

ENER' FOCUS

Le magazine énergie 100% digital 100% gratuit



Numéro 3 - Avril 2019

**Le stockage
batterie en
France : un
état des lieux**

P11

**Les modèles
d'affaires de
l'autoconsom-
mation solaire**

P16

**Fin
programmée
du profilage
pour les sites
C3-C4**

P21

Dans ce Numéro

Editorial

- 4** Innovations dans le secteur de l'énergie

Brèves

- 5** L'actualité du mois d'Avril

Focus sur...

- 7** Focus sur le carbone

Je suis allé à ...

- 9** Je suis allé...au French Energy Day de Montel

Effacement & Stockage

- 11** Le stockage batterie en France : un état des lieux

Renouvelables & Cleantech

- 16** Les modèles d'affaires de l'autoconsommation solaire

Marchés & Achats d'énergie

- 21** Fin programmée du profilage pour les sites C3-C4

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



Autoconsommation solaire et stockage de l'énergie. Ce numéro d'Ener'Focus attaque de front non pas une mais deux des innovations majeures qui transforment le secteur de l'énergie à travers le monde. Comme nous allons le voir par la suite, la France est loin d'être à l'avant-garde sur ces sujets mais suit doucement le mouvement global, essayant tant bien que mal de leur faire une place dans le cadre réglementaire existant.

L'intégration de ces technologies dans le mix énergétique français fait partie d'un débat plus profond et plus général dont les échos ont résonné à travers l'actualité de ce mois. De la commission d'enquête parlementaire sur l'impact des énergies renouvelables à l'exercice d'équilibrisme du gouvernement sur la question de la restructuration d'EDF se dessine la lutte de deux conceptions du système énergétique. L'une centralisée reposant les épaules de quelques grands acteurs (inter)nationaux et l'autre distribuée reposant sur de multiples acteurs locaux.

Durant votre lecture vous remarquerez certainement que la rubrique "Focus Marché" a disparu. Pas de panique, j'ai décidé de la remplacer par de nouvelles rubriques, que je vais introduire progressivement.

Ce mois-ci vous pourrez découvrir la rubrique "Focus sur", vous y trouverez les perspectives d'un expert reconnu sur une commodité spécifique (électricité, gaz, carbone, charbon ou pétrole). Dans ce numéro nous traiterons le carbone qui a connu bien des mouvements de prix ces derniers mois.

Vous pouvez par contre toujours retrouver le "Focus Marché" hebdomadaire sur notre site web.

Je vous souhaite une bonne lecture de ce numéro 3 d'Ener'Focus et si vous avez des suggestions ou des remarques n'hésitez pas à me contacter.

Gléron Alexis

François de Rugy veut changer le calcul des TRV

Selon une information de l'AFP, François de Rugy, a annoncé le 26 avril lors d'une intervention sur CNews que le gouvernement envisageait de définir un nouveau mode de calcul des tarifs réglementés de vente d'électricité (TRV) qui serait mis en place l'an prochain. Il a par ailleurs encore confirmé qu'une hausse des TRV (+5,9%) aura lieu cet été.

Le changement dans le calcul du TRV est une question complexe car ce dernier doit être répliquable par l'ensemble des fournisseurs afin d'être conforme avec le droit européen.

Baisse des émissions de carbone EU-ETS 2018

La commission européenne a publié un rapport préliminaire sur les émissions de carbone 2018 dans le cadre du système européen d'échange de quotas (EU-ETS).

Ces données analysées par le cabinet de conseil spécialisé ClearBlue Markets, révèlent une baisse, tous secteurs confondus, de 3,66% des émissions par rapport à 2017.

Les installations EU-ETS peuvent bénéficier de CEE

La loi PACTE adoptée le 11 avril autorise désormais les installations obligées dans le cadre du système EU-ETS à bénéficier de CEE pour leur opérations d'économie d'énergie. Jusqu'à 260 TWhc de gisements d'économie d'énergie supplémentaires pourraient être exploités à partir de 2020.

Plusieurs conditions toutefois. Seuls les sites industriels seront éligibles (pas les sites de production d'électricité) et ces derniers devront être certifiés ISO 50001. Les dossiers de demandes CEE devront être des opérations CEE spécifiques impliquant donc le montage d'un dossier technique pour chaque opération.

Sun'R se lance dans la fourniture d'électricité verte

Le producteur d'énergies renouvelables Sun'R a lancé le 17 avril Volterres, une offre innovante de fourniture d'électricité verte destinée aux entreprises.

Où est l'innovation ? A la différence de la plupart des autres fournisseurs, Volterres ne se contente pas d'acheter des garanties d'origine issues de centrales renouvelables en Europe pour compenser la consommation électrique de ses clients. L'électricité fournie par Volterres est en priorité issue de sources renouvelables locales dont la production est certifiée en temps réel via la technologie blockchain .

La réforme de l'ARENH n'impactera pas les guichets 2019

Virginie Schwarz, directrice de la DGEC, a annoncé hier matin lors d'une intervention durant l'événement "Montel Energy Day" que la réforme de l'ARENH ne concernera pas les prochains guichets. Elle serait donc mise en place au plus tôt en 2020 pour livraison 2021.

Pour rappel, le gouvernement avait diffusé à l'automne dernier un projet de décret, approuvé par la CRE le 25 octobre 2018. Dans les nouvelles règles du dispositif, esquissées par ce décret, les guichets d'ARENH ont lieu 3 fois par an, le 15 janvier, 15 juillet et 15 novembre (contre deux fois actuellement) pour des volumes de respectivement 40%, 25 et 35% du plafond de l'ARENH. Ces volumes ne peuvent être reportés d'un guichet à l'autre (les volumes d'ARENH non réservés sont alors "perdus").



logo 2019 du MEDDE



Les incertitudes entourant les enchères risquent de perturber le prix des GO en 2019

Annoncées à la mi-année puis repoussées à septembre 2019, les enchères mettant en vente les garanties d'origine (GO), provenant des installations renouvelables bénéficiant d'un soutien (tarif d'achat et complément de rémunération), se font attendre et risquent fort de perturber la formation des prix des GO en 2019.

En effet, 2 paramètres clés des enchères restent à déterminer par la DGEC. L'un est le volume exact mis en vente. L'autre paramètre est la fixation d'un prix plancher à l'enchère, en deçà duquel les GO ne seront pas vendus. Il est donc, dans ces conditions, particulièrement difficile de déterminer l'offre effective de GO françaises en 2019.

Focus sur le Carbone

Le marché des quotas de carbone européens (EUA) a été le théâtre d'une volatilité record depuis fin 2018. Ces mouvements de prix violents n'impactent pas seulement les acteurs obligés dans le cadre du dispositif EU-ETS mais aussi l'ensemble des consommateurs d'électricité, le prix de celle-ci étant devenu très corrélé à celui du carbone. Afin de comprendre un peu mieux la dynamique de ce marché et ses perspectives, nous avons interrogé Nicolas Girod du cabinet de conseil spécialisé ClearBlue Markets.

Le Brexit génère beaucoup d'incertitudes sur le marché des EUA et est la cause principale de la volatilité observée durant ces mois. Pouvez-vous me donner une estimation de l'impact en terme de prix que pourrait avoir une sortie du R-U de l'EU-ETS?

Les négociations du Brexit qui ne cessent d'être repoussées ont un impact potentiel important sur le prix des EUA. En effet, dans le cas d'un "no-deal", le Royaume-Uni sortirait de fait immédiatement de l'EU-ETS. Or les producteurs d'électricité (à partir de charbon ou de gaz naturel) couvrent en avance leurs achats en EUA. Dans le cas d'un no-deal, nous nous attendons à voir ces producteurs vendre leur surplus de quotas et cela pourrait entraîner une baisse des prix de 3 à 5 euros. Cependant sur le plus long terme, le fait que le R-U quitte l'EU-ETS pourrait avoir un impact haussier, en effet ce pays a davantage diminué ses émissions que les autres pays membres de l'UE.

On parle beaucoup du retour des spéculateurs (banques, hedge funds...) sur le marché du carbone. Quels impacts ont-ils en pratique?

L'activité accrue des spéculateurs a eu pour conséquence d'augmenter le prix des EUA de façon anticipée, c'est-à-dire avant que la Market Stability Reserve (MSR, mécanisme mis en place par l'UE

Nicolas est directeur général et responsable des marchés chez ClearBlue Markets et compte plus de 12 ans d'expérience sur les marchés du carbone européens et nord-américains. Il a une profonde compréhension de l'intégration des marchés de l'énergie et du carbone, ayant travaillé pour des banques et des producteurs d'électricité en tant que gestionnaire de risque, analyste de marché et trader. En tant que responsable des marchés pour ClearBlue, Nicolas a développé les modèles analytiques internes de ClearBlue pour différents systèmes de tarification du carbone, tel qu'EU-ETS.



Nicolas Girod
Expert marché du carbone

pour réduire l'excédent de quotas d'émission) ne débute effectivement en Janvier 2019. Il est aussi possible que le surplus de demande en provenance des acteurs financiers ait eu tendance à augmenter le déficit du marché sur le long terme, ce qui a un impact haussier sur les prix.

Ces derniers ont-ils un rôle positif ou négatif dans le marché?

Leur rôle peut être polémique, mais nous pensons qu'il est en général positif car ils augmentent la liquidité du marché. Cela permet aux entreprises obligées dans le cadre de l'EU-ETS d'acheter ou de vendre plus facilement leur crédits d'émission. De plus, le fait que les prix augmentent plus rapidement

Focus sur le Carbone

permet de donner aux émetteurs de carbone un signal prix plus robuste.

Quelles sont vos perspectives d'évolution des prix d'ici la fin de l'année? La barre des 30 euros peut-elle être dépassée?

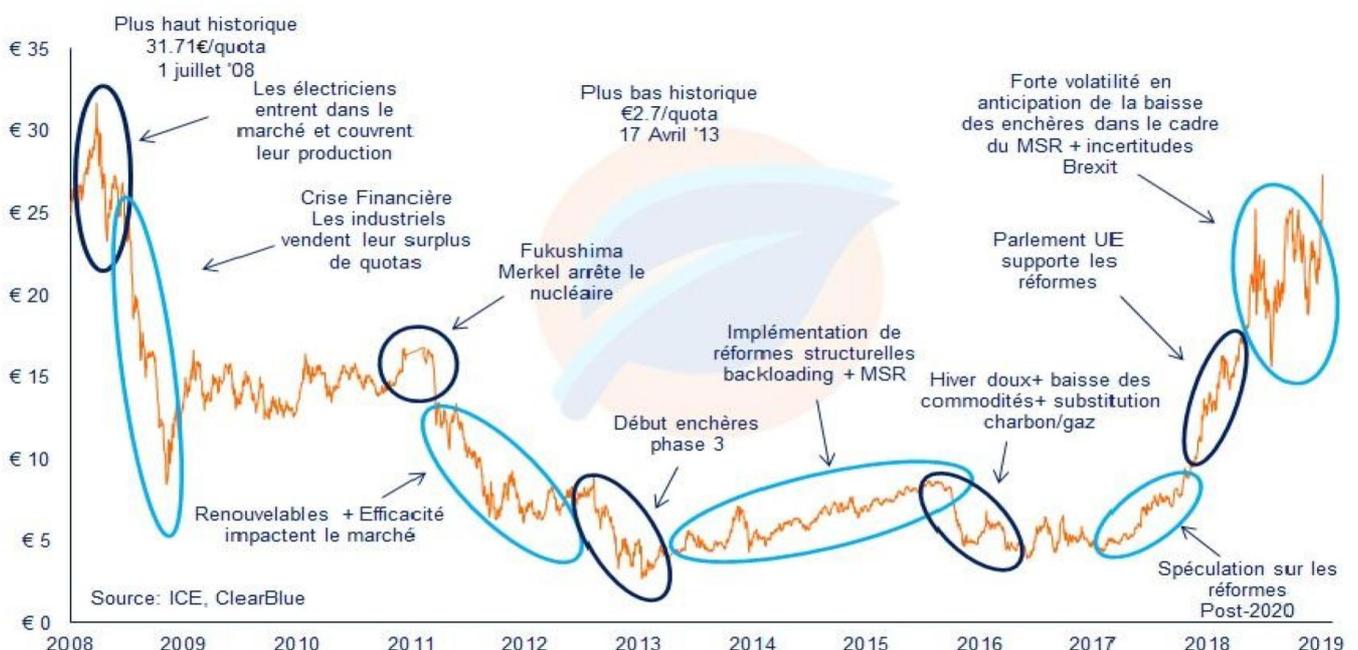
D'ici la fin de l'année, nous nous attendons à voir les prix continuer d'augmenter. Notre prévision de prix pour la fin de l'année est de 33 euros et de 38 euros pour l'année prochaine. Nous pensons que la MSR sera en opération durant les 3 prochaines années, ce qui aura comme conséquence de créer un déficit dans le marché.

Voyez-vous une recrudescence des actions de réductions d'émissions chez les obligés, en raison des prix élevés?

Les industriels restent sceptiques quant à l'augmentation des prix des EUA et le nombre d'actions de réduction d'émission reste limité à notre connaissance. Les entreprises qui choisissent d'investir afin de réduire leurs émissions ne le font en général pas seulement à cause du signal prix EU-ETS mais aussi en raison d'objectifs internes de réduction d'émissions.

Quels seront les changements les plus importants durant la phase 4 de EU-ETS (2021-2030)?

Les changements les plus importants concernent principalement le nombre de quotas gratuits reçu par les obligés. D'une part, les allocations de quotas gratuits pour les secteurs non protégés (pas de risque de délocalisation) seront réduites à 0. D'autre part, ces allocations gratuites deviendront plus flexibles et seront directement liées à la production des sites industriels. Un ajustement de production de +10% pourrait ainsi réduire ex-post le nombre d'allocations gratuites d'un site.



Je suis allé à ... Montel Energy Day

Je me suis rendu le 4 avril à l'édition française du Montel Energy Day. Pour ceux qui ne connaissent pas Montel, c'est une compagnie d'origine norvégienne qui fournit des informations sur les marchés de l'énergie européens (données, informations, etc.). L'Energy Day est un événement très orienté sur les marchés de l'énergie. En conséquence le public est en grande partie composé de traders, d'analystes et de quelques gros acheteurs d'énergie.

Les sujets abordés

La matinée a commencé fort avec l'intervention de la directrice de la DGEC Virginie Schwarz présentant la PPE française et en particulier la stratégie de développement des renouvelables. Fait intéressant, durant la session de questions qui s'en est suivie, elle a annoncé, presque involontairement, que la réforme de l'ARENH ne concernera pas les prochains guichets. Après les renouvelables, c'est le nucléaire qui a été à l'honneur avec une discussion animée entre Jean-Christophe Niel, directeur de l'IRSN, et Yves Marignac de l'association anti-nucléaire WISE-Paris.

L'après-midi s'est recentrée sur les marchés de l'énergie avec notamment des études sur le marché du gaz et du carbone, menées respectivement par des analystes de Energy Aspects et d'Engie. Les trois dernières interventions de Genscape, EPEX et Nordpool ont elles toutes tournées autour des marchés court-terme de l'électricité (day-ahead, intraday et mécanisme d'ajustement) et de leurs évolutions récentes.

L'air du temps

Si on doit retenir une seule chose de cette journée organisée par Montel, c'est la transformation des marchés de court-terme, et surtout de l'intraday, causée par le développement des renouvelables et un besoin de flexibilité de plus en plus fort des acteurs de marché. De la liquidité, des échanges transfrontaliers, un trading exécuté par des algorithmes, c'est désormais la norme pour le marché intraday. Il semble que dans le futur, les marchés de court-terme pourraient aussi devenir locaux, afin de gérer les congestions des réseaux, avec des initiatives comme Nodes de Nordpool ou Enera d'EPEX.

Par ailleurs, pour ceux qui l'ignore encore Nordpool va bientôt devenir le concurrent d'EPEX en tant qu'opérateur de marché day-ahead (c'est déjà le cas pour l'intraday) dans les pays de la région CWE, dont la France. Le carnet d'ordres sera commun aux deux plateformes qui devront donc se concurrencer uniquement sur les prix et les services offerts. Avis aux lecteurs, déjà membres du marché spot ou souhaitant le devenir, c'est le moment de faire jouer la compétition ou de renégocier vos tarifs...



Montel French Energy Day 2019

17 & 18 juin 2019 Palais des congrès

SMART ENERGIES **X** Corp PARIS BY

Le **rendez-vous BtoB**
le **plus influent** de la **scène**
énergétique française !

IMAGINONS
aujourd'hui
l'énergie de
DEMAIN

CONFÉRENCES

Informez-vous grâce à **5 parcours thématiques** au plus près des enjeux **techniques, économiques** et **environnementaux** de l'année.

NETWORKING

Networkez pour **optimiser votre visite** sur le salon et **repartir avec un maximum de contacts** qui vous accompagneront dans vos projets énergétiques.

Réservez votre badge dès maintenant
sur www.smart-energies-expo.com

Effacement & Stockage

Le stockage batterie en France : un état des lieux

Le coût des batteries utilisant la technologie lithium-ion a diminué de façon importante durant ces dernières années. Selon le cabinet de conseil spécialisé dans le stockage Clean Horizon, le coût d'investissement des batteries lithium-ion a été divisé par trois entre 2014 et 2018. Le coût d'investissement complet d'un système de stockage lithium-ion de puissance supérieure à 5MW est de l'ordre de 500K€/MW pour une durée d'utilisation d'1 heure. L'utilisation de cette technologie est devenue de plus en plus commune dans le monde, principalement dans la fourniture de services aux réseaux.

En France, contrairement à d'autres pays comme les Etats-Unis ou le Royaume-Uni, le stockage par batterie n'en n'est encore qu'à ses premiers pas. Cependant, le cadre réglementaire nécessaire à sa valorisation se met progressivement en place, créant des opportunités pour certaines entreprises.

Selon Gaëtan Desquilbet, Directeur du Projet Système Électrique 2025 chez RTE, sept projets sont actuellement en cours de raccordement (phase prospective avancée ou phase opérationnelle) et quinze sont déjà en lice pour la certification à la réserve primaire. Cela représente un volume maximal de l'ordre de 120 MW, représentant environ 100 MWh, durant les prochaines années – en incluant les prospects. Pour 2019, au maximum 40 MW ~ 35 MWh supplémentaires pourraient être certifiés pour la réserve primaire. Selon Corentin Baschet consultant au sein de Clean Horizon,

le stockage par batteries en France métropolitaine pourrait représenter une capacité de 350 MW en 2021. Pour l'instant, seulement trois batteries sont actuellement en fonctionnement et participent à la réserve primaire en France.

Pour Gaëtan Desquilbet le stockage par batterie peut trouver sa place dans le système électrique français à condition bien sûr de faire ces preuves. "Le système électrique possède déjà différents leviers de flexibilité (réservoirs hydrauliques, capacités d'effacements de consommation, etc.) qui permettent de faire face aux besoins de flexibilité actuels. Le stockage par batteries peut constituer un levier de flexibilité supplémentaire, dont la place dans le système électrique dépendra de ses performances et de sa compétitivité par rapport aux autres leviers."

Revenus des batteries

Le revenu principal des batteries est généralement lié à la fourniture de services de réglage de la fréquence. En France, les réserves assurant le réglage de la fréquence sont la réserve primaire et secondaire. La participation à ces réserves est organisée par RTE et répond à des contraintes bien précises définies par ce



Une batterie installée en France, crédit NW Energy

Effacement & Stockage

dernier. Ces réserves sont automatiques, les capacités participantes doivent être capables de répondre, sans appel de RTE, à une déviation de la fréquence du réseau de sa valeur de consigne de 50Hz. Les batteries sont des actifs particulièrement bien adaptés à ces réserves car leur réponse est extrêmement rapide (<1 seconde). Largement suffisant donc pour répondre aux contraintes de la réserve primaire (min. 50 % de la capacité exigée en 15 secondes et 100% en 30 secondes) et secondaire (réponse complète en 400 secondes).

La réserve primaire, représentant 540 MW, a été ouverte à l'ensemble des acteurs en janvier 2017. Les participants peuvent déposer leurs offres sur une plateforme d'enchères, commune à l'Allemagne, la France et au Benelux. L'enchère se fait pour l'instant de manière hebdomadaire mais devrait devenir journalière (enchère en J-2 pour J) fin juin de cette année. Le revenu obtenu par une installation capable de fournir une capacité de réglage disponible 365j/365j a été en 2018 de 112,6 K€ /MW/an.



Le système électrique possède déjà différents leviers de flexibilité qui permettent de faire face aux besoins de flexibilité actuels. Le stockage par batteries peut constituer un levier de flexibilité supplémentaire, dont la place dans le système électrique dépendra de ses performances et de sa compétitivité par rapport aux autres leviers.

Gaëtan Desquilbet - RTE

La participation à la réserve secondaire, dont le volume est compris entre 500 MW et 1 180 MW, est pour l'instant limitée. Elle repose toujours sur l'ancien système d'obligation, où les grandes centrales de production ont l'obligation de participer et sont rémunérées à un prix régulé.

La participation aux autres réserves organisées par RTE, tels que les réserves rapides et complémentaires, est aussi techniquement possible mais financièrement peu intéressante car offrant un revenu bien plus faible – de l'ordre de 11,9 K€ /MW/an.

Les batteries peuvent aussi percevoir un revenu complémentaire lié au mécanisme de capacité. Le seul impératif pour recevoir ce revenu pour la batterie sera d'être disponible sur un ensemble de jours de pointe (entre 10 et 25 jours PP2). Le prix moyen de vente des garanties lors des enchères organisées par EPEX pour l'année 2019 a été de 1736 euros par garantie (une garantie représentant 100 kW). Une batterie participant uniquement à la réserve primaire durant les jours PP2 pourra obtenir un montant de garanties de capacité correspondant à une "demi-bande" – c'est-à-dire à la moitié de la capacité offerte dans la réserve primaire.

Un revenu lié aux arbitrages réalisés sur les marchés de l'énergie est aussi accessible aux batteries. Les prix peuvent varier de manière extrême d'une heure à l'heure sur les marchés court-terme de l'électricité créant des opportunités pour les moyens de stockage d'acheter à bas prix et de revendre plus cher par la suite. Il n'est cependant intéressant financièrement de participer aux marchés de l'énergie ou au mécanisme d'ajustement (MA) que durant certains jours de l'année, où la volatilité des prix est la plus élevée. La participation à la réserve primaire est en

Effacement & Stockage

générale plus rémunératrice. L'introduction d'appels d'offres journaliers pourrait permettre aux opérateurs de batteries de décider de manière optimale, pour chaque jour, si la batterie participe à la réserve primaire ou bien aux marchés, augmentant ainsi le revenu total accessible.

La mise en place du cadre réglementaire

Le stockage a pour l'instant un statut encore ambigu dans le système électrique français. Toutes les installations sont définies selon leur fonction sur le réseau électrique, les sites de production injectent de l'électricité sur le réseau, les sites de consommation en soutirent. Les différents jeux règles créés par RTE, qui fournissent un cadre à la participation aux mécanismes de marchés, se doivent donc d'intégrer le stockage qui soutire aussi bien qu'il injecte de l'énergie sur le réseau. Autre contrainte dont il faut tenir compte pour la gestion du réseau, contrairement aux sites de

production, le stockage, et en particulier les batteries, ne peut injecter indéfiniment sur le réseau. Il ne fait que restituer un volume d'énergie fonction de ce qu'il a pu précédemment soutirer du réseau. Dans cette optique, RTE a mené avec les acteurs de marché au cours de l'année 2018, et continue à mener, une concertation sur l'intégration du stockage dans les différents mécanismes.

Concernant le réglage de la fréquence, la participation du stockage est possible depuis plusieurs années dans un cadre expérimental. Fin octobre 2018, RTE a mis en place en nouvelles règles pour la participation des batteries à la réserve primaire et le plafond de 100 MW, qui était précédemment en vigueur pour cette technologie, a été levé. RTE demande aux opérateurs des batteries de se soumettre à certaines contraintes dont le respect est testé durant une période de certification. Il s'agit notamment de démontrer que la réserve peut être fournie en continu par la batterie, lorsque le



Cartographie des acteurs du stockage par batteries

Effacement & Stockage

réseau est dans un état de fonctionnement normal. Il faudra aussi que la batterie dispose à tout moment d'un stock suffisant pour fournir durant 15 minutes la réserve à puissance maximale en cas de passage en état d'alerte du réseau (forte déviation dans la fréquence).

Ce cadre reste toutefois expérimental. Il permet aux acteurs intéressés de tester leur projets en attendant la déclinaison d'un code réseau européen, SOGL, qui viendra notamment harmoniser les règles de participation à la réserve primaire. La durée du stock en état d'alerte (pour l'instant 15 minutes) pourra être revue à la hausse (jusqu'à 30 minutes), selon les résultats de l'analyse coût-bénéfice réalisée par ENTSOE – association regroupant les opérateurs de réseau européens. RTE attend le résultat de cette étude aux alentours du mois de mars 2020. Ce résultat sera prescriptif et RTE devra alors s'y conformer et adapter ses règles. La durée du stock en état d'alerte impacte de façon importante le dimensionnement d'une batterie participant à la réserve primaire, le résultat de l'analyse est donc attendu avec anxiété par les acteurs français.

Concernant le mécanisme de capacité, RTE a clarifié en décembre 2018 – dans le même jeu de règles dont nous avons parlé dans le numéro 1 d'Ener'Focus – la prise en compte du stockage. Ainsi, dans les règles du mécanisme de capacité, les définitions actuelles de capacité de production et de consommateur/site de soutirage sont adaptées à la participation des batteries. Le principe général étant de soumettre à l'obligation de capacité les soutirages d'électricité et de valoriser la disponibilité de la batterie lorsqu'elle peut injecter de l'électricité.

Concernant le MA, RTE est encore en concertation avec les acteurs jusqu'à la fin du

premier semestre 2019 concernant les évolutions des règles nécessaires à la participation des actifs de stockage. Un cadre particulier existe aujourd'hui pour les stations de transfert d'énergie par pompage (STEP), qui participent à la fois en tant qu'entités de soutirage (pompes) et d'injection (turbines). Ce cadre doit être adapté pour les autres technologies. La modification des règles MA-RE (Mécanisme d'Ajustement – Responsable d'Équilibre) constitue un prérequis pour la participation du stockage à d'autres mécanismes capacitaires qui s'appuient sur le MA pour la valorisation de l'énergie, telles que les réserves rapides et complémentaires.

Des coûts moindres et des bénéfices supplémentaires pour les batteries installées sur des sites industriels

Le coût de raccordement au réseau peut représenter une fraction importante du coût d'un système de batterie. Certains sites industriels sont raccordés à un poste source sur-dimensionné par rapport à leur usage normal. Utiliser cette puissance excédentaire pour l'installation d'une batterie sur site peut donc réduire les coûts initiaux d'investissement par rapport à une batterie directement connectée au réseau. Selon le même principe, on peut aussi économiser le coût du foncier (pas besoin d'acheter ou louer de terrain supplémentaire) si celui-ci est disponible en suffisance sur le site industriel. L'ensemble des revenus évoqués est accessible à une batterie installée sur un site de consommation, raccordée au réseau via un contrat de service de décompte – lui permettant d'injecter sur le réseau – ou en aval du point de livraison – la batterie réalisant alors des effacements de consommation lorsqu'elle se décharge plutôt que d'injecter. L'agrégation d'une batterie et de capacités

Effacement & Stockage

d'effacements et/ou de production présents sur site peuvent permettre d'accroître la capacité totale valorisable sur la réserve primaire. En effet, des capacités d'effacement ou de production ne remplissant pas seules les contraintes techniques de cette réserve peuvent être associés à une batterie qui fournira une partie de la réponse en fréquence.

Les possibilités d'agrégation entre batterie, production et effacement sont pour l'instant larges. En effet, selon Gaëtan Desquilbet, "RTE a donné un objectif de résultat aux projets de batterie pour la fourniture de réserve primaire et autorise les acteurs à proposer des façons d'assurer ces critères. A ce titre par exemple, RTE ne propose pas de type de stratégie de recharge mais regarde le résultat de la méthode proposée."

Une batterie peut aussi rendre des services spécifiques aux sites de consommation. Comme moyen d'alimentation de secours en cas de coupure du réseau ou pour éviter les creux de tension par exemple. La présence d'une batterie peut aussi permettre d'optimiser le coût lié au TURPE, en lissant les pointes de consommation et réduisant ainsi les besoins en puissance souscrite. Elle pourrait aussi, selon Corentin Baschet, permettre à certains sites de modifier leur profil de consommation et d'accéder aux abattements de TURPE permis par le décret n° 2016-141. En effet, les sites ayant un profil dit "anti-cyclique", i.e. consommant une large part de leur électricité en heures creuses, peuvent bénéficier d'une réduction sur le montant du TURPE. Ces réductions vont de 5 à 90% en fonction du volume de consommation annuel, du statut d'électro-intensif du site et du rapport entre la consommation en heures pleines et en

heures creuses. Ce rapport doit être d'au moins 0,44 pour bénéficier d'un abattement. Une batterie, en consommant en heures creuses et alimentant le site en heures pleines, pourra peut-être permettre à un site un peu en dessous de ce rapport de l'atteindre.

Pour l'ensemble de ces cas d'usage, la batterie doit être dimensionnée soigneusement en fonction du site et de son profil de consommation. Pour Corentin Baschet, "c'est un travail site à site. Il faut étudier la courbe de charge, les processus de production et le fonctionnement du site industriel. C'est très différent d'une batterie directement raccordée au réseau".

Le modèle d'affaire naissant des batteries repose donc, tout particulièrement pour les batteries installées sur un site de consommation, sur un empilement de revenus et de services potentiels dont la combinaison doit être optimisée. D'autant plus qu'il semble raisonnable d'assumer que si les batteries prennent leur essor en France, les revenus issus de la réserve primaire (dont la taille est limitée) vont décroître et que l'importance des autres revenus et services va se renforcer.

Les modèles d'affaires de l'autoconsommation solaire

L'autoconsommation solaire se développe progressivement en France avec environ 39 000 sites en autoconsommation raccordés au réseau au 31 janvier 2018, pour une puissance installée de 140 MW – selon les données de l'Open Data Enedis. La plupart de ces sites sont des résidentiels et petits professionnels disposant d'installations de puissance inférieures à 36 kW. 107 installations (pour une puissance totale de 10,5 MW) sont de puissances supérieures à 36 kW et sont donc installées sur les sites d'entreprises. Le prix des modules photovoltaïques ayant fortement diminué durant ces dernières années, le coût des installations solaires en a fait autant, améliorant significativement la rentabilité de la démarche d'autoconsommation.

Le revenu d'un projet d'autoconsommation va intuitivement dépendre du prix payé par l'entreprise pour sa fourniture en électricité. Plus celui-ci sera élevé, plus l'électricité autoconsommée aura de la valeur et la démarche sera intéressante pour l'entreprise. Accéder à un volume d'électricité dont le coût n'augmentera pas dans le futur car décorrélé de l'évolution du prix de marché, du TURPE et des taxes est aussi très attractif pour certaines entreprises.

Quatre types de dispositifs solaires peuvent être développés par les entreprises selon leur activité, leur foncier disponible et la configuration de leurs bâtiments. Des panneaux solaires peuvent ainsi être installés sur les toitures, sur les parkings (ombrières solaires), sur le foncier inoccupé (centrale au sol) ou comme serres photovoltaïques.

Les modèles d'investissement

Il existe plusieurs types de modèles d'investissement pour une installation solaire en autoconsommation. Dans le premier modèle, l'entreprise qui souhaite se lancer dans un projet d'autoconsommation finance l'achat et la construction de l'installation. Elle valorise ensuite l'ensemble de l'énergie produite en la consommant et en vendant le surplus, sans autre coût que la maintenance de celle-ci.

Dans un second modèle, un peu moins intuitif, un investisseur tiers va financer la construction de l'installation solaire en fait et place de l'entreprise. Elle va ensuite vendre l'électricité produite à cette dernière à un prix fixe, normalement inférieur au prix de l'électricité "réseau", durant une durée prédéfinie permettant de recouvrir l'investissement initial avec profit. On parle parfois de "on-site PPA" pour qualifier le contrat de vente d'électricité entre le tiers-investisseur et le site.

Le troisième modèle est une variante du second et fonctionne sur le principe du leasing. L'investisseur loue l'installation à l'entreprise qui bénéficie de l'électricité produite en échange du



Toiture photovoltaïque, creative commons

Renouvelables & Cleantech

paiement d'une somme fixe par mois.

L'entreprise bénéficie souvent par la suite d'une option d'achat.

L'avantage de ces deux derniers modèles est que l'entreprise n'a pas à fournir d'investissement initial, tout en conservant en grande partie les avantages liés à l'autoconsommation. Selon Arthur Arrighi de Casanova, Directeur au sein du cabinet de conseil Capgemini Invent, ce type de montage est particulièrement intéressant pour les entreprises qui ont une politique interne contraignant les investissements (ROI inférieur à 5 ans, etc).

C'est pourtant l'investissement direct qui semble pour l'instant être prédominant en France. Selon Sébastien Debet, Responsable Innovation & Produits, chez le développeur renouvelable Legendre Énergie, la grande majorité des projets d'autoconsommation actuels ont été réalisés sur ce modèle. Il avance plusieurs raisons pour expliquer cela. Tout d'abord, le statut du tiers-investisseur est assez ambigu du point de vue légal. Est-il fournisseur d'électricité, avec toutes les obligations que cela comporte, puisqu'il vend de l'électricité à un consommateur final? Tant que cette question n'est pas clairement résolue les investisseurs risquent d'être rebutés par le flou juridique.

Deuxième obstacle, qui n'est pas propre à la France celui-ci, un investisseur, qui vend l'électricité d'une installation solaire ou loue cette dernière, pourra avoir du mal à trouver une contrepartie suffisamment solvable. En effet, les installations de ce type sont généralement amorties sur une longue durée (au moins 15 ans). En cas de faillite de l'entreprise et d'abandon du site alimenté par l'installation l'investisseur court un risque financier important.

Il ne sera peut-être pas capable par la suite de vendre l'électricité ou l'installation en elle-même à un prix suffisant pour couvrir son investissement. Le financement de projets d'autoconsommation en tiers-investissement est donc complexe et les institutions financières (banques, fonds, etc.) ne s'y risquent pas encore. Ainsi les quelques montages de ce type existant en France ont été réalisés via un investissement en fonds propres (equity) des développeurs.

Cependant selon Arthur Arrighi de Casanova, ailleurs dans le monde, malgré le risque de contrepartie, c'est le tiers-investissement qui fait recette et représente une large part des projets développés. Des taux de rentabilité plus élevés et des ROI plus court qu'en France peuvent parfois expliquer cet engouement. Mais c'est aussi la maturité des investisseurs, et notamment leur capacité à estimer le risque de crédit, qui peut être un facteur décisif.

Appel d'offre autoconsommation et soutien

La CRE organise des appel d'offres dédiés aux projets d'autoconsommation solaire de taille comprise entre 100 kWc et 1MWc. En 2016, un premier appel d'offres avait porté sur 40 MWc pour des projets entre 100 kWc et 500 kWc, un appel d'offres similaire a ensuite été lancé en mars 2017 pour 3 ans, pour une capacité de 450 MW découpée en 9 tranches. Fin 2018, cet appel d'offres devient aussi accessible aux projets entre 500 kWc et 1MWc. Le principe en est le suivant, les projets lauréats bénéficient d'un "complément de rémunération" qui vient s'ajouter aux revenus procurés par l'installation. Celui-ci est calculé selon une formule prenant en compte le montant de la prime obtenue par le projet à l'issue de l'appel d'offres mais aussi de la part d'électricité produite qui est effectivement autoconsommée.

Renouvelables & Cleantech

Il existe notamment une pénalité dépendant du ratio entre la puissance maximale injectée et la puissance installée de l'installation.

A l'issue de la tranche 5 de l'appel d'offres, la prime octroyée a été en moyenne (pondérée par les volumes) de 25,3 €/MWh, le taux d'autoconsommation des projets est lui de l'ordre de 97%. En terme de volume, à la fois les tranches 4 et 5 de appel d'offres autoconsommation ont été décevants avec seulement 13 et 15 MW retenus sur les 50 MW offerts. Devant ces résultats faibles, le ministère de la Transition écologique et solidaire a décidé, le 19 avril, de suspendre les prochaines périodes de l'appel d'offres. Ce dernier devrait reprendre avec des modalités améliorées, cependant aucune date n'est pour l'instant avancée.

Pour les installations de taille comprise entre 36 kWc et 100 kWc, il existe une prime à l'investissement égale à 0,09 €/Wc et qui est

distribuée sur les cinq premières années de production de l'installation. L'électricité en surplus, injectée sur le réseau, est achetée par EDF OA à un tarif fixe pour une durée de 20 ans.

Il est à noter que certains sites limitent intentionnellement la taille de leur installation afin de bénéficier de la prime à l'investissement plutôt que de se risquer dans l'appel d'offres autoconsommation plus complexe et contraignant. "Lorsque la taille potentielle du projet n'est pas significativement éloignée des 100kWc, l'appel d'offre autoconsommation n'est pas intéressant, il y a un effet de seuil" nous explique Sébastien Debet. Ce qui peut expliquer en partie les résultats faibles en terme de volume des derniers appels d'offres.

La structuration du projet

Au niveau actuel des prix de détail de l'électricité, un projet d'autoconsommation peut avoir un bon équilibre économique pour les entreprises.



Cartographie des acteurs de l'autoconsommation solaire

Renouvelables & Cleantech

Cependant, quelques paramètres sont à étudier durant le montage du projet. Tout d'abord le prix de l'électricité en France, même s'il augmente, reste relativement compétitif lorsqu'on le compare à celui de nos voisins européens. Ainsi pour certains sites industriels, notamment ceux bénéficiant d'abattements sur le TURPE, le prix de l'énergie issus de panneaux solaires ne sera pas compétitif. Un autre effet, souvent oublié, est que l'énergie autoconsommée peut venir réduire les droits ARENH du site. Ceux-ci sont calculés en fonction de la puissance moyenne consommée par le site en juillet-août durant les week-end, les jours fériés et les nuits (1h à 7h du matin, peu concernées par la production solaire). Si l'autoconsommation "efface" une partie importante de la consommation durant cette période, les droit ARENH diminueront et tant que les prix de marché seront supérieurs à cette dernière le prix de l'électricité augmentera pour le site.

Le paramètre le plus important à prendre en compte est cependant le taux d'autoconsommation. Sur des taux d'autoconsommation inférieurs à 80%, les projets auront du mal à accéder à la rentabilité. Il s'agit, durant la phase d'études du projet, de dimensionner de façon optimale la taille du projet en fonction de la consommation historique du site.

En effet, l'électricité non autoconsommée sera injectée dans le réseau de distribution et rémunérée de façon moindre que la part autoconsommée. Pour les installations solaires comprises entre 36 kWc et 100 kWc, le tarif d'injection est de 60 euros/MWh. Pour les sites supérieur à 100 kWc, il n'existe pas de tarif d'achat, soit l'électricité est revendue à un

responsable d'équilibre (fournisseur, agrégateur, etc.) soit elle est cédée gratuitement au gestionnaire de réseau et intégrée aux pertes. Nous l'avons déjà évoqué, la prime issue de l'appel d'offres autoconsommation est aussi affectée à la baisse en cas d'injection trop importante. Enfin, injecter une partie importante de l'électricité produite peut aussi conduire à augmenter le coût de raccordement de l'installation.

Si la consommation de celui-ci diminue fortement le week-end (fermeture) ou durant des périodes prolongées (vacances, maintenances, etc.), il faudra opter pour une installation de capacité moindre afin d'atteindre un taux d'autoconsommation satisfaisant. "On dimensionne la taille du projet en fonction du talon de consommation du site" mentionne Sébastien Debet. Aux dépens malheureusement du coût d'investissement par kWc, qui a tendance à diminuer avec la taille du projet.

La pénalité à l'injection, présente dans les modalités des appels d'offres auto-consommation, peut même générer des situations paradoxales où l'onduleur de l'installation est intentionnellement bridé au niveau de la consommation du site, "gâchant" ainsi une partie du productible de l'installation. Certains types de sites bénéficient naturellement de taux d'autoconsommation élevés, c'est le cas de la logistique du froid et la grande distribution. La consommation d'électricité de la climatisation et la réfrigération correspondant bien aux pics de production solaires.

Maximisation du taux d'autoconsommation: autoconsommation collective et solutions alternatives

Renouvelables & Cleantech

Le cadre de l'autoconsommation collective a été mis en place en avril 2017. Le principe est qu'un ensemble de sites se trouvant dans un rayon d'un kilomètre de l'installation solaire –cette distance maximale a été annoncée dans le cadre du plan "Place au Soleil" et devrait être prochainement validée par arrêté – peuvent se rassembler afin de partager la production d'une installation renouvelable. Les différents participants devront être liés entre eux au sein d'une personne morale (SAS, SARL, SEM, Association, etc.). Cette dernière organisera la répartition de la production entre les participants. Cette répartition devra ensuite être transmise au gestionnaire de réseau concerné. Elle peut dépendre du montant investi par les différents participants ou du volume de consommation de ceux-ci. Ce dispositif est indépendant de la fourniture d'électricité des sites et la personne morale ne sera donc pas soumise aux obligations des fournisseurs d'électricité. Il est à noter que l'installation devra être inférieure à 100 kWc afin de bénéficier des modalités du TURPE dédiées à l'autoconsommation collective.

Ce dispositif est accessible à la fois aux particuliers et aux entreprises. Il peut être intéressant pour ces dernières lorsque leur taux autoconsommation est bas, notamment le week-end.

Il peut cependant être difficile de monter un projet impliquant un nombre d'acteurs suffisant et dont les besoins et objectifs sont compatibles.

De plus dans le cadre actuel, les participants ne bénéficient pas d'exemptions de taxes (TICFE, etc.) et les avantages liés au TURPE autoconsommation collective sont relativement modiques. Cela rend donc l'équation

économique de l'autoconsommation collective compliquée.

Le stockage est bien entendu une solution possible afin d'augmenter le taux d'autoconsommation, mais selon Arthur Arrighi de Casanova, installer des batteries pour cet usage exclusif n'a pour l'instant pas de modèle économique. Il pourrait cependant exister des opportunités en combinant différents revenus et services, cela étant déjà observé au Royaume-Uni. Vous pouvez vous reporter à l'article dédié au stockage de ce numéro pour en apprendre plus sur les revenus accessibles à celui-ci.

Il existe aussi des solutions logicielles qui optimisent la consommation d'électricité d'un site en fonction de prévisions de sa production solaire. En déplaçant par exemple la consommation de la climatisation ou du chauffage durant les périodes de forte production solaire. C'est l'approche de sociétés tels que Monabee ou encore MyLight.

Enfin pour ceux dont la forme de la consommation se prête difficilement à l'autoconsommation, même collective, mais qui souhaitent bénéficier d'une forte traçabilité de leur consommation d'électricité, il existe dorénavant des offres de fourniture reliant "en temps réel" la consommation d'électricité avec une production renouvelable issue d'installations proches, via la technologie blockchain. Telle que celle lancée le 18 avril par le producteur renouvelable Sun'R.

Fin programmée du profilage pour les sites C3-C4

Dans sa délibération du 2 mars 2017, la CRE a décidé d'une évolution majeure, liée à la mise en oeuvre progressive des compteurs "communicants", le traitement en courbe de charge – télérelève dans le jargon – de l'intégralité des sites dont la puissance souscrite est supérieure à 36 kVa. En avril 2018, une feuille de route a été élaborée par les acteurs et les gestionnaires de réseaux, actant le passage de l'ensemble des sites supérieurs à 36kVa en télérelève au plus tard le 31 décembre 2022.

L'annonce de cette évolution est passée relativement inaperçue dans le monde de l'énergie et tout spécialement chez les consommateurs encore peu habitués à ces questions.

C'est quoi le profilage de consommation au juste?

Afin de comprendre le profilage, il faut d'abord avoir quelques notions en tête. En France, le pas de calcul des périmètres d'équilibre est de 30 minutes, i.e. le bilan de l'électricité consommée, produite, achetée ou vendue par les responsables d'équilibre (fournisseurs, producteurs et autres acteurs du marché) est réalisé à une maille demi-horaire. Pour les sites "télérelevés", disposant d'une courbe de charge au pas 10 minutes, le calcul est facile. Dans ce cas, la consommation d'un fournisseur, par exemple, est juste la somme des courbes de charges de l'ensemble de son portefeuille de clients sur le pas 30 minutes concerné. Cependant de nombreux sites de consommation ne disposent pas de courbe de charge

mais seulement d'index de consommation relevés (manuellement ou à distance) tous les mois ou tous les 6 mois (résidentiels et petits professionnels). A partir de là, comment connaître (et facturer) la consommation d'un fournisseur/responsable d'équilibre au pas demi-horaire?

Les gestionnaires de réseaux ont créé des formules statistiques afin de pouvoir estimer une courbe de charge demi-horaire à partir d'index de consommation. C'est cela que l'on appelle le profilage. Sans rentrer trop dans les détails du calcul, des ensembles de coefficients représentant une consommation d'électricité "type", demi-heure après demi-heure, sont extrapolés à partir d'échantillons de courbes de charges, c'est ce qu'on appelle un profil. Il existe différents profils par type de consommateurs (résidentiels, professionnels et entreprises) et selon les options tarifaires choisies. Pour plus de précision les coefficients sont ensuite modifiés ex-post en fonction de la température réalisée, via des gradients représentant la sensibilité d'un profil donné aux déviations de température.

Le profilage, comme tout modèle statistique,



Compteur PME-PMI, crédits Itron

Marchés & Achats d'énergie

génère une part d'erreur. L'utilisation de la courbe de charge réelle permettra aux gestionnaires de réseaux de réduire drastiquement cette erreur.

Les sites concernés

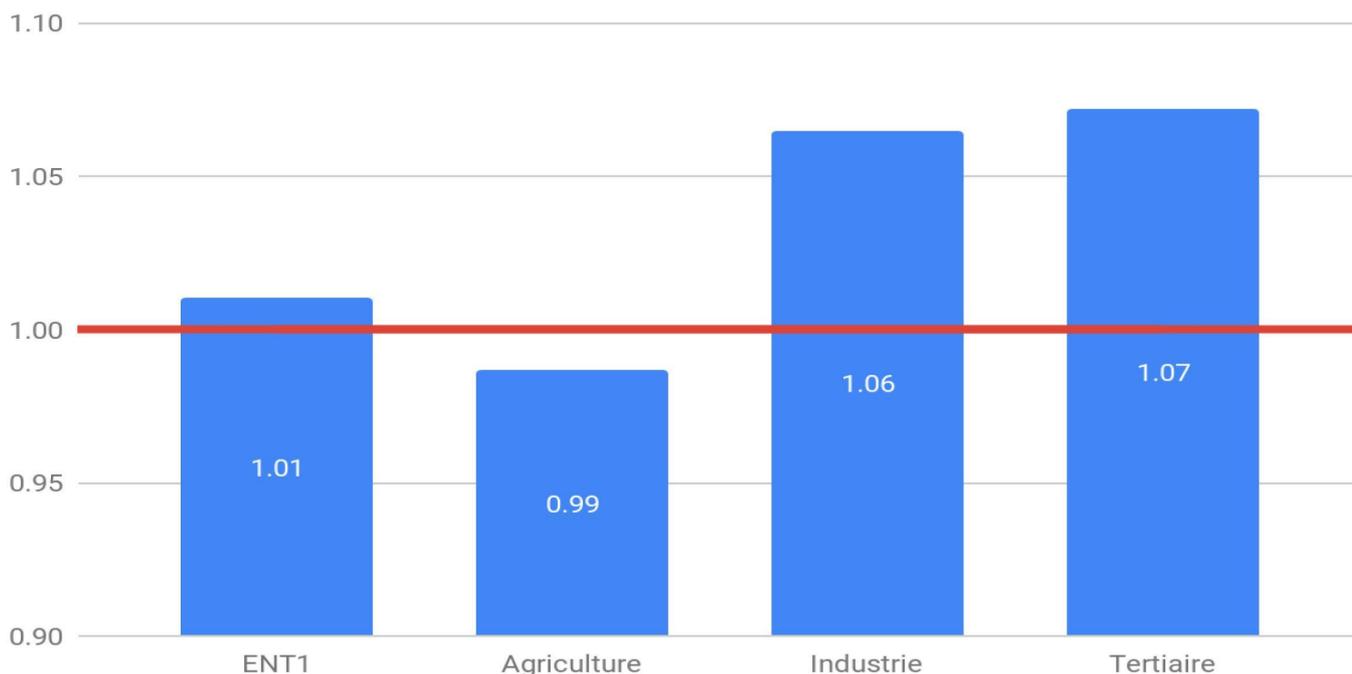
Jusqu'à présent, seuls les sites dont la puissance est supérieure à 250 kVa étaient obligatoirement traités en courbe de charge. La grande majorité des sites compris entre 36 et 250 kVa disposent déjà de compteurs "télérelévables". Ils ne sont cependant pas encore télérelevés par les gestionnaires de réseau, qui les traitent encore comme des profilés. Cela peut d'ailleurs parfois être source de confusion chez les consommateurs qui obtiennent leur courbe de charge via des moyens tiers (EMS, etc.) et qui pensent donc à tort être télérelevés.

Ces sites représentent 430 000 points de comptage, une consommation annuelle de 55 TWh et sont répartis entre 7 profils. Le principal

profil concerné est ENT1 avec 380 000 sites et 42 TWh/an de consommation. Le passage de ces sites en télérelève se fera en deux temps :

- le 31 décembre 2020 pour les sites avec une puissance > 110 kVA (kW pour les HTA), ce qui représente 90 000 points et 25 TWh/an de consommation
- le 31 décembre 2022 pour tous les autres sites en BT>36 kVA et HTA, ce qui représente 340 000 points et 30 TWh/an de consommation

Les sites concernés sont des C3 et C4, ce qui correspond principalement à des sites qui étaient autrefois au tarif jaune ou vert A5. Certains gestionnaires de réseaux (les ELD) pourraient effectuer un passage à la télérelève en une seule vague fin 2020 pour des raisons de coût et de simplicité.



Comparaison entre le coût de la "forme" du profil ENT1 et celui de courbes de charges agrégées de sites entre 36 et 250 kVA.

Marchés & Achats d'énergie

Quel impacts pour les entreprises concernées?

Télérelevé, profilé, au final qu'est-ce que ça change? Et bien, l'impact peut-être significatif sur le prix de l'électricité de certains sites. Les profils représentent des comportements de consommation de multiples sites agrégés à la maille nationale.

Des sites de types très différents, sites tertiaires (bureaux, supermarchés, hôtels, etc.), exploitation agricoles (serres, caves viticoles, etc.) et petits industriels sont rassemblés dans le profil ENT1. A la diversité des activités s'ajoute encore la diversité géographique qui impacte les comportements de consommation. Un immeuble de bureau par exemple va certainement utiliser sa climatisation à des heures différentes de la journée selon qu'il se trouve dans le nord ou le sud de la France. Pour toutes ces raisons, la forme réelle de la consommation des sites, entre les différents jours de la semaine ou entre les heures de la journée, peut être considérablement différente de la forme "type" du profil ENT1.

En passant en télérelève, le prix de l'électricité des sites concernés sera calculé par les fournisseurs sur la base de la forme réelle de leur consommation et non plus sur la base du profil artificiel. Cela signifie que certains sites dont la consommation coûte relativement moins chère à acheter que le profil ENT1 (les sites qui consomment peu durant la pointe du matin par exemple) verront le prix de leur électricité baisser. D'autres, dont le coût de l'électricité est plus important que celui impliqué par le profil ENT1, verront certainement un effet à la hausse sur leur facture d'énergie. Le graphique en page 22 illustre ce phénomène via le calcul d'un ratio

entre la moyenne des prix spots horaires pondérée par les volumes de consommation (représentative du coût d'approvisionnement des différentes courbes de consommation) et la moyenne arithmétique simple des prix spot durant une année (coût d'une consommation baseload "plate"). On utilise la encore des données agrégées par typologie de sites (issues de l'Open Data d'Enedis), les déviations pour un site spécifique peuvent être bien plus importantes.

Autre facteur impacté, les droits ARENH. En effet, les volumes d'ARENH sont attribués à un site en fonction de sa consommation moyenne durant des heures creuses en été, si la forme de la consommation du site durant cette période est différente de celle du profil alors le montant des droits à l'ARENH du site sera lui aussi différent. Tant que le prix de l'ARENH est inférieure aux prix de gros sur le marché cet effet va aussi affecter le coût de l'électricité pour le consommateur.

Pour les sites profilés dont le passage en télérelève représenterait des économies potentielles, il existe des solutions pour passer dès maintenant en télérelève. Renseignez-vous auprès de votre fournisseur...