

ENER'FOCUS

Le magazine énergie 100% digital 100% gratuit



Numéro 6 - Aout 2019

**Marché vs.
Modèle**

P7

**De Charybde
en Scylla, les
nouveaux
facteurs de
volatilité**

P9

**50 nuances de
vert: acheter
de l'électricité
renouvelable**

P14

Dans ce Numéro

Editorial

- 4** La transition ne prend pas de vacances

Brèves

- 5** L'actualité des mois de Juillet et aout

Marché vs. Modèle.

- 7** Les prix à termes sont-ils alignés avec les fondamentaux?

Marchés & Achats d'énergie

- 9** De Charybde en Scylla, les nouveaux facteurs de volatilité sur les marchés de l'électricité

Renouvelables & Cleantech

- 14** 50 nuances de vert : comment acheter de l'électricité renouvelable

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.

Avertissement: 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



Les deux articles se font donc écho et vous aideront, j'espère, à mieux appréhender les enjeux du système électrique dans les années à venir.

J'espère que vous aurez du plaisir à lire ce numéro d'Ener'Focus.

Gléron Alexis

Je vous souhaite une bonne rentrée à tous.

Rentrée qui sera, je l'espère, une opportunité de considérer l'actualité énergétique sous un oeil neuf. Juillet et août, malgré les vacances, ont été des mois plutôt riches en rebondissements. Le projet de loi énergie-climat a continué sa progression législative et sa version finale devrait être adoptée prochainement. Les températures caniculaires de Juillet n'ont pas contribué qu'à la fonte anticipée de votre glace, elles ont aussi impactées momentanément les marchés de l'énergie.

Ce numéro pourrait être un numéro spécial transition énergétique car les articles au sommaire traitent tous deux de différents aspects de la transition énergétique en cours. En sus d'avoir en commun des titres plus "littéraires" que d'usuel (même si la qualité de l'oeuvre littéraire à laquelle on fait référence est fortement différente).

Le premier s'intéresse à un des moteurs de la transition énergétique, la volonté des entreprises de s'approvisionner en électricité d'origine renouvelable. Le second traite de l'impact que celle-ci, fermeture de centrales thermiques et développement des renouvelables, pourrait avoir sur les marchés de l'électricité.

Le mercure monte les prix spot aussi

Vous ne l'aurez certainement pas manqué, il a fait très chaud la semaine du 22 juillet avec des températures atteignant les 38-39°C. Ce niveau de température élevée a entraîné aussi des niveaux de prix spot anormaux pour le gaz et de l'électricité. Le contrat pour livraison d'électricité durant la semaine du 22/07 s'est négocié le 17/07 à 48,25 euros/MWh, ce qui est exceptionnel en cette saison - la semaine précédente le prix spot s'est établi autour des 40 euros/MWh.

Le CLEEE et la FNCCR publient leur classement des fournisseurs

Depuis trois ans, le CLEEE et la FNCCR organisent le [Baromètre Fournisseur](#). Ce dernier établit un classement des fournisseurs d'énergie, sur des critères de qualité du service client et de la facturation, il est construit à partir d'une enquête menée auprès de grands acheteurs d'énergie (240 répondants en 2019).

Les fournisseurs en tête et queue de classement n'ont pas changé depuis l'année dernière. Alpiq et Gaz de Bordeaux arrivent encore premiers respectivement dans la fourniture d'électricité et de gaz. Total arrive bon dernier dans les deux catégories.

La CRE publie son rapport de surveillance des marchés de gros 2018

La CRE a publié le 23/07 son rapport annuel de surveillance des marchés de gros de l'électricité et du gaz naturel pour l'année écoulée. Il décrit l'activité de surveillance de la CRE et les mouvements de prix de l'électricité, du gaz naturel et des garanties de capacité durant 2018.

Le rapport dresse notamment le bilan de son activité de surveillance dans le cadre du dispositif REMIT.

Le rapport de la CRE montre que l'année 2018 s'est caractérisée par une forte hausse des prix de l'énergie avec une inflexion à partir du quatrième trimestre.

Première date pour les enchères de GO sur Powernext

[Info Montel] La première enchère mettant en vente les GO, produites par les installations renouvelables bénéficiant d'un soutien, et organisée par Powernext devrait avoir lieu le 18 septembre prochain.

Cette enchère portera sur les GO émises en mars et avril de cette année. Le volume exact mis en vente lors de cette enchère ainsi que le prix de réserve restent inconnus. Par contre le volume total des enchères organisées jusqu'au 31 décembre devrait d'être d'au moins la moitié des GO émises sur la période.

Les enchères auront ensuite lieu le 19 de chaque mois. Le volume total annuel devrait être d'environ 45 TWh.

La hausse du plafond de l'ARENH n'entraînera pas systématiquement la révision de son prix

A la suite des amendements réalisés par les sénateurs au projet de loi énergie-climat, une Commission mixte paritaire (CMP) a été organisée. Les sénateurs et députés y participant se sont entendus sur une version de compromis le jeudi 25 juillet, celle-ci devrait ouvrir la voie à une adoption définitive du projet de loi dès la rentrée. Ses [conclusions ont été publiées le 27 juillet](#).

La hausse du plafond de l'ARENH de 100 à 150 TWh ne sera pas nécessairement liée à une révision de son prix de 42 euros (c'était le souhait du Sénat). Ce prix sera toutefois révisable par arrêté ministériel.



Résultats de l'AO RRRC 2020

RTE a publié le 02/08 les résultats de l'appel d'offres réserves rapide et complémentaire en 2020. Ces derniers sont marqués par une baisse de prix record, les prix de la réserve rapide s'établissant à 5,6 k€/MW/an (contre 12,0 en 2019) et le prix de la réserve complémentaire à 3,9 k€/MW/an (contre 7,6 en 2019). Soit une division des prix par deux.

Pour rappel RTE constitue les réserves suivantes :

- la Réserve Rapide (RR), composée de 1.000 MW activables en moins de 15 minutes et pendant 2h.
- la Réserve Complémentaire (RC), composée de 500 MW activables en moins de 30 minutes et pendant 1h30

Un des facteurs de cette baisse de prix serait, selon l'agrégateur Energy Pool, serait les offres de prix très basses déposées par certains acteurs retenus qui prévoient de générer des revenus complémentaires.

Marché vs. Modèle

Winter is coming, jetons un coup d'oeil aux contrats T4 2019 et T1 2020 français.

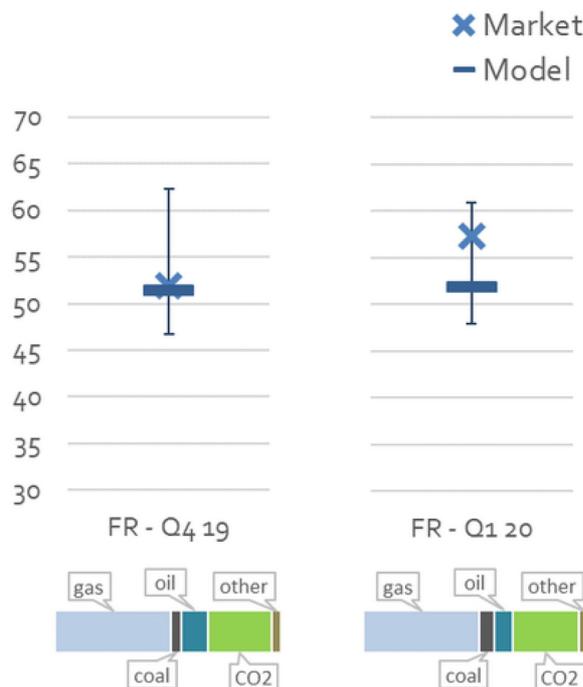
Le modèle 70GigaWatt teste la logique entre le prix de l'électricité et ses composantes fondamentales. Dans cet article, nous nous intéressons aux contrats à terme pour livraison durant l'hiver à venir en France, soit T4 2019 et T1 2020.

Les scénarios sont tous basés sur les prix de clôture du 21 août dernier. Les graphiques montrent les prix de marché et la meilleure estimation du prix issu du modèle et un intervalle de confiance de 90%. Ils présentent aussi le "poids" des différentes composantes, soit le charbon, le gaz naturel, CO2 et autres (durant certaines heures, prix n'est pas expliqué par les coûts marginaux des centrales conventionnelles) dans le prix issu du modèle.

Pour le contrat baseload T4 2019, le prix est aligné avec celui issu du modèle. La recommandation pour ce trimestre est donc neutre, le prix de marché semble être cohérent avec ses fondamentaux sous-jacents.

Pour le contrat baseload T1 2020, le prix issu du modèle est très proche de celui du T4 mais le prix de marché est significativement supérieur. Ici, la recommandation serait d'attendre si vous souhaitez acheter le T1 2020 (ou si vous êtes vendeur d'accroître votre position). Il existe aussi certainement des opportunités de trading cross-commodités, i.e. vendre les spreads entre le prix de l'électricité et le prix des composants du modèle.

Baseload France Marché vs. Modèle



Poids des composantes de marché dans le modèle

Pour plus d'info : 70GigaWatt@gmail.com Le modèle est en développement permanent et est dès à présent disponible pour l'Allemagne, la Belgique, la France et les Pays-Bas, pour les contrats Baseload et Peakload et sur des granularités mensuelles, trimestrielles ou calendaires.

Congrès & Expo

15, 16, 17 octobre 2019
Cœur Défense - Paris

GAZELEC **X**corp
PARIS BY

LE RENDEZ-VOUS ANNUEL DE RÉFÉRENCE POUR DEVENIR UN EXPERT EN ACHAT D'ÉNERGIE

3 jours rythmés par des conférences de haut-niveau, des ateliers de formation,
des business sessions et des rendez-vous fixés avec des décideurs

600 participants
250 acheteurs
50 partenaires

Retrouvez tout l'écosystème du secteur

Décryptez les évolutions complexes du marché
du gaz et de l'électricité

Rencontrez vos homologues acheteurs en
provenance d'une vingtaine de secteurs

Développez vos compétences et améliorez vos
stratégies et tactiques d'achat

Échangez et débattiez avec les principaux
fournisseurs du marché français



Réservez votre badge dès maintenant sur www.congresgazelec.com ou par téléphone au 01 84 83 02 99

Marchés & Achats d'énergie

De Charybde en Scylla, les nouveaux facteurs de volatilité sur les marchés de l'électricité

La volatilité désigne en finance l'amplitude des mouvements de prix aléatoires d'un actif. En autres termes, la volatilité correspond à l'incertitude autour du prix futur d'un actif. Il existe différents indicateurs permettant d'estimer le niveau de volatilité, la plus commune étant l'écart-type de la variation historique des prix.

Les marchés de l'énergie et tout spécialement ceux de l'électricité ont toujours été très volatils. Les propriétés physiques de l'électricité contraignent très fortement son transport et son stockage. Sa demande est à la fois largement inflexible et fortement affectée par les aléas climatiques. Enfin son offre est limitée à court/moyen-terme, il n'est bien évidemment pas possible de construire une nouvelle centrale électrique en une nuit. Les marchés de l'électricité constituent donc un parfait terreau pour la formation de mouvements de prix extrêmes.

La volatilité des prix sur les marchés à terme réduit la visibilité des consommateurs d'énergie sur le budget qu'ils devront consacrer à leur approvisionnement. La volatilité des prix sur les marchés spot a aussi un effet négatif, en effet, même si la majorité des consommateurs n'y sont pas directement exposés, cela constitue des incertitudes supplémentaires pour les fournisseurs d'énergie, qui vont alors refléter celles-ci dans leur primes de risques.

Ces dernières années, les marchés européens de l'électricité ont connus, pour différentes raisons,

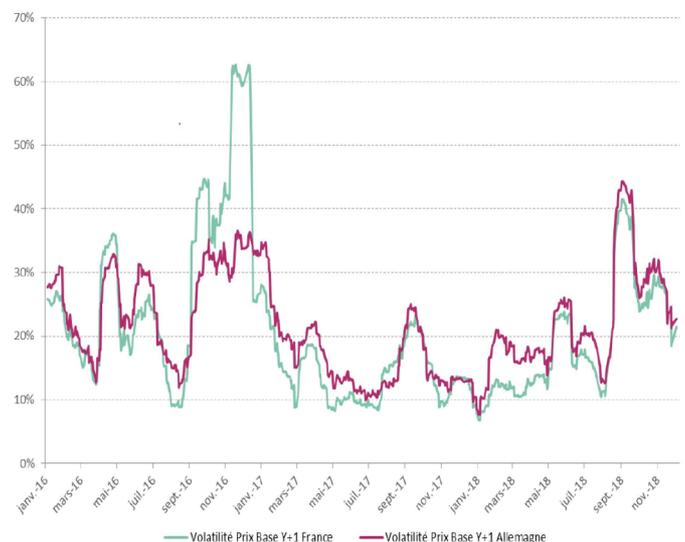
des périodes de volatilité très élevées. 2017 et 2018 ont été marquées par des indisponibilités importantes de la flotte nucléaire historique en France et en Belgique. Fin 2018 et au long de 2019, c'est le marché du carbone qui a été le principal vecteur d'incertitude.

Il est intéressant de constater que ces épisodes de forte volatilité ont eu lieu malgré un système électrique européen en surcapacité, la crise de 2008 (et la désindustrialisation qui en a suivi) et une meilleure efficacité énergétique ayant durablement réduit la consommation d'énergie européenne.

Mais que nous réserve les années à venir? Quels sont les nouveaux facteurs de volatilité qui risquent de se développer dans un secteur de l'énergie en pleine transition?

Sortie du nucléaire, sortie du charbon et parc thermique vieillissant

De nombreux gouvernements européens ont établis des plans de fermeture de centrales charbon, fioul et nucléaire. S'ils sont menés à bien, ces plans vont conduire à la fermeture d'un volume important de capacités de production d'électricité d'ici à 2025.



Volatilité du contrat Y+1 France et Allemagne, source CRE

Marchés & Achats d'énergie

La France devrait fermer ses dernières centrales charbon (3,9 GW) d'ici fin 2022. Elle devrait aussi fermer la centrale nucléaire de Fessenheim (1,8 GW) en 2020, sa mise à l'arrêt ayant été déconnectée du démarrage de l'EPR de Flamanville. L'Allemagne va fermer ses 7 dernières centrales nucléaires (10 GW) d'ici 2022. En juillet dernier, un plan de sortie du charbon de l'Allemagne à 2038 a été publié et devrait être inscrit dans la loi d'ici la fin de l'année. Les 7,7 premiers GW de centrales charbon devraient être fermés d'ici 2022 et 14,7 GW additionnels devraient l'être d'ici à 2030. Le Royaume-Uni s'est lui engagé à fermer ses 8 dernières centrales au charbon (14 GW) d'ici à 2025. La Belgique souhaite fermer ses centrales nucléaires (6 GW), elle aussi d'ici à 2025.

D'autres fermetures devraient avoir lieu dans divers pays européens, tels que les Pays-Bas. En tout c'est 70 GW de capacités thermiques contrôlables qui devraient fermer en Europe, d'ici à 2025. Ces capacités devraient être remplacées en partie par des capacités renouvelables et parfois par des CCGT. Il est toutefois à noter que la France a exclu la construction de nouvelles centrales thermiques fossiles sur le territoire français dans la dernière PPE, s'inscrivant ainsi en portafaux de nombreux pays européens qui voient dans le gaz naturel un combustible relativement propre pour la production d'électricité.

Les dates de fermetures exactes de ces centrales sont bien sûr soumises aux aléas du calendrier politique. Quand à leur remplacement, par de nouvelles capacités, il suit lui aussi une trajectoire relativement incertaine. Le développement de nouvelles centrales étant fréquemment soumis à l'obtention d'un soutien public, sous une forme ou une autre. Durant cette période de transition, il existe un fort

risque que les marges de fonctionnement du système électrique soient réduites, dans un contexte où la consommation est désormais relativement stable. Cette contrainte additionnelle se reflétant ensuite sur les prix du marché de l'électricité. D'autant plus que puisque que l'on remplace des capacités commandables par des capacités renouvelables (dont le volume de production maximale à un instant t dépend des conditions météorologiques) celui-ci va perdre une partie de sa flexibilité – soit sa capacité à répondre rapidement à un aléa.

Les capacités thermiques restant en fonctionnement peuvent aussi être sources de volatilité. L'âge moyen des centrales nucléaires en Europe approche des 40 ans, période à l'issue de laquelle elle doivent subir un "repowering", afin d'étendre leur fonctionnement pour une période de 10 ans. L'âge moyen des centrales à charbon est lui aussi élevé, la majorité ayant plus de 30 ans de fonctionnement. Un âge avancé pour les centrales signifie une augmentation des maintenances de longue durée et des indisponibilités non planifiées, dû à la relative vétusté des installations. A cela s'ajoute une surveillance intense des régulateurs qui peuvent, dans le cas du nucléaire et de risques de sûreté potentiels, décider de l'arrêt de réacteurs durant des périodes de temps importantes. Comme cela a été le cas en France en 2016-2017 et en Belgique en 2017-2018.

Changement climatique, le système électrique à l'épreuve?

Si les politiques publiques, comme la fermeture des centrales charbon et le développement des énergies renouvelables, cherchent à limiter le changement climatique d'origine anthropique, les conséquences de celui-ci commencent déjà à

Marchés & Achats d'énergie

se faire sentir, fragilisant les systèmes vulnérables aux événements climatiques extrêmes.

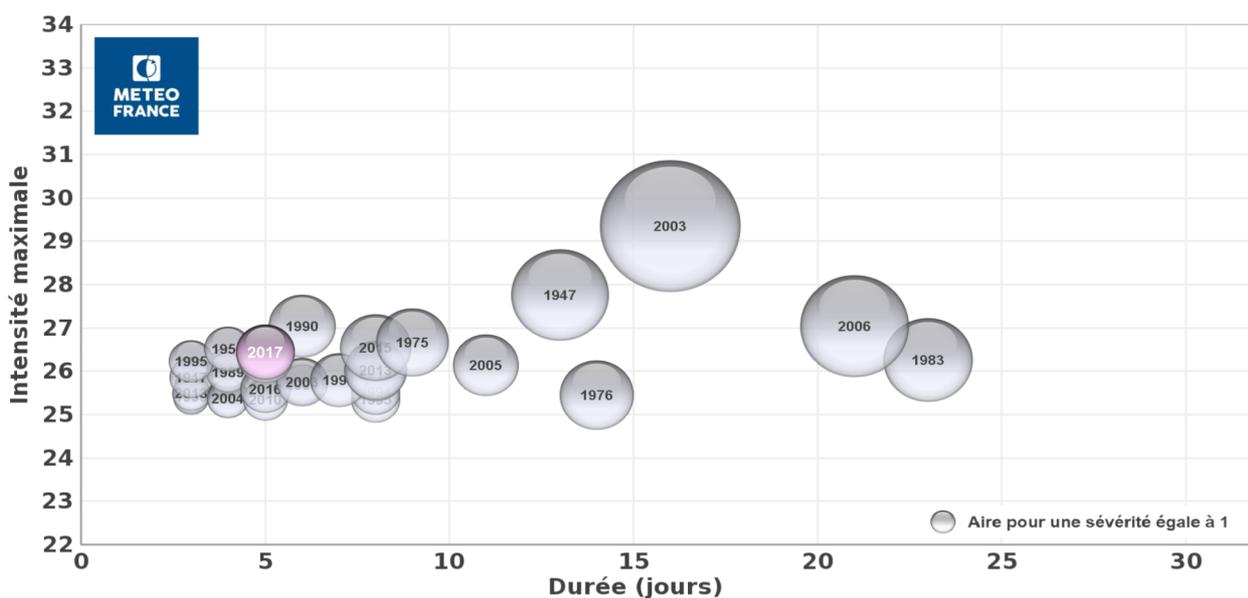
Si les périodes hivernales sont des épisodes de volatilité des prix bien identifiées, ce n'est pas le cas des périodes estivales qui sont considérées comme des périodes généralement calmes pour les marchés de l'énergie. La consommation d'électricité est bien plus basse et de nombreuses centrales effectuent leur maintenances annuelles durant cette période.

Vagues de chaleur et sécheresses, allant souvent de pairs, sont certainement la principale vulnérabilité du système électrique au changement climatique. Sur la base du recensement des vagues de chaleur, organisé par Météo France depuis 1947, il apparaît clairement que la fréquence et l'intensité de ces événements a augmenté au cours des trente dernières années. Les épisodes entre 1982 et 2016 ont été sensiblement plus nombreux

que ceux de la période 1947-1980, de durée équivalente.

Des périodes de températures élevées entraînent d'une part une augmentation de la consommation d'électricité due à l'utilisation plus élevée de la climatisation (en été l'augmentation d'un degré de la température entraîne une hausse de 500 MW de la consommation), de l'autre des risques d'indisponibilité des moyens de production thermiques (centrales nucléaires, centrales au charbon et au gaz). En effet, les températures élevées des cours d'eau peuvent contraindre les exploitants à limiter la production des centrales car elles ne peuvent plus y prélever et rejeter l'eau utilisée pour leur refroidissement sans dépasser les limites environnementales. La sécheresse dite hydrologique se manifeste lorsque les lacs, rivières ou nappes souterraines montrent des niveaux anormalement bas. Météo France a effectué des simulations, à l'aide de modèles climatiques régionalisés sur la France,

Vagues de chaleur en France de 1947 à 2017



Historique des vagues de chaleur en France de 1947 à 2017- Source Météo France

Marchés & Achats d'énergie

sur l'évolution prévisible des sécheresses au cours du XXI^e siècle dans le cadre du projet ClimSec. De manière générale, les résultats de ces simulations mettent en évidence une augmentation continue des sécheresses, en moyenne annuelle, sur le territoire métropolitain au cours du XXI^e siècle. La baisse du débit des cours d'eau peut contraindre le fonctionnement de centrales de production thermiques, toujours pour des raisons de refroidissement, elle impacte aussi significativement la production d'électricité hydraulique et notamment celle des barrages au fil-de-l'eau.

La combinaison d'une consommation relativement élevée, d'une faible disponibilité des moyens thermiques et une production hydraulique affaiblie est à même de générer des turbulences importantes dans les marchés de l'électricité.

La semaine du 22 juillet dernier, durant laquelle les températures ont atteint les 42 degrés °C dans certaines parties de la France, illustre parfaitement cet effet avec une moyenne des prix day-ahead de l'électricité s'élevant à 43,68 euros/MWh, soit environ 10 euros/MWh plus chère que les niveaux précédemment constatés en juillet. Un pic de consommation, s'élevant à 59,7 GW, a été constaté par RTE le mercredi 24 juillet. Côté production, EDF a été contraint de réduire la production dans plusieurs centrales nucléaires tel que St Alban, Bugey ou encore Golfech.

Est-il possible que la multiplication des vagues de chaleur et le développement de la climatisation conduise à terme à la création d'une période de pointe de consommation estivale en France, comme c'est le cas dans des contrées plus chaudes? Si c'est le cas, les dynamiques des marchés français de l'électricité français en serait profondément altérées.

Renouvelables: un nouvel aléa dans les marchés?

Dans l'organisation traditionnelle du système électrique, la consommation électrique variable et sensible aux conditions climatiques est desservie par de grandes centrales thermiques dont la production est commandable et peu soumise aux conditions climatiques (à part dans les cas plutôt extrêmes identifiés au paragraphe précédent). Les énergies renouvelables, principalement les capacités solaires et éoliennes, ont connu un fort développement partout en Europe, passant de 238 GW de capacité installée en 2009 à 466 GW fin 2018. En France, si l'on suit les objectifs de la dernière PPE, la capacité renouvelable devrait augmenter de 50% d'ici à 2023 et de 100% d'ici à 2028. Cet essor a déjà commencé à transformer les marchés de l'électricité.

La production éolienne est la plus variable parmi les énergies renouvelables, elle ne suit pas de profil infra-journalier défini mais dispose toutefois d'un profil saisonnier plus ou moins marqué (en moyenne une installation éolienne produira plus l'hiver que l'été). Si elle est peu prédictible avant J-1 (taux d'erreur moyen pouvant être supérieur à 20% de la production moyenne), elle devient bien prédictible quelques heures avant la livraison (taux d'erreur moyen équivalent à quelques % de la production moyenne). Les installations éoliennes onshore connaissent une variation de production annuelle moyenne entre 20% et 40% selon les sites*.

La production solaire est plus régulière. Elle dispose d'un profil saisonnier et journalier relativement déterministe. Production élevée en été et moindre en hiver, culmine vers midi durant la journée, nulle durant la nuit.

Marchés & Achats d'énergie

Le principal aléa pouvant l'affecter significativement, sur le court-terme, est l'évolution de la couverture nuageuse. La variation annuelle de la production solaire est de l'ordre de 15%*.

Les prévisions météorologiques à long-terme étant extrêmement incertaines, les valeurs de la production renouvelable n'affectent pas ou peu les prix des contrats long-terme (supérieurs à l'horizon de la semaine). La production renouvelable implicitement prise en compte dans les prix à terme est généralement une fonction de la capacité installée prévisionnelle et des normales saisonnières. A un horizon inférieure à la semaine et spécialement sur le marché intraday, le constat est tout autre. Les variations importantes de la production éolienne et solaire tendent à créer des mouvements de prix extrêmes, surtout lorsqu'elles surviennent à des moments "inopportuns". En effet, la combinaison d'une consommation basse, d'une production renouvelable élevée et la capacité limitée de certains moyens thermiques à moduler leur production, augmente la probabilité d'occurrence de prix négatifs (11 heures observées en France en 2018). A contrario, la coïncidence de période de consommation élevée et de production renouvelable basse peut générer des pics de prix de plusieurs centaines d'euros.

En cas d'augmentation importante de la volatilité des prix, il est cependant à parier que l'on verra un développement important de nouvelles capacités flexibles, turbines à gaz (à moyen terme) mais aussi stockage et modulation de la demande.

**Variability Characteristics of European Wind and Solar Power Resources—A Review, Graabak et al. 2016.*

En effet, pour ces capacités la volatilité des prix est une bonne nouvelle puisqu'elle signifie des revenus accrus. Toutefois, les décisions d'investissement dans ces capacités interviennent majoritairement après l'occurrence de périodes de forte volatilité – il est plus facile d'investir une fois que les revenus sont "prouvés".

Les évolutions qui transforment actuellement le système électrique vont donc certainement conduire à l'apparition de périodes de volatilité des prix importantes, ce qui affectera bien sûr les acteurs du marché de diverses façons. Cependant, cela semble être une caractéristique partagée par toutes les périodes de transition.

Renouvelables & Cleantech

50 nuances de vert : comment acheter de l'électricité renouvelable

De plus en plus d'entreprises souhaitent consommer de l'électricité d'origine renouvelable. La plupart d'entre elles sont motivées par des objectifs internes de RSE et une demande de plus en plus forte de la part de leurs clients, et différentes autres contreparties, pour des produits et des services dont l'impact écologique a été diminué. Les technologies de production renouvelable n'émettent pas de GES et les déchets qu'ils produisent (après démantèlement) peuvent être intégralement détruits ou recyclés dans l'état actuel de nos connaissances technologiques. Encourager leur développement dans le mix énergétique est donc une façon pour les entreprises de limiter les externalités négatives liées à leur consommation d'énergie.

Les entreprises disposent désormais d'une vaste palette d'options afin de consommer de l'électricité "verte". Ces options ne sont pas équivalentes en terme de complexité et de coût mais aussi en matière de soutien au développement de nouveaux actifs de production d'énergie renouvelable. Cela conduit souvent à affirmer qu'il existe différentes "qualités" d'électricité verte, toutefois il est parfois difficile de déterminer en quoi ces options sont différentes. EnerFocus a déjà publié des articles approfondis sur deux des options présentées ci-après soit les PPA (Numéro 1) et l'autoconsommation (Numéro 3). Cet article est un guide plus général décrivant et comparant l'ensemble des options disponibles.

Avant de rentrer plus avant dans les détails de

ces options, il est bon de rappeler quelques spécificités techniques du système électrique. Les flux physiques d'électricité transitent dans le réseau électrique européen en suivant des lois physiques spécifiques de façon presque instantanée. Leur transit n'est pas affecté par les mécanismes transactionnels – ce qui est spécifique aux industries de réseau.

Pour prendre un exemple simple, si vous achetez directement une cargaison de tomates au producteur proche de chez vous celui-ci va livrer les tomates à l'adresse de votre entreprise plutôt que chez un négociant implanté plus loin, vous avez alors modifié significativement le transit des tomates, réduisant alors certainement les GES émis lors de ce dernier. Si vous achetez directement de l'électricité à la ferme éolienne voisine cela n'aura aucun impact sur le transit du flux d'électricité, l'électricité sera livré contractuellement à l'adresse de votre entreprise (par un jeu de mécanismes contractuels : périmètre d'équilibre, transfert de GO...) mais vous recevrez exactement la même énergie électrique, parfaitement indifférenciable, qu'en l'absence de contrat.



Achat d'électricité verte - Additionnalité vs. complexité

Renouvelables & Cleantech

Les concepts entourant “l’origine” de l’énergie, proximité géographique et mode de production, sont donc bien différents que ceux que l’on peut trouver par ailleurs dans l’agriculture biologique ou les produits eco-responsables. Afin d’introduire la différenciation reflétant les préférences des consommateurs, “l’origine” de l’électricité doit être traçable via un dispositif contractuel et échangeable via un marché dédié de certificats, distinct du marché de l’électricité. En France c’est le rôle des garanties d’origine (GO).

La seule façon de modifier physiquement les flux d’électricité et de s’assurer que l’on consomme de l’énergie électrique physiquement issus d’une installation renouvelable est l’autoconsommation. En effet dans ce cas spécifique, vous créez un ouvrage physique qui est directement connecté au réseau électrique interne de votre entreprise. Cela ne signifie cependant pas que les autres solutions qui reposent uniquement sur des mécanismes contractuels ne sont pas intéressants en terme d’incitation au développement des renouvelables, loin de là.

Comment consommer de l’électricité verte

Nous avons déjà évoqué l’autoconsommation qui est une manière plutôt intuitive de consommer de l’électricité renouvelable. Vous installez des panneaux solaires sur le toit ou le parking de votre entreprise et vous consommez la production d’électricité de ces panneaux. Le surplus, lorsque la production dépasse votre consommation, est injecté sur le réseau public d’électricité.

Pour ceux qui pour une raison ou une autre ne peuvent pas installer de panneaux solaires sur leur site, il existe aussi le dispositif dit

d’autoconsommation collective. Son principe étant qu’un ensemble de sites géographiquement proches peuvent se rassembler afin de partager la production d’une installation renouvelable.

La manière la plus répandue de consommer de l’électricité verte est de souscrire à une offre de fourniture verte auprès de son fournisseur d’électricité. Le fournisseur va alors intégrer dans votre contrat l’achat du volume de GO nécessaire pour couvrir votre consommation. Les GO sont des certificats délivrés aux producteurs d’électricité pour chaque MWh généré à partir d’une source renouvelable, ils sont ensuite revendus par les producteurs, souvent séparément de l’électricité produite, qui en tirent alors un revenu complémentaire. La consommation d’électricité verte représente actuellement 7% de la consommation française.

Suivant les offres de fourniture, l’origine des GO est assez diverse. Le dispositif des GO étant européen, il n’est pas rare de trouver des GO émises par les installations renouvelable situées dans d’autres pays européens, associées à des offres de fournisseurs français. D’autres fournisseurs sélectionnent plus spécifiquement l’origine géographique de leur GO et n’intègrent que des GO émises par des installations renouvelables françaises, c’est par exemple le cas d’Enercoop et d’Energie d’Ici.

Ces fournisseurs achètent parfois aussi l’électricité produite, directement auprès des producteurs, via des contrats d’achat où électricité et GO sont associés. Les offres de fourniture fondées sur de tels contrats d’achat sont souvent présentées comme plus vertes que l’achat “simple” de GO (e.g. dans le classement réalisé par Greenpeace). Pourtant le seul fait

Renouvelables & Cleantech

d'acheter ensemble électricité et GO ne garantit pas un meilleur soutien aux installations renouvelables encore faut-il que les termes du contrat d'achat d'électricité soient plus favorables (en termes de prix ou de durée) à ceux que le producteur pourrait conclure ailleurs sur le marché pour que l'offre soit réellement plus verte.

Il est aussi possible d'acheter les GO séparément de son contrat de fourniture. En effet, la "qualité" renouvelable de l'électricité et son origine géographique est parfaitement indépendante contractuellement de sa fourniture. Il est donc intéressant pour les entreprises, dont la consommation d'électricité est relativement importantes, d'optimiser ces composantes séparément. En effet, elle pourra mettre en compétition un nombre plus important de fournisseurs pour son électricité et bénéficiera d'un choix plus large pour ses GO. Elle pourra par exemple choisir d'acheter des GO émises au niveau d'une région, voire d'une ville spécifique, ce qui est difficile à réaliser dans une offre de fourniture verte standard.



Il y a un prix adapté à chaque démarche. Les GO sont la carte d'identité des installations renouvelables que l'on souhaite promouvoir.

Ivan Debay - Origo

Plusieurs sociétés spécialisées, tel de Origo ou ACT Commodities peuvent vous aider des GO de l'origine géographique désirée au meilleur prix.

Pour Ivan Debay, Président d'Origo, "Il y a un prix adapté à chaque démarche. Les GO sont la carte d'identité des installations renouvelables que l'on souhaite promouvoir".

D'autres solutions venant s'ajouter au transfert de GO sont en train d'émerger, c'est le cas des corporate PPA. Dans le cadre de ces contrats long-terme (5 à 25 ans en général), un consommateur s'engage à acheter directement à un producteur renouvelable l'ensemble de l'électricité et des GO produites durant la durée du contrat à un prix fixe. Ces contrats permettent non seulement à l'acheteur de bénéficier de l'électricité renouvelable d'une installation en particulier mais aussi de fixer le prix d'achat de leur électricité pour des durées supérieures à l'horizon temporel du marché (3 ans).

Consommer de l'électricité verte et développer des renouvelables

La vente de GO procure un revenu additionnel au producteur renouvelable durant toute la durée de vie de son installation. Ce revenu peut varier assez fortement suivant la demande des consommateurs pour les GO et la production renouvelables plus ou moins importante selon les années. Le prix des GO françaises est par exemple parti de 0,5 euros/MWh début 2018, est monté à 2,30 euros/MWh en septembre 2018 puis est retombé progressivement à son niveau actuel aux alentours de 0,4 euros/MWh. Une demande importante de GO, surtout pour une origine géographique spécifique, peut ainsi conduire à un complément de revenu important pour le producteur.

Renouvelables & Cleantech

Aux Pays-Bas par-exemple, les GO émises au niveau national atteignent les 8 euros/MWh, ce qui améliore le business model de nouveaux projets renouvelables dans ce pays de façon significative.

L'immense majorité du coût d'une installation renouvelable est constitué de son coût d'investissement. Il est donc nécessaire pour les développeurs de projet non seulement d'accéder à des revenus suffisant en vendant leur électricité et leurs GO mais aussi de pouvoir garantir la stabilité de ces revenus durant une bonne partie de la durée de vie de l'installation afin d'obtenir les financements nécessaires à la construction du projet. Lorsque le revenu d'un projet est garanti durant une longue durée, son financement présente moins de risque et il est donc possible d'avoir un recours important à l'endettement bancaire – ce qui conduit à diminuer significativement le coût total du projet, les taux d'intérêt bancaires étant bien inférieurs à la rémunération du capital apporté

par des investisseurs.

Pour ces raisons, les PPA sont particulièrement intéressants pour le développement de nouveaux projets renouvelables. En effet, du moment que le consommateur est suffisamment robuste, la conclusion d'un PPA par le producteur va permettre à celui-ci de financer la construction de son installation plus facilement. On peut prendre comme exemple le PPA conclu en juin entre la SNCF et Voltalia sur 25 ans pour 143 MW de parc solaires qui démarreront leur fonctionnement en 2022 et 2023. La longue durée et le volume important de ce contrat a permis d'atteindre pour ces projets un coût total par MWh inférieur au prix actuel de marché.

Conclure un PPA a donc un effet direct et immédiat par le consommateur sur la capacité renouvelable installée dans un pays. Ce n'est pas le cas de l'achat de GO au fil des années qui a un effet plus indirect – c'est l'augmentation incrémentale de la demande de GO et de leur

Offres de fournitures vertes GO 100% françaises



Achat séparé de GO



Producteurs renouvelables (intérêt pour PPA)



Developpeur autoconsommation



Cartographie des acteurs de l'électricité verte

Renouvelables & Cleantech

prix et in fine du revenu accessible aux producteurs qui va conduire à augmenter la capacité installée.

On touche ici le concept “d’additionnalité”. Financer ou conclure un contrat qui permet le directement le financement d’une capacité de renouvelable permet de s’assurer qu’un volume supplémentaire d’énergie renouvelable va être injecté sur le réseau. Acheter les GO d’une installation ancienne déjà amortie ne garantit pas l’injection de volumes supplémentaires car il y a fort à parier que l’installation va continuer de produire même en l’absence du revenu généré par la vente des GO (le coût de son maintien en fonctionnement étant très bas). Bien sûr, dans de nombreux cas, même une installation déjà ancienne va nécessiter de nouveaux investissements afin de continuer de produire ou d’augmenter sa production (repowering) ou encore l’exploitant va se servir des revenus des GO pour investir dans des nouvelles installations. Mais l’effet est ici plus diffus et difficile à vérifier.

Toutefois, les PPA ne s’adressent pas à toutes les entreprises, ces contrats sont complexes à conclure et requièrent un bilan financier très solide. La demande pour ce type de contrat, et donc le volume de nouvelles capacités renouvelables développées via ceux-ci, risque donc de rencontrer un plafond à un moment ou à un autre. L’achat de GO a l’avantage d’être accessible pour les entreprises de toutes tailles et pour les particuliers, sans limite de volume. Les GO ont donc la capacité, si leur demande et donc leur prix est suffisamment élevé, de favoriser un développement des renouvelables à plus large échelle. Ivan Debay nous explique que “les GO s’ils bénéficient d’une demande élevée,

durable et atomisée contribueront à une augmentation forte du signal d’investissement dans les capacités renouvelables”. Il ajoute aussi que “le système des GO montrera sa pleine efficacité lorsque la demande [de GO] sera supérieure à l’offre”.

Il est important de mentionner que jusqu’à présent en France le développement du solaire, de l’éolien et d’une partie de l’hydraulique s’est fait dans le cadre de mécanisme de soutien public (obligation d’achat et plus récemment contrat de complément de rémunération). En France, les producteurs bénéficiant d’un mécanisme de soutien ne peuvent pas émettre de GO. Le volume de GO lié à ces installations, longtemps resté inexploité, sera désormais vendu tous les mois lors d’une enchère dont la première se déroulera le 18 septembre prochain. Les revenus tirés des enchères ne viendront pas rémunérer les producteurs renouvelables mais réduire les surcoûts supportés par les acteurs qui assurent les missions de service public d’achat de l’énergie ou de versement du complément de rémunération (principalement EDF) et qui sont compensés par l’État au titre des charges de service public de l’énergie.

Electricité verte, charge de la preuve et temps réel

Le système des GO est la preuve légale que l’électricité consommée est d’origine renouvelable. Il empêche les acteurs de vendre deux fois le même MWh renouvelable. Il ne peut exister ni PPA ni d’offre de fourniture verte sans un échange de GO. Le système des GO repose sur la tenue d’un registre où les GO sont émises, transférées et annulées. En France, le teneur de registre est Powernext. Les installations renouvelables s’y enregistrent puis émettent au

Renouvelables & Cleantech

fil de leur production des GO (ils ont jusqu'à cinq mois après le mois de production pour demander les GO correspondants). Les GO émises ont une validité d'un an après le mois de production, après cette période elles sont détruites si non utilisées. Lorsque vous achetez des GO, votre vendeur va annuler le volume de GO correspondant dans son compte au sein du registre, elles ne pourront plus être vendues ou échangées par la suite. Le registre est public et ses données facilement vérifiables, il contient toutes les informations sur les GO transférées et annulées par les acteurs.

Si le système des GO est l'épine dorsale de la consommation d'électricité renouvelable, sa granularité et sa temporalité sont parfois discutées. En effet, acheter des GO pour couvrir 1 MWh de consommation, vous avez la garantie qu'1 MWh d'électricité renouvelable ont été injectés sur le réseau à certain moment (jusqu'à un an). Mais pas au moment où vous avez réellement consommé ce MWh. Cela peut sembler de premier abord contre-intuitif si on considère que le système électrique doit être équilibré (production = consommation) à tout instant. C'est en réalité parfaitement logique si l'on considère que l'électricité et son "origine" sont des commodités séparées ayant des propriétés physiques complètement différentes (l'électricité se stocke à un coût très élevé et les GO se stockent sans coût). Cette idée a cependant poussé certains fournisseurs à développer des offres tournant autour du concept d'offres d'électricité verte en "temps réel". C'est le cas des fournisseurs Volterres, Planète Oui ou encore d'Engie. Dans certains cas, la technologie blockchain est utilisée afin de certifier la production à une maille temporelle fine et vient donc compléter le

système des GO qui reste le seul dispositif légal.

L'ajout de ces solutions n'ont pas d'effet sur le développement des renouvelables, le producteur n'étant généralement pas rémunéré davantage. L'intérêt de telles solutions peut plutôt se trouver dans une expérience client enrichie pour le consommateur vert, grâce des outils de reporting plus perfectionnés. Celui-ci va ainsi mieux comprendre et s'appropriier les enjeux de l'intégration des renouvelables dans le système électrique.

A moyen-terme toutefois, certains consommateurs dont une partie de la consommation est flexible ou qui disposent de moyens de stockage pourraient ajuster celle-ci en temps réel en fonction de la production renouvelable. Augmenter systématiquement sa consommation les heures où la production renouvelable est élevée permettrait par le jeu de l'offre et de la demande, d'augmenter les prix spot horaires qui peuvent parfois être très bas ou négatifs en cas de forte production renouvelable, permettant ainsi de soutenir le revenu tiré de la vente d'électricité par les producteurs renouvelables.

Quelle option est la meilleure pour mon entreprise?

Il n'existe pas de solution intrinsèquement meilleure que les autres, cela va dépendre largement des objectifs et du niveau d'implication et de ressources que votre entreprise souhaite consacrer à son approvisionnement en électricité verte. Le graphique en page 14 essaye de présenter les différentes options en fonction de leur complexité et de leur niveau additionnalité. L'autoconsommation assure une additionnalité forte puisque vous devenez vous même

Renouvelables & Cleantech

producteur d'électricité soit en investissant vous-même soit en passant par un tiers-investisseur. Cependant, sa faisabilité technique et économique est limitée par la configuration de votre site (taille de la toiture ou du parking) et à votre profil de consommation (si la répartition horaire de votre consommation correspond peu au profil de production du solaire votre taux d'autoconsommation sera bas).

Un PPA de long-terme avec un producteur est un bon moyen d'inciter à la création de capacité renouvelable additionnelle mais se sont des contrats très complexes à établir et à négocier. Par ailleurs, peu d'entreprises ont la solidité financière et la volonté de s'engager sur 5-25 ans sur des montants financiers importants.

Un PPA de durée plus courte, 3-5 ans est généralement plus accessible mais ne permet pas le financement de nouveaux projets. Les contreparties vont plutôt être des projets déjà

existants mais ayant besoin d'un investissement modeste.

L'achat de GO, à travers une offre de fourniture d'électricité ou indépendamment, est simple et relativement peu coûteux. S'il ne garantit pas un certain montant de MW raccordés au réseau, on peut espérer que la hausse des revenus liés au GO soit suffisante et motive le développement de nouvelles installations. Cet effet a d'ailleurs plus de chance de se concrétiser si vous sélectionnez spécifiquement certaines technologies ou certaines zones géographiques précises, en effet vos transactions auront plus de "poids" dans cette niche que si elles sont diluées dans l'ensemble du marché européen des GO.



Creative commons