

ENER'FOCUS

Le magazine énergie 100% digital 100% gratuit



Numéro 1 - Février 2019

**PPAs :
Peuvent-ils
faire partie de
votre stratégie
d'achat ?**

P 9

**L'IA alimente
une nouvelle
génération de
solutions de
management de
l'énergie**

P 18

**Mécanisme de
capacité : les
nouvelles
règles du jeu
pour 2020**

P 14

Dans ce Numéro

Editorial

- 4** Premier numéro d'Enerfocus votre nouveau magazine énergie.

Brèves Février

- 5** L'actualité du mois de Février

Focus Marché

- 7** Focus sur les marchés de l'énergie en Février

Renouvelables & Cleantech

- 9** PPAs : Peuvent-ils faire partie de votre stratégie d'achat ?

Marchés & Achats d'énergie

- 14** Mécanisme de capacité : les nouvelles règles du jeu pour 2020

Efficacité Energétique

- 18** L'IA alimente une nouvelle génération de solutions de management de l'énergie

ENER' FOCUS

www.enerfocus.info

Crédits

Rédacteur en chef & Editeur :

Alexis Gléron

Contacts

Adresse :

21 rue Maurice Payret Dortail
92150 Suresnes , France

Siret : 84499867400015

Adresse E-mail :

contact@enerfocus.info

Téléphone:

+33(0)6 03 18 41 92

Suivez nous



© 2019 par Alexis Gléron

Ener'Focus est une marque déposée.

La reproduction et diffusion de ce magazine est libre pour un usage personnel.

Les opinions et informations présentées dans ce magazine ne sont pas des conseils financiers ou juridiques. Les utiliser afin de guider des décisions d'achat ou d'investissement se fait à votre propre risque. Ener'Focus et ses contributeurs ne sont pas responsables de l'utilisation qui peut en être faite et des dommages qui peut en résulter.

Editorial



Bienvenue dans ce premier numéro de votre nouveau mensuel énergie, 100% digital et 100% gratuit, Ener'Focus.

Ener'Focus est dédié aux acheteurs, energy managers et plus largement à tout professionnel dont l'activité est exposée aux évolutions du monde de l'énergie.

Vous retrouverez chaque mois une synthèse de l'actualité et des analyses approfondies organisées autour de 4 grands thèmes: Achat et Marchés de l'Énergie, Effacement et Stockage, Efficacité Énergétique et Renouvelables et Cleantech.

J'ai décidé de créer Ener'Focus en réponse aux difficultés pour les professionnels, qui évoluent dans un environnement de plus en plus incertain, de prendre des décisions informées sur les diverses problématiques énergétiques auxquelles leur activité fait face.

L'année 2018 a été emblématique d'un accroissement de la complexité. Le prix de l'énergie et des certificats (CEE, Capacité, EUAs et GoO) ont atteint des niveaux et une volatilité qui n'avaient pas été vus depuis longtemps.

Nombreuses ont été les évolutions réglementaires impactant les contrats d'achat d'énergie, en vrac, fusion

des PEG, réforme et dépassement du plafond de l'ARENH, réforme du stockage du gaz, etc. La liste est longue et va s'étoffer au cours de 2019. Je souhaite qu'Ener'Focus devienne une plateforme de référence pour suivre et comprendre ces évolutions ainsi qu'une vitrine pour les nouvelles solutions et innovations techniques.

Pour clôturer ces présentations, je vais me présenter moi-même, Gléron Alexis, Fondateur et Rédacteur en chef d'Ener'Focus et tout nouveau entrepreneur de l'énergie. Durant ces 5 dernières années, j'ai occupé plusieurs fonctions au sein du groupe RES, producteur d'énergie renouvelable, et au sein d'Anode Energie, négociant de gros d'électricité. Je connais bien le marché de l'électricité et les sujets qui y sont associés. J'ai aussi un intérêt très fort pour les « nouveaux sujets », modulation de la consommation, stockage, agrégation, PPAs...j'en passe et des meilleurs.

A mon expertise personnelle, s'ajoutera celle de nombreux contributeurs, tous reconnus dans leurs domaines respectifs.

J'espère que vous aurez du plaisir à lire ce premier numéro et les suivants. N'hésitez pas à nous faire parvenir vos remarques et commentaires.

Gléron Alexis

L'Allemagne devrait sortir du charbon en 2038

Une commission, constituée par le gouvernement allemand en juin dernier, a annoncé le 26 décembre un plan conduisant à la fermeture de l'ensemble des centrales charbon allemandes d'ici 2038.

Les producteurs, incluant RWE, Uniper, EnBW et Vattenfall devraient dans un premier temps fermer 12,7 GW de capacité d'ici 2022 puis le reste à l'horizon 2038.

Un bon début pour la Trading Region France

Mesure phare de 2018, la zone de marché unique "Trading Region France", issue de la fusion du PEG Nord et de la TRS, a été mise en service le 1er novembre.

Coté congestion tout se passe plutôt bien pour l'instant, depuis le 1er novembre 2018, une seule limite a été atteinte : la limite S1, pendant la nuit du 3 décembre 2018.

De novembre à fin janvier, 2,5 TWh ont été échangés chaque jour sur le PEG.

Augmentation du TRV électricité... au printemps

Le gouvernement a déclaré le 12 février prendre acte de la délibération de la CRE relative aux tarifs réglementés de vente de l'électricité.

La hausse de 7,7 % H.T. du TRV demandée par la CRE aura bien lieu, elle ne sera cependant effective qu'après la période hivernale - après mars donc. Le gouvernement tient donc ainsi la promesse, faite en décembre 2018, de ne pas augmenter les tarifs de l'énergie durant l'hiver.

Le texte intégral de la PPE enfin publié

Après son annonce en novembre dernier par le gouvernement, ce dernier publie enfin le détail de la Programmation Pluriannuelle de l'Énergie (PPE) pour les périodes 2019-2023 et 2024-2028.

Issue d'un long processus d'élaboration et de concertation et ayant connue de nombreux reports, la PPE cherche à définir un plan d'action qui aboutira à la décarbonisation de l'économie française, avec un objectif ambitieux de neutralité carbone en 2040.

Pour se faire, la part belle est donnée à la diminution de la consommation d'énergie des ménages, des entreprises et des transports.

C'est l'heure du bilan... électrique

RTE a publié le 07/02 son bilan électrique 2018.

En 2018, la consommation est en légère baisse par rapport à 2017 (-0.3%) avec 474 TWH. Cette légère baisse s'explique par des facteurs conjoncturels tels que des températures globalement plus douces, surtout en tout début et en fin d'année, et par une croissance économique moins soutenue qu'en 2017.

Les renouvelables étaient à l'honneur en 2018. La production d'électricité renouvelable augmente, grâce à de bonnes conditions météorologiques et à une puissance installée en hausse (+ 2 400 MW installés en 2018).

Puissance installée au 31/12/2018	Puissance MW	Evolution par rapport au 31/12/2017	Evolution MW	Part du parc installé
Hydraulique	25 510	-0,04%	-11	19,2%
Eolien	15 108	+11,2%	1 558	11,5%
Solaire	8 527	+11,4%	873	6,4%
Bioénergies	2 026	+4,2%	73	1,5%
dont biogaz	452	4,6%	20	0,3%
dont biomasse	634	6,4%	38	0,5%
dont déchets de papeterie	57	0%	0	0,04%
dont déchets ménagers	883	1,8%	15	0,7%
Total	132 889	+1,6%	2 054	100%



Le destin contrarié du gazoduc Nord Stream 2

L'interconnexion gazière Nord Stream 2 reliant directement la Russie et l'Allemagne et venant doubler la capacité de Nord Stream 1 (55 milliards de mètres cubes par an) connaît bien des déboires. Déjà construit à moitié et normalement opérationnel fin 2019, le projet s'est attiré les foudres, depuis son début, de farouches opposants.

La Commission Européenne étudie une directive imposant la séparation des activités d'opérateur de réseaux gaziers internationaux et de fournisseur de gaz mettant encore une fois en péril Nord Stream 2. La France était initialement au nombre des pays favorables à cette nouvelle directive avant de s'entendre avec l'Allemagne et de proposer une solution de compromis.

Focus Marché - Février 2019

Ecrit en collaboration avec le cabinet de conseil **Purenergy Associates**

Pétrole

A moyen terme, il semble difficile d'imaginer que la hausse des prix du pétrole, tel qu'observée fin février, se poursuive. La hausse de la production américaine, qui a atteint récemment un nouveau record à 12 Mbl/j, conjuguée à un ralentissement de la croissance économique mondiale devrait en effet prévaloir sur les effets de la baisse de la production mise en œuvre par l'OPEP et ses alliés.

Les événements géopolitiques pouvant affecter la dynamique des prix du pétrole dans les prochains mois restent cependant multiples. Parmi les plus importants, on peut citer le résultat des négociations entre les Etats-Unis et la Chine sur un nouvel accord commercial, la décision des Etats-Unis sur la prolongation des exemptions accordées à certains pays importateurs de pétrole iranien et l'évolution de la situation politique au Venezuela.

Charbon

La baisse des prix du charbon en février a été en grande partie due à la faiblesse de la demande mondiale. En Europe, où les stocks dans les terminaux européens sont de 60 % supérieurs aux niveaux constatés à la même période en 2018. Mais aussi en Asie, les festivités du Nouvel An chinois ayant notamment interrompu l'activité industrielle durant une semaine. Par ailleurs, l'annonce faite par le gouvernement chinois que les importations de charbon australien seront prochainement interdites et qu'un plafond de 12 millions de tonnes sur les importations de combustibles fossiles sera imposé en 2019 a contribué à contenir les prix.

Gaz Naturel

La diminution des prix sur le marché français PEG, constatée en février, s'explique essentiellement, pour les contrats court-terme, par une faible demande due à des températures clémentes. Un bon approvisionnement en GNL et un déclin des prix du charbon ont eux aussi eu un impact à la baisse.

Pour les mois à venir, la pression baissière sur les prix devrait se poursuivre. Les stocks européens sont élevés et une diminution saisonnière de la consommation, engendrée par l'arrivée du printemps, est attendue. Au cours du second semestre, la tendance pourrait s'inverser en cas de rebond du prix du CO2 (effets de la mise en place de la Réserve de Stabilité du Marché), de négociations tendues entre la Russie et l'Ukraine en vue d'un nouvel accord de transit du gaz naturel et des tensions autour du lancement du gazoduc Nord Stream 2.

Avertissement : Les opinions et informations présentées dans l'article Focus Marché ne sont pas des conseils financiers ou juridiques. Les utiliser afin de guider des décisions d'achat ou d'investissement se fait à votre propre risque. Ener'Focus et les contributeurs de cet article ne sont pas responsables de l'utilisation qui peut en être faite et des dommages qui peut en résulter.

Focus Marché - Février 2019

Ecrit en collaboration avec John Brottemsmo, Analyste de Marché Senior, et Trine Braathen, Analyste, du cabinet de conseil **Kinect Energy Group**

Carbone

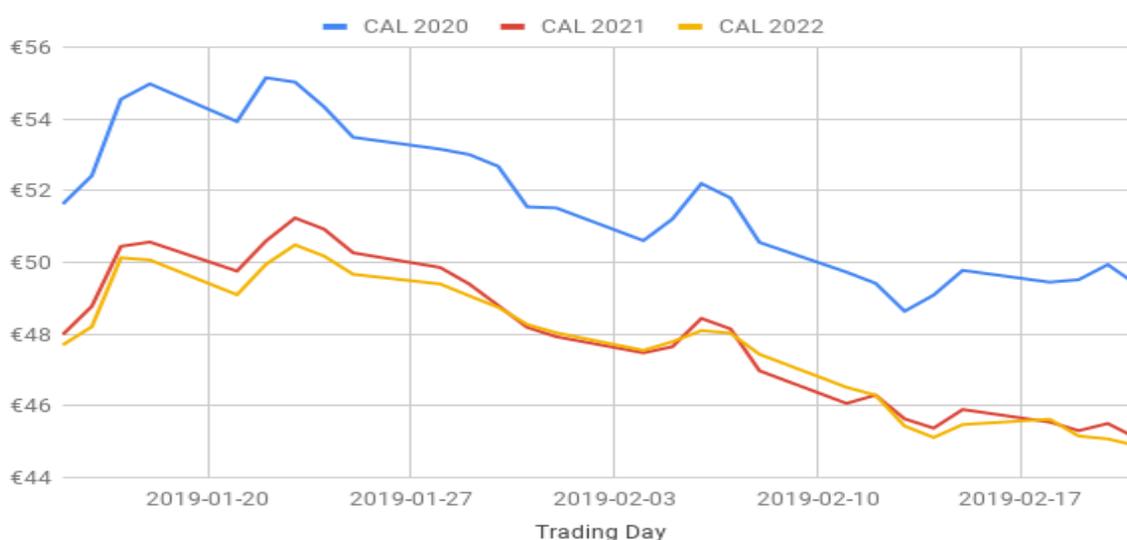
La volatilité et la tendance baissière des EUAs sur février est indubitablement alimentée par des comportements spéculatifs, basés sur des analyses dites « techniques ». Les banques et les hedges funds ayant en effet constitué des positions importantes sur ce marché. En parallèle, la baisse des cours du gaz à un impact baissier sur le prix de la tonne de CO2. Il est en effet anticipé que les centrales à gaz, moins émettrices de CO2, remplacent une partie de la production des centrales charbon en Europe. Les températures élevées et la volonté de l'Allemagne de limiter sa production d'électricité à partir de charbon jouent aussi un rôle.

Les décisions législatives relatives au Brexit seront au centre des préoccupations des acteurs durant les prochains mois. Les chocs entraînés par ces décisions demeureront le facteur principal d'évolution des prix des EUAs sur le court-terme.

Electricité

Le prix des contrats à terme calendaires ont été orientés à la baisse sur le mois de février. Cela s'explique en premier lieu par un fort repli des prix de l'ensemble des combustibles fossiles et du carbone, comme nous l'avons vu plus avant. Les prix du charbon, facteur important d'évolution des prix de l'électricité en Allemagne, ont notamment perdu près de 10% sur le mois. Les prix du gaz, qui déterminent le prix marginal sur le spot durant de nombreuses heures en hiver, ont aussi connu un mouvement baissier.

Malgré une baisse prononcée du CAL 2020, la courbe de forward devrait rester sur le court-terme dans une situation de backwardation (prix du CAL 2020 > CAL2021 > CAL2022).



Electricité : évolution du prix des contrats à terme calendaires - Source EEX

Avertissement : Les opinions et informations présentées dans l'article Focus Marché ne sont pas des conseils financiers ou juridiques. Les utiliser afin de guider des décisions d'achat ou d'investissement se fait à votre propre risque. Ener'Focus et les contributeurs de cet article ne sont pas responsables de l'utilisation qui peut en être faite et des dommages qui peut en résulter.

PPAs : peuvent-ils faire partie de votre stratégie d'achat ?

Les « Power Purchase Agreements », ou « Corporate Power Purchase Agreements » pour être plus précis, sont des contrats de longue durée, généralement entre 5 et 20 ans, établis entre un producteur renouvelable et une entreprise, grosse consommatrice d'électricité.

Cette dernière s'engage généralement à acheter à prix fixe l'ensemble de la production d'une installation renouvelable pour toute la durée du contrat.

Dynamisés par la baisse du coût de production du solaire et de l'éolien, les PPAs connaissent une popularité grandissante à travers le monde. En 2018, plus de 13,4 GW de PPAs ont été signés dans le monde dont 8 GW aux USA. Les GAFAs sont les initiateurs de ce phénomène, elles rivalisent à coup de « contrats du siècle » portant sur des volumes très importants afin d'alimenter leurs data-centers. Google a par exemple déjà signé 2 GW de PPAs. Les PPAs intéressent aussi les industriels électro-intensifs. Le producteur d'aluminium scandinave Norsk Hydro a signé deux PPAs de 650 MW et 235 MW en 2018 sur des durées de respectivement 19 ans et 29 ans.

Cette tendance est suivie de près en France et revient continuellement s'inviter dans les discussions des conférences et salons hexagonaux spécialisés. A ce jour aucun PPA français n'a été signé mais diverses initiatives ont vu le jour. La SNCF a démarré en juin 2018 une procédure de dialogue compétitif destinée à couvrir 20% de sa consommation via des PPAs. Engie, Aéroport de Paris ou encore la RATP ont eux aussi lancé des consultations, courant 2018

et début 2019, afin de tester le marché et d'avoir une meilleure vision des acteurs présents. Autre entreprise, moins institutionnelle, le moteur de recherche Qwant, qui a conclu en 2017 un partenariat avec le développeur renouvelable Akuo Energy.

Le chimiste Solvay, avec sa branche trading/agrégation Solvay Energy Services (SES), s'est posé très tôt en précurseur sur la question des PPAs. En tant que consommateur électro-intensif pour approvisionner ses sites de production d'une part, un premier PPA ayant été signé au USA fin 2016. Mais aussi en tant que facilitateur pour d'autres entreprises désirant se lancer dans la démarche. SES a notamment annoncé en 2018 un partenariat avec le cabinet de conseil Orygeen afin de fournir un accompagnement complet.

A quand donc la signature du premier contrat en France? Pour Jean-Pierre Riche, le Directeur Général du cabinet de conseil spécialisé Orygeen que nous avons interrogé, les premiers PPAs français devraient arriver courant 2019.

Principaux intérêts des PPAs

Pourquoi les entreprises s'engagent-elles dans la démarche du PPA? La première raison invoquée



Champ d'éoliennes, image Creative Commons

Renouvelables & Cleantech

est une volonté forte de verdir leur consommation d'électricité. Pouvoir mettre en avant le fait que leur « sourcing vert » a permis de susciter des investissements dans les énergies renouvelables qui n'auraient pas eu lieu sans cela, c'est ce qu'on appelle « l'additionnalité », est attractif pour les entreprises ayant intégré des objectifs de développement durable. Ces dernières souhaitent faire plus que le « simple » l'achat de garanties d'origine, qui peuvent provenir d'installations déjà largement amorties et ne jouent en général qu'un rôle limité dans le développement de nouvelles installations.

Autre raison fréquemment évoquée, le prix de l'énergie et la stabilité apportée par les PPAs. Avoir l'opportunité de fixer un prix d'achat de l'électricité sur la durée permet aux entreprises, pour lesquelles ce prix est critique, de se couvrir contre les aléas du marché et les mouvements haussiers liés aux cycles des commodités (gaz, charbon, CO2...). Selon Jean-Pierre Riche d'Orygeen « le PPA n'est pas un outil de réduction de coûts mais de diversification des risques ». Le prix d'un PPA ne sera ainsi pas toujours inférieur au prix de marché sur sa durée mais il permet de se protéger lorsque que les prix sur le marché s'envolent.



Le PPA n'est pas un outil de réduction des coûts mais de diversification des risques.

Jean-Pierre Riche - Orygeen

Obstacles et risques

Malgré l'engouement initial, il existe des obstacles à la diffusion des PPAs. En premier lieu, leur nouveauté, les acheteurs d'énergie ne sont pas forcément au courant de la relativement nouvelle compétitivité des renouvelables et donc de l'attrait des PPAs en tant que solution d'achat d'électricité. « Il a fallu un an et demi pour que les premières entreprises intéressées par les PPAs se lancent dans des projets concrets d'achat » nous confie ainsi Jean-Pierre Riche.

Les mécanismes législatifs viennent aussi s'immiscer dans le choix du recours au PPA. En effet, les entreprises désirant conclure des PPAs se trouvent en concurrence avec les mécanismes de soutien (complément de rémunération, tarif d'achat...) qui ne sont pour l'instant pas compatibles avec la vente directe à un consommateur. Les sites de production renouvelables bénéficiant d'un soutien ne peuvent en effet pas émettre de garanties d'origine, précieux gage que leur énergie est bien verte.

Les producteurs renouvelables se trouvent eux en compétition avec l'ARENH, qui bien que moins verte, offre un prix fixe à 42 euro/MWh. Elle est aussi pour l'instant plus flexible, il est en effet possible d'arbitrer entre le recours à l'ARENH et le prix du marché. Les réformes annoncées du dispositif et le dépassement de son plafond pour 2019 devrait toutefois jouer en faveur des PPAs sur ce point.

Quid des risques? Si j'achète demain à 60 euros/MWh pour 15 ans et que le prix de marché tombe à 30 euros/MWh au bout de 5 ans, ne vais-je pas le regretter amèrement? « On prend un risque en se couvrant mais aussi en ne se

Renouvelables & Cleantech

couvrant pas» nous rappelle Alexis Manuel, Business Line Manager à SES. En effet dans notre exemple, le prix de marché pourrait aussi bien monter à 80 euros/MWh... Il semble recommandé pour la plupart des acheteurs de ne pas couvrir 100% de sa consommation avec des PPAs mais seulement une partie. Encore une fois dans une démarche de diversification des risques. «Il n'existe pas d'autre instrument sur le marché pour se couvrir à long-terme» note Alexis Manuel.

Si le coût des énergie renouvelables baissent continuellement ne ferais-je pas mieux d'attendre qu'ils diminuent encore? Alexis Manuel a une opinion sur ce sujet « l'attentisme est dommageable, il y a des facteurs qui peuvent pousser à la hausse le coût des renouvelables tels qu'une hausse des taux d'intérêt ou une érosion du potentiel renouvelable».

Structuration du contrat

Quels sont les points importants à prendre en compte pour structurer un PPA? Un contrat

s'établissant sur plus d'une décennie et sur un montant financier important est nécessairement complexe à établir et négocier.

Premier point crucial, le risque de contrepartie, comment se prémunir contre la défaillance d'une des parties au cours du contrat? Ce point est particulièrement essentiel pour les producteurs qui cherchent le financement des banques afin de développer leur installations. Le choix de compagnies robustes permet déjà de faire un premier tri, même si cela réduit considérablement le nombre de contreparties possibles. La mise en place d'un système de garantie (garantie bancaire initiale ou mieux la mise en place d'un «I-mark-to-market» régulier) est aussi nécessaire si l'on veut s'éviter de mauvaises surprises.

Cependant, ce type de système est généralement lourd administrativement et pour la trésorerie des parties. Il est donc fort à parier que les organismes financiers vont mettre au point des instruments financiers ad-hoc



Cartographie des acteurs

Renouvelables & Cleantech

permettant aux producteurs de se couvrir contre le risque de défaut de leur contrepartie (à la manière des credit default swap pour les créances).

Autre point structurant, la cohabitation entre le PPA et le fournisseur du consommateur. Cette cohabitation peut-être d'autant plus difficile que les volumes d'électricité issus d'un PPA sont variables et ne correspondent pas forcément au profil de consommation. Le PPA génère nécessairement un risque de déséquilibre entre production et consommation qui doit être géré contractuellement et opérationnellement.

Plusieurs solutions sont possibles. Tout d'abord faire en sorte que le fournisseur du consommateur soit aussi le responsable d'équilibre du site renouvelable et inclure explicitement ce nouveau rôle dans les termes du contrat de fourniture (et donc dans les consultations organisées à chaque renouvellement). Une autre solution envisageable est de faire appel à un acteur tiers, souvent un agrégateur, qui va intégrer le site renouvelable dans son périmètre d'équilibre puis livrer l'électricité liée au PPA sur celui du fournisseur sous une forme plus standard (blocs, profil fixes...). Cette dernière solution est plus complexe (un acteur de plus dans l'équation) mais, selon Alexis Manuel, elle permet d'avoir une vision plus transparente du coût de l'équilibrage du PPA et donc potentiellement de réaliser des gains en mettant en concurrence les agrégateurs sur ce service. Enfin, il existe des PPAs purement financiers, dénommés «Virtual PPA» (VPPA), impliquant uniquement des règlements sur la différence entre le prix fixe du PPA et le prix variable du marché day-ahead (ou un autre indice de marché) entre les parties, sans livraison effective de l'énergie produite.

En définitive même si le PPA est conclu entre un producteur et un consommateur, il est fort probable que l'intervention d'un tiers, agrégateur ou fournisseur, soit nécessaire afin d'opérer «l'équilibrage» du PPA.

Il est aussi essentiel de s'assurer de la solidité du montage en cas de changement dans la réglementation. Que faire en cas de disparition ou de modification profonde d'un mécanisme existant (mécanisme de capacité, garantie d'origine...) ou en cas d'apparition d'un nouveau mécanisme ou de nouvelles obligations pour le producteur et le consommateur? Il est nécessaire de prévoir une gouvernance du PPA entre le consommateur et le producteur qui puisse traiter ce genre de questions tout au long de sa durée.

Quels actifs et quelle durée ?

Un grand nombre de sites de production renouvelables français bénéficient d'un mécanisme de soutien, ce qui rend la signature d'un PPA impossible (tarif d'achat) ou difficile (complément de rémunération). Cependant, certains sites sortent des mécanismes de soutien ou souhaitent se développer sans y avoir recours.

Certaines centrales éoliennes et hydrauliques sont devenues trop vieilles pour bénéficier encore des tarifs d'achat. Ces installations sont généralement en large partie amorties et les montants d'investissement nécessaires à la poursuite de leur activité sont modérés. Les producteurs cherchent donc à vendre leur électricité sur des durées plus courtes de 3 à 5 ans en général.

Les développeurs de nouveaux parcs solaires sont aussi très intéressés par la conclusion de PPAs, les mécanismes de soutien étant limités en

Renouvelables & Cleantech

en capacité et les prix compétitifs pour cette technologie. Les prix moyens offerts par les sites solaires (entre 5 et 30 MW) retenus au dernier appel d'offres de la CRE sont par exemple de 52,1 euro/MWh (garanties de capacités incluses). Ces sites ayant de besoin d'un revenu stable sur une bonne partie de leur durée de vie, afin d'être finançables, vont typiquement rechercher des PPA de longue durée, de 10 à 15 ans selon Jean-Pierre Riche.

Vers un PPA standard?

Toutes les complexités mentionnées plus haut alourdissent bien sûr les coûts de transaction liés à un projet de PPA et allongent sa durée de négociation. Afin de simplifier la création de PPAs, la FEE (Fédération France Éolienne) a lancé un GT, accessible à toute partie intéressée, dont l'objectif est de produire un contrat standard.

Nous avons interrogé Pierre Albert Langlois, Responsable Economie, Exploitation et Lois & Réglementations à la FEE. Selon lui, un premier draft du contrat standard PPA devrait sortir à la fin du premier semestre 2019. Plus de 150 entreprises se sont inscrites dans la liste de diffusion du GT. Ce nombre représentant une grande diversité d'acteurs, producteurs et consommateurs mais aussi agrégateurs,



C'est deux mondes qui se rencontrent, les producteurs découvrent les risques des marchés de l'énergie et les consommateurs découvrent le monde de l'éolien et ses contraintes

Pierre Albert Langlois - FEE

banques, sociétés d'investissement, cabinets de conseils... qui n'ont pas forcément l'habitude de travailler ensemble. «C'est deux mondes qui se rencontrent, les producteurs découvrent les risques des marchés de l'énergie et les consommateurs découvrent le monde de l'éolien et ses contraintes» nous confie Pierre Albert Langlois.

Affaire à suivre au long de 2019...

Mécanisme de capacité : les nouvelles règles du jeu pour 2020

L'Année de Livraison (AL) 2019 du mécanisme de capacité aura été pleine d'incertitudes et de déconvenues pour les acheteurs d'énergie. Déjà confrontés à la hausse des prix de l'énergie, ces derniers ont dû aussi subir celle d'un prix de la garantie de capacité presque multiplié par deux. En effet le Prix de Référence Marché (PRM) est passé de 934 euros par garantie (100 kW) pour l'AL 2018 à 1 736 euros pour l'AL 2019.

Le mécanisme de capacité a été lancé en 2017 afin de créer un signal d'investissement supplémentaire pour les producteurs et opérateurs d'effacement et ainsi garantir la sécurité du système électrique français sur le long-terme. Le principe sous-jacent étant que des acteurs obligés (fournisseurs d'électricité et consommateurs assumant directement leur obligation) achètent des garanties de capacité pour couvrir leur consommation durant des jours de pointes PP1. De l'autre côté, producteurs et opérateurs d'effacement certifient l'ensemble de leurs capacités disponibles durant des jours de pointes PP2 et obtiennent des garanties de capacité qu'ils pourront ensuite vendre aux acteurs obligés.

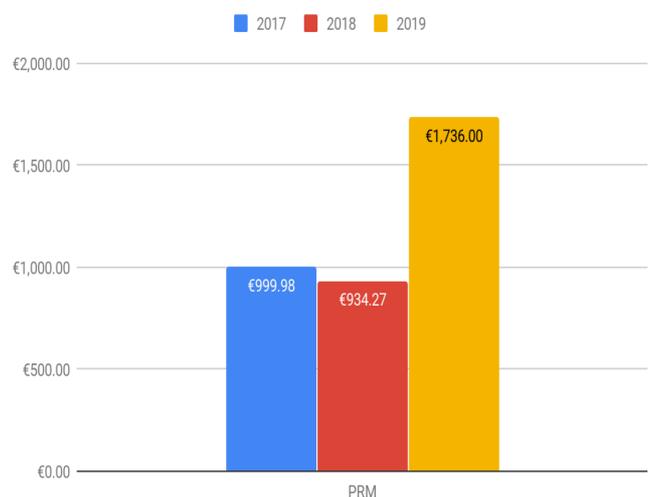
De façon sommaire, quand la marge ((production+import) - (consommation+export)) du système électrique durant les jours PP1 diminue, pour une année de livraison donnée, les garanties se font plus rares et leur prix augmente. Incitant, in fine, à l'investissement dans de nouvelles capacités. Quand la marge augmente, les garanties sont plus abondantes et leur prix diminue.

La marge de fonctionnement du système en période de pointe serait donc considérablement plus réduite en 2019? Pas de manière significative, la disponibilité du parc de production et la consommation en 2018 et 2019 devraient être peu ou prou similaires. Les raisons de ce mouvement de prix, éloignés des fondamentaux du mécanisme, se trouve du côté de la réglementation.

Intégration de la participation transfrontalière

La Commission européenne a posé ses conditions lorsqu'elle a approuvé, in extremis, fin 2016 le mécanisme de capacité français. Le mécanisme devra être plus résilient aux manipulations de marché, produire un signal de long-terme à l'investissement et permettre la participation des capacités transfrontalières (interconnexions ou directement les capacités de production étrangères), cela dès 2019.

En 2017 et 2018, la contribution des interconnexions à la sécurité du système électrique français est intégrée de façon implicite, via un coefficient d'abattement de l'obligation (le coefficient de sécurité) de 0,93. En décembre 2018, quelques jours après que la première enchère de garantie 2019 ait eu lieu



Evolution du PRM

Marché & Achats d'énergie

sur EPEX, RTE annonce dans un e-mail aux acteurs de marché que ce coefficient allait être relevé à 0,99 à partir de 2019, augmentant de fait l'obligation globale. Cette augmentation de l'obligation, et donc de la demande, devait initialement être compensée par une augmentation de l'offre, des capacités transfrontalières devant être certifiées et offrir de nouvelles garanties de capacité sur le mécanisme.

Malheureusement, l'état d'avancement des discussions avec les acteurs et les délais inhérents à l'approbation des modifications des règles du mécanisme par la Commission Européenne ont mis à mal ce scénario. En effet, très vite les acteurs ont éprouvé des craintes quant à la date de mise en vente des garanties transfrontalières. Craintes qui se sont révélées exactes, les 6,3 GW de garanties supplémentaires, liées aux interconnexions françaises, ne seront pas vendus avant l'enchère EPEX d'avril 2019.

Après donc le début de l'année de livraison, à une période où la liquidité est faible (seulement 1,1 GW de garanties 2018 ont été échangés sur cette enchère l'année dernière), les acteurs ayant acheté pour la plupart leurs garanties en avance. Et durant une enchère dont le prix ne sera pas pris en compte pour le calcul du PRM, qui sert d'indice pour le coût de la capacité dans de nombreux contrats de fourniture dont les TRV.

Selon Maxime Hivon, broker dans la société de courtage de produits environnementaux STX group, les transactions de garanties 2019 qui ont eu lieu depuis l'enchère de décembre 2018 ont toutes été conclues à des niveaux proche du PRM (à + ou - 5%). A l'enchère d'avril, qui sera inondée par les garanties de capacité liées aux interconnexions vendues à tout prix par RTE, il est possible que le prix de la garantie 2019 diminue un peu. Cela sera peut-être une

opportunité pour les acteurs obligés qui ne se sont pas encore complètement couverts.

L'écart avec le PRM lors de cette enchère sera en toute logique limitée à 20%, en effet le prix de écart positif auquel sont cédées les garanties de capacité excédentaires des acteurs est fixé au PRM moins 20%. Il est donc improbable que l'on aille en dessous de ce prix.

Le modèle finalement adopté pour permettre la participation transfrontalière repose sur différentes procédures. Dans le cas d'une procédure dite «approfondie», RTE signe une convention avec un gestionnaire de réseau étranger, les capacités de production ou d'effacement étrangères peuvent alors participer au mécanisme de capacité français et obtenir des garanties de capacité à la condition d'effectuer une pré-certification supplémentaire et d'acheter des tickets d'accès ad-hoc.

S'il n'existe pas de convention entre RTE et un gestionnaire de réseau étranger on est dans la procédure dite «simplifiée», seules les interconnexions peuvent être certifiées et obtenir des garanties. Dans ce cas, c'est les gestionnaires de réseau qui vendent les garanties de capacités et perçoivent un revenu supplémentaire. Durant l'AL 2019, toutes les frontières françaises seront dans ce dernier cas.

Signal d'investissement à long terme

Autre point apparu dans la dernière mouture des règles du mécanisme de capacité, la création d'un appel d'offre long-terme servant à assurer un revenu capacitaire fixe sur une période de 7 ans aux nouvelles capacités.

Dans ce cadre, les opérateurs de ces dernières devront s'engager sur un prix fixe pour les garanties de capacité émises sur la période. Si le prix de référence de la garantie pour une AL

Marché & Achats d'énergie

intermédié. Les transactions pour 2020 et au-delà, déjà reportées dans le registre de capacité, se sont effectuées «hors marché», certainement entre les filiales production et fourniture de la même entité. Toutefois, l'étude de leur prix permet de se rendre compte de l'incertitude des acteurs. En effet on trouve à la fois des prix avoisinant les 2 000 euros/garantie et des prix à 1 000 euros/garantie. Les prix dans la fourchette élevés (1 500-2 000) sont cependant plus fréquents (se reporter au graphique à la page précédente)

Coté législation moins d'incertitude, le mécanisme de capacité français est désormais complètement approuvé par la commission européenne. Il ne devrait donc pas subir le sort du mécanisme de capacité britannique qui a été mis en pause pour une durée indéterminée en novembre 2018 après un jugement de la cour de justice européenne, le rendant illégal sous sa forme actuelle.

Cependant, le mécanisme de capacité n'est pas encore tout à fait mature.

Les événements l'ont montré, il lui manque encore une référence de prix fiable. Le PRM, moyenne des prix de l'ensemble des enchères EPEX, n'est pas apte à jouer ce rôle car difficile à répliquer. Est-ce que la dernière enchère EPEX (mi-décembre) serait plus adaptée? Le calcul du prix des écarts fondé sur le PRM, et ne reflétant donc pas la situation réelle du système électrique durant l'année de livraison, est lui aussi amené à évoluer.

Il manque aussi la possibilité aux acteurs de pouvoir se couvrir contre les mouvements de prix via des contrats à terme, comme il est possible de le faire pour l'électricité ou le gaz. Acheter des garanties de capacité au comptant et les stocker jusqu'à plusieurs années à l'avance pose en effet de sérieux problèmes de trésorerie.

Autant de pistes de réflexions qui devraient être explorées en 2019 pour application en 2020-2021.



Image creative commons

L'IA alimente une nouvelle génération de solutions de management de l'énergie

Les entreprises s'engageant dans une démarche de gestion de l'énergie font rapidement face à une accumulation de données, souvent non utilisées. Données de consommation des compteurs, données de température, pression et autres en provenance de multiples capteurs. Beaucoup d'entreprises savent désormais que de la valeur se cache dans les données, que le «Big Data» est un vecteur de nouvelles solutions pour de nombreuses fonctions. Mais en pratique comment les entreprises peuvent-elles exploiter ces morceaux de données pour réduire leur consommation d'énergie et surtout le coût de celle-ci?

L'Intelligence Artificielle (IA), terme générique désignant un ensemble d'algorithmes capables de réaliser des actions sans intervention humaine et «d'apprendre», i.e. d'utiliser les résultats d'actions passées pour prédire ou améliorer les résultats d'actions futures, est désormais utilisée dans diverses solutions logicielles visant à exploiter des ensembles massifs de données automatiquement. Ces technologies semblent donc toutes désignées pour exploiter de nouveaux potentiels d'économies et de mettre enfin à l'ouvrage les données énergétiques d'une entreprise.

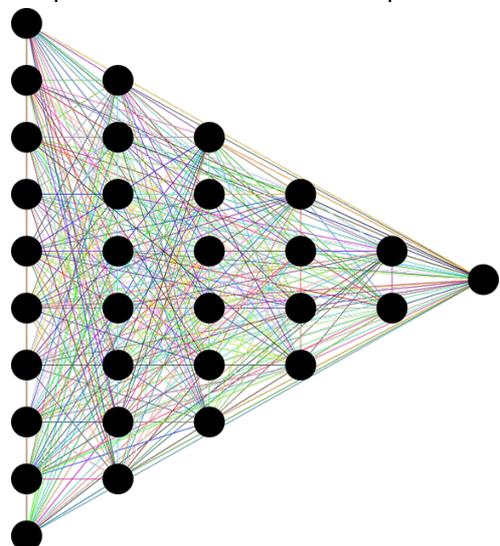
Tri et nettoyage des données

Cet aspect n'est peut-être pas le plus glamour mais quiconque ayant travaillé avec des séries temporelles de données a été confronté à ce

problème. Certaines données sont manquantes sur des périodes de temps plus ou moins grandes, d'autres ont des valeurs aberrantes et ne doivent donc pas être prises en compte. Corriger les séries temporelles à la main afin qu'elles soient utilisables demande du temps et le faire de manière régulière devient rapidement une tâche insurmontable. Les algorithmes d'IA sont eux dans leur élément, ils sont capables de traiter des milliers de séries différentes en parallèle, identifiant les données manquantes ou anormales et les remplaçant par des estimations produites en utilisant des données historiques similaires.

Même quand les données sont complètes, il n'est pas toujours facile de les exploiter utilement lorsque l'on se retrouve devant un grand nombre de séries plus ou moins corrélées entre elles. Est-ce que ma consommation d'électricité a été impactée par les conditions climatiques, par le fonctionnement anormal d'un équipement ou par des variations dans ma production?

Les algorithmes de classifications, tels que les K-means, les Support Vector Machines (SVM) ou encore les Random Forests, pour n'en citer que quelques-uns, permettent d'identifier automatiquement les variables importantes et



Réseau de neurones artificiels, image Creative Commons

Effacité Energétique

et de les grouper entre-elles. Il devient ainsi plus simple pour un gestionnaire d'énergie, non seulement de créer et de suivre les indicateurs les plus pertinents, mais aussi de trouver par la suite les causes principales de l'évolution de ces indicateurs.

Pour Arnaud Legrand, PDG d'Energency, société spécialisée dans les solutions de gestion de l'énergie pour l'industrie, il y a souvent plus de valeur à pouvoir utiliser efficacement les données déjà à disposition dans l'entreprise que de chercher en acquérir de nouvelles.

Maitrise de la consommation

Un autre rôle de l'IA, plus souvent mis en avant, est l'optimisation de l'usage de l'énergie par les processus d'un site. Grâce à l'IA, il est notamment possible de construire des «digital twins», des répliques numériques, automatiquement pour chacun des équipements présents sur un site. Chaque équipement consomme un ensemble d'input (énergie, matières premières, etc.) et produit un ou plusieurs outputs (chaleur/froid, produits finis ou semis-finis, etc.), la transformation des inputs en outputs peut être représentée sous la forme d'un ensemble de fonctions mathématiques, c'est ces fonctions que l'on appelle les «digital twins». Pour découvrir ces fonctions, on peut, sans aucune connaissance théorique préalable, recourir à l'IA



Plus vite le client est alerté d'un écart plus vite on retourne à une consommation d'énergie normale, l'IA sert à identifier et agir rapidement sur les anomalies.

Arnaud Legrand-Energency

afin de les estimer sur la base des données historiques d'input et d'outputs. La plateforme logicielle, à destination des industriels, développée par la société METRON utilise cette approche afin de construire une consommation «baseline» i.e. un mode de fonctionnement dans des conditions normales, pour chaque équipement d'une usine.

Une fois un mode de consommation «baseline» identifié, il devient alors plus facile de détecter un fonctionnement anormal de l'équipement modélisé. Pour Arnaud Legrand d'Energency, c'est un des leviers les plus importants pour lesquels l'IA peut être mise à profit: «Plus vite le client est alerté d'un écart plus vite on retourne à une consommation d'énergie normale, l'IA sert à identifier et agir rapidement sur les anomalies».

Il est aussi possible d'utiliser l'IA afin de définir le programme de marche optimal de l'équipement. Pour une quantité Y d'output donné, un algorithme entraîné en ce sens peut trouver le mode fonctionnement qui va consommer la quantité minimale d'inputs X.

Un exemple de cette démarche, largement publicisé en 2018, est l'utilisation d'un algorithme dit de «renforcement learning» par une filiale spécialisée en IA de Google, DeepMind, pour optimiser et contrôler un des data-centers du groupe de façon totalement automatique. Le résultat de l'expérience étant une diminution moyenne de 40% de l'énergie utilisée pour climatiser le data-center.

Prévision et flexibilité de la consommation

En ajoutant des signaux en provenance des marchés de l'énergie dans l'équation, les mêmes algorithmes peuvent alors chercher à minimiser le coût global de l'énergie et non plus seulement le volume d'énergie consommé. Cela implique que certaines opérations de production soient

Marché & Achats d'énergie

modifiées en fonction des signaux de prix, parfois en temps réel.

Certains processus de production peuvent plus facilement être reportés ou interrompus que d'autres, ils sont dit flexibles. Les gérer de façon optimale vis-à-vis des prix de l'énergie ou des jours de pointe du mécanisme de capacité peut être une source d'économie importante. Des solutions commencent à émerger sur cet aspect, notamment la plateforme Dreams© d'Equinov, qui intègre des prévisions de prix (en collaboration avec la start-up COR-E) et gère la disponibilité des capacités flexibles d'un site. La start-up Beebryte offre aussi des fonctionnalités de ce type pour les bâtiments tertiaires.

Un modèle mathématique, même complexe, n'est pas capable de prédire parfaitement le futur, cependant il peut produire des estimations suffisamment précises pour servir d'aide à la décision et créer de la valeur.

Les fournisseurs d'électricité proposent aux sites industriels qui en sont capable de leur fournir des prévisions de leur consommation

d'électricité horaire en J-1 afin de réduire leur risque d'écart. Des prévisions de bonne qualité peuvent diminuer considérablement la prime de risque facturée par le fournisseur. Produire de telles prévisions quotidiennement à partir d'un plan de production à la granularité souhaitée peut-être difficile, surtout pour des PME. L'utilisation d'algorithmes d'apprentissage automatique, régressions, réseaux de neurones et consorts, extrayant des données des systèmes présents sur le site et générant des prédictions sans intervention tierce peut s'avérer précieuse.

Bon exemple de cette démarche, Energiency a aidé le papetier Norske Skog Golbey à produire des prévisions de sa consommation afin de réaliser des achats d'électricité en day-ahead.

La société METRON souhaite démocratiser ce genre de démarche auprès de sa clientèle industrielle. De nombreux sites industriels, consommant quelques dizaines de GWh par an, achètent leur électricité à prix fixe sans incitation à la prévision. C'est dommage pour Samuel Cheptou, Transactive Energy Manager chez METRON, grâce à l'exploitation de leurs sources

Maîtrise de la consommation - Industrie



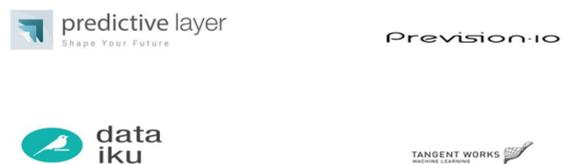
Maîtrise de la consommation - Tertiaire



Prévision de consommation et optimisation de la flexibilité



Outils généralistes



Cartographie des acteurs

Effacité Energétique

de données, ils pourraient accéder à des prix plus compétitifs. «Pour les entreprises à profil de consommation très variable, notamment l'agroalimentaire dont la production fonctionne par lot, la consommation est très difficile à prévoir sur la seule base de la courbe de charge. Intégrer les données de production dans la prévision génère donc de la valeur ajoutée.»

Un soutien à l'humain

L'IA ne semble pas destiné à remplacer l'acheteur ou le gestionnaire d'énergie dans un futur proche. Par contre, elle est destinée à devenir son assistant. Des solutions proposent des chatbots qui guident l'utilisateur dans leur recherche de réponse. En cas de détection d'anomalie, au lieu de chercher lui-même la source ou d'appeler des conseillers humains, l'utilisateur peut s'adresser à un chatbot qui va lui répondre et l'orienter vers des solutions.

Ce type d'assistant virtuel est au cœur de la plateforme METRON-EVA® (Energy Virtual Assistant) développée par METRON.



Pour les entreprises à profil de consommation très variable, notamment l'agroalimentaire dont la production fonctionne par lot, la consommation est très difficile à prévoir sur la seule base de la courbe de charge. Intégrer les données de production dans la prévision génère donc de la valeur ajoutée.

Samuel Cheptou - METRON

Quels démarches et quels obstacles en pratique ?

Accéder aux outils de l'IA peut se faire de manière très différente selon les compétences de l'entreprise et la démarche adoptée. En amont, on trouve divers logiciels contenant de larges bibliothèques d'algorithmes, gratuits comme R ou Python ou payants comme Matlab ou SAS. Leur utilisation est basée sur l'écriture de code et est donc très peu accessible à une personne n'ayant pas de formation en data science. Plus simples, diverses solutions proposent des interfaces graphiques où un utilisateur, même peu initié, peut accéder aux algorithmes sans recourir au code. L'import de données, la sélection, l'entraînement du modèle et la visualisation des résultats se fait via une interface simple. C'est le cas de Prediction.io ou encore des solutions de Predictive Layer et Dataiku.

On trouve enfin des solutions métier dédiées et donc spécialisées dans la gestion de l'énergie. Elles incluent généralement une intégration des différentes sources de données, un outil de visualisation de ces données, des outils d'optimisation de la consommation et/ou de détection des anomalies et potentiellement des services annexes (support et conseil humains, installation d'hardware, etc). Ici l'utilisateur n'a pas besoin de comprendre les algorithmes qui alimentent les solutions, au contraire l'IA est présente pour simplifier ou accélérer l'utilisation. Pour les sites industriels c'est le cas par exemple des solutions d'Energency et de METRON, pour les sites tertiaires on peut citer la société Energisme ou encore Beebryte.

Le choix entre développer une solution en interne ou alors opter pour une solution métier,

