

énergie^{Plus}

Bimensuel d'actualité sur l'énergie et l'environnement

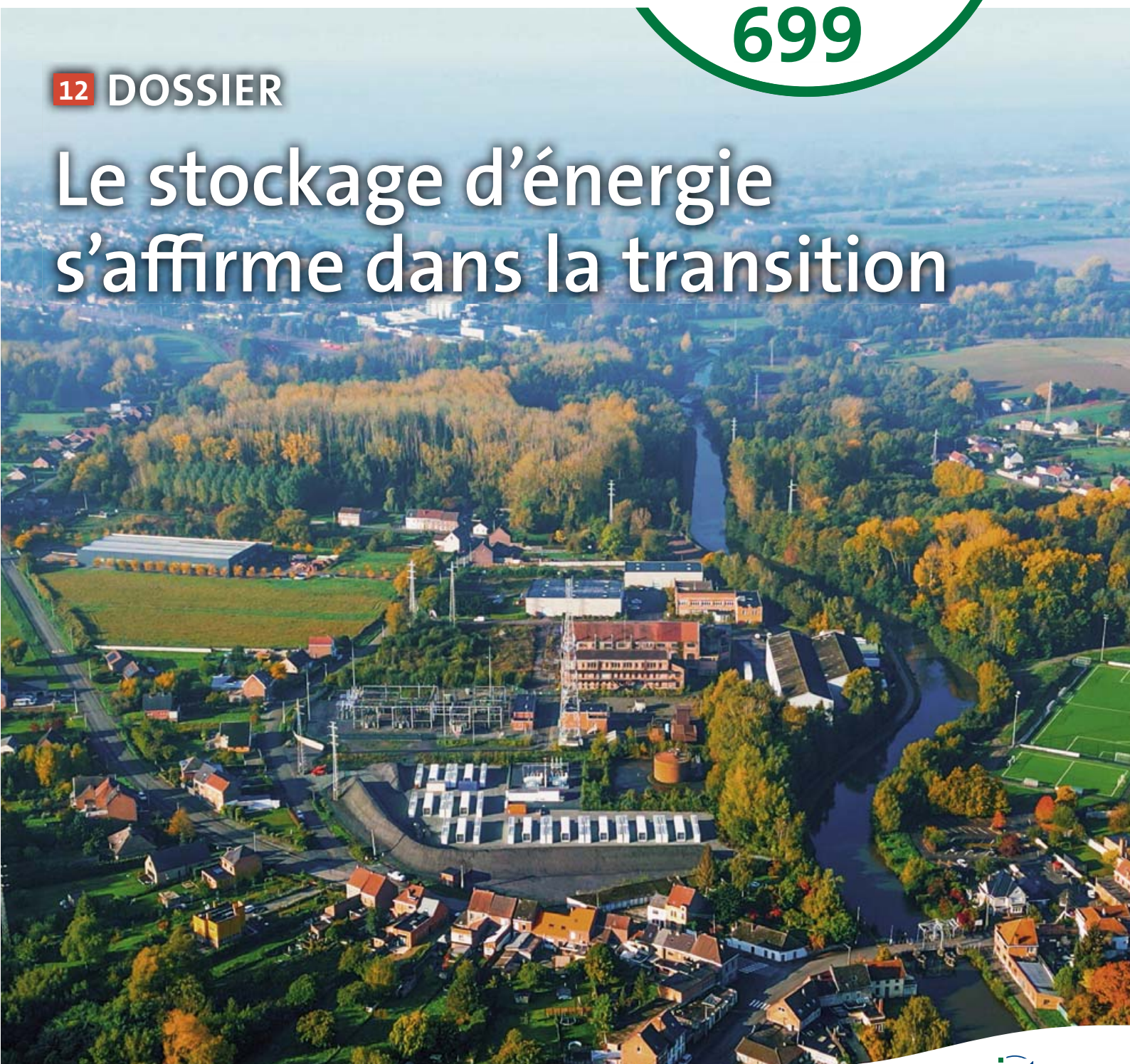
MAÎTRISER L'ÉNERGIE DURABLEMENT

15 FÉVRIER 2023

699

12 DOSSIER

Le stockage d'énergie s'affirme dans la transition



Rédaction

- Tél : 01 84 23 75 98
- E-mail : energieplus@atee.fr

- Directeur de la publication :
Nicolas Fondraz
- Rédacteur en chef :
Clément Cygler (75 92)
- Rédacteurs :
Olivier Mary (75 95)
Léa Surmaire (75 98)
- Secrétaire de rédaction :
Léa Surmaire (75 98)
- Diffusion-abonnements :
Alexandre Giroux (01 46 56 35 40)
a.giroux@atee.fr
- Photo en couverture :
© Corsica Sole

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 2023

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 : Nicolas Fondraz

Conception graphique :
Olivier Guin - be.net/olivierguin



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°0526 G 83107



16



20



22

Infos pros

- À lire. Telex.
- Elle a dit. Les rendez-vous de l'ATEE. Nominations. Agenda
- En Bref
- Un plan national pour dynamiser la filière géothermique
- Prix des Énergies
- 65 trackers installés dans des exploitations avicoles

Dossier spécial stockage

- En Bref
- Tribune : "Le système énergétique ne pourra se priver de stockage"
- Peps5 : la pertinence des solutions de stockage évaluée**
- Les gigafactories s'implantent dans les Hauts-de-France
- Plongée au coeur de la plus grande centrale de stockage d'Europe**
- Des batteries pour lisser la production hydrolienne**
- Du stockage à Mayotte pour plus de renouvelables
- Améliorer les batteries grâce à la fibre optique
- Une nouvelle vie pour les batteries de véhicules électriques



Un défi technologique

Clément Cygler, rédacteur en chef

Les voitures électriques, les panneaux photovoltaïques ou encore les éoliennes partagent plusieurs points communs. Outre leur importance dans la mise en œuvre de la transition énergétique, ils sont gourmands en métaux rares et matériaux critiques. Selon un rapport de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), pour se placer sur un scénario compatible avec un réchauffement global vers 2 °C d'ici la fin du siècle, la demande de lithium sera multipliée par 42 en 2040, celle de graphite par 25 et de nickel par 19. Pour pallier ce problème grandissant, le recyclage est devenu un enjeu stratégique qui nécessite d'être amélioré. Dans l'Hexagone, le plan France 2030 prévoit 950 millions d'euros d'investissements pour déployer des projets de production et de recyclage de ces matériaux et « assurer

ainsi la résilience des chaînes d'approvisionnement de l'industrie française ». Dans ce cadre, deux projets, portés par Veolia/Solvay et Mecaware/Verkor, ont été retenus à l'issue d'un appel d'offres afin de construire des unités de recyclage ayant des capacités de plusieurs milliers de tonnes par an. D'autres sites comme la Refactory de Renault à Flins, sont déjà en action. Outre la création de nouveaux sites, la priorité porte également sur l'amélioration des procédés. Actuellement, et conformément à la réglementation, environ 50 % de la batterie lithium-ion est recyclée... Un taux bien trop bas pour augmenter la disponibilité de matériaux critiques sur le sol européen, mais qui pourrait très prochainement évoluer. Selon un nouveau projet de règlement, ce taux pourrait passer à 65 % en 2025 et 70 % en 2030 !

ENTREPRISES ET ACTEURS PUBLICS CITÉS DANS CE NUMÉRO

ADEME	7, 16	BLUE SOLUTIONS	19	ELIA	20	LOXAM	4	SMAPPEN	4
AESC / ENVISION	19	BMW	26	EMBER	7	MCKINSEY	27	STELLANTIS	19, 26
AGIR POUR LE CLIMAT	5	BOUYGUES ENERGIES & SERVICES	4	EMEC	22	MERIDIAN ENERGY	28	SVENSKA KRAFTNÄT	28
ALBIOMA	23	CEA	16, 26, 28	ENTECH	22, 26, 27	NEOEN	28	TALENDI	27
ANAH	8	CNRS	25, 28	FRANCE GAZ RENOUVELABLES	4	NISSAN	26	TOTALENERGIES	23
AREC ÎDF	4	COLLÈGE DE FRANCE	25	FRANCE HYDROGÈNE	6	OKWIND	11	UNIVERSITÉ BRETAGNE SUD (IRD)	27
ARTELYS	16, 17, 18	CORSICA SOLE	20, 21	GOUACH	27	ORBITAL POWER	22	UNIVERSITÉ DE MONTPELLIER	25
ATEE	14, 16, 26	CRE	12, 23	GRTGAZ	7	RENAULT GROUP	19, 26	UNIVERSITÉ RENNES 1	25
AUTOMOTIVE CELLS COMPANY	19	DELTA	22	IFPEB	5	RTE	14, 16, 17, 18	VERKOR	12, 19
AVERE-FRANCE	14, 18	EASE	16	IIASA	12	SAF-ENVIRONNEMENT	8	WIND COOP	4
BEI	6	EDM	23	INNOVENT	21	SAFT	28	YUSO	21
						SÉCURITÉ SOCIALE	6		

À lire

Couvrir nos besoins énergétiques : 2050 se prépare aujourd'hui

Pierrick Dartois et Marie Suderie, Presses des Mines, 172 pages, 22 euros



Pour atteindre la neutralité carbone en 2050, la France doit non seulement diminuer sa consommation d'énergie mais également réduire l'utilisation des énergies fossiles. Pour satisfaire la demande, il faut électrifier un grand nombre d'usages. La France a choisi de développer les énergies renouvelables, en particulier le solaire photovoltaïque et l'éolien en mer, tout en modernisant le parc nucléaire. Cela suffira-t-il à répondre aux besoins ? Non, selon les travaux menés par les auteurs de cet ouvrage. Tout d'abord à cause de la fermeture du parc de réacteurs historiques et d'un rythme de construction insuffisant de nouvelles installations. Ensuite, parce que les capacités renouvelables prévues pour 2050 ne seront pas assez élevées, d'autant plus dans un contexte de réindustrialisation. Enfin, l'intégration de ces énergies intermit-

tentes dans le mix électrique constituera un défi pour assurer l'équilibre permanent de l'offre et de la demande électrique. Il faudra donc développer des moyens de flexibilité. Cet ouvrage propose un tableau prospectif complet des mix énergétiques possibles à l'horizon 2050, en optimisant les coûts, sous contrainte d'évolution de la demande, de renouvellement de l'offre et des engagements climatiques de la France. Il met au jour les principales technologies énergétiques dans lesquelles il serait opportun d'investir en priorité. Ce livre offre des pistes de réflexion et d'action pour les décideurs publics et les entreprises. Il souhaite aussi éclairer les citoyens sur la question essentielle de la souveraineté énergétique.

Histoire de l'énergie hydraulique

Pierre-Louis Viollet, Presses de l'École nationale des ponts et chaussées, 236 pages, 44 euros

La découverte de l'énergie hydraulique a été l'une des plus grandes conquêtes de l'humanité. Dans un monde où la demande énergétique ne cesse de croître, cette énergie inépuisable constitue toujours un enjeu d'avenir. Ce livre abondamment illustré détaille l'histoire de cette énergie des tout premiers indices de son apparition dans l'Antiquité, jusqu'aux perspectives offertes par l'hydroélectricité en ce début de ^{xxi}^e siècle. Il décrit les techniques des roues hydrauliques romaines, les aménagements des rivières au Moyen-Âge, les barrages à moulins et la naissance des turbines modernes qui ont contribué à l'essor de l'électricité.



TÉLEX

/// Après avoir levé près de 4 millions d'euros, **WINDCOOP** lance un appel d'offres pour la construction de son premier cargo à voiles. Celle-ci devrait débiter fin 2023 en vue de l'ouverture de la première ligne directe entre Marseille et Madagascar en 2025 /// **L'AREC ÎDF** a mis en ligne une bibliothèque des plans de sobriété des collectivités franciliennes. L'objectif est de mettre en avant les mesures prises dans la région et de s'inspirer des retours d'expériences /// Selon le palmarès des villes cyclistes, réalisé par **SMAPPEN**, Grenoble se classe en tête. Près de 17,50 % de sa population active utilise le vélo comme moyen principal de transport /// **LOXAM** et **BOUYGUES ENERGIES & SERVICES** annoncent la signature d'un accord de partenariat stratégique pour le développement d'une offre de service complète autour de l'hydrogène /// **FRANCE GAZ RENOUVELABLES** a lancé une plateforme de suivi des intrants et de calcul d'émissions des gaz à effet de serre à disposition des méthaneurs et des auditeurs ///

Elle l'a dit

Agnès Pannier-Runacher,
ministre de la Transition énergétique



« C'est un levier offert aux élus pour aménager leur territoire en décidant des zones où ils vont en priorité développer les projets d'énergies renouvelables »

Alors que le projet de loi d'accélération de la production des énergies renouvelables est sur le point d'être définitivement entériné, la ministre de la Transition énergétique fait le point sur les différentes avancées que doit apporter le texte.

« La planification était une demande des territoires portée par le Sénat. Pour la première fois, nous créons un système qui met les élus locaux au centre du jeu, qui leur fait confiance. La Commission mixte paritaire a permis de préciser le dispositif, en simplifiant le système et en conférant aux comités régionaux de l'énergie un rôle de vigie sur les zones d'accélération et d'exclusion au regard des futurs objectifs de la programmation pluriannuelle régionalisée. C'est un levier offert aux élus pour aménager leur territoire en décidant des zones où ils vont en priorité développer les projets d'énergies renouvelables. Concernant l'agrivoltaïsme, notre objectif est de concilier souveraineté alimentaire et souveraineté énergétique. Nous donnons en droit une définition de l'agrivoltaïsme, avec des conditions et un encadrement équilibrés et clairs. Le texte vient également encadrer l'installation de panneaux photovoltaïques sur sol agricole afin qu'aucune terre fertile ne soit sacrifiée et qu'aucune forêt ne soit inutilement défrichée. Nous favorisons l'accélération des énergies renouvelables dans les zones déjà artificialisées. Les bâtiments constituent une priorité et des mesures importantes avaient déjà été prises dans la loi Climat-Résilience. Nous avons rehaussé les objectifs de développement de panneaux photovoltaïques sur les bâtiments neufs et lourdement rénovés. Surtout, la Commission mixte paritaire a renforcé l'ambition du texte sur les bâtiments existants. Elle a introduit en effet une obligation de couverture des bâtiments non résidentiels ayant une emprise au sol au moins égale à 500 m², soit d'un procédé de production d'énergies renouvelables, soit d'un système de végétalisation. Par ailleurs, nous avons apporté des facilités pour implanter des projets EnR sur tous les délaissés routiers, ferroviaires et fluviaux. Nous avons enfin retenu un seuil obligatoire pour l'installation d'ombrières sur parking de 1 500 m², ce qui va considérablement augmenter le nombre de parkings ayant l'obligation de s'équiper. Autre sujet, celui du partage de la valeur. C'est un apport majeur de ce texte. Il doit permettre aux habitants et aux communes de tirer directement partie des retombées des projets d'énergies renouvelables et d'être associés à leur réussite. La création d'un fonds de financement d'actions locales pour les collectivités, d'un second dédié à la biodiversité, et l'ouverture d'un financement participatif des habitants aux projets sur leur territoire, sont des apports positifs que nous soutenons ».

Rendez-vous ATEE

Retrouvez les programmes de ces manifestations sur www.atee.fr
Contact : Carine Fadat / Margot Henault : 01 46 56 35 41
Inscriptions en ligne obligatoire sur <https://atee.fr/evenements>

Événements nationaux

14 mars de 14h à 17h
Webinaire : « CEE News », co-organisé par le Club C2E et l'Ademe

Événements régionaux

ATEE NOUVELLE AQUITAINE

10 mars de 14h à 17h à Oloron Sainte-Marie

Conférence : « Territoire Haut-Béarn : des industriels et collectivités engagés dans la sobriété énergétique »

ATEE ÎLE-DE-FRANCE

31 mars de 9h à 10h30

Webinaire : « Le CPE : quelle réalité en 2023 pour le secteur tertiaire ? »

Nominations

- **Jean-Louis Bal** rejoint en tant que président l'association Agir pour le climat.
- **Christophe Rodriguez** est le nouveau directeur général de l'Institut français pour la performance du bâtiment (Ifpeb).

Agenda

15 MARS — PARIS

- **Conférence nationale Hydrogène renouvelable**
www.h2entreprises.com/

21 MARS — LYON

- **8^e colloque national photovoltaïque**
<https://ser-evenements.com/8eme-colloque-national-photovoltaïque/>

21 ET 22 MARS — MARSEILLE

- **Meet4Hydrogen – HyPorts**
<https://meet4hydrogen-hyports.vimeet.events/fr/>

21 AU 23 MARS — LYON

- **BePositive 2023**
www.bepositive-events.com/fr

Sécurité sociale : un Mooc pour sensibiliser les 145 000 collaborateurs

Dans la continuité du programme « Impulsion 2021 », la Sécurité sociale a lancé un module d'e-learning afin de sensibiliser aux enjeux de la transition énergétique. À destination de l'ensemble des 300 organismes de l'institution, réunissant 145 000 collaborateurs, ce module gratuit, au format court, est avant tout centré sur les questions de sobriété énergétique. Quatre séquences, de 30 minutes chacune, ont pour but « d'amener progressivement à une prise de conscience collective » mais aussi de fournir « les clefs pour agir et répondre ainsi pleinement au défi national de réduction de la consommation d'énergie ».



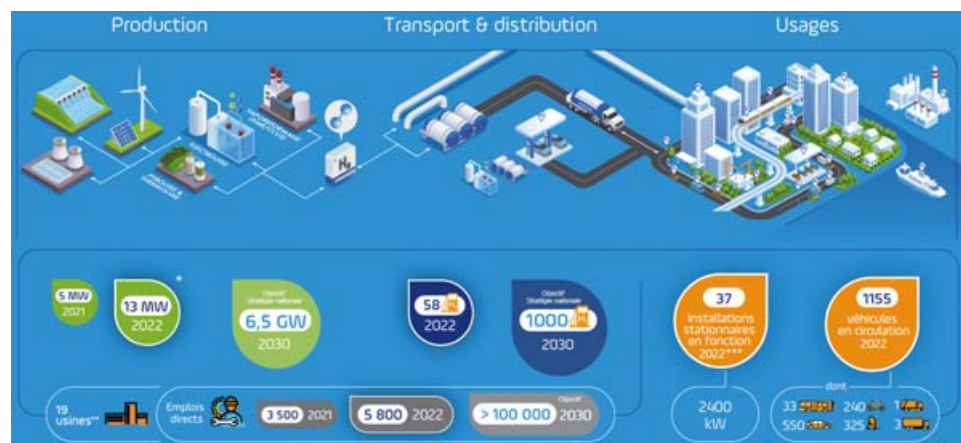
France 2030 : trois dispositifs de soutien à la filière forêts et bois déployés

Leur enveloppe globale est de 500 millions d'euros. Le premier, un appel à manifestation d'intérêt, « Exploitation forestière et sylviculture performantes et résilientes » (AMI ESPR), s'articule autour de deux volets : structurer le maillon de l'exploitation forestière en accompagnant des démarches collectives innovantes et soutenir les investissements dans des équipements performants. Cet AMI est ouvert jusqu'au 8 septembre. Pour le second, un appel à projets « Biomasse chaleur pour l'industrie du bois » (AAP BCIB), le Gouvernement a défini deux priorités : augmenter les capacités de séchage et utiliser les coproduits générés par les industries du bois afin de développer la production de chaleur. Celui-ci, ouvert jusqu'au 20 septembre, est réservé aux projets dont la production thermique est supérieure à 4 000 MWh/an. Enfin, l'appel à projets « Industrialisation de produits et systèmes constructifs bois et autres biosourcés » (AAP SCB) vise à accroître la production de bois et de matériaux

biosourcés pour répondre notamment à la demande grandissante du secteur de la construction, que ce soit par l'augmentation de capacités de production ou par le développement de technologies innovantes.

France Hydrogène présente son nouveau baromètre sur le développement de l'hydrogène en France

Dans la Stratégie nationale bas carbone (SNBC), l'objectif de déploiement d'électrolyse pour 2030 a été fixé à 6,5 GW. En 2022, seulement 13 MW de capacité de production avaient été établis. Selon France Hydrogène, 19 usines qui fabriquent des électrolyseurs, des piles ou encore des stations de recharge, sont actuellement en activité. 58 stations de recharge sont ouvertes à date et 225 sont en projet d'ici 2025. L'objectif a été fixé à 1 000 dans la SNBC à l'horizon 2030. La filière hydrogène française représente enfin 5 800 emplois directs, soit 1 300 de plus qu'en 2021. Ainsi, des tensions dans le recrutement se font déjà sentir.



► Le chiffre

9,96 Md€

Tel est le montant investi en France par la Banque européenne d'investissement (BEI) en 2022. L'Hexagone se classe au deuxième rang des bénéficiaires des prêts, juste derrière l'Italie (10,09 Md€) et à égalité avec l'Espagne. Sur les 10 Md€ de l'enveloppe française, 70 % ont été dédiés à l'action climatique et environnementale. Deux enjeux prioritaires ont été ciblés sur le Vieux Continent : l'indépendance de l'industrie européenne et la garantie de la sécurité énergétique, en réponse notamment aux conséquences de la guerre en Ukraine. Au total, sur un volume d'opérations de 72,5 Md€, la BEI a consacré 58 % de ses investissements à des activités en faveur du climat et de la durabilité environnementale. Soit 8 points de plus que l'objectif qu'elle s'était fixée d'ici 2025 !

Les 14 lauréats de l'appel à projets « Écosystèmes territoriaux hydrogène » dévoilés

Opéré par l'Ademe depuis 2018, cet appel à projets permet de soutenir financièrement les projets de déploiement de véhicules et d'installations de production et de distribution d'hydrogène, contribuant ainsi à structurer la filière française et européenne. 14 lauréats, répartis sur tout le territoire, ont été retenus. Le montant total d'aides attribuées sera de 126 millions d'euros. La plus importante, de 21,4 M€, concerne le projet H24ByHyPe, porté par HyPe Assets. Il vise à déployer en région Île-de-France de nouvelles capacités de production d'hydrogène renouvelable (5 MW d'électrolyse) pour alimenter des camions et utilitaires pour la distribution de marchandises. Un nouvel appel à projets, davantage centré sur les usages industriels, est d'ores et déjà programmé pour 2023, dans le cadre de la Stratégie nationale de l'hydrogène décarboné et de France 2030.

Un appel lancé pour évaluer l'intérêt du transport de CO₂ dans le bassin dunkerquois



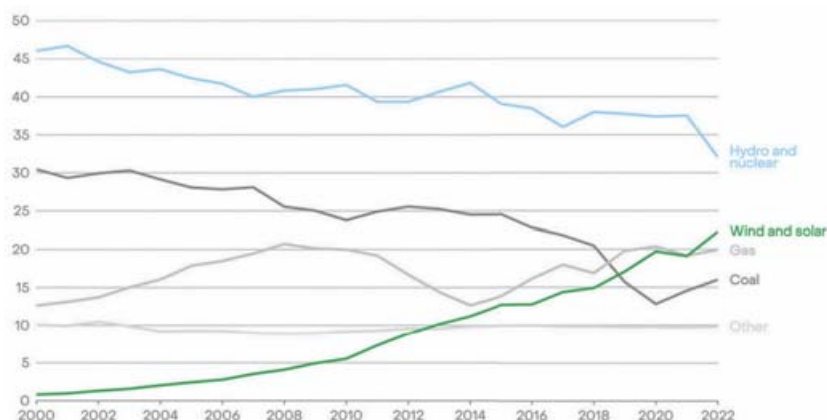
La zone industrialo-portuaire de Dunkerque concentrant environ 20% des émissions industrielles françaises, sa décarbonation est un enjeu prioritaire. Cette perspective passe notamment par la mise en œuvre de chaînes de captage, transport, stockage et valorisation du CO₂. Pour confirmer l'intérêt économique d'une infrastructure de transport de CO₂ sur ce territoire, GRTgaz a lancé ainsi un appel au

marché. Celui-ci est ouvert jusqu'au 31 mars 2023 à l'ensemble des acteurs qui ont un projet lié à ce gaz. Cette première phase non-engageante permettra de détailler les besoins et le type d'infrastructure à développer. À la suite de la collecte d'informations, GRTgaz réalisera une étude de faisabilité si l'expression d'intérêt est suffisante afin d'établir le dimensionnement. S'en suivra une seconde phase, cette fois engageante, pour contractualiser l'utilisation de l'infrastructure avec l'ensemble des acteurs intéressés et décider de l'investissement correspondant.

La production d'électricité en Europe provient plus de renouvelables que de gaz fossile

En 2022, l'éolien et le solaire ont généré 22 % de la production d'électricité en Europe. Les énergies renouvelables (EnR) dépassent ainsi pour la première fois le gaz fossile (20 %), et restent au-dessus du charbon (16 %), selon Ember. Pour son septième panorama européen de l'électricité, ce groupe de réflexion spécialisé dans l'énergie a analysé les données de production et de demande d'électricité des 27 pays de l'Union européenne (UE). Outre la réponse européenne à la crise du gaz russe, cette hausse de la proportion des EnR dans le mix énergétique s'explique par la baisse de l'énergie hydraulique suite aux sécheresses estivales et par les coupures de réacteurs nucléaires en France et en Allemagne. Ces deux dernières causes ont en effet réduit la production électrique de 185 TWh, soit 7 % de la demande totale européenne en 2022. Les cinq sixièmes de cette diminution ont été comblés tout d'abord par les productions d'énergies éoliennes et solaires. Ainsi, pour la seconde, un record

a été établi l'an passé : 39 TWh, soit 24 % d'augmentation par rapport à 2022. La Grèce par exemple devrait atteindre son objectif pour 2030 de 8 GW puissance solaire installée d'ici la fin de 2023. En parallèle, la demande en électricité a chuté de 7,9 % au quatrième trimestre 2022 comparé à la même période de l'année précédente, notamment du fait de températures automnales douces et de la mise en place de mesures de sobriété et d'efficacité énergétique. Le sixième restant de ces 185 TWh a été comblé par une production fossile accrue. En effet, elle a augmenté de 3 % en 2022. Le charbon étant moins cher que le gaz, il a représenté l'essentiel de cette hausse (2,2 % d'augmentation pour le premier contre 0,8 % pour le deuxième). En conséquence, les émissions du secteur de l'électricité de l'UE ont progressé de 3,9 % (+ 26 millions de tonnes de CO₂) en 2022 par rapport à 2021.



Si la géothermie est rarement prise en compte dans les politiques énergétiques nationales, comme c'est une nouvelle fois le cas dans la loi d'accélération des énergies renouvelables, elle fait désormais l'objet d'un plan national d'actions.

Objectif : doubler le nombre de pompes à chaleur géothermiques d'ici 2025 et augmenter de 40 % le nombre de projets de géothermie profonde à l'horizon 2030.



Un plan national pour dynamiser la filière géothermique

Présenté le 2 février par la ministre de la Transition énergétique, le plan national d'actions vise à accélérer le déploiement de la géothermie et ainsi décarboner une partie de la production de chaleur. Celle-ci constitue près de la moitié de la consommation finale énergétique et reste majoritairement produite par des énergies fossiles. En 2021, les énergies renouvelables représentaient ainsi seulement 24 % de la consommation finale de chaleur et de froid, et la géothermie que 1 %, soit environ 6 TWh en France métropolitaine. Selon Agnès Pannier-Runacher, il faudrait « produire en quinze à vingt ans suffisamment de chaleur géothermale pour économiser 100 TWh par an de gaz, soit plus que les importations de gaz russe avant 2022 ». Élaborée par le Ministère, en collaboration avec le Haut-commissariat au plan, la feuille de route prévoit ainsi une augmentation de 40 % des projets de géothermie profonde d'ici à 2030 et le doublement du nombre d'installations de pompes à chaleurs (PAC) géothermiques chez les particuliers d'ici à 2025.

Quantité et qualité

Comportant six axes et une quinzaine d'actions, le plan concerne aussi bien la géothermie de surface que la géothermie profonde. Pour la première filière citée, il prévoit de « renforcer la capacité de forage en géothermie de surface pour répondre à

la demande des secteurs résidentiel et tertiaire ». Seulement une cinquantaine d'entreprises sont aujourd'hui qualifiées pour réaliser ce type de forage. L'augmentation de leur nombre requiert un développement des formations continues et la création de formations initiales. Mais la hausse d'entreprises qualifiées ne devra pas se faire au détriment de la qualité des opérations menées, ce qui implique une harmonisation des exigences relatives ainsi qu'une adaptation réglementaire pour certaines solutions comme les sondes géothermiques inclinées. Doubler le nombre d'installations de PAC nécessitera également de renforcer la visibilité des professionnels et surtout d'apporter plus de soutiens financiers, via différents dispositifs (Agence nationale de l'habitat, certificats d'économies d'énergie, TVA à taux réduit, éco-prêt à taux zéro, etc.). Dès mars 2023, le montant du Coup de pouce chauffage sera également porté à 5 000 euros pour tous, contre actuellement 4 000 euros pour les ménages les plus modestes et 2 500 euros pour les revenus intermédiaires et supérieurs. « En cumulant ce Coup de pouce aux autres dispositifs de soutien, jusqu'à 90 % du coût total de l'installation pourra être pris en charge par l'État pour les ménages les plus modestes », avancent les auteurs du plan. Concernant la géothermie profonde, les mesures portent avant tout sur l'identification et la valorisation des aquifères

profonds inconnus ou sous-exploités, comme l'ont souligné l'Ademe et le Bureau de recherches géologiques et minières (BRGM). « L'objectif est de mettre à la disposition des industriels et des collectivités des informations sur la connaissance du sous-sol, en s'appuyant d'une part sur la synthèse et l'analyse de données existantes à l'échelle régionale ; d'autre part sur de nouvelles acquisitions permettant de caractériser les aquifères cibles », précise le plan. Il est par ailleurs prévu de pérenniser le fonds de garantie géothermie, géré par la SAF-Environnement, et de le réaménager pour couvrir une part plus importante du risque géologique. Des actions transversales sont également souhaitées pour aider au déploiement de la géothermie, en accélérant par exemple le développement d'un réseau d'animateurs régionaux sur l'ensemble du territoire. Ces réseaux locaux constituent des relais de formation et d'information tant pour les particuliers que pour les institutionnels publics ou privés. Enfin, la question du soutien financier reste centrale afin de susciter de nouveaux projets. Mais le renforcement des aides du Fonds Chaleur, combiné à l'apparition de nouvelles modalités de financement tel que le tiers-investissement, seront-ils suffisants pour atteindre ces objectifs ambitieux ? ●

Clément Cygler

© RGTimeline/Adobe Stock

L'ÉTUDE PEPS5 EST DISPONIBLE EN TÉLÉCHARGEMENT



Il s'agit du 5^{ème} volet des études portées par l'ATEE, l'ADEME, et de nombreux membres des Clubs Stockage d'énergies et Power-to-gas destinées à évaluer les potentiels nationaux de stockages d'électricité, de chaleur et de froid, en incluant le power-to-heat et le power-to-gas-to-X.

L'étude réunit actuellement 20 partenaires autour de cette action, qui est réalisée par le consultant ARTELYS en collaboration avec le CEA LITEN. L'étude présente une analyse des coûts et bénéfices pour la collectivité pour 15 cas d'études de stockages d'électricité et thermiques et power-to-gas.



PEPS5 RAPPORT FINAL



PEPS5 SECONDE VIE DES BATTERIES



PEPS5 FICHES TECHNOLOGIQUES



Consultants

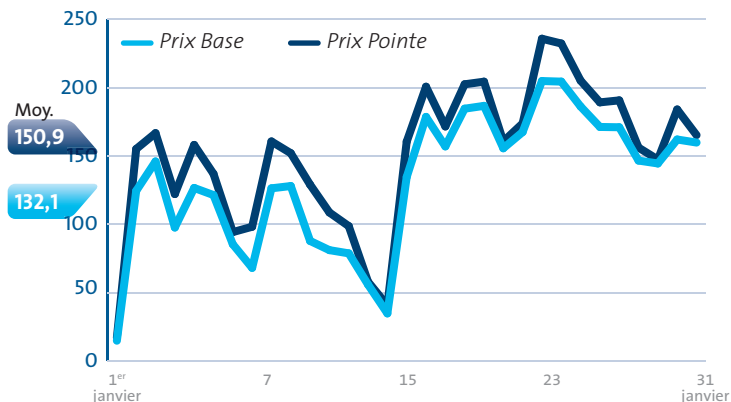


Cette étude est portée par l'ATEE, cofinancée par l'ADEME et par les sociétés suivantes



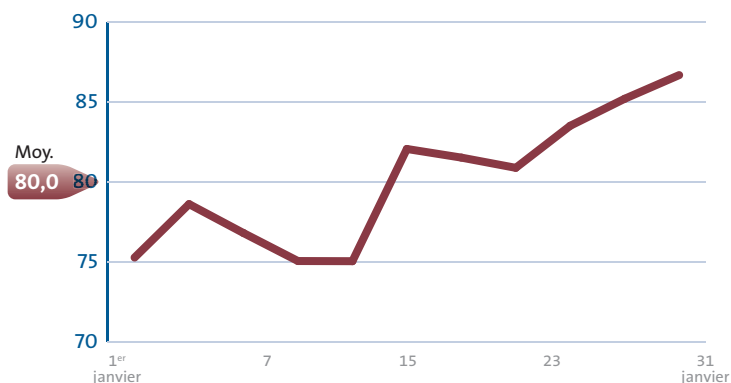
Marché "spot" de l'électricité EPEX

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



Marché "spot" du CO₂ EEX

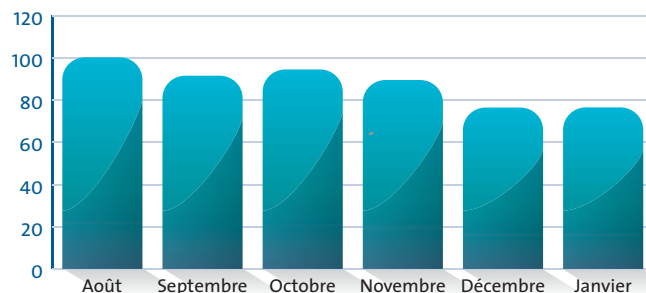
Évolution des prix des EUA* (Euros/t CO₂)



*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

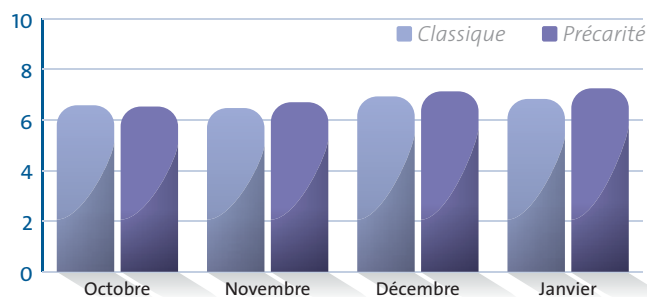
Cours du pétrole Brent

Moyenne des prix mensuels (Euros/Baril)



Prix des Certificats d'économies d'énergie

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



Parité euro/dollar (Janvier 2023)

1 € = 1,077 \$

Volumes des certificats d'économie d'énergie

Entre le 1^{er} janvier et le 31 décembre 2022 :

CEE classique:

- 534 TWh cumac ont été délivrés.
- Le stock de demandes en cours d'instruction s'élève à 97 TWhc.

CEE délivrés

du 01/01/2022 au 31/12/2022 (TWhc)

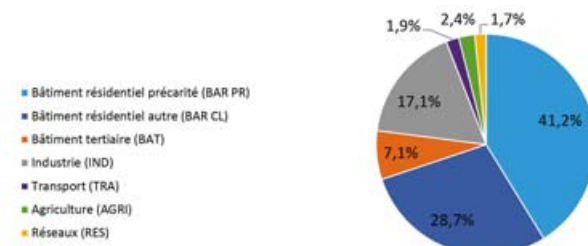


CEE précarité:

- 318 TWhc ont été délivrés.
- Le stock de demandes en cours d'instruction s'élève à 85 TWhc.

CEE CL+PE délivrés par secteur

(Opérations standardisées et spécifiques)



65 trackers installés dans des exploitations avicoles

La coopérative des Poulets de Janzé avait proposé à ses adhérents un achat groupé de trackers photovoltaïques, double-axes et bi-faciaux, équipés de trackers pour suivre la lumière et maximiser les rendements. L'objectif pour ces éleveurs ? Produire une énergie décarbonée, sans mobilisation de foncier, réduire leurs factures énergétiques et augmenter leur autonomie. 63 producteurs avicoles d'Ille-et-Vilaine et de communes voisines ont ainsi reçu ces équipements de sept mètres de haut. Selon leur constructeur, OkWind, ils permettront de couvrir 100 % des besoins des 400 poulaillers de la coopérative. Ces 65 dispositifs sont couplés à un système de management de l'énergie. Le climatologue breton Jean Jouzel s'est rendu à leur inauguration début février. ●



En bref

Une nouvelle méthodologie pour l'examen des projets en ZNI

Afin d'aider au déploiement des solutions de stockage, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a révisé la méthodologie qui s'applique à l'examen d'un projet d'ouvrage de stockage d'électricité situé dans les zones non interconnectées (ZNI). Cette nouvelle méthodologie, élaborée après avoir recueilli les avis des différents acteurs concernés lors d'une consultation publique, vise notamment à préciser « *les priorités d'examen des projets au regard des économies de charges de service public de l'énergie qu'ils permettent de générer et des objectifs de politique énergétique* ». De plus, les modalités de détermination du coût normal, complet et de révision de la compensation ont également été revues. Cette méthodologie s'appliquera pour les prochains guichets organisés dans les ZNI. Le premier concernera la Réunion et la Martinique avec un dépôt des offres au cours du dernier trimestre 2023. Les guichets suivants, espacés d'environ six mois, seront dédiés à la Corse et la Guadeloupe dans un premier temps, et à la Guyane et Mayotte dans un second temps.

Lancement de la concertation continue pour la gigafactory de Verkor

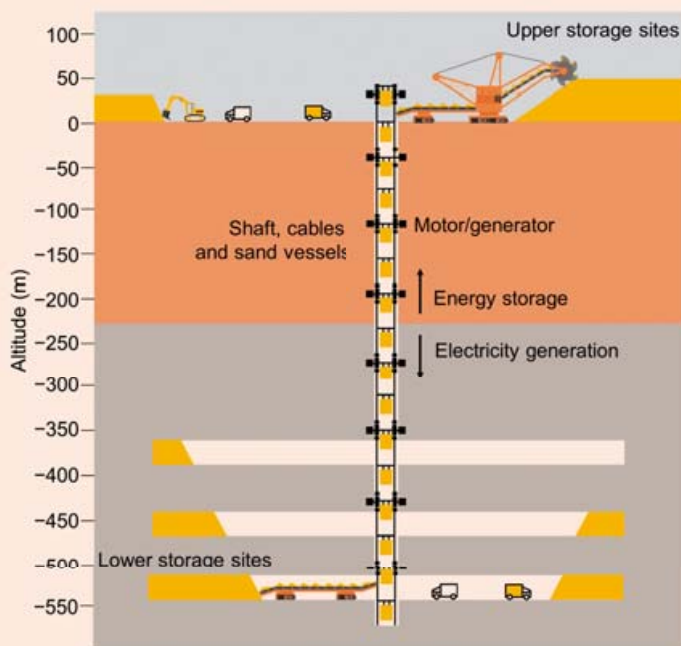


Après la tenue d'une concertation préalable à l'été 2022, c'est au tour désormais de la concertation continue pour le projet de gigafactory porté par Verkor. L'implantation de cette future usine de production de cellules et de modules de batteries électriques à grande échelle est prévue sur la Zone Grandes Industries (ZGI) du Grand Port Maritime de Dunkerque à Bourbourg. Cette concertation continue est indispensable afin que le public soit informé de l'état d'avancement du projet et puisse échanger avec le maître d'ouvrage jusqu'à l'ouverture de l'enquête publique. Cette étape permettra de revenir plus en détails sur des thématiques qui font l'objet de questionnements ainsi que sur les différents enjeux structurants (formation, emploi, sobriété énergétique de l'usine, mobilité autour du site, etc.). Avec cette gigafactory, Verkor ambitionne d'équiper 300 000 voitures électriques par an d'ici 2027.

► Pour en savoir plus : <https://colidee.com/verkor>

Transformer les mines abandonnées en stockage d'énergie

Une équipe internationale de chercheurs, pilotée par l'Institut international pour l'analyse des systèmes appliqués (IIASA), a mis au point une nouvelle solution pour stocker l'énergie de manière mécanique. S'appuyant sur le principe de la gravité, le procédé est assez similaire aux stations de transfert d'énergie par pompage (Step), sans avoir toutefois recours à l'eau. Baptisé « UGES » pour stockage d'énergie gravitationnelle en souterrain, il vise à utiliser les puits de mines abandonnées. L'idée est simple : lorsque l'électricité est abondante et excédentaire sur le réseau, des moteurs électriques acheminent une charge – du sable dans le cas



présent – du fond de la mine vers un réservoir plus élevé afin de stocker l'énergie. Lorsque la demande en énergie est forte ou quand les prix sont élevés, la charge est lâchée dans le puit, et l'énergie potentielle du sable est convertie en électricité grâce au freinage par récupération. Plus le puits de la mine est large et profond, plus les capacités de stockage et la puissance produite seront importantes. Selon les chercheurs, cette technique présente plusieurs avantages, en particulier un taux d'autodécharge nul. L'utilisation de sable comme support de stockage atténue en outre tout risque de contamination des ressources d'eau souterraine. « Pour décarboner l'économie, nous devons repenser le système énergétique en nous basant sur des solutions innovantes utilisant les ressources existantes. Transformer les mines abandonnées en stockage d'énergie est un exemple parmi de nombreuses solutions qui existent autour de nous, et nous n'avons qu'à changer la façon dont nous les déployons », a indiqué Behnam Zakeri, co-auteur de l'étude et chercheur au sein du programme IIASA Energy, Climate, and Environment. Selon les estimations, le potentiel mondial est compris entre 7 et 70 TWh et se concentre avant tout en Chine, en Inde, en Russie et aux États-Unis. Les coûts d'investissement de l'UGES seraient d'environ 1 à 10 dollars par kWh et les coûts de capacité électrique de l'ordre de 2 \$/kW.



Le stockage d'énergie s'affirme dans la transition

Plus les années passent, plus le rôle du stockage d'énergies dans la mise en œuvre de la transition énergétique s'affirme. Pour évaluer les retombées du stockage pour la collectivité, l'ATEE et Artelys ont mené le cinquième volet de leur étude Peps (*page 16*). Afin d'accompagner cette transformation du système énergétique, quelques projets de gigafactories ont été lancés en France (*page 19*).

Plus au nord, en Belgique, la plus grande centrale de stockage d'Europe, d'une puissance de 100 MWh, vient tout juste d'être inaugurée à Lessines (*page 20*). Cette installation va assurer la moitié de la réserve primaire belge. Dans les zones non interconnectées (ZNI), que ce soit Mayotte (*page 22*) ou l'île d'Ouessant (*page 23*), le recours au stockage favorise l'intégration des énergies renouvelables. Enfin, la question de la seconde vie pour les batteries de véhicules électriques semble encore à creuser, leur réutilisation se heurtant toujours à certains freins (*page 26*).

Le système énergétique ne pourra se priver de stockage

L'ensemble des rapports d'experts converge vers un consensus clair : il faut décarboner notre système énergétique et revoir notre méthode de consommation. Le stockage d'énergies représente un des outils clés pour la réussite de cette transition.

Lorsqu'on évoque le stockage d'énergies, on pense aux batteries ou aux piles. Ce ne sont pourtant pas les seuls moyens d'en stocker. Par exemple, nos ballons d'eau chaude représentent plus de 18 GW de puissance installée répartis dans les logements. Ils nous permettent d'avoir de l'eau chaude en quantité suffisante tout en déplaçant dans le temps leur recharge pour soulager le réseau. Les 5 GW de stations de transfert d'énergie par pompage (Step) ont quant à elles déjà fait leur preuve au sein de l'Hexagone. Toutefois, leur gisement global d'ici 2035 n'est estimé qu'à 8 GW par Réseau de transport d'électricité (RTE).

99 TWh s'évaporent chaque année

La filière partage des intérêts avec les énergies renouvelables, notamment l'éolien et le photovoltaïque. Face à leur intermittence, le stockage permet de déplacer leurs productions sur différentes périodes de temps en fonction de la mobilisation d'une batterie, d'une Step ou d'une installation Power-to-gas. La diversité des technologies de stockage permet d'étendre leur champ d'action au-delà du réseau électrique et gazier. La chaleur dans l'industrie est une ressource cruciale, qu'elle soit produite à partir de gaz ou d'électricité. Pourtant, chaque année, 99,6 TWh de chaleur fatale sont perdus. Des systèmes de stockage thermique sensible, latent ou thermochimique permettent de capter les gisements continus et discontinus. Ils peuvent les stocker et les convertir en une source de chaleur restituable en fonction des besoins de l'industriel de manière maîtrisée et décarbonée. L'avènement du véhicule électrique ne

se fait en outre pas attendre, et chaque modèle est équipé d'un pack de batteries conséquent. Une étude, publiée en 2019 par RTE et l'Avere-France montre qu'en 2035, la consommation annuelle des véhicules électriques représentera jusqu'à 8 % de la production totale d'électricité en France, avec près de 40 TWh par an répartis sur 15,6 millions de véhicules. Ce marché devrait encore s'accélérer avec le vote en 2022 du Parlement européen en faveur de l'interdiction de la vente de véhicules neufs à moteur essence ou diesel d'ici 2035. Aujourd'hui, on dénombre quelques projets français de gigafactories pour produire des batteries. Suffiront-ils à répondre aux besoins du marché français ? Et que ferons-nous de toutes ces batteries lorsqu'elles seront en fin de vie ? Pour l'instant, la recherche est en cours. Elle ne parvient pas à définir les pistes industrielles solides et rentables pour le recyclage — aujourd'hui très complexe et quasiment au cas par cas en fonction du panel de technologies utilisées par les différentes marques — ou pour une nouvelle vie avec un usage stationnaire.

Optimiser l'autoconsommation

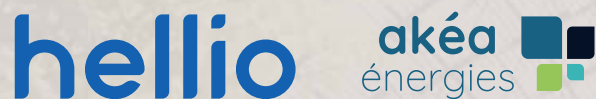
Enfin, un nouvel usage prend de l'importance, celui de l'autoconsommation. La peur du black-out de cet hiver et le besoin d'indépendance face au réseau et aux sources d'énergies fossiles comme le gaz russe ont fortement influencé la dynamique d'installation solaire. Enedis a raccordé



➤ Sébastien Abdelnour et Xavier Romon, respectivement chargé de mission et délégué général du club Stockage d'énergies de l'ATEE.

97 740 nouvelles installations solaires, soit 99,8 % des raccordements EnR pour 2022. Une augmentation de 188 % par rapport à 2020 et de 61 % par rapport à 2021. Sur le dernier trimestre de 2022, plus de 98 % du photovoltaïque a été raccordé pour une autoconsommation totale et en surplus. Comme, dans le résidentiel, sa production d'électricité est le plus souvent différée des besoins, il faudrait, dans la logique d'optimiser l'autoconsommation, installer systématiquement des systèmes de stockage d'énergie en parallèle. Pourtant, en France ce n'est quasiment jamais le cas. L'absence de subvention et les tarifs de rachat ne favorisent pas ce développement. Notre voisin allemand, où il existe des subventions à l'investissement pour le résidentiel, a huit fois plus de capacité de stockage électrique. En Californie, des crédits d'impôt (ITC) sont mobilisables pour le couplage stockage-PV. Il faut évidemment comparer avec une grande précaution ces pays qui n'ont pas le même réseau électrique. Mais on peut tout de même s'interroger sur la tendance qui se dessine. Elle nous permet d'apercevoir un avenir où le stockage d'énergie aurait une place centrale dans le système énergétique. ●

Sébastien Abdelnour et Xavier Romon
du Club Stockage d'énergies



Maîtrisez l'énergie de vos activités

- + Certificats d'Économies d'Énergie
- + Accompagnement décret tertiaire
- + Bureau d'études intégré
- + Monitoring de l'énergie
- + Recherche de subventions



solutions@hellio.com
hellio.com

**Votre
énergie
a de l'impact
hellio**

Peps5 : la pertinence des solutions de stockage évaluée

Avec le développement des énergies renouvelables, la recherche de nouvelles flexibilités est indispensable pour l'équilibrage du réseau électrique. Mais quelles sont les solutions de stockage les plus pertinentes pour la collectivité dans son ensemble ? L'étude Peps5 de l'ATEE, réalisée par Artelys, apportent certaines réponses.

Les objectifs de décarbonation que se sont fixés la France et de nombreux pays en 2030 et 2050, imposent une modification des systèmes énergétiques ainsi qu'une électrification de certains usages. Pour y parvenir, des efforts de sobriété et d'efficacité énergétiques doivent accompagner un fort essor des capacités de production d'énergies renouvelables (EnR), le solaire photovoltaïque et l'éolien en tête. Cette part croissante et conséquente d'énergies renouvelables, de nature intermittente, nécessitera le développement de nouvelles flexibilités pour assurer la stabilité des réseaux électriques. Avec le pilotage de la demande et les interconnexions électriques, le

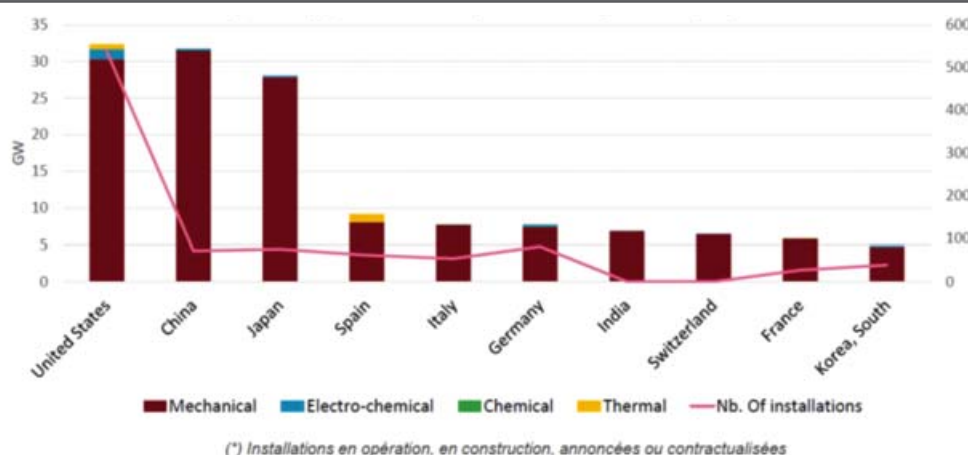
stockage d'énergies et ses différents dispositifs sont une des solutions d'ajustement et d'équilibre. Selon les bases de données DOE (US), près de 200 GW de capacités mondiales de

« Peps5 est une étude passionnante et qui déclenche les passions. Le stockage est en effet à la croisée des réflexions sur la production, la consommation et l'équilibrage »

stockage d'électricité étaient recensés fin 2020 (fig.1), dont plus de 92 % étaient couverts par des stations de transfert d'énergie par pompage (Step). Mais ces chiffres devraient vite



► Fig.1 : Top 10 des pays en termes de capacité de stockage installée (GW) Source: DOE (2020)



évoluer. L'European Association for Storage of Energy estime le besoin de stockage d'énergie à près de 200 GW pour le Vieux Continent en 2030 et jusqu'à 600 GW en 2050. Cela nécessite le déploiement de près de 14 GW de capacité par an, bien loin du rythme annuel actuel de 1 GW... La France, avec ses 5 GW de Step et ses 500 MW de batteries, est bien évidemment concernée par cette dynamique. Que ce soient dans les scénarios prospectifs de RTE ou de l'Ademe, quelques gigawatts de batteries voire quelques dizaines sont attendus dans l'Hexagone d'ici 2050. Afin de mieux définir l'importance et la place des technologies de stockage dans le moyen et long termes, un cinquième volet de l'étude Peps5 a été réalisé par Artelys et le CEA pour le compte du Club Stockage d'énergies de l'Association technique énergie



environnement (ATEE). « Rassemblant tous les acteurs, Peps5 qui trace l'avenir du stockage sur 2030-2050 en France, est une étude passionnante et qui déclenche les passions. Le stockage est en effet à la croisée des réflexions sur la production, la consommation et l'équilibrage », indique Xavier Romon, délégué général du Club Stockage d'énergies.

Le bénéfice du stockage

Cette nouvelle édition vise ainsi à actualiser les précédentes études Peps en quantifiant l'intérêt économique pour la collectivité* des technologies de stockage et d'hydrogène à la marge de scénarios exogènes de développement du système en 2030 et 2050 (fig.2). « Nous savons globalement qu'avec le développement des EnR, les besoins de flexibilité vont augmenter mais

pas forcément à la même vitesse pour toutes (journalière, hebdomadaire et saisonnière). L'approche de Peps5 est d'identifier le bénéfice du stockage dans différentes configurations pour réduire la facture globale pour la collectivité », précise Maxime Chammas, directeur de projet au sein d'Artelys. Les besoins futurs en matière de flexibilité sont ainsi analysés en tenant compte d'un large éventail de scénarios en termes de déploiement de sources renouvelables, de sortie du charbon et de différents niveaux de capacité d'interconnexion. L'analyse s'est focalisée sur quinze cas d'études intégrant des technologies de stockage électrique, thermique et de Power-to-X. Elle a été réalisée afin d'étudier la valeur additionnelle et de comparer l'ajout de différentes solutions de flexibilité en s'appuyant sur trois scénarios (M1,

M23 et N2) élaborés par RTE aux horizons 2030 et 2050. Dans le premier scénario (M1), les objectifs de 100 % d'EnR et d'une sortie du nucléaire devraient nécessiter plus de 20 GW de batteries et pratiquement autant en Power-to-gas (P2G) d'ici le milieu du siècle, alors que le N2, associant un développement d'EnR et la construction de 14 nouveaux réacteurs, requerrait seulement 2 GW de batteries et moins de 5 GW en P2G.

Des solutions pertinentes, d'autres moins

Ces différentes technologies de stockage ont une valorisation plus ou moins importante pour la collectivité en fonction de leur efficacité, leur ratio puissance/énergie et bien évidemment leur coût. « De manière générale, la hiérarchie entre technologies ne varie pas énormément en fonction des scénarios étudiés dans PEPSS », note toutefois l'étude. Selon les conclusions, la technologie des Step apparaît comme une solution de stockage centralisée la plus pertinente et a beaucoup de valeur dans les scénarios étudiés. « Il faut en faire autant que possible », estime ainsi Maxime Chammas, « mais le potentiel, évalué en tout à 8,5 GW en métropole, reste très limité ». À la différence des Step, les résultats pour les batteries apparaissent moins probants. La valeur du stockage court, type batterie centralisée, dépend ainsi beaucoup du développement des autres technologies et des flexibilités apportées. « Nécessitant d'importants investissements, le déploiement des batteries de stockage ne sera réellement possible que si elles font du multi-service, et donc multiplient différentes sources de revenus (réserve, capacité et arbitrage) », souligne Xavier Romon, ajoutant que « le stockage profite de l'arbitrage donc de la volatilité des prix, et en même temps, concourt à la stabilité des prix en lissant les pointes et la production intermittente ►

► Fig.2 : Ratio valeur marginale/coûts moyens (hors valeurs et coûts réseaux) - 2050

Source : Peps5 (2022)

► des EnR». L'usage des batteries Li-ion couplé à l'autoconsommation, sans réinjection sur le réseau électrique, devrait devenir rapidement intéressant pour les particuliers mais ne l'est pas du point de vue de la collectivité, cet usage étant plus cher et plus contraint que peut l'être l'usage des batteries centralisées.

Véhicules électriques et power-to-hydrogen

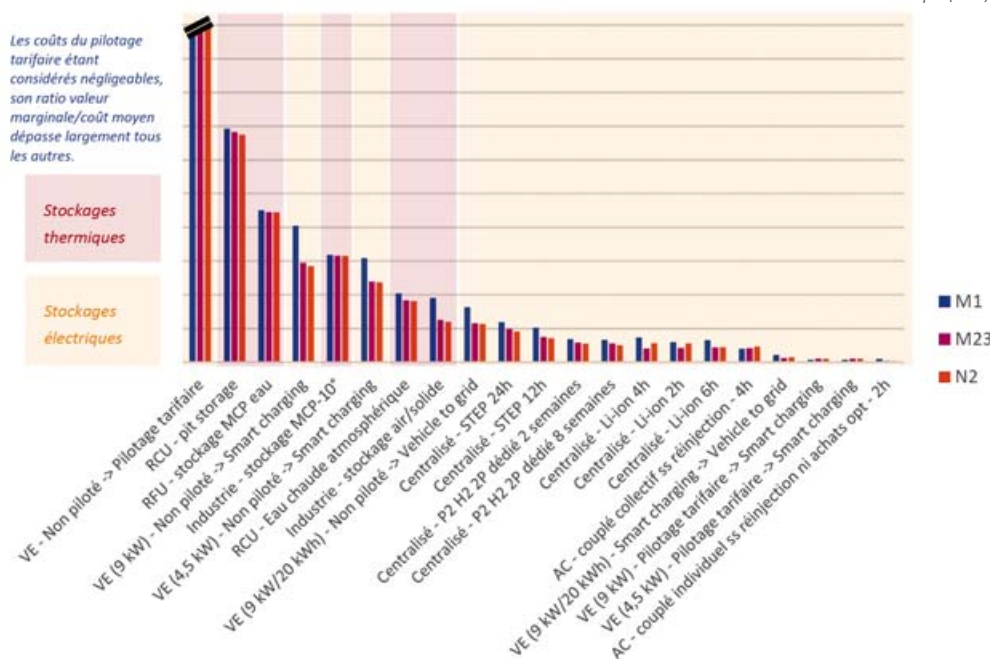
Un autre point mis en avant dans Peps5 est la pertinence de la recharge des véhicules électriques (VE). Selon RTE et Avere-France, jusqu'à 15,6 millions de VE pourraient être sur nos routes en 2035, consommant près de 40 TWh par an, soit près de 8 % de la production totale d'électricité en France. Les batteries pourraient donc contribuer d'une façon non négligeable aux besoins de flexibilité du réseau.

« Le fait de passer d'une charge non pilotée pour les VE à une charge pilotée de façon simple avec un tarif équivalent heure pleine/heure creuse aurait une valeur très importante pour la collectivité, sans nécessairement aller jusqu'au véhicule-to-grid (V2G). C'est un axe à étudier », pointe le directeur de projet d'Artelys. Le stockage électrique pourrait également s'orienter vers des installations dédiées au power-to-hydrogen-to-power (P2H2P) qui devraient progressivement voir le jour. Mais l'intérêt économique pour la collectivité ne serait pas garanti,

selon Peps5, même en 2050. Des freins économiques persistent, et les rendements, que l'on peut qualifier de mauvais, ne s'amélioreront pas. « Avec les hypothèses de coûts et de système énergétique considérés dans l'étude, la pertinence économique des installations P2H₂ industrielles et H₂P requiert de mutualiser l'usage des installations de production et de stockage d'hydrogène avec d'autres utilisations, notamment l'industrie ou le transport lourd », insiste l'étude. Enfin, une des solutions avancées serait le recours au stockage thermique. La production de chaud et de froid s'électrifiant, leur

interconnexion croissante avec le système électrique offre de nouvelles opportunités pour trouver des gisements de flexibilité. « Cet angle d'approche est assez nouveau, et la pertinence de leur flexibilité n'avait jusque-là pas été réellement étudiée », précise Xavier Romon. Par exemple, un travail spécifique a été fait pour prendre en compte la consommation des pompes à chaleur dans les réseaux et la flexibilité qu'elles pourraient apporter couplée à des stockages de chaleur. « Surtout que ce gisement n'est pas si restreint... Les réseaux de froid et de chaleur représentent aujourd'hui plusieurs centaines de GWh électrique de consommation et vont continuer à se développer sur tout le territoire. Et dans l'industrie, la chaleur électrifiable et le froid représentent chacun environ 10 TWh », conclut Maxime Chammas. ●

Clément Cygler



Le stockage gazier et ses freins avant tout financiers

Pour cette 5^e édition, l'étude Peps a également caractérisé l'intérêt économique du Power-to-gas, que ce soit pour la production d'hydrogène renouvelable ou de méthane de synthèse. Selon Artelys, à horizon 2030, l'injection d'hydrogène dans le réseau de gaz ne serait intéressant économiquement pour la collectivité que si le prix du CO₂ évité : entre 160 et 200 €/tCO₂ pour un électrolyseur alcalin et entre 250 à 310 €/t pour un électrolyseur PEM. Toutefois, dans une configuration de prix de gaz hauts (80 €/MWh), ce qui est actuellement le cas, l'intérêt pour l'injection peut apparaître avec un prix du CO₂ plus faible (85 €/tCO₂). Pour la méthanation, le coût de production est aussi très dépendant de celui d'approvisionnement du CO₂. Ce dernier est quasi-nul pour projets de captation du CO₂ en aval des unités de méthanisation et peut atteindre les 350 €/tCO₂ pour le procédé de récupération directe dans l'air.

* C'est-à-dire du point de vue de l'ensemble du système électrique, tous acteurs confondus, sans prise en compte des taxes et soutiens qu'ils pourraient toucher.

Les gigafactories s'implantent dans les Hauts-de-France

Pour satisfaire sa demande en batteries, l'Europe souhaite au maximum les construire sur son sol. C'est dans cet objectif qu'elle a lancé l'Alliance européenne pour la batterie en 2017. Elle a choisi de reprendre le modèle des gigafactories, un concept développé trois ans plus tôt par le constructeur américain Tesla. Si la majorité des projets d'usines géantes est actuellement située en Allemagne, la France en abritera également. Une installation encouragée par le plan de relance France 2030 et l'objectif de produire près de 2 millions de véhicules électriques et hybrides dans l'Hexagone. À Quimper, une usine fonctionne déjà. Opérée par Blue Solutions, qui appartient au groupe Bolloré, elle construit des batteries pour des bus électriques. Trois autres, bien plus grandes, sont en projet. Toutes dans les Hauts-de-France... Le choix de cette région n'est pas un hasard. Elle reste en effet toujours concernée par la construction automobile,

ce qui permet de nouer des partenariats entre industriels. Près de Douai, le Japonais Envision AESC s'est associé à Renault-Nissan pour lancer son usine. À Douvrin, TotalEnergies collabore avec Stellantis, groupe issu de la fusion PSA-Fiat. Enfin, à Dunkerque, la start-up grenobloise Verkor a signé un partenariat avec Renault. Ces projets, dont les objectifs s'élèvent à terme à 24 MWh/an pour les deux premières et à 50 MWh/an pour la troisième, devraient démarrer dans les deux prochaines années. Une quatrième, comprise entre 50 et 60 MWh/an, pourrait être annoncée prochainement. Le fabricant taiwanais de cellules de batterie solide ProLogium a en effet déclaré que l'Hexagone fait partie des candidats pour abriter sa future gigafactory européenne. Mais le constructeur asiatique a retenu quatre hôtes potentiels supplémentaires : l'Allemagne, le Royaume-Uni, la Pologne et les Pays-Bas. ●

Olivier Mary

BLUE SOLUTIONS

Ergué-Gabéric (France)

1,5 GWh/an en 2023

AUTOMOTIVE CELLS COMPANY

Billy-Berclau - Douvrin (France)

8 GWh/an en 2023
24 GWh/an en phase finale

Batteries destinées à : Stellantis

VERKOR

Dunkerque (France)

16 GWh/an en 2025
50 GWh/an en 2030

Batteries destinées notamment à : Renault Group

AESC / ENVISION

Douai (France)

9 GWh/an en 2024
24 GWh/an en 2030

Batteries destinées à Renault Group



Plongée au cœur de la plus grande centrale de stockage d'Europe

Depuis l'automne 2022, la centrale de stockage d'une puissance de 100 MWh, construite en moins de huit mois à Lessines (Belgique), assure la moitié de la réserve primaire belge.

La plus grande centrale de stockage d'électricité d'Europe ne mesure pas plus de 7 000 m². Corsica Sole l'a mise en route à Lessines (Belgique), une ville de 18 000 habitants à mi-chemin entre Lille et Bruxelles, à l'automne 2022. Entourés d'un mur antibruit fait de terre, quarante containers ont été installés en huit mois. Ceux-ci contiennent des batteries lithium-ion, fabriquées par Tesla, d'une capacité allant jusqu'à 50 MW.

Ensemble, elles témoignent d'une puissance cumulée de 100 MWh. L'équivalent de la consommation (chauffage inclus) de 8 000 foyers. Ainsi, cette centrale de stockage permet de pallier l'intermittence des énergies renouvelables. « *Nous stockons lorsque la production est accrue, la journée pour le photovoltaïque par exemple. Puis, nous pouvons tout injecter dans le réseau en deux heures seulement en fin de journée, lorsque les besoins augmentent* », précise Michael Coudyser, le directeur général de Corsica Sole.

Réguler le réseau

Si l'entreprise corse avait l'habitude de placer le stockage près des lieux de production, à côté d'un parc

solaire comme à Alata (Corse) par exemple, elle préfère maintenant centraliser cette fonction vers un nœud de réseau. Cela permet d'équilibrer la demande de façon plus globale. En clair, au lieu de solliciter plusieurs espaces de stockage, un appel à une seule centrale suffit. Sur ce modèle, l'entreprise a construit des installations en Corse en 2020 et à la Réunion en mars 2022. Ainsi, le site de Lessines assure un service de régulation de la fréquence du réseau pour le compte d'Elia. Pour maintenir une tension et une fréquence stables, Corsica Sole doit répondre au gestionnaire de réseau belge en moins de 30 secondes. L'entreprise est ensuite rémunérée par Elia via



Corsica Sole et ses 150 MW de stockage

Corsica Sole a été créée en 2009, sur l'île de beauté française. À ce moment-là, le réseau électrique corse dépendait en majorité de deux centrales thermiques à fioul très polluantes et coûteuses. La jeune pousse s'est alors imposée avec ses centrales solaires et sa solution de stockage comme deuxième producteur de l'île (voir Énergie Plus 674). Depuis, elle a développé une puissance solaire de 100 MW, qui produit 395 GWh d'électricité, et une capacité de stockage de plus de 150 MWh. Dès 2023, l'entreprise constituée dorénavant de 140 collaborateurs, compte commencer la construction en France de 200 MWh de nouveaux projets de batteries.

Yuso, un agrégateur de données qui enregistre les stockages et déstockages des quarante conteneurs. Cette centrale représente environ la moitié de la réserve primaire belge (FCR). « Tous les États européens sont obligés de conserver des centrales de production que l'on ne déclenche que lors d'un potentiel pic de consommation. Que la moitié de ce devoir soit constitué de batteries — qui permettent notamment de conserver l'énergie renouvelable — est un réel pas en avant : cette fonction avait toujours été assurée par des centrales au gaz ou au fioul. Lorsque nous n'aurons plus besoin

de gaz dans notre mix énergétique, le coût de l'électricité baissera », se réjouit Michael Coudyser.

Un projet de longue date

Le projet avait en fait été initié par le Français InnoVent et le Belge Yuso en 2020. Après avoir développé le projet en menant les études initiales, en gérant l'achat du foncier, l'obtention du permis de construire, la commande des batteries et des différents lots, le constructeur éolien et solaire basé dans le Nord n'avait finalement plus les capacités de continuer le projet. « À la reprise du projet en 2022, nous l'avons

construit sans aucune subvention publique grâce à notre actionnaire Mirova Energy Transition 5 », avance Michael Coudyser. Selon lui, sept années seront nécessaires pour rembourser l'investissement et devenir rentable. Une rentabilité qui devrait durer environ trois ans puisque les batteries ont un cycle de vie de dix ans. À noter que l'action de stockage puis de déstockage entraîne une perte d'énergie de 15 % sous forme de chaleur. À la fin de leur cycle de vie, les batteries seront recyclées, comme l'oblige la réglementation européenne. ●

Léa Surmaire

Des batteries pour lisser la production hydrolienne

Pour pallier l'intermittence de la production électrique des hydroliennes, plusieurs projets y associent des batteries. Entech en a installé une au large de l'île bretonne d'Ouessant et travaille actuellement sur une installation qui sera mise en service sur les côtes de l'archipel des Orcades, au nord de l'Écosse.

Sur le papier, l'hydrolien représente un potentiel de production électrique considérable. Il est chiffré par l'Ademe à 100 GW dans le monde pour des gisements entre 20 et 100 mètres de profondeur. La France possède la deuxième ressource d'Europe, avec une puissance estimée entre 3 et 5 GW (voir Énergie Plus n°670). Toutefois, ces équipements connaissent de fortes fluctuations de production en particulier à cause des courants et des vagues. Y associer des batteries pourrait donc permettre de les lisser. Si ce type d'association reste rare, quelques projets voient actuellement le jour. L'entreprise Entech est impliquée sur deux d'entre eux. Le premier est déjà installé en Bretagne. Le second sera mis en service en Écosse.

Entech sur deux projets

Associer des batteries à une hydrolienne reste pour l'instant peu courant. Entech y travaille déjà depuis cinq ans. « Dans un premier temps, nous avons réalisé en 2018

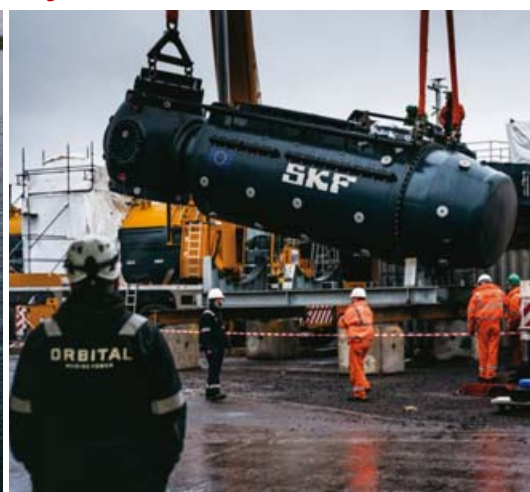
une simulation sur un banc de test : nous avons intégré des supercondensateurs et des convertisseurs Danfoss qui ont montré qu'il est possible de lisser de manière efficace cette production électrique pour une injection stable sur le réseau », raconte Clément Gardien, business developer sur l'activité stockage chez Entech. Dans un deuxième temps, l'entreprise a collaboré avec le constructeur d'hydrolienne breton Sabella pour associer un dispositif de stockage basé sur des batteries lithium-ion et un système de conversion à une hydrolienne. Celle-ci développe une puissance d'1 W et est immergée à 50 m de profondeur dans le passage du Fromveur, au large d'Ouessant. Ce projet, baptisé uLISS.EMR, a nécessité 800 000 euros d'investissement. Il a permis de vérifier la faisabilité du lissage de production hydrolienne en conditions réelles. À la fin de l'année dernière, Entech a été retenu pour installer un futur équipement au nord de l'Écosse au sein du Centre européen des énergies marines (Emec). Financé

par des fonds de l'UE, ce site est implanté au large d'Eday, une île de l'archipel des Orcades. Un système composé de batteries lithium-ion Core Power de 1,2 MW/1,5 MWh et d'un convertisseur de marque Delta va être mis en œuvre. L'ensemble sera associé à une hydrolienne flottante de 2 MW construite par Orbital Power et à un système de management de l'énergie (EMS). Ce dernier, développé par Engie Laborelec, va piloter l'hydrolienne pour l'écrtage ainsi que l'unité de stockage en injection et en absorption. Le projet, baptisé Forward 2030, devrait être fonctionnel au premier semestre 2024. Il doit démontrer la viabilité technologique et économique de cette association en vue d'un déploiement à plus grande échelle à travers l'Europe.

S'adapter au milieu marin

Installer des batteries en milieu marin est beaucoup plus contraignant qu'à terre. Elles doivent résister à un environnement particulièrement hostile. Embruns, air salin, vent, houle : toutes les enveloppes ne peuvent pas y résister. « Notre système est recouvert de peinture anticorrosion. Pour assurer l'étanchéité de l'ensemble, les batteries sont enfermées dans un conteneur rendu imperméable grâce à un enrobage en époxy. Cela évite l'écoulement de matières dangereuses car les batteries contiennent des électrolytes. Quant aux transformateurs classiques, ils renferment de l'huile minérale. Ces deux produits sont toxiques. Nous proposons donc un transformateur à huile végétale », précise Clément Gardien. Compte tenu de ces contraintes, les énergies marines renouvelables (EMR) peinent toujours à se développer. Hormis l'éolien en mer, elles représentent aujourd'hui moins de 0,1 % du mix énergétique mondial : les objectifs du pacte vert européen nécessitent une multiplication par 25 de leur capacité de production d'ici 2050. ●

Olivier Mary



■ Le projet Forward 2030 vise à démontrer la viabilité technologique et économique d'une hydrolienne associée à une unité de stockage.

Après un appel d'offres de la Commission de régulation de l'énergie, une centrale de stockage d'électricité par batteries a été installée et une autre le sera prochainement à Mayotte. Elles permettront de contribuer à intégrer plus d'énergies renouvelables sur l'île qui reste toujours extrêmement dépendante aux fossiles.



Du stockage à Mayotte pour plus de renouvelables

Située à 295 km à l'ouest de Madagascar, Mayotte est devenue un département et région d'outre-mer (DROM) suite à un référendum organisé en 2009. Cette zone non interconnectée (ZNI) se heurte aux mêmes problèmes énergétiques que la Martinique, la Guadeloupe ou la Réunion : elle est extrêmement dépendante aux importations de combustibles fossiles, non seulement pour les transports mais surtout pour produire son électricité (voir *Énergie Plus* n°698). À l'heure actuelle, 86 % de celle-ci est générée grâce au fioul via deux centrales thermiques équipées au total de 17 moteurs diesel. Cette production carbonée est complétée par 13 % de solaire photovoltaïque et 1 % de biogaz. Pour sortir l'île de cette dépendance coûteuse et polluante, les autorités de la collectivité envisagent d'atteindre 30 % d'énergies renouvelables d'ici 2030, essentiellement grâce au solaire photovoltaïque. La Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) locale, très ambitieuse, envisage une capacité installée de 60 MW en PV dès 2028. Aujourd'hui, handicapée notamment (mais pas seulement) par la loi Littoral, Mayotte est tout juste équipée de 25 MW... Pour préparer l'arrivée massive de cette énergie intermittente, une centrale de stockage d'électricité vient d'être mise

en service par Albioma. Une autre, portée par TotalEnergies, le sera prochainement.

Un appel d'offres, deux lauréats

Pour avoir la possibilité d'accueillir plus de renouvelables sur l'île, la Commission de régulation de l'énergie (CRE) a publié en 2019 un appel d'offres dédié au stockage d'énergie. Deux services étaient concernés : le report de charge et la réserve primaire. La délibération a eu lieu le 17 octobre 2019. L'entreprise Albioma a été lauréate du réservoir de 15 MW/h pour faire du report de charge. Après six mois de chantier à Longoni, cette installation d'une capacité de 7 MW assure depuis novembre 2022 le service d'arbitrage pour le gestionnaire de réseau Électricité de Mayotte (EDM)*. Elle soutire de l'électricité, en particulier lors des périodes de fort ensoleillement, pour la réinjecter lors des pointes de consommation. Elle est composée de six blocs de conversion d'énergie d'1,25 MWh équipés de batteries lithium-ion. « Nous sommes rémunérés sur de la disponibilité de puissance soutirée et injectée et non sur de la revente d'énergie », explique Karim Halimo, responsable Albioma Solaire à Mayotte. TotalEnergies a remporté le second appel d'offres. Son projet de stockage doit fournir des services de réserve primaire avec la mise

en place d'une puissance nette d'injection de 4 MW et une capacité utile de 2 MWh. Cette réserve est activée automatiquement pour rattraper les déviations de fréquence. Le système de stockage, doté de la solution Intensium Max 20 High Energy de Saft, sera prochainement installé au sein d'un dépôt pétrolier du groupe situé dans la commune de Longoni. Ces deux projets dont le financement engendrera des charges de service public de l'électricité de l'ordre de 33 millions d'euros, permettront d'éviter d'après les estimations de la CRE, des surcoûts de production de 72 M€ soit une économie de charge de 39 M€ sur les 25 prochaines années dans l'île. En outre, ils réduiront les émissions de CO₂ du parc thermique de 6 100 tonnes par an. D'autres appels d'offres sont d'ores-et-déjà prévus à Mayotte. « Nous comptons nous positionner à la fois sur ceux dédiés aux centrales solaires photovoltaïques et aux systèmes de stockage d'électricité. Les centrales hybrides ne semblent plus privilégiées par la CRE », conclut Karim Halimo. ●

Olivier Mary

* Contrairement aux autres DROM, à Mayotte, ce n'est pas EDF SEI qui gère la production et la distribution d'électricité, mais Électricité de Mayotte. Ce groupe est détenu à 50,1 % par le Conseil départemental de Mayotte, à 25 % par EDF via sa filiale Edev, à 24,99 % par Quaero et enfin à 0,01 % par l'État.



Groupe de services spécialisés dans la sobriété énergétique et les énergies renouvelables

Pour répondre à la demande croissante de nos clients, de plus en plus complexe dans l'optimisation des gisements d'économies d'énergie et des énergies renouvelables, nous proposons une offre clé en main intégrant l'ensemble de la chaîne de valeur avec un interlocuteur unique.

certigaia-group.com



Mandataire CEE d'obligés et MPR
Valorisation & Conformité réglementaire



Bureau d'études RGE



Rénovation globale
de maisons
individuelles &
Bâtiments collectifs



Installation de
panneaux
photovoltaïques



Industries
& CPE



Acteur RSE pour
logements collectifs
& secteur tertiaire



Laboratoire
technologique
& marketing

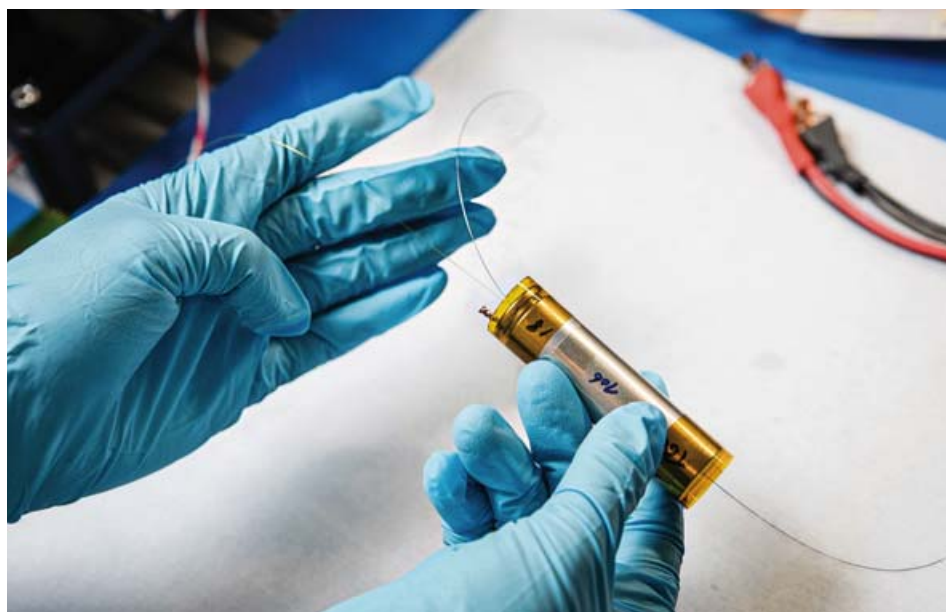


Installation de bornes
pour véhicules
électriques



Améliorer les batteries grâce à la fibre optique

Une équipe de recherche multidisciplinaire impliquant des scientifiques du Collège de France, du CNRS, de l'Université Rennes 1 et de l'Université de Montpellier a mis au point une méthode basée sur la fibre optique pour suivre en direct l'évolution de la chimie à l'intérieur des batteries tout au long de leur vie. Cela pourrait permettre d'améliorer leurs caractéristiques.



Depuis l'invention des batteries lithium-ion il y a trois décennies, leurs caractéristiques ont considérablement été améliorées : plus de capacité, plus de durée de vie, plus de cycles possibles de charge/décharge... Mais aussi des coûts en forte baisse. En 2022, une batterie de voiture électrique lithium-ion coûtait environ 151 dollars par kilowattheure, contre 1 306 \$ en 2010. Malgré ces progrès considérables, il est encore possible de les améliorer techniquement. Des chercheurs du Collège de France, du CNRS, de l'Université Rennes 1 et de l'Université de Montpellier viennent de mettre au point une méthode, présentée dans *Nature Energy* en novembre dernier, qui permettrait d'y parvenir. En effet, contrôler et étudier la chimie interne d'une batterie est indispensable, non seulement pour comprendre son fonctionnement, mais aussi améliorer sa conception. « La chimie des batteries est un sujet très important car cela détermine leur autonomie et leur durée de vie. Dans les batteries lithium-ion, il y a la création d'une interface entre l'électrolyte et le matériau d'électrode négative appelée *Solid electrolyte interphase* (SEI). Elle est due à une réaction parasite lors de la mise en route de la batterie qui va améliorer ses caractéristiques. Il est donc important de savoir ce qui se passe au niveau chimique car cette couche est dynamique, c'est-à-dire qu'elle va évoluer lors du cyclage », explique Jean-Marie Tarascon,

chimiste, professeur au Collège de France et médaille d'or du CNRS pour l'année 2022.

Fibre optique

Le diagnostic existe depuis le début des batteries, y compris sur celles au plomb. Ici, la nouveauté est de déterminer leurs paramètres physiques (température, pression) et thermodynamiques. Toutefois, si l'exercice est aisé en laboratoire, il l'est beaucoup moins lorsqu'une batterie est intégrée dans un système. « Nous avons utilisé la fibre optique pour servir de détecteur infrarouge et identifier les molécules qui se forment suite à des réactions parasites à l'intérieur de la cellule », détaille Jean-Marie Tarascon. Encore fallait-il trouver la fibre adéquate... Celles utilisées dans les télécommunications sont à base de silice et ne sont efficaces que dans les domaines de transparence de 0,5 à 3 microns, ce qui ne permet pas de voir le spectre infrarouge des molécules. « Nous avons donc utilisé des fibres chalcogénures* mises en œuvre à l'Université de Rennes, par le laboratoire de Jean-Luc Adam », poursuit Jean-Marie Tarascon. Concrètement, les scientifiques utilisent des batteries lithium-ion trouées pour y

passer la fibre. Puis ils injectent de l'électrolyte par un autre orifice. Ils sont alors scellés par de la résine époxy. La fibre est connectée à un spectromètre. Les chimistes chargent et déchargent alors la batterie pour simuler une utilisation et déterminent comment la chimie évolue. Actuellement, l'optimisation des électrolytes et protocoles tests de charge est longue pour trouver la meilleure option pour une SEI idéale et augmenter la longévité d'une batterie. Avec cette méthode, il est possible de voir en direct comment chaque élément interagit avec les autres et influence les performances de l'équipement. De plus, elle peut s'adapter à un large éventail de technologies. « Elle fonctionne sur des technologies aqueuses, non aqueuses, lithium-ion, sodium-ion. Par contre, elle est difficile à mener sur des batteries tout solide car elles fonctionnent sous pression : les fibres sont très fragiles et risquent de casser », conclut Jean-Marie Tarascon. ●

Olivier Mary

* Les verres de chalcogénure sont une famille de verres utilisés surtout en optique

Une nouvelle vie pour les batteries

Après une perte d'autonomie, les batteries de véhicules électriques peuvent être utilisées pour du stockage stationnaire. Des constructeurs commencent à s'en servir, tandis que les acteurs académiques et industriels cherchent à les optimiser. La Commission européenne s'est en outre penchée sur un nouveau règlement.

Avec l'interdiction d'achat de voitures thermiques dans l'Union européenne (UE) à l'horizon 2035, les ventes de batteries lithium-ion vont augmenter. Selon les scénarios établis par le cabinet de conseil Avicenne Energy, elles devraient passer de 200 000 en 2020 à 600 000 en 2030, voir 900 000 dans le meilleur des cas. Leur autonomie permet un usage automobile de dix à quinze ans. Pour retarder l'étape obligatoire du recyclage et éviter de nouvelles extractions de terres critiques (cobalt, nickel, cadmium et lithium...), des constructeurs automobiles et des chercheurs tentent actuellement de leur offrir une seconde vie. En effet, même avec une autonomie réduite, elles disposent encore de 70 % de leur capacité. Elles peuvent être utilisées cinq à dix ans de plus pour un usage stationnaire : alimenter le réseau électrique afin de lisser les pics de demande, stocker de l'énergie solaire, ou encore électrifier le transport maritime hybride ou des engins aéroportuaires...

Du véhicule au stationnaire

Ainsi, des constructeurs automobiles tels que Renault, Nissan ou BMW depuis 2019, offrent une seconde vie à certaines batteries. Selon l'annexe sur la seconde vie des batteries de l'étude Peps 5, les démonstrateurs mis en place « ont donné de bons résultats sur le plan technique, et ont montré que les systèmes seconde vie sont capables de répondre aux besoins de différentes applications stationnaires ». Il subsiste toutefois quelques challenges. Pour les pallier, la Commission européenne a incorporé des mesures sur la seconde vie des batteries dans sa proposition de règlement sur les batteries et leurs déchets visant à remplacer la directive 2006/66/EC. Un accord provisoire entre le Parlement européen et le Conseil de l'UE a d'ores et déjà été trouvé, mais le texte n'a pas encore été voté. Tout d'abord, l'article 59 stipule que les batteries en fin de vie devront subir un « contrôle de santé ». En effet, « étant donné les densités d'énergie mises en jeu, il suffit d'un défaut mineur pour provoquer une situation dangereuse », narre Elisabeth Lemaire, autrice principale de l'annexe de Peps 5. Exemple le plus flagrant : une batterie issue d'un véhicule accidenté pourrait avoir sa structure interne fragilisée et risquerait un emballement thermique. Le reconditionneur,

aussi appelé « intégrateur », et l'utilisateur de batterie en seconde vie doivent donc être capables, en plus d'évaluer l'état de santé de la batterie à l'instant T, de connaître son historique. Ce règlement pourrait permettre, à la revente de la batterie en fin de vie, de passer d'une obligation de responsabilité du constructeur sur tout le cycle de vie à une responsabilité de l'intégrateur sur la seconde vie (article 47). Mais, pour fonctionner, cette transmission de responsabilité doit être accompagnée d'une transparence totale des constructeurs vis-à-vis des reconditionneurs. « Ce n'est pas toujours le cas actuellement », expose Sébastien Patoux, chargé du service des technologies batteries au Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA). Une impression partagée par Sophie Molina, ingénieure de recherche pour Entech. Ainsi, pour favoriser la transparence des constructeurs, la Commission européenne a proposé la mise en place d'un « passeport batterie » (article 65). Les informations sur la conception de la batterie et son histoire seraient ainsi rendues disponibles en ligne.

Une optimisation à revoir

Après diagnostic, les batteries et les modules doivent être reconditionnés physiquement et numériquement pour leur nouvel usage. En effet, les packs actuels sont optimisés pour l'usage automobile et non pas stationnaire. « Pour que certaines batteries s'allument, il faut par exemple retirer la couche logiciel qui exige que la ceinture des passagers soit bouclée », illustre Sophie Molina. Tous les reconditionnements ne sont d'ailleurs pas souhaitables. Certains peuvent être trop chers, remettre la sécurité de la batterie en question ou engendrer une réduction des bénéfices environnementaux. De plus, la configuration du pack varie d'un constructeur à un autre.

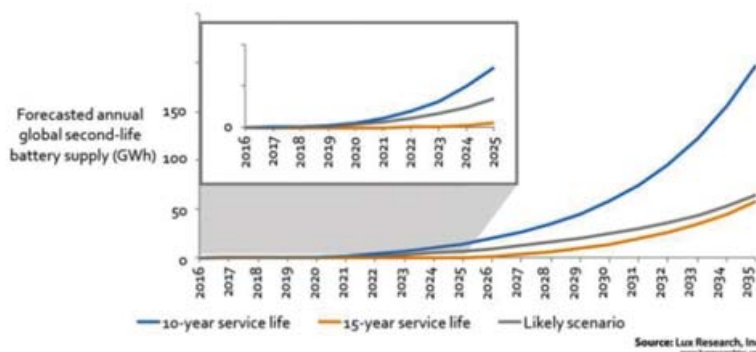


Figure 11 : Estimation du gisement annuel de batteries pour la seconde vie (Lux Research) [13]

de véhicules électriques



Cela complique la prise en charge du reconditionnement par un tiers. Pour pallier cela, Entech est parvenu en 2020, grâce à un financement de l'Ademe dans le cadre du Programme d'investissements d'avenir (PIA), à créer CSV. Ce module de stockage stationnaire est adaptable à différents types de batteries en seconde vie et prend en compte leur état de santé à l'instant T. Comment fonctionne-t-il ? Une architecture à deux niveaux – un convertisseur par batterie puis un global – permet d'administrer les packs de façon indépendante puis l'injection sur le réseau. Même structure pour les logiciels de management. Ceux disposés sur les batteries permettent de gérer les aspects sécurité et remontées d'informations (tension, fréquence etc.). Puis, un autre en couche supérieure pilote le cyclage des packs et à terme l'accueil des logiciels nécessaires, pour le service réseau par exemple. « Nos tests ont été concluants mais pour l'instant l'offre en batterie de seconde vie des constructeurs est encore disparate. Pour certains, elle est bien établie, pour d'autres le business modèle est encore en cours de réflexion », expose Sophie Molina. Entre le recyclage et la seconde vie,

il est possible de remplacer des éléments du pack. Pour la mobilité légère, les vélos et trottinettes électriques, la start-up Gouach a mis au point une batterie aux cellules facilement remplaçables lorsqu'elles sont usagées. « C'est encore loin d'être possible à ce niveau dans l'automobile où la tendance est à des packs de plus en plus denses avec des composants collés ou soudés, donc non démontables », explique Sébastien Abdelnour, chargé de missions au Club Stockage d'énergies de l'ATEE. La filière tente tout de même de réutiliser les modules récupérables. Dans leur projet ABR lancé en 2022, Entech, Stellantis, l'Université Bretagne Sud (IRDL) et l'entreprise d'insertion Talendi mettent actuellement en

« Ce module de stockage stationnaire est adaptable à différents types de batteries en seconde vie et prend en compte leur état de santé à l'instant T. »

place un protocole pour trier les batteries en fin de vie. Dans ce cadre, ils récupèrent certains modules pour les réutiliser dans de nouvelles armoires.

Un usage stationnaire pertinent ?

Les solutions de stockage seconde vie pourraient donc couvrir une large part des besoins du marché stationnaire. « Selon une étude McKinsey, les batteries de seconde vie disponibles en 2030 pourraient atteindre une capacité de 140 GWh. En parallèle, le marché du stockage stationnaire, pour répondre aux besoins réseaux, est également en constante augmentation. Il devrait atteindre, en 2030, 160 GWh/an selon une évaluation du département de l'Énergie américain », analyse Sophie Molina.

« Toutefois, il ne faut pas oublier que le marché le plus important est celui du transport électrique, avec une demande en batteries qui pourrait dépasser les 2 000 GWh à l'horizon 2030 », insiste Sébastien Patoux. Ainsi, des techniques destinées à allonger leur durée de vie sont en cours de développement. PowerUp, une start-up créée par des anciens du CEA, travaille par exemple sur un procédé de chargeurs intelligents. Les bénéfices des batteries de seconde vie sont donc reconnus. Toutefois, les systèmes seconde vie vont inévitablement subir la concurrence des batteries neuves dont les prix ne cessent de baisser. ●

Léa Surmaire

Renforcer le recyclage, deuxième point d'action

Après sa seconde vie, la batterie suivra de toute façon le chemin déjà défriché du recyclage. Une obligation qui devrait être renforcée. Le projet de règlement européen actuellement en discussion propose en effet de passer d'un seuil impératif de recyclage de 50 % de la batterie lithium-ion à 70 % en 2030, avec un point d'étape à 65 % en 2025. Comme l'explique Sébastien Patoux, « aujourd'hui, nous serions capables de recycler près de 100 % d'une batterie mais pour des raisons essentiellement économiques, ce n'est pas envisageable à court-moyen terme ». Pour augmenter la disponibilité de matériaux critiques sur le sol européen, et donc développer des « mines urbaines », la Commission européenne a également proposé des taux de récupération des matériaux critiques (95 % pour le cobalt, le nickel et le cuivre, 70 % pour le lithium).

France 2030 : un programme de recherche sur les batteries du futur

Piloté par le CEA et le CNRS pour le compte de l'État, le programme « Soutenir l'innovation pour développer les futures générations de batteries » a été lancé le 10 janvier. Financé dans le cadre de France 2030, il s'inscrit dans la stratégie nationale d'accélération sur les batteries. Celle-ci a pour objectif d'aider au développement de l'offre et la demande dans le but d'accélérer la transition énergétique dans le domaine des transports. Doté d'un budget de 45,66 millions d'euros sur sept ans, ce programme finance cinq grands projets. Le premier, Limasse, vise à développer des prototypes de batteries « tout-solide », utilisant le lithium métal à l'électrode négative, avec des densités d'énergie améliorées et une bonne rétention de capacité. Hipohybat doit développer deux technologies de batteries de forte densité de puissance. La première est basée sur la technologie sodium-ion et vise à la rendre plus durable, plus sûre et à augmenter les densités d'énergie et de puissance. La seconde s'appuie sur les supercondensateurs. Le projet vise à développer des batteries hybrides à densité d'énergie supérieure aux batteries au plomb, capables de se recharger en une minute avec une durée de vie supérieure à 50 000 cycles. Sensiga veut développer le diagnostic des batteries pour améliorer leur qualité, leur fiabilité et leur durée de vie. Openstorm va développer des techniques expérimentales pour accélérer l'étude des futures générations de batteries (tout-solide, puissance et post lithium-ion). Enfin, Batman vise à introduire de l'intelligence artificielle dans le développement des batteries de nouvelle génération. Les travaux porteront plus précisément sur trois objectifs : le criblage haut débit d'électrolytes optimisés pour les batteries de prochaine génération et de matériaux pour les dispositifs à haute puissance ; la compréhension des réactions chimiques qui se produisent aux interfaces des batteries ; le développement de jumeaux numériques pour optimiser leur processus de fabrication.

100 MW de batteries en Nouvelle-Zélande

Saft a remporté un contrat auprès de Meridian Energy pour livrer un système de stockage d'énergie par batterie de 100 MW en Nouvelle-Zélande, dans la ville de Ruakākā. Il constitue la première étape d'un projet qui comprendra également une ferme solaire de 130 MW sur le même site. Saft fournit à la fois 80 conteneurs de batteries Intensium® Shift basés sur la technologie lithium fer phosphate (LFP) et 40 convertisseurs Freemaq PCSK GEN3. En outre, l'entreprise s'occupe de l'installation, de la mise en service et gèrera l'ensemble durant vingt ans. Le système sera lancé au deuxième trimestre 2024. Il aura une capacité de stockage de 200 MWh, ce qui permettra de répondre à la demande du réseau local pendant environ deux heures.

Neoen construit un système de stockage de 40 MW en Suède



Neoen collabore avec le fournisseur de solutions de stockage d'énergie par batterie Nidec à la mise en œuvre d'un système de stockage de 40 MW en Suède. Les travaux de la « Storen Power Reserve » ont débuté fin décembre 2022. Située sur la commune de Ragunda, à une centaine de kilomètres de la ville d'Östersund, cette installation fonctionnera grâce à des batteries et sera raccordée à la ligne de transmission de 130 kV du réseau E.ON. Sa mise en service est prévue au premier semestre 2024. Neoen sera propriétaire et exploitant à long terme de cet équipement. Il fournira à l'opérateur du réseau de transport d'électricité suédois Svenska Kraftnät des services systèmes, notamment de réserve primaire. Elle contribuera à la stabilité du système électrique tout en facilitant l'intégration de nouvelles centrales d'énergies renouvelables. « Storen Power Reserve » est la deuxième unité de stockage de Neoen en Scandinavie, après « Yllikkälä Power Reserve » qui a été mise en service en Finlande en 2020 et dont la capacité atteint 30 MW.

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
TOUR EVE - 1 PLACE DU SUD - CS 20067 - 92800 PUTEAUX

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

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

CONSEILS



Christian CARDONNEL
Consultant

Etudes, conseils, formations
et informations pour
le bâtiment résidentiel
confortable et
économe en énergie.

Christian CARDONNEL
Tél : 06 85 75 86 16
chc@ccconsultant.fr

E&E CONSEIL

S'appuyant sur une grande expérience dans différents secteurs industriels, E&E Conseil peut apporter :

- une expertise des sites industriels et des recommandations sur les axes de progrès
- une vision sur les technologies innovantes et leur applicabilité
- une aide pour développer des partenariats
- des recommandations pour mettre en place de la recherche collective

Lieu dit Les Pasquiers - 719b - 71570 Leynes
Tél. +33 (0)6 03 05 40 46
mail : eeconseil71@gmail.com

CONTRÔLE



OPTIMISEZ DE FAÇON
TECHNICO-ÉCONOMIQUE
LA PRODUCTION DE VOS
UTILITÉS

PROESIS.NET

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 : 990 € H.T./an par module de 5 cm de haut. Autres tailles : nous consulter.

Organisme d'inspection
Accrédité COFRAC N°3-1835
portée disponible sur
www.cofrac.fr

SPÉCIALISÉ EN
INSPECTION DANS TOUTE LA FRANCE
VOS RAPPORTS D'INSPECTION EN 48H

06.89.19.61.57 / 06.25.20.21.12
idl.a2c@gmail.com
www.idlacc.fr

ISOLATION

Modèles déposés® - Patent pending

www.isolif.com tél. 01 89 16 58 53 contact@isolif.com

Fabricant de matelas thermiques

Tous types de matelas éligibles CEE,
une Application pour vos relevés,
un espace Pro. pour gérer vos projets.

Plus de 95% des équipements isolés en chaudière
90% de réduction des pertes d'énergie des équipements

LUBRIFIANTS

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
- Logistiques 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

MÉTHANISATION ET VALORISATION DU BIOGAZ



BIOGAZ PRO, votre partenaire en méthanisation de la construction à la maintenance. Curage, changement agitateur, changement gazomètre, location incorporeur, location chaudière, consommables, produits biologiques.

Contact : 09 72 64 95 42 - info@biogazpro.fr
www.biogazpro.fr



Facebook et Instagram : Biogaz Pro

Ingénierie - Installation - Maintenance

Cogénération :
Moteurs Jenbacher

Injection :
production de biométhane
& récupération du
CO₂ : TPI

- Expert en gaz renouvelables
- Société de service implantée sur tout le territoire
- Solutions clé en main adaptées à vos besoins

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

JENBACHER TPI QUALIMÉTHA

Apprenez comment économiser de l'énergie dans votre entreprise



Infos & inscriptions sur

www.prorefci.org

PRORÉFEI

La formation des référents énergie dans l'industrie

50
formateurs habilités

+

170
sessions de stage
de **2 jours**

=

650
formés devenus
référents énergie

Optimisons
nos
énergies

Un programme porté par :



OSCAR

OPTIMISATION ET SIMPLIFICATION DES CEE
POUR LES ARTISANS DE LA RÉNOVATION

Oscar s'engage au plus près de la filière du bâtiment

La raison d'être du programme OSCAR

Le programme OSCAR accompagne les acteurs de la rénovation énergétique pour faciliter l'accès et l'utilisation des aides publiques (aides locales, aides de l'ANAH) et privées (CEE).

Des solutions innovantes,
pratiques et opérationnelles
pour former et informer
tous les professionnels
du bâtiment.

— Découvrez le programme —
contact.oscar@atee.fr
www.programme-oscar-cee.fr



in f YouTube

Un programme construit autour de 4 valeurs



L'engagement



La proximité



L'innovation



Le partage

PORTÉ PAR



PARTENAIRES



FINANCEURS

AIDEE, DISTRIDYN, EDF, ESSO, SIPLEC, TOTAL ENERGIES