des contrats de long terme sur l'ATRT 7

Des solutions sont envisagées par la Cre pour limiter l'impact de la probable baisse des souscriptions sur le réseau de transport.

L'un des grands enjeux de la période tarifaire pour l'accès au réseau de transport de gaz naturel (ATRT 7 — 2020-2024) est l'arrivée à échéance de certains contrats de souscription de long terme notamment aux interconnexions de la France avec la Belgique, l'Allemagne et l'Espagne. La baisse attendue sur la période tarifaire 2020-2023 est conséquente, soit « de l'ordre de 20 % des capacités d'entrée », précise Philippe Madiec, directeur Stratégie Régulation de GRTgaz, à EUROPE ENERGIÉS. Jusqu'à présent, les capacités fermes annuelles d'entrée aux points d'entrée du réseau (PIR) Taisnières, Dunkerque, Obergailbach et Pireneos sont souscrites à 75 % et les capacités fermes de sortie aux PIR Alveringem, Oltingue et Pireneos sont souscrites à plus de 80 %. Les GRT anticipent qu'une partie des capacités rendues disponibles par la fin de ces contrats ne seront pas souscrites à court terme. « Il est possible qu'une partie des expéditeurs réservent davantage au fil de l'eau, en fonction de leurs besoins de court terme », précise Philippe Madiec. Avec la baisse prévue des consommations de gaz en France,

cette évolution représenterait un manque à percevoir pour les GRT.

En avril, le régulateur a mené des consultations sur les évolutions de la structure de l'ATRT 7. Pour la Cre, il s'agit de faire évoluer les termes tarifaires pour compenser les baisses de revenus liées à la fin des contrats de long terme, tout en gardant l'attractivité des prix d'entrée sur le réseau français puisque l'Hexagone reste dépendant des importations de gaz naturel. Quelles sont les solutions retenues ? Tout d'abord, la Cre, via le barème tarifaire, encourage les expéditeurs à souscrire principalement sur une base annuelle. Ils peuvent souscrire des capacités annuelles ou quotidiennes en payant le coût de la capacité annuelle multipliée par un coefficient plus ou moins élevé selon la période de l'année. Ce coefficient peut atteindre 8/12 du terme annuel pour janvier et février. Ensuite, pour que les termes d'entrée sur le réseau de transport n'augmentent pas trop, le régulateur propose de répercuter la baisse des souscriptions en entrée et en sortie du réseau de manière équivalente sur l'ensemble des termes tarifaires du réseau amont. « La répartition des recettes liées aux différents termes tarifaires évolue, mais le coût du transport n'est pas modifié par ce mécanisme », explique Philippe Madiec. Il faudra néanmoins regarder au cas par cas si certains expéditeurs ne sont pas plus impactés que d'autres selon leur utilisation du réseau.

Le vendeur du mois

France : Sun'R lance une offre d'électricité verte

Avec l'offre Volterres, le producteur d'électricité veut révéler la demande locale d'énergie verte et promouvoir un système plus vertueux que celui des garanties d'origine.

Sun'R est un producteur indépendant d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables. Créé en 2007, il dispose d'un parc solaire et éolien d'environ 100 MW en exploitation ou en construction. « L'innovation fait partie de l'ADN de Sun'R. Nous sommes pionniers dans l'agrivoltaïsme dynamique, par exemple. 25 % de nos revenus sont réinvestis dans des programmes d'innovation », a expliqué Antoine Nogier, président fondateur de la société, le 17 avril, lors du lancement de Volterres, une nouvelle offre de fourniture d'électricité. Cette offre s'appuie à la fois sur de la production indépendante décentralisée d'électricité verte et sur les nouvelles technologies de l'information. Elle s'adresse aux entreprises et aux collectivités locales. Côté production, Sun'R va commercialiser une partie de l'électricité produite par son propre parc et il entend associer des producteurs indépendants d'éolien, solaire, biomasse ou hydroélectricité. Les équipes de Sun'R ont développé un logiciel dont « les algorithmes permettent d'affecter de façon personnalisée à chaque instant les énergies aux clients en fonction des profils de consommation et des préférences de chaque client ».

Choix des critères pour les entreprises

Les entreprises qui opteront pour Volterres pourront sélectionner les centrales qui alimenteront chacun de leur site. Ils pourront choisir des critères de distance géographique et de type d'énergie. Un système de certification basé sur la « blockchain » garantit l'affectation de la production à tel site de consommation et uniquement à ce site, au pas de la demi-heure. Un portail dédié permet de suivre la consommation sur lequel est indiqué la part couverte par chaque centrale de production. Contrairement à beaucoup d'offres, Volterres ne garantit pas un approvisionnement à 100 % vert. « Notre objectif est la transpa-

rence. Le client voit le complément 'd'électricité grise' acheté sur le marché », explique Antoine Nogier. Il est convaincu que ce système va aider à la transition énergétique, car « en choisissant Volterres, les consommateurs soutiennent les producteurs locaux et envoient un signal clair en faveur de la construction de nouveaux moyens de production ENR ».

« Volterres s'adresse à des entreprises de taille moyenne — entre 150 MWh/an et 50 GWh/an —, qui cherchent une offre plus qualitative que les offres certifiées par les garanties d'origine, mais plus simples que les PPA ou l'autoconsommation, et aux collectivités qui souhaitent aider au développement des ENR sur leur territoire », a précisé Alexis Bouanani, directeur de Volterres. La durée d'engagement est de un, deux ou trois ans, avec un prix fixe, calé sur les prix de marché. Dans un premier temps, Sun'R va proposer environ 30 MW de son parc. Des partenariats avec d'autres producteurs sont en cours de négociation. Axpo assurera l'agrégation de la production et la responsabilité d'équilibre. « Nous ne vendons que ce dont nous disposons. Notre objectif, à dix ans, est de commercialiser autour de 5 TWh/an d'électricité et de fournir 4 à 5 % du segment des entreprises et collectivités. À plus court terme, nous visons environ 2 TWh à l'horizon 2022 », a précisé Alexis Bouanani.

La plupart des installations dont Volterres commercialise la production bénéficient d'un complément de rémunération ou du tarif d'obligation d'achat. Les garanties d'origine (GO) certifiant cette production sont donc récupérées par l'État et seront vendues aux enchères à compter de septembre 2019. Dans ces conditions, comment Sun'R peut-il qualifier de « verte » son offre d'électricité ? Comme les autres acteurs, le fournisseur achètera des GO sur le marché. Autre question : le dispositif imaginé par Sun'R ne risque-t-il pas de brouiller le dispositif de GO, qui est le moyen légal de certifier l'électricité verte ? Sur ce point, le producteur estime que « les garanties d'origine sont un système éculé », qui présente plusieurs failles : « l'électricité verte n'est pas injectée en temps réel et provient de centrales éloignées des lieux de consommation ; les GO ne contribuent pas au développement des ENR ; et les offres dites vertes envoient un mauvais signal aux consommateurs ».

L'acheteur du mois

Metro France teste un contrat PPA d'électricité

Le 25 mars, le fournisseur des restaurateurs indépendants a signé un contrat avec Agregio, filiale d'EDF, pour acheter l'énergie produite par un parc éolien d'Eurowatt.

Pour la première fois en France, une entreprise a signé un contrat d'achat d'électricité de type PPA (Power Purchase Agreement) permettant l'achat, pour son propre approvisionnement, de l'électricité produite par un parc de production renouvelable. Metro France fournit les restaurateurs indépendants, les hôteliers et les traiteurs en produits alimentaires. Il compte 400 000 clients réguliers qu'il accueille dans 98 magasins-entrepôts répartis un peu partout dans l'Hexagone. En comptant son siège de Nanterre et ses plates-formes logistiques, ce sont 102 sites qui consomment annuellement environ 25 GWh de gaz (pour le chauffage) et 145 GWh d'électricité. Jusqu'à présent, la fourniture d'électricité était assurée dans le cadre d'un contrat classique, mais le groupe avait néanmoins déjà entamé, dès 2014, une politique d'efficacité énergétique et de maîtrise des consommations.

Fixation d'objectifs de réduction des émissions et création d'un service énergie

Un objectif de réduction de 40 % de la consommation d'énergie et de 60 % des émissions de gaz à effet de serre à l'horizon 2030 par rapport à 2014 a été fixé. Pour mettre en œuvre ce programme, un service énergie a été créé. Constitué de trois personnes, il suit les achats d'énergie, les consommations et les projets de développement durable. « Nous avons déjà réduit nos consommations d'électricité. Elles étaient de 175 GWh en 2014 », précise Coralie Lang Damerose, responsable du service énergie de Metro France, à EUROP'ENERGIES. Malgré les convictions de la direction générale du groupe et de sa direction financière, à laquelle le service énergie est rattaché, Metro n'avait pas opté pour de l'électricité verte, estimant « insatisfaisant le dispositif des garanties d'origine car production et consommation y sont trop dé-corrélées ». L'occasion de s'approvisionner en électricité d'origine renouvelable s'est présentée

avec le renouvellement du contrat de fourniture d'électricité.

Quelques acteurs (trois ou quatre) ont répondu à l'appel d'offres, qui intégrait un PPA dès le départ. Agregio a été le plus compétitif. Cette filiale d'EDF est spécialisée dans l'agrégation de capacités de production et d'effacement et leur valorisation sur le marché. Avec le prix proposé, « l'électricité livrée dans le cadre de ce contrat ne nous coûte pas plus cher que le marché », précise l'acheteuse. La filiale d'EDF joue un rôle d'intermédiaire. « Nous avons signé deux contrats. Le premier, avec Agregio, porte sur les modalités d'achat de la production du parc éolien, dont nous enlevons 100 %, et porte sur les conditions de livraison avec notre fournisseur, qui est responsable d'équilibre pour l'ensemble de l'électricité que nous consommons. Nous garantissons la livraison d'un certain volume et une certaine forme de production », précise Coralie Lang Damerose. Il fixe le partage des responsabilités et des garanties. Il permet à Metro France de changer de fournisseur alors que son contrat PPA est toujours en cours. Un second contrat a été signé avec le fournisseur EDF pour la fourniture de l'électricité hors PPA aux sites de Metro. Ce second contrat intègre les dispositions relatives à l'inclusion des volumes issus du PPA.

Un contrat PPA pour trois années

Le contrat porte sur 25 GWh/an, produits par un parc éolien située en Eure-et-Loir et opéré par Eurowatt. La livraison d'électricité devrait couvrir environ 20 % des besoins de Metro France. Ce parc est en sortie d'obligation d'achat. Le fournisseur de Metro France, à compter de début 2019 et pour trois ans, est EDF. « Mais nous aurions pu faire de même avec un autre acteur », assure Coralie Lang Damerose. Le contrat PPA porte sur trois ans seulement. Il devrait démarrer fin 2020. « C'est un premier test pour nous. L'objectif était de comprendre toutes les subtilités juridiques et de nous assurer que c'était faisable. Après ce retour d'expérience, nous pourrions signer des contrats à plus long terme, voire accompagner de nouveaux projets », estime l'acheteuse. À terme, Metro France veut couvrir l'ensemble de sa consommation d'électricité par de l'énergie verte via des PPA et de l'autoconsommation. Un premier site va être couvert de panneaux solaires cet été et l'enseigne s'apprête à lancer un appel d'offres pour couvrir un peu moins de 25 % de ses bâtiments.

Acteur du mois

Energie Transition Solution, expert des leviers de compétitivité

Energie Transition Solution propose de mettre de l'expertise au service des acheteurs d'énergie et de la compétitivité des entreprises industrielles.

Le métier d'acheteur est en constante évolution. Il ne suffit plus d'acheter auprès des bons fournisseurs et au bon moment. Outre les marchés de l'énergie, l'acheteur doit suivre l'évolution des marchés des certificats d'économie d'énergie (CEE), de capacités et du CO₂. Il doit non seulement gérer le risque prix et se couvrir, mais aussi comprendre les finesses de la réglementation fiscale, tenir compte des objectifs environnementaux de l'entreprise et, *in fine*, faire face à des coûts annexes de plus en plus nombreux, élevés et changeants (taxes, composante stockage, etc.). « Les acheteurs ne peuvent pas être sur tous les fronts et être spécialistes dans tous les domaines », estime Claire Bertrand, présidente d'Energie Transition Solution (ETS), à EUROP'ENERGIES. Partant de ce constat et forte d'une expérience de plus de trente ans dans le secteur de l'énergie, cette ancienne acheteuse propose de mettre ses propres compétences et celles de quelques partenaires experts dans des domaines connexes au service des industriels via cette nouvelle structure, créée le 1^{er} avril 2019.

ETS a noué des partenariats

Claire Bertrand a commencé sa carrière comme consultante dans un cabinet international d'optimisation de la facture énergétique. Elle a été acheteuse pour les plateformes industrielles de Grande-Paroisse de Total et a fait partie de l'équipe qui a monté la structure commerciale devenue Solvay Energy Services en 2012. Elle a également été très active au sein de l'Uniden, notamment comme présidente de la commission Gaz et vice-présidente de la commission Cogénération. Ce parcours lui a permis de se créer un réseau. ETS a noué des partenariats avec deux autres structures d'experts indépendants. La mise en commun de ces compétences

lui permet d'épauler les industriels dans trois domaines, à savoir l'optimisation des coûts énergétiques, le suivi de la réglementation et la gestion de la transition énergétique. La taxation de l'énergie représente 30 à 40 % de la facture d'énergie de certains industriels. « ETS, avec l'aide d'un partenaire expert, accompagne ses clients pour 'capturer' des exonérations totales ou partielles grâce à une connaissance pointue des textes réglementaires et le montage de dossiers bien argumentés », décrit Claire Bertrand. La société propose aussi un accès à une plate-forme de suivi des marchés de gros du gaz naturel. Le consommateur industriel peut se reposer sur un opérateur européen reconnu pour accéder à des contreparties et gérer la partie logistique pour l'expédition et la livraison du gaz sur ses sites de consommation.

Peser sur les textes législatifs

ETS assure aussi un suivi de la réglementation et des activités de lobbying pour ses clients lui confiant un mandat. « Il est essentiel de savoir peser sur les textes législatifs et réglementaires lors de leur élaboration par les autorités publiques. ETS peut représenter les entreprises au sein de certaines associations, définir conjointement les axes prioritaires, suivre, agir et restituer les évolutions prévues en fonction des sujets qui les concernent plus spécifiquement. Cette activité est consommatrice de temps et parfois difficile à assumer par des acheteurs dont la disponibilité est limitée », précise Claire Bertrand. ETS offre également, avec ses partenaires, l'étude et le montage des dossiers permettant d'accéder à des mécanismes rémunérateurs (CEE, effacement, cogénération).

Faire appel à des spécialistes externes indépendants demande « un changement de mentalité et de stratégie de management », estime Claire Bertrand. « Le bon acheteur d'énergie n'est plus celui qui maîtrise tout, mais plutôt celui qui sait nouer les partenariats permettant de faire jouer de vrais leviers d'optimisation des coûts sur les sujets énergétiques et fiscaux qui impactent de façon majeure son entreprise », ajoute-t-elle. La création d'ETS est récente, mais les rendez-vous s'enchaînent et les contrats se multiplient.

Le mot du juriste

Achat public d'énergie : de nouvelles interrogations pour un achat performant et durable

**Le mot de Patrick Labayle, avocat associé,
cabinet Ravetto Associés.**

La modernisation de l'achat public d'énergie et les évolutions du contexte ont pu récemment conduire certains acheteurs publics à s'interroger sur les possibilités d'évolution de leurs pratiques. La pratique du « PPA » (ou « Power Purchase Agreement ») touche à présent les personnes publiques, qui voient se développer sur leurs territoires de nouveaux outils de production d'énergie, en particulier renouvelables. Le PPA est défini comme « un contrat librement négocié entre un producteur d'électricité et un acheteur d'électricité pour une livraison sur une période donnée à un prix négocié à la date du contrat » (source Ofate). En principe, il relève de la liberté du consommateur de conclure un contrat d'achat avec le producteur ou le fournisseur de son choix (art. L. 331-1 du code de l'énergie).

Les PPA doivent-ils être soumis aux règles de publicité et de mise en concurrence ?

L'article L. 1111-1 du code de la commande publique définit les marchés publics comme « les contrats conclus à titre onéreux par un ou plusieurs acheteurs [...] pour répondre à leurs besoins en matière de travaux, de fournitures ou de services ». Dès lors et sans préjudice de son éventuel caractère vertueux, le PPA est susceptible d'être qualifié de marché public de fourniture et devrait a priori être soumis aux règles de publicité et de mise en concurrence. Traditionnellement, les règles de commande publique prévoient la possibilité de passer un marché sans publicité ni mise en concurrence préalable à la condition, par exemple, de justifier de raisons techniques ou tenant à la protection de droits d'exclusivité. À titre d'illustration dans le domaine de l'énergie, ces motifs sont parfois mis en avant pour permettre le raccordement de bâtiments publics à des réseaux de chauffage urbain et la souscription des polices d'abonnement correspondantes. S'agissant des PPA, il conviendra de mener une analyse au cas par cas afin de voir si de tels motifs pourraient être mis en avant pour justifier une

contractualisation « en direct » ou si, comme cela sera sans doute le cas dans de nombreuses situations, une consultation doit être organisée. Par ailleurs, la question de la durée du contrat devra être posée, s'agissant d'outils de production dont le financement pourrait supposer une fourniture suffisamment longue pour amortir les investissements.

Achat par tranche et clauses de swap pouvant soulever des questions en pratique

L'achat multi-clic repose sur une forme de gestion du risque en ne procédant pas à un achat « en bloc » d'énergie à un prix donné pour plusieurs années mais au contraire à une couverture des besoins « par tranches » afin de tenter de bénéficier des évolutions de prix. Cette pratique peut s'accompagner de clauses dites de « swap », destinées à passer, en cours de marché, d'une offre de marché à une offre Arenh ou d'un prix fixe à un prix révisable.

Traditionnellement, l'achat public d'énergie repose déjà sur une certaine complexité puisqu'il mobilise souvent la formule de l'accord-cadre avec des durées de validité des offres pour les marchés subséquents de quelques heures. En cas d'achat par tranche, il faut introduire une subtilité additionnelle puisqu'au stade de la passation du marché subséquent, il ne s'agit plus de « commander immédiatement » de l'énergie mais de retenir un fournisseur qui l'achètera par tranches pour couvrir progressivement le besoin pendant la durée du marché. Cela suppose d'encadrer la rémunération du fournisseur, qui sert de base à la mise en concurrence, de façon déconnectée à la fourniture de l'énergie en tant que telle. Le prix de la fourniture peut alors être déterminable afin d'être définitivement fixé postérieurement à la sélection de l'opérateur. Il peut également être nécessaire de préciser les conditions de fixation du prix des CEE, d'un éventuel coefficient à appliquer au prix pour la capacité, ou encore d'un additif pour le recours à 100 % d'électricité verte. En complément, en cas de mécanismes de « swap », le marché peut comporter des précisions sur les scénarios servant de base aux demandes de couverture, le nombre envisagé pour ces prises de position, voire les modalités de revente de quantités ou de passage de l'Arenh à l'offre de marché (ou inversement). Ces évolutions sont susceptibles d'offrir des opportunités, mais elles impliquent une vigilance et une précision accrues dans la rédaction des pièces du marché.

Forum EUROP'ENERGIES

des acheteurs et vendeurs d'électricité et de gaz

22 mai 2019 – Dîner des acheteurs / 23 mai 2019 – Forum

Centre de conférences Novotel Paris - Charenton
5, place des Marseillais, 94220 Charenton
Métro Liberté (à 200 m du Périphérique parisien)



8h-8h30 : Accueil

8h30-9h30 : Plénière d'ouverture

Introduction par Olivier Appert, délégué général de l'Académie des technologies, ancien président du Conseil français de l'énergie

Intervention de Philippe Sauquet, directeur général Gaz, Renouvelables, Electricité, Stratégie et Innovation de Total

9h30-11h : Plénière d'actualité

Modérateur : Michel Guénaire, avocat associé, cabinet Gide Loyrette Noué

Keynote speaker : Dominique Jamme, directeur général des services, Commission de régulation de l'énergie.

* L'actualité réglementaire gaz et électricité (bilan et perspectives). * Le marché de capacité * Les perspectives CEE

* L'Arenh * Avenir des TRV * La sécurité d'approvisionnement en gaz naturel

- Anode, Naïma Idir, présidente
- Cleee, Frank Roubanovitch, président
- Direction de l'énergie, MTES, Timothée Furois, sous-directeur des marchés de l'énergie
- Engie Entreprises et Collectivités, Sébastien Hubau, directeur grands comptes
- Total Direct Energie, Fabien Choné, directeur de la stratégie Total Power&Gas Europe
- Uniden, Jean-Pierre Roncato, président
- Uniper France, Mareva Edel, directrice commerciale



11h-11h30 : Pause

11h30-12h15 : Plénière sur l'accès aux données de comptage (gaz et électricité)

Modérateur : Vincent Jaunet, avocat associé, cabinet Magenta

* Calendrier de mise en place des portails IP. * Quelles données seront accessibles ? * Quels nouveaux services autour du comptage ? * La sécurité et l'intégrité des données.

- Alpiq Energie France, Géry Lecerf, directeur des affaires publiques et de la communication
- Commission de régulation de l'énergie, Frédéric Gravot, directeur adjoint à la direction Réseaux
- Enedis, direction Clients et Territoires, Eric Salomon, directeur Clients
- Eveler, Laurent Roméo, directeur général
- GRDF, Thierry Foix, directeur Relations clientèle, membre du comité exécutif



12h15-13h : Plénière sur les nouveaux services digitaux :**Modérateur :** Olivier de Miras, acheteur filière énergie, UniHA, coopérative des acheteurs hospitaliers

* De plus en plus d'intervenants sur des sujets pointus (efficacité énergétique, logiciel de suivi des achats, stratégie, etc.).

Quelle stratégie adopter ? * Les offres de solutions par domaine (vérification des factures ; suivi de la consommation ; suivi des marchés ; suivi des économies d'énergie ; etc).

- Direction des achats de l'Etat, Coulaud Samir, acheteur expert énergies
- Mc MA Solutions, Maxime Avédikian, président fondateur
- Ubigreen, Pierre-Olivier Bessol, CEO
- Vivescia, Karinne Grimaud, Category Manager Energy

**13h-14h15 : Déjeuner****14h15-15h30 : Sessions parallèles****- Les offres vertes et l'autoconsommation (AC) : Comment « verdir » son énergie ?****Modératrices :** Anne-Laure Proisy, avocate associée, et Jody Granados, avocate, Cabinet Ravetto Associés.

* Les offres s'inspirant des PPA et autres solutions. * Le marché des GO. La mise aux enchères par l'Etat. * Retour d'expérience d'une AC collective.

- Xpo France, Joanna Juszczak, directrice générale
- Cap Gemini Invent, Julien Cossé, directeur, Energy, Utilities & Chemicals
- Morbihan Energies, Edouard Céreuil, responsable des stratégies énergie
- Volterres, Alexis Bouanani, directeur

**- Les gaz renouvelables (biométhane et hydrogène)****Modérateur :** Sylvain Bergès, avocat associé, cabinet Racine

* Le développement du biométhane et les offres de gaz vert * L'hydrogène vert : les perspectives

- Butagaz, Emmanuel Mannoorettonil, vice-président Nouveaux business et innovation
- Endesa, Charles Tartier, responsable Nouveaux marchés
- GRTgaz, Anthony Mazzenga, directeur Gaz renouvelables
- Storengy, Olivier Arthaud, Head of New Markets and Strategy

**15h30-16h00 : Pause****16h00-16h45. Plénière : Les acheteurs face aux fournisseurs.****Modérateur :** Julien Teddé, directeur général, Opéra Energie

* Vision des marges de négociations par les deux parties * Quelles leçons retirer des événements de la fin 2018 ?

* Evolution de la concurrence * Quelles sont les attentes ?

- Cleee, Thérèse Sliva-Marion
- Energem, Cécile Keller, responsable commerciale
- Les Mousquetaires, Jérôme Besneux, responsable pôle technique et énergies et du système de management de l'énergie
- Naturgy, Jean-François Daubonne, directeur commercial France

**16h45-17h45. Plénière de clôture : prévisions de prix****Modérateur :** Jacques Deyirmendjian, Deynergies, président

- Engie Global Energy Management, Evariste Nyouki, responsable de la recherche économique
- Indar Energy, Serge Lescoat, économiste en chef
- Kinect Energy, Bastien Gaboriau, responsable de l'activité grands comptes
- Pöyry Management Consulting, Cyrille Georget, directeur du bureau de Paris
- Purenergy Associates, Thierry Lesaffre, directeur



Mc MA Solutions



endesa



Flashes

France : Total DE vise 6 millions de clients

Le 26 avril, Total a dévoilé lors d'une conférence de presse sa nouvelle marque Total Direct Energie pour la vente de gaz naturel et d'électricité et la production d'électricité. Dirigée par Xavier Caïtucoli, Total Direct Energie regroupe Direct Energie (dont Xavier Caïtucoli était le PDG) et Total Spring. Elle compte déjà quatre millions de clients en France et vise six millions de clients à l'horizon 2022. Chaque mois, 150 000 nouveaux clients signent avec Total Direct Energie — un chiffre qui ne tient pas compte du départ de certains clients. Total Direct Energie a présenté ses offres pour les clients résidentiels. En outre, à compter du 1^{er} juin 2019, une remise de un centime d'euro pour chaque litre de carburant sera offerte pendant un an au premier million d'abonnés de Total Direct Energie, dans les stations Total en France, dans la limite de cent litres par mois.

France : Doullens est alimenté en gaz H

En France, la ville de Doullens et ses environs, dans les Hauts-de-France, sont dorénavant alimentés en gaz H. Le basculement du gaz B (en provenance du champ hollandais de Groningue) vers le gaz H a été effectué le 9 avril. Le secteur couvre dix communes et compte 5600 clients. Par mesure de sécurité, l'alimentation en gaz naturel de certains clients a été coupée, car leurs installations n'avaient pas pu être vérifiées pendant la phase préparatoire. Au 15 avril, il restait encore 200 clients sans gaz. Pour alimenter le secteur en

gaz H, un nouveau poste d'interconnexion avec le réseau de transport a été créé à Valhuon. Le basculement du secteur de Doullens est la première étape de la phase pilote, qui se poursuivra jusqu'en 2020 et concernera trois autres secteurs (Gravelines, Grande-Synthe et Dunkerque). La phase de généralisation est prévue de 2021 à 2029. Au total, 1,3 million de clients résidentiels et une centaine de clients industriels sont alimentés en gaz B dans le nord de la

France. Le gaz B représente environ 10 % de la consommation de gaz naturel dans l'Hexagone.

France : garanties de capacités transfrontalières

En France, la Cre a validé les modalités de valorisation des garanties de capacités transfrontalières pour 2019. Leur volume est estimé à 6319 MW par RTE. Elles seront por-

France : l'Ugap attribue un marché de gaz avec une option biogaz

En France, l'Ugap, une centrale d'achat public, a attribué, fin mars-début avril, un marché dans le cadre de son dernier appel d'offres pour l'achat groupé de gaz naturel. « Les acteurs publics bénéficiaires peuvent choisir d'être fournis à 5, 10, 20, 50 ou 100 % en biogaz s'ils le désirent. L'intérêt du dispositif Ugap pour eux est qu'ils font un choix a posteriori en connaissant le prix du biogaz après attribution du marché », précise Philippe Tessier, directeur projet énergie & environnement à l'Ugap, à EUROP'ENERGIES. L'appel d'offres portait sur 2,7 TWh/an et plus de 10 000 sites. Les sites étaient répartis en sept lots, selon leur consommation et par zone géographique. La capacité des candidats à proposer du biogaz n'était pas un critère éliminatoire. « Huit des candidats à l'appel d'offres étaient capables d'offrir ce service », indique Philippe Tessier. Les marchés ont été attribués à trois fournisseurs : Gaz de Bordeaux, Engie (qui a remporté le plus gros lot de 1,3 TWh/an) et Save (qui a raflé cinq lots). « Autre nouveauté à noter : pour la première fois, nous avons attribué à un fournisseur alternatif national des lots correspondants aux zones de desserte d'entreprises locales de distribution. Depuis deux appels d'offres, nous avons des candidats nationaux sur les zones ELD, mais pas encore de gagnants », précise le directeur projet. L'Ugap a opté pour un prix ferme annuel sur les trois ans du marché, mais fixé par clics. « Nous avons mis au point une sorte d'algorithme d'ordres d'achat. Les cinq clics annuels sont répartis régulièrement sur toute l'année. Dans chaque tranche temporelle, l'ordre d'achat se déclenche automatiquement quand les prix de marché atteignent des seuils adaptatifs fixés par un tunnel. Nous pouvons, bien sûr, repasser en mode manuel et cliquer si des opportunités se présentent sur le marché », explique Philippe Tessier. La livraison de gaz démarrera le 1^{er} juillet 2019. En outre, fin 2018, l'établissement public a renouvelé son achat groupé d'électricité, qui portait sur 3,3 TWh/an et 60 000 sites. « Les bénéficiaires ont contracté pour 1,2 TWh/an d'électricité verte, ce qui représente la consommation de 10 % du patrimoine de l'ensemble des communes françaises », précise Philippe Tessier.

Biométhane : la Cre veut maîtriser les coûts de réseaux

En France, la loi agriculture et alimentation du 30 octobre 2018 a introduit un « droit à l'injection du biométhane » dans les réseaux publics de gaz naturel, dont les modalités de mise en œuvre sont à préciser. Pour réaliser les objectifs inscrits dans le projet de Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), à savoir 6 TWh de biométhane injectés en 2023 et 14 à 22 TWh en 2028, des investissements importants devront être effectués dans les réseaux de transport et de distribution. Les opérateurs d'infrastructures avancent le chiffre de 2 milliards d'euros pour 30 TWh de biométhane en 2030. Ces investissements doivent permettre des extensions du réseau (pour les deux tiers du volume d'investissement) et des renforcements, ainsi que la mise en œuvre de rebours. Afin de maîtriser le coût pour la collectivité, la Cre propose la mise en œuvre d'un critère technico-économique permettant de valider la pertinence de raccorder ou non les différentes installations. Une consultation sur la méthodologie relative à la construction de ce critère est envisagée au printemps 2019. En outre, le régulateur propose la mise en place d'un signal économique à la localisation et à la capacité d'injection, soit au moment du raccordement, soit via un tarif d'injection défini dans les tarifs d'utilisation des réseaux. Les acteurs sont appelés à donner leur avis sur ce dernier point dans le cadre de la consultation sur la structure de l'ATRD et de l'ATRT actuellement en cours.

France : la fin des TRV de gaz naturel dans la loi Pacte

En France, le projet de loi relatif à la croissance et la transformation des entreprises (loi Pacte) a été adopté en lecture définitive par l'Assemblée nationale le 11 avril, par 147 voix pour et 50 voix contre. Il a fait l'objet d'une saisine du Conseil constitutionnel le 16 avril. En matière d'énergie, la loi Pacte autorise l'État à descendre en dessous du seuil des 33 % des parts dans le capital d'Engie. Elle prévoit que GRTgaz soit obligatoirement détenu par Engie, l'État ou des entreprises ou organismes du secteur public. L'article 52bisA prévoit la possibilité pour la Cre d'accorder « des dérogations aux conditions d'accès et à l'utilisation des réseaux et installations pour déployer à titre expérimental des technologies ou des services innovants en faveur de la transition énergétique et des réseaux et infrastructures innovants ». Ces dérogations sont accordées pour une durée maximale de quatre ans, renouvelable une fois. La loi Pacte organise surtout la fin des tarifs réglementés de gaz naturel, un an après la publication de la loi pour les clients professionnels et au 1^{er} juillet 2023 pour les clients résidentiels et les copropriétés. La Cre publiera chaque mois le prix moyen de fourniture du gaz naturel et son évolution pour les clients résidentiels, ainsi que la marge moyenne réalisée par les fournisseurs. La loi Pacte prévoit également la mise en place d'un système de fourniture de dernier recours en gaz naturel pour les clients raccordés au réseau de distribution qui ne trouvent pas de fournisseur. Un appel à candidatures devra être organisé par la Cre. Un système de fournisseur de secours est prévu en cas de défaillance d'un fournisseur. Dans le cadre de la fin des TRV de gaz naturel, les fournisseurs historiques devront donner accès aux autres fournisseurs aux données de contact et de consommation des clients encore aux TRV. La loi Pacte autorise les installations soumises aux quotas d'émissions de CO₂ à bénéficier de certificats d'économie d'énergie (CEE). Seuls les sites industriels seront éligibles, pas les sites de production d'énergie. Ces sites devront être certifiés ISO 50.001. Enfin, un article de la loi élargit le périmètre de l'autoconsommation collective d'électricité.

tées par le GRT et mises en vente en totalité lors de la session de marché du 16 mai sur Epex Spot. L'ordre de vente sera passé sans prix de réserve. Ces modalités sont spécifiques pour 2019. Elles seront revues pour les mises aux enchères ultérieures.

Suisse : EDF sort d'Alpiq et vend ses parts

EDF va céder sa participation de 25,04 % dans le groupe suisse Alpiq

pour 489 millions de francs suisses (soit environ 436 millions d'euros) à Primeo Energie (anciennement EBM) et à EOS Holding, qui sont deux autres actionnaires du groupe. L'accord a été signé le 4 avril. Eos Holding détient actuellement 31,44 % d'Alpiq et Primeo Energy, 13,65 %. Le groupe Alpiq a été créé en décembre 2008 par le rapprochement de deux acteurs énergétiques suisse, Atel et Eos, ses principaux actionnaires étant Eos, un consortium de minoritaires suisses et un partenai-

re européen, EDF. Le groupe français envisageait depuis plusieurs années déjà de sortir du capital d'Alpiq. Voilà qui est fait. Alpiq est l'un des principaux énergéticiens en Suisse. Il est actif sur le marché de gros et dans la production d'électricité en Suisse et dans plusieurs pays européens. Il contribue à hauteur de 15 à 20 % de la production totale d'électricité en Suisse.

Belgique : Elia pourrait se réorganiser

Elia, le gestionnaire du réseau belge de transport d'électricité, a indiqué le 8 avril qu'il envisageait une réorgani-

sation interne visant à isoler ses activités régulées en Belgique de ses activités non régulées. « Cette volonté de modifier la structure du groupe émane de la nouvelle méthodologie tarifaire pour la période 2020-2023 qui comprend une disposition définissant l'impact sur les tarifs régulés des emprunts contractés pour financer les activités non régulées d'Elia », explique la société. Elle ajoute que le régulateur fédéral de l'énergie, la Creg, lui a confirmé qu'une telle réorganisation « évitera le risque de subsides croisés entre les activités régulées en Belgique et celles non régulées ». Elia compte mettre en œuvre cette « possible nouvelle structure » fin 2020 « au plus tard ».

France : réforme de la méthode de calcul des TRVE

Le 26 avril, François de Rugy, le ministre français en charge de l'Énergie, a indiqué que la hausse des tarifs réglementés d'électricité prévue au 1^{er} juin 2019 était maintenue. « C'est la loi », a-t-il rappelé. En revanche, le gouvernement « ne se satisfait plus du mode de calcul [actuel] ». François de Rugy prévoit de proposer « qu'il soit modifié pour l'année prochaine » afin de faire profiter les Français de la production nucléaire « à coûts relativement constants pour les centrales anciennes ».

Le projet de loi énergie-climat entamera son parcours législatif en juin

En France, le 30 avril, le projet de loi énergie-climat (ex-projet de « petite loi énergie) a été présenté en conseil des ministres. La procédure accélérée devrait être déclarée. L'examen du texte démarrera les 17 et 18 juin à l'Assemblée nationale. Le gouvernement espère une promulgation cet automne, au plus tard. Ce projet de loi, dont une première mouture avait été rendue publique en février, a été amendé et augmenté. Le nouveau texte modifie la loi relative à la transition énergétique et à la croissance verte et reporte à 2035 la réduction de la part du nucléaire dans le mix électrique français. Cette modification est un préalable indispensable à la publication de la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Le projet de loi énergie-climat précise les objectifs de réduction des émissions de CO₂. Il prévoit d'atteindre la neutralité carbone à l'horizon 2050 « en divisant les émissions de gaz à effet de serre par un facteur supérieur à six entre 1990 et 2050 ». La non-mention d'un facteur de réduction dans la précédente version avait été critiquée par certains acteurs. Un chapitre visant à encadrer la sortie quasi totale du charbon est ajouté. Il plafonne à 0,550 tonne équivalent CO₂/MWh les émissions des installations de production d'électricité à compter du 1^{er} janvier 2022. Pour les installations de cogénération, les émissions sont considérées en divisant les émissions par la production combinée d'électricité et de chaleur. Un chapitre « régulation de l'énergie » est également ajouté, avec un premier article renforçant les pouvoirs de la Cre et un second fixant le mode de calcul du complément de prix que les fournisseurs alternatifs doivent régler à EDF en cas de surréservation d'Arenh.

France : Mint Energie s'adresse aux pros

En France, Budget Telecom annonce le lancement, le 29 avril, de son offre d'électricité Mint Energie sur le segment des professionnels. L'offre s'adresse aux commerçants, artisans, professions libérales, TPE et PME dont la puissance au compteur est inférieure ou égale à 36 kVA. « Ce marché constitue un axe de croissance majeur pour Budget Telecom dans les années à venir », précise le groupe.

Suisse : révision des ordonnances énergie

En Suisse, l'Ofen a lancé, le 18 avril, la procédure de consultation relative à la révision de plusieurs ordonnances dans le domaine de l'énergie : l'ordonnance sur les exigences relatives à l'efficacité énergétique, l'ordonnance sur l'encouragement de la production renouvelable et l'ordon-

France : la DAE attribue des marchés portant sur 3,2 TWh/an d'électricité

En France, la direction des achats de l'État (DAE) vient de notifier les marchés dans le cadre d'un groupement d'achat d'électricité portant sur près de 34 000 points de livraison et 3,2 TWh/an pour les ministères et services de l'État, ainsi que pour 250 établissements publics (universités, musées, théâtres, établissements d'enseignement et de recherche, agences de l'eau, etc.). Les sites ont été répartis en trois lots. Le premier lot (C1-C2) compte 1000 points de livraison et 2 TWh/an, dont l'attribution a été répartie en cinq marchés, tous remportés par EDF. Le deuxième lot (C3-C4) portait sur 6100 points de livraison et 950 GWh/an. Eni a remporté un des cinq marchés subséquents ; Hydroption, les quatre autres. Le troisième lot (C5) portait sur plus de 26 600 points de livraison et 220 GWh/an. Les deux marchés (État et établissements publics) ont été remportés par ekWateur. Les marchés portent sur un approvisionnement de quatre ans (1^{er} janvier 2020-31 décembre 2023) pour les lots 2 et 3 ; et sur deux fois deux ans pour le lot 1 (la deuxième vague sera lancée ultérieurement). La DAE a opté pour un système de fixation des prix par clics. « L'objectif est d'avoir suffisamment de temps pour fixer les prix et 'coller' au prix moyen du marché et ainsi répartir les risques. Si des opportunités de prix intéressants se présentent, nous les saisissons, mais il s'agit avant tout d'éviter d'acheter au mauvais moment et au mauvais prix », explique Pascal Aurières, chef de pôle énergie à la DAE, à EUROP'ENERGIES. Un achat groupé pour le gaz naturel est aussi en cours. Il porte sur 3,4 TWh/an répartis en trois lots. Les pistes de réflexion pour les prochains appels d'offres sont multiples : système d'acquisition dynamique, ingénierie de prix (énergie verte, CEE, capacité)...

nance sur l'énergie. L'Ofen propose de privilégier le développement des installations hydroélectriques permettant le stockage de l'énergie. Ces dernières auront droit à une contribution d'investissement plus élevée et seront prioritaires par rapport aux centrales au fil de l'eau. L'Ofen envisage aussi de baisser, au 1^{er} avril 2020, la rétribution des installations solaires photovoltaïques, en lien avec l'évolution

actuelle du marché. La consultation est ouverte jusqu'au 19 juin 2019.

UE : un consortium pour les batteries

La France et l'Allemagne ont demandé à la Commission européenne d'approuver les subventions étatiques au profit d'un consortium de cellules

de batteries incluant le fabricant automobile PSA, sa filiale allemande Opel et le fabricant de batteries français Saft (Total). Les deux pays ont affecté 1,7 milliard d'euros pour soutenir l'alliance et contribuer à la réduction de la dépendance des fabricants automobiles européens à l'égard des fournisseurs asiatiques et à la sauvegarde des emplois menacés par le délaissement des moteurs à combustion.

Taux de conversion usuels

	1 kWh	1 GJ	1 therm	1 MBtu	1 m ³ 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 : un mois d'avril divisé en deux

Les « day-ahead » européens ont monté, voire sont restés stables au mois d'avril. Les disponibilités nucléaires ont été, en moyenne, supérieures à la moyenne saisonnière, mais les productions issues d'énergies renouvelables ont été particulièrement intermittentes. On note par ailleurs que la situation des barrages

Le mois d'avril peut se diviser en deux. La première décade a été marquée par une forte hausse des prix des énergies fossiles (dont le gaz naturel +11 %) et du carbone (contrat Décembre 2019 +24,7 %) qui a entraîné les prix de l'électricité (contrat Calendar 2020 France +10,7 %). Par la suite, les replis du char-

bon et du gaz ont permis une baisse modérée des prix de l'électricité, car les prix du carbone sont restés accrochés à des niveaux élevés. Le mois a également été marqué par des variations erratiques, signes d'une liquidité de marché moindre. Les conditions météorologiques attendues pour cet été laissent craindre une sécheresse qui pourrait toucher l'utilisation à plein rendement de certains moyens de production.

Moyenne mensuelle des day ahead (base) européens sur les trois derniers mois									
€/MWh	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
févr-19	46,86	42,82	45,86	54,01	46,62	57,67	49,51	48,76	47,59
mars-19	40,51	30,62	40,85	48,82	33,85	52,87	46,31	35,77	37,62
avr-19	40,82	36,96	40,82	50,41	38,08	53,35	53,01	38,66	37,91
M/M-1 %	0,77	20,67	-0,08	3,24	12,49	0,91	14,46	8,07	0,76

Moyenne Day-Ahead 2019 et écarts par rapport à EPEX France pour le mois sous revue									
€/MWh	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
2019	40,82	36,96	40,82	50,41	38,08	53,35	53,01	38,66	37,91
Moyenne-EPEX Fr	2,74	-1,13	2,74	12,33	0,00	15,27	14,93	0,58	-0,17

Moyenne Day-Ahead 2018 et 2019 et écarts par rapport à EPEX France (janvier au mois en cours)									
€/MWh	APX	EPEX All	NORDPOOL	OMEL	EPEX France	GME	TGE	EPEX Suisse	Belpex
Moyenne 2018	43,74	34,64	38,68	46,77	41,26	53,01	43,91	45,88	43,10
Moyenne 2019	46,68	39,90	45,35	53,83	45,06	57,93	51,28	46,39	45,93
Moyenne - EPEX Fr	1,61	-5,16	0,29	8,77	0,00	12,87	6,22	1,33	0,87

français devient préoccupante : le niveau est bas pour la période et Météo France n'annonce pas de périodes de pluie pour les mois à venir. On pourra sans doute compter sur la production de solaire photovoltaïque, dont le déploiement continue sur toute l'Europe.

Prix à terme pour fourniture en base (OTC - avril 2019 - en euros/MWh)

	France (EPD)			Allemagne (EEX)		
	Plus bas	Plus haut	Clôture	Plus bas	Plus haut	Clôture
Mai 2019	36,68	44,50	43,56	37,66	45,55	43,10
T3 2019	40,47	48,84	45,08	40,16	48,36	44,54
Cal-20	48,76	54,44	52,52	45,71	51,34	49,70

Gaz : rien ne stoppe la baisse des prix

Rien n'y a fait : ni la réduction des approvisionnements norvégiens de gaz ni la chute des températures en dessous des normales saisonnières (qui a soutenu la demande) n'ont pu empêcher la poursuite de la baisse des prix du gaz naturel en Europe en avril dernier. À Zeebrugge, le « day-ahead » est tombé d'une moyenne mensuelle de 15,59 €/MWh en mars à 14,89 €/MWh en avril (-4,5 %). Baisses également sur le NBP britannique et sur le TTF à 13,98 €/MWh et à 15,10 €/MWh, respectivement. Ces reculs s'expliquent surtout par l'abondance des arrivées de méthane,

Gaz: Moyennes mensuelles des day ahead							
€/MWh	PEG Nord	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV
févr-19	18,30	18,12	18,10	18,50	7,70	18,62	20,40
mars-19	15,89	15,59	15,84	15,69	8,85	16,36	18,36
avr-19	15,03	14,89	15,10	13,98	8,05	15,85	18,81

Gaz: Moyennes des day ahead (janvier au dernier mois)							
€/MWh	PEG Nord	Zeebrugge	TTF	NBP	Henry Hub	NCG	PSV
2018	20,72	20,99	20,86	21,52	8,40	20,58	22,40
2019	17,84	17,65	17,69	17,74	8,46	18,32	20,46

PEG Nord = France; Zeebrugge = Belgique; TTF = Pays - Bas; NBP = Royaume-Uni; HH = Henry Hub = USA; NCG = Allemagne; PSV=Italie

niers, qui ont choisi l'Europe à cause des prix relativement bas du GNL en Asie. Les baisses des prix d'avril sont d'autant

plus remarquables que les cours du pétrole ont augmenté ainsi que ceux du charbon.

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.