

16 DOSSIER
*Les batteries Li-ion
dominent le marché*

22 DOSSIER
*La mobilité électrique porteuse
de promesses pour le stockage*

9 DOSSIER

Stockage par batterie : la filière se dessine

Rédaction

- Tél : 01 84 23 75 98
- Fax : 01 49 85 06 27
- E-mail : energieplus@atee.fr

- Directeur de la publication : Christian Deconninck
- Rédacteur en chef : Clément Cygler (75 92)
- Rédacteurs : Olivier Mary (75 95)
Pauline Petitot (75 98)
- Ont participé à ce numéro : Thomas Blossville
Philippe Bohlinger
Méziane Boudellal
- Secrétaire de rédaction : Pauline Petitot
- Diffusion-abonnements : Alexandre Giroux (01 46 56 35 40)
a.giroux@atee.fr
- Photo en couverture : Site de conception des batteries Forsee Power.
© Philippe Bauduin

Publicité

- Société ERI
- Tél : 01 55 12 31 20
 - Fax : 01 55 12 31 22
 - regieenergieplus@atee.fr

Abonnement

- 20 numéros par an
- Tél : 01 46 56 35 40
 - France : 170 € (16,50 € à l'unité)
 - Étranger : 188 € (21 € à l'unité)



© ATEE 2020

Membre du Centre français
d'exploitation du droit de copie
www.cfcopies.com

Tous droits de reproduction réservés.
Les opinions exprimées par les auteurs dans les
articles n'engagent pas la responsabilité de la
revue.



(Association régie par la loi 1901)
Représentant légal : Christian Deconninck

Conception graphique :
Olivier Guin - olivier.guin@gmail.com
Aline Rivraud - alinerivraud@sfr.fr



Imprimerie CHIRAT
744 route de Ste-Colombe
42540 St-Just-la-Pendue
Tél. 01 44 32 05 53
www.imp-chirat.fr

Dépot légal à parution.
Commission paritaire n°0521 G 83107



12



16



22

Infos pros

- 4 Les rendez-vous ATEE • Les nominations • Le site • À lire
- 5 Elle l'a dit : Catherine Hervieu, vice-présidente du Club des villes et territoires cyclables et vice-présidente de Dijon Métropole.
Agenda

Actualités

- 6 En bref
- 7 Les prix des énergies

Dossier spécial stockage

- 9 Stockage par batterie : la filière française se dessine
- 10 En bref
- 12 **Stockage électrochimique : un début de mobilisation des acteurs français**
- 15 Ringo : l'espace préféré au temps
- 16 **Marché des batteries : le lithium-ion en tête**
- 18 L'énergie monte dans les tours
- 19 Convertir les mines abandonnées en unité de stockage
- 20 Lifou devient 100 % renouvelable
- 22 **La mobilité électrique, levier de développement des batteries**
- 24 Véhicules 100 % verts : le REVE de Béthune-Bruay
- 25 Quelle vie après les batteries ?
- 26 Le power-to-gas se prépare à injecter

30 Répertoire des fournisseurs



Stockage : la filière dans une décennie charnière

Clément Cygler, rédacteur en chef

L'Europe et la France vont-elles rattraper leur retard sur le marché du stockage électrochimique ? Difficile de répondre positivement à cette question, tant les écarts avec la Chine, les États-Unis ou encore le Japon sont importants. La transition énergétique et l'atteinte de la neutralité carbone prônées par le Vieux continent ne pourront de toute façon se faire sans technologies de stockage d'électricité, aussi bien à grande échelle qu'au niveau des particuliers. Opérateurs de réseaux, industriels et pouvoirs publics ont compris l'enjeu de ce marché grandissant qui pourrait atteindre les 120 milliards de dollars d'ici 2030. Ces acteurs commencent donc à s'organiser et à se concerter afin de lever les possibles verrous techniques, économiques et réglementaires. Ces prochaines années seront ainsi décisives pour les filières européenne et

française dans la recherche de solutions plus performantes que celles de leurs concurrents étrangers, que ce soit pour des applications stationnaires ou pour la mobilité électrique. Des projets comme Ringo permettront d'offrir aux entreprises françaises une vitrine technologique dans des conditions réelles. Pour la mobilité électrique, la bataille sur les prix est malheureusement perdue d'avance... Mais c'est avant tout sur le développement de nouvelles générations de batteries que les acteurs européens devront miser pour se démarquer. Les batteries au lithium-ion dominant le marché mais pourraient encore être optimisées par l'arrivée d'électrolytes à l'état solide. Ce sera peut-être l'émergence de nouvelles batteries de type sodium-ion ou encore quinones-redox flow. Quelques incertitudes qui devraient trouver réponse dans la décennie qui s'ouvre...

ENTREPRISES ET ACTEURS PUBLICS CITÉS DANS CE NUMÉRO

ADEME	4, 6	CEA/LITEN	14	ENALP	5	IDEX	4	SCLE	15
AKUO	11	CEMAFROID-TECNEA	4	ENEDIS	22	IMPERIAL COLLEGE LONDRES	10	SENFENBACHER	11
ALIZÉS ÉNERGIE ENGIE SOLUTIONS	20	CLUB DES VILLES ET TERRITOIRES CYCLABLES	5	ENERGY VAULT	18	IN SUN WE TRUST	5	SNAM	25
AMPÉRIIS	4	CLUB POWER-TO-GAS ATEE	26	ENERGYNEST	11	KEMIWATT	17	SOLARWATT	24
APPLE WIND	24	CLUB STOCKAGE D'ÉNERGIES ATEE	13, 14	ENGIE EPS	21	MÉLUSINE ÉNERGIE	5	SPIE OIL & GAS SERVICES	4
AVERE-FRANCE	22	CNR	5	ENGIE	26	MERCEDES-BENZ	10	STOREGY	26
BLUE SOLUTIONS	15	CRE	11, 12	ENICO	11	NIDEC ASI	15	TATA POWER COMPANY LIMITED	18
BNEF	14	DIJON MÉTROPOLE	5	GENEX POWER	19	PSA	14, 22	TÉRÉGA	5
BOLLORÉ ÉNERGY	4	DRIVECO	24	GLOBAL ENERGY MONITOR	6	RENAULT	22, 24	TESLA	10
BOUYGUES ÉNERGIE & SERVICES	24	EATON	11	GRAVITY POWER LCC	19	RTE	4, 15, 22	TONGA POWER LIMITED	11
BREEBRYTE	5	EDF	4, 17	GRTGAZ	26	SAFARI DE PEAUGRES	4	TOTAL	5, 11
BRGM	4	EEC ENGIE SOLUTIONS	20	H2V INDUSTRY	26	SAFT	11, 14, 15, 22	UNIVERSITÉ DE DUISBURG-ESSEN	19
CA BÉTHUNE-BRUAY	24	ÉLECTRICITÉ DE MAYOTTE	11	HEA	10	SCE FRANCE	10	VILLE DE GRENOBLE	6
CALYCÉ DÉVELOPPEMENT	5			HYDRO-QUÉBEC	10	SCHNEIDER ELECTRIC	15		

Rendez-vous ATEE

Retrouvez les programmes de ces manifestations sur www.atee.fr

ATEE OCCITANIE

25 février – MONTPELLIER (34)
La rénovation des bâtiments tertiaires à la CCI Hérault.

ATEE BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ

24 mars – DIJON (21)
La chaleur fatale, un gisement considérable d'économies d'énergie.

ATEE NORMANDIE

24 mars- CAEN (14)
Installations de combustion : la directive MCP et le nouveau seuil de déclaration de 1 MW.

Nominations

- ▶ **Béatrice Buffon** est nommée directrice exécutive groupe en charge de la direction internationale d'EDF.
- ▶ **Christine Puifourcat** a été nommée au poste de responsable commerciale des produits spéciaux de Bolloré Energy.
- ▶ **Christophe Bernhart** est nommé directeur général de Spie Oil & Gas Services.
- ▶ **Mohammed Youbi-Idrissi** a été nommé à la tête du pôle expertise, recherche et innovation du groupe Cemafroid-Tecnea.



Le site

www.géothermies.fr

L'Ademe et le BRGM lancent *Geothermies.fr*, un nouveau site pour comprendre cette technologie et favoriser son utilisation par les particuliers, les collectivités et les entreprises. Les deux entités mettent à disposition un espace pédagogique destiné à faire découvrir les différents moyens pour exploiter l'énergie thermique du sous-sol. En outre, le site propose un espace cartographique. Il comprend des cartes de ressources géothermiques à des échelles régionales et locales afin d'identifier les solutions géothermiques les plus adaptées aux territoires. Cette rubrique montre aussi des exemples d'opérations de géothermie de surface et l'ensemble des opérations de géothermie profonde en fonctionnement en France, leurs principales caractéristiques techniques et leurs performances. Elle dispose également d'un espace qui détaille les réglementations autour de cette technologie. De plus, des espaces régionaux d'information où seront fournies les coordonnées des acteurs locaux actifs et la liste des différentes aides allouées au développement de cette énergie sont présents. Enfin, le site présente des guides pratiques et théoriques permettant aux professionnels du secteur de bénéficier des bonnes pratiques et des derniers enseignements de la recherche. *Geothermies.fr* propose aussi une newsletter gratuite qui rassemble l'ensemble de l'actualité de la filière.

À lire

Un futur renouvelable Tracer les contours de la transition énergétique

David Fridley et Richard Heinberg, *Écosociété*, 264 pages, 20 euros

À l'heure où les effets du changement climatique deviennent de plus en plus concrets, il paraît de plus en plus évident qu'il va falloir transformer le modèle énergétique mondial pour basculer définitivement vers les renouvelables. Dans *Un futur renouvelable*, Richard Heinberg et David Fridley explorent les défis et les opportunités que présente le passage aux énergies renouvelables. Ils reviennent d'abord sur les spécificités du modèle actuel et examinent la question de l'offre et de la demande d'énergie dans des secteurs clés de l'économie. Leur analyse permet d'identifier les problèmes cruciaux auxquels les économies seront inévitablement confrontées, de l'intermittence des sources de combustible au stockage de l'énergie en passant par la refonte des réseaux de distribution.

TÉLEX

/// **LE SAFARI DE PEAGRES**, en Ardèche, produira en avril de l'électricité verte grâce à 4 690 panneaux photovoltaïques installés en ombrières sur son parking. Grand-Est, porte le projet d'un parc de six éoliennes sur la commune de Songy dans la Marne (51), baptisé "Souffle d'espoir", dont les bénéfices sont intégralement ont lancé le 31 janvier une offre de fourniture d'électricité intelligente, nommée Koura, pour réduire les factures énergétiques des gros consommateurs (logistique froid, de 4 personnes) s'étant équipé en panneaux solaires en 2018 ont économisé en 2019 – après un an d'exploitation – près de 1 350 euros sur une facture d'électricité Assises européennes de la transition énergétique, la signature d'un contrat pour un raccordement de 120 mètres de l'unité de méthanisation située à Aillas en Gironde climatique, une vingtaine d'associations (Notre affaires à tous, Sherpa, les Éco Maires, France nature environnement et ZEA) et de collectivités territoriales ont décidé l'hexagone. /// Quelques semaines après l'acquisition de Cisenergie, le groupe **IDEX** a annoncé le rachat d'**AMPÉRIS**, PME française spécialiste des métiers techniques en par RTE, le SER, ENEDIS, l'ADEEF et l'AGENCE ORE), la production électrique renouvelable a couvert 23 % de la consommation française en 2019. La puissance totale du

Elle l'a dit



Catherine Hervieu,
vice-présidente du Club des villes
et territoires cyclables
et vice-présidente de Dijon Métropole

«Le vélo est une réponse aux mobilisations pour le climat à l'échelle des territoires»

Le vélo et les mobilités actives sont des enjeux importants pour les élections municipales. Le Club des villes et territoires cyclables a présenté le 4 février ses propositions pour enrichir les débats, regroupées dans le document "Municipales 2020, le vélo tête de liste".

« Nous nous félicitons de voir émerger le thème du vélo dans les débats pré-municipaux. Les mobilisations pour le climat ont révélé des préoccupations très fortes, et l'une des réponses que l'on peut apporter à l'échelle des territoires, c'est l'usage du vélo. En six ans, des mutations se sont opérées au sein de la société et dans les propositions des candidats. Plusieurs points doivent être abordés dans cette perspective. D'abord, celle des arbitrages financiers : les acteurs de la mobilité active doivent être encore plus demandeurs d'un affichage financier clair, avec des programmations pluriannuelles tout au long de la mandature, fléchées vers les mobilités actives. Chacun des candidats doit s'approprier ce sujet dans les configurations propres des collectivités. Autre question importante : celle de la transversalité des politiques publiques. En matière de mobilité, cela se traduit par l'intermodalité. Elle permet de sortir des approches "silos". Penser plus globalement en termes de besoins du quotidien des habitants, dans toutes les dimensions de leurs activités, pour nous permettre d'être beaucoup plus efficaces et d'avoir des réponses en termes de politiques publiques sur l'ensemble du spectre de la vie quotidienne, incluant aussi les âges de la vie. Enfin, la question du "savoir rouler" : on bute toujours sur la question des moyens. Tous les élèves sortant de CM2 doivent pouvoir se déplacer à vélo dans leur ville pour se rendre au collège. Mais comment mettre en place ce "savoir rouler" ? Les collectivités ont le choix de s'approprier ou non le sujet. Elles peuvent préparer des générations futures à prendre de nouvelles habitudes de déplacement. Sans moyens fléchés par l'État, le projet peut être intégré dans un plan éducatif global. Enfin, dans le document que nous présentons, les bienfaits des mobilités actives sur l'amélioration de la qualité de l'air sont pris en compte. Les pics de pollution doivent faire l'objet d'un travail en amont, c'est-à-dire sensibiliser les individus en termes de santé-environnement-mobilité, pour les enjoindre à se déplacer autrement. »

► Pour en savoir plus : www.villes-cyclables.org, rubrique "Actualités".

Agenda

5 MARS – ROUEN

→ **Colloque "Comment garantir une démarche 100% efficace pour l'énergie dans les collectivités ?** – Le système de management de l'énergie (ISO 50001), un nouvel outil structurant et éprouvé". Organisé par l'Ademe. <https://normandie.ademe.fr/actualites>

5 MARS – ORLÉANS

→ **Journée technique du Cibe** : "Première année de fonctionnement d'une chaufferie biomasse", conférence et visite de la chaufferie de cogénération biomasse d'Orléans Sud. <https://cibe.fr>

10 MARS – PARIS

→ **5^e journée de la pompe à chaleur**, organisée par l'Afpac. www.afpac.org

12 MARS – BERLIN

→ **Conférence "Démantèlement et recyclage des éoliennes : de la conception à la fin de vie"**, organisée par l'Ofate. <https://energie-fr-de.eu>

25 MARS – BRUXELLES

→ **Sommet Solarpower** : le Green Deal européen. www.solarpowersummit.org

25 MARS – PARIS

→ **Conférence "Transition énergétique en Europe : chaînes de valeur et politiques industrielles"**, organisée par l'Ofate. <https://energie-fr-de.eu>

24/26 MARS – TOULOUSE

→ **Journées Recherche Innovation biogaz méthanisation**, organisées par l'Insa Toulouse et le CTBM (ATEE). L'objectif de ces JRI 2020 est de promouvoir les échanges entre les différents acteurs de la filière afin de poursuivre le développement d'une filière adaptée au contexte français. <http://atee.fr/biogaz>

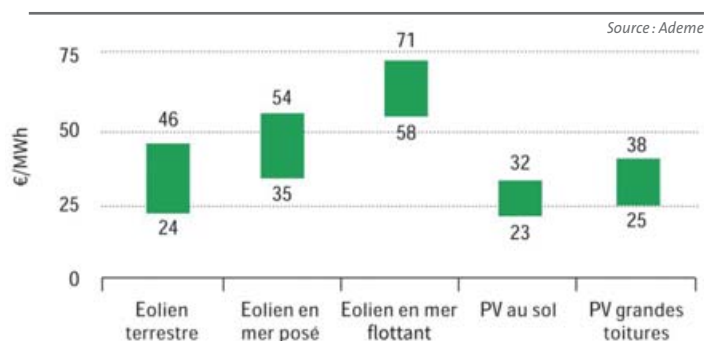
/// **CALYCE DÉVELOPPEMENT**, entreprise familiale spécialisée dans le développement de parcs éoliens dans la région destinés à trois associations de soutien aux malades du cancer et de la mucoviscidose. /// **CNR, BREEBRYTE ET ENALP** agro-alimentaire, industriels, etc.). /// Selon un bilan réalisé par **IN SUN WE TRUST**, les foyers français (sur la base annuelle s'élevant à 1935 euros. /// **TÉRÉGA ET MÉLUSINE ÉNERGIE** ont officialisé, le 28 janvier à l'occasion des au réseau de transport de Téréga. /// Prenant acte de l'inaction de la multinationale **TOTAL** face au réchauffement d'assigner en justice l'entreprise française considérée comme la plus grosse émettrice de gaz à effet de serre dans milieu industriel et tertiaire. /// Selon le **PANORAMA DE L'ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE** au 31 décembre 2019 (publié parc électrique s'élève, fin 2019, à 53 609 MW (+2 347 MW par rapport à 2018).

Les renouvelables de plus en plus compétitives

Lors des Assises de la transition énergétique, l'Ademe a publié une mise à jour de son étude 2017 sur les "Coûts des énergies renouvelables en France". Elle constate qu'ils poursuivent leur baisse rapide, en particulier pour les technologies déjà bien installées. En 2018, les coûts de production de l'éolien terrestre (50 à 71 €/MWh) et des centrales photovoltaïques au sol (45 à 80 €/MWh) sont compétitifs avec ceux d'une centrale à gaz à cycle combiné (CCGT), compris entre 50 et 66 €/MWh. Si ces installations sont de plus en plus rentables, elles dépendent toujours des revenus liés à la revente de l'électricité produite. Dans un contexte de volatilité des prix, les soutiens publics (tarifs d'achat et complément de rémunération) restent nécessaires pour accompagner les EnR. Mais à moyen ou long terme, ils ne le seront plus. Selon l'Ademe, les progrès technologiques et les économies d'échelle feront baisser les coûts de production des installations mises en service en 2050 entre 24 et 54 €/MWh.

La production photovoltaïque sur toitures connaît plus de difficultés. Sa compétitivité dépend fortement de la ressource solaire. Dans le sud de la France, les installations inférieures à 3 kW ont un coût compris entre 130 et 158 €/MWh et donc compétitif par rapport au prix de l'électricité sur le segment résidentiel. Ce n'est pas le cas dans le nord du pays où il atteint jusqu'à 229 €/MWh pour ces petits équipements. La production d'électricité à partir de biogaz issu de la méthanisation garde un coût élevé (131 et 167 €/MWh), y compris lorsque la production de chaleur est valorisée (de 78 à 108 €/MWh). Le coût de production du biogaz injecté est compris entre 72 et 112 €/MWh, ce qui fait de ce mode de valorisation le moins coûteux, même s'il reste plus cher que le gaz naturel fossile.

Coûts actualisés de l'énergie des filières d'électricité renouvelable en 2050



117 milliards d'euros investis dans le gaz fossile en Europe

Le Global energy monitor a publié le 4 février un rapport sur le développement du gaz et des infrastructures associées en Europe. Selon ses auteurs, près de 117 milliards d'euros d'investissements publics et privés sont prévus dans de nouveaux équipements. Cet apport augmentera de 30% la capacité d'importation européenne de gaz. Pourtant, la capacité de l'Union est équivalente à près de deux fois sa consommation actuelle. Le rapport dénonce donc de nouveaux investissements inutiles dans une énergie fossile. Ce sont le Royaume-Uni et l'Allemagne qui misent le plus sur ce combustible. Les deux pays représentent 30% des investissements dans les nouvelles infrastructures gazières. Cette tendance va totalement à l'encontre des politiques pourtant prônées par les autorités de Bruxelles. Les projections de la Commission estiment que pour atteindre les objectifs climatiques et énergétiques de 2030, il faudrait réduire de 29% la consommation de gaz fossile à cette échéance.

Bioéthanol : + 85 % de croissance pour le superéthanol-E85

2019 a été une nouvelle année record pour la filière française du bioéthanol. Le superéthanol-E85 se démocratise : plus de deux nouvelles stations-services ouvrent chaque jour dans l'Hexagone. En janvier, 1 740 stations-service distribuent ce carburant, soit plus d'une sur six. En outre, il affiche une croissance record de ses volumes : + 85 % sur douze mois. Première essence de France, le SP 95-E10 croît toujours, atteignant une part de marché proche de 50% en décembre dernier.

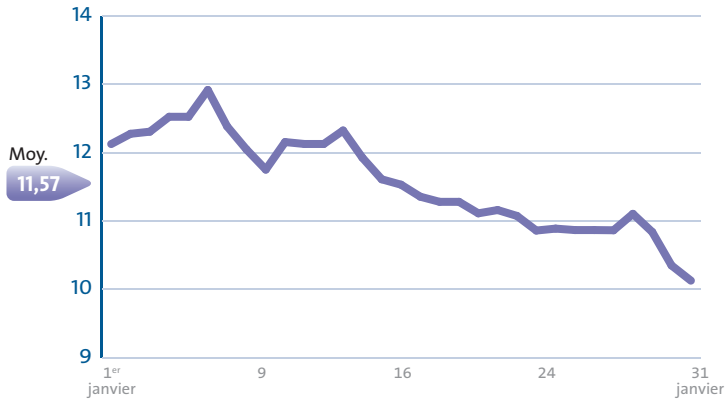
59 collectivités labellisées Cit'ergie

L'Ademe a labellisé 59 nouvelles collectivités pour leur politique climat-air-énergie ambitieuse, à l'occasion des Assises européennes de la transition énergétique. Une d'entre elles a obtenu le label Cit'ergie Gold : il s'agit de la ville de Grenoble. Celle-ci a atteint 80% de son potentiel grâce notamment aux actions menées dans le domaine de la mobilité et de la planification territoriale. Elle rejoint ainsi les deux autres collectivités distinguées à ce niveau en France : la ville de Besançon et la communauté urbaine de Dunkerque. 24 collectivités ont obtenu ou renouvelé le label Cit'ergie alors que 34 autres ont accédé au label CAP Cit'ergie. 85 autres collectivités sont actuellement en processus Cit'ergie en vue d'une labellisation. La liste complète des lauréats est consultable sur citergie.ademe.fr.



Marché "spot" du gaz POWERNEXT

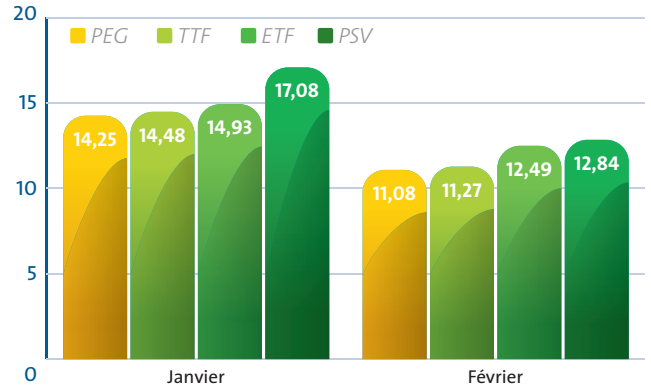
Moyenne journalière des prix (Euros/MWh)



Moyenne du European Gas Spot Index sur les zones PEG, TTF, ZTP, ETF, CEGH VTP, CZ VTP, GPL et NCG

Marché "futures" du gaz POWERNEXT

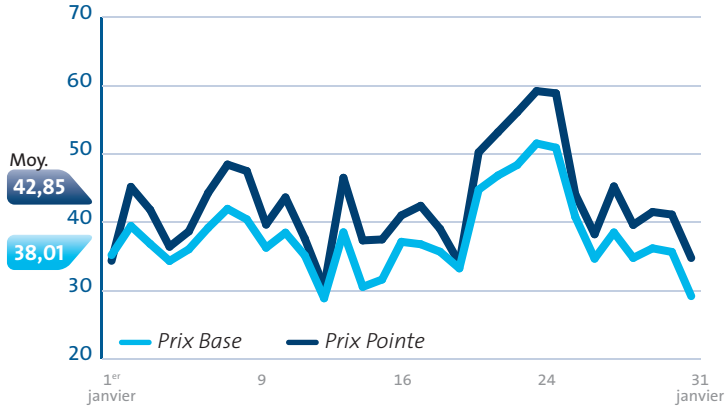
Indice mensuel (Euros/MWh)



Moyenne simple des cours de compensation quotidiens du contrat "Front Month" / prochain mois de livraison.

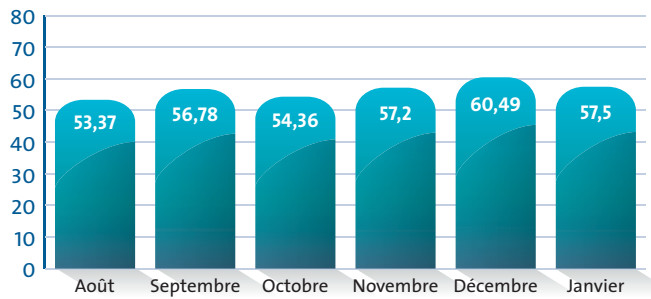
Marché "spot" de l'électricité EPEX

Moyenne journalière des prix Base et prix Pointe (Euros/MWh)



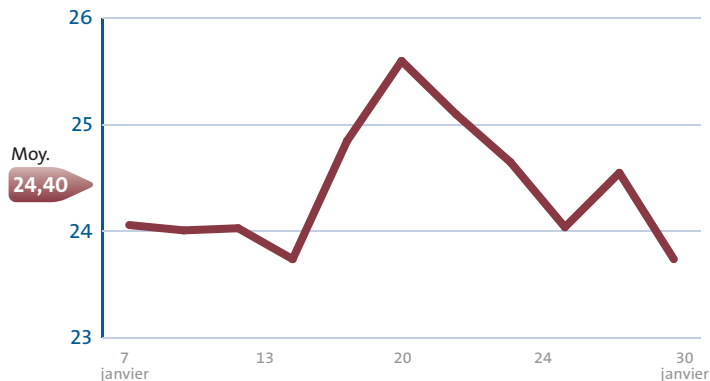
Cours du pétrole Brent

Moyenne des prix mensuels (Euros/Baril)



Marché "spot" du CO₂ EEX

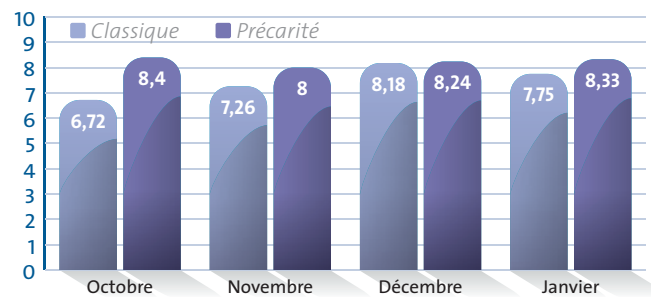
Évolution des prix des EUA* (Euros/t CO₂)



*EUA : European Union Allocations / quotas de CO₂ du système européen
Suite à la fermeture de Bluenext le 5 décembre 2012, nous indiquons les prix des EUA* délivrés sur la place de marché allemande EEX

Prix des Certificats d'économies d'énergie

Prix moyen mensuel de cession sur le registre national EMMY (Euros/MWh cumac)



Parité euro/dollar (Janvier 2020)

1 € = 1,110 \$

Réduisez

vos consommations

d'énergie



Renforcez votre engagement environnemental !

En adoptant un **système de management de l'énergie ISO 50001** vous réduirez vos dépenses énergétiques et vous boosterez votre politique de développement durable.

Une prime de 40 000 €

Le Programme national PRO-SMEn 2018-2021 vous aide à financer la mise en place de la norme ISO 50001. Il octroie une prime allant jusqu'à 40 000 euros.

La prime, délivrée une fois le certificat de conformité à norme obtenu, est égale à 20% des dépenses énergétiques annuelles des sites certifiés.

N'attendez plus !

Le programme est très ouvert : PME, ETI, Grands Groupes, Etablissements de santé, Collectivités...

La prime est octroyée **automatiquement** par l'ATEE, porteur du Programme PRO-SMEn, dès lors que votre organisation présente une demande conforme au règlement du Programme.



► **150 entreprises/collectivités certifiées ISO 50001 ont bénéficié de la prime. Pourquoi pas vous ?**

toutes les infos sur le site
www.pro-smen.org

PRO-SMEn – ATEE • 47 avenue Laplace • 94117 Arcueil cedex

Contact > pro-smen@atee.fr • 01 46 56 41 49



Programme financé par





Stockage par batterie : la filière française se dessine

Le stockage d'électricité par batterie pourrait devenir pertinent en France à partir de 2030. D'ici là, la filière industrielle doit se mettre en marche pour éviter de prendre du retard par rapport à d'autres pays (*page 12*). Pour l'instant, les projets français portent essentiellement sur les zones non-interconnectées (*page 20*), mais plusieurs expérimentations sont actuellement lancées, en particulier le projet de lignes virtuelles "Ringo" (*page 15*) et le projet de véhicules électriques "REVE" (*page 24*). Pour se démarquer de leurs concurrents, notamment chinois et américains, l'Europe et la France doivent par ailleurs développer des technologies innovantes, plus durables et performantes (*page 18*). Le projet européen "Airbus des batteries électriques" travaillera dans ce sens et aidera à accompagner l'essor des solutions de mobilité électrique (*page 22*). La question du recyclage des batteries est également essentielle (*page 25*), tout autant que leur seconde vie. De nouvelles solutions de stockage d'électricité sont également recherchées, à l'image de la tour d'Energy Vault (*page 18*) ou de la transformation de mines abandonnées en unité de stockage (*page 19*). Enfin, le power-to-gas commence petit-à-petit à devenir réalité (*page 26*).

Un système Megapack en remplacement d'une turbine gaz

D'ici l'automne 2021, une batterie géante lithium-ion sera opérationnelle à la centrale électrique de Soldotna en Alaska afin «d'accroître la stabilité du réseau, la fiabilité de l'énergie électrique et l'efficacité du système pour ses membres», a indiqué

Homer Electric Association (HEA). Cette coopérative locale d'énergie répond aux besoins d'environ 50 000 personnes vivant dans la péninsule de Kenai au sud d'Anchorage. Appelée BESS pour Battery Energy Storage System, l'installation d'une capacité de 93 MWh intègre une trentaine de batteries Megapack de Tesla, pouvant chacune stocker jusqu'à 3 MWh d'énergie et accueillant une capacité d'onduleur de 1,5 MW. Le BESS permettra notamment à la HEA d'éviter le recours à une turbine fonctionnant au gaz naturel pour couvrir les pics d'utilisation dans la région. Avec ce dispositif de stockage, le temps de décharge en réponse à une augmentation de la demande en électricité passera d'environ 15 minutes à quelques millisecondes. Le BESS sera en mesure de décharger complètement ses 93 MWh d'énergie stockée sur le réseau à un taux de 46,5 MW par heure, soit une décharge complète de deux heures.

La coopérative locale d'électricité a également choisi d'installer ce BESS afin de créer un réseau plus flexible pour accueillir à l'avenir une production d'énergies renouvelables plus importante et surtout intermittente sur le réseau. Tesla a en outre annoncé que le Megapack, connecté en courant continu, peut être branché directement sur les centrales solaires et offre une interface pour le courant alternatif. Pour l'instant, aucune production solaire ou éolienne n'est rattachée au réseau, et environ 10% de son électricité provient de la centrale hydroélectrique de Bradley Lake. Enfin, si le contrat a bien déjà été signé entre les deux parties, aucun détail financier n'a été partagé, en particulier le coût par kWh.



Véhicules électriques : vers le développement de batteries à électrolyte solide

Le spécialiste canadien des matériaux de batterie, Hydro-Québec, s'est associé début février au constructeur automobile Mercedes-Benz pour développer des batteries au lithium métallique à électrolyte solide. Les chercheurs des deux entités collaboreront à mettre à l'essai de nouveaux matériaux en conditions d'utilisation réelles afin d'accélérer le cycle de développement. Performances, autonomie, poids mais également le potentiel sécuritaire de ces matériaux solides seront étudiés. «Les batteries au lithium métallique à électrolyte solide s'annoncent comme la prochaine avancée technologique majeure, avec leur énergie massique très élevée, leur durabilité supérieure et leur poids très faible. En outre, cette technologie est jugée plus sécuritaire que celle des batteries au lithium-ion, étant donné l'absence d'électrolyte liquide inflammable», a indiqué Hydro-Québec dans son communiqué de presse. Les activités de recherche conjointes seront menées au Centre d'excellence en électrification des transports et en stockage d'énergie d'Hydro-Québec au Canada ainsi qu'au laboratoire de SCE France, une filiale d'Hydro-Québec.

Pour atteindre le zéro carbone, la Grande-Bretagne a besoin de dix fois plus de capacité de stockage

La Grande-Bretagne risque de ne pas atteindre ses objectifs de zéro carbone en 2050 à moins que le stockage d'énergie à partir de Step ou de batteries soit décuplé pour prendre en charge davantage d'énergies renouvelables dans le système électrique. La capacité de stockage du pays devra atteindre environ 30 GW ou plus au cours des 20 à 30 prochaines années, contre 3 GW estimé des chercheurs britanniques de l'Imperial College de Londres. Leur analyse (Electric Insights Quarterly) montre que chaque unité d'énergies renouvelables intermittentes ajoutée au système actuel nécessitera 0,2 unités supplémentaires de capacité de stockage d'énergie pour atténuer l'intermittence et maintenir la stabilité du réseau. Si la part d'énergie éolienne et solaire augmente pour atteindre 80% de l'électricité fournie dans le pays, chaque unité supplémentaire d'énergies renouvelables intermittentes nécessitera une unité de stockage d'énergie.



Eaton et Enico simplifient le stockage dans les bâtiments commerciaux et industriels

Eaton et Enico s'associent pour faciliter le déploiement rapide des systèmes de stockage d'énergie dans les bâtiments commerciaux et industriels. Fruit de cette alliance, le xStorage Container fournit aux clients une solution évolutive, modulaire et totalement intégrée de conteneurisation de stockage d'énergie, facile à installer et rapide à déployer sur site. Ce système de stockage d'énergie multi-usages offre un large éventail d'applications telles que l'ilotage pour une alimentation de secours fiable, l'écrêtage des pics, le déplacement des charges et la régulation de la fréquence. Les utilisateurs peuvent également exploiter ce système afin de maximiser l'autoconsommation solaire et intégrer facilement des bornes de recharge pour véhicule électrique tout en assurant la stabilité du réseau alimentant leurs bâtiments.

Total investit dans un projet de stockage à Mayotte

Total a remporté un projet de stockage d'électricité par batteries lithium-ion pour une puissance de 4 MW et une capacité de 2 MWh lors du premier appel d'offres de la Commission de régulation de l'Énergie (CRE) portant sur les installations de stockage d'énergie stationnaire à Mayotte. Le projet doit être réalisé d'ici la fin de l'année et servir de réserve rapide pour soutenir la stabilité du réseau de l'île opéré par Électricité de Mayotte. Le système de stockage, doté de la solution Intensium Max 20 High Energy de Saft, sera installé à proximité d'un dépôt pétrolier de Total situé dans la commune de Longoni et fournira des services de régulation de fréquence.

Une batterie thermique pour des briques moins énergivores

Fin janvier, le constructeur de batteries thermiques, EnergyNest, a annoncé qu'il installerait une batterie de stockage d'énergie thermique de 8 MWh dans l'usine autrichienne de Senftenbacher, dédiée à la fabrication de briques. Ces dernières, comme beaucoup d'autres matériaux de construction, sont en effet très énergivores à produire. L'énergie requise doit être fournie sous forme de chaleur ou de vapeur de haute qualité – par exemple, pour mélanger l'argile, sécher et brûler les briques. Aujourd'hui, la chaleur nécessaire au processus est en grande partie générée par le gaz naturel. La technologie d'EnergyNest permettra ainsi de stocker temporairement l'énergie excédentaire sous forme d'air chaud provenant d'un four tunnel, avant d'être convertie en vapeur et d'être valorisée plus tard dans la production. En réutilisant cette énergie, la batterie thermique peut remplacer complètement le gaz naturel, réduisant considérablement les émissions de CO₂ d'au moins 1 500 à 2 000 tonnes par an.

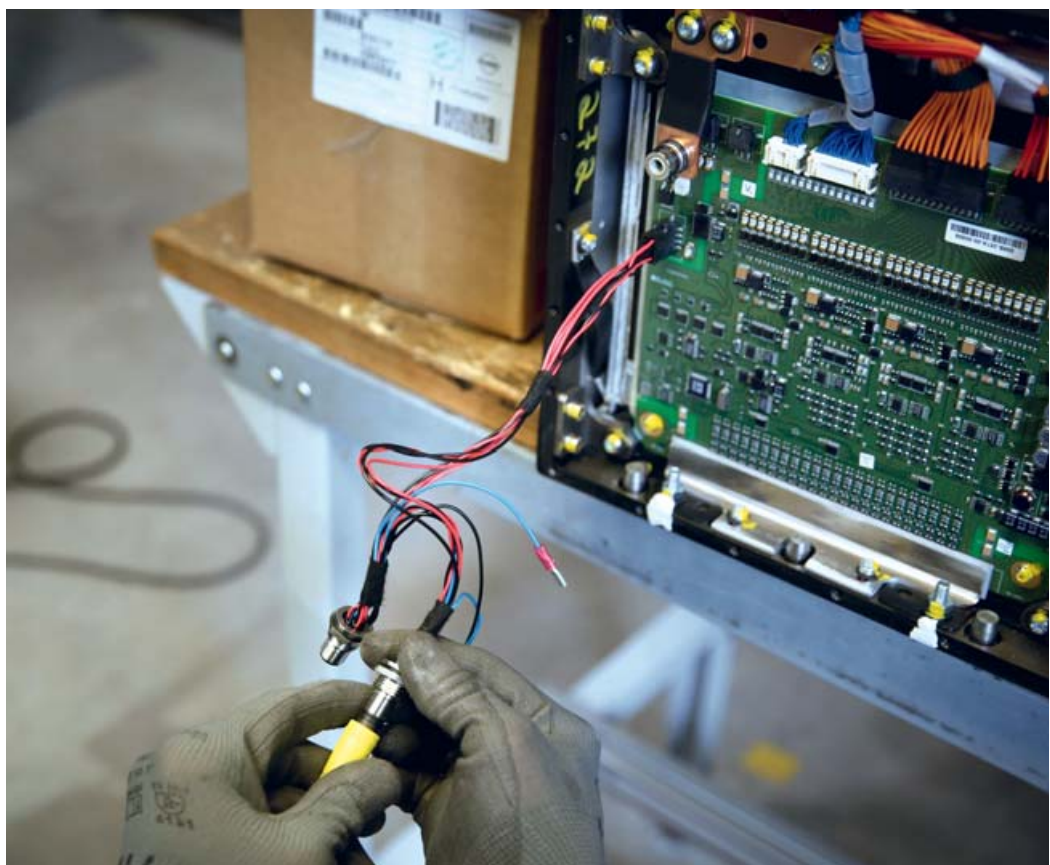
Akuo équipe une île des Tonga de 6 MW de batteries

Akuo et Tonga Power Limited, opérateur public du réseau des îles Tonga, ont signé un contrat EPC (Engineering, Procurement and Construction) pour un projet de stockage d'énergie par batterie de 6 MW. L'objectif est de sortir l'archipel du Pacifique Sud de sa dépendance aux hydrocarbures importés : près de 90 % de la demande d'électricité de ces îles est satisfaite par des générateurs alimentés au diesel. Les autorités locales se sont toutefois fixé l'objectif de passer de 10 % à 50 % d'énergie renouvelable d'ici la fin de l'année afin d'économiser environ sept millions de litres de carburant par an pour la production électrique. Pour y parvenir, le programme "Tonga renewable energy project" a été lancé. Il est financé par le Fonds vert pour le climat (56 %), la Banque asiatique de développement (23 %), le gouvernement des Tonga (10 %), Tonga Power Limited (6 %) et le gouvernement australien (5 %) pour un total de 53 millions de dollars. Pour l'instant, seulement trois parcs solaires et un parc éolien représentant au total 5,6 MW sont installés sur l'île de Tongatapu. C'est le deuxième projet de stockage mené par Akuo dans le pays. Tonga 2 doit devenir le plus grand projet de stockage du Pacifique Sud, hors Hawaï. Il complète Tonga 1, d'une puissance de 10 MW, installé dans le but d'améliorer la stabilité du réseau.



Les projets en caractères gras sont ceux actuellement en service

Élément essentiel de la transition énergétique, le stockage de l'électricité par batterie apparaît comme une solution de plus en plus prometteuse, poussée par une diminution de ses coûts, afin de faciliter l'intégration des énergies renouvelables et accompagner le développement de la mobilité électrique. Si le déploiement du stockage électrochimique n'est attendu en France qu'à partir de 2030, des expérimentations et des démonstrateurs se mettent dès à présent en place. Objectifs : valider et améliorer les différentes technologies, établir un cadre réglementaire cohérent, définir des modèles économiques viables... et ne pas prendre trop de retard sur ce marché grandissant.



Stockage électrochimique : un début de mobilisation des acteurs français

Si la technologie de stockage la plus éprouvée et répandue, tant en France que dans le monde, demeure celle des stations de transfert d'énergie par pompage (Step), la transformation actuelle du secteur de l'énergie pourrait faire la part belle à de nouvelles solutions. La multiplication des sources de production d'énergies renouvelables, l'avènement programmé de la mobilité électrique ou encore la nécessité de décarboner les mix énergétiques offrent en effet de nouvelles perspectives, en particulier pour le stockage électrochimique qui représente la quasi-totalité des

nouvelles capacités installées, stationnaires ou de mobilité. Les batteries ne représentent actuellement que 2 % du marché mondial mais connaissent déjà, en raison notamment d'une forte baisse des coûts, plus particulièrement pour la filière Li-ion, un essor dans plusieurs pays (Chine, États-Unis) ainsi que dans de nombreux territoires insulaires. En France, pour les zones non interconnectées (Corse, Guyane, Guadeloupe, Martinique, Mayotte), 61 MW de puissance installée ont déjà été attribués à l'issu d'appels d'offres et devront être réalisés avant 2021. En France métropolitaine, les caractéristiques du système électrique

national – avec une part importante du nucléaire et une hydroélectricité fortement développée – ralentissent l'émergence de projets de batteries. Les surcapacités disponibles limiteront fortement les besoins de flexibilité tant que les seuils de 30% de pénétration d'EnR intermittents ne sont pas atteints en France métropolitaine. Seuls 7 MW répartis sur deux projets sont actuellement raccordés en moyenne tension, et environ 100 MW sont en file d'attente. *«Le stockage se positionne avant tout comme un outil de flexibilité. Il se développera d'autant mieux qu'il se trouvera dans un environnement énergétique favorable*



JRI Journées Recherche Innovation biogaz méthanisation

24 - 26 mars 2020 - Toulouse



INSA

INSTITUT NATIONAL
DES SCIENCES
APPLIQUÉES
TOULOUSE



**Les inscriptions sont ouvertes
Rendez-vous sur www.atee.fr**

ATEE - 47 Avenue Laplace - 94117 Arcueil cedex - Contact : Patricia COTTURA - ATEE - 01 46 56 35 41



avec une forte pénétration de capacités EnR électriques peu flexibles (éolien, photovoltaïque, centrale solaire thermique à concentration, etc.), venant se substituer aux capacités existantes programmables mais contraignantes sur le plan environnemental (respectivement charbon, fioul et gaz)», indique **Patrick Canal**, délégué général du Club Stockage d'énergies de l'ATEE. Et au vu de la part des EnR dans notre mix énergétique, le stockage risque encore de se cantonner au stade de démonstrateur cette prochaine décennie pour la métropole. La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) ne fait par ailleurs pas du stockage une de ses priorités et envisage surtout de nouvelles capacités à moyen terme, notamment 1,5 GW supplémentaire de Step d'ici 2030, voire 2035. L'accélération du développement des EnR prévue dans la PPE (36% d'EnR dans le mix énergétique en 2028 et 45% en 2035) fera cependant apparaître des besoins supplémentaires de flexibilité sur les réseaux, et devrait donc favoriser le recours au stockage.

Définir un modèle pertinent

Encore faut-il que le déploiement de ce stockage par batterie ne se heurte

pas à certains obstacles ! «En réponse à l'appel à contributions lancé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) sur le stockage, la grande majorité des contributeurs s'est accordée sur le fait que le bon développement du stockage en France passerait nécessairement par une évolution et une mise en cohérence du cadre législatif et réglementaire ainsi que du cadre technique et contractuel facilitant l'accès aux réseaux et la participation aux différents mécanismes de marché pour le stockage», souligne Guillaume Magnien, chargé de mission au département raccordement et réseaux intelligents de la CRE. Dans la feuille de route de la Commission*, les principales réflexions en cours y sont donc évoquées, comme la possibilité de créer un statut juridique spécifique pour les opérateurs de stockage, la simplification et la clarification des procédures de raccordement ou la possible exonération de la tarification de l'utilisation des réseaux publics d'électricité. Pour le Turpe, «la CRE considère qu'elle n'est ni réalisable techniquement ni permise par le cadre légal. Néanmoins, sa structure doit permettre un reflet efficace des coûts de réseaux et intégrer le développement des nouveaux usages», précise

Guillaume Magnien. Un groupe de travail copiloté par la CRE et la DGEC a enfin été créé afin de suivre l'avancement des recommandations et des demandes formulées dans cette feuille de route stockage. «Faire plus facilement, plus rapidement, à un moindre coût, appuie Patrick Canal. Mais cela va également s'accompagner de la mise en place d'expérimentations afin de trouver un modèle de développement pour les batteries et valoriser le stockage comme c'est le cas avec le projet Ringo. Cela même si les batteries ont atteint un stade de développement commercial et industriel sans limites de capacités à travers le monde, à des coûts en production hybride qui les rendent très compétitives par rapport à de nombreuses autres filières de production programmable et centralisée.» D'autres projets devraient également voir le jour prochainement, Enedis ayant lancé des appels à projets de flexibilité locale offerte par des tiers sur six zones potentielles. «Aujourd'hui, on avance en marchant car il n'y a pas encore assez de retours d'expérience en conditions réelles d'utilisation. Il faudra une dizaine d'années pour que tout cet écosystème se mette en place», juge Thierry Priem, adjoint à la direction scientifique du CEA/Liten. ►

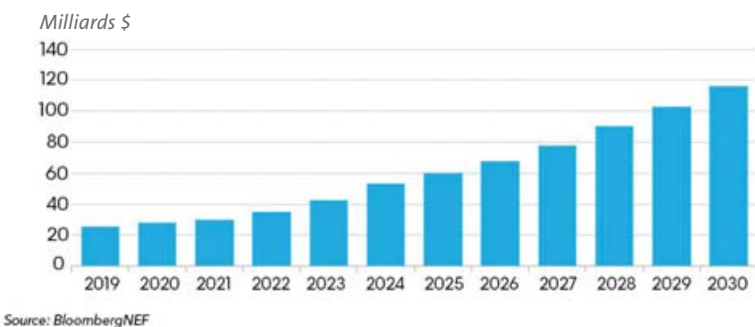
Des coûts en chute libre

Selon la dernière étude de Bloomberg New Energy Finance (BNEF), le prix moyen des batteries a chuté de 1 100 dollars/kWh (990 €/kWh) en 2010 à 156 \$/kWh en 2019. Cela représente une baisse de 87 % en moins de dix ans. «Les coûts de production baissent grâce aux améliorations des équipements de fabrication et à l'augmentation de la densité énergétique au niveau des cathodes et des cellules. L'expansion

des installations existantes offre également aux entreprises une voie moins coûteuse pour accroître leur capacité», explique Goldie-Scot, analyste de BNEF. La demande mondiale en batteries pourrait en outre dépasser les 2 TWh en 2024, ce qui permettrait de faire passer le prix du kilowattheure sous le seuil symbolique des 100 dollars. Le marché des batteries a atteint

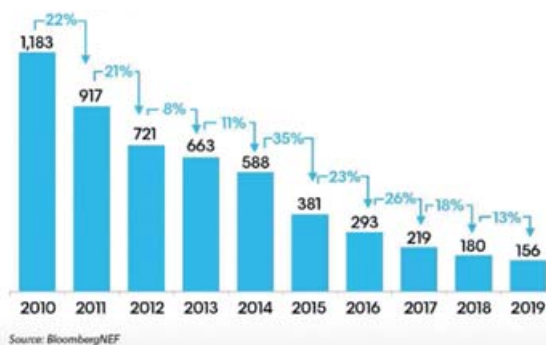
un peu plus de 20 milliards de dollars en 2019, et devrait représenter 60 milliards de dollars, pour frôler les 120 milliards de dollars en 2030, sans inclure les investissements dans la chaîne d'approvisionnement.

► Taille de marché annuelle des batteries lithium-ion



► Résultats de l'enquête sur le prix des batteries au lithium-ion (moyenne pondérée en fonction du volume)

Prix du pack de batterie (\$/kWh)



► Vers une filière européenne des batteries

Le développement du marché des batteries est principalement lié à celui de la mobilité électrique. L'essentiel des efforts des pouvoirs publics français et européens porte sur cette orientation, avec l'objectif en particulier de contrer la Chine qui détient plus de 90 % du marché de la mobilité électrique mondiale. «Les batteries représenteraient un tiers du prix de fabrication d'une voiture électrique et l'Europe capte pour l'instant environ 4 % de ces volumes, alors que c'est un marché énorme, de plus de 100 G\$ annuels en 2030 suivant Bloomberg», précise le délégué général du Club Stockage d'énergies. La Chine affiche ainsi 217 GWh de capacité de production, contre 50 GWh aux États-Unis et seulement 12 GWh en Europe (0,2 % en France...). Pour répondre à cet enjeu, la Commission européenne a autorisé une aide de 3,2 milliards d'euros pour développer une filière européenne des batteries électriques, un "Airbus des batteries" via un consortium

de 17 entreprises, épaulées par 70 autres partenaires. Toute la chaîne de valeur de la filière pourra ainsi se déployer sur le sol européen. Dans ce cadre, Saft et PSA se sont associés pour créer une usine pilote de batteries à Nersac (Charente), avant d'envisager une production à grande échelle en région Hauts-de-France. «L'Europe et la France se démarqueront par de nouvelles technologies plus performantes, de type tout solide afin d'augmenter la densité d'énergie de la batterie et donc de l'autonomie du véhicule. L'"Airbus des batteries" vise à concevoir cette nouvelle génération de batteries», appuie Thierry Priem. 1,2 million de véhicules électriques en 2023, et 15 millions d'ici 2035 ! Ces objectifs ambitieux laissent également entrevoir la possibilité de développer le stockage diffus à travers le concept du "véhicule to grid" (V2G). Chaque voiture pourrait ainsi devenir une unité de stockage qui aide à la régulation du réseau. Au vu du nombre de véhicules attendus, ces capacités de stockage – 40 GWh

pour 5 millions de véhicules équipés d'interfaces communicantes avec les gestionnaires de réseau – sont attractives. La réponse instantanée se fait en quelques millisecondes, qui plus est en basse tension, ce qui limite les pertes de réseau (d'environ 14 % en aval compteur). «Avec la digitalisation, on a désormais la capacité à mener à bien cette démarche d'optimisation d'un parc de batteries raccordé au réseau», note Patrick Canal. Mais comme pour les applications stationnaires, des expérimentations ponctuelles et ciblées doivent être rapidement lancées, avec l'appui essentiel des collectivités et de leurs flottes de mobilité électrique. Ce concept de V2G devra également gagner en maturité dans l'esprit des consommateurs qui devront apprendre et s'approprier ces nouvelles solutions. Ce n'est que le début d'un long chemin ! ●

Clément Cygler

* "Document de réflexion et de proposition : le stockage d'électricité en France", sur www.cre.fr

Ringo : l'espace préféré au temps

Pour décongestionner le réseau de transport d'électricité, le projet expérimental Ringo vise à créer des lignes virtuelles associées à des batteries de forte capacité. Ce concept de stockage/déstockage simultané sera développé et évalué jusqu'en 2025, avant un possible déploiement à plus large échelle.

L'idée de lignes virtuelles devient de plus en plus concrète. Porté par RTE, le projet Ringo qui expérimentera pendant trois ans des lignes virtuelles, a officiellement été lancé le 20 janvier dernier. L'enjeu est de taille pour l'entreprise qui doit répondre aux évolutions rapides des usages de l'électricité, et au besoin accru de flexibilité de son réseau de transport. Doté de 80 millions d'euros, ce programme testera en grandeur réelle le stockage d'électricité pour la gestion des flux sur le réseau de transport. Des batteries de fortes puissances et capacités, insérées au cœur même de ce dernier, permettraient en effet de créer un "réseau augmenté", capable

d'accueillir plus d'électricité, tout en évitant les risques de congestions. Selon RTE, ces lignes virtuelles devraient ainsi permettre d'intégrer jusqu'à 30% d'électricité supplémentaire. Ce stockage des surplus ponctuels et locaux de production des énergies renouvelables (éolienne et solaire) s'accompagnera simultanément d'un déstockage équivalent ailleurs sur le réseau. «L'originalité de Ringo est d'utiliser des technologies de stockage pour déplacer l'énergie dans l'espace, et non dans le temps», appuie Olivier Grabette, directeur général adjoint, prospective, expertise et solutions chez RTE. Ce fonctionnement assure un équilibre du réseau de transport, et permet à l'opérateur de conserver un rôle neutre sur le marché de l'électricité. Condition indispensable à la conduite de ce projet qui, s'il s'avère concluant, facilitera l'intégration de la production d'énergies renouvelables, sans avoir à tirer de nouvelles lignes ou à en surdimensionner d'autres.

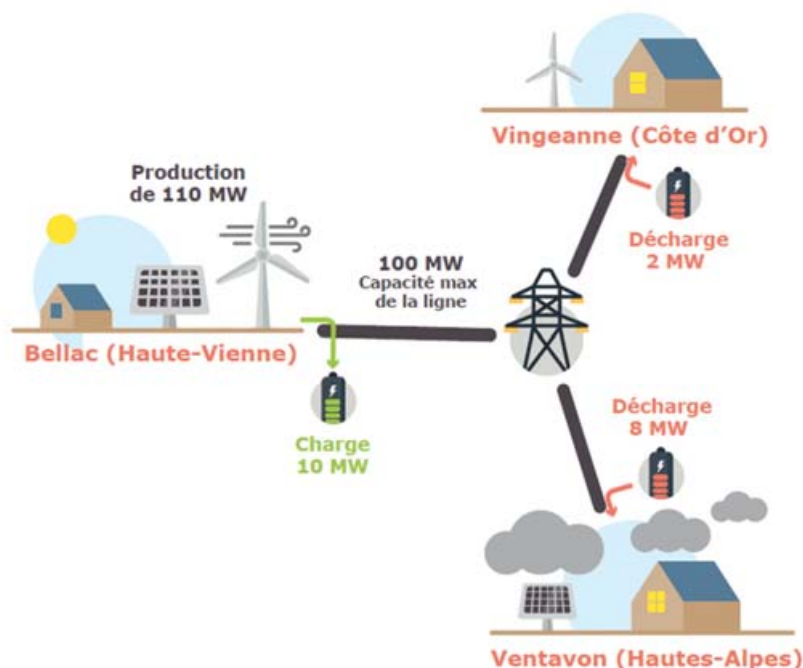
Vitrine technologique française

Pour cette phase pilote, les systèmes de stockage ont été répartis sur trois sites : Vingeanne en Côte d'Or, Bellac en Haute-Vienne et Ventavon dans les Hautes-Alpes.

Des territoires où le réseau électrique est déjà fortement chargé par des productions éoliennes et solaires, conférant un cadre adapté à l'expérimentation. Pour chaque site d'une puissance de 10 à 12 MW, soit l'équivalent de la consommation de 10 000 foyers pendant 2-3 heures, un consortium d'industriels a été désigné par RTE afin de déployer leur technologie. À Vingeanne, Nidec ASI installera une batterie de type lithium-ion NMC (nickel, manganèse, cobalt) à forte densité énergétique, et intégrera ses propres convertisseurs d'électroniques de puissance ainsi que son système de contrôle PMS "Power Management System". Les travaux débutent en janvier 2020 pour une mise en service et un début d'expérimentation prévu en mars 2021. Sur le site de Bellac, le consortium Saft/Schneider lancera un nouveau type de conteneur et de batterie Li-ion d'une puissance de 10 MW et d'une capacité de stockage installée de 30,8 MWh. Enfin, le système à Ventavon utilisera des batteries LMP® (lithium métal polymère), de nouvelle génération "tout solide", conçue par Blue Solutions. Son partenaire, SCLE d'Engie Solutions, est chargé de la conception, la fourniture, les essais et la mise en service des éléments électriques, du système de conversion d'énergie, du système de contrôle commande de l'ESS (Energy storage system) ainsi que du poste haute tension qui l'alimente. Pour ces trois sites, les travaux devraient débuter entre janvier et juin 2020 pour le lancement des premiers essais prévus entre mars et juin 2021. «Il y a un marché mondial de la batterie, et la France possède de grands industriels. Ringo leur offre la possibilité d'avoir une vitrine technologique dans leur pays, en testant une utilisation innovante des batteries», souligne Olivier Grabette. Menée jusqu'en 2024-2025, cette expérimentation permettra de tester toute la partie logicielle et d'évaluer le comportement des batteries, soumises à des cycles de charge et de décharge plus réguliers. Dans le même temps, des réflexions seront menées afin d'étudier des mécanismes de contractualisation pour combiner ces batteries à potentiellement d'autres usages. «Il faudrait aussi adapter le cadre réglementaire pour que ces solutions nouvelles puissent enfin trouver leur place», conclut le directeur général adjoint de RTE. ●

Clément Cygler

► Schéma de l'expérimentation menée dans le cadre du projet Ringo



Marché des batteries : le lithium-ion en tête

Pour stocker l'électricité à court terme, les batteries sont l'instrument idéal. De nombreuses technologies sont testées. Mais dans les faits, le lithium-ion est très en avance sur ses concurrents et cette tendance ne semble pas prête de s'inverser.

Pour stocker l'électricité renouvelable, de nombreuses technologies sont disponibles sur le marché : lithium-ion, plomb, batteries à flux, sodium-soufre, Zebra, ou zinc-air. Elles sont pourtant loin d'avoir le même poids dans la filière. Aujourd'hui, l'ensemble du marché du stockage électrochimique représente 100 milliards de dollars par an. 47 % de ce total est généré par les batteries au plomb et 50 % par le lithium-ion. Toutes les autres technologies ne comptent que pour 3 %. Et concernant le stockage stationnaire, les batteries au plomb ne représentent pas l'avenir. Si elles sont bon marché et faciles à produire, elles pâttissent en effet d'une énergie massique faible (35 Wh/kg) et d'un nombre de cycles limité entre 400 et 800. Elles sont également extrêmement sensibles à la chaleur et se déchargent facilement si elles ne sont pas utilisées pendant un certain temps. Elles restent donc surtout utilisées dans les transports mais sont peu à peu abandonnées pour le stockage stationnaire, d'autant plus qu'elles contiennent un polluant très dangereux et qu'il est difficile de les améliorer. Le lithium-ion est donc assez hégémonique dans le secteur des renouvelables. Le lithium y est utilisé à l'état ionique, grâce à un composé d'insertion, aussi bien pour l'électrode négative (en général du graphite) que la positive (un



oxyde de métal de transition lithié, dioxyde de cobalt ou manganèse). En une vingtaine d'année, le lithium-ion a fini par s'imposer non seulement pour un usage stationnaire, mais aussi pour la mobilité et les accumulateurs. Il croît de 12 % par an : 28 % en volume mais 50 % en valeur grâce au marché du véhicule électrique. Cette démocratisation s'explique par de multiples facteurs. L'ion lithium est deux fois plus léger que l'eau en densité. Il est donc parfaitement adapté lorsque l'on cherche des densités d'énergie massique et volumique élevées tout en étant peu sujet à l'autodécharge. Il est aussi, du moins maintenant, peu cher. «Même si le lithium reste plus onéreux que le plomb, comme cette technologie stocke plus d'énergie, le coût du kWh est plus faible», explique **Philippe Azais**, responsable programme au CEA. Et ce coût ne cesse de décroître. En effet, les industriels ont très largement amélioré la densité énergétique de ces batteries. Au départ, elle ne dépassait pas 100 Wh/kg pour des accumulateurs. Aujourd'hui, sur le même segment, 270 Wh/kg sont atteints. Si pour un même volume, il est possible de stocker plus d'énergie, les coûts baissent forcément. Les constructeurs ont progressé sur leurs procédés de fabrication et avec l'augmentation exponentielle des volumes, les économies d'échelle ont aussi beaucoup compté. Au final, le prix d'un accumulateur a été divisé par vingt depuis 2000, atteignant 100 à 120 \$/kWh.

Une rupture technologique

Malgré toutes ses qualités, cette technologie n'est pas exempte de défauts. Elle supporte assez mal les températures supérieures à 40°C et sa durée de vie, bien qu'ayant doublé depuis les premières générations de batteries, ne dépasse pas cinq à six ans. Elle n'est

pas recyclable, et le lithium, même si sa part est très faible, est un polluant très toxique. Il lui reste donc des points à améliorer y compris concernant sa densité d'énergie. «Depuis cinq ans, nous avons atteint un plateau sur ce point. Il faut donc préparer la génération suivante. Elle passera forcément par une rupture. Il faudra revoir profondément le fonctionnement du lithium-ion avec des nouveaux matériaux acceptables en matière de coût et de pérennité», anticipe Philippe Azais. Le cobalt, présent notamment dans les cathodes, est rare et vient de République démocratique du Congo, où il est extrait dans des conditions environnementales et sociales désastreuses. L'enjeu est donc d'augmenter la part de nickel au détriment du cobalt. La batterie "tout solide" est une des pistes les plus encourageantes explorées par les chercheurs pour augmenter la densité d'énergie. Cette déclinaison du classique Li-ion repose sur un changement complet de paradigme. L'électrolyte liquide est remplacé par un composé inorganique solide qui diffuse des ions lithium. Ce concept n'est pas nouveau. Mais depuis dix ans, de nouveaux types d'électrolytes solides présentant une conductivité ionique proche de celle des électrolytes liquides ont été découverts. La batterie "tout solide" possède l'avantage d'être beaucoup plus sûre et non inflammable et bénéficie d'une durée de vie améliorée. Cette rupture technologique demandera des investissements conséquents mais la croissance continue de la filière laissent penser que les constructeurs de batteries lithium-ion ne manqueront pas de liquidités à injecter dans la recherche. D'autant plus que ceux-ci, une vingtaine actuellement dans le monde, ont atteint une taille suffisante. Mais ces géants du secteur ne laissent pas beaucoup d'espaces aux



➤ **La batterie Li-ion s'impose pour la mobilité et les accumulateurs, comme pour un usage stationnaire.**

concurrents plus modestes qui misent sur des technologies alternatives.

Des technologies plus ou moins pertinentes

Avec un fonctionnement identique aux batteries lithium-ion, les sodium-ion pourraient faire encore baisser les coûts car le sodium est moins cher que le lithium. Toutefois, cette technologie n'est pas en mesure de rivaliser avec sa concurrente du point de vue de la densité d'énergie. Elle pourrait néanmoins être utilisée pour des applications stationnaires pour lesquelles ce paramètre est moins déterminant. Mais elle souffre d'un gros défaut : «*Si le sodium est facilement disponible à l'échelle planétaire, pour fonctionner il a besoin d'autres matériaux comme du vanadium. Or c'est un matériau critique et absent en Europe et qui est extrait pour moitié en Chine*», précise Philippe Azais. Un problème analogue touche la technologie potassium-ion. La batterie Zebra (sodium-chlorure de nickel) possède de nombreux atouts mais aussi un défaut majeur qui semble réhibitoire. Connue depuis les années 1980, elle utilise une électrode positive en chlorure de nickel, associée à une électrode liquide auxiliaire. Si la surface de la batterie reste à 30°C,

les électrodes doivent être maintenues entre 270 et 350°C pour rester liquides. Cette technologie fiable bénéficie d'un bon rendement, d'une énergie massique élevée (100 Wh/kg) et d'un nombre de cycles compris entre 800 et 1200. Toutefois, de toutes les technologies de batteries, c'est celle qui pâtit de l'autodécharge la plus importante car elle utilise de l'énergie pour maintenir sa chaleur. De plus, si la batterie ne marche pas pendant quelques jours, son électrolyte se solidifie et il en faut plusieurs pour que le système fonctionne à nouveau. Proche parente de la Zebra, la sodium-soufre utilise aussi des électrodes liquides, mais sous formes ioniques de sodium (pôle négatif) et de soufre (positif). Elle est particulièrement adaptée aux usages stationnaires pour soutenir les renouvelables car elle permet une densité énergétique de 100 à 110 Wh/kg et des rendements jusqu'à 92%. Toutefois, comme la Zebra, elle a un inconvénient. Elle est très complexe à mettre en œuvre et demande une expertise technique très poussée. À La Réunion, EDF a déjà installé une batterie de ce type sur un poste-source situé à Saint-André. Les batteries à flux (ou redox-flow) sont une technologie à part entière

avec plusieurs modèles testés. Elles stockent les couples électrochimiques à l'extérieur de la batterie dans deux cuves dans lesquelles sont installés des électrolytes à l'état liquide circulant à travers une cellule d'échange d'ions dont les deux compartiments sont séparés par une membrane solide. Dans cette famille, la batterie zinc-brome fonctionne mais le caractère extrêmement corrosif et dangereux du brome la disqualifie. De même pour la batterie vanadium-redox flow dont le vanadium corrode les autres composants. Seule la technologie quinones-redox flow semble prometteuse, à condition de faire baisser rapidement son coût. Sa faible densité n'est pas un frein à son utilisation stationnaire. Un premier prototype a été inauguré par la startup française Kemiwatt sur le campus de l'université de Rennes. D'autres technologies existent comme le zinc-air (voir *Énergie Plus n°599*) ou les supercondensateurs (voir *Énergie Plus n°539*). Mais il reste difficile pour des startups d'imposer leurs solutions, si pertinentes soit-elle, tant les batteries au lithium-ion et leurs constructeurs dominant actuellement le marché en proposant des prix très accessibles. ●

Olivier Mary



L'énergie monte dans les tours

L'entreprise Energy Vault développe une technologie destinée à stocker l'électricité de manière mécanique. Son procédé est assez similaire au pompage-turbinage, mais sans eau. Après avoir testé un prototype en Suisse, la start-up travaille sur des projets à taille réelle qui devraient voir le jour dans les prochains mois.

C'est dans la zone industrielle de Biasca, en Suisse, qu'un prototype d'une technologie assez déroutante a été installé. Il est destiné à stocker de l'électricité, pas de façon chimique, mais mécanique. Et pourtant, ce n'est pas une station de transfert d'énergie par pompage (Step), même si elle repose un peu sur le même principe : utiliser la gravité, mais sans eau. Cette Step de métal, de câble et de béton, inventée par la start-up suisse Energy Vault en 2017, est testée en modèle réduit dans la petite ville du Tessin. Ce démonstrateur est composé d'une grue d'occasion achetée par la société et entourée de bidons métalliques lestés de 500 kg de béton. Son principe de fonctionnement est plutôt simple : lorsqu'un poids est soulevé par la structure, il emmagasine de l'énergie, restituée dans un second temps lorsqu'il est redéposé au sol. L'ensemble est géré par des logiciels qui commandent les montées et descentes de charge en fonction de la production d'énergie renouvelable, des conditions météorologiques, de la demande et de la stabilité du réseau. Les blocs sont soulevés lorsqu'il y a surproduction et que la demande est faible, puis renvoyés vers le sol dans le cas inverse. Vitesse

de la grue, tension des câbles et températures sont aussi contrôlées en temps réel.

Passer du démonstrateur à l'industrialisation

L'équipement de Biasca, s'il prouve sa fiabilité technique, reste relativement modeste et très éloigné du projet final de la société suisse. C'est en fait une simple maquette à l'échelle 1/10^e. L'unité qui doit être mise sur le marché est plus démesurée. Il s'agira d'une grue de 120 mètres constituée d'un empilement de blocs de béton. Elle sera surmontée par six bras déplaçant des briques de 35 tonnes à différentes hauteurs. Quand la demande sera supérieure à l'offre, elles seront descendues à une vitesse de 2,9 m/s, alimentant grâce à la gravité un alternateur qui décharge l'électricité en moins de trois secondes. D'après ses concepteurs, le rendement de la tour serait compris entre 85 % et 90 %, contre 70 % pour les Step. D'une capacité de 20 MWh à 80 MWh et d'une puissance de 4 Mwc à 8 Mwc, elle serait capable de stocker l'électricité pendant 8 à 16 heures à un coût très compétitif. Son LCOS (levelized cost of storage) est estimé à 0,045 €/kWh, contre 0,15 €/kWh pour les Step en prenant en

compte les coûts d'exploitation et de maintenance, quasi-nuls concernant la tour helvète. Si elle est bon marché, c'est surtout grâce aux matériaux qu'elle utilise. Sa structure est fabriquée grâce à du béton recyclé à partir de débris de chantier et de graviers six fois moins chers que du béton classique. De plus, la tour pourrait fonctionner plus de trente ans selon son constructeur. Enfin, cet équipement peut s'installer en plaine, contrairement aux Step qui ont besoin de dénivellés importants pour fonctionner. Néanmoins, il nécessite un terrain de 100 mètres de diamètre pour être dressé et, avec ses 120 mètres de hauteur, on peut imaginer que les opposants aux éoliennes ne le verront pas d'un très bon œil. Si sur le papier, la tour d'Energy Vault semble avoir de nombreux atouts pour réussir, il reste à passer à la phase industrielle. C'est une étape souvent très délicate et la start-up suisse a initié une première levée de fonds de 110 millions de dollars pour accélérer le déploiement de sa technologie à l'échelle internationale. Elle a aussi passé un accord avec la multinationale indienne Tata Power Company Limited pour construire une tour de 35 MWh en Inde. Mais avant cela, deux devraient être érigées, une près de Milan, l'autre en Californie. Il sera alors possible de vérifier en situation réelle les capacités de cette technologie dont les mérites sont pour l'instant exclusivement vantés par ses inventeurs sur la base d'un démonstrateur. ●

Olivier Mary

© Energy Vault

Convertir les mines abandonnées en unité de stockage

Avec l'essor de nouvelles sources d'énergie renouvelable (soleil, vent), le stockage des excédents devient de plus en plus une priorité. Dans cette optique, l'utilisation des mines comme stockage indirect sous forme de station de transfert d'énergie par pompage (Step) va peut-être leur redonner une seconde vie.

Aujourd'hui, les opportunités de nouvelles Step en Europe sont réduites, la plupart des sites intéressants sont exploités et ceux potentiels font face à une réglementation environnementale renforcée ou à un manque de rentabilité. Avec leur profondeur de plusieurs centaines de mètres, les mines représenteraient une solution alternative notamment afin de palier à ces limitations. Différents concepts ont été étudiés : réservoir supérieur sous forme de lac artificiel, utilisation de différents niveaux de galeries comme réservoirs supérieur et inférieur ou en connectant deux puits distants. Comme une Step traditionnelle, celles utilisant une mine ont des critères similaires : hauteur de chute, capacité maximale d'eau retenue et débit de la chute (durée de stockage), puissance de la turbine (puissance électrique maximale) et puissance de la pompe de remontée d'eau (puissance instantanée de stockage). En Allemagne, l'université de Duisburg-Essen (professeur André Niemann) a étudié un

projet (2016-2019) pour la mine Prosper-Haniel à Botropp, fermée en 2018. Si les caractéristiques de cette mine étaient intéressantes (chute de 530 m, bassin supérieur de 600 000 m³, stockage dans 15,5 km de galeries, 735 MWh stockables avec une turbine de 200 MW), le projet a été clôturé mi-2019. La faute aux conditions financières qui intégraient des investissements (Capex) de l'ordre de 3 000-3 300 €/kW et des Opex d'environ 4,2 M€/an. Toutefois, ce projet et les études réalisées ont permis de clarifier de nombreux points techniques. Pour les mines à ciel ouvert (charbon en Allemagne, or en Afrique du Sud ou Australie par exemple), il faut relier deux ou plusieurs puits situés à différents niveaux. C'est ce qu'a étudié en 2015 la société australienne Genex Power avec un projet de 330 MW dans le Queensland ou en Allemagne en 2019 pour les mines de Hambach, Garzweiler et Inden (3,5 Mds m³) avec une capacité utile de 360 GWh, soit 1 GW pendant 15 jours (la capacité totale des Step est de 40 GWh pour l'Allemagne et 7 GWh pour la France).

Quelles conséquences géologiques ?

Actuellement les galeries de mines abandonnées sont maintenues "sèches" en pompant l'eau qui s'infiltré (18 millions de m³ par an pour les mines de la Sarre par exemple). L'utilisation comme Step nécessiterait de noyer un certain nombre de

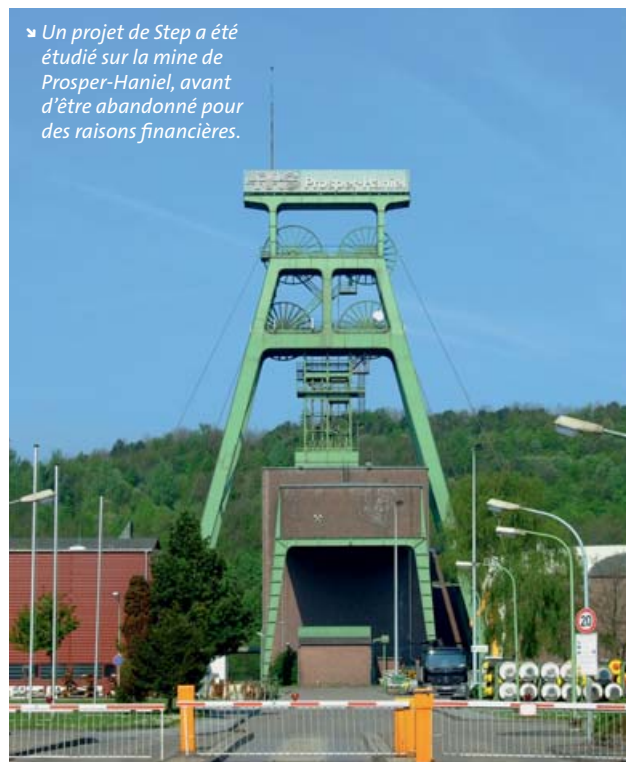
galeries avec plusieurs centaines de milliers de m³ d'eau. Comment va évoluer le sous-sol ? Pourrait-il y avoir des conséquences au niveau du sol (affaissement...) ? À ce jour, aucune étude en conditions réelles n'a été conduite. Elle sera cependant nécessaire pour la stabilité du terrain et l'acceptabilité du projet par les riverains. Cette eau peut avoir une température de plusieurs dizaines de degrés Celsius, selon la géologie. Son utilisation pour un réseau de chaleur ou un générateur basse température (cycle de Rankine) permettrait une valorisation supplémentaire. Les Step offrent une alternative pour le stockage d'électricité excédentaire qu'aucune autre technologie (batteries, hydrogène) ne peut atteindre en termes de capacité. L'utilisation de mines abandonnées permettrait d'avoir des investissements réduits par rapport aux batteries mais surtout une durée de vie de plusieurs décennies. Cette solution n'est cependant possible que pour les pays disposant de telles infrastructures. ●

Mézière Boudellal

Un cylindre en béton testé pour le stockage

La société américaine Gravity Power LLC a lancé en 2009 un concept basé sur un cylindre en béton déplaçant de l'eau dans un puits de 500 à 2 000 m de profondeur : le stockage d'électricité se fait en remontant le cylindre de plusieurs milliers de tonnes par pompage d'eau dans la partie inférieure du puits. Pour la récupération, le cylindre descend et envoie l'eau sous pression vers une turbine. Un prototype de 1 MW est en construction dans le sud de l'Allemagne avec un cylindre de 6 000 tonnes. La première phase d'évaluation du sous-sol est en cours.

► Un projet de Step a été étudié sur la mine de Prosper-Haniel, avant d'être abandonné pour des raisons financières.



➤ Huit centrales photovoltaïques totalisant 1,3 MWC sont désormais installées.



➤ Lifou doit devenir 100% renouvelable d'ici 2030.

➤ Les convertisseurs comme les autres équipements sont installés dans des espaces réfrigérés.



Lifou devient 100 % renouvelable

D'ici la fin de l'année, l'île néo-calédonienne de Lifou consommera une énergie totalement renouvelable. Pour y parvenir, des éoliennes et des panneaux photovoltaïques sont installés et couplés à une unité de stockage.

Vivre sur un atoll baigné par la mer de Corail peut faire rêver, mais cela a aussi des inconvénients, en particulier lorsque l'on souhaite bénéficier d'une énergie propre et bon marché. Les terres calédoniennes dans leur ensemble sont d'ailleurs très dépendantes des importations de combustibles fossiles. Après la Cop 21, les élus du Congrès de l'archipel ont donc adopté un "Schéma de transition énergétique et du climat"

qui fixe d'ici 2030 un objectif de 100% d'énergies renouvelables pour couvrir la consommation électrique des îles Loyauté dont fait partie Lifou, située à environ cinq heures de bateau de Nouméa, capitale de la Nouvelle-Calédonie. Jusqu'alors, l'électricité était exclusivement générée par une centrale thermique équipée de sept groupes électrogènes diesel d'une puissance installée de 5,3 MW. En plus de polluer, ces installations consommaient chaque année trois millions de litres de gasoil. EEC Engie Solutions

et Alizés énergie Engie Solutions ont engagé dès 2017 un programme de développement des énergies renouvelables sur l'île reposant sur les ressources disponibles localement.

Éolien, photovoltaïque, batteries... et huile recyclée

«La première phase du projet a consisté à construire six fermes solaires d'une puissance totale de 960 kWc venant renforcer les moyens existants. Ces ouvrages, en service depuis mars 2018, ont permis de porter la proportion d'énergies renouvelables produites en 2018 de 7% à 22%», précise

François Laforest, directeur outremer chez Engie solutions. L'année dernière, la deuxième phase a démarré avec



➤ 800 batteries sont installées dans deux containers.



Une fois produite, l'électricité → passe par un transformateur.



➤ Quatre containers abritent les batteries, les convertisseurs et les transformateurs.



➤ Ce projet a été financé intégralement par Engie Solutions.

l'installation d'une unité de stockage pilotée par un système de management de l'énergie qui doit stocker l'excédent d'énergie et la restituer selon les besoins des habitants. D'une puissance de 5,4 MVA et d'une capacité de 5 MWh, cette installation comprend quatre containers : deux pour les 800 batteries et deux pour les convertisseurs et transformateurs. Elle a été raccordée en septembre dernier au réseau de distribution haute tension de Lifou et permet d'alimenter l'atoll en renouvelable à hauteur de 50%. Les batteries, conçues par Engie EPS, peuvent fonctionner avec tous les modes de production (photovoltaïque, éolien ou thermique) tout en offrant une stabilité en fréquence et en tension de l'électricité conforme aux normes

européennes, même en l'absence de machine tournante. En tout, huit centrales photovoltaïques, totalisant 1,3 Mwc sont désormais installées. Le projet est complété par une éolienne rétractable de 275 kWc et un groupe électrogène de 1 MW modifié pour fonctionner au biodiesel. En complément, deux éoliennes de 275 kW, ainsi que 2 Mwc photovoltaïques supplémentaires seront installés d'ici la fin 2020 pour mener à bien la dernière phase. À la fin de l'année, lorsque tous les équipements fonctionneront, la part de renouvelables injectée dans le réseau atteindra les 100% (90% éolien et solaire, plus 10% de biocombustibles). Pour compléter ce système, il y aura toujours un groupe électrogène sur l'île. Toutefois, pour respecter l'objectif

100% renouvelable, il fonctionnera à l'huile végétale recyclée. «Elle sera collectée auprès de 350 adhérents au dispositif labellisé "L'Assiette verte" répartis sur l'ensemble de la Nouvelle-Calédonie et sera purifiée avant d'être utilisée dans les moteurs thermiques de la centrale de Lifou», explique François Laforest. Ce projet, dont les deux premières phases ont nécessité 900 millions de Francs pacifiques (7,5 M€) d'investissement, a été financé intégralement par Engie Solutions, et lui ouvre de nouvelles perspectives. L'entreprise est en effet aussi implantée en Polynésie française, à Wallis-et-Futuna et au Vanuatu, des territoires présentant des enjeux similaires et qui cherchent à se sortir de la dépendance au pétrole. ●

Olivier Mary

La mobilité électrique, levier de

Les 14 à 15 millions de véhicules électriques attendus en France à l'horizon 2035 ouvrent de nouveaux horizons. Leurs batteries pourraient améliorer le pilotage du réseau de transport/distribution d'électricité, mais aussi de stockage des énergies renouvelables.

La mobilité électrique entre dans une phase plus industrielle, après avoir été longtemps cantonnée au stade expérimental. Certes la flotte de quelques 255 000 véhicules rechargeables actuellement en circulation en France demeure encore modeste. Mais les projections convergent vers une hypothèse de 14 à 15 millions de véhicules 100 % électriques ou hybrides rechargeables à l'horizon 2035. Ce parc de batteries roulantes constitue une double promesse pour RTE et Enedis, les acteurs du transport et de la distribution d'électricité. La promesse de nouvelles capacités de stockage diffus et d'un pilotage de la consommation énergétique plus flexible. «Une révolution est en marche. La question n'est plus de savoir si ce bouleversement va advenir, mais à quelle vitesse il se produira», introduit **Cécile Goubet**, secrétaire générale de l'association nationale pour le développement de la mobilité électrique Avere-France. «Les immatriculations de véhicules légers rechargeables (2,6 % des immatriculations totales) ont progressé de 38 % en 2019 dans l'Hexagone», illustre-t-elle. Deux autres signaux ne trompent pas. Tout d'abord, les constructeurs automobiles sont aujourd'hui dans les starting-blocks après avoir longtemps hésité à franchir le pas de l'électrification. Parti plus tôt, Renault est bien installé sur le marché français avec sa Zoé (44 % des ventes de véhicules particuliers rechargeables en 2019). Mais PSA a passé la vitesse supérieure en inaugurant sa première ligne d'assemblage de motorisation électrique le 20 novembre dernier dans son usine de Trémery (Moselle).



«Nous serons en mesure de proposer dès 2025 à nos clients une version électrifiée sur 100 % de notre gamme», a annoncé **Yann Vincent**, directeur industriel et supply chain du groupe PSA.



La capacité de l'usine pourrait passer de 150 000 à 900 000 unités d'ici 2022. Le second indicateur réside dans l'avènement d'une filière européenne des batteries. Le 30 janvier dernier, Emmanuel Macron a posé à Nersac (Charente) la première pierre d'une usine pilote du projet franco-allemand d'"Airbus des batteries". Le programme porté par Saft (groupe Total) et PSA devrait permettre d'engager dans un second temps la fabrication de batteries à grande échelle à Douvrin (Pas-de-Calais), puis à Kaiserslautern (Allemagne). La capacité cumulée de ces deux usines avoisinerait un million de batteries par an à l'horizon 2030 soit 10 à 15 % du marché européen. L'Union européenne a provisionné 3,2 milliards d'euros pour aider 17 industriels à bâtir cette filière, en ligne avec sa stratégie de parvenir à une économie neutre pour le climat d'ici à 2050.

Pilotage de la recharge

Dans cette atmosphère quelque peu survoltée, le rapport publié en mai dernier par RTE avec le concours d'Avere-France a le mérite de poser des chiffres. «Le document évalue l'impact que pourrait représenter la mobilité électrique de masse sur le réseau et son potentiel gisement de valeur», pointe la secrétaire générale d'Avere-France. Première bonne nouvelle, la robustesse du réseau électrique français ne devrait pas souffrir de ces millions de batteries électriques sur quatre roues. La consommation annuelle de 15,6 millions de véhicules électriques représenterait 35 à 40 TWh d'électricité soit moins de 8 % de la production d'électricité totale en France, rassure RTE. La maîtrise de la pointe de

consommation du soir, en hiver, demeure en revanche un point plus sensible. L'avènement d'une flotte électrique de masse devra s'accompagner des solutions de pilotage simple, de type asservissement tarifaire sur le signal heures creuses/pleines à l'instar de ce qui existe pour l'eau chaude sanitaire. Les premières observations réalisées auprès des conducteurs seraient rassurantes : «Nous constatons que les propriétaires de véhicules électriques n'ont pas revu à la hausse les puissances souscrites auprès de leurs fournisseurs. Cela signifie qu'ils optimisent eux-mêmes leurs factures énergétiques en choisissant les horaires



auxquels ils rechargent leurs véhicules», expose **Dominique Lagarde**, le directeur mobilité électrique d'Enedis.

Cette opportunité de "pilotage" de la recharge constituerait par ailleurs une véritable aubaine financière et environnementale. Selon RTE, le déploiement généralisé de dispositifs de pilotage simples conduirait à des gains pouvant atteindre 1 milliard d'euros par an pour le système électrique. Dans son scénario médian (11,7 millions de



développement des batteries

véhicules en 2035), la consommation pilotable équivaut à 25 TWh par an, soit un volume comparable à l'énergie consommée aujourd'hui par les ballons d'eau chaude.

Parallèlement, «les batteries permettent d'ajuster la charge à la production d'énergies renouvelables», insiste Dominique Lagarde. Aujourd'hui, selon RTE, des épisodes de "surabondance" de la production électrique à bas coût surviennent les week-ends. Ces phénomènes se traduisent par une modulation à la baisse importante du parc nucléaire en France, voire par des prix négatifs en Allemagne. Une des conséquences est le recours croissant à des "écrêtements" de production fatale, autrement dit une réduction de la production renouvelable. La récurrence de ces situations pourrait augmenter avec l'accroissement des énergies renouvelables. Dans ce contexte, les véhicules rechargeables offriraient une flexibilité intéressante. Mieux qu'un ballon d'eau chaude dont la flexibilité se joue à l'échelle de la journée, l'autonomie de 300 km pour une batterie de véhicule électrique de 40 kWh couvre une semaine de déplacement en moyenne. Cela permettrait

aux utilisateurs de concentrer leur recharge les week-ends, une période où les prix de détail sont plus intéressants et donc d'optimiser le fonctionnement du système électrique.

Batteries bidirectionnelles

La technologie "vehicule to grid" (V2G) dans laquelle le véhicule électrique alimente le réseau en fonction des besoins, suscite également beaucoup d'intérêt. Dans ce système électrique bidirectionnel, les cellules de batteries embarquées offrent une flexibilité encore plus importante. Le directeur mobilité électrique d'Enedis estime que «la bidirectionnalité apportera un complément au pilotage simple, elle suppose que les voitures comme aujourd'hui restent durablement stationnées.» Avec seulement 20% des véhicules électriques équipés pour la recharge réversible à l'horizon 2035, la flexibilité susceptible d'être fournie par les véhicules à chaque instant égalerait celle des stations de transfert d'énergie par pompage (Step) à la fois en capacité de stockage et en puissance disponible. D'autant que le risque d'accélérer le vieillissement des batteries par l'intermédiaire des cycles de chargement/déchargement



du "vehicule to grid" n'est pas complètement écarté. Pour **Serge Pélissier**, directeur de recherche à l'Université Gustave Eiffel-Isttar, spécialiste des systèmes énergétiques pour les transports, «les mécanismes de vieillissement des batteries lithium-ion restent complexes, multifactoriels et loin d'être maîtrisés. Les technologies qui se partagent actuellement le marché, affichent des comportements très différents en la matière». Une des opportunités ouvertes par la production massive de batteries associée à la mobilité électrique résiderait dans le stockage stationnaire. Pour le chercheur, «les batteries ont vocation à sortir du véhicule dès lors qu'elles perdent 20% de leur capacité de stockage. Elles pourraient trouver une seconde vie dans des stockages stationnaires.» Toutefois, RTE demeure prudent et évoque «des débouchés économiques incertains». La réussite de ce challenge de la mobilité électrique implique la rencontre de plusieurs écosystèmes : l'automobile, les réseaux électriques, la fourniture d'électricité, les services associés, les data et les systèmes de communication.

◀ Ligne d'assemblage de motorisation électrique de l'usine PSA de Trémery.

Pour **Jean-François Carencio**, le président de la Commission de régulation de l'énergie (CRE), l'autorité chargée du bon fonctionnement des marchés français de l'énergie «il convient de relever le défi de travailler ensemble sur cette opportunité gigantesque sur les plans climatique, financier, mais aussi en termes de stockage et de flexibilité pour le réseau.» ●



Philippe Bohlinger

Pour en savoir plus :

- ▶ Enjeux du développement de l'électromobilité pour le système électrique, rapport RTE avec le concours d'Avère-France, mai 2019
- ▶ Rapport sur l'intégration de la mobilité électrique dans le réseau public de distribution d'électricité, Enedis, novembre 2019



Recharge de véhicules 100 % verte : le REVE de Béthune-Bruay

La communauté d'agglomération Béthune-Bruay ambitionnait de recharger sa flotte de véhicules électriques à partir d'une énergie 100 % renouvelable. C'est chose faite, depuis la récente inauguration de l'installation réalisée par Driveco, qui allie solaire, éolien et système de stockage.

Depuis le mois d'octobre, les 24 véhicules électriques de la communauté d'agglomération Béthune-Bruay parcourent le territoire grâce aux énergies renouvelables. C'est l'aboutissement du projet REVE (pour "recharge écologique des véhicules électriques"), lancé en 2016 dans le cadre des recherches de l'Université d'Artois et du Laboratoire systèmes électrotechniques et environnement (LSEE), pour alimenter une flotte de véhicules avec 100 % d'énergie verte. L'agglomération s'est en effet dotée dès 2015 de véhicules électriques (17 Renault Zoé 1^{re} génération, 2 Renault Zoé 2^e génération, une Peugeot Partner, 4 Renault Kangoo) et de 21 bornes de recharge. Mais en tant que Territoire à énergie positive pour la croissance verte (TEPCV), la communauté d'agglomération a souhaité trouver une solution renouvelable pour couvrir les 530 kWh consommés chaque semaine par ces voitures. Le marché a été confié fin mars 2019 à

Driveco*, qui a proposé à Béthune-Bruay une installation associant le solaire et l'éolien à des batteries de stockage et un logiciel de pilotage. 108 modules photovoltaïques de 280 Wc ont pris place sur les 180 m² de toiture de l'hôtel communautaire : «*En raison de l'espace relativement réduit dont nous disposons, nous avons posé environ 30 kWc de panneaux solaires, ce qui était un peu juste pour alimenter 24 véhicules*», développe Nicolas Arros, ingénieur d'affaires chez Driveco. *De plus, l'ensoleillement en hiver en Pas-de-Calais est relativement faible, mais cela est compensé par l'installation d'une éolienne.*» Cette éolienne à axe vertical, de 10 kW, a été fournie par l'entreprise française Apple Wind. L'énergie produite est stockée dans des batteries de première et seconde vie, dont la capacité totale atteint 60 kWh. Les premières, 10 modules de batteries MyReserve fournies par Solarwatt, sont conçues pour stocker l'énergie solaire. Branchées directement à la sortie des panneaux photovoltaïques en courant continu, elles assurent 24 kWh de stockage, soit l'équivalent d'un plein pour un véhicule électrique. «*Ces batteries compensent entre autres les pertes de puissance de la production des panneaux solaires, en cas de passage nuageux notamment*», précise Nicolas Arros. Trois batteries de seconde vie, de 12 kWh de capacité chacune, sont installées en parallèle sur le courant alternatif et couplées à un onduleur/chargeur. Elles ont été fournies par Bouygues Énergie & Services,

qui s'est associé à Renault pour réutiliser les batteries usagées des Kangoo électriques. En cas de surproduction, notamment pendant la saison estivale, le surplus peut être autoconsommé par l'hôtel communautaire.

Optimiser les flux

La gestion intelligente de l'énergie est pilotée par un EMS (energy management system), logiciel développé en interne par les ingénieurs de Driveco. Il optimise les flux d'énergie en fonction des besoins : «*En temps réel, il permet de connaître la puissance délivrée par les panneaux solaires et celle qui est délivrée par l'éolienne, ainsi que l'état de charge des batteries de stockage. On peut comparer ces données avec la demande en puissance des véhicules électriques, détaille Nicolas Arros. Au niveau des bornes, on peut aussi suivre la puissance délivrée, et moduler la charge en fonction de l'état de la batterie du véhicule.*» Driveco a installé son logiciel de gestion dans les bornes de recharge qui existaient préalablement au projet REVE. Depuis l'inauguration de l'installation, l'entreprise procède à une série de tests, afin d'optimiser la répartition de l'énergie, en priorisant une recharge plus rapide sur certaines bornes par exemple. ●

Pauline Petitot

* Driveco a notamment développé une solution de recharge 100 % solaire, le Paraso!, une station unique pour huit véhicules, exploitée à Ajaccio et à Bastia depuis 4 ans.

Quelle vie après les batteries ?

Le développement de la mobilité électrique et des solutions de stockage plus largement s'accompagne de celui de la filière du recyclage des batteries, pour en limiter les impacts environnementaux.

Brique essentielle de l'économie circulaire, le recyclage des piles et accumulateurs est l'affaire en France de deux grands groupes, Eurodieuze Industries et Snam. Issues de la mobilité électrique, l'aviation, le ferroviaire, les télécommunications, les batteries portables ou industrielles sont composées de matières premières comme le nickel, le cobalt, le cadmium, le lithium. Les recycler c'est limiter les impacts environnementaux de l'extraction minière dans des pays lointains et de l'importation des matières dans l'Union européenne. C'est aussi une alternative à l'enfouissement de ces déchets : «*Notre objectif, c'est de réinjecter les matières dans l'économie, pas de les mettre au fond d'un trou*», expose Frédéric Salin, directeur marketing commercial de Snam. L'entreprise, créée en 1981, traite principalement du nickel-cadmium (NiCd), du nickel-métal-hydrure (NiMH) et du lithium-ion (Li-ion), sur ses deux sites situés à Saint-Quentin-Fallavier (38) et à Viviez (12). Elle réceptionne 77 % de batteries en provenance des pays de l'UE et 22 % de France, une part importante étant le fait des secteurs industriels et automobiles. «*La technologie nickel-métal-hydrure a été adoptée et mise sur le marché en très grande quantité par Honda et Toyota, qui a notamment commercialisé des Toyota Prius en Europe dès 1997. Ce sont essentiellement ces batteries qui arrivent aujourd'hui sur le marché du recyclage*», relate Frédéric Salin. Mais le lithium-ion, plus économique et offrant des possibilités d'autonomie plus importante aux véhicules est en passe de supplanter le nickel. D'ici 2027, le Comité stratégique de filière mines et métallurgie estime que l'Europe devra recycler 50 000 tonnes de batteries Li-ion, et potentiellement 700 000 en 2035, contre 15 000 tonnes actuellement. Les recycleurs sont alertes : «*Derrière l'appellation lithium-ion, il y a une multitude de*

compositions chimiques différentes : nickel manganèse cobalt, nickel cuivre aluminium, nickel polymère, etc., précise Frédéric Salin. *Nous travaillons avec des instituts de recherche, comme le CEA, pour anticiper les technologies qui prédomineront dans le futur et trouver les solutions de recyclage adéquates.*»

De la batterie à la fraction de métaux

Arrivée sur le site de traitement de Snam, une batterie fait d'abord l'objet d'une identification, qui assure sa traçabilité⁽¹⁾. Puis l'état de charge et la dangerosité de la batterie sont évalués, avant qu'elle soit démantelée par un personnel formé et vêtu de tous les équipements de protection individuels nécessaires. «*La batterie est démontée jusqu'au plus petit élément, de l'ordre de la cellule ou du module*⁽²⁾. *Les composants de la batterie tels que les éléments électroniques, connecteurs, câbles, châssis, sont triés en fonction de leurs types, matières, couleur*», détaille le directeur marketing commercial de Snam. Les éléments électroniques, comme le Battery management system (BMS) sont confiés aux filières agréées pour recevoir ces produits. Les

modules et cellules subissent un traitement thermique permettant de les désactiver totalement et de supprimer tous les organismes (papier, carton, éléments électroniques internes). Il ne reste ensuite que des métaux, qui sont broyés jusqu'à l'obtention de fractions plus ou moins chargées – nickel, cobalt, cuivre, fer, lithium, manganèse ou encore carbone – et pouvant être utilisées dans d'autres activités. Le cobalt servira par exemple à la fabrication de pigments et le nickel à celle d'acier inoxydable. «*Il devient de plus en plus important pour certains fabricants d'ajouter des additifs provenant de l'économie circulaire*», note Frédéric Salin. Ainsi, le lithium lui-même trouve une seconde vie dans des usages très différents des batteries, puisqu'il est utilisé dans la fabrication de mortier, sous la forme de sel de métaux nommé «carbonate de lithium».

Pauline Petitot

(1) Le constructeur automobile a l'obligation d'organiser, à ses frais, la collecte et le traitement des déchets issus de ses produits. Directive européenne 2006/66/CE relative aux piles et accumulateurs.

(2) Un module est un assemblage de cellules en série et/ou parallèle, dans un conditionnement unitaire permettant la manipulation et la connexion.

► Les batteries sont démantelées jusqu'au plus petit élément les composants.



Le power-to-gas se prépare à injecter

Les premières briques sont posées peu à peu pour coupler systèmes électrique et gazier. Souvent présenté comme une solution à long terme, le power-to-gas commence à devenir réalité.

Un jour peut-être, les réseaux électrique et gazier ne feront qu'un. Avant cela, ils devront apprendre à interagir grâce aux premières installations de "power-to-gas". Dans les prochaines années, celles-ci pourraient profiter du soutien affiché par le gouvernement à la filière hydrogène pour se multiplier. À condition de surmonter quelques obstacles. «Il y a deux finalités à développer l'hydrogène et le power-to-gas. La première est de décarboner le mix énergétique sans limiter cet enjeu à l'électricité», souligne **David Le Noc**, délégué général du Club Power-to-gas de l'Association technique énergie environnement (ATEE). La deuxième est de fournir des services de flexibilité aux infrastructures électriques grâce aux capacités de stockage du gaz.» Sur le papier, le principe est séduisant : stocker les excédents de production électrique, en particulier d'origine renouvelable, si possible en profitant des moments où le prix de l'électricité est bas. Et les valoriser soit sous forme d'hydrogène après électrolyse, soit en ajoutant une étape de méthanation pour convertir cet hydrogène en méthane de synthèse. Dans les scénarios prospectifs, l'année 2035 est souvent présentée comme l'horizon à partir duquel le power-to-gas sera nécessaire. «L'enjeu est aussi d'identifier les zones où, avant même cette échéance, des productions éoliennes ou photovoltaïques peuvent

être localement confrontées à des situations de congestion sur le réseau de distribution d'électricité», précise Anthony Mazzenga, directeur gaz renouvelables chez le gestionnaire du réseau de transport de gaz GRTgaz. Techniquement, la brique essentielle au power-to-gas est d'abord l'étape d'électrolyse, pour lesquelles les solutions de type alcalines sont maîtrisées. Autre technologie, l'électrolyse à membrane à échange de proton (ou PEM) semble plus prometteuse, notamment pour le couplage avec des sources d'électricité variables. Elle se montre en effet réactive aux variations de puissance, mais n'en est qu'au stade préindustriel. Enfin, troisième type, l'électrolyse dite SOEC doit encore gagner en maturité.

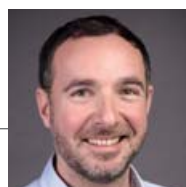
Développement de démonstrateurs

Les deux premières solutions, alcaline et PEM, seront utilisées ces trois prochaines années sur le démonstrateur Jupiter 1000 à Fos-sur-Mer (Bouches-du-Rhône). «C'est un site pilote : il vise à tester le power-to-gas en situation réelle, en modulant l'alimentation électrique. D'abord avec un profil continu, puis avec d'autres profils types comme celui d'une production éolienne», décrit **Anthony Mazzenga**. Coordonné par GRTgaz, ce démonstrateur portera aussi bien sur l'injection d'hydrogène dans le réseau et la capacité d'industriels à l'intégrer dans leur fonctionnement que sur l'étape de méthanation. Il comprendra une capacité d'électrolyse de 1 MW pour injecter jusqu'à 200 m³/h d'hydrogène et produire jusqu'à 25 m³/h de méthane. L'injection de l'hydrogène est prévue à partir de ce trimestre-ci. Pourquoi développer de tels démonstrateurs ? D'abord pour valider les performances des technologies en

situation réelle et évaluer leurs coûts de fonctionnement. «Ensuite, pour identifier les compétences nécessaires au développement de la filière. Voir repérer les savoir-faire manquants et, si besoin, mettre en place de nouvelles formations», ajoute David Le Noc. L'enjeu est aussi de permettre aux parties prenantes de travailler ensemble et de servir de vitrine en grandeur nature au power-to-gas. Outre Jupiter 1000, d'autres projets sont déjà lancés ou sur le point de l'être. Comme Grhyd, à Dunkerque, déjà en fonctionnement. L'hydrogène y a été injecté dans le réseau de gaz jusqu'à une proportion de 20%. Grhyd est coordonné par Engie, dont la filiale Storengy développe par ailleurs deux autres projets : Méthycentre dans le Loir-et-Cher et Hyaunais dans l'Yonne. Leur mise en route progressive est attendue dans les deux prochaines années. Citons aussi deux usines de production d'hydrogène de H2V Industry : l'une en Normandie à Port-Jérôme et l'autre dans les Hauts-de-France près de Dunkerque. Pour ces deux usines, la phase de concertation publique vient d'être conclue pour des mises en service attendues en 2022 ou 2023. Directement raccordées au réseau de transport d'électricité de RTE, les installations de H2V Industry devraient produire chacune 28 000 tonnes d'hydrogène par an pour l'injecter dans le réseau de GRTgaz.

Intégration aux réseaux

Reste une question-clé : ces types de projets pourront-ils être massivement déployés ? Les opérateurs français de réseaux de gaz ont publié à l'automne dernier un rapport à ce sujet. Verdict : «Il est possible d'intégrer un volume significatif d'hydrogène dans le mix gazier à horizon 2050 avec





des coûts limités d'adaptation des infrastructures.» Cette intégration peut se faire sous plusieurs formes. Soit par mélange en incorporant l'hydrogène dans le gaz naturel. Soit en passant par une étape de méthanation. Soit en développant des micro-réseaux 100% hydrogène. À court terme, la voie du mélange est privilégiée jusqu'à 6% d'hydrogène en volume. À ce niveau d'incorporation, les travaux d'adaptation des réseaux resteraient minimes. Le premier véritable seuil, à partir duquel des investissements apparaissent nécessaires, est évalué à 10%. Un deuxième, plus significatif, à 20%. Les volumes injectables dépendront des zones concernées. En particulier, du type de canalisation : certains matériaux, comme l'acier, s'avèrent moins tolérants que d'autres à l'hydrogène. Autre critère, la typologie des consommateurs en aval : certains procédés industriels et les stations GNV sont assez sensibles à la composition du gaz. Cela dit, si des investissements dans les infrastructures s'avèrent nécessaires, ils resteront a priori

Un volume significatif d'H₂ pourra être intégré dans le mix gazier d'ici 2050, selon les opérateurs de réseaux de gaz français

limités. Selon les scénarios, ils sont évalués en 2050 entre 1 et 8 € par mégawattheure de gaz transporté. Si le réseau gazier semble prêt à intégrer l'hydrogène, qu'en est-il de son alter ego électrique ? Est-il prêt à accueillir massivement des électrolyseurs ? Début 2020, le gestionnaire du réseau RTE a lui-aussi rendu public un rapport. Première conclusion : le système électrique est «*en mesure d'accueillir le développement de l'électrolyse sans difficulté particulière.*» Deuxième élément de réponse : les électrolyseurs sont capables de faire varier leur niveau de consommation électrique, donc de fournir des services de flexibilité au réseau contre rémunération. Néanmoins, la valeur économique

de ces services apparaît faible au regard du coût des électrolyseurs. L'autre sujet à traiter sera la traçabilité de l'hydrogène en fonction de l'origine de l'électricité consommée. Dans son étude, RTE distingue trois cas de figure. D'abord, un approvisionnement sur le marché pendant les périodes de surplus de production décarbonée (renouvelable ou nucléaire). Ensuite, un approvisionnement en base hors situation exceptionnelle. Enfin, un couplage local avec des centrales d'énergies renouvelables. D'un cas à l'autre, le modèle économique variera avec deux paramètres-clés : le prix de l'électricité et les durées durant lesquelles les conditions de marché seront favorables. Seule certitude, pour l'instant, la production d'hydrogène par électrolyse n'est pas rentable. L'administration française prépare donc un mécanisme de soutien public. Les concertations avec les parties prenantes sont prévues ces prochains mois pour aboutir fin 2020. L'année à venir s'annonce déjà décisive. ●

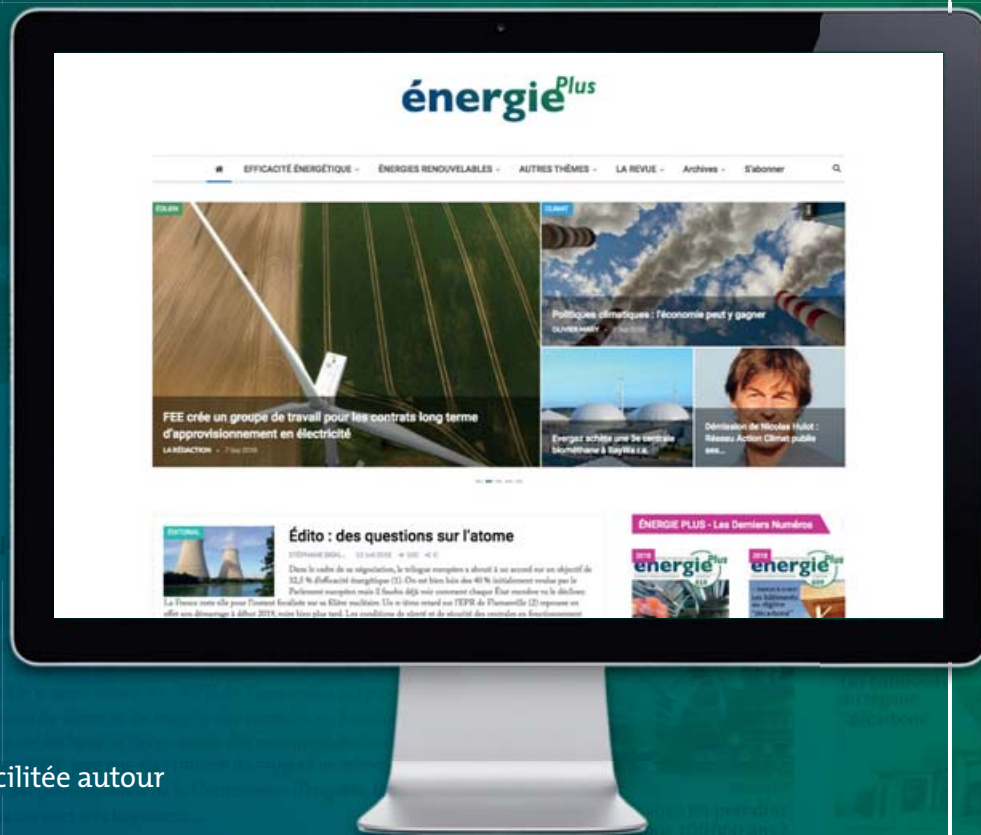
Thomas Blasseville

Retrouvez le site Internet d'Énergie Plus

www.energie-plus.com est à portée d'un clic

Plus moderne et avec plus d'actualités, ce site sera votre nouvelle source d'informations sur le secteur de l'énergie et particulièrement sur la transition énergétique.

En complément de la revue "papier" *Énergie Plus*, vous trouverez ainsi sur le web un nouveau rendez-vous quotidien.



La navigation sur ce site est facilitée autour de deux thèmes principaux :

- > **“Efficacité énergétique”** regroupant les sujets sur les CEE, la gestion de l'énergie, les bâtiments, la cogénération, le stockage et la récupération de chaleur ;
- > **“Énergies renouvelables”** donnant accès aux informations sur les filières biogaz, éolien, bois-énergie, solaire photovoltaïque, power-to-gaz, etc.

D'autres thèmes sont également traités comme les politiques énergétiques, le transport, les collectivités, le climat, etc. Vous pourrez aussi partager vos actualités préférées sur les réseaux sociaux de votre choix.

Rejoignez-nous sur www.energie-plus.com !

Si vous êtes abonnés à Énergie Plus, le site www.energie-plus.com sera complémentaire de votre version digitale (toujours accessible sur votre tablette, smartphone ou sur <http://lire.energie-plus.com/>).

énergie^{Plus}

La revue des professionnels
de la maîtrise de l'énergie



**Votre revue spécialisée tous les 15 jours
sur les questions d'énergie et de climat
pour 170 € seulement par an**



Une **version digitale** accompagne votre abonnement papier. Elle est accessible sur smartphones, tablettes, ordinateurs et inclut l'accès à trois ans d'archives.

Tous les 15 jours, la revue m'offre

- ▶ les actualités essentielles du secteur de l'énergie
- ▶ des enquêtes spécialisées et des dossiers d'analyse (biogaz, efficacité énergétique, biomasse, cogénération, stockage d'énergie, etc.)
- ▶ les prix des énergies, du CO₂ et des certificats d'économies d'énergie
- ▶ des retours d'expérience chiffrés et illustrés (collectivité, industrie, tertiaire, transport, etc.)
- ▶ une veille réglementaire
- ▶ des informations professionnelles pratiques (produits nouveaux, nominations, agenda, une veille, etc.)

✓ **Oui, je souhaite m'abonner à Énergie Plus, au prix de 170 € TTC par an. ▶ Je recevrai 20 numéros de 32 pages.**

Nom

Adresse

Prénom

Entreprise

Code postal Ville

Code NAF

Tél. Fax

Fonction

e-mail
(obligatoire pour la version digitale)

Tout abonné dispose du droit d'accès et de rectification des informations le concernant et peut s'opposer à ce que ses nom et adresse soient communiqués à d'autres personnes morales en téléphonant au 01 46 56 35 40.

Si vous êtes adhérent de l'ATEE, merci d'indiquer votre n° d'adhérent :

Je joins un chèque de € à l'ordre de l'ATEE

Tarif France : **170 €**
(dont 3,57 € de TVA à 2,10 %)

Tarif Étranger : **188 €**
(exonéré de TVA)

Tarif étudiant, retraité,
enseignant : **85 €**

À réception de votre règlement, nous vous enverrons **Énergie Plus** par retour du courrier ainsi qu'une facture acquittée.



ATEE – ÉNERGIE PLUS | SERVICE ABONNEMENTS
47 AVENUE LAPLACE - 94117 ARCUEIL CEDEX

Plus d'infos
tél. 01 46 56 35 40
www.energie-plus.com

**Visitez aussi notre
boutique en ligne**
http://boutique.atee.fr

Cette page vous donne la liste des fournisseurs classés par matériels, produits et services.

Pour être répertorié, s'adresser à :

ERI - Tél. 01 55 12 31 20 • Fax 01 55 12 31 22 • email: regieenergieplus@atee.fr

Tarifs : 900€ H.T./an par module de 5 cm de haut. Autres tailles : nous consulter.

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Chaudières biomasse

REFERENCE ENERGY

**Cession & acquisition
de centrales électriques renouvelables**



+33(0)5 40 05 16 35
<https://reference-energy.com>

Méthanisation et Valorisation du biogaz

Clarke Energy

Ingénierie • Installation • Maintenance



**Moteurs à gaz
Jenbacher
Innio
250 kWé
à 10,5 MWé**

Distributeur de solutions :
Biogaz
Gaz Naturel & Gaz Spéciaux
- Vos projets clé en main
- Contrats de maintenance
optimisés et adaptés
- 70 techniciens sur le territoire
national
- Moteurs fiables et robustes

JENBACHER
KNIP

+33 4 42 90 75 75
france@clarke-energy.com
www.clarke-energy.com/fr

NOTRE GAMME DE GROUPES ÉLECTROGÈNES

**GAZ NATUREL
& BIOGAZ,
de 100 à
4 500 kWé**



gazbiogaz@eneria.com
www.eneria.com

Eneria CAT

GESTION DE L'ÉNERGIE



ENERGY SOLUTION

Plateforme d'Intelligence Énergétique TIME_{4.0}

Monitoring automatique de l'Énergie & des Facteurs influents

Intelligence Artificielle incluant l'expertise de spécialistes
du Froid, Climatisation, Chauffage & Électricité

Détection et quantification des gisements de progrès

Outil support de l'ISO 50001 et CPE

contact@energysolution.fr
Tel : +33 (0)6 60 34 74 69
www.energysolution.fr

LUBRIFIANTS

Q8 Oils

**Producteur-raffineur
et spécialiste des lubrifiants**

- Huiles pour moteurs stationnaires à gaz et diesel homologuées par les motoristes
- Suivi des performances par analyses : résultats sous 72 heures
- Engineering : expertise des performances par des spécialistes
- Logisticiens vrac : distribution mesurée

Contact : Yves Brun
Tél. : +33 (0)6 85 91 59 20 / Mail : brun@q8.com
Service client : 00 800 786 457 35
www.q8oils.fr

SERVICES À L'INDUSTRIE



www.sa-elit.fr
elit@sa-elit.fr

OPTIMISE L'ÉNERGIE INDUSTRIELLE

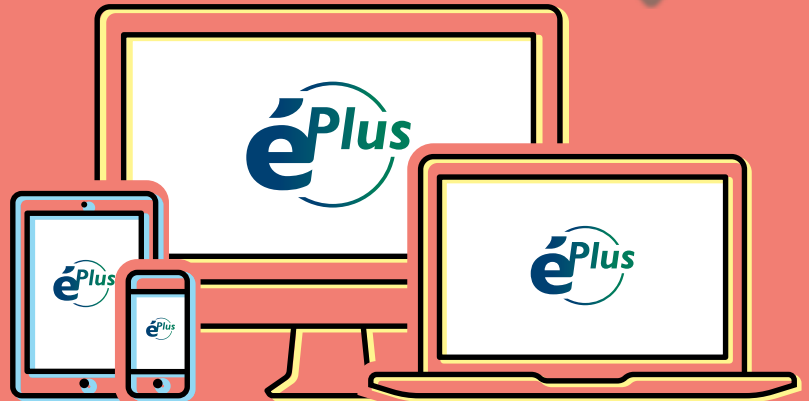
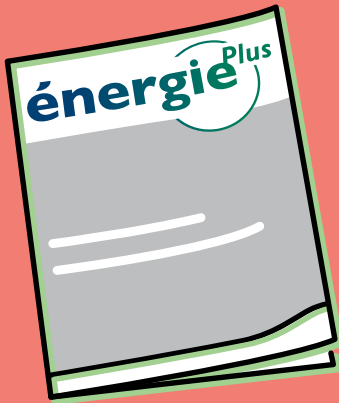
- **Services sur site :**
Isolation thermique, traçage électrique, protection incendie passive, isolation acoustique
- **Solutions souples :**
Matelas isolants INSULFLEX®, éligibles aux CEE, matelas chauffants, protection incendie passive, isolation acoustique
- **Solutions rigides :**
Supports de tuyauteries SANPON®, pièces usinées isolantes thermiques, diélectriques, coupe-feu



Tél. 04 78 57 81 81

Abonnés Énergie Plus, lisez aussi en version digitale

Nouveau!



Sur Internet

Connectez-vous à lire.energie-plus.com

Puis renseignez votre e-mail
et votre mot de passe*.

Sélectionnez le numéro que vous
souhaitez lire. Vous bénéficiez aussi
d'un mode recherche et de la possibilité
d'une lecture audio!



Sur App Store et Google Play

Cherchez en indiquant

puis téléchargez
l'application

Connectez-vous en
renseignant votre e-mail
et votre mot de passe*.

Sélectionnez le numéro
d'Énergie Plus que vous
souhaitez lire dans le
Kiosque.

Il se charge alors dans
"Mes éditions" où vous
pouvez aller le feuilleter.



Une lecture facile

Quel que soit votre appareil (ordinateur, tablette, smartphone), il vous suffit de cliquer ou d'appuyer longuement sur un article pour qu'il se charge dans un mode de lecture adapté à l'écran. Zen...

* votre e-mail est celui que vous avez renseigné lors de votre abonnement à Énergie Plus. Un message vous a été envoyé avec un mot de passe personnel à partir de contact@atee.fr. Si vous n'avez pas renseigné votre e-mail lors de l'abonnement, merci de l'envoyer à j.preville@atee.fr en précisant vos nom, prénom et numéro d'abonné (ABOXXXXX).



Certificats d'économies d'énergie

Industrie – Tertiaire – Résidentiel – Agricole – Transport – Réseaux

- ✓ **30 secondes** pour évaluer vos primes en ligne
- ✓ Contrat et **paiement direct** par l'énergéticien
- ✓ Dossier CEE **100% dématérialisés**
- ✓ Nos **équipes d'experts** pour vous accompagner

Depuis
8 ANS

La plateforme
de référence

+35 000
projets déjà
financés

www.certificats-economie-energie.net

Vous êtes : fabricant, installateur, intégrateur, mandataire...

Contactez-nous : contact@consoneo.com – 01 82 28 72 03