

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

énergie^{Plus}

MAÎTRISER L'ÉNERGIE DURABLEMENT

1^{er} OCTOBRE 2023

711

13 INDUSTRIE

Le CCS cherche encore sa place



22 COLLECTIVITÉS

Tertiaire : Narbonne s'appuie sur des jumeaux numériques

Rédaction

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

• Directeur de la publication :
Nicolas Fondraz
• Rédacteur en chef :
Clément Cygler (75 92)
• Rédacteurs :
Olivier Mary (75 95)
Léa Surmaire (75 98)
• A participé à ce numéro :
Thomas Blossville
Secrétaire de rédaction :
Léa Surmaire (75 98)
• Diffusion-abonnements :
Alexandre Giroux (01 46 56 35 40)
a.giroux@atee.fr
• Photo en couverture :
© Equinor ASA

Publicité

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

Abonnement

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



© ATEE 2023

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

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



(Association régie par la loi 1901)
Représentant légal : Nicolas Fondraz

Conception graphique :
Olivier Guin - be.net/olivierguin



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

Dépot légal à parution.
Commission paritaire n°0526 G 83107

► Numéro 711

Infos pros

- 4 À lire. Telex.
- 5 En bref. Les rendez-vous de l'ATEE. Nominations. Agenda
- 6 En bref
- 8 Cent propositions pour la stratégie énergie-climat
- 10 Le Marégraphe de Marseille reconnu par l'Organisation météorologique mondiale



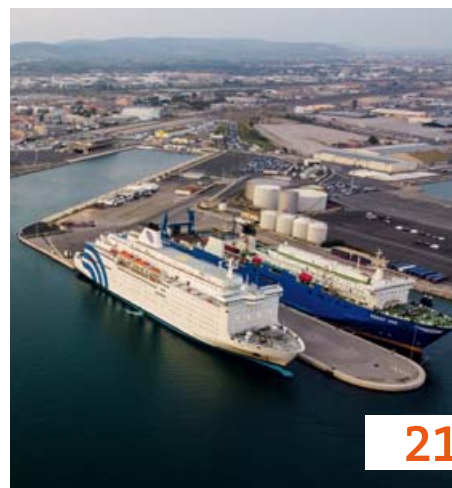
13



18

Industrie

- 12 En bref
- 13 Le CCS cherche encore sa place
- 18 Grasse : les parfumeurs se lancent dans les gaz verts



21

Collectivités

- 20 En bref
- 21 L'air du port de Sète scruté
- 22 Tertiaire : Narbonne s'appuie sur des jumeaux numériques
- 24 25 % d'économies d'énergie pour la patinoire de Fontenay-sous-Bois

26 Répertoire des fournisseurs



Le climat attendra

Clément Cygler, rédacteur en chef

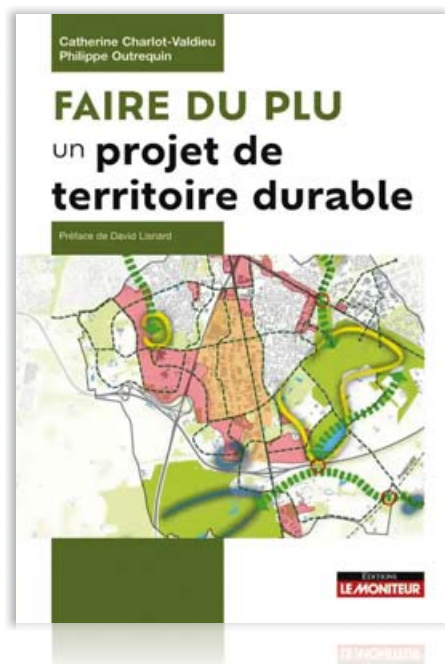
« On est attaché à la bagnole, on aime la bagnole. Et moi je l'adore », a martelé Emmanuel Macron lors de son intervention télévisée ce dimanche 24 septembre. Une formule à nouveau maladroite et ambiguë dont cet excellent communicant a tendance à raffoler. Il est ainsi regrettable de renvoyer une image extrêmement positive de la voiture, sans différencier (volontairement ?) les modèles thermiques et électriques. Ces derniers recevront pourtant un long plaidoyer de la part du locataire de l'Élysée pour leur rôle dans la décarbonation de ce secteur. Et pourtant, le mal est fait et c'est surtout l'amour du président de la République pour les automobiles que les citoyens retiendront... Un amour pour les bolides à quatre roues, mais surtout pour les construc-

teurs français qui en ont bien besoin ! Malgré un timide rebond des ventes, ces industriels, confrontés depuis quelques années à une baisse sensible de la demande, sont de plus en plus inquiets. Heureusement que les politiques sont là pour les soutenir, en dépit de l'urgence climatique. Ce 25 septembre, les pays membres de l'Union européenne ont, sous l'impulsion de la France et l'Italie, écarté un nouveau durcissement des normes de pollution sur les gaz d'échappement des voitures particulières. Une réglementation moins ambitieuse que la proposition formulée par la Commission européenne en novembre 2022 a ainsi été adoptée. Objectif : préserver la compétitivité de l'industrie automobile et ses millions d'emplois sur le Vieux-Continent ! Le climat attendra...

ENTREPRISES ET ACTEURS PUBLICS CITÉS DANS CE NUMÉRO

ADEME	12, 17	DWF	15	GRDF	12, 18, 19	LHYFE	4	SORELI	21
AIR LIQUIDE	12, 16	ELENGY	16	GREEN ENERGY 06	18	LOWIT	22, 23	STORENGY	12
ATMO OCCITANIE	25	ELYSE ENERGY	4	GRENOBLE ALPES CHALEUR MEYLAN	21	MAN TRUCKS & BUS FRANCE	6	TERRANETS BW	7
BABCOCK WANSON	12	ENEDIS	6, 21	GRENOBLE ALPES MÉTROPOLÉ	21	MCI	24	TOTALENERGIES	6, 12, 16
BADENOVANETZE	7	ENGIE	12	GRTGAZ	7, 14, 16	MERCEDES-BENZ TRUCKS	6	TSE	4
BCG	6	ENGIE SOLUTIONS	12	HAROPA PORT	16	MÉTÉO-FRANCE	10	VERDEMOBIL BIOGAZ	12
BOREALIS	16	EQUANS	21, 24	HCC	8	NALDEO TECHNOLOGIES & INDUSTRIES	12	VERKOR	4
CAISSE DES DÉPÔTS	21	EQUINOR ASA	13, 15, 17	IEEFA	17	PORT SUD DE FRANCE	25	VILLE DE FONTENAY-SOUS-BOIS	24
CCI NICE CÔTE D'AZUR	18, 19	EXOGEN	4	IFP ÉNERGIES NOUVELLES	13, 15, 16	PRODAROM	18, 19	VILLE DE NARBONNE	22, 23
CCSA	16	EXXON	16	IGN	10	RÉGION OCCITANIE	25	VINCI AUTOROUTES	6
CLUB CO2	16	FIVES	12	INRAE	18	RÉGION SUD PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	10	VOLVO TRUCKS	6
CO2VALUEEUROPE	16	FONDATION DU PATRIMOINE	10	IVECO	6	RENAULT TRUCKS	6	WANSON	12
COMMISSION EUROPÉENNE	15	FRANCE VILLE DURABLE	5	JOHN DEERE	19	RTE	7	YARA	16
CRE	15	GIEC	13, 14	LAFARGE	16	SCANIA	6		
DUNKERQUE LNG	16	GRAND PORT MARITIME DE SAINT-NAZAIRE	12	LHOIST	16	SÈTE AGGLOPÔLE MÉDITERRANÉE	25		

À lire



Faire du PLU un projet de territoire durable

Catherine Charlot-Valdieu et Philippe Outrequin, Éditions Le Moniteur, 344 pages, 35,99 euros

Le plan local d'urbanisme communal (PLU) ou intercommunal (PLUi) permet de mettre en œuvre des politiques publiques en matière d'environnement et de développement durable. Mais comment ce plan peut-il créer les conditions favorables à la transition écologique et énergétique voulue par l'État tout en préservant la qualité de vie des habitants ? Comment élaborer un projet de territoire durable ou traiter de l'enjeu de la densité ? Comment utiliser le PLU pour atteindre ces objectifs ? C'est notamment à ces questions que cet ouvrage, qui s'adresse

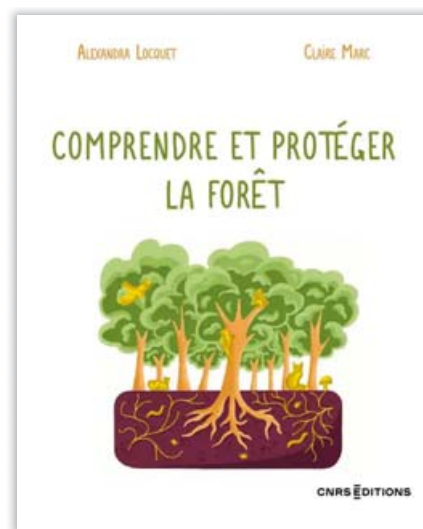
aux acteurs de la planification urbaine, aux citoyens et aux acteurs économiques, répond grâce à des extraits de documents d'urbanisme récents et à de nombreux exemples. Après avoir rappelé la nécessité de penser le territoire comme un projet, l'ouvrage traite successivement de la ville dense, de la ville décarbonée avec notamment sa transition énergétique ou son adaptation au changement climatique, puis de la ville nature, économe en espace, inclusive, saine et avec ses possibilités de reconfiguration en limitant l'artificialisation des sols.

Comprendre et protéger la forêt

Alexandra Locquet et Claire Marc, CNRS Éditions, 150 pages, 18 euros

Rédigé en s'appuyant sur des travaux de botanistes, d'écologues, de géographes, de philosophes, d'agronomes, de naturalistes et de forestiers, cet ouvrage permet de mettre en exergue l'importance majeure des forêts dans l'écosystème planétaire. Leur rôle dans la lutte contre le réchauffement climatique, la diminution des risques de maladie, le main-

tien de la biodiversité, la production d'eau et d'oxygène ou encore la mise à disposition de ressources alimentaires y est ainsi décrit. Les auteures s'intéressent également aux forêts primaires et s'interrogent sur les possibilités de les reconstituer. Avant tout pédagogique, ce livre est, grâce à ses illustrations abondantes, à destination d'un large public.



TÉLEX

/// VERKOR sécurise plus de 2 milliards d'euros pour construire sa gigafactory de cellules de batteries bas carbone et haute performance à Dunkerque /// Les 80 lauréats de la première relève de l'appel à projets « Écosystèmes des véhicules lourds électriques » ont été annoncés. Ils représentent près de 224 millions d'euros d'investissements dont 39 M€ d'aides publiques /// EXOGEN et LHYFE ont signé un protocole d'accord portant sur la création d'une offre combinée de solutions de décarbonation alimentées par de l'hydrogène vert pour la production de vapeur industrielle, de chauffage urbain et pour la mobilité /// À Brouchy dans la Somme, TSE a inauguré son premier site agrivoltaïque doté d'un système d'irrigation intelligent afin d'améliorer la gestion de l'eau sur les grandes cultures /// ELYSE ENERGY a annoncé l'implantation d'une usine de production d'e-méthanol sur la plateforme chimique des Roches-Roussillon en Isère. Jusqu'à 150 000 tonnes de méthanol renouvelable pourraient être produites sur ce site dont l'investissement est estimé à 700 M€ ///

Les pistes de la Première ministre pour la planification écologique



Le 18 septembre, Elisabeth Borne a présenté aux représentants des partis politiques élus au Parlement son plan pour réduire de 55 % les émissions de gaz à effet de serre (GES) de la France d'ici à 2030. « C'est un plan concret qui repose sur des leviers et des mesures tangibles, dans tous les domaines », s'est félicitée la Première ministre. Pour le mettre en œuvre, le Gouvernement entend investir 7 milliards d'euros supplémentaires dans la transition écologique dès l'année prochaine. Il compte à la fois tabler sur la technologie et la sobriété. « Pour réussir, nous ne pouvons pas miser exclusivement sur l'innovation, car il n'y a pas d'idée ou de technologie magique. Mais nous ne pouvons pas non plus miser uniquement sur des réductions et des interdictions dans tous les domaines. La décroissance serait synonyme de grand retour en arrière pour nos concitoyens », a estimé Elisabeth Borne. L'État entend inciter les entreprises à se décarboner en leur donnant les moyens de le faire. « Par exemple, en remplaçant un four d'aciérie par un four électrique, en organisant la capture de carbone ou en exploitant la chaleur fatale », a-t-elle précisé. Le Gouvernement devra montrer l'exemple en rénovant ses bâtiments publics. Pour baisser les émissions de GES du pays, il s'appuiera en particulier sur les collectivités qui ont des compétences sur les transports en commun ou la gestion des déchets. Concernant les transports, la Première ministre promeut des solutions de décarbonation tenables avec par exemple 15 % de véhicules électriques d'ici 2030. « C'est quinze fois plus qu'aujourd'hui. Cela crée une dynamique pour la suite. Et cela permettra déjà d'économiser 11 millions de tonnes de GES. C'est considérable sans être brutal : cela représente 10 % de nos baisses d'émissions totales d'ici 2030 », a-t-elle justifié. Le Gouvernement estime que cette transition peut être bénéfique aussi en termes d'emploi : « Pour l'industrie, par exemple, des nouvelles filières vont émerger, créer des emplois et renforcer notre autonomie. Ce sont des filières d'avenir comme la géothermie, l'hydrogène, les pompes à chaleur ou les voitures électriques. C'est pour cela, d'ailleurs, que nous avons conditionné le bonus écologique à la production des véhicules en Europe » a-t-elle plaidé. Enfin, la Première ministre considère cette planification écologique comme un moyen de sortir de la dépendance aux hydrocarbures grâce au nucléaire, aux renouvelables et à la biomasse. Ce discours très général n'a pas forcément convaincu les participants qui ont pour beaucoup regretté une simple opération de communication. En effet, les principales annonces seront rendues publiques lors d'une prise de parole du président de la République Emmanuel Macron, aux contours pas encore définis et qui serait prévue, selon l'Élysée, le 25 septembre.

Rendez-vous ATEE

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

Événement national

5 octobre de 9h à 16h30 à Paris
12^e colloque annuel du Club Stockage d'énergies

Événements régionaux

ATEE SUD PACA

6 octobre de 9h30 à 12h à Valbonne
Conférence : « La sobriété doit passer l'hiver »

ATEE AURA

18 octobre de 13h30 à 17h à Clermont-Ferrand
Conférence : « Cap sur la décarbonation de l'industrie ! »

Nominations

- **Diane Simiu**, a été nommée directrice du climat et de l'efficacité énergétique et de l'air.
- Suite à la nomination de Patrice Vergriete en tant que ministre délégué chargé du logement, un binôme d'élus, **Virginie Carolo Lutrot** et **Florian Bercault**, le remplace à la tête de l'association France Ville Durable.

Agenda

4 ET 5 OCTOBRE – PARIS

► **13^e colloque national éolien**
www.colloque-national-eolien.fr/fr/cne2023

6 OCTOBRE – PARIS

► **Forum international de la météo et du climat**
<https://forumeteoclimat.com/programme/colloque-international-2023/>

10 AU 13 OCTOBRE – LYON

► **Pollutec 2023**
www.pollutec.com/fr-fr.html

18 AU 20 OCTOBRE – TOULON

► **37^e congrès d'Amorce**
<https://amorce.asso.fr/evenement/trente-septieme-congres-d-amorce>



Quels besoins pour un usage généralisé des poids lourds électriques ?

Enedis, Vinci Autoroutes, TotalEnergies et six constructeurs européens (Volvo Trucks, Renault Trucks, Mercedes-Benz Trucks, Man Truck & Bus France, Scania et Iveco) ont engagé conjointement une étude sur les infrastructures de recharge électrique pour les poids lourds. L'objectif est d'identifier les besoins en termes de puissance et d'infrastructures de recharge sur les principaux axes routiers français afin de rendre possible l'usage généralisé des poids lourds électriques sur longue distance. Les premiers résultats indiquent d'ores et déjà que la recharge en itinérance pourrait représenter pour le transport longue distance une demande annuelle en énergie pouvant aller jusqu'à 3,5 TWh en 2035. À cet horizon, les besoins impliqueraient le déploiement de près de 10 000 points de recharge lente et 2 200 points de recharge rapide.

Le Parlement renforce sa législation verte

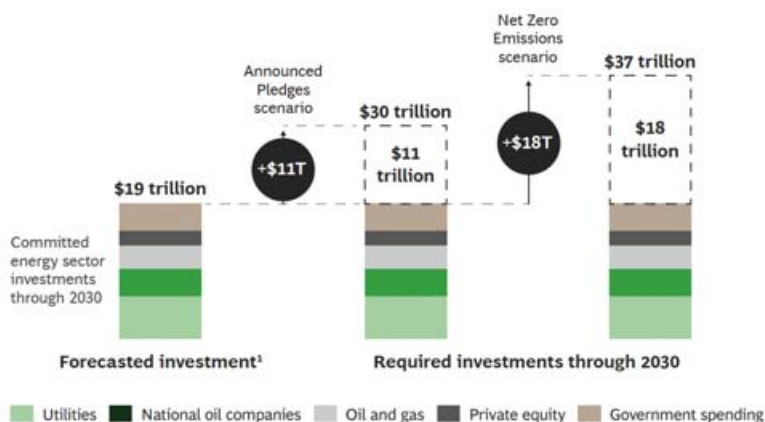
Conformément au Pacte vert et au plan REPowerEU, le Parlement européen continue de renforcer ces objectifs de transition énergétique, notamment en votant l'accélération du déploiement des énergies renouvelables. Celles-ci devraient représenter 42,5 % de la consommation d'énergie de l'Union européenne (UE) d'ici 2030 et, si possible, 45 %. Pour y parvenir, la législation, une fois adoptée par le Conseil de l'UE, accélérera les procédures d'octroi de permis pour les nouvelles installations de production d'EnR.

Les autorités nationales ne devront désormais pas prendre plus de douze mois pour approuver ces projets s'ils sont situés dans des zones dites « *propices au déploiement des énergies renouvelables* ».

En dehors de celles-ci, les procédures ne devront pas dépasser 24 mois. Le Parlement a également souhaité accroître la part des biocarburants dans le secteur des transports, avec des augmentations tous les cinq ans. Après validation du règlement par les États-membres, au moins 2 % des carburants d'aviation devraient être durables à partir de 2025, 6 % en 2030, 20 % en 2035, 34 % en 2040 et 42 % en 2045 pour atteindre 70 % en 2050. L'hydrogène et les carburants issus d'huiles de cuisson usagées sont par ailleurs considérés comme verts, à la différence des carburants produits à partir de cultures destinées à l'alimentation et ne répondant donc pas aux critères de durabilité. Enfin, les députés ont adopté leur position sur l'approvisionnement en matières premières afin d'assurer la souveraineté de l'UE. L'atteindre nécessitera d'élaborer des partenariats stratégiques avec des pays tiers, de stimuler l'innovation, de développer des matériaux alternatifs ou encore de renforcer la circularité.

Transition énergétique : un changement rapide de braquet exigé

Si l'adoption du charbon et du pétrole s'est respectivement étalée sur environ cinq et trois décennies, celle des énergies renouvelables devra être bien plus courte. Afin de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C, le passage aux énergies renouvelables doit se produire environ trois fois plus rapidement que toutes les transitions énergétiques précédentes. C'est l'une des principales conclusions d'une récente étude du Boston Consulting Group (BCG), intitulée « *A Blueprint for the Energy Transition* ». L'objectif est d'augmenter la part des énergies renouvelables de 12 % en 2020 à 70 % d'ici 2050, « *ce qui présente donc des enjeux majeurs d'exécution et d'organisation des filières* ». En outre, le financement et l'adaptation des cadres réglementaires restent des questions essentielles et prioritaires. « *En effet, bien que la plupart des outils nécessaires pour décarboner le système énergétique soit déjà disponible, il existe un déficit d'investissements de 18 000 milliards de dollars sur les 37 000 Md\$ nécessaires pour financer la transition d'ici 2030* », précise le rapport. Sur les 19 000 Md\$ engagés, 80 % de cette somme provient du secteur privé et les 20 % restants des dépenses publiques et des subventions visant à catalyser les investissements du secteur privé.



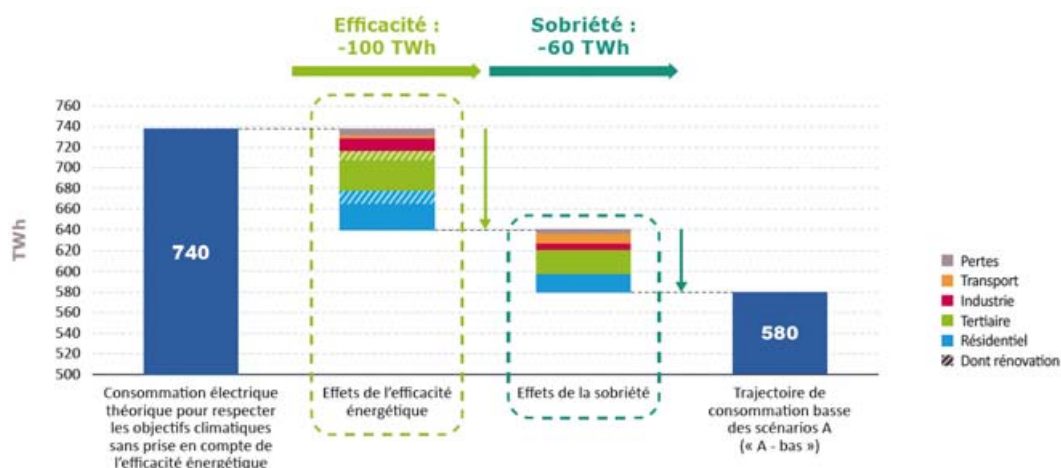
RTE se penche sur les futurs énergétiques de la France

RTE publie son Bilan prévisionnel 2023-2035. Il documente et chiffre les différents futurs énergétiques possibles en fonction de trois scénarios qui se basent sur des rythmes différents de consommation, d'électrification des usages et de développement des énergies bas carbone. Seul le premier d'entre eux permet d'atteindre les objectifs de décarbonation et de réindustrialisation en 2030 et 2035.

Baptisé « Accélération réussie », il mise surtout sur l'électrification des usages. Cela entraîne une augmentation de la consommation d'électricité qui pourrait ainsi atteindre entre 580 et 640 TWh/an en 2035 contre 460 TWh aujourd'hui. Cette hausse est principalement due à l'électrification des mobilités légère et lourde, celle des process industriels et à la forte demande des data centers. Selon le gestionnaire de réseaux, la France a les moyens de gérer ces besoins d'électricité en hausse en s'appuyant sur quatre leviers essentiels : sobriété, efficacité énergétique, EnR et nucléaire. « Renoncer à l'un de ces leviers rend extrêmement difficile l'atteinte des objectifs climatiques et de sécurité d'approvisionnement », estime RTE. En effet, la marge de manœuvre de l'Hexagone semble très étroite. En un peu plus d'une décennie, il faudrait viser au minimum une production d'électricité

renouvelable annuelle de 270 TWh et si possible de 320 TWh. Aujourd'hui, elle s'élève à seulement 120 TWh. Dans le détail, le solaire photovoltaïque devrait passer de 18,6 TWh en 2022 à 110 TWh en 2035. L'éolien terrestre serait tenu d'atteindre 85 TWh contre 38,1 TWh actuellement. Enfin, l'éolien en mer, toujours quasi inexistant, devrait connaître un essor considérable pour produire 65 TWh... Le nucléaire devrait également être mis à contribution. « Au cours de la prochaine décennie, l'enjeu est de retrouver des niveaux de disponibilité et de production supérieurs à ceux des dernières années », explique RTE. La France devrait viser un productible de 400 TWh. Développer les mécanismes de flexibilité et le stockage par batteries serait aussi

indispensable. Enfin, le pays doit renforcer son efficacité énergétique. En complément de la performance des équipements, le volume et la performance des rénovations dans les bâtiments devront augmenter pour économiser entre 75 et 100 TWh par an. Le deuxième scénario, plus réaliste, permet toute de même de parvenir aux objectifs climatiques et de réindustrialisation, mais avec un retard de trois à cinq ans. Enfin le troisième décrit un environnement de « mondialisation contrariée », dans lequel les tensions macroéconomiques et géopolitiques se prolongent durablement et rendent les objectifs de décarbonation difficiles à atteindre.



Évaluer les besoins d'hydrogène transfrontaliers

GRTgaz a lancé avec Terranets bw et BadenovaNetze, gestionnaires de réseaux en Bade-Wurtemberg (Allemagne), un appel à manifestation d'intérêt (AMI) afin d'évaluer les besoins et de confirmer l'intérêt économique d'une infrastructure de transport d'hydrogène entre la France et ce territoire du Rhin Supérieur. Les opérateurs de réseaux proposent la conversion des canalisations de gaz naturel existantes pour le transport d'hydrogène, ainsi que la construction d'ouvrages neufs. L'objectif est de mettre en service une infrastructure de plus de 200 kilomètres entre les régions Grand-Est et Bade-Wurtemberg à l'horizon 2028. Cette initiative transfrontalière s'inscrit dans le cadre du projet European Hydrogen Backbone qui prévoit pour 2040 un réseau d'hydrogène reliant 28 pays européens. L'AMI est lancé jusqu'au 17 novembre 2023.



Cent propositions pour la stratégie énergie-climat

Les groupes de travail lancés par le Gouvernement plaident notamment pour une massification des énergies renouvelables ainsi qu'une augmentation substantielle du nucléaire.

Mi-septembre, les sept groupes de travail (GT) constitués en mai dernier par Agnès Pannier-Runacher, la ministre de la Transition énergétique, ont rendu une centaine de recommandations destinées à nourrir la future stratégie énergie-climat de la France. Cette dernière contribuera à définir les priorités et les cibles de la politique énergétique, notamment celles de la Stratégie nationale bas carbone (SNBC) et de la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE). Copiloté par un parlementaire et un élu local, chaque groupe était composé d'une dizaine de membres : députés, sénateurs, élus locaux, représentants de fédérations professionnelles, de partenaires sociaux, d'associations environnementales... Chacun s'est concentré sur un thème : sobriété ; efficacité énergétique ; production d'électricité et systèmes électriques ; production de chaleur et autres énergies bas carbone ; innovation et enfin transition énergétique dans les territoires ultra-marins non connectés au réseau métropolitain. Le septième a rédigé la synthèse des propositions. Dans leur rapport final, les auteurs préconisent des objectifs forts de réduction de l'empreinte carbone dans la loi de programmation sur l'énergie et le climat (LPEC) : d'au moins 60 % en 2050 par rapport à 2005, en visant 80 % conformément aux recommandations du Haut Conseil pour le climat (HCC). Afin de tendre vers la neutralité carbone en 2050, les GT ont défini deux jalons supplémentaires de diminution



globale de la consommation d'énergie finale : d'au moins 30 % d'ici 2030 par rapport à 2012 et de 40 % d'ici 2040. Pour ce faire, ils ont notamment proposé un objectif de diminution de celle-ci de 1,9 % par an pour les services publics ou encore d'intégrer la sobriété dans le dialogue social en entreprise. Dans le secteur du bâtiment, ils suggèrent de mettre en place une obligation de rénovation pour les copropriétés les moins performantes sur le plan énergétique et de systématiser la possibilité de connecter les bâtiments neufs à un réseau de chaleur.

Cap vers les EnR et le nucléaire

Concernant la production électrique, soit le quart du mix énergétique, les GT tablent sur « au moins » 640 TWh d'électricité décarbonée à l'horizon 2035 (contre près de 400 TWh aujourd'hui). Pour y parvenir, ils

préconisent de maintenir le rythme de développement minimal de l'éolien terrestre à 1,5 GW de capacité supplémentaire par an — pour atteindre un total de 40 à 45 GW en 2050 — et de planifier dès 2024 le développement de l'éolien en mer sur les quatre façades pour disposer de 18 GW en service en 2035 (contre 0,5 GW actuellement). Concernant le photovoltaïque, ils tablent sur une cadence d'au moins 5,5 GW/an pour passer d'une puissance installée de 16 GW en 2022 à une comprise entre 75 et 100 GW en 2050. En parallèle, les GT s'appuient sur une relance forte du nucléaire. Ils visent un objectif de production à horizon 2030 de 400 TWh. Tout d'abord, ils comptent sur la hausse de la disponibilité des réacteurs existants, une extension de leur longévité et pourquoi pas une augmentation de la puissance de certains si les études y sont favorables.

Par ailleurs, les auteurs s'appuient sur le lancement des six réacteurs pressurisés européens de nouvelle génération (EPR2) annoncés en 2022 par Emmanuel Macron et espèrent une prise de décision d'ici 2026 sur la construction de huit autres EPR2. En outre, la France devrait selon eux contribuer à la filière de l'enrichissement de l'uranium, engager la construction d'un premier « small modular reactor » (SMR) commercialisable sur le territoire et amorcer celle d'un prototype de réacteur nucléaire avancé de quatrième génération à l'horizon 2030.

Développer le thermique décarboné

Sur l'énergie thermique, le rapport plaide pour une « accélération sans précédent » des énergies telles que la biomasse, la chaleur fatale, le solaire thermique et la géothermie. Pour cela, il défend notamment la mise en œuvre du plan national géothermie et de mécanismes incitatifs pour la réutilisation de la chaleur fatale. En parallèle, pour accélérer le déploiement des réseaux de chaleur et de froid, les GT proposent d'encourager les collectivités locales à réaliser des schémas territoriaux chaleur et froid et de renforcer les dispositifs de financement (Fonds d'économie circulaire pour les projets à base de combustibles solides de récupération, Fonds Chaleur). Pour ce dernier, ils militent pour un investissement d'un milliard d'euros par an d'ici 2024 puis 2,4 Md€ d'ici 2030. Ils défendent aussi le soutien aux technologies visant à produire des gaz de synthèse, comme la pyrogazéification et la gazéification hydrothermale. Concernant l'hydrogène, le groupe « innovation » conseille tout d'abord de développer une capacité de production par électrolyse de 6,5 GW d'ici 2030 (10 GW en 2035). En parallèle, pour éviter tout report vers une production fossile, il souligne l'importance d'anticiper les

besoins d'importation d'hydrogène décarboné, de planifier le développement des infrastructures (réseaux et stockage) et de développer un cadre de régulation. Par ailleurs, ce GT préconise de réserver la technologie de capture, de stockage et de réutilisation du carbone (CCUS) aux émissions incompressibles. Selon lui, il faudrait prioriser son déploiement dans les grands bassins industrio-portuaires et développer une stratégie de valorisation du CO₂. À propos des réseaux et du stockage, il suggère entre autres de soutenir l'innovation dans les stockages couplés aux énergies renouvelables (dont le stockage thermique massif) et de capitaliser sur les batteries de véhicules électriques lorsque ceux-ci sont à l'arrêt (« Vehicle to grid »). En ce qui concerne les territoires ultra-marins non connectés au réseau métropolitain — en moyenne dépendants à plus de 80% des énergies fossiles (voir Énergie Plus 698) —, le GT spécifique conseille une « remise à plat » des objectifs initiaux. Si l'atteinte de 100% d'ENR dans le mix électrique semble « atteignable » d'ici 2030, ce n'est en effet pas le cas de l'autonomie énergétique pour deux raisons. D'une part, la production électrique ne représente que 30% de leur mix

énergétique. D'autre part, les besoins en biocarburants se heurtent à la nécessité d'importer de grands volumes de biomasse. Le GT propose donc un nouvel horizon à 2050 et plaide pour un meilleur accompagnement de ces territoires dans l'élaboration de leur document stratégique.

Donner les moyens d'investir

Toutes ces mesures vont requérir des investissements. Une programmation pluriannuelle sera nécessaire pour garantir leur efficacité, la disponibilité des fonds et donner de la visibilité aux filières. Selon les sept GT, les dépenses identifiées par le rapport Pisani-Ferry / Mahfouz constituent à ce stade « une borne basse des besoins ». Enfin, ils soulignent la nécessité de la réforme du marché de l'électricité et de la mise en place d'une régulation des prix pour donner aux producteurs d'électrons et aux industriels les moyens d'investir. Alors que l'adoption du projet de LPEC devait être effectuée avant le 1^{er} juillet dernier, elle pourrait être repoussée à l'année prochaine. En effet, selon nos confrères du Monde, qui ont recueilli les dires du ministère chargé des Relations avec le Parlement, il n'y aurait plus de place dans le calendrier parlementaire pour la programmer à l'automne. ●

Léa Surmaire

► Objectifs fixés par les groupes de travail ayant élaboré la stratégie française énergie-climat

(Source : Travaux de préparation de la stratégie française énergie-climat. Restitution des groupes de travail)

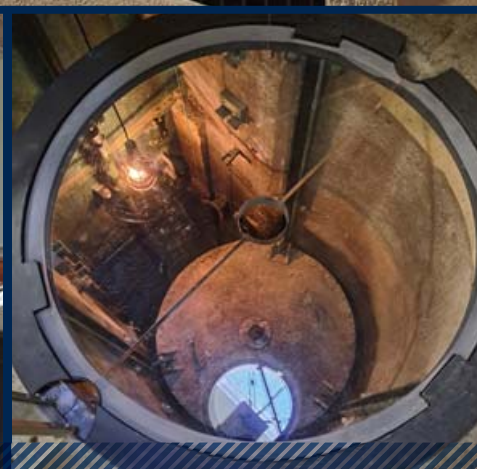
GW	2022	2030	2035
Photovoltaïque	16 GW	54 à 60 GW	75 à 100 GW
Eolien terrestre	21 GW	33 à 35 GW	40 à 45 GW
Eolien en mer	0,5 GW	3,6 GW	18 GW
Hydro-électricité (dont STEP)	26 GW	26 GW	28 GW

Le Marégraphe de Marseille reconnu par l'Organisation météorologique mondiale

Le 15 septembre dernier, la fin du chantier de rénovation du Marégraphe de Marseille et sa reconnaissance comme station d'observation marine à long terme par l'Organisation météorologique mondiale (OMM) ont été célébrés avec la pose d'une plaque inaugurale. Établi en 1885 sur la corniche, l'instrument a pu reprendre ses mesures de l'élévation du niveau de la mer Méditerranée, un indicateur fort du dérèglement climatique. Ses fonctions sont nombreuses : sécurité de la navigation à l'entrée des ports, élaboration des cartes marines, étalonnage des

satellites altimétriques, soutien à la vigilance vagues et submersions de Météo-France, etc. Le Marégraphe avait ainsi permis, en 1897, de déterminer le niveau zéro des altitudes françaises. Le coût de rénovation du bâtiment, qui avait subi l'usure du temps et du climat (sel, embruns, vent, soleil), s'est élevé à 230 000 euros. Il a été en partie financé par l'Institut national de l'information géographique et forestière (IGN), la région Sud Provence-Alpes-Côte d'Azur, la mission de Stéphane Bern de sauvegarde du patrimoine ainsi que par des dons privés via la Fondation du patrimoine. ●

© IGN 2023



**FEE
BAT**
GAGNEZ EN
EFFICACITÉ!



FEEBAT, les formations à la rénovation énergétique reconnues !

Professionnels du bâtiment, vous souhaitez devenir RGE ou auditeur énergétique en maison individuelle ? Les formations FEEBAT sont pensées pour vous !
40% de prise en charge de votre formation sous conditions

Rendez-vous sur

www.feebat.org



De l'hydrogène vert et bas carbone pour la plateforme de Gonfreville



Afin de décarboner sa plateforme de raffinage et de pétrochimie de Gonfreville, TotalEnergies a signé un accord avec Air Liquide. Celui-ci prévoit, à partir du second semestre 2026, la fourniture de 10 000 tonnes

d'hydrogène vert et jusqu'à 5 000 t d'hydrogène bas carbone par an. Ils seront produits par l'électrolyseur Normand'Hy d'une capacité de 200 MW. En retour, TotalEnergies s'engage à l'approvisionner d'environ 700 GWh d'électricité renouvelable et bas carbone par an. Il s'agit du volume adéquat pour alimenter l'électrolyseur à hauteur de 100 MW d'hydrogène, nécessaire à la plateforme de raffinage et de pétrochimie. Cette collaboration permettrait de réduire jusqu'à 150 000 t les émissions annuelles de CO₂ du site. La capacité restante, soit 100 MW, sera destinée à des clients du bassin industriel normand ainsi qu'au développement de la mobilité bas carbone.

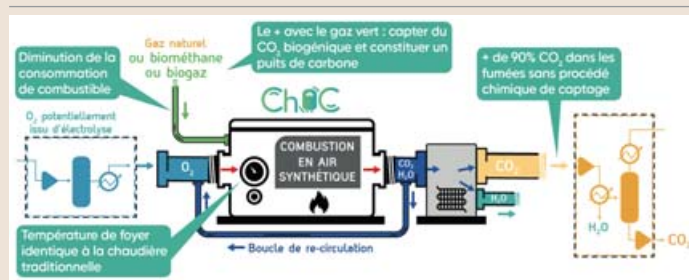


Un démonstrateur de stockage d'hydrogène renouvelable en cavité saline

À Étrez, dans l'Ain, a été inauguré le 15 septembre le démonstrateur Hypster, le premier pilote de stockage d'hydrogène (H₂) renouvelable en cavité saline. Ce projet, porté par Storengy et Engie, vise à tester ce procédé à une échelle industrielle ainsi que sa réplicabilité technico-économique sur d'autres sites en Europe. Côté production, un électrolyseur de 1 MW générera 400 kg d'H₂ par jour. Côté stockage, des opérations de tests, consistant notamment à une centaine de cycles de variation de pression de l'hydrogène sur une période de trois mois, commenceront dans une cavité, la EZ53. Ces essais permettront de confirmer la capacité à stocker de l'hydrogène avec des standards de sécurité similaires à ceux mis en place pour le gaz naturel, mais aussi de s'assurer de la qualité de l'H₂ après son séjour dans la cavité. Après cette phase expérimentale, la production et le stockage d'hydrogène vont

progressivement s'amplifier dès 2024, jusqu'à l'utilisation de la capacité totale de la cavité en 2026, soit près de 50 tonnes, l'équivalent de la consommation journalière de 2 000 bus. Des études complémentaires ont également été lancées dans le but d'évaluer le potentiel sur ce site de quatre autres cavités, ayant une capacité de stockage de 6 700 tonnes d'H₂ chacune. Enfin, un hydrogénoduc devrait également être construit pour relier Étrez aux sites de production et de consommation d'hydrogène afin d'« accompagner la montée en puissance de la filière ».

De l'oxygène pour réduire les émissions des chaudières industrielles



Un consortium de seize partenaires industriels (Fives, Babcock Wanson, GRDF, Verdemobil Biogaz, etc.), piloté par Naldeo Technologies & Industries, a lancé la fabrication du démonstrateur ChOC, une chaudière gaz bas carbone. L'innovation repose sur le recours à l'oxycombustion, c'est-à-dire le remplacement de l'air par de l'oxygène lors de la combustion. Outre l'amélioration des performances, ce procédé permet de concentrer le CO₂ produit en vue de son captage et de sa valorisation. La chaudière pourrait, selon les porteurs du projet, réduire de plus de 90 % les émissions directes pour les usages vapeur et eau chaude. Le démonstrateur, constitué d'une chaudière de 3 MW et d'un système de captage/liquéfaction du CO₂, sera mis en service début 2024 sur un site industriel d'Engie Solutions, situé à Villers-Saint-Paul (Oise). Des essais seront ensuite réalisés avant une éventuelle commercialisation dès 2025.

Une quatrième zone industrielle bas carbone officialisée

La zone industrialo-portuaire Loire Estuaire (Loire-Atlantique) est le quatrième lauréat de l'appel à projets « Zones industrielles bas carbone » (Zibac) opéré par l'Ademe pour le Gouvernement. Englobant les communes de Saint-Nazaire, Donges, Montoir et Cordemais, ce territoire représente 8 % des émissions de gaz à effet de serre de l'industrie française. L'État, aux côtés des entreprises du consortium « Aile », du Grand Port Maritime de Saint-Nazaire et des collectivités territoriales, investira jusqu'à 4,1 millions d'euros pour financer des études visant à atteindre la neutralité carbone en 2050. Parmi les pistes avancées figurent le déploiement de réseaux électriques intelligents, de réseaux de chaleur et de CO₂ ainsi qu'un prototype dédié à la production d'hydrogène en mer.



Le CCS cherche encore sa place

Les technologies CCS (captage et stockage du CO₂) sont considérées par les pouvoirs publics et une partie de la communauté scientifique comme indispensables pour atteindre la neutralité carbone en 2050. Mais, à l'heure actuelle, seulement une vingtaine de projets sont actifs dans le monde. La faute à des coûts élevés et à un cadre réglementaire inexistant.

➤ *Sleipner, mis en service en 1996, est le premier projet de CCS européen à échelle industrielle.*

Le captage et stockage de carbone (CCS) consiste à éviter les émissions de dioxyde de carbone dans l'air en les captant à la source, directement en sortie des cheminées d'usine. Cette technologie, longtemps considérée comme une solution fantaisiste, voire un droit à polluer pour les industriels, a fini par devenir un levier indispensable afin d'atteindre la neutralité carbone. Le CCS est depuis quelques années aussi appelé CCUS, le U supplémentaire désignant l'utilisation du CO₂ (voir encadré), une solution plus vertueuse que son simple stockage. Dans son dernier rapport, le Groupe

d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (Giec) qualifie ces technologies d'« options d'atténuation essentielles », notamment pour des secteurs tels que la chimie ou le ciment. Sans le CCS, les scientifiques estiment désormais impossible de limiter le réchauffement climatique à 1,5 °C d'ici 2100... Pour autant, les projets en la matière restent rares. « *Technologiquement le CCS est mature. Mais il faut encore passer à grande échelle. Aujourd'hui, 40 millions de tonnes de CO₂ par an sont stockées dans le monde sur une vingtaine de sites en exploitation. Pour atteindre la neutralité carbone en 2050, ce sont 8 milliards de tonnes*

qui devraient l'être », explique Raphaël Huyghe, responsable de programme captage & stockage CO₂ - traitement de gaz chez IFP Énergies nouvelles. Un total de 260 installations est en cours de déploiement, à des stades divers.

Capter, transporter, stocker

Le CCS implique le recours à un grand nombre de procédés. Afin de capter le CO₂, il y a trois techniques principales. En fonction de leur composition, de leur température et de leur pression, les fumées à traiter sont plus ou moins adaptées à la capture. Le captage postcombustion consiste à en extraire le CO₂ et peut s'intégrer facilement sur des installations existantes. Pour le mettre en œuvre, la méthode principale est l'absorption. Le CO₂ est séparé par un solvant chimique (amines, liquides ioniques, ammoniacque réfrigérée) qui est ensuite régénéré par apport énergétique. D'autres techniques postcombustion moins répandues sont

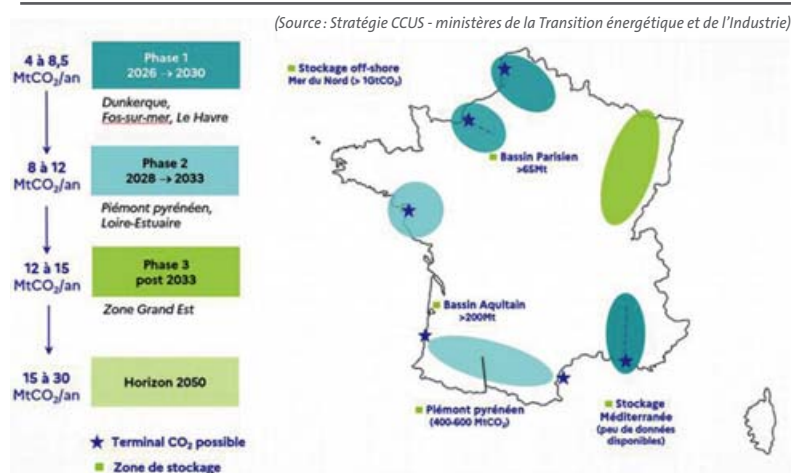
► possibles : l'adsorption, le captage par cycle calcium et l'antisublimation. Le captage par oxycombustion permet de produire une fumée chargée en CO_2 en remplaçant l'air par de l'oxygène pur. Cela concentre le CO_2 produit en vue de son captage et de sa valorisation. Cette technologie nécessite une reconfiguration de l'installation existante. Enfin, le captage précombustion est encore émergent. Le combustible est converti en entrée d'installation en gaz de synthèse, un mélange de monoxyde de carbone (CO) et d'hydrogène (H_2). Le CO présent

dans le mélange réagit avec l'eau au cours de l'étape de conversion pour former du CO_2 et de l' H_2 . Le CO_2 est ensuite séparé de l' H_2 par absorption avec un solvant, similaire au captage postcombustion. Une fois le gaz capté, il faut le transporter. Deux possibilités s'offrent aux acteurs. La première repose sur des pipelines. Elle est bien connue et ne pose pas de défis particuliers. « Les molécules de méthane (CH_4) et de CO_2 sont à peu près les mêmes à transporter. Les points particuliers à étudier concernent l'intégrité des canalisations et la capacité technique



de l'acier à transporter ce gaz. Nous avons un référentiel sur le méthane qu'il faut adapter», détaille Laurent Muzart, développeur H_2 et CO_2 chez GRTgaz. Le CO_2 circule dans un état gazeux ou supercritique. Dans ce cas, sa pression dépasse 74 bar et sa température 31 °C. Les industriels étudient également la possibilité de le transporter à l'état liquide à 10 bar et -40 °C. Afin de faire transiter la

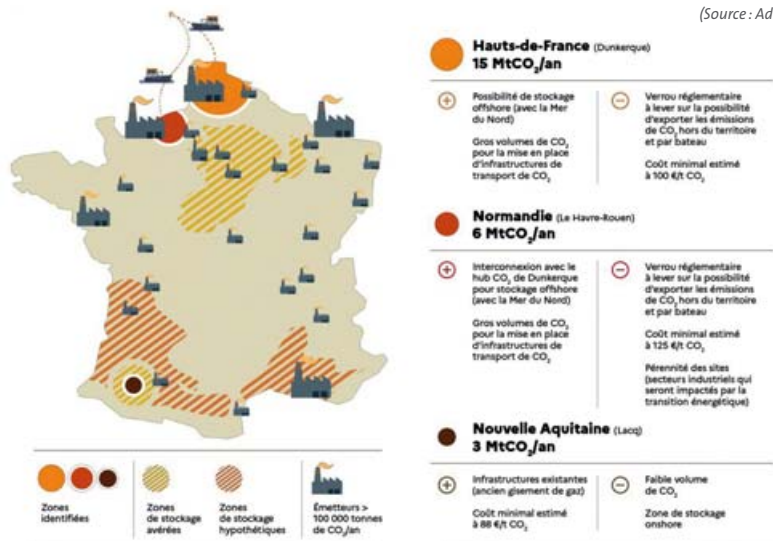
► Stratégie de déploiement française du CCS



« En France, les grands clusters sont privilégiés car les investissements nécessaires à la construction de ces installations sont très importants »

► Potentiel pour la mise en œuvre de CCS en France

(Source : Ademe)



molécule sur de longues distances, en particulier vers des stockages en mer, il est aussi envisagé d'utiliser des navires pour des questions de coûts. Enfin, pour la stocker, trois types de réservoirs existent. Les premiers sont les gisements de pétrole et de gaz naturel épuisés, dits déplétés. « Leurs caractéristiques sont bien connues des pétroliers qui utilisent, notamment Equinor ASA, du CO_2 injecté pour réaliser des transferts de pression et améliorer l'efficacité de leur production », note Geoffroy Anger, responsable du pôle hydrogène chez GRTgaz. Les aquifères salins représentent une bonne alternative et un potentiel plus conséquent, évalué à 10 000 Mdt de CO_2 par le Giec. Ils se trouvent dans les bassins sédimentaires un peu partout sur la planète. La troisième possibilité est d'enfouir le CO_2 dans des veines de charbon profondes inexploitées. « Dans tous les cas, il



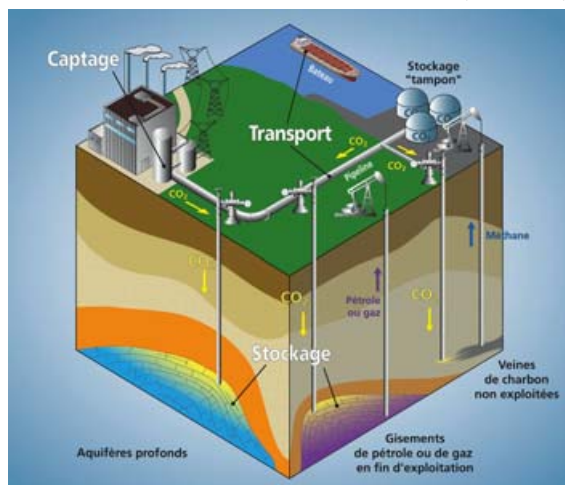
faut injecter à au moins 800 mètres de profondeur. Cela permet d'avoir un CO₂ très dense et donc d'être en capacité d'en stocker une plus grande quantité car il prend moins de place. Il faut aussi obligatoirement une roche couverture étanche qui retiendra le CO₂ durant des centaines d'années ainsi qu'une porosité et perméabilité dans la roche réservoir assurant une capacité à accueillir et injecter le CO₂ », précise Raphaël Huyghe.

Stratégies nationales

S'il reste encore rare, le CCS est cependant connu depuis longtemps. Aux États-Unis, des projets précurseurs ont émergé dès les années 1970. En Europe, le premier a été mis en service en mer du Nord en 1996 sur le site gazier offshore de Sleipner. Il a été développé par le groupe norvégien Equinor ASA. Par la suite, la crise financière de 2009

► La chaîne du CCS : le captage, le transport et le stockage du CO₂

(Source : BRGM)



Quels usages pour le CO₂ capté ?

Aujourd'hui, environ 230 Mt par an de ce gaz sont utilisées dans le monde, principalement pour produire des engrais (125 Mt) et pour la récupération assistée du pétrole dont l'objectif est de maximiser l'extraction de ce combustible (70-80 Mt). Toutefois, d'autres usages plus vertueux sont possibles. Dans le secteur de l'énergie, il peut servir à produire des e-fuels. Dans la chimie, il est en mesure d'être mis à profit comme réactif pour produire des polymères ou des carbonates inorganiques. Il est aussi envisagé de l'exploiter dans le bâtiment en l'incorporant dans des bétons. L'agroalimentaire pourrait aussi y avoir recours, une fois purifié, pour gazéifier des boissons.

et la chute du prix du CO₂ ont coulé de nombreux projets. Depuis, la hausse du prix du carbone (supérieur aujourd'hui à 85 euros la tonne) et la nécessité d'accélérer la lutte contre le dérèglement climatique ont remis la technologie au goût du jour. La France, qui s'est fixée pour objectif de diviser par deux ses émissions industrielles au cours de la prochaine décennie, estime que le CCS est essentiel pour y parvenir. Cet été, le Gouvernement a donc publié une stratégie spécifique. Une trajectoire de déploiement avec un calendrier de mise en œuvre et des cibles de volumes captés y sont envisagés. Des zones de déploiement prioritaires ont également été définies : les grands ports industriels de Dunkerque, du Havre et de Fos-sur-Mer puis Lacq et Loire-Estuaire et enfin le Grand-Est. « En France, les grands clusters sont privilégiés car les investissements nécessaires à la construction de ces installations sont très importants. Cela permet de répartir les coûts, les risques financiers et les responsabilités d'un point de vue juridique », note Carole Arribes, avocate associée chez DWF, qui a rédigé un rapport sur cette technologie⁽¹⁾. En outre, le Gouvernement envisage de lancer un régime de soutien via des contrats carbone pour la différence (CCfD)⁽²⁾ octroyés par appel d'offres. « Il n'y a pour l'instant pas de cadre réglementaire spécifique car c'est encore une technologie émergente. Il faut donc en instaurer un, à la fois précis, stable et incitatif. Les mesures de soutien, crédits d'impôts ou les CCfD (comparables à ceux utilisés pour énergies renouvelables) sont absolument nécessaires pour rendre ces installations

rentables en cas de prix du carbone bas », poursuit Carole Arribes.

La stratégie propose également de mettre en place un cadre pour les infrastructures de transport de CO₂ régulé par la Commission de régulation de l'énergie (CRE). « Il faut répartir le risque de l'investissement entre le gestionnaire des infrastructures de transport, les industriels et l'État », estime Laurent Muzart. Différents dispositifs doivent donc être mis en œuvre, notamment la possibilité pour l'État d'apporter une forme de garantie aux futurs gestionnaires d'infrastructures sur les risques de volume. Le Gouvernement veut en outre diversifier les possibilités de stockage. Dans ce but, il lancera avant la fin de l'année un appel d'offres pour des campagnes d'exploration géophysique et des tests d'injection de CO₂ dans des sites pilotes d'ici 2025, en particulier dans d'anciennes zones d'exploitation d'hydrocarbures. Enfin, il entend encourager l'utilisation du CO₂ capté qui pourrait servir à la décarbonation des secteurs de l'aviation et du maritime via la production de e-fuels.

Cadre européen

Développer des stratégies nationales est important, mais il est également indispensable de stimuler le CCS au niveau européen et de lui définir un cadre, d'autant plus que des projets transfrontaliers sont envisageables. En décembre 2021, la Commission européenne (CE) a adopté une communication sur le carbone durable. Elle répertorie les actions clés visant à soutenir le CCS, y compris l'évaluation des besoins de déploiement d'infrastructures transfrontalières de ►

► CO₂ aux niveaux européen, régional et national jusqu'en 2030 et au-delà. Le 30 novembre 2022, la CE a adopté une proposition pour soutenir des technologies telles que la bioénergie avec captage et stockage du carbone (BECCS) ou le captage et stockage direct du carbone dans l'air (DACCS). Enfin, le 8 juin 2023, elle a publié un appel à contributions et a ouvert une consultation publique sur la stratégie de gestion du carbone industriel. Les commentaires des parties prenantes et des citoyens contribueront à façonner la note de la Commission d'ici la fin de l'année. Sans attendre les pouvoirs publics, les acteurs se fédèrent déjà depuis des années afin de faire avancer le CCS : en France, ils sont regroupés au sein d'une association baptisée Club CO₂. En Europe, les intérêts de la filière sont portés par la Carbon capture and storage association (CCSA) et CO₂Value Europe.

Projets à venir en France

Des projets sont déjà en cours en France et devraient voir le jour dans les prochaines années. Entre 2026 et 2030, trois sont envisagés dont le projet d'intérêt commun D'Artagnan, situé à Dunkerque. Mené par Air Liquide et Dunkerque LNG, il est composé de deux briques. D'un côté, d'un réseau de canalisations de 80 kilomètres destinées à transporter le CO₂ capté par les sites industriels de

Lumbres et de Réty vers Dunkerque. De l'autre, d'un terminal au niveau du port de la sous-préfecture du Nord afin de réceptionner et de préparer la molécule en vue de son expédition vers des sites de séquestration en mer du Nord. Le gaz sera acheminé sous forme liquide dense. Cela permettra de réduire son volume tout en gardant un comportement proche de l'état gazeux. Il sera donc facilement transportable et nécessitera des canalisations au diamètre réduit. De 1,5 Mt de CO₂ en 2027, la capacité annuelle du projet D'Artagnan pourrait atteindre 4 Mt à horizon 2030. Plus au sud, ECO₂-Normandie doit être mis en œuvre sur la vallée de la Seine. Ce projet qui devrait commencer à fonctionner en 2028, implique Haropa Port qui regroupe depuis le 1^{er} juin 2021 les ports du Havre, de Rouen et de Paris. En lien avec les principaux émetteurs de la vallée de la Seine que sont Air Liquide, Borealis, Exxon, TotalEnergies et Yara, il doit capter au maximum d'ici à 2040, 7 des 9 Mt de CO₂ industriel produites dans la zone. La majorité sera expédiée vers la mer de Norvège pour être définitivement stockée dans des puits de pétrole abandonnés. Enfin, au bord de la Méditerranée, la possibilité de stocker dès 2027 du CO₂ en Italie dans le cadre du projet Callisto donne un potentiel important à la zone de Fos-Marseille. Après 2030, une deuxième vague de

projets est envisagée à Lacq dans des anciens réservoirs de gaz naturel, dans les bassins parisien et aquitain, ainsi que dans l'estuaire de la Loire. Ce dernier, baptisé GOCO₂, doit transporter du CO₂ gazeux en le collectant chez Lafarge, Lhoist ou TotalEnergies. « Nous ambitionnons de poser un pipeline entre la Mayenne, l'Ille-et-Vilaine mais aussi les Deux-Sèvres, la Loire-Atlantique, le Maine-et-Loire voire la Vendée pour l'acheminer vers le terminal de Montoir-de-Bretagne où il sera liquéfié par la société Elengy puis expédié vers la mer du Nord », explique Laurent Muzart. Sur chaque projet, GRTgaz détermine si d'anciens gazoducs sont disponibles afin de faire transiter du CO₂. Pour GOCO₂, ce n'est pas le cas et le gestionnaire de réseau doit construire des canalisations neuves. Cela nécessite donc un investissement important qu'il peut lancer à condition que des partenaires soient prêts à s'engager. « GRTgaz partage le coût des études avec les industriels. Pour la phase de construction, nous investissons. Puis, nous nous rémunérerons grâce à un système de contractualisation sur les capacités de transport. Les contrats doivent être signés avant les travaux pour sécuriser l'investissement », détaille Geoffroy Anger.

Des freins importants

Le coût est le principal obstacle au déploiement de la technologie. Il s'élève actuellement entre 40 et 200 €/tonne. « Le captage en lui-même représente entre 40 et 60 % du coût du CO₂ capté, transporté et stocké. Il faut donc maintenir les efforts d'innovation sur cette brique technologique pour faire baisser les coûts de l'ensemble de la filière », estime Raphaël Huyghe. Il reste en effet très énergivore mais il existe un potentiel considérable de réduction des consommations et donc des budgets nécessaires. Par ailleurs, des volumes de captage plus importants devraient créer des économies d'échelle. Les frais de transport varient considérablement



► 1. Estimation des coûts pour du transport du CO₂ onshore

(Source : Ademe)

Distance (km)	Volume (MtCO ₂)	Coût moyen (€/tCO ₂)	Coût moyen avec impuretés (€/tCO ₂)
180	2,5	5,4	6,3
	10	2	2,5
	20	1,3	1,8
1 500	2,5	-	-
	10	16	19
	20	10	12

► 2. Estimation des coûts pour du transport du CO₂ offshore

(Source : Ademe)

Distance (km)	Moyen de transport	Volume (MtCO ₂)	Coût moyen (€/tCO ₂)	Coût moyen avec impuretés (€/tCO ₂)
180	canalisation	2,5	9	11
		10	3,5	4
		20	2	3
	bateau	2,5	14	16
		20	10	12
		20	15	18
1 500	canalisation	2,5	52	61
		10	20	24
		20	15	18
	bateau	2,5	20	23
		20	15	18
		20	15	18

► 3. Estimation des coûts de stockage géologique de CO₂

(Source : Ademe)

			Capacité de stockage (MtCO ₂)		
Type de stockage			200	66	40
Onshore	Réservoirs déplétés	Réutilisation des puits	1	3	7
Onshore	Réservoirs déplétés	Nouveaux puits	1	4	10
Onshore	Aquifères salins profonds	Nouveaux puits	2	5	12
Offshore	Réservoirs déplétés	Réutilisation des puits	2	6	9
Offshore	Réservoirs déplétés	Nouveaux puits	3	10	14
Offshore	Aquifères salins profonds	Nouveaux puits	6	14	20

en fonction du volume acheminé et de la distance. Ils peuvent aussi être très différents entre un transport onshore et offshore, par pipeline ou par bateau. Dans un avis technique ⁽³⁾, l'Ademe les chiffre pour un grand nombre de cas de figures (voir tableaux 1 et 2). Le principal critère qui impacte le coût d'un site de stockage géologique est sa capacité. Plus elle est importante, plus il pourra être réduit (voir tableau 3). Afin d'inciter les industriels à investir, il faudra aussi maintenir un prix du carbone incitatif, probablement autour de 100 € la tonne. Des ajustements réglementaires seront donc encore nécessaires à l'échelle européenne. La réforme du marché du carbone européen (ETS pour « Emissions Trading System ») et l'instauration d'un mécanisme d'ajustement carbone aux frontières (MACF) offrent une bonne opportunité pour les mettre en œuvre.

La filière devra aussi renforcer l'acceptabilité sociétale de ses installations. Leurs risques sanitaires et environnementaux sont en effet régulièrement pointés. L'opposition peut engendrer des blocages comme au début des années 2010 en Allemagne et aux Pays-Bas. Le gouvernement néerlandais avait fini par annuler le projet Barendrecht suite à des manifestations. Depuis, le pays a exclu la possibilité de développer des sites de stockage géologique terrestre. Et ces craintes ne sont pas infondées. L'Institute for energy economics and financial analysis (Ileefa) vient de publier un rapport ⁽⁴⁾ sur les champs gaziers d'Equinor ASA à Sleipner et Snøhvit qui sont exploités depuis des décennies. Il estime d'après ces deux exemples que le stockage de CO₂ est loin d'être une science exacte. Dès 1999, soit à peine trois ans après la mise en service de Sleipner, le CO₂ était remonté depuis son point d'injection le plus bas jusqu'à une couche géologique peu profonde jusqu'alors non identifiée. Heureusement, celle-ci était étanche et aucune fuite n'a été détectée en surface. À Snøhvit, dans

la mer de Barentz, des problèmes sont apparus à peine dix-huit mois après le début des opérations d'injection. La roche n'était pas assez poreuse pour que le CO₂ y pénètre et les capacités de stockage estimées à dix-huit ans ont été saturées en deux ans, obligeant Equinor ASA à creuser deux puits supplémentaires pour un surcoût chiffré en centaines de millions de dollars. Il ne faut donc pas envisager cette technologie comme la panacée mais seulement telle une solution permettant de réduire les émissions de carbone incompressibles. « Pour atteindre la neutralité carbone, la mise en œuvre du CCS, qui demeure

un pari risqué, doit être considérée comme la dernière étape dans une stratégie de décarbonation. Cette dernière doit en effet commencer par des actions plus matures et performantes telles que l'efficacité énergétique et les énergies renouvelables », conclut d'ailleurs l'Ademe dans son avis. ●

Olivier Mary

(1) Has the time come to scale-up Carbon Capture, Utilisation and Storage ?

(2) Ces contrats sont mentionnés dans la stratégie CCS du Gouvernement mais sans plus de précisions sur leurs formes et contenus.

(3) Le captage et stockage géologique du CO₂ (CSC) en France - Le CSC, un potentiel limité pour la réduction des émissions industrielles.

(4) Norway's Sleipner and Snøhvit CCS: Industry models or cautionary tales ?

Grasse : les parfumeurs se lancent

Un consortium d'acteurs dans lequel figure Prodarom, le syndicat des parfumeurs, a lancé une étude destinée à estimer la viabilité technico-économique de la transformation en biogaz des drêches et des effluents de cette industrie basée autour de Grasse. Ils projettent ensuite de l'autoconsommer.

Le secteur de l'industrie est responsable d'environ 20 % des émissions de gaz à effet de serre (GES) et représente 35 % du gaz naturel consommé en France. Pour accélérer l'émergence de zones industrielles bas carbone (Zibac), GRDF a sélectionné sept projets territoriaux jugés « innovants ». Le distributeur de gaz financera une partie de leurs études de faisabilité, avec une enveloppe globale de 500 000 euros. L'un d'eux est porté par un consortium alliant le Syndicat national des fabricants de produits aromatiques (Prodarom), la Chambre de commerce et d'industrie (CCI) Nice Côte d'Azur, la société d'économie mixte (Sem)

Co-construire des solutions

L'entreprise de distribution de gaz a sélectionné les sept lauréats de cet appel à projets (AAP) en suivant plusieurs critères, notamment le niveau de synergie et de co-construction entre les différents acteurs d'un même territoire (collectivités, industriels, producteurs d'énergie, etc.) ainsi que l'innovation. « D'une part, nous cherchions des projets de décarbonation de l'industrie qui valorisent les atouts du territoire tout en mutualisant l'usage des infrastructures énergétiques. D'autre part, les solutions proposées devaient s'appuyer sur les gaz verts, l'hydrogène ou le CO₂. Le développement de schémas d'autoconsommation collective de biométhane ou encore de nouvelles démarches de flexibilité territoriale ont également été ciblés par cet AAP », étaye Sami Ghardaddou, chef de projet de la direction Stratégie de GDRF. D'autres AAP de ce type pourraient être lancés en 2024.



du département Green energy 06 et GRDF. Ces quatre acteurs comptent définir le mix de production de biogaz le plus approprié pour valoriser les coproduits de l'industrie du parfum grasse : quelle proportion par la méthanisation ? Et par la gazéification hydrothermale ? Pour Prodarom, la réflexion a débuté voici sept ans. Le Syndicat s'était renseigné afin de transformer les résidus issus de l'extraction ou de la distillation des plantes aromatiques, les drêches, de la cinquantaine de parfumeurs présents dans le département en biométhane. Selon une étude menée par le laboratoire de l'Institut national de la recherche agronomique (Inrae) de Narbonne entre 2019 et 2022, ce gisement est de 2 000 à 3 000 tonnes. « Actuellement, elles sont compostées à Tarascon (Bouches-du-Rhône) à la limite de la région. Nous avons émis l'idée de réduire les transports par camion en les valorisant sur place grâce à la méthanisation, puis d'autoconsommer ce gaz vert grâce aux futurs avancées législatives. En étudiant leur caractérisation, nous nous sommes en effet rendus compte qu'elles disposaient d'un fort pouvoir méthanogène », relate

Marie-Thérèse Costa, chargée d'études environnement pour Prodarom. Ce pouvoir méthanogène est en outre plus important en présence de résidus d'alcool, issus du procédé d'extraction. Pour rentabiliser l'installation, le consortium a dû élargir le gisement potentiel. Les effluents de lavage et de process des industriels ou encore les boues issues de stations d'épuration (Step) ont donc été ajoutés. Selon l'étude préliminaire au projet, 15 000 t de matière organique peuvent être valorisées, ce qui produirait 10 à 15 t de gaz renouvelable et éviterait l'émission annuelle de 1650 t de CO₂.

Un département fertile

Une fois le gisement estimé, l'analyse menée depuis septembre consiste à définir la solution la plus pertinente pour fabriquer du biogaz. « Comme nous ne sommes pas une région très agricole, nous aimerions nous tourner vers la gazéification hydrothermale (GHT), nous produirions plus d'énergie et moins de digestats » relate Marie-Thérèse Costa. Pour rappel, la GHT consiste à convertir en gaz verts des déchets organiques et de l'eau à hautes pressions (210 à 350 bar)

dans les gaz verts



➤ Les drêches sont des résidus issus de l'extraction ou de la distillation des plantes aromatiques.

et température (360 à 700 °C) en s'approchant du point critique de l'eau, la limite physique entre le liquide et le gazeux (voir Énergie Plus n°697). « Cette solution pourrait traiter les digestats de Step mais elle reste émergente. Des unités sont opérationnelles en Suisse et aux Pays-Bas. Nous proposons donc d'étudier la GHT en complément de la méthanisation afin de déterminer les meilleurs combinaisons et scénarios économiques », complète Marcello Valenza, directeur territorial GRDF Alpes-Maritimes. Selon lui, à Grasse, le terrain est fertile pour accueillir de la production de gaz renouvelables. Déjà, les industriels du parfum ont besoin d'un exutoire pour leurs déchets. De plus, ceux-ci étant tournée vers l'international, ils ont des obligations de décarboner « avec des échéances assez rapides ». Valoriser leurs coproduits, verdir leur mix énergétique grâce à l'autoconsommation et limiter les camions sur les routes y contribueraient. Ces entreprises se projettent sur l'aspect financier également. Leur activité étant très énergivore, cela leur permettrait d'être plus résilientes face aux crises énergétiques. Enfin, les principes de circularité ont été déjà bien développés sur le territoire par Prodarom et la CCI, ce qui facilitera les échanges entre acteurs économiques. En effet, ils mutualisent déjà des ressources (infrastructures, équipements,

matières, service etc.) telles que la collecte de palettes en bois au sein du programme "Resorce" par exemple. L'une des principales contraintes touche au foncier, rare dans le département mais nécessaire afin de construire une installation. Selon Valérie Paut, la directrice générale de Green Energy 06, compte tenu de la géographie et l'urbanisation du territoire, il est indispensable que tous les acteurs travaillent ensemble pour faire émerger des projets, d'où l'importance de la création par le Département de cette société. Dans les Alpes-Maritimes, deux autres études de faisabilité sur la GHT ont déjà été lancées, dont une par la Communauté d'agglomération Cannes Pays de Lérins (CACPL). ◆

Léa Surmaire

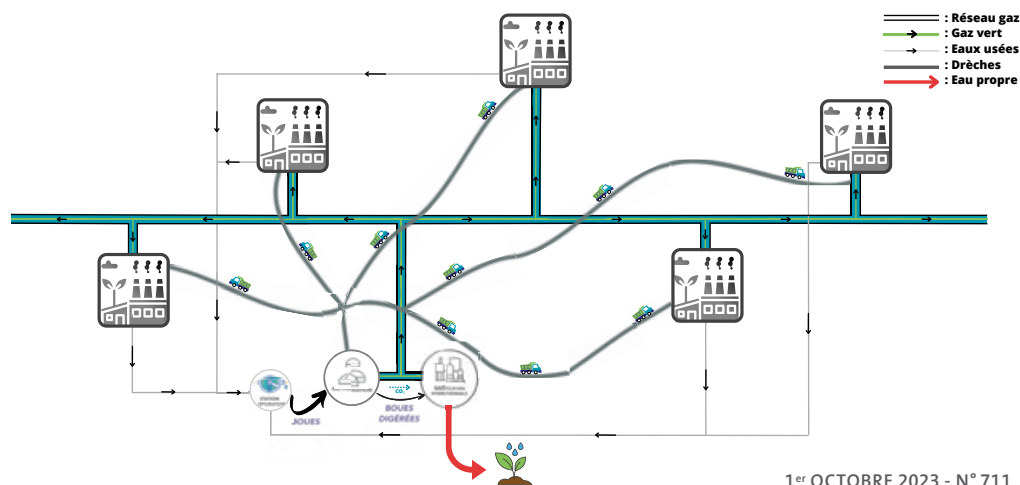
Des projets bien différents

Parmi les sept projets sélectionnés par GRDF, l'un d'eux se tient sur trois ports de l'Axe Seine (Le Havre, Rouen et Port-Jérôme), également lauréats de l'appel à projets Zone industrielle bas carbone (Zibac) lancé par l'Ademe (voir Énergie Plus n°705). Comme pour Grasse, le groupe finance une partie des études visant à identifier le potentiel de production de gaz verts sur le territoire, qu'importe la méthode utilisée (méthanisation, pyrogazéification, gazéification hydrothermale etc.). Une autre partie du budget sera allouée aux analyses nécessaires à la création de réseaux de distribution d'hydrogène.

Sur la zone industrielle du Bourget (Île-de-France), quatre syndicats d'énergie vont analyser le potentiel d'une boucle territoriale d'hydrogène et d'une brique de méthanation avec injection de gaz verts dans les infrastructures existantes. « L'idée est d'avoir un réseau de distribution d'hydrogène. En bout de chaîne, l'un des usages de ces molécules sera de les combiner avec du dioxyde de carbone issu d'une unité de méthanisation pour injecter du biométhane dans le réseau de GRDF. C'est un projet qui combine gaz verts et hydrogène », expose Sami Ghardaddou.

Plus à l'est, en Franche-Comté, c'est un projet de flexibilité territoriale qui a retenu l'attention de GRDF. À Arc-lès-Gray, l'industriel John Deere envisage de développer une solution de gaz porté pour absorber le surplus de production de biométhane du méthaniseur local. L'entreprise spécialisée dans la production de matériel agricole a donc proposé de comprimer cet excédent et de le transporter par camion fonctionnant au BioGNV jusqu'aux sites de consommation. « Cela permet d'accélérer le développement des gaz verts en attendant que les infrastructures se renforcent », avance le chef de projet de la direction Stratégie de GRDF.

► Schéma de principe du projet



En bref



Une méthode pour végétaliser les villes en consultation

Une nouvelle méthode pour être certifié par le Label bas carbone (LBC) vient d'être soumise à consultation publique. Baptisée « Ville arborée », elle est portée par la Société forestière de la Caisse des Dépôts. Elle a pour ambition de valoriser économiquement le carbone stocké par des projets volontaires d'accroissement du couvert arboré des espaces urbains.

La rédaction de ce référentiel s'est appuyée sur des territoires pilotes, tels qu'Angers Loire Métropole, Épernay Agglomération, la Ville de Marseille, Plaine Commune ou encore la Soreli, une société d'économie mixte engagée au service du territoire lillois.

Y sont précisés : l'ensemble des critères d'éligibilité ; d'additionnalité ; de prise en compte des risques de non-permanence ou encore les procédures permettant l'estimation des réductions nettes d'émissions de gaz à effet de serre. Les observations du public sur cette méthode ont été recueillies jusqu'au 28 septembre. Elles seront, dans un second temps, validées par le ministère de la Transition écologique.

Un nouveau transformateur au Bourget

Le 7 septembre, un nouveau transformateur a été installé dans le poste source du Bourget. Il permet d'abaisser la tension de l'électricité (très haute tension) acheminée par le réseau de transport d'électricité vers le réseau de distribution (moyenne et basse tension) géré par Enedis. Cet équipement doit sécuriser des sites des Jeux Olympiques et Paralympiques de Paris 2024. En effet, pour répondre à la volonté de l'organisateur de brancher 100 % de ces derniers au réseau plutôt que d'avoir recours à des groupes électrogènes, Enedis réalise près de 8 000 opérations partout en France : renforcement de réseau, raccordements, travaux de maintenance, mise en fonctionnement de bornes électriques événementielles, etc. En outre, ce transformateur permettra d'anticiper la croissance démographique et de la consommation d'électricité du territoire pour les prochaines décennies. Arrivé par convoi exceptionnel depuis Saint-Leu-d'Esserrent dans l'Oise, il double la puissance électrique de 40 à 70 MVA. Il devient ainsi l'un des plus puissants d'Île-de-France.

Un nouveau réseau pour chauffer Meylan



La ville de Meylan, située à l'est de Grenoble, disposera d'ici fin 2024 d'un nouveau réseau de chaleur. Grenoble Alpes Métropole a choisi Coriance pour mener à bien ce projet par le biais d'un contrat de concession de service public qui a débuté le 1^{er} juillet dernier. L'entreprise doit investir près de 20 millions d'euros dans cette installation via une société dédiée : Grenoble Alpes Chaleur Meylan. Ce réseau sera alimenté à 85 % par de la chaleur fatale issue du centre de valorisation énergétique (CVE) des déchets Athanor, situé entre Meylan et Grenoble qui incinère 75 % des ordures ménagères de l'agglomération. L'appoint sera assuré par une chaufferie gaz de 14 MW. Un réseau de distribution de 11 km, 66 sous-stations basse température ainsi qu'une sous-station d'échange valorisant l'énergie issue de l'usine d'incinération, devront être construits. Cet équipement distribuera chaque année près de 23 GWh de chaleur. 2 600 équivalents-logements seront raccordés, dont des bâtiments communaux et des établissements scolaires. Il permettra d'éviter chaque année l'émission de près de 4 700 tonnes de CO₂.

Saint-Dié-des-Vosges se convertit aux LED

La Ville de Saint-Dié-des-Vosges a signé un contrat de renouvellement de son marché public global de performance avec Ineo, une filiale d'Equans. Il porte sur la modernisation, la rénovation, l'exploitation, la maintenance et la gestion des installations d'éclairage public de la municipalité. 2 139 luminaires, 180 candélabres et 300 luminaires en détection de présence vont notamment être équipés de LED. Après travaux, la consommation d'électricité de ces installations atteindra 655 MWh, soit une économie d'énergie de 63 % par rapport à la consommation de référence.



L'air du port de Sète scruté

Le port de Sète-Frontignan et Atmo Occitanie ont mis en place un dispositif d'évaluation de la qualité de l'air aux environs de la zone portuaire. Il réalise un inventaire des émissions de polluants atmosphériques et de gaz à effet de serre ainsi que des modélisations de la qualité de l'air. Les résultats ont été publiés dans un rapport.

Le port de Sète est le deuxième port français de Méditerranée. Il regroupe des activités de transport de personnes et de fret. Chaque année, 250 000 voyageurs et 4,8 millions de tonnes de marchandises y transitent. Géré par la Région Occitanie via Port Sud de France, il s'est engagé dans une politique de réduction de ses émissions de polluants. En collaboration avec Atmo Occitanie, des dispositifs de surveillance de la qualité de l'air ont été mis en place au sein du port afin de mieux cerner les leviers à activer. Les résultats ont été publiés dans un rapport*, qui conclut que les infrastructures portuaires ont un impact majeur sur la dégradation de la qualité de l'air au sein de l'agglomération.

Des taux parfois élevés

La zone portuaire regroupe plusieurs secteurs émetteurs : trafic maritime, ferroviaire et routier ; manutention et stockage ; industrie. Les moteurs des bateaux représentent la quasi-totalité du dioxyde de soufre (SO₂) émis dans la zone, 88 % des oxydes d'azote (NO_x), et un peu moins de la moitié des particules fines PM_{2.5} et des gaz à effet de serre (GES). La majorité des émissions, quel que soit le polluant considéré,

provient des rouliers et ferries. « *Sur l'année de mesure, des pics de concentration plus importants qu'en fond urbain montpelliérain sont observés au niveau du quai D du Port* », révèle l'étude, surtout pour les oxydes d'azote et les particules ultrafines lors des heures de présence de ferries.

La manutention et le stockage, en particulier du vrac agroalimentaire, émettent 57 % des particules PM₁₀ de la zone, et entraînent des valeurs supérieures au seuil limite annuel fixé à 40 µg/m³. « *Port Sud de France indique que la génération de particules en suspension sur le terminal vraquier concerne essentiellement les déchargements des tourteaux de soja et de colza* », explique Atmo Occitanie. Le stockage à l'air libre du coke de pétrole et du charbon criblé au niveau du terminal vraquier est cent fois moins émissif. L'utilisation de grues, d'engins ou de véhicules pour la manutention des marchandises est aussi polluante, générant l'ensemble des molécules étudiées mais dans des proportions plus raisonnables. L'industrie contribue à hauteur de 25 % pour les PM₁₀ et 11 % pour les NO_x. L'impact des transports routiers et ferroviaires est anecdotique. Au total, l'ensemble des activités portuaires génèrent de 12 % à

85 % des émissions totales de Sète Agglopôle Méditerranée selon le polluant considéré. Les conditions météorologiques, surtout la tramontane, limitent ce phénomène en dispersant ces molécules vers la mer.

Solutions envisagées

Ces chiffres donnent à Port Sud de France des pistes pour moins polluer. Le gestionnaire de Sète-Frontignan va travailler en priorité sur les sources d'émission les plus importantes. Il envisage d'électrifier certains quais afin que les navires n'utilisent plus leurs moteurs diesel auxiliaires pour générer de l'électricité lors des escales. Cela permettra de réduire les rejets de CO₂ de 4 800 tonnes par an, ceux de NO_x de 51 t et ceux de méthane de 6 t. La mise en service est prévue le 1^{er} décembre. Le port prévoit également d'installer une trémie dépoussiérante au niveau du terminal vraquier. Ses actions s'inscrivent dans son projet stratégique 2021-2025 orienté vers la décarbonation progressive de ses activités. Sur la caractérisation des émissions, les travaux se poursuivent pour affiner les résultats. Des cartographies de concentration des polluants sont actuellement réalisées selon différentes conditions météorologiques afin d'évaluer plus précisément l'impact de ces dernières sur leur dispersion. ●

Olivier Mary

*Évaluation de la qualité de l'air dans l'environnement du Port de Sète-Frontignan

Tertiaire : Narbonne s'appuie sur

Comment atteindre les objectifs d'économies d'énergie imposés aux bâtiments tertiaires ?

En simulant différentes trajectoires pour choisir la plus optimale. C'est la méthode retenue par la Ville de Narbonne. Avec l'appui de la société Lowit, elle a modélisé un parc de 58 bâtiments pour hiérarchiser ses actions.



Il nous fallait savoir où investir pour aller chercher des financements », raconte

Guy Clergue, adjoint au maire délégué aux bâtiments communaux et aux services techniques. Pour cela, la sous-préfecture de l'Aude a fait appel à la solution logicielle de Lowit, qui optimise la trajectoire énergétique des bâtiments tertiaires. Lowit a ainsi modélisé 35 sites dans la ville totalisant 58 bâtiments assujettis au décret

tertiaire, pour une surface cumulée de 79 559 m² et une consommation de 8 GWh, tous vecteurs énergétiques confondus. Sa solution s'appuie non seulement sur des audits énergétiques mais aussi sur les jumeaux numériques des bâtiments : leur modélisation permet de simuler plusieurs plans d'actions, de simples changements de comportement jusqu'à de lourds investissements.

Une variante adoptée

Sur cette base, la start-up fondée en 2020 a proposé à Narbonne trois scénarios réduisant sa consommation de 23 à 28 %, selon les plans d'action déployés, et son empreinte carbone de 46 à 53 %. Ces trois scénarios se différencient par la stratégie mise en œuvre. Le premier cas de figure consistait à intervenir sur chaque bâtiment, pas à pas. Deuxième option : privilégier des actions, voire des bouquets d'actions, minimisant le temps de retour sur investissement. Enfin, la troisième proposition visait à limiter le nombre de bâtiments concernés et y privilégier des rénovations complètes et performantes. « Pour choisir un scénario, nous nous sommes basés sur le ratio entre l'investissement pour la collectivité et les économies d'énergie atteignables »,

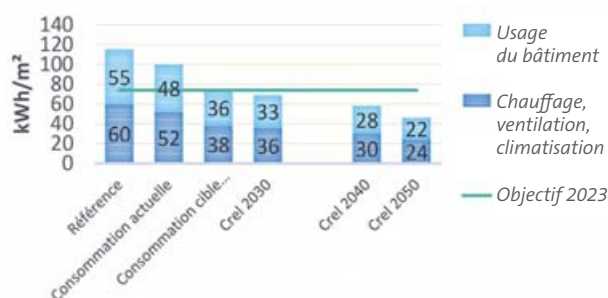
témoigne David Delbourg, directeur du bâtiment de la Ville. Après réflexion, c'est finalement un quatrième scénario qui a été retenu. La simulation a certes porté sur une grande variété de bâtiments : établissements culturels, sportifs ou scolaires, bureaux ou encore entrepôts. Mais l'analyse a démontré que l'un d'entre eux était particulièrement énergivore : le palais des sports, des arts et du travail. Il accueille différents types de manifestations et représente à lui seul 27 % des consommations du parc modélisé. La mairie a décidé de mettre l'accent sur sa rénovation globale.

GPS énergétique

La spécificité de la solution proposée par Lowit est de pouvoir ajuster le plan à tout moment et d'évaluer l'impact sur la nouvelle trajectoire de baisse des consommations.

« Si le prix de l'énergie ou les aides publiques évoluent, ou bien si l'on décide d'installer un autre équipement que celui prévu, le scénario peut être ajusté », présente Thomas Lagier, cofondateur de l'entreprise. Cet outil aide ainsi les gestionnaires des bâtiments à tenir compte, dans la définition de leur stratégie, des contraintes évolutives. Dit autrement, à piloter leurs consommations de façon dynamique. Ce qui amène le dirigeant à présenter sa solution

Objectifs du décret tertiaire



Comparaison de différents scénarios de transition énergétique de la Ville de Narbonne

Scénarios	Objectif : atteindre premier palier 2030 du Décret Tertiaire	Nombre d'actions (*)	Net à financer pour la collectivité (**)	Aides et subventions
Scénario 1	A l'échelle de chaque bâtiment	121	>2 000 k€	>1 000 k€
Scénario 2	En priorisant les actions sur le Temps de Retour Brut (TRB)	52	>2 000 k€	>1 400 k€
Scénario 3	En ciblant quelques bâtiments pour une Rénovation Complète et Performante (RCP)	49	≈ 4 400 k€	>3 000 k€

Le tableau de bord du logiciel Lowit



des jumeaux numériques

comme un « *GPS énergétique* » permettant à ses clients de s'approprier et d'internaliser la réflexion. À la mairie de Narbonne, on se montre tout de même prudent : « *les experts de Lowit vont nous accompagner sur deux ou trois ans pour suivre la mise en œuvre des actions et vérifier que nous sommes sur la bonne trajectoire* », signale David Delbourg. Il faut dire que l'enjeu est de taille : la facture énergétique de Narbonne atteignait 2 millions d'euros par an et a grimpé à 3 M€ avec l'envolée des prix sur le marché. À titre de comparaison, elle a budgété 1,3 M€ par an pour la transition énergétique de son patrimoine bâti. L'objectif est de revenir dès que possible à la facture d'avant crise grâce aux économies d'énergie et au retour progressif des prix à un niveau plus « *normal* ». ●

Thomas Blosseville

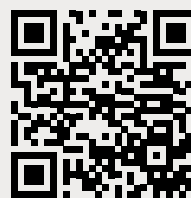


atee Club Stockage
ASSOCIATION TECHNIQUE
d'Énergie ENVIRONNEMENT
d'Énergies

COLLOQUE DU CLUB STOCKAGE

5 OCTOBRE 2023 - COMET BOURSE PARIS 2^e

Inscrivez-vous
en scannant
le QR Code





25 % d'économies d'énergie pour la patinoire de Fontenay-sous-Bois

De nouveaux équipements frigorifiques, un meilleur pilotage et une valorisation de la chaleur fatale ! La patinoire de Fontenay-sous-Bois s'est dotée d'une nouvelle centrale de production de froid qui lui a permis de réaliser d'importantes économies d'électricité lors de la première année d'exploitation. Outre ses performances, cette installation permet à la collectivité de s'affranchir de certains risques ICPE.

Depuis septembre 2022, la patinoire du complexe sportif Salvador-Allende, à Fontenay-sous-Bois, accueille ses sportifs en herbe et plus perfectionnés dans de toutes nouvelles installations. Celle-ci a en effet connu une rénovation importante : la réfection complète des vestiaires et création de nouveaux, des travaux de déshumidification, une reprise de

la charpente, le passage à l'éclairage LED, sans oublier la mise en place d'un nouveau process de production de froid. Suite à un appel d'offres, MCI, filiale d'Equans et déjà en charge des installations frigorifiques de la patinoire, s'est vu confier ce volet. Celui-ci a principalement consisté à remplacer l'ancien groupe froid fonctionnant à l'ammoniac par une centrale de 560 kW qui utilise le CO₂ transcritique comme fluide frigorigène. Outre ses caractéristiques thermodynamiques intéressantes, le CO₂ est doté d'un potentiel de réchauffement climatique quasi-nul. Il n'est donc pas concerné par la réglementation F-gaz qui impose une baisse drastique des émissions de gaz à effet de serre. « Pour nous en tant que maître d'ouvrage, un des principaux avantages de recourir à cette solution et au CO₂ était la possibilité de s'affranchir de deux risques à déclarer en installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE) : l'ammoniac

et la tour aéroréfrigérante », souligne Guislain Lours, responsable énergies et fluides à la direction des bâtiments de Fontenay-sous-Bois. En effet, la chaleur fatale générée par les groupes froid était auparavant dissipée par une tour aéroréfrigérante. Désormais, la centrale intègre un dispositif de récupération de chaleur qui, via un échangeur thermique, va alimenter la piscine voisine pour différents besoins (bassins et eau chaude sanitaire). « La sous-station de réseau de la piscine et la salle des machines de la patinoire sont mitoyennes ce qui a facilité le raccordement et diminué grandement les coûts », détaille Cyril Bezet, directeur de zones Centre et Île-de-France chez MCI.

Un pilotage fin

En fonctionnement depuis un an, la nouvelle installation de production de froid est composée de huit compresseurs équipés de variateurs de vitesse. Cinq sont situés sur l'étage



➤ Le nouveau groupe froid de la patinoire dispose d'un système de récupération de la chaleur fatale pour les besoins de la piscine voisine.



➤ La centrale utilise du CO₂ transcritique comme fluide frigorigène ayant un impact environnement quasi-nul.



➤ Un système de supervision et de pilotage à distance permet d'optimiser les réglages de la production de froid.

principale de production et trois sur l'étage intermédiaire, ces derniers étant activés lors de conditions critiques. « Dans le projet, on ne voulait pas dégrader la performance de la production de froid pour produire de la chaleur. Si la puissance de l'équipement est dimensionnée pour des démarrages à des températures extérieures jusqu'à 35 °C, notre système permet d'adapter la production au juste besoin », précise Cyril Bezet. Ce besoin est catégorisé par l'usage du client qui définit lui-même un calendrier hebdomadaire selon les types d'utilisation. Les diverses pratiques (scolaire, artistique, hockey, etc.) requièrent des exigences de glace différentes, avec des régimes de température plus ou moins froids. « Plus la glace est dense et épaisse, plus on consomme de l'énergie, d'où l'importance d'un pilotage fin », précise Guislain Lours. Tous les équipements sont ainsi couplés à un dispositif de suivi énergétique et de pilotage à distance mis en œuvre

par Equans Digital. Et les résultats sont au rendez-vous, avec une baisse d'environ 25 % de la consommation électrique de la patinoire. Des résultats conformes voire supérieurs à ceux définis en amont dans le marché de garantie de performance énergétique. « Avant, il n'y avait aucune data. Désormais, grâce à l'analyse des premières données collectées, la production de froid pourrait être encore

améliorée en optimisant les réglages », estime par ailleurs Cyril Bezet.

Au niveau de la récupération de chaleur, environ 127 MWh, sans tenir compte des pertes et déperditions, ont déjà été délivrés à la piscine. « Des compteurs seront prochainement installés sur les échangeurs des trois bassins et du poste l'ECS ce qui nous donnera la quantité réelle de l'énergie valorisée », conclut Guislain Lours. ●

Clément Cygler

Des CEE mobilisés

Le coût de la rénovation des installations de froid, réalisée entre juin 2021 et août 2022, est estimé à un peu plus de 800 000 euros. De nombreuses fiches de certificats d'économies d'énergie ont été mobilisées : récupération de chaleur sur groupe de production de froid, variateur synchrone à aimant permanent, systèmes de variation de vitesse sur moteur asynchrone, systèmes de régulation sur groupe froid pour BP et HP flottantes. Ces aides vont couvrir environ 25 % de l'investissement. Point important à souligner : Fontenay-sous-Bois a fait le choix de traiter le dossier seule, sans faire appel à un délégataire, en effectuant le dépôt via un groupement de collectivités territoriales.

**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 • www.energie-plus.com
Boutique en ligne : <http://boutique.atee.fr>

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

Pour être répertorié, s'adresser à ERI :

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

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

MÉTHANISATION ET VALORISATION DU BIOGAZ



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

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



Facebook et Instagram : **Biogaz Pro**



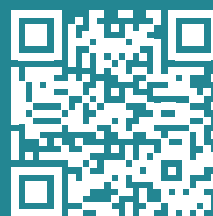
18 OCTOBRE 2023

AURA

**CAP SUR LA DÉCARBONATION
DE L'INDUSTRIE !**

📍 **CCI Formation, Clermont-Ferrand (63)**

**Inscrivez-vous
en scannant
le QR Code**



OSCAR

OPTIMISATION ET SIMPLIFICATION DES CEE
POUR LES ARTISANS DE LA RÉNOVATION

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

La raison d'être du programme OSCAR

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

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

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



in f YouTube

Un programme construit autour de 4 valeurs



L'engagement



La proximité



L'innovation



Le partage

PORTÉ PAR



PARTENAIRES



FINANCEURS

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

PRO-SME_n soutient les entreprises dans la mise en place d'un système de management de l'énergie.

PROGRAMME NATIONAL 2023-2026

**ADOPTÉZ LA NORME ISO 50001 ET
OBTENEZ JUSQU'À 40 000 € DE PRIME !**



POUR QUI ?

Les entreprises industrielles : PME, ETI, grande entreprise, filiale de groupe. Retrouvez toutes les conditions à remplir sur www.pro-smen.org



COMMENT ?

La demande de prime s'effectue en 2 étapes : inscription dans le dispositif avant le 31 décembre 2025 ; puis, demande de prime une fois le certificat ISO 50001 obtenu.



COMBIEN ?

La prime est égale à 20 % des dépenses énergétiques annuelles des sites certifiés, plafonnée à 40 000 €.



www.pro-smen.org

ATEE - PRO-SME_n - PACTE INDUSTRIE

Tour Eve, CS 20067 - 92800 Puteaux tél. : 01 46 56 41 49 - mail : pro-smen@atee.fr

