

14 ÉNERGIE & CLIMAT

Flexibilité : le nouvel atout des énergies renouvelables

24 INDUSTRIE

Ewattch jette un pont entre performances énergétique et industrielle

26 INDUSTRIE

La production de verre décarbonée

Tour Eve
1 place du Sud
CS20067 - 92800 Puteaux

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 : Philippe Bohlinger
Stéphane Signoret
- Secrétaire de rédaction : Pauline Petitot
- Diffusion-abonnements : Alexandre Giroux (01 46 56 35 40)
a.giroux@atee.fr
- Photo en couverture : © Adobe Stock

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



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



14



24



26

Infos pros

- 4 Le site. À lire
- 5 Elle l'a dit : Barbara Pompili, ministre de la Transition écologique

Actualités

- 6 En bref
- 9 Le monde s'éloigne toujours plus de l'accord de Paris
- 10 Les prix des énergies
- 11 Veille et réglementation

Énergie & Climat

- 14 **Flexibilité : le nouvel atout des énergies renouvelables**
- 18 Une électricité 100 % renouvelable en 2050 serait possible à un coût raisonnable
- 20 Éolienne + électrolyseur = hydrogène

Industrie

- 23 Un transformateur électrique pilote se passe de SF6
- 24 **Les capteurs d'Ewattch dressent un pont entre performances énergétique et industrielle**
- 26 **Vercane : décarboner la production du verre**
- 28 Les pales d'éoliennes bientôt entièrement recyclables ?

30 Répertoire des fournisseurs



Ne plus croire au Père Noël

Clément Cygler, rédacteur en chef

Rétropédalage. Tel est le terme que l'on pourrait utiliser pour définir la position du chef de l'État Emmanuel Macron et du Gouvernement sur les propositions de la Convention citoyenne pour le climat (CCC). À l'exception de quelques "jokers", le Président s'était engagé à soutenir les 146 propositions qui devraient permettre à la France de réduire ses émissions de gaz à effet de serre de 40% d'ici 2030 et lutter contre le réchauffement climatique. Force est de constater que cette promesse ne sera pas tenue... Si une cinquantaine a pour l'instant été validée ou partiellement acceptée, la liste de jokers n'a cessé, mois après mois, de s'allonger. Les sujets les plus polémiques ont bien souvent été reportés, voire totalement écartés. C'est le cas notamment de la 5G dont l'instauration d'un moratoire sur sa mise en place était exigée ou encore l'augmentation de l'éco-contribution sur le transport aérien,

balayée par le secrétaire d'État aux Transports, Jean-Baptiste Djebbari, qui a reproché un "aviation-bashing". Alors que les réunions entre ministres, parlementaires et membres de la Convention viennent de débiter, certains arbitrages du projet de loi issu de la CCC sont déjà bien en-deçà des attentes. Difficile en effet de conjuguer réglementation, économie et écologie, surtout en ces temps de crise. Ne soyons pas naïfs. C'était malheureusement à prévoir. Il aurait été toutefois plus honnête d'annoncer dès le départ que ces propositions seraient avant tout étudiées, et pour un grand nombre, modifiées et revues à la baisse pour qu'elles soient réellement prises en compte. Mais l'excès de communication est désormais devenu une norme dans notre société. Espérons quand même que le projet de loi, qui devrait être présenté d'ici la fin de l'année en Conseil des ministres, soit pertinent pour atteindre les objectifs climatiques.

ENTREPRISES ET ACTEURS PUBLICS CITÉS DANS CE NUMÉRO

ADEME	4, 18	COMPASS LEXECON	14, 17	FRANCE ÉNERGIE ÉOLIENNE	17	MÉTÉO FRANCE	4	SNCF	12
ADELUNIS	24	DALKIA	22	FRANCE HYDRO ÉLECTRICITÉ	14, 15, 16, 17	NKE	24	SUEZ	22
ALSTOM	12	E3G	8	GAUSSIN	5	NOTRE AFFAIRE À TOUS	8	THALES ALENIA SPACE	22
ANAH	7	EDF	14	GIEC	18	PLANÈTE OUI	4	THE LANCET	7
ARKEMA	28	ELECTREON	7	GRIS GROUP	25	PLATEX	24	TRIODOS	12
AVRIL	12	ELSA PROFIL	25	I4CE	18	PLÛM ÉNERGIE	5	UFE	16
BORALEX	5	ENEDIS	16	IDEX	4	RENAULT TRUCKS	12	UHRE WINDPOWER	20
BP	22	ENERPLAN	6	IEL	5	RTE	14, 16	URBASOLAR	4
CANOE	28	ENGIE	4, 23	IRT JULES VERNE	28	SAIROL	12	VERESCENCE	26, 27
CEREMA	4	ESTOR-LUX	12	KALLIOPE	25	SAVERGLASS	26, 27	VINCI EUROVIA	7
CHARGEUP EUROPE	5	EVERFUEL	20	LEGENDRE ÉNERGIE	22	SCHNEIDER ELECTRIC FRANCE	23	WIENERBERGER	25
CIREC	18, 19	EWATTCH	24, 25	LMWINDPOWER	28	SER	6, 16		
CNRS	18	FIVES	26, 27	MERSEN	22	SIEMENS GAMESA	20		



Le site

www.adaptation-changement-climatique.fr

Le Centre de ressources sur l'adaptation au changement climatique répertorie un ensemble de solutions existantes permettant de créer un contexte favorable à la mise en œuvre des mesures nécessaires à la transition énergétique. Il a été créé dans le cadre du deuxième Plan national d'adaptation au changement climatique (PNACC-2) qui couvre la période 2018-2022 et comprend 58 actions pour adapter, d'ici 2050, les territoires de la France métropolitaine et d'outre-mer aux changements climatiques régionaux attendus. Développé par le Cerema, sous le pilotage du ministère, et en partenariat avec l'Ademe et Météo-France, le Centre de ressources a pour objectif d'accompagner tout acteur engagé dans une démarche d'adaptation en lui donnant accès à un ensemble complet de ressources adaptées aux différents secteurs d'action. Il est donc possible d'avoir accès en ligne à une cartographie des initiatives locales, un répertoire des acteurs locaux, les appels à projet en cours et des formations proposées sur le sujet. Des informations sur la réglementation en vigueur, les impacts attendus du changement climatique et les solutions existantes sont personnalisées selon cinq parcours utilisateurs : élu, technicien de collectivité, particulier, acteur économique, bureau d'études. Tous les thèmes de l'adaptation au changement climatique sont traités : les impacts du changement climatique sur la santé, l'eau, l'agriculture, la forêt, les sols, la biodiversité, les risques naturels, l'urbanisme, la mobilité, la pêche et l'aquaculture, le tourisme et le secteur financier. Des pages spécifiques regroupent les informations régionales.

À lire

Développement des filières réseaux de chaleur et de froid renouvelables en France à horizon 2050 Impacts socio-économiques et environnementaux, stratégie et plan d'actions

Ademe, Inddigo, I Care & Consult, octobre 2020, 76 pages, en téléchargement gratuit

Le développement des réseaux de chaleur et de froid est l'une des réponses à apporter, notamment en milieu urbain et dense, pour l'adaptation aux changements climatiques. Les réseaux permettent par ailleurs de renforcer l'activité économique locale ainsi que la résilience des territoires. Face à la compétition, encore importante, des solutions de chauffage au gaz d'origine fossile, la filière va devoir accélérer considérablement son rythme de développement. C'est pourquoi, les acteurs de la filière se sont concertés pour proposer un plan stratégique de 19 actions prioritaires. À travers trois scénarios exploratoires à horizon 2050, cette étude de l'Ademe fournit des chiffres sur les retombées socio-économiques et environnementales qui bénéficieraient à l'ensemble des territoires.



© D.R.

TÉLEX

/// La ministre de la Transition écologique, Barbara Pompili, et la ministre de la Mer, Annick Girardin, ont annoncé que la zone qui accueillera le **8^e PARC ÉOLIEN EN MER**
 /// **PLANETE OUI** lance la mise en service de trois de ses six centrales photovoltaïques de 100 kWc chacune, construites et maintenues par le groupe IEL, dans les Pays de la gamme de véhicules intelligents Rendez-vous (RDV) dédiée aux transports rapides aéroportuaires. /// Le 27 novembre, **ENGIE** a testé sa première offre d'effacement univers graphique : nouveau logo, nouvelle charte graphique et nouveau site internet. /// **URBASOLAR** a bouclé un important financement de portefeuille de centrales bancaire de 246 millions d'euros porte sur un portefeuille de projets de centrales au sol, flottantes, d'ombrières photovoltaïques ainsi que de toitures. /// **BORALEX** a 1 GW d'actifs en exploitation en France et portent la puissance totale de Boralex à travers le monde à 2 246 MW.

Elle l'a dit



Barbara Pompili,
ministre de la Transition écologique

«Encourager la sobriété énergétique»

Le 24 novembre dernier, Barbara Pompili, en présence d'Emmanuelle Wargon, ministre déléguée auprès de la ministre de la Transition écologique, chargée du Logement, a présenté les grandes lignes de la future réglementation environnementale RE2020 qui entrera en vigueur à l'été 2021.

« Notre priorité est avant tout d'encourager la sobriété énergétique. La RE2020 va donc revenir aux fondamentaux en renforçant l'exigence portant sur le besoin bioclimatique ou BBio. Celui-ci traduit le besoin passif ou intrinsèque d'un bâtiment lorsqu'il est sans chauffage. Il dépend donc surtout de l'isolation et de la conception du bâtiment. Ainsi, par rapport à la RT 2012, le seuil maximal du besoin climatique sera abaissé de 30 % pour tous les logements individuels et collectifs. Cette exigence est ambitieuse mais réaliste et profitera avant tout aux citoyens qui pourront bénéficier de logements mieux conçus et isolés, et donc de factures énergétiques sensiblement plus basses. De plus, afin d'assurer aux Français que les bâtiments de demain seront confortables quand il fait chaud, la RE2020 prendra aussi en compte les besoins de froid dans la Bbio. Cela vise à limiter un besoin qui sera de plus en plus nécessaire, celui de refroidir son logement et plus uniquement de le chauffer. Néanmoins, les bâtiments auront toujours besoin d'énergie pour le chauffage ou encore pour l'éclairage. Il faudra quand même s'assurer que l'énergie utilisée soit la plus décarbonée possible. Nous fixerons pour la première fois un seuil maximal d'émissions de carbone pour la consommation d'énergie afin de réduire fortement l'utilisation des énergies fossiles dans les bâtiments neufs. C'est une cohérence nécessaire avec notre stratégie nationale bas carbone (SNBC). Mais attention, avec ces nouvelles exigences, il ne faudrait pas non plus installer des radiateurs électriques partout. Nous allons donc empêcher le retour massif de ces équipements au profit des énergies renouvelables en imposant un seuil maximal de consommation d'énergie primaire non renouvelable. Enfin, pour assurer un confort des nouveaux bâtiments, et en complément du besoin bioclimatique de froid désormais pris en compte, un nouvel indicateur sera introduit et s'exprimera en degrés-heure (DH). Calculé sur la base d'un scénario météo similaire à la canicule de 2003, il correspondra au nombre d'heures durant lesquelles un logement peut dépasser la limite de confort. La RE2020 fixera un seuil maximal de 1 250 DH qu'il sera interdit de dépasser, quelle que soit la région. Un seuil bas sera également fixé à 350 DH à partir duquel des pénalités s'appliqueront. Celles-ci seront progressives afin d'inciter tous les bâtiments à faire des efforts de conception au bénéfice des ménages, qu'il s'agisse du choix d'orientation des fenêtres, d'installation d'ombrières, voire de puits climatiques.»

Rendez-vous ATEE

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

ATEE HAUTS-DE-FRANCE

7 janvier – en ligne

Webinaire :
"Autoconsommation collective : une nouvelle opportunité pour les cogénération ?"

Agenda

12/14 janvier – Format digital

Assises européennes de la transition énergétique
→ www.assises-energie.net

19 janvier – Format digital

6^e colloque national photovoltaïque organisé par le SER.
→ www.colloque-pv.fr

9/11 février – Île-de-France

Tour de France des Objectifs de développement durable (ODD), avec le Comité 21 et le réseau Teddif.
→ www.comite21.org

10 & 11 mars – Paris

Salon IBS 2021 (Intelligent Building Systems).
→ www.buildandconnect.eu

15 avril – Paris

Journée EnerJ-Meeting : "Construire et rénover bas carbone objectif 2050".
→ www.enerj-meeting.com

Nominations

► **Christopher Burghardt** a été nommé premier président de ChargeUp Europe.

FRANÇAIS se situera au large du Cotentin. D'une capacité d'environ 1 000 MW, ce parc permettra de produire l'électricité nécessaire aux besoins d'environ 800 000 foyers. la Loire. **PLÛM ENERGIE** lance un calculateur visant à tester la rentabilité de leur offre heures pleines/heures creuses. **GAUSSIN** a annoncé le lancement commercial électrique dans 400 foyers français, à l'occasion de l'annonce par RTE du déploiement de son dispositif EcoWatt sur tout le territoire. **IDEX** se doté d'un nouvel photovoltaïques. Arrangé auprès de Bpifrance, la Caisse d'Épargne Provence Alpes Corse et La Banque Postale, avec la participation du Crédit du Nord, ce financement mis en service trois parcs éoliens sur le territoire français pour une puissance totale de 64,4 MW. Ces mises en service permettent à l'entreprise de dépasser le seuil des

Le Sénat rejette la révision des tarifs solaires

Les sénateurs ont rejeté à l'unanimité ce 27 novembre 2020 un amendement gouvernemental qui prévoyait la révision tarifaire de certains contrats solaires antérieurs à 2011. Celui-ci envisageait la baisse des tarifs d'achat d'électricité pour ces installations, qui bénéficient pourtant d'un prix d'achat fixe durant vingt ans. Ce texte avait été adopté par l'Assemblée nationale le 13 novembre en première lecture du débat parlementaire sur le budget dédié à l'écologie. Les Sénateurs ont supprimé l'article *«révisant à la baisse le tarif d'achat de l'électricité photovoltaïque produite par les installations d'une puissance supérieure à 250 kilowatts pour les contrats conclus entre 2006 et 2011»*. Cette révision avait suscité l'incompréhension chez les professionnels de la filière, qui n'ont pas tardé à réagir après le rejet par la chambre haute du Parlement. *«Le Sénat envoie ici un message clair en manifestant son attachement à la parole de l'État et son refus d'une mesure présentée sans aucune étude d'impact. C'est la voie de la raison qui se manifeste ici, rappelant que l'on ne peut renier un engagement pris auprès d'une filière industrielle, et au-delà fragiliser durablement la dynamique de développement des énergies renouvelables en France, qui favorise l'activité et l'emploi local dans tous les territoires»*, estiment dans un communiqué conjoint le Syndicat des énergies renouvelables (SER) et Enerplan. Par ailleurs, les deux organisations ont sollicité un rendez-vous auprès du Premier ministre pour évoquer ce sujet.



La stratégie transport et mobilité de l'Ademe connue

Le 1^{er} décembre, l'Ademe a présenté sa stratégie Transports & Mobilité 2020-2023. Son objectif est de créer les conditions d'émergence et de déploiement de solutions permettant aux différents acteurs de s'engager dans la transition écologique et aux habitants des territoires de mieux y vivre. Cette feuille de route s'articule autour de trois axes. Le premier vise à accompagner l'évolution des comportements et des modes de vie. Il concerne surtout les enjeux de la sobriété pour économiser les ressources, les matériaux, les déplacements et aussi l'espace et le temps, par exemple en réduisant les distances de transport. L'Ademe identifie plusieurs chantiers prioritaires dans les prochaines années avec des études relatives au télétravail ou au commerce en ligne. Le deuxième axe doit développer la mobilité active et partagée et favoriser le report de la route et de l'air vers le ferroviaire, la mer et le fluvial pour les marchandises. Il s'agit également d'identifier et d'accompagner des leviers et des solutions pour favoriser l'intermodalité et la multi-modalité. L'Ademe répondra à ces enjeux en publiant notamment des programmes pour favoriser la pratique du vélo et pour accompagner les collectivités dans cette dynamique. Enfin, le dernier axe porte sur l'amélioration de l'existant pour limiter son impact sur l'environnement. Il envisage d'augmenter les connaissances autour de la mobilité pour associer à un usage, la solution la plus favorable à l'environnement et accompagner acquéreurs, constructeurs, collectivités pour accélérer la transition vers des technologies moins polluantes. Pour y parvenir, l'agence travaillera en particulier sur les thématiques autour de l'électromobilité et de l'hydrogène et comptera sur le lancement de différents programmes d'Investissements d'avenir. Le secteur des transports est responsable de plus de 30 % des émissions totales de gaz à effet de serre (GES) et représente plus de 63 % des rejets d'oxydes d'azote (NO_x) en France.

Changement climatique et santé : des tendances préoccupantes

The Lancet a publié la nouvelle édition de son rapport annuel* sur la santé et le changement climatique. Selon ce document, le changement climatique a déjà des impacts visibles sur la santé. Des tendances préoccupantes, et qui s'accroissent, ont été observées pour chacun des impacts sanitaires du changement climatique, les indicateurs 2020 présentant les perspectives les plus inquiétantes rapportées depuis la création de ce rapport. Les populations vulnérables sont exposées à de nombreuses vagues de chaleur supplémentaires, ce qui se traduit par une morbidité et une mortalité excessives. Au cours des vingt dernières années, il y a eu une augmentation de 53,7% de la mortalité liée à la chaleur chez les personnes de plus de 65 ans, atteignant un total de 296 000 décès en 2018. Les pays les plus touchés ont été la Chine, l'Inde, l'Allemagne, les États-Unis, la Russie et le Japon. La France fait également partie des pays les plus concernés par les effets des canicules. Elles ont causé 8 000 morts chez les plus de 65 ans en 2018. L'augmentation des températures a aussi un impact sur l'économie. 302 milliards d'heures de travail ont été perdues l'année dernière. L'Inde et l'Indonésie figuraient parmi les pays les plus touchés, enregistrant des pertes équivalant à 4% à 6% de leur PIB annuel. En Europe, en 2018, le coût de la mortalité liée à la chaleur équivalait à 1,2% du revenu national brut régional, soit le revenu moyen de 11 millions de citoyens européens. La chaleur et la sécheresse entraînent aussi une forte augmentation de l'exposition aux incendies de forêt, qui causent des brûlures, des lésions cardiaques et pulmonaires dues à la fumée. La sécurité alimentaire mondiale est aussi menacée par la hausse des températures et de la fréquence des événements extrêmes : le potentiel de rendement mondial des cultures aurait diminué par exemple de 1,8% pour le riz et 5,6% pour le maïs entre 1981 et 2019. La transmission de maladies infectieuses a crû rapidement : le rapport constate une hausse de 15% de la dengue en 2018 et des augmentations régionales pour le paludisme et les bactéries Vibrio. Enfin, entre 145 millions et 565 millions de personnes risquent d'être inondées en raison de l'élévation du niveau de la mer.

* "The 2020 report of The Lancet Countdown on health and climate change: responding to converging crises"

Un budget renforcé pour l'Anah en 2021

L'année prochaine, l'Agence nationale pour l'habitat (Anah) bénéficiera d'un budget de 2,7 milliards d'euros avec l'objectif de rénover plus de 600 000 logements. Cette enveloppe est en forte hausse notamment grâce aux crédits du plan France relance. Ce budget permettra d'accélérer la rénovation du parc privé, que cela soit au travers des aides traditionnelles de l'Agence ou de l'élargissement au 1^{er} janvier 2021 de MaPrimeRénov' à l'ensemble des propriétaires, occupants comme bailleurs, et des copropriétaires. Afin de renforcer la lutte contre la précarité énergétique des ménages modestes et très modestes, le programme Habiter Mieux évoluera également. Il subventionnera jusqu'à 50% des travaux de rénovation énergétique permettant un gain d'au moins 35%, avec un plafond de travaux porté à 30 000 €. Une prime pour les sorties de passoires énergétiques et un bonus pour les rénovations atteignant l'étiquette A ou B compléteront le dispositif.

Une route à recharge électrique par induction en Allemagne



La filiale de Vinci Eurovia et ElectReon sont sur le point de construire une route à recharge électrique par induction en Allemagne. Ce projet, réalisé à la demande du fournisseur d'énergie EnBW Énergie Baden-Württemberg AG, se déroulera en deux phases. Dans un premier temps, début 2021, un premier tronçon de 100 mètres sera construit au sein du centre de formation d'EnBW. Puis, 600 mètres de route publique relieront ce centre à la ville de Karlsruhe. La société de transport public de la ville doit utiliser ce système pour recharger des bus. Eurovia s'occupe de la conception, de la construction et de l'entretien des plateformes de recharge. De son côté, ElectReon fournit la technologie de recharge, y compris l'installation, l'exploitation et la maintenance. Le projet implique aussi Omexom pour concevoir les raccordements électriques. Ce projet fait suite à des prototypes précédemment installés en Suède et en Allemagne et auxquels Omexom était déjà associée.

Un partenariat controversé pour surveiller les rejets de méthane

Le 23 novembre a été lancée la deuxième phase du Partenariat sur le méthane du pétrole et du gaz (OGMP, pour Oil and Gas Methane Partnership). Lancé par de grandes compagnies pétrolières et gazières, le Programme des Nations unies pour l'environnement (Pnue), la Commission européenne, la Coalition pour le climat et l'air pur (CCAC) et le Fonds pour la défense de l'environnement (FED), il doit permettre d'améliorer la transparence sur les émissions mondiales de méthane (CH₄). «*Soixante-deux entreprises, possédant des actifs sur cinq continents et représentant 30% de la production mondiale de pétrole et de gaz, ont rejoint le partenariat*», explique le Pnue. Parmi celles-ci figurent notamment les entreprises françaises Total, GRDF et GRTgaz. L'objectif de l'OGMP est de permettre à l'industrie pétrolière et gazière de réaliser de profondes réductions des émissions de méthane au cours de la prochaine décennie d'une manière transparente pour la société civile et les gouvernements : il vise une baisse de 45 % des rejets d'ici 2025 et de 60 à 75 % d'ici 2030. Mais si cet objectif est ambitieux, de nombreux observateurs craignent que la présence d'entreprises particulièrement polluantes dans cette instance ne sape son indépendance. Ce sont en effet Shell, BP, Equinor, Eni ou Total qui fourniront eux-mêmes les données destinées à surveiller les fuites de méthane dans le secteur de l'énergie. Et cette posture de juge et partie pourrait poser problème. «*Il est primordial que la Commission européenne démontre que l'OGMP sera totalement indépendant des intérêts du secteur, qu'il aura le pouvoir de contrôler les déclarations des acteurs, et que le principe du pollueur-payeur s'appliquera à toutes les actions relatives aux fuites de méthane*», estime Lisa Fischer, conseillère politique principale au sein du think tank climatique E3G. Cette annonce intervient alors que parallèlement, la Commission européenne et le Pnue finalisent leurs plans de création d'un nouvel observatoire international des émissions de méthane baptisé International methane emissions observatory (IMEO).



Impacts inégaux du dérèglement climatique en France

Si depuis une dizaine d'années les impacts du changement climatique sont de plus en plus étudiés, les inégalités climatiques restent assez méconnues, notamment en France. Pourtant, celles-ci n'ont cessé de se creuser. «*Cinq ans après la signature de l'accord de Paris par la France, les actions ambitieuses en matière climatique se font toujours attendre et l'accélération du changement climatique pèse de manière inégale sur la population française*», souligne ainsi l'association Notre Affaire à Tous, en préambule de son rapport «*Un climat d'inégalités*», publié le 9 décembre dernier. Ce dernier dresse un panorama de ces inégalités en France, tout en rappelant le lien intrinsèque entre enjeux sociaux et écologiques ainsi que la nécessité d'une transition juste. Une douzaine de témoignages de citoyens illustrent également les impacts du dérèglement climatique sur leurs conditions de vie quotidienne. Ces inégalités climatiques peuvent être de différents niveaux, notamment sociales. Les populations marginales et les plus pauvres sont ainsi celles qui vivent dans des zones les plus exposées aux pollutions et aux risques climatiques : zones inondables, villes sans espaces verts, quartiers situés à proximité d'autoroutes... De fortes inégalités territoriales sont également recensées au sein de la métropole, et entre celle-ci et l'outre-mer. «*La diversité du territoire français le rend sujet à des phénomènes météorologiques extrêmes comme les canicules, les sécheresses, les inondations, les tempêtes, les submersions marines, les feux de forêt ou encore les ouragans*», précise le rapport. La Guadeloupe, Mayotte, la Réunion et la Martinique mais aussi l'Alsace, la Région Paca, l'Île-de-France et la Bretagne sont citées comme les régions les plus touchées. Des répercussions sociales du changement climatique peuvent en outre exister, telles que la précarité énergétique, l'accès à l'eau et à l'alimentation ou les conditions de travail. Face à ce constat, Notre Affaire à Tous fait plusieurs propositions qui devraient «*guider l'élaboration de politiques publiques pour permettre à toutes et tous de vivre dans une société de justice*».

Le monde s'éloigne toujours plus de l'accord de Paris

Le 2 décembre, le Programme des Nations unies pour l'environnement (Pnue) a publié avec des centres de recherche* l'édition 2020 du rapport "The Production Gap". Il conclut que l'ensemble des pays devraient réduire la production d'énergies fossiles de 6% par an au cours de la prochaine décennie pour s'aligner sur les objectifs de l'accord de Paris, ce qui est loin d'être le cas.

Plus le temps passe et plus les objectifs ambitieux de l'accord de Paris semblent s'éloigner. La nouvelle édition du rapport "The Production Gap" le confirme. Pour limiter le réchauffement climatique à 1,5°C ou en dessous de 2°C, le monde devrait réduire la production de combustibles fossiles de 6% jusqu'en 2030. Les grands pays exportateurs comme l'Arabie saoudite, la Russie ou les États-Unis devront diminuer leurs activités d'extraction à un rythme encore plus rapide. Or, la production de charbon, de pétrole et de gaz se poursuit bien au-delà des niveaux compatibles avec le respect de l'accord de Paris. Les pays du monde sont en passe de produire 120% de combustibles fossiles

de plus que la limite pour s'aligner sur ses objectifs. D'ici 2030, la production mondiale de charbon, de pétrole et de gaz devrait diminuer chaque année respectivement de 11%, 4% et 3%. Pourtant, les annonces des gouvernements indiquent une augmentation annuelle moyenne de 2% pour chacun de ces combustibles pendant dix ans.

L'impact ambivalent de la Covid

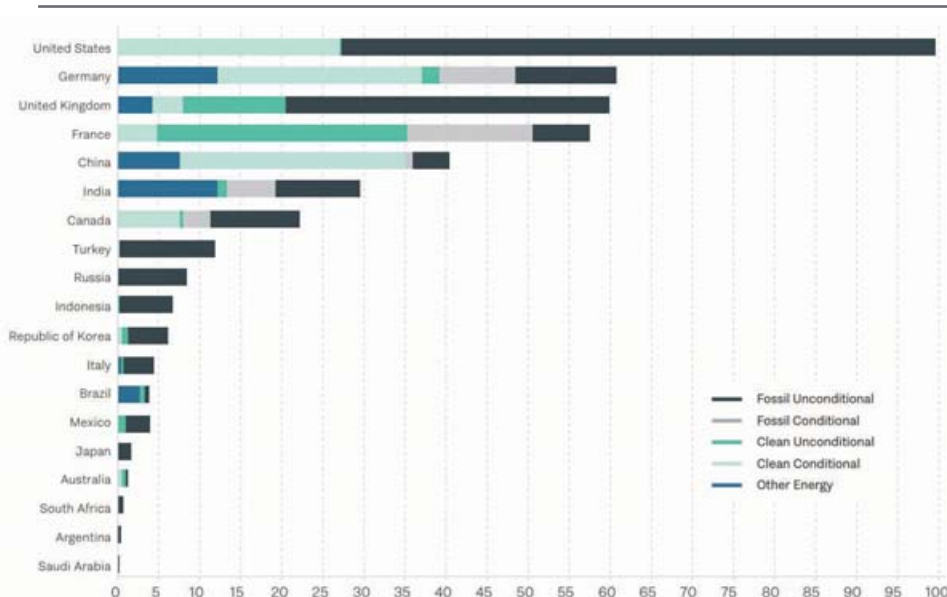
La pandémie et les mesures prises pour la freiner ont entraîné une baisse de la production de combustibles fossiles en 2020 que les premières estimations chiffrent à 7% par rapport à 2019. Dans le détail, le charbon, le pétrole et le gaz connaissent respectivement des baisses de 8%, 7%

et 3%. Toutefois, ces tendances ne devraient pas durer car beaucoup de gouvernements ont alloué aux énergies fossiles des fonds de relance suite à la crise sanitaire. En novembre 2020, les membres du G20 avaient engagé 233 milliards de dollars dans des activités qui soutiennent la production et la consommation de combustibles fossiles (compagnies aériennes, constructeurs automobiles, etc.). À peine 146 Md\$ ont été fléchés vers les renouvelables, l'efficacité énergétique ou les infrastructures dédiées aux cyclistes et aux piétons (voir graphique). 23 Md\$ ont directement été alloués au secteur de l'extraction de ressources fossiles. Mais il faut noter que toutes les aides ne sont pas attribuées à des activités nocives à l'environnement. Par exemple, le Canada, a engagé 1,8 Md\$ pour réduire les émissions de méthane et nettoyer les puits de pétrole et de gaz orphelins et abandonnés. Mais cette initiative reste très minoritaire. La plupart des subventions sont versées sans conditions sociales ou environnementales. Ce soutien inconditionnel est particulièrement varié. Il peut prendre la forme de réductions d'impôts sur les importations de combustibles fossiles en Argentine, de garanties de capitaux propres et de prêts pour le pipeline Keystone XL au Canada, d'une remise sur les revenus de l'extraction de charbon décidée par les autorités indiennes ou d'un programme d'allégement fiscal temporaire pour l'industrie pétrolière et gazière en Norvège. Aux États-Unis, les taux de redevances pétrolières et gazières ont été réduits et des réglementations environnementales ont été allégées. Le Pnue constate que les plans de relance ont renforcé les positions déjà en place avant la pandémie. Les États très dépendants des combustibles fossiles ont augmenté leur soutien à cette filière alors que les économies plus vertes ont vu une occasion de poursuivre leurs politiques en faveur de la transition. ●

Olivier Mary

Engagements de fonds publics en faveur des combustibles fossiles et des énergies propres dans les plans de relance des États du G20 (en millions de dollars)

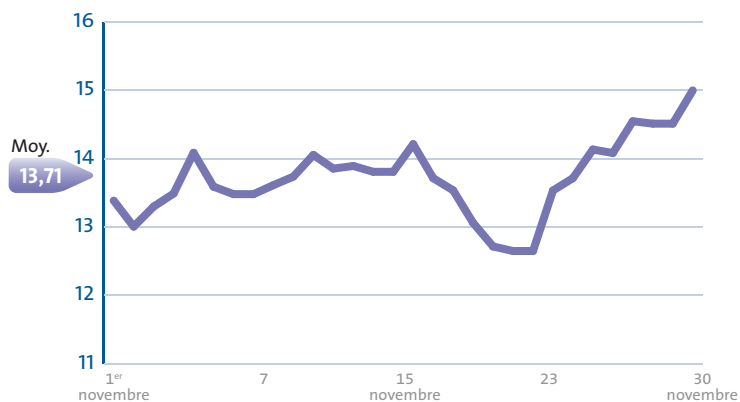
Source : Pnue



* SEI, IISD, ODI, E3G, and UNEP. (2020). The Production Gap Report : 2020 Special Report. <http://productiongap.org/2020report>

Marché "spot" du gaz POWERNEXT

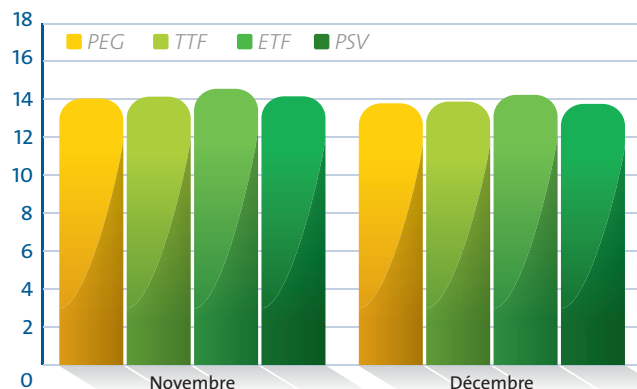
Moyenne journalière des prix (Euros/MWh)



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

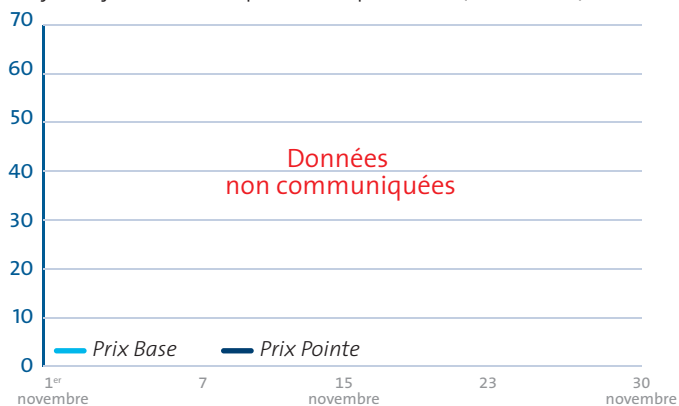
Indice mensuel* (Euros/MWh)



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

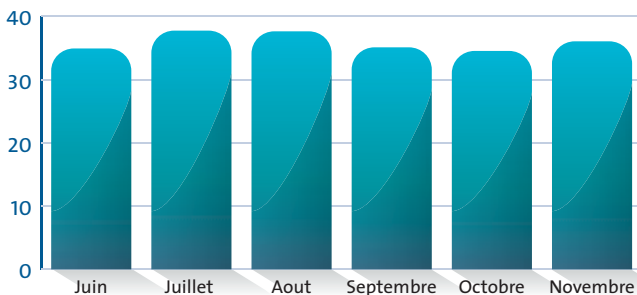
Marché "spot" de l'électricité EPEX

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



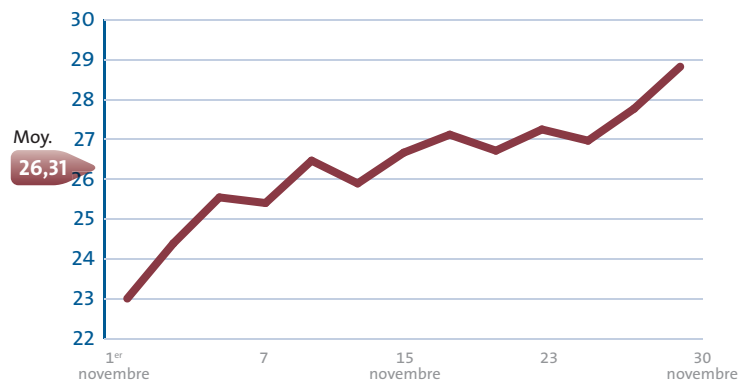
Cours du pétrole Brent

Moyenne des prix mensuels (Euros/Baril)



Marché "spot" du CO₂ EEX

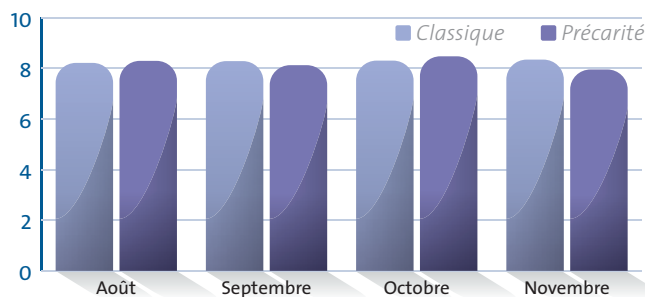
Évolution des prix des EUA* (Euros/t CO₂)



*EUA : European Union Allocations / quotas de CO₂ du système européen

Prix des Certificats d'économies d'énergie

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



Parité euro/dollar (Oct. ► Novembre 2020)

1 € = 1,178 ► 1,184 \$

CEE

L'arrêté du 16 octobre 2020 publié le 22 octobre modifie l'arrêté du 29 décembre 2014 relatif aux modalités d'application du dispositif des certificats d'économies d'énergie et modifiant l'arrêté du 4 septembre 2014 fixant la liste des éléments d'une demande de certificats d'économies d'énergie et les documents à archiver par le demandeur. Il détermine une liste d'opérations standardisées devant faire l'objet de contrôles par tiers en application de l'article L. 221-9 du code de l'énergie.

Dans le contexte de la crise sanitaire, il accorde également certaines souplesses quant au délai de dépôt des demandes de certificats d'économies d'énergie et précise la date d'application d'une modification de l'arrêté du 4 septembre 2014 fixant la liste des éléments d'une demande de certificats d'économies d'énergie et les documents à archiver par le demandeur. Les dispositions de l'article 1^{er} sont applicables aux opérations d'économies d'énergie engagées à compter du 1^{er} janvier 2021 ; celles de l'article 5 sont applicables aux demandes de certificats d'économies d'énergie effectuées à compter du 1^{er} septembre 2020 ; les autres dispositions entrent en vigueur le lendemain de la publication du présent arrêté. Dans son article 1^{er}, il détermine une liste d'opérations standardisées relatives à l'isolation des murs en secteurs résidentiel et tertiaire, ainsi qu'à l'isolation des parois sur des installations industrielles, devant faire l'objet de contrôles par tiers, ainsi que les modalités de ces contrôles, en application de l'article L. 221-9 du code de l'énergie. Aux articles 2 à 4, il met en cohérence certaines dispositions de l'arrêté du 29 décembre 2014 modifié relatif aux modalités d'application du dispositif des certificats d'économies d'énergie. Dans le contexte de la crise sanitaire, l'article 5 vise à accorder certaines souplesses quant au délai de dépôt des demandes de certificats d'économies d'énergie. L'article 6 précise la date d'application d'une modification de l'arrêté du 4 septembre 2014 fixant la liste des éléments d'une demande de certificats d'économies d'énergie et les documents à archiver par le demandeur.

Bâtiment

L'arrêté du 14 octobre 2020 publié le 24 octobre est relatif à l'agrément des modalités de prise en compte des "chaudières numériques" dans la réglementation thermique 2012.

L'arrêté du 10 novembre 2020 publié le 15 novembre est relatif au niveau de performance énergétique globale prévu au o du 1^o du I de l'article 31 du code général des impôts. Il précise que pour bénéficier des dispositions du o du 1^o en France métropolitaine, le contribuable qui signe avec l'Anah une convention mentionnée aux articles L. 321-4 et L. 321-8 du code de la construction et de l'habitation justifie d'une consommation conventionnelle en énergie primaire du logement inférieure à 331 kWh/m²/an. Cela revient à exclure du dispositif les logements des classes F et G du diagnostic de performance énergétique (DPE), qui sont les plus énergivores. La justification du respect des exigences de performance énergétique est apportée, en métropole, par la fourniture d'une évaluation énergétique. Celle-ci doit être en cours de validité à la date de dépôt de sa demande de convention auprès de l'Anah. L'arrêté précise aussi les modalités d'application du critère de performance énergétique pour les départements et régions d'outre-mer (DROM). Enfin, il pro-

cède à une coordination rédactionnelle au sein de l'article 01 bis de l'annexe IV au code général des impôts, afin de tenir compte de la nouvelle rédaction du o du 1^o du I de l'article 31 du CGI telle qu'issue de l'article 162 de la loi n° 2018-1021 du 23 novembre 2018 portant évolution du logement, de l'aménagement et du numérique.

L'arrêté du 17 novembre 2020 publié le 19 novembre est relatif aux caractéristiques techniques et modalités de réalisation des travaux et prestations dont les dépenses sont éligibles à la prime de transition énergétique.

Électricité

L'arrêté du 23 octobre 2020 paru le 25 octobre est relatif aux conditions d'achat de l'électricité produite par les installations implantées sur bâtiment utilisant l'énergie solaire photovoltaïque d'une puissance crête installée inférieure ou égale à 100 kilowatts.

L'arrêté du 22 octobre 2020 publié le 30 octobre est relatif aux coefficients à appliquer à la formule du fonds de péréquation de l'électricité pour l'année 2020.

Le décret n° 2020-1320 du 30 octobre 2020 paru le 1^{er} novembre est relatif au traitement des demandes de remboursement partiel de la contribution au service public de l'électricité au titre des années 2009 à 2015.

L'arrêté du 12 novembre 2020 publié le 15 novembre modifie l'arrêté du 28 avril 2011 pris en application du II de l'article 4-1 de la loi n° 2000-108 relative à la modernisation et au développement du service public de l'électricité.

Transport

Le décret n° 2020-1412 du 18 novembre 2020 publié le 20 novembre porte modification de la liste des véhicules à très faibles émissions au sens de l'article L. 318-1 du code de la route définie à l'article D. 224-15-12 du code de l'environnement.

Nucléaire

Le décret n° 2020-1414 du 19 novembre 2020 publié le 20 novembre modifie la partie réglementaire du code de l'énergie relative à l'accès régulé à l'énergie nucléaire historique et à la compensation des charges de service public de l'énergie.

Biogaz

Le décret n° 2020-1428 du 23 novembre 2020 publié le 24 novembre porte diverses dispositions d'adaptation de l'obligation d'achat à un tarif réglementé du biométhane injecté dans un réseau de gaz naturel.

L'arrêté du 23 novembre 2020 paru le 24 novembre fixe les conditions d'achat du biométhane injecté dans les réseaux de gaz naturel.

Gaz à effet de serre

L'arrêté du 13 novembre 2020 publié le 27 novembre modifie l'arrêté du 24 janvier 2014 modifié fixant la liste des exploitants auxquels sont affectés des quotas d'émission de gaz à effet de serre et le montant des quotas affectés à titre gratuit pour la période 2013-2020.

Avril et Renault Trucks passent un accord

Le groupe agroalimentaire français et producteur national de biodiesel, Avril et Renault Trucks, ont conclu la conclusion d'un accord de partenariat. Cet accord a pour ambition de faciliter l'acquisition des seuls véhicules Origine France Garantie compatibles avec Oleo100, carburant substituable au gazole et 100% issu de graines de colza françaises. Cette nouvelle énergie verte, produite par Saipol, filiale du groupe Avril, permet une réduction de 60% des émissions de CO₂ et jusqu'à 80% des émissions de particules fines, pour un coût iso-gazole. Les deux groupes souhaitent lever les freins techniques et financiers qui pourraient ralentir l'adoption de cette énergie alternative. Ainsi, ils proposent une offre commerciale commune, dans laquelle les deux partenaires prennent en charge tout ou partie des coûts liés à l'introduction de ce carburant alternatif durable. Tout client qui se porte acquéreur d'un véhicule homologué B100 et qui souscrit un contrat d'approvisionnement en Oleo100 peut prétendre à la prise en charge du kit de conversion diesel/Oleo100, pour ses véhicules éligibles déjà en circulation ; la mise à disposition de cuves connectées pour le réapprovisionnement en Oleo100 ; un contrat d'entretien sans surcoût par rapport à un contrat d'entretien diesel ; l'accès à un carburant alternatif immédiatement substituable au gazole.

Un premier parc de batteries en Belgique



Le consortium Estor-Lux vient en effet de boucler un financement pour un premier parc de batteries lithium-ion d'une puissance de 10 MW et d'une capacité de 20 MWh en Belgique. Sa construction débute en décembre à Bastogne pour une mise en exploitation prévue mi-2021. L'investissement sera couvert à hauteur de 50% par un financement bancaire sans recours apporté par Triodos. Les solutions techniques et contractuelles innovantes qui ont permis le développement et le financement de ce premier projet sont le résultat de longs efforts de développement et de partenariats que le consortium a conclu avec Fluence Energy, qui assurera la construction et la maintenance du parc de batteries, et avec Centrica Business Solutions Belgium (ex-REstore), pour la gestion et la valorisation de la flexibilité de l'actif sur les marchés. L'installation contribuera au maintien de l'équilibre du réseau électrique d'Elia. La particularité du projet est de fournir une durée de stockage plus longue (la batterie se charge ou se décharge en 2 heures, contre 30 minutes à 1 heure pour la plupart des batteries en Europe) et une agrégation au sein d'un "pool" de capacités flexibles combinant unités de production et de consommation décentralisées. L'objectif est que cette capacité agrégée, dont la batterie est la clé de voûte, soit capable de fournir de la puissance de réglage à la hausse ou à la baisse sur le réseau pendant de longues périodes. De cette manière, le stockage électrique par batterie offre une alternative réaliste aux centrales de production thermiques.

Lancement de la production du premier TER hybride français

Le prototype du système de stockage d'énergie du premier TER Hybride a achevé ses essais au banc de test sur le site Alstom de Tarbes (65), centre d'excellence pour les systèmes de traction "verts". Ces essais ont permis d'en finaliser la conception et de lancer en septembre la production des systèmes de pré-série, qui seront montés début 2021 sur le premier TER hybride expérimental. Ce TER hybride est le premier projet d'hybridation d'un train Régiolis en France. Il a été lancé en 2018 par Alstom en association avec la SNCF, et les Régions Centre-Val-de-Loire, Grand Est, Nouvelle Aquitaine et Occitanie pour hybrider une rame. La moitié des moteurs thermiques a été remplacée par des systèmes de stockage composés de batteries lithium-ion. Une réduction de 20% de l'énergie consommée et des émissions des gaz à effet de serre est attendue, ainsi qu'une diminution des coûts d'utilisation et de maintenance.

HyVolution

L'ÉVÉNEMENT HYDROGÈNE
POUR L'ÉNERGIE, L'INDUSTRIE, LA MOBILITÉ

4 & 5 MAI 2021
PEC, PARIS - FRANCE

VOTRE RENDEZ-VOUS 100% HYDROGÈNE EN 2021 !

120

exposants et marques :
production, distribution,
stockage, services...

2

jours de conférences
de haut niveau

1

service de
rendez-vous d'affaires
et de networking

Toutes les solutions de l'hydrogène décarboné sont sur HyVolution !



Auto, vélo
Camion, Bus, Train
Maritime & fluvial
Transports
spéciaux



Power to gas
Énergies
renouvelables
Stockage
Sites isolés



Chimie
Métallurgie
Verre

Document non contractuel - RCS Lyon 380 976 552

DEMANDEZ VOTRE PASS D'ACCÈS GRATUIT

sur www.hyvolution-event.com à partir de mi-janvier 2021 avec le code **SMATE**

www.hyvolution-event.com  



Made by
HOTLINE VISITEURS :
+33 0(4) 78 176 216
hotlinevisiteurs@gl-events.com

En collaboration avec :



FRANCE
HYDROGÈNE

En partenariat avec :



Quand les énergies renouvelables fourniront plus de 50 % de l'électricité, quels seront les besoins de flexibilité du système électrique ? Une étude récente détaille cet aspect tout en appelant à vite définir un signal-prix pour les investissements de long terme. De premières expérimentations d'écrêtement se profilent aussi.

Flexibilité : le nouvel atout des énergies renouvelables

Pourquoi et comment être flexible ? Ou et à quel coût ? Il ne s'agit pas de yoga mais bien de la souplesse du système électrique dont on parle ici ! Le glissement progressif du parc de production d'électricité vers une part grandissante d'énergies renouvelables comme le solaire photovoltaïque et l'éolien pose en effet la question d'un plus grand recours à des mécanismes de flexibilité. De nombreuses technologies apparaissent, dont les batteries. Mais les EnR peuvent elles-mêmes être flexibles : un atout qu'elles comptent bien faire jouer, au premier chef desquelles l'hydroélectricité. À vrai dire, le sujet de la flexibilité n'a rien de nouveau. Par définition,

le système électrique en a besoin pour ajuster au mieux l'équilibre offre-demande en quantité d'énergie et pour assurer la stabilité du réseau en termes de puissance injectée et soutirée. Ces opérations qui se faisaient de manière intégrée lorsqu'EDF était en monopole sont désormais remplies via des marchés. Différents acteurs (producteurs, agrégateurs, industriels, etc.) proposent ainsi des services à différentes échelles de temps, souvent à la demande du gestionnaire du réseau de transport RTE. Réserves primaires, secondaires et tertiaires, mécanisme d'ajustement, marché de capacité se sont ainsi "démocratisés". Cependant, ces marchés n'offrent pas forcément une rémunération suffisante pour anticiper les besoins

futurs, ni pour valoriser de nouvelles solutions comme l'écrêtement.

Modélisation des besoins en 2050

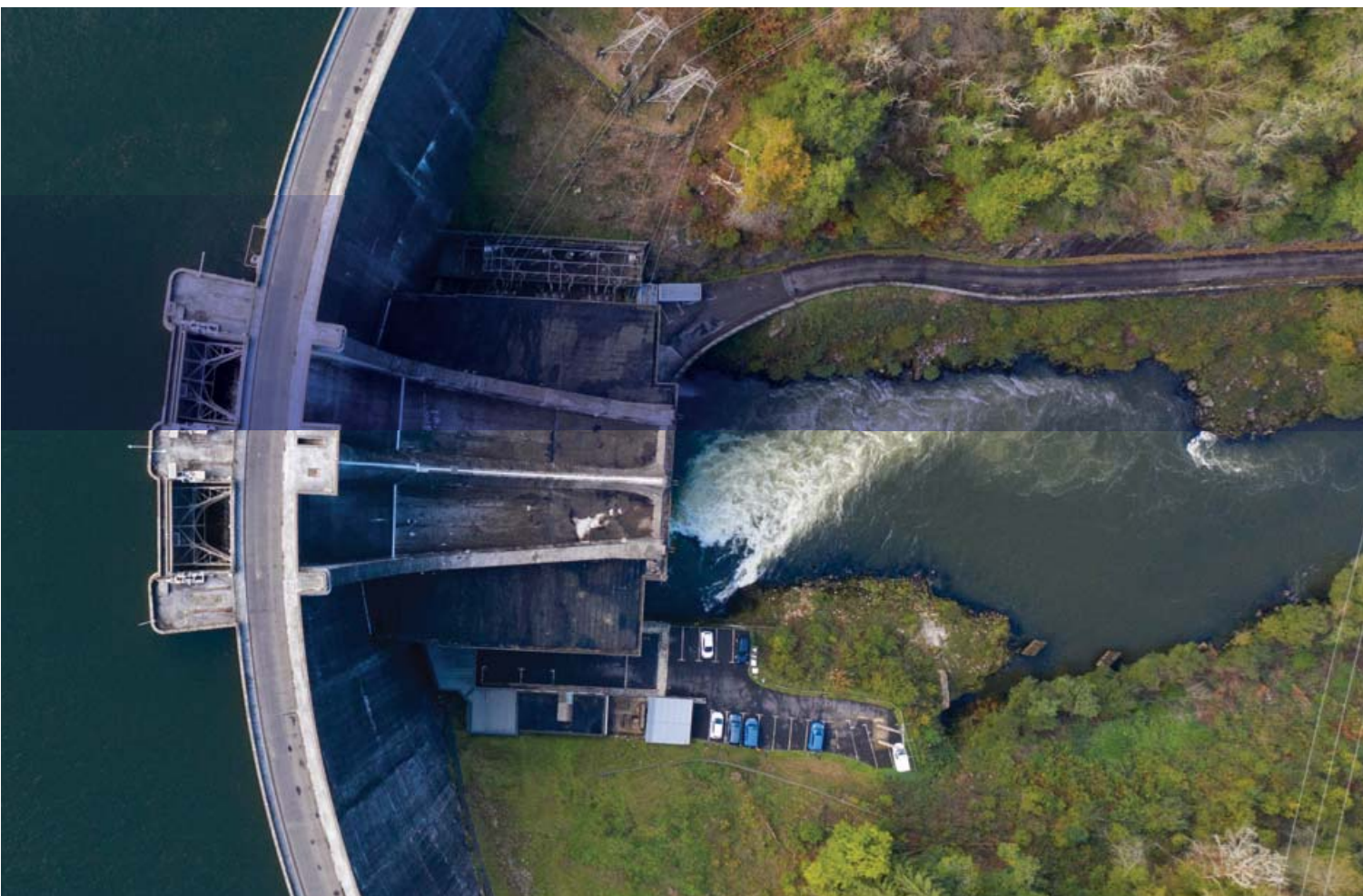
France Hydro Électricité a récemment présenté à ce sujet une étude "inédite", selon les mots de Christine Etchegoyhen, présidente de ce syndicat qui regroupe plus de 700 exploitants de petite hydroélectricité. L'étude⁽¹⁾ réalisée par Compass Lexecon permet d'imaginer l'avenir de la flexibilité à travers la modélisation de deux états contrastés du parc de production en 2050. Ces deux scénarios sont construits dans le cadre global de la neutralité carbone et d'un fort développement des énergies renouvelables. Les capacités centralisées de production d'électricité (nucléaire, cogénération, biomasse, charbon/fioul) sont fixées d'avance, tout comme les flexibilités

apportées par les nouveaux usages (véhicule électrique, pompes à chaleur, électrolyse pour l'hydrogène industriel, etc.). Le modèle optimise ensuite le parc européen pour assurer la sécurité d'approvisionnement au moindre coût en choisissant de nouvelles technologies de flexibilité (batteries et power-to-gas-to-power) et des moyens de bouclage du système (éolien, photovoltaïque, station de transfert d'énergie par pompage – Step, cycle combiné ou ouvert gaz turbine – CCGT ou OCGT). Le premier scénario appelé "Socle nucléaire" maintient une part de 23 % de nucléaire dans le mix de production électrique, tandis que le second dit de "Flexibilité

► Capacités flexibles retenues en 2050 selon les scénarios (en GW)

Source : Compass Lexecon pour FHE

Technologie de flexibilité	Scénario "Socle nucléaire"	Scénario "Flexibilité décentralisée"
Nouvelles centrales gaz (cycle combiné)	5	0
Turbine à combustion alimenté en biofuel	22	17
Nouvelles Step	10	5
Nouveau suréquipement des barrages hydroélectriques existants	0,9	0,9
Power-to-gas to power	4	16
Batteries	2	29
Flexibilité des nouveaux usages	7	28



décentralisée” la réduit à 6%. Dans les deux scénarios, il y a une part presque équivalente d’hydroélectricité (9-10%), d’éolien terrestre (23-25%) et d’éolien en mer (30-32%) sur plus de 600 TWh produits. La part de solaire photovoltaïque est plus variée avec 13% dans le premier et 25% dans le second. La forte proportion des énergies renouvelables variables (66% et 82%) augmente les besoins de flexibilité pour satisfaire la demande résiduelle, c’est-à-dire la demande non couverte par ces EnR variables. Le scénario “Flexibilité décentralisée” a ainsi besoin de près de 40 GW/heure au sein d’une journée, de 700 GWh/jour au sein d’une semaine et plus de 1,8 TWh/semaine au sein d’un mois. Par comparaison, ces mêmes chiffres en 2018 étaient respectivement d’environ 10 GW/heure, 150 GWh/jour et 0,9 TWh/semaine.

Face à ces besoins, les deux scénarios envisagent donc un développement massif de capacités flexibles (voir *tableau page 14*). Le scénario “Socle nucléaire”, avec un total de 51 GW

Face à ces besoins, les deux scénarios envisagent donc un développement massif de capacités flexibles

mobilisés, fait plutôt appel aux Step, aux OCGT et aux turbines fonctionnant au biofuel. Celui de “Flexibilité décentralisée” nécessite presque le double de capacité de flexibilité (96 GW) avec une prépondérance des batteries et du power-to-gaz-to-power. Les investissements nécessaires pour tous ces nouveaux moyens de flexibilité

s’élèvent à 3,5 milliards d’euros par an dans le scénario “Socle nucléaire” et à 4,5 Md€/an pour “Flexibilité décentralisée”. Mais ces coûts ne sont pas entièrement couverts par la rémunération du marché. Il est donc nécessaire de faire appel à un ou des mécanismes complémentaires permettant de financer la “missing money”, soit respectivement 1 et 2,3 Md€/an. Les mêmes caractéristiques sur l’économie des moyens de stockage sont constatées dans les autres pays européens. Plusieurs pistes de modification du “market design” sont proposés dans l’étude (voir encadré) pour résoudre cet enjeu de financement.

Flexibilité déjà forte de l’hydroélectricité

«L’étude répond à notre attente initiale : identifier les besoins futurs et montrer qu’il faut donner un

► *signal-prix pour investir et faire émerger de nouvelles flexibilités. Elle permet de remettre l'hydroélectricité au centre du jeu car elle est trop souvent oubliée dans les débats sur la transition énergétique. Les Step, notamment, ont encore un potentiel de développement en France, contrairement à ce qu'on croit»,* explique Ghislain Weisrock, référent Europe et flexibilité de France Hydro Électricité. En effet, dans le panel de solutions de flexibilité, l'hydraulique tire son épingle du jeu. Les deux scénarios prévoient de suréquiper les barrages existants, à hauteur de 900 MW car c'est la solution avec la meilleure rentabilité. Mais en termes de capacité, les Step ont plus de poids. Un potentiel de 10 GW est envisagé pour la France avec environ 4 GW pour des installations fonctionnant sur un pas de temps de 10 heures et le reste sur 30 heures. Les Step ont été segmentées en trois niveaux de capex, entre 1 500 et 2 500 €/kW. Pour le scénario "Socle nucléaire", tout le potentiel est utilisé, y compris au capex le plus grand, car les autres solutions de

flexibilité ont un coût plus élevé. Au contraire, dans le scénario "Flexibilité décentralisée", la concurrence économique avec les batteries et le power-to-gaz to power est plus forte, ce qui oblige à ne mobiliser que la moitié du potentiel de Step, principalement celles à 30 heures et avec un capex inférieur à 2500 €/kW. Participer à la flexibilité sera d'autant plus facile pour le parc hydroélectrique qu'il en a déjà l'expérience avec de nombreux besoins déjà couverts ou pouvant l'être potentiellement (voir tableau page 17). 5 GW de Step et 9 GW de centrales de lacs sont certifiés sur le mécanisme de capacité, soit 15 % du besoin hexagonal. L'étude fait en plus le constat que l'hydraulique commandable assure actuellement environ la moitié des besoins de flexibilité pour les échéances inférieures à 24 h. Sa contribution est de 20 % pour les échéances d'un jour à l'autre ou au sein d'une même semaine. «Personne n'aimerait se passer de la flexibilité de l'hydraulique aujourd'hui», poursuit Ghislain Weisrock. Les centrales

de lacs représentent 400 heures de stockage et peuvent passer de l'arrêt à la pleine puissance en cinq minutes. Les centrales d'éclusées, modulables, peuvent apporter 2 heures de stock. Même les centrales au fil de l'eau peuvent moduler leur production et le font déjà.» Le spécialiste regrette que certains de ces services ne soient pas toujours rémunérés à leur juste valeur. Lorsque des aléas à dynamique rapide doivent être couverts sur un pas de temps inférieur à la demi-heure, l'hydroélectricité a le potentiel de couvrir 50 % des réserves de stabilisation de la fréquence (FCR), 75 % de celles de restauration automatique de la fréquence (aFRR) et 100 % des réserves de restauration manuelle de fréquence (mFRR). «Comme le modèle représente le système au pas horaire, on doit encore mieux évaluer ces besoins infra-horaire et les problématiques locales de congestion sur le réseau de distribution, pour lesquels la petite hydroélectricité apporte de vraies solutions», complète Ghislain Weisrock. En effet, en plus de sa capacité de modulation, estimée à 250 MW sur l'ensemble du parc, la petite hydroélectricité pourrait par exemple participer au réglage de fréquence et aider à la régulation d'autres EnR à l'échelon local.

► *Le projet REFLEX d'Enedis prévoit d'optimiser la puissance d'EnR raccordée dans certaines zones de son réseau, en ayant la possibilité d'écarter la production à certains moments.*



Expérimentations d'écarterement en préparation

L'aspect local des besoins de flexibilité est en effet un enjeu pour les gestionnaires de réseau qui vont devoir intégrer plus d'énergies renouvelables sur leurs lignes et transformateurs à l'avenir. Une des solutions est l'écarterement de production. L'avantage ? En ayant la possibilité de commander la production à la baisse lorsqu'on arrive aux limites de ce que le réseau peut absorber, les gestionnaires évitent de surinvestir préventivement dans la zone concernée. Une note⁽²⁾ publiée il y a un an par l'UFE, le SER, RTE, Enedis et France

► Caractéristiques de flexibilité des technologies hydroélectriques

Source : Compass Lexecon, à partir de données de France Hydro Electricité

	Step	Lac	Eclusées	Fil de l'eau	Fil petite hydro**
Capacité à réagir à un signal	oui	oui	partielle	partielle	potentielle
Capacité de stockage	10 h	> 400 h	2 à 400 h	0 à 2 h	Maximum 30 minutes
Capacité de modulation	20-100%*	20-100%	20-100%	20-100%	20-100%
Démarrage et rampes	3-4 minutes	3-4 minutes	3-4 minutes	10 minutes	10 minutes
Limites de modulation	non	non	non	non	non
Réglage de fréquence	oui	oui	oui	primaire	potentiel
Réglage de tension	oui	oui	oui	oui	potentiel
Capacité de démarrage autonome (black start)	oui	oui	non	non	non

* En turbinage. Pas de modulation en pompage sur les Step existantes, 50-100% sur les nouvelles

** hydraulique raccordée au RPD

Énergie Éolienne a montré que l'écrêtement de 0,3% de la production de l'éolien et du solaire photovoltaïque à l'horizon 2035 ferait économiser 7 milliards d'euros de travaux de renforcement de son réseau à RTE. Dans son Schéma décennal de développement du réseau 2021-2035, validé par la CRE, le gestionnaire du réseau de transport inclut la possibilité contractuelle d'écrêter la production des EnR. Il prévoit de lancer un appel d'offres en 2021 pour concrétiser cette solution. Pour Enedis, l'économie serait de 250 millions d'euros en diminuant de seulement 0,06%, la production de nouvelles installations EnR attendues d'ici à 2035. Ce type de flexibilité dégagerait à court terme 2,5 GW de capacités d'accueil là où le réseau de distribution approche la saturation, et 7,5 GW d'ici 2035. «Autrement dit, pour un niveau attendu d'EnR, l'écrêtement permet de réduire l'investissement de la collectivité, notamment sur les ouvrages mutualisés prévus dans les schémas S3REN, relate Frédéric Trogneux, chef du département Raccordement des producteurs d'Enedis. En optimisant ainsi la création de postes-source, l'ajout de transformateurs dans des postes existants ou le remplacement de transformateurs, l'économie est évaluée à 30% de ces capex d'ici 2035.» Dans le cadre global de sa feuille de route sur les flexibilités locales⁽³⁾, Enedis va expérimenter l'écrêtement avec le projet Reflex dans les Landes et dans la Somme⁽⁴⁾. La possibilité d'écrêter les producteurs déjà présents va permettre de mettre à disposition dès début 2021 des capacités supplémentaires dans ces deux zones. Un appel d'offres sera ensuite lancé fin 2021 pour que des producteurs participent via des parcs existants ou de nouveaux à raccorder, optimisant ainsi le coût d'acquisition des flexibilités. «On a identifié un ensemble de postes-source proches de leur limite de capacité d'accueil dans

ces zones. L'appel d'offres est neutre technologiquement, mais comme la Somme dispose de parcs éoliens et les Landes de photovoltaïque, il est probable qu'on va plutôt tester l'écrêtement sur ces deux technologies», détaille Frédéric Trogneux. Les producteurs seront indemnisés à hauteur du manque à gagner pour le productible non-injecté, sur la base de méthodes déjà utilisées en cas de travaux sur le réseau. La phase d'industrialisation de Reflex est attendue pour fin 2023. La généralisation de l'écrêtement à toute la France se fera au fur et à mesure que les S3REN seront mis à jour, ce qui permettra aussi de toucher des zones disposant d'hydroélectricité. La flexibilité, le nouvel atout des EnR? C'est bien parti pour... ●

Stéphane Signoret

(1) En ligne sur www.france-hydro-electricite.fr/

(2) Voir sur <https://ufe-electricite.fr/publications/prises-de-position/en-date-du-4-novembre-2019>

(3) La feuille de route d'Enedis sur la flexibilité est sur www.enedis.fr/consultation-flexibilites

(4) Les zones Reflex sont cartographiées sur <https://flexibilites-enedis.fr/>

Comment faire évoluer le market design

L'étude de Compass Lexecon pour France Hydro Électricité pointe plusieurs pistes d'évolution de la rémunération des flexibilités, inspirées par des études de cas internationales. Pouvant s'appliquer à toutes les technologies, elles se découpent selon trois types de besoins :

- 1/ La variabilité de la demande résiduelle. Le règlement des écarts permet aux moyens flexibles de capter une valeur mais actuellement le découpage est limité à des blocs de 30 minutes. Il serait nécessaire d'avoir des produits de marché plus fins (15 minutes) mais aussi des produits de réserves supplémentaires, voire même introduire une composante flexibilité dans le marché de capacité pour inciter à des investissements de long terme (valeur assurantielle).
- 2/ Le traitement des aléas. Les réserves de fréquence sont rémunérées uniquement si elles sont contractualisées. Toujours pour relever la valeur assurantielle, il serait nécessaire de rémunérer aussi les services qui font l'objet d'exigences réglementaires. A compléter par une harmonisation des produits européens et par la neutralité technologique.
- 3/ Les besoins de flexibilité des réseaux. Des plateformes existent déjà pour la régulation des capacités, de l'énergie réactive et des congestions. Elles devraient mieux prendre en compte une dimension locale de la flexibilité, notamment le réglage de tension, afin de donner un signal à l'investissement.

Une électricité 100 % renouvelable à un coût raisonnable

Une étude récemment publiée par trois chercheurs du Cired affirme qu'il sera possible d'atteindre un objectif de 100 % d'électricité renouvelable en France d'ici à 2050, pour un coût proche de celui d'aujourd'hui et malgré les incertitudes qui pèsent sur le coût des technologies et les conditions météo.

Un mix électrique entièrement renouvelable serait possible en France d'ici à 2050, à un coût tout à fait raisonnable : trois chercheurs du Cired (Centre international de recherche sur l'environnement et le développement) viennent de publier, dans la revue scientifique *The Energy Journal*, une étude confirmant cette hypothèse ⁽¹⁾. Selon Behrang Shirzadeh (Cired-Total R&D), Quentin Perrier (I4CE-ex-Cired) et Philippe Quirion (Cired-CNRS), ce mix 100 % EnR pourrait être atteint pour un coût égal ou inférieur au coût actuel, même en prenant en compte les incertitudes liées aux conditions météorologiques et aux coûts des technologies émergentes. L'exercice est complexe, car ces incertitudes sont grandes quand on se projette en 2050. Les chercheurs ont réalisé un important travail de modélisation,

afin d'apporter un éclairage différent à ce sujet clivant en France, qui oppose notamment les partisans d'un recours ou non à l'énergie nucléaire pour décarboner la production électrique. « Ces travaux ont

Le coût du système électrique s'y élève à 52 €/MWh, répartis à 85 % dans les moyens de production et seulement 15 % dans les moyens de stockage

été entrepris dans le contexte de la signature des accords de Paris. Pour produire une électricité faible en émissions de gaz à effet de serre, on peut avoir recours aux EnR, au nucléaire et au stockage de CO₂. En France, la production électrique est faiblement carbonnée du fait du parc nucléaire et de l'hydraulique. Mais en 2050, quasiment toutes les centrales nucléaires existantes auront dépassé 60 ans d'âge. La question de leur remplacement se pose : soit par de nouvelles centrales nucléaires, soit par des EnR», introduit Philippe Quirion.

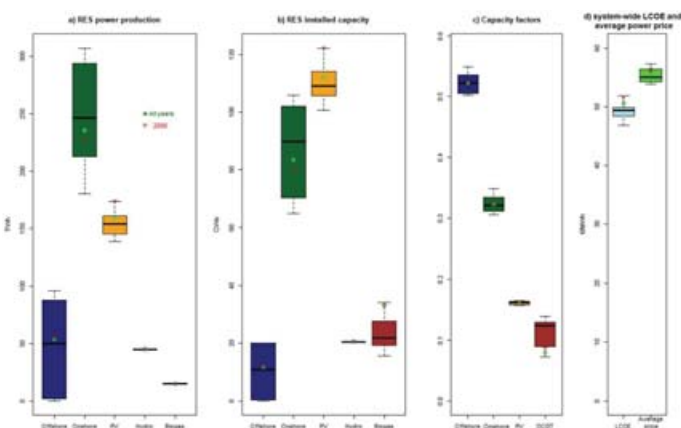
Littérature scientifique existante

Au niveau mondial, selon les travaux du Giec ⁽²⁾, la part des renouvelables dans la production électrique passerait de 23 % en 2015, à 59-97 % en 2050, dans les scénarios compatibles avec

un réchauffement limité à 1,5°C par rapport au niveau préindustriel. Mais « en France la littérature est plus parcourue, les chiffres qui circulent sont contradictoires, certains basés par exemple sur des données obsolètes, indique le chercheur. Nous avons cherché à déterminer quelle part de renouvelables est capable de satisfaire la demande d'électricité chaque heure pour un coût minimal en France en 2050, ainsi que la sensibilité de ce parc aux données météo et aux hypothèses de coûts. » En France, l'Ademe avait déjà publié l'étude « Vers un mix électrique 100 % renouvelable » ⁽³⁾. L'équipe du Cired estime que ses travaux s'en différencient notamment car ils font l'objet d'une publication dans une revue scientifique à comité de lecture et que le modèle (EOLES) ainsi que les données (telles que les données météorologiques de 2000 à 2017) sont en libre accès. Enfin, les chercheurs ont « opté pour des hypothèses volontairement pessimistes sur deux points importants qui avaient fait l'objet de critiques dans les travaux de l'Ademe. D'une part, on s'interdit les importations et exportations d'électricité, ce qui pénalise l'équilibre économique. D'autre part, on s'interdit aussi la flexibilité de la demande, c'est-à-dire que celle-ci ne va pas s'adapter aux fluctuations de la production », souligne Philippe Quirion. Les moyens de production et de stockage sélectionnés ainsi que le fonctionnement du modèle utilisé permettent de satisfaire la demande d'électricité à chaque heure de l'année sans aucun délestage (c'est-à-dire sans qu'il y ait de demande non satisfaite. Aujourd'hui RTE s'autorise trois heures de délestage par an). Pour le profil de consommation horaire, les chercheurs se sont appuyés sur le scénario central de l'Ademe pour 2050. Les profils de production d'énergie éolienne et

► Fig 1. Sensibilité à l'année météo

Source : Cired



en 2050 serait possible

photovoltaïque sont quant à eux simulés sur 18 ans de données météo au pas de temps horaires, à partir de la base de données Merra-2 de la Nasa et des méthodes de descente d'échelle publiées dans la revue *Energy*. Celles-ci ont permis de générer des profils de production éolien et solaire, appliqués pour l'éolien maritime aux sites qui sont en projet, et pour l'éolien terrestre et le photovoltaïque sur un site par département⁽⁴⁾. Les capacités hydrauliques ont été tirées des observations de RTE en 2016. Le tout en respectant certaines contraintes de capacité qui jouent surtout sur le biogaz, l'hydraulique, ainsi que sur l'éolien maritime. Enfin, les projections du centre de recherche de la Commission européenne (Joint Research Center, JRC) pour 2050 ont servi à construire les hypothèses de coûts et de rendement des technologies (sauf pour les techniques de stockage d'énergie).

315 scénarios

Un scénario central a émergé des 18 années de données météorologiques étudiées. On y constate un recours majeur à l'éolien terrestre. Le parc de production est en effet constitué à 46 % d'éolien terrestre, 11 % d'éolien offshore, 31 % de photovoltaïque, 3 % de biogaz, 6 % d'hydraulique de rivière et 3 % d'hydraulique de lac. Le coût du système électrique s'y élève à 52 euros par mégawattheure, répartis à 85 % dans les moyens de production et seulement 15 % dans les moyens de stockage (majoritairement pour la méthanation et un peu moins pour les batteries). Dès lors, il est donc nécessaire, selon ces résultats, de ne pas surestimer la part du coût du stockage dans le coût total du système. Les travaux révèlent aussi que le mix optimal est très sensible au choix de l'année météorologique considérée. Si les productions

hydraulique et biogaz sont peu impactées, les productions éoliennes terrestre et maritime et très fortement (figure 1). Les variations sont les mêmes pour les capacités installées. L'impact sur le coût de production ramené au mégawattheure est assez faible (celui-ci se situe toujours autour de 50 €/MWh).

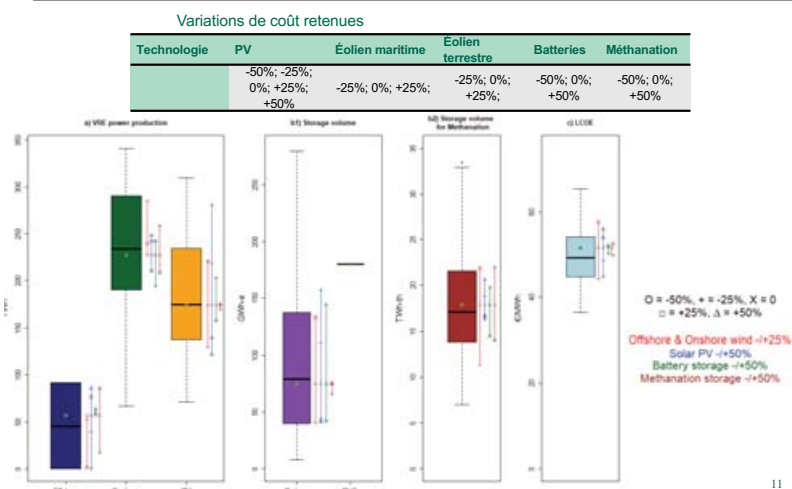
La sensibilité du mix aux coûts des technologies a été mesurée sur 315 scénarios (figure 2). Les productions éoliennes et PV, ainsi que les volumes de stockage par batteries, varient très significativement entre les scénarios. Mais là encore, le coût global du système reste plutôt stable, malgré les impacts observés sur les coûts individuels des technologies. « Ces technologies sont donc largement substituables, traduit Philippe Quirion. Si le photovoltaïque est plus cher que ce que l'on pensait, on peut se tourner vers plus d'éolien, et vice-versa. »

Impact des incertitudes

Si le choix du parc de production est guidé par les coûts, que se passe-t-il si on investit sur la base de coûts anticipés erronés ? La réponse des chercheurs est... qu'il ne se passe pas grand-chose. Si on investit sur la base des coûts anticipés – et qui sont dans la plupart des cas erronés – les coûts varient entre 38 et 65 €/MWh, avec un coût moyen à 52 €/MWh comme dans le scénario central.

► Fig 2. Sensibilité au coût des technologies
315 scénarios - sur l'année-météo 2006

Source : Cired



Si on investit sur la base des coûts réels – donc sans se tromper – on a un coût moyen de 50 €/MWh, avec des variations entre 36 et 65 €/MWh. « Que change alors l'incertitude sur les coûts ?, remarque Philippe Quirion. Le coût moyen diminue par rapport à un modèle dans lequel on ne prend pas en compte l'incertitude. L'investissement coûte moins cher s'il est fait avant l'arrivée de l'information, en considérant pouvoir s'adapter à différents futurs. » Choisir un système électrique sur la base d'une anticipation erronée des coûts ne causerait donc selon les scénarios de l'étude qu'un surcoût assez faible, de 4 % en moyenne. Dans tous les cas, les conclusions tendent à démontrer que le coût d'un système électrique 100 % renouvelable sera proche du coût actuel. ●

Pauline Petitot

(1) "How Sensitive are Optimal Fully Renewable Power Systems to Technology Cost Uncertainty?", *The Energy Journal*

(2) www.ipcc.ch/sr15/

(3) www.ademe.fr/mix-electrique-100-renouvelable-analyses-optimisations
Les chercheurs ont fait varier la capacité totale en gardant la capacité proportionnelle à celle observée dans chaque département en 2017.



Éolienne + électrolyseur = hydrogène

À Brande, dans l'ouest du Danemark, Siemens Gamesa conçoit le premier projet pilote au monde capable de produire de l'hydrogène vert directement à partir d'une éolienne et sans connexion au réseau. En cours de développement, ce système comprend une éolienne Siemens Gamesa de 3 MW, appartenant au partenaire local Uhre Windpower, associée à un électrolyseur de 400 kW. Celui-ci permet de diviser l'eau en oxygène et en hydrogène qui pourra ensuite être stocké avant d'être utilisé dans des secteurs très difficiles à décarboner, en particulier l'industrie et la mobilité. Un premier accord a ainsi été signé avec la société danoise Everfuel qui sera en

charge de distribuer l'hydrogène produit à des stations de ravitaillement dans tout le pays. Cet hydrogène servira notamment à alimenter une flotte de taxis à Copenhague. Les premiers essais sont prévus pour ce mois de décembre et la production d'hydrogène décarboné devrait commencer d'ici janvier 2021. Lorsque le pilote sera pleinement opérationnel, l'unique turbine produira suffisamment d'hydrogène pour alimenter environ 50 à 70 taxis par jour. Ce projet appelé "Brande Hydrogen" permettra surtout de tester la faisabilité d'une mise en œuvre des éoliennes dans les systèmes de production d'hydrogène à partir d'énergies renouvelables. Pour Siemens Gamesa, il

s'agit d'une étape stratégique vers la fourniture d'hydrogène vert à grande échelle à partir du milieu des années 2020. Pour rappel, l'hydrogène qui devrait connaître une croissance exponentielle au cours des prochaines décennies, représente actuellement 1,7% de la consommation énergétique annuelle mondiale, mais seulement 1% de ce gaz est produit à partir de sources d'énergie verte. Le reste est obtenu à partir du gaz naturel et du charbon, émettant 830 millions de tonnes de CO₂ par an, soit plus que les émissions allemandes ou que l'industrie maritime mondiale. ●

Clément Cygler

© D.R.

Optimisez vos consommations énergétiques pour agir sur l'environnement!

2 programmes vous aident à passer à l'action.

PROREFEI

**Le programme de montée
en compétences dédié aux salariés
en charge de l'énergie**

- dans toute la France
- prise en charge jusqu'à **100%**
- déjà **400 entreprises**
bénéficiaires



**Une prime pour financer l'adoption
d'un système de management
de l'énergie ISO 50001**

- jusqu'à **40.000 euros**
- déjà **200 entreprises**
bénéficiaires

Pourquoi pas vous ?

www.prorefei.org — www.pro-smen.org

Porteur



En collaboration avec



Financiers



Europe : une nouvelle stratégie industrielle attendue

En mars dernier, la Commission européenne avait présenté sa nouvelle stratégie européenne, sans toutefois prévoir et prendre en compte la crise sanitaire du Covid-19. Dans une résolution adoptée le 25 novembre (486 voix pour, 109 voix contre et 102 abstentions), les députés européens ont demandé à la Commission de réviser sa stratégie et de changer l'approche de l'Union européenne en matière de politique industrielle, suite aux conséquences de la pandémie ainsi qu'à l'adoption du plan de relance "Next Generation EU". «*L'Union européenne devrait permettre aux entreprises de l'UE de contribuer aux objectifs de neutralité climatique de l'Union, comme indiqué dans la feuille de route du Pacte vert (Green Deal)*», souligne le Parlement européen dans un communiqué, ajoutant que «*les entreprises, en particulier les petites et moyennes entreprises (PME), doivent être soutenues dans la transition vers une économie numérique et neutre en carbone*». Cette stratégie révisée devrait s'articuler en deux phases : une première de relance pour consolider les emplois, réactiver la production et s'adapter à une période post-Covid, suivie d'une étape de reconstruction et de transformation industrielle.

Deux centrales solaires en autoconsommation pour le groupe Mersen

Située à Saint-Bonnet-de-Mure, à une trentaine kilomètres au sud de Lyon, la plus importante implantation française du groupe Mersen, acteur mondial des spécialités électriques et des matériaux avancés, se lance dans l'autoconsommation électrique. Deux centrales photovoltaïques, dont l'installation a été confiée à Legendre Énergie, prendront prochainement place sur ce site industriel employant 350 personnes. La première, une centrale solaire photovoltaïque au sol d'une puissance de 218 kWc, est actuellement en cours de construction. Pour compléter cette installation, le parking de l'usine sera équipé de cinq ombrières photovoltaïques. Celles-ci cumuleront une puissance de 498 kWc et seront couplées à huit bornes de recharge pour véhicules électriques, mises à disposition des salariés de Mersen. Opérationnelles au printemps 2021, ces deux centrales totaliseront près de 1 940 modules photovoltaïques et produiront 866 MWh d'électricité chaque année. 22 % des besoins énergétiques du site pourront dès lors être couverts par cette production d'énergie renouvelable.



Signature d'un CPE entre Thales Alenia Space et Dalkia

Fin novembre 2020, Dalkia a annoncé avoir signé avec Thales Alenia Space un contrat de performance énergétique (CPE) d'une durée de 15 ans pour son site à Cannes. Ce contrat concerne la fourniture d'énergie, ainsi que l'exploitation et la maintenance des installations thermiques et frigorifiques. Pour améliorer la performance énergétique de ce site industriel, Dalkia a notamment mis en place un nouvel équipement de production de froid d'une puissance de 1,2 MW ainsi que des échangeurs thermiques pour récupérer la chaleur fatale. Celle-ci sera ensuite utilisée pour réchauffer la boucle d'eau chaude de l'usine, permettant une économie de 45 % sur l'énergie dédiée à l'eau chaude, soit l'équivalent de 980 tonnes de CO₂ évitées chaque année. Le projet nécessite un investissement de plus d'un million d'euros, dont une partie est prise en charge par le dispositif des certificats d'économies d'énergies (CEE), bonifié dans le cadre de la mise en place du CPE.

Un projet de captage et stockage de CO₂ étudié outre-Manche

Au Royaume-Uni, Suez et BP ont signé un protocole d'accord pour explorer la faisabilité du premier projet britannique de capture et de stockage du carbone à partir de l'énergie issue des déchets. Baptisé "Net Zero Teesside", ce projet prévoit de capter jusqu'à 10 millions de tonnes d'émissions de CO₂, soit l'équivalent de la consommation énergétique annuelle de plus de 3 millions de foyers anglais. Dans le cadre de cet accord, Suez développera un système capable de capter le CO₂ des émissions de gaz de combustion issues des installations de valorisation énergétique de déchets. L'objectif sera ensuite de déployer ce démonstrateur à l'échelle commerciale sur le site Tees Valley de Suez à Haverton Hill, dans l'agglomération de Teesside. Une fois capté, le CO₂ sera fourni à BP pour être transporté et stocké de façon permanente dans une infrastructure de stockage géologique, située sous la mer du Nord.

Un transformateur électrique pilote se passe de SF6

Le gaz SF6 est couramment utilisé comme isolant électrique. Mais s'il a de nombreux atouts, il est aussi un très puissant gaz à effet de serre. Les industriels cherchent à le remplacer, d'autant plus qu'ils craignent un durcissement de la réglementation, voire une interdiction à moyen terme en Europe. Des alternatives existent déjà : À Nouméa, un transformateur pilote fonctionne depuis un an sans SF6.

Pour isoler transformateurs, condensateurs, interrupteurs ou disjoncteurs haute tension, la filière électrique utilise un gaz de synthèse : l'hexafluorure de soufre (SF6). Cette molécule mise au point en 1900 est massivement employée depuis le milieu du siècle dernier par les électriciens. Ce gaz possède en effet beaucoup de propriétés très utiles pour l'industrie électrique. «Il a d'une part des capacités d'isolations électriques 2,5 fois supérieures à celles de l'air et une bonne capacité de transfert thermique. En outre, il est très stable, inerte, ininflammable et non toxique» précise Philippe Sauer, vice-président Power systems chez Schneider Electric France. Ces caractéristiques permettent de construire des équipements plus compacts, plus sûrs, et qui durent plus longtemps. À priori, il est donc l'isolant électrique idéal. Pourtant, il a un énorme défaut. C'est un puissant gaz à effet de serre (GES) qui a un potentiel de réchauffement climatique 23 500 fois supérieur au dioxyde de carbone (CO₂) et qui reste présent dans l'atmosphère pendant 3 200 ans. À l'heure où la lutte contre le changement climatique est l'enjeu environnemental majeur, son utilisation pose problème même si les professionnels estiment qu'il y aurait moins d'1 % de fuites dans l'ensemble du parc. D'autant plus que d'ici 2050, la demande en électricité devrait augmenter de 62 % à l'échelle mondiale



➤ Sur un transformateur pilote à Nouméa, Schneider Electric a lancé un nouveau tableau de distribution moyenne tension sans SF6, remplacé par de l'air pur filtré et déshumidifié.

et que les infrastructures électriques se multiplieront. L'Union européenne impose déjà des restrictions sur l'utilisation du SF6 lorsqu'il est facilement remplaçable. Il n'est plus utilisé dans les fenêtres à double vitrage. Et la réglementation pourrait encore se durcir, notamment via le règlement F-gas II qui est sur le point d'évoluer.

Un projet pilote à Nouméa

Pour anticiper la future réglementation, Schneider Electric a lancé un nouveau tableau de distribution moyenne tension sans SF6. «Nous l'avons remplacé par de l'air pur filtré et déshumidifié», précise Philippe Sauer. Il repose sur une technologie d'interrupteur à coupure dans le vide (Shunt Vacuum Interruption, SVI™) associée à l'isolement dans l'air. Elle est aussi sûre que les plus anciennes fonctionnant au SF6 et ne présente pas de complexité particulière : elle obéit aux mêmes contraintes de raccordements et son utilisation reste similaire. Elle est testée depuis un an par Engie EEC dans la ville de Nouméa, en Nouvelle-Calédonie. «Nos transformateurs électriques

étaient équipés de cellules fonctionnant avec des ampoules SF6. Or, il est très difficile de les recycler sur des environnements insulaires et elles devaient être expédiées vers la métropole, avec une énorme difficulté pour trouver des entreprises de transports qui acceptent ce type de cargaison», explique François Laforest, directeur Outremer villes et collectivités d'Engie. Le premier pilote n'a donc pas atterri dans l'archipel du Pacifique par hasard. Et après un an d'utilisation, il fonctionne parfaitement. Le renouvellement des prochains postes pourrait donc reposer sur cette technologie, non seulement en Nouvelle-Calédonie, mais aussi à Wallis et Futuna ou au Vanuatu. Après cette phase de test, elle sera commercialisée en France l'année prochaine et devrait se démocratiser peu à peu. Pour autant, le remplacement total des appareils au SF6 s'annonce très long. Les transformateurs ont une durée de vie de 25-30 ans et si une interdiction était actée dans les prochaines années en Europe, les équipements les plus récents ne disparaîtraient qu'au milieu du siècle. ●

Olivier Mary

Les capteurs d'Ewattch dressent un pont entre performances énergétique et industrielle

Ewattch fait entrer l'efficacité énergétique dans les ateliers des PME par la porte de la supervision des performances industrielles. Cette société vosgienne a développé ses propres capteurs connectés et applications logicielles dont ses clients louent la simplicité d'usage. Elle boucle actuellement une levée de fonds de 2 à 3 millions d'euros.

Une plus grande efficacité énergétique dans l'industrie passe indiscutablement par la mise en place de systèmes de mesurage des consommations de gaz et d'électricité. Pour faire entrer ces instrumentations complexes dans les PME, la start-up française Ewattch joue la carte d'une solution polyvalente, capable de superviser en simultané les performances industrielle et énergétique. «Notre expertise en internet des objets (IoT) nous a amené à mettre au point des capteurs multifonctions sans fil qui s'interfaçent sur tous types de machines, y compris les plus vétustes. Ces capteurs alimentent en temps réel nos applications logicielles en données : état du parc machine,

temps de cycle, taux de rendement, consommations énergétiques, etc.», éclaire **Nicolas Babel**, gérant d'Ewattch.

La société, fondée il y a huit ans à Saint-Dié-des-Vosges, s'était initialement positionnée sur le marché du bâtiment, en lien avec les exigences de la réglementation thermique 2012. Faute d'une valeur ajoutée suffisante dans l'efficacité énergétique des logements, elle s'est ouverte au secteur industriel en s'appuyant sur sa double expertise dans les domaines du capteur et des logiciels applicatifs. Avec succès. «Nous figurons parmi les rares acteurs du marché à maîtriser ces deux compétences.

Nous concevons nos propres capteurs qui fonctionnent selon le réseau bas débit de longue portée LoRaWAN. Nous proposons en parallèle plusieurs applications de suivi en mode SaaS», poursuit le gérant.

Réseau bas débit LoRaWAN

Les capteurs sont fabriqués par un sous-traitant électronique local Scaita (Haut-Rhin). Les outils numériques sont développés en interne par Ewattch. Ils offrent différents niveaux de suivi, de la simple supervision des données, en passant par des applications d'optimisation industrielle, jusqu'à une connexion à l'ERP de l'entreprise. La technologie vient concurrencer d'importants acteurs du secteur comme NKE ou Adeunis, avec un atout solide, sa simplicité d'installation. La solution a d'ailleurs été saluée en 2019 par le convoité Pass French Tech dans la catégorie "industrie". Parmi les premiers clients d'Ewattch figure la société Platex, une PME de 40 personnes spécialisée dans l'injection plastique à Raon-l'Étape (Vosges). Elle a économisé 25 % de sa consommation énergétique en trois ans grâce aux capteurs d'Ewattch.

«Nous cherchions la cause d'une surconsommation électrique dont le coût se chiffrait en milliers d'euros. La proximité géographique d'Ewattch nous a conduit à tester sa solution. Des capteurs ont été installés sur des points de raccordement et des équipements énergivores (compresseurs

et production d'eau froide). Nous avons identifié la source de cette surconsommation : une chaudière électrique qui ne s'était pas coupée pendant le week-end. À partir de là,



nous avons engagé en 2016 un processus global d'économies d'énergies», raconte **Pierre-Alain**

Revert, responsable amélioration continue chez Platex.

Données sur PC, tablette, smartphone

L'entreprise (2 GWh par an d'électricité) a rentabilisé en deux ans l'investissement dans de nouveaux compresseurs. Pas la suite, elle a étendu l'instrumentation à ses 28 presses à injecter. Dans l'atelier, un affichage permet aux opérateurs de contrôler l'état des machines via un code couleur (arrêt, fonctionnement, en chauffe, fonctionnellement anormal) et d'intervenir rapidement en cas de besoin. Actuellement, Platex teste des boîtiers Ewattch capables de transférer leurs informations sur un PC, un smartphone ou une tablette, en attendant leur raccordement, à moyens termes, au logiciel de planification de la production. L'efficacité énergétique dans

► La PME vosgienne Platex a réalisé 25 % d'économies d'énergie en 3 ans grâce à la mise en place des capteurs.





l'industrie est désormais encouragée par la nouvelle Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) et les appels à projets du Plan de relance. Cette tendance pourrait susciter de nouvelles opportunités pour Ewattch. Alors la jeune pousse accélère. L'entreprise (1 million d'euros de chiffre d'affaires en 2019) boucle en cette fin d'année une levée de fonds de 2 à 3 millions d'euros. «Il s'agit de financer le développement international de notre activité déjà implantée dans le Grand-Est mais aussi en Suisse, en Belgique et au Luxembourg. Nous allons également investir dans le marketing et poursuivre nos travaux de recherche et développement avec de nouvelles briques logicielles, des solutions d'analyse vibratoire, etc.», détaille Nicolas Babel.

Sous-traitance automobile

En parallèle, Ewattch entend multiplier les retours d'expérience dans différents secteurs industriels. C'est le sens du partenariat noué avec le sous-traitant automobile Gris Group à Lesménils (Meurthe-et-Moselle). Ce spécialiste des rondelles de fixation et composants mécaniques pour les systèmes de transmission (250 salariés) teste depuis ce mois de novembre les capteurs Ewattch sur cinq machines. «Nous étions accaparés ces dernières années par

l'augmentation de nos capacités de production, ce qui laissait peu de marge de manœuvre pour aborder l'efficacité énergétique. La solution développée par Ewattch permettrait à nos conducteurs et régleurs de lignes de passer davantage de temps à affiner le travail des machines plutôt qu'à saisir manuellement des données dans



notre ERP (Enterprise Resource Planning)», analyse **Jean-Yves Dosdat**, responsable industriel et logistique de Gris Group.

L'usine lorraine qui consomme 250 à 300 MWh d'électricité par mois, apprécie de pouvoir codévelopper la solution avec Ewattch plutôt que de devoir «rentrer aux forces» dans un programme déjà préétabli. Toutefois, l'investissement de 1 000 € par capteur et le coût de l'abonnement mensuel aux applications logicielles n'apparaissent pas neutres dans une période économiquement tendue en raison de la crise sanitaire. «Le retour sur investissement d'un outil de supervision industrielle n'est pas simple à établir. En revanche, si nous mettons le doigt sur de potentielles économies d'énergies, cela peut accélérer la prise de décision. Un premier test avec un boîtier Ewattch nous a d'ailleurs montré que 25 % de l'énergie utilisée par une presse mécanique était consommé

Testée par la société Gris Group, la solution développée par Ewattch permet aux conducteurs et régleurs de lignes de passer davantage de temps à affiner le travail des machines plutôt qu'à saisir manuellement des données dans un logiciel de suivi.

en pure perte pendant les phases de non production», poursuit le responsable industriel et logistique. L'intégrateur de système de mesure Kalliope promeut ainsi la simplicité de la technologie de la start-up vosgienne. «Ewattch demeure proche de la simplicité d'usage d'Apple et par conséquent moins gourmande



en expertise», analyse son dirigeant, **Étienne Barilley**. Ce dernier loue le caractère «ouvert» et «abordable» de la

solution avec la possibilité d'une intégration «haute» en interfaçant la supervision à un ERP ou «basse». «L'énergie est un mal nécessaire dans l'industrie, il est somme toute logique qu'elle soit corrélée au fonctionnement des machines», ajoute le dirigeant de Kalliope. L'intégrateur a déjà installé la technologie d'Ewattch auprès d'une dizaine d'industriels du quart Nord-Est ; de la petite PME à l'entreprise de 650 salariés. Il cite le fabricant alsacien de tuiles Wienerberger dont les fours brûlent du gaz 24/24 h et ne sont arrêtés qu'un mois par ans. Ou encore un fabricant de profils pour l'ameublement Elsa Profil (groupe Alsapan) chez lequel l'optimisation du réglage des lignes de production a généré d'importantes économies. Sur le site Vetoquinol de Lure (Haute-Saône), les capteurs Ewattch sont couplés à la mise en place d'un système global de mesurage d'indicateurs de performance énergétique. L'installation de 150 points de comptage permet de solliciter un cofinancement dans le cadre du dispositif des CEE (certificats d'économies d'énergie) «Pour un industriel gros consommateur d'énergies dont les ateliers tournent en trois ou cinq équipes, cela peut faire sens de solliciter la fiche d'opération standardisée IND-UT-134», conclut Étienne Barilley. ●

Philippe Bohlinger



Vercane : décarboner la production du verre

Tout comme de nombreux secteurs industriels, le verre doit accélérer sa décarbonation. Le programme de R&D Vercane, tout juste débuté, devrait prochainement fournir quelques pistes de réflexion, en évaluant différents vecteurs énergétiques neutres en carbone, en fonction notamment des contextes locaux.

Si la filière du verre a œuvré ces dernières décennies à optimiser son efficacité énergétique, sa décarbonation reste un enjeu essentiel. Responsable de l'émission de 3 millions de tonnes de CO₂ par an, il est un des neuf secteurs industriels ciblés par le plan France Relance, présenté cet été par le Gouvernement. Provenant essentiellement (70-80%) de la fusion du verre, ces émissions de CO₂ sont toutefois difficiles à réduire. Pour aider à la décarbonation de cette industrie, un programme de R&D, soutenu par l'Ademe, a été lancé mi-octobre. Baptisé Vercane* et coordonné par Engie, il vise d'une part à étudier

différentes filières énergétiques neutres en carbone pouvant être compatibles avec le procédé de fusion de verre, et d'autre part à explorer les possibilités d'adaptation des fours préexistants à ces nouveaux vecteurs énergétiques. Deux acteurs industriels –Saverglass et Verescence – participent à ce programme et apporteront leurs expertises et savoir-faire dans l'élaboration du verre dans les fours de fusion, tandis qu'un partenaire technologique, Fives apportera une expertise de concepteur de fours verriers sur les enjeux de conversions technologiques. «Les solutions étudiées ne seront pas immédiates et vont avoir une incidence sur le cœur

du process de fabrication du verre, d'où la nécessité de s'entourer de



partenaires industriels et technologiques pour ce projet», souligne

Ludovic Ferrand, lab-manager chez Engie.

Les deux industriels qui ne sont pas concurrents – Saverglass fabriquant des flacons de parfums et Verescence des bouteilles d'alcool et de vin – ont en outre «l'avantage d'avoir un parc de fours assez différents ce qui nous permet de couvrir un large spectre de technologies sur lesquelles ces nouvelles sources énergétiques pourront être mises à l'épreuve», précise-t-il.

Analyse des ressources territoriales

D'une durée de 18 mois, la première phase de Vercane comporte ainsi deux grands axes de travail. Le premier est le développement d'outils méthodologiques qui auront vocation à identifier les vecteurs neutres en carbone activables sur un territoire



donné. «En effet, l'avenir énergétique sera plus complexe que notre passé énergétique où le recours au gaz naturel était dominant. Il faudra désormais être adaptable et activer les bons mix énergétiques en fonction des contextes locaux», explique Ludovic Ferrand. Les outils méthodologiques conçus permettront ainsi de déterminer en quelle quantité et avec quel impact carbone ces futurs vecteurs énergétiques seront mobilisables sur le territoire industriel ciblé. «L'intérêt de cette approche territoriale est évident pour bien définir en amont les technologies à mettre en œuvre, ce



qui permettra de gagner du temps», appuie **Bruno Malphettes** chef de projet chez Fives. La liste des vecteurs énergétiques

pressentis pour l'usage sur fours verriers reste donc large : l'hydrogène, les bioressources (biogaz, biomasse plus ou moins transformée), et la surélectrification. «Et une solution retenue sur un territoire ne sera donc



peut-être pas valable sur un autre», ajoute **Philippe Uginet**, responsable élaboration verre chez Verescence. Que ce

soit pour les bioressources ou pour l'hydrogène décarboné, le sujet de l'approvisionnement sera central.

Enjeux technologiques et économiques

Le deuxième axe de travail portera davantage sur les technologies de fours et leur éventuelle adaptation. L'objectif est d'identifier les enjeux inhérents à la mise en œuvre de ces vecteurs énergétiques sur les différentes technologies de fours verriers (four à oxygène, four à récupérateur métallique et four dit à boucle). «On

va s'appuyer sur l'expérience et l'expertise de nos partenaires pour recenser les problèmes et verrous à lever. Des outils de simulation seront également sollicités», indique Ludovic Ferrand.

Si la plupart des technologies sont en effet matures, la question est de savoir comment les activer, dans quelles conditions et à quels coûts. «Par exemple, la fusion électrique du verre est une technologie déjà disponible et mature. Sa mise en œuvre implique avant tout un saut en termes d'investissements et de coûts de fonctionnement, qui ne sera pas applicable partout et par tous», estime Bruno Malphettes. Cela ne veut toutefois pas insinuer qu'il n'y aura pas de contraintes technologiques à prendre en compte, notamment une remise en cause des méthodes de conduite et de fonctionnement. «Ce n'est pas la même manière de produire du verre, ni d'élaborer certaines teintes. Il y a un apprentissage à faire qui n'est pas encore maîtrisé aujourd'hui. C'est d'ailleurs l'enjeu du projet du four du futur mené au niveau européen», précise Philippe Uginet. «Il faut également garder en tête que les conversions de four vers une technologie plus électrifiée prendront du temps et nécessiteront plusieurs campagnes.»

L'hydrogène, mis en avant actuellement, sera bien évidemment étudié. Ce vecteur combustible permet d'atteindre des températures de combustion très élevées, et de conserver, contrairement à la surélectrification, les mêmes procédés de fusion et de production du verre qu'aujourd'hui. Il faudra quand même évaluer l'impact sur le processus de fabrication de cette combustion qui risque de changer la flamme et son émissivité, la teneur en eau, son impact sur les réfractaires ainsi que les échanges

avec le verre en cours de fabrication. «Beaucoup de paramètres qui restent encore des inconnues à ce jour», note le responsable de Verescence. Enfin, le recours aux bioressources semble forcément très pertinent et relativement plus aisé, même si dans le cas du biogaz, les problématiques liées à la conception des chambres de combustion devront être traitées. «Grâce aux expertises, on pourra mettre sur la table le champ des possibles le plus vaste, tout en le restreignant aux solutions qui ont le plus de chances d'être utilisées sur four d'un point de vue économique, technique, social et environnemental», conclut Ludovic Ferrand. Le but final de cette première phase sera ensuite d'associer ces deux grands axes de travail afin d'identifier les meilleurs candidats et mix énergétique pour chaque territoire, et préparer au mieux la seconde étape de Vercane : le déploiement de démonstrateurs industriels à grande échelle. ●

Clément Cygler

* VERre CarboNEutre

Four du futur

Outre le programme Vercane, les industriels Verescence et Saverglass sont aussi parties prenantes d'un autre projet mené à l'échelle européenne : "Furnace of the Future". Ce sont en effet vingt fabricants européens d'emballages en verre qui se sont unis pour construire le premier four électrique hybride de grande capacité, dont le premier pilote est prévu en 2022. Le remplacement de 80 % du gaz naturel par de l'électricité décarbonée devrait réduire de 60 % les émissions des fours. Cette nouvelle technologie permettra en outre d'utiliser des taux élevés de verre recyclé, ce qui n'est actuellement pas possible avec les fours électriques traditionnels. «Chaque tranche additionnelle de 10 % de verre recyclé dans le four pourrait offrir une réduction supplémentaire de 5 % des émissions de CO₂ et de 3 % de la consommation énergétique», a annoncé la Fédération européenne du verre d'emballage.

Des pales d'éoliennes bientôt entièrement recyclables ?

À la différence d'une grande partie des éléments qui composent les éoliennes, les pales ne se recyclent toujours pas. Les industriels cherchent donc à régler ce problème environnemental qui nuit à l'image de la filière. Lancé cette année, le projet Zebra a pour objectif de développer des pales totalement recyclables en travaillant sur de nouveaux matériaux.

La filière éolienne veut mieux faire sur le recyclage des éoliennes. En effet, si 90 % de la masse de ces infrastructures se recycle, ce n'est toujours pas le cas des pales. «Elles sont fabriquées à partir de fibre de verre et de résine thermodure. Une fois les deux matériaux mélangés, on ne peut plus les séparer», explique Céline Largeau, responsable du projet Zebra à l'IRT Jules Verne. Alors, ces pièces sont le plus souvent broyées sur place puis enfouies lorsque la législation le permet. Elles peuvent aussi être valorisées comme combustible dans les cimenteries pour remplacer des carburants fossiles. Les cendres servent ensuite de matière première pour fabriquer du ciment. Mais ce débouché pourrait rapidement se tarir car si les quantités à absorber restent encore assez faibles, elles exploseront à moyen terme et les cimenteries pourraient ne plus parvenir à les écouler. Dans le monde, environ 14 000 pales d'éoliennes atteindront la fin de leur durée de vie utile dans les deux à trois prochaines années, soit un total 50 000 tonnes.



Le recyclage des pales pose un véritable défi pour une filière déjà confrontée à des problèmes d'acceptabilité sociale

Ce chiffre ne fera que croître ces prochaines années. Cela pose un véritable défi pour une filière déjà confrontée à des problèmes d'acceptabilité sociale. Pour répondre à cet enjeu, les industriels viennent de lancer en France le projet Zebra (Zero waste Blade ReseArch – Recherche sur les pales zéro déchet). Un autre programme, un peu différent, vient

aussi tout juste d'être acté en Grande-Bretagne (voir encadré).

Des recherches de la construction au recyclage

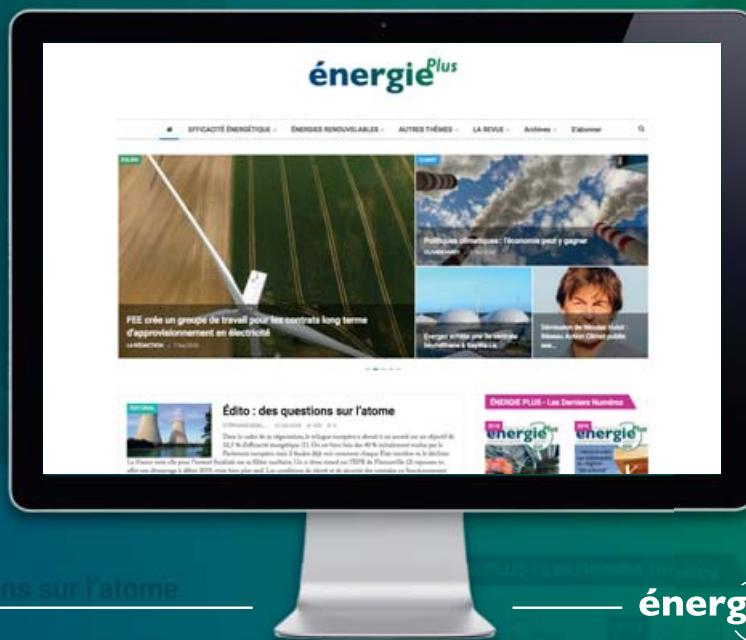
Zebra est piloté par l'Institut de recherche technologique (IRT) Jules Verne implanté près de Nantes. Il rassemble des acteurs industriels et des centres de recherche (Arkema, Canoe, Engie, LM Wind Power, Owens Corning et Suez) avec pour objectif de démontrer la faisabilité technico-économique et environnementale de pales d'éoliennes en thermoplastique totalement recyclables. Arkema se charge de la partie matériau. L'entreprise a mis au point Elium®, une résine thermoplastique liquide qui se met en œuvre comme

Prolongez la lecture sur notre site Internet

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

Plus moderne et avec plus d'actualités, ce site reste la 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.



une résine thermodure, avec les mêmes procédés de fabrication : les pièces obtenues ont des propriétés mécaniques identiques à celles des pièces thermodures, mais présentent l'avantage d'être thermoformables, thermosoudables et entièrement recyclables. Il est en effet possible de récupérer la matière à l'infini en la faisant fondre. À partir de ce matériau, LM Wind Power, dont une usine est implantée à Cherbourg, va concevoir et fabriquer deux prototypes de pales afin de tester et de valider le comportement des composites et la faisabilité industrielle de la production. «C'est un véritable défi car fabriquer des pales d'une dimension de 60 à 80 mètres dans cette matière n'a jamais été réalisé jusqu'à aujourd'hui», précise Céline Largeau. Arkema travaille déjà sur ce type de pales dans le cadre du projet Effiwind mené avec l'Ademe, mais les modèles sont bien plus petits avec des tailles d'environ 25 mètres. Quant au groupe Suez, il apportera son expertise dans l'éco-conception des matériaux utilisés et dans les meilleures techniques de recyclage.

Les partenaires expérimenteront également différentes méthodes de réutilisation des matériaux utilisés dans les deux prototypes, dans de nouveaux produits. Canoe a notamment développé une méthode de recyclage de matériau composite en acrylique à fibres renforcées par dissolution qui permet une valorisation à haute valeur ajoutée du monomère de méthacrylate de méthyle et de la fibre. Enfin, une étude technico-économique combinée à une analyse du cycle de vie (ACV) devra démontrer la viabilité et la durabilité des pales thermoplastiques. Ce projet de 18,5 millions d'euros repose sur un financement de type public-privé et bénéficie également de fonds du Programme des investissements d'avenir (PIA). «Pour un euro déboursé par les industriels, un euro est ajouté via le PIA», développe Céline Largeau. Le projet Zebra, lancé pour une période de 42 mois, prendra fin en 2024. Ce sera alors aux industriels impliqués de prendre le relai pour envisager une prochaine mise sur le marché. ●

Olivier Mary

Les britanniques se penchent aussi sur le recyclage des pales

Le Centre national des composites (NCC) britannique vient de lancer une initiative visant à accélérer le développement de technologies, de procédés et de matériaux plus soutenables pour le développement futur des pales d'éoliennes terrestres et en mer. Baptisé SusWIND, ce projet est réalisé en partenariat avec l'Offshore Renewable Energy (ORE) Catapult et est soutenu par The Crown Estate et RenewableUK. Comme dans le projet Zebra, celui-ci rassemble l'ensemble de la filière : industriels, scientifiques et le gouvernement. Il repose sur trois piliers. Le premier porte sur le recyclage des stocks existants de pales. L'enjeu est de les réutiliser pour réaliser des pièces composites pour les véhicules électriques, construire des ponts ou des panneaux d'isolation thermique. Dans un deuxième temps, SusWIND entend favoriser l'utilisation de matériaux plus durables et recyclables, tels que les matières premières bio-dérivées ou des thermoplastiques. Sur ce point, il rejoint donc les expérimentations de Zebra. Enfin, ce programme souhaite développer de nouvelles approches sur le sujet de la conception des pales. L'objectif est de faciliter leur démontage, pour un démantèlement plus efficace et moins coûteux des futures générations d'éoliennes. Le Royaume-Uni possède la plus grande capacité éolienne offshore au monde avec plus de 14 GW de capacité totale. En 2019, 20% de l'approvisionnement électrique du pays était généré à partir de vent.

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.

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, etc.)
- ▶ des retours d'expérience chiffrés et illustrés (collectivité, industrie, tertiaire, transport, etc.)
- ▶ une veille réglementaire
- ▶ les prix des énergies, du CO₂ et des certificats d'économies d'énergie
- ▶ des informations professionnelles pratiques (produits nouveaux, nominations, agenda, etc.)

Abonnez-vous en ligne
sur <http://boutique.atee.fr/>
ou utilisez ce bulletin

✓ *Oui, je souhaite m'abonner à Énergie Plus, la revue spécialisée de la maîtrise de l'énergie au prix exceptionnel de 170 € TTC pour un an. Je recevrai 20 numéros de 32 pages.*

Nom
Prénom
Entreprise Code NAF
Fonction
Adresse
Code postal Ville
Tél. Fax
e-mail

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 €

Vous recevrez votre (vos) numéro(s) d'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 • fax : 01 49 85 06 27
www.energie-plus.com

ÉNERGIES RENOUVELABLES

Pour votre énergie durable : NOS SOLUTIONS CONNECTÉES MULTI-ÉNERGIES



Groupe électrogène : Gaz, Biogaz, Syngaz, Dual gas



Energie solaire : Panneaux photovoltaïques - Solutions hybrides



Stockage : UPS - Batteries

www.eneria.com
gazbiogaz@eneria.com



MÉTHANISATION ET VALORISATION DU BIOGAZ

Clarke Energy
GROUPE KOHLER

Ingénierie - Installation - Maintenance



Cogénération :
Moteurs Jenbacher

- Expert en gaz renouvelables

Injection :
production de biométhane & récupération du CO₂ : TPI

- Société de service implantée sur tout le territoire

- Solutions clé en main adaptées à vos besoins

JENBACHER **TPI**

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

LUBRIFIANTS

Q8 Oils

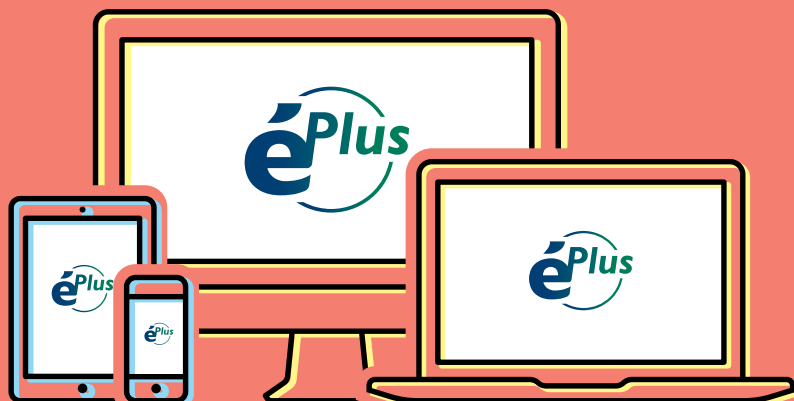
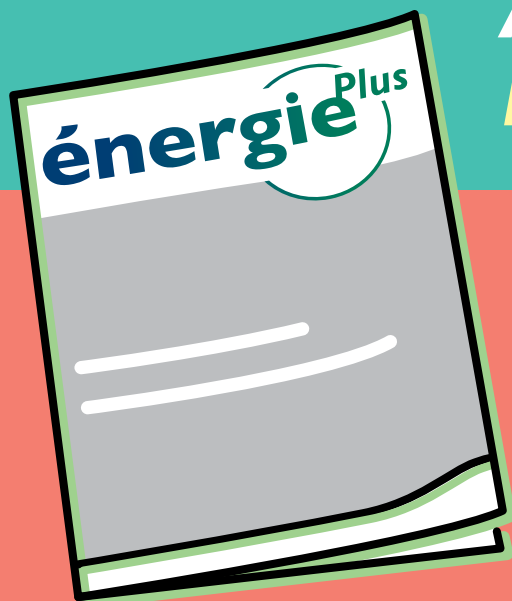
**Producteur-raffineur
et spécialiste des lubrifiants**

- 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
- 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

Abonnés Énergie Plus, lisez aussi en version digitale



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 a.giroux@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