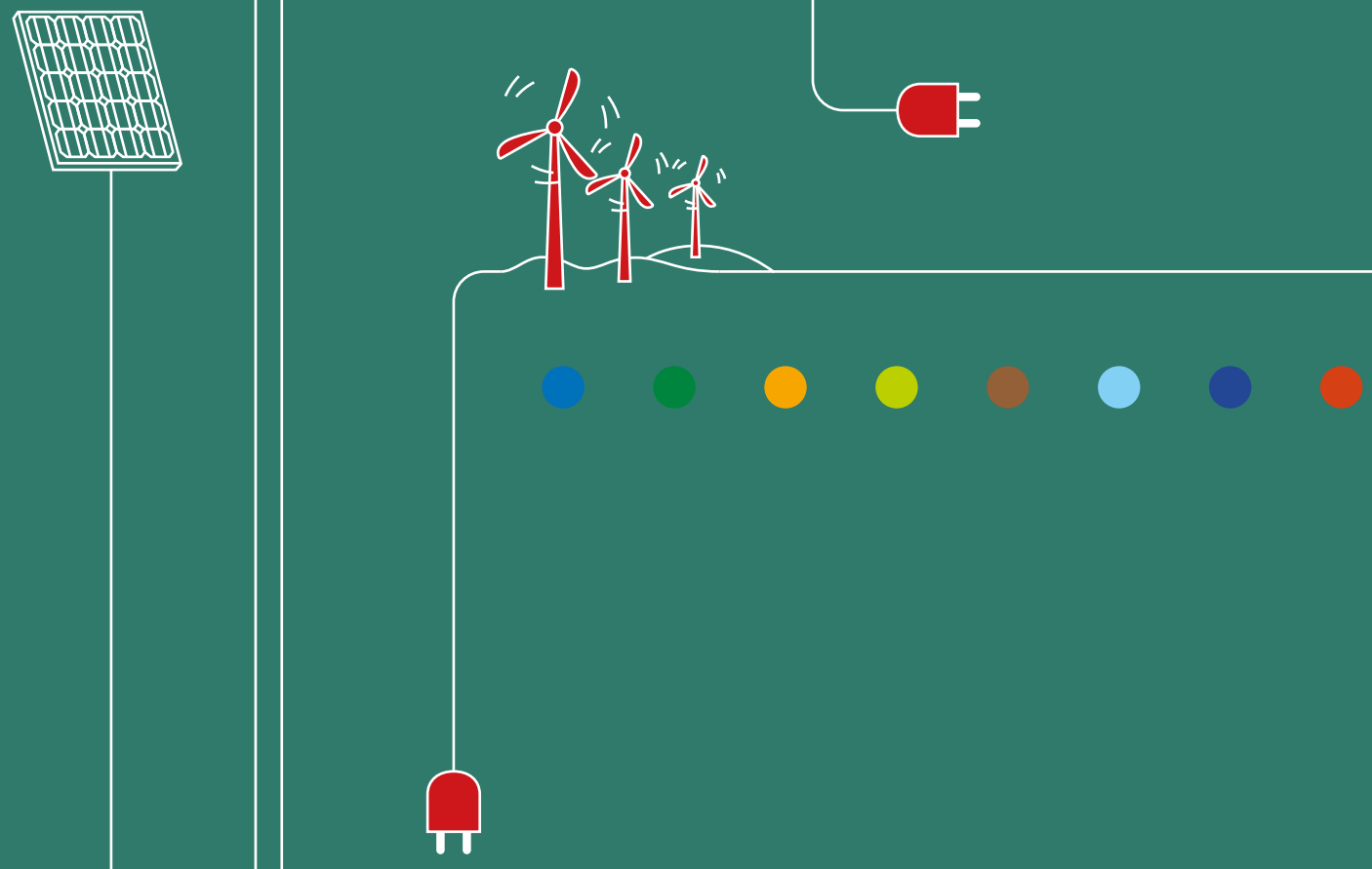
7e édition

LE BAROMÈTRE 2016 DES ÉNERGIES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

Observ'ER



Ce baromètre a été réalisé et édité par Observ'ER.
Il est téléchargeable en format PDF sur :
• www.energies-renouvelables.org
• www.fnccr.asso.fr

Observ'ER

Directeur de la publication : ***Vincent Jacques le Seigneur***
Directrice adjointe : ***Diane Lescot***
Rédacteurs : ***Julien Courtel, Aude Richard et Juliette Talpin*** *sous la direction de* ***Frédéric Tuillé****, responsable des études*
Responsable des produits éditoriaux : ***Romain David***
Secrétaire de rédaction : ***Charlotte de L'escale***
Conception graphique : ***Lucie Baratte****/kaleidoscopeye.com*
Réalisation graphique : ***Alice Guillier***

Le contenu de cette publication n'engage que la responsabilité d'Observ'ER et ne représente pas l'opinion de la FNCCR ni celle de l'Ademe. Celles-ci ne sont pas responsables de l'usage qui pourrait être fait des informations qui y figurent.

Un ouvrage réalisé en partenariat avec la FNCCR et l'Ademe.

FNCCR
SERVICES PUBLICS LOCAUX DE L'ÉNERGIE, DE L'EAU, DE L'ENVIRONNEMENT ET DES E-COMMUNICATIONS

territoire d'énergie

ADEME
Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Energie

AVANT-PROPOS 2
ÉDITO 3

LES FILIÈRES RENOUVELABLES 5
ÉOLIEN 13
PHOTOVOLTAÏQUE 26
HYDRAULIQUE 42
BIOMASSE SOLIDE 54
BIOGAZ 65
DÉCHETS URBAINS RENOUVELABLES 78
GÉOTHERMIE 89
ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES 98
SOLAIRE THERMODYNAMIQUE 111
CONCLUSION 120

PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE 122
LES RÉGIONS À LA LOUPE 143
LEXIQUE ET SOURCES 181

SOMMAIRE

Pour la septième année, Observ'ER réalise son baromètre des énergies renouvelables électriques en France. Toutes les filières renouvelables de production électrique sont analysées à travers un ensemble d'indicateurs et d'informations énergétiques, socio-économiques et industriels.

Pour chacun des secteurs étudiés, ce baromètre propose une lecture dynamique de son développement récent à la lumière des objectifs de puissance et/ou de production supplémentaires à mettre en œuvre au cours des années à venir.

L'ensemble de ces éléments constitue un panorama complet et actualisé de l'état de structuration des secteurs électriques renouvelables en France.

Ce baromètre est disponible en format électronique et il est téléchargeable sur les sites d'Observ'ER et de la FNCCR.

Note méthodologique

Source des données

Ce baromètre propose un ensemble d'indicateurs relatifs à la production d'électricité ainsi qu'aux parcs de production de source renouvelable en France.

Les indicateurs de puissances installées sont issus des données du SOeS (Service de l'observation et des statistiques), d'ERDF (Électricité réseau distribution France pour la partie continentale) et d'EDF SEI (EDF Systèmes énergétiques insulaires). Les données de production d'électricité sont basées sur les chiffres du SOeS et du RTE.

Pour les filières éolienne et photovoltaïque, les résultats de collectes mises en place par Observ'ER, publiés respectivement dans "L'Atlas de l'éolien 2016" (cf. Le Journal de l'Éolien ***n° 20) et dans "L'Atlas du photovoltaïque 2016" (cf.*** Le Journal du Photovoltaïque ***n° 19), ont été utilisés.***

Les indicateurs socio-économiques d'emploi et de chiffre d'affaires sont issus de l'étude diffusée par l'Ademe en 2016 : "Marchés, emplois et enjeu énergétique des activités liées à l'amélioration de l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables".

Les informations publiées dans ce baromètre sont basées sur des données arrêtées à la date du 30 septembre 2016. Les indicateurs repris dans ce travail sont soumis à des consolidations par les organismes qui les élaborent et les diffusent, ils peuvent donc être soumis à correction.

AVANT-PROPOS

Pour la troisième année consécutive, la FNCCR s'associe au baromètre annuel des énergies renouvelables électriques édité par Observ'ER. Cette enquête est une référence unique pour le suivi du développement des énergies renouvelables et la mesure des initiatives des collectivités et autres acteurs du secteur. Un tel observatoire offre à la fois une vision nationale et régionale, à l'image des actions de la FNCCR et de ses collectivités adhérentes. Rassemblées au sein de la FNCCR, les grandes autorités organisatrices des services publics en réseaux d'énergie (métropoles, syndicats d'énergie, conseils régionaux…) bénéficient d'un appui national pour définir et construire des objectifs à atteindre dans le cadre de la transition énergétique. De fait, au niveau local, nos collectivités mettent l'accent sur le développement de projets en collaboration avec les régions, chefs de file de la transition énergétique.

En 2016, de nombreux textes ont été publiés, impactant les politiques énergétiques des collectivités et le développement des énergies renouvelables.
La programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), approuvée par le décret du 27 octobre 2016, constitue un élément essentiel de la transition énergétique. Elle trace, aux horizons 2018 et 2023, les orientations et les actions concrètes pour décarboner et diversifier notre mix énergétique en favorisant la croissance verte. Par ailleurs, le complément de rémunération viendra peu à peu se substituer au contrat d'achat afin de confronter les énergies renouvelables matures au marché.
Les actions des autorités organisatrices des services publics en réseaux d'énergie s'inscrivent précisément dans ces priorités grâce à leur vision coordonnée des trois réseaux : électricité, gaz, chaleur et froid, avec :

- la rationalisation de la consommation d'énergie : conseil en énergie partagée, rénovation des bâtiments, opération mutualisée d'isolations de combles, gestion des certificats d'économie d'énergie… ;
- le développement des énergies renouvelables : études de potentiels des territoires, création des sociétés d'économie mixte… ;
- l'organisation du territoire : projets de réseaux intelligents, appui pour l'élaboration des PCAET, mobilité propre (électricité, gaz, hydrogène).

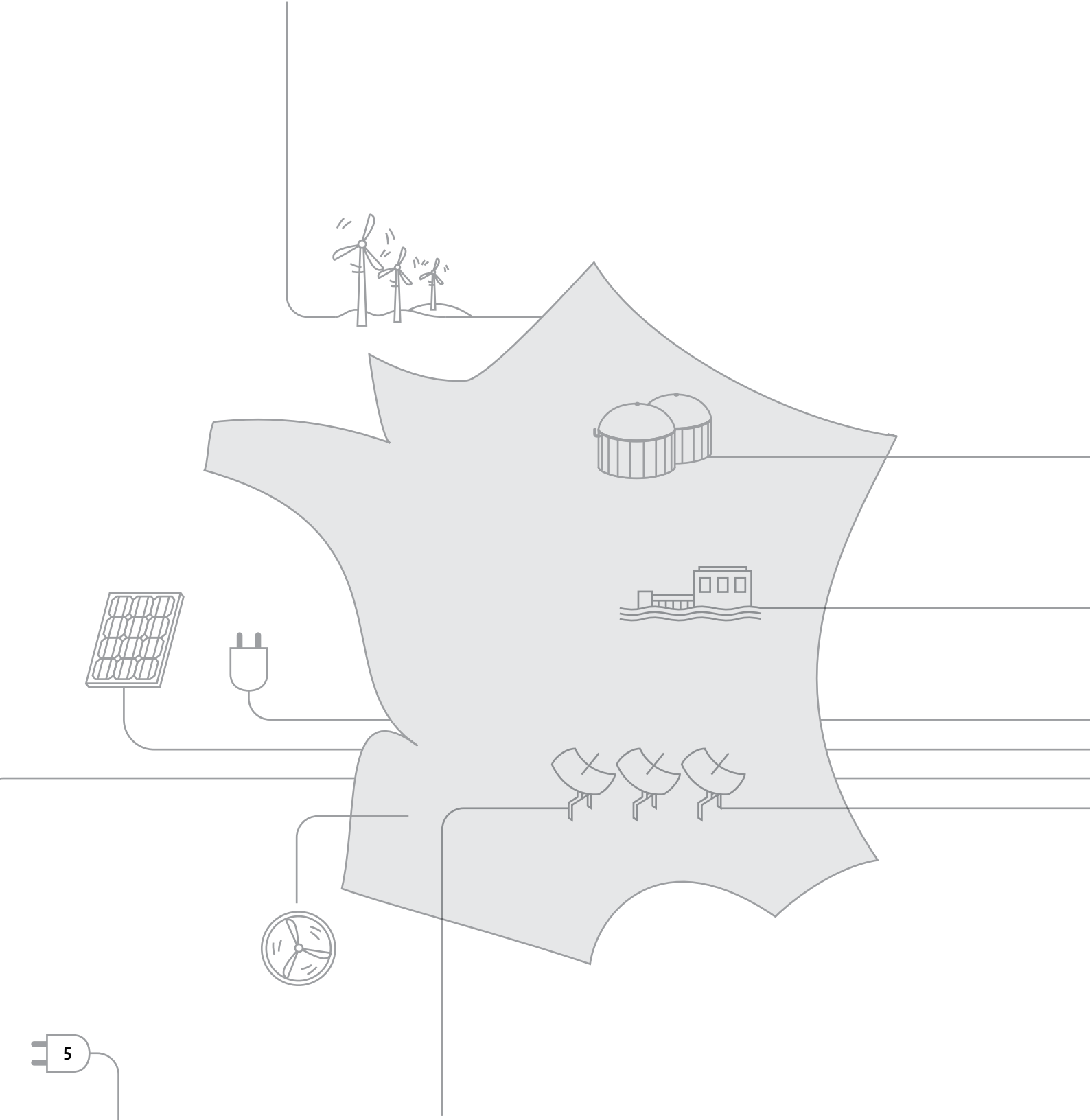
La mutualisation de moyens de nos autorités organisatrices permet aux communes et groupements de toutes tailles de s'impliquer dans la transition énergétique. Ainsi, chaque commune ou groupement de communes dispose de l'expertise, de connaissances spécialisées et d'outils de la part de son syndicat d'énergie ou de sa métropole. Cette mutualisation de

ÉDITO

moyens est d'autant plus pertinente qu'elle s'inscrit dans un contexte de complexification des projets d'énergie renouvelable, notamment avec la mise en place du complément de rémunération.
En témoignent le colloque de novembre 2016 sur l'éco-mobilité au cœur des territoires conduit par la FNCCR et les Rencontres nationales des énergies renouvelables organisées par le Syndicat des énergies renouvelables et l'Ademe, en partenariat avec la FNCCR : ces événements ont mis en avant les réalisations très nombreuses des collectivités dans ce domaine directement lié aux énergies renouvelables. En effet, que ce soit par le développement des infrastructures de recharge des véhicules électriques, l'implantation de stations GNV/bio GNV ou les expérimentations de mobilité hydrogène, tous ces projets garantiront la mobilité la plus efficace et la plus propre possible et offrent un usage supplémentaire des énergies renouvelables en remplacement des carburants fossiles.
À cet effet, la FNCCR et ses adhérents ont créé la marque "Territoire d'énergie" afin de disposer d'une identité commune forte, porteuse de nos valeurs du service public de l'énergie et de nos métiers spécialisés. Cette marque facilitera encore plus la multiplication des projets de transition énergétique sur les territoires.

Dans cette édition du baromètre, vous constaterez que les dynamiques observées en 2015 se poursuivent en 2016, ce qui vient conforter la pertinence des projets des collectivités développés de manière concertée avec l'appui du financement participatif. Je vous souhaite une bonne lecture de cette nouvelle édition et des implications toujours aussi essentielles dans le domaine de la transition énergétique.

Xavier Pintat,
Sénateur de la Gironde, Président de la FNCCR



5

LES FILIÈRES RENOUVELABLES

COMPLÉMENT DE RÉMUNÉRATION, LE NOUVEAU RÉFÉRENT

Depuis début 2016, la majeure partie des nouvelles installations de production d'électricité renouvelable n'a plus accès au dispositif de tarif d'achat qui soutenait les filières électriques depuis plus de dix ans. Toutefois, si le complément de rémunération est devenu l'outil de référence, les arrêtés tarifaires n'étaient toujours pas publiés début décembre 2016.

En France, les bases du nouveau dispositif avaient été posées dès 2014 par la ministre de l'Énergie Ségolène Royal. Suite aux nouvelle lignes directrices tracées par Bruxelles en matière d'énergie, le mécanisme d'obligation d'achat allait devoir céder la place à un outil plus proche du marché.Rapidement, le choix s'est orienté vers un système de vente de l'électricité renouvelable en direct sur les marchés long et court termes (la référence étant l'Epex spot SE) avec un filet de sécurité appelé complément de rémunération.
Après une année 2015 essentiellement passée à affiner et présenter le futur dispositif, tous les professionnels attendaient les décrets d'application officiels initialement annoncés en décembre de la même année. Finalement, cela a été plus long et ce n'est qu'en mai 2016 que les textes sont parus, lançant ainsi officiellement le mécanisme de complément de rémunération, aussi appelé marché + prime. Il est d'ores et déjà annoncé comme transitoire et doit déboucher à terme sur un régime 100 % marché, sans que la date de la bascule soit fixée. L'association marché + prime déjà prévue à l'article 104 de la loi pour la transition énergétique vise, selon le ministère de l'Environnement, à améliorer l'intégration des énergies renouvelables au marché de l'électricité, tout en limitant les risques liés à la volatilité de ses prix.

Le nouveau mécanisme s'applique à pratiquement toutes les filières EnR : hydraulique, photovoltaïque, incinération d'ordures ménagères, biogaz et géothermie. Il peut aussi être adopté par les installations existantes, lorsque l'arrêté tarifaire le prévoit ou lorsque le contrat d'achat arrive à échéance. Restent sous le régime d'obligation d'achat les installations hydrauliques métropolitaines continentales d'une puissance inférieure à 500 kilowatts (12 MW pour la Corse), les installations PV de moins de 100 kWc et les centrales biogaz métropolitaines continentales d'une puissance inférieure à 500 kilowatts (sans limite de puissance dans les Dom et en Corse).
L'éolien devait dans un premier temps être exonéré de la réforme pour une durée pouvant aller jusqu'à huit ans et demi. Ce statut particulier venait du fait que le régime des

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

subventions françaises avait été notifié à la Commission européenne juste avant que les nouvelles directives européennes ne soient adoptées. La filière s'apprêtait néanmoins à rejoindre le nouveau mécanisme de complément de rémunération d'ici deux à cinq ans. C'était sans compter sur un revirement de la Commission européenne. Bruxelles s'est ravisé en considérant le cas de l'éolien français comme contraire à ses lignes directrices en matière d'aides publiques aux énergies renouvelables, et a souhaité voir la situation évoluer au plus vite. Cela a obligé l'administration française à plancher sur un passage anticipé de l'éolien au complément de rémunération (voir filière éolienne, p. 13).

À guichet ouvert ou par appel d'offres

Même sous le régime du complément de rémunération, tous les projets ne seront pas logés à la même enseigne. Pour certains secteurs, la conclusion d'un contrat de complément de rémunération peut se faire directement auprès de l'acheteur obligé (EDF ou les entreprises locales de distribution). Pour d'autres, il faudra forcément en passer par une procédure d'appel d'offres. Le producteur n'aura donc pas le choix et devra s'engager dans la voie qui lui sera assignée. Parmi les installations pouvant prétendre à un complément de rémunération à guichet ouvert (sans procédure d'appel d'offres), on retrouve les sites hydroélectriques d'une puissance comprise entre 500 kW et 1 MW, certaines installations d'incinération de déchets, une partie des centrales biogaz (méthanisation d'eaux usées ou stockage de déchets non dangereux) et les sites géothermiques.
Les autres segments renouvelables relèvent d'appels d'offres. C'est notamment le cas du photovoltaïque à partir de 500 kWc. On comprend donc l'importance de la régularité de ces appels d'offres et de leur programmation sur une longue période pour donner le maximum de visibilité aux professionnels. Le tableau n° 1 présente une synthèse des différents dispositifs de soutien qui s'appliquent aux nouveaux sites renouvelables en France depuis 2016.

De nouvelles incertitudes à gérer mais des opportunités nouvelles d'activité

Sur plusieurs aspects, le nouveau mécanisme de soutien est comparable à celui des obligations d'achat. Il se matérialise par un contrat entre EDF et un producteur, d'une durée de validité de 15 à 20 ans selon les filières. Il y a cependant des éléments nouveaux qui sont introduits dans l'équation et qui sont autant d'incertitudes à gérer pour les producteurs. Les acteurs vont devoir désormais composer avec la volatilité des prix de l'électricité et l'intégration des marchés de capacités (voir encadré p. 9).

L'une des conséquences collatérales craintes par les professionnels suite à l'ajout de ces aléas est de voir une modification de l'attitude des financeurs (et notamment des banques) vis-à-vis de leurs projets. Comment vont réagir les banques qui, selon les filières, ont mis des années avant d'être à l'aise avec le dispositif de tarifs d'achat ? Une augmentation des taux d'intérêts des emprunts aurait des conséquences lourdes sur la rentabilité des réalisations. Ce phénomène impacterait alors surtout les PME et serait moins ressenti par les gros opérateurs. Cependant, la montée en puissance du marché dans l'univers des EnR peut

Tabl. n° 1

Synthèse des dispositifs d'aide pour les nouveaux sites renouvelables français à partir du 1er janvier 2016

Source : Observ'ER 2016

	Complément de rémunération sur appel d'offres	Complément de rémunération à guichet ouvert	Tarifs d'achat garantis à guichet ouvert (sauf mention)
Biogaz	Sites de méthanisation (agricole, territoriale, d'ordures ménagères, etc.) de plus de 500 kW	Sites de type Step et ISDND de plus de 500 kW	Sites de méthanisation en France continentale d'une puissance inférieure à 500 kW (sans limite de puissance dans les Dom et en Corse)
Photovoltaïque	Sites d'une puissance supérieure à 500 kWc		Sites d'une puissance inférieure à 100 kWc Sites d'une puissance comprise entre 100 et 500 kWc (sur appel d'offres)
Éolien			L'ensemble des nouveaux sites, sans seuil de puissance
Incinération		Sites d'incinération de déchets urbains renouvelables en métropole continentale d'une puissance supérieure à 500 kW	Sites d'incinération de déchets urbains renouvelables d'une puissance inférieure à 500 kW (sans limite de puissance dans les Dom et en Corse)
Hydraulique	Installations hydrauliques en métropole continentale d'une puissance supérieure à 1 MW	Installations hydrauliques en métropole continentale d'une puissance comprise entre 500 kW et 1 MW	Installations hydrauliques métropolitaines continentales d'une puissance inférieure à 500 kW (12 MW pour la Corse)
Géothermie		Sites de production d'électricité à partir de géothermie en métropole continentale de plus de 500 kW	
Biomasse solide	Sites sélectionnés dans le cadre des appels d'offres de la CRE		
EMR			L'ensemble des nouveaux sites, sans seuil de puissance
Solaire thermodynamique	Sites sélectionnés dans le cadre des appels d'offres de la CRE		

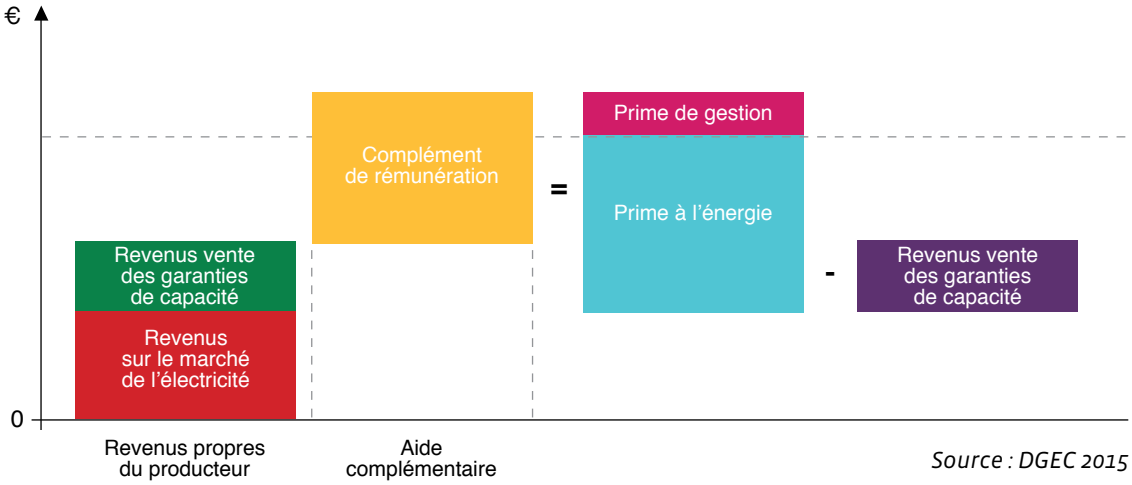
également être synonyme d'opportunité. Dans ce nouveau contexte, l'optimisation des projets sera davantage recherchée, afin de pouvoir bénéficier des meilleures conditions de vente de l'électricité sur les marchés. Cet impératif peut aussi être un aiguillon et stimuler la R&D sur les technologies de stockage, devenues encore plus stratégiques : en permettant de vendre au

Le principe général de calcul du complément de rémunération

La DGEC a établi une formule mathématique qui définit le soutien financier qui compensera l'écart entre le prix de l'électricité et les revenus qui seront versés aux opérateurs des sites renouvelables. Dans les projets d'arrêtés tarifaires publiés fin octobre 2015, le complément de rémunération était présenté selon la formule suivante :

CR = (T – Mo + Pgestion) – Nbcapa.Prefcapa

Le complément de rémunération est composé d'une prime à l'énergie représentée par un tarif de référence (T dans la formule) établi pour chacune des filières. Assimilable aux tarifs d'obligation d'achat, il fixe le maximum du complément qui sera apporté aux producteurs. À cela, on soustrait Mo, le prix de marché de référence, qui lui est égal à la moyenne arithmétique sur l'année civile des prix spots horaires positifs ou nuls constatés sur la Bourse de l'électricité Epex Spot SE pour la zone France.



Source : DGEC 2015

À cela s'ajoute une prime de gestion qui vise à couvrir les coûts de commercialisation des producteurs EnR pour vendre leur électricité sur le marché. Cela concerne notamment le coût de l'intermédiaire, qui a ses propres frais et qui ne reversera au producteur qu'une partie de la rémunération obtenue sur le marché. Dans les projets d'arrêtés d'octobre 2015, cette prime de gestion pour les quatre filières était fixée à 2 €/MWh. Dans le projet d'arrêté éolien de novembre 2016, elle était de 4 €/MWh pour les cinq premières années du contrat et de 3 €/MWh pour la durée restante.
La dernière partie du complément est la prise en compte des éventuels revenus de ventes de garanties de capacités (Nbcapa est le nombre normatif de garanties de capacités en MW et Prefcapa est le prix de marché de la capacité). Les producteurs peuvent vendre ces garanties aux fournisseurs d'énergie, qui doivent prouver qu'ils détiennent des droits de réservation de puissance pour couvrir les pointes de consommation annuelles. Dernier point à noter, les tarifs de référence intègrent un mécanisme de dégressivité automatique. Le dispositif le plus simple est de 0,5 % par trimestre à compter du 1er juillet 2016 (exemple : biogaz sur Step et ISDND). D'autres sont plus complexes et tiennent compte de l'évolution de la puissance du parc national (géothermie).

moment opportun, elles réduiront les incertitudes évoquées précédemment.
Autre champ d'activité qui est appelé à se développer, celui des agrégateurs. Sur le marché de l'électricité, leur rôle est celui d'un intermédiaire professionnel qui fédère un groupe d'acteurs cherchant soit à acheter soit à vendre de l'énergie en commun pour profiter ainsi d'un meilleur prix. En matière d'énergie renouvelable, l'activité d'agrégation est délicate, car il faut à la fois bien combiner les diverses sources afin que leur foisonnement constitue une offre globale régulière, et bien évaluer la consommation pour pouvoir vendre les kilowattheures verts au meilleur moment. Dans le schéma du complément de rémunération, un agrégateur peut être un partenaire utile pour des petits producteurs EnR qui n'ont pas l'expérience du marché.

En France, ces profils sont apparus en 2012 avec la fin des contrats d'achat de la petite hydroélectricité. Aujourd'hui, les agrégateurs français gèrent 1 GW de capacité de production, dont près de 600 MW viennent de l'hydroélectricité et environ 400 MW de l'incinération. Il ne devrait cependant pas y avoir une ruée soudaine sur cette nouvelle activité. Le dispositif de complément de rémunération va concrètement s'appliquer aux projets qui ont bouclé leur demande de raccordement en 2016 et qui délivreront leurs premiers kilowattheures au mieux vers fin 2017. La quantité d'électricité renouvelable disponible à l'achat pour les agrégateurs devrait croître progressivement au cours des prochaines années.

Pour les professionnels, la prochaine étape est désormais la publication des arrêtés tarifaires filière par filière, qui fixeront les tarifs équivalents (TE, qui additionnent le produit de la vente sur le marché et la prime) et le niveau de la prime de gestion. Ces arrêtés devaient arriver durant l'été 2016, mais à fin novembre ils n'étaient toujours pas officiels. Ces textes sont évidemment très attendus par l'ensemble des acteurs renouvelables, car ils conditionnent le montage financier des nouveaux projets et la contractualisation avec les agrégateurs, qui doivent placer leur service dans l'équilibre financier du dispositif des compléments de rémunération. ●

3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Sven Roesner,** directeur de l'Ofate (Office franco-allemand pour la transition énergétique)

1 Comment a été perçue l'arrivée du complément de rémunération par les acteurs allemands ?

Le dispositif de complément de rémunération a été introduit en Allemagne pour la première fois en 2012. Pendant dix-huit mois, les acteurs ont pu tester cette modalité en ayant la possibilité, à chaque instant, de revenir au tarif d'obligation d'achat pour éventuellement revenir ensuite au complément de rémunération, et cela de manière illimitée. Le système était très souple et cela a permis un apprentissage en douceur du mécanisme. Le résultat a été impressionnant car, après une période de six mois, pratiquement 85 % de la capacité renouvelable électrique allemande avaient sauté le pas, notamment tout le secteur éolien. En 2014, le système est devenu obligatoire pour toutes les nouvelles installations de plus 500 kW puis, en 2016, pour tous les sites de plus de 100 kW.

Avec le recul, on peut dire que le passage a été réussi, car il n'y a pas eu de cassure dans les rythmes de développement des filières. L'éolien a fait plus de 6 GW en 2014 et 2015, alors qu'il est entièrement sous le dispositif de complément de rémunération. Du côté des financiers, même si des craintes ont été exprimées au début et pouvaient laisser croire à un resserrement des conditions de financement, cela n'a visiblement pas eu d'impact critique sur la conjoncture du secteur. Aujourd'hui, l'ensemble des acteurs est familier du dispositif.

2 Avec le recul, quels ont été les points clés de la mise en place du mécanisme marché + prime en Allemagne ?

Les dix-huit premiers mois ont été importants car ils ont constitué une période de test durant laquelle les acteurs n'ont pas eu de pression. De plus, le dispositif était assorti d'une prime de gestion élevée, de 12 € par MWh. Même si elle a ensuite été dégressive, elle a rassuré les professionnels. Autre élément qui a eu un rôle d'assurance important, l'introduction dans le dispositif, comme c'est le cas en France, d'un acheteur en dernier recours en cas de défaillance de l'agrégateur ou d'un éventuel acheteur de l'énergie. Finalement, cela a surtout eu un rôle psychologique car, depuis 2012, on ne recense qu'un seul cas de faillite d'agrégateur, et l'offre existante et la concurrence féroce que se livrent ces acteurs font qu'il n'est pas difficile d'en trouver un autre à des tarifs compétitifs.

3 Comment les acteurs allemands perçoivent-ils aujourd'hui le marché français des renouvelables ?

La loi sur la transition énergétique a changé les choses. Les sociétés allemandes qui s'étaient un peu éloignées du marché français suite à certains changements de

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

contexte, notamment au lendemain du moratoire posé à la filière photovoltaïque début 2011, semblent aujourd'hui voir ce marché comme un des plus intéressants. Il y a un nouvel intérêt pour la France. Les objectifs ambitieux de la PPE pour plusieurs secteurs sont interprétés comme des signaux très positifs qui aiguisent logiquement l'appétit des professionnels allemands. Banquiers, développeurs de projet, fonds d'investissement… nombreuses sont les sociétés à se renseigner sur le contexte français et à se rapprocher. C'est aussi le cas pour les agrégateurs de production, qui arrivent avec leur expérience. Le marché français des énergies renouvelables reste très intéressant en termes d'opportunités et il attire les investisseurs et les entreprises allemandes. ●

Parc éolien du Chemin d'Ablis – Yvelines (île-de-France)

Marc Didier

Avec près de 11,2 GW de puissance installée, 21 TWh d'électricité produite et plus de 14 000 emplois, l'éolien confirme le retour de son dynamisme et son rôle de relais de croissance dans les territoires. Pourtant, la filière doit sans cesse se réinventer et prépare activement son passage vers le complément de rémunération, qui interviendra dès 2017.

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée à fin septembre 2016

11 166 MW

Production électrique en 2015

21 343 GWh

Objectif 2018

15 000 MW

Objectif 2023

Option basse

21 800 MW

Option haute

26 000 MW

Emplois directs dans la filière fin 2015

14 470

Chiffre d'affaires de la filière en 2015

2 905
millions d'euros

FILIÈRE ÉOLIENNE

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Une croissance à préserver

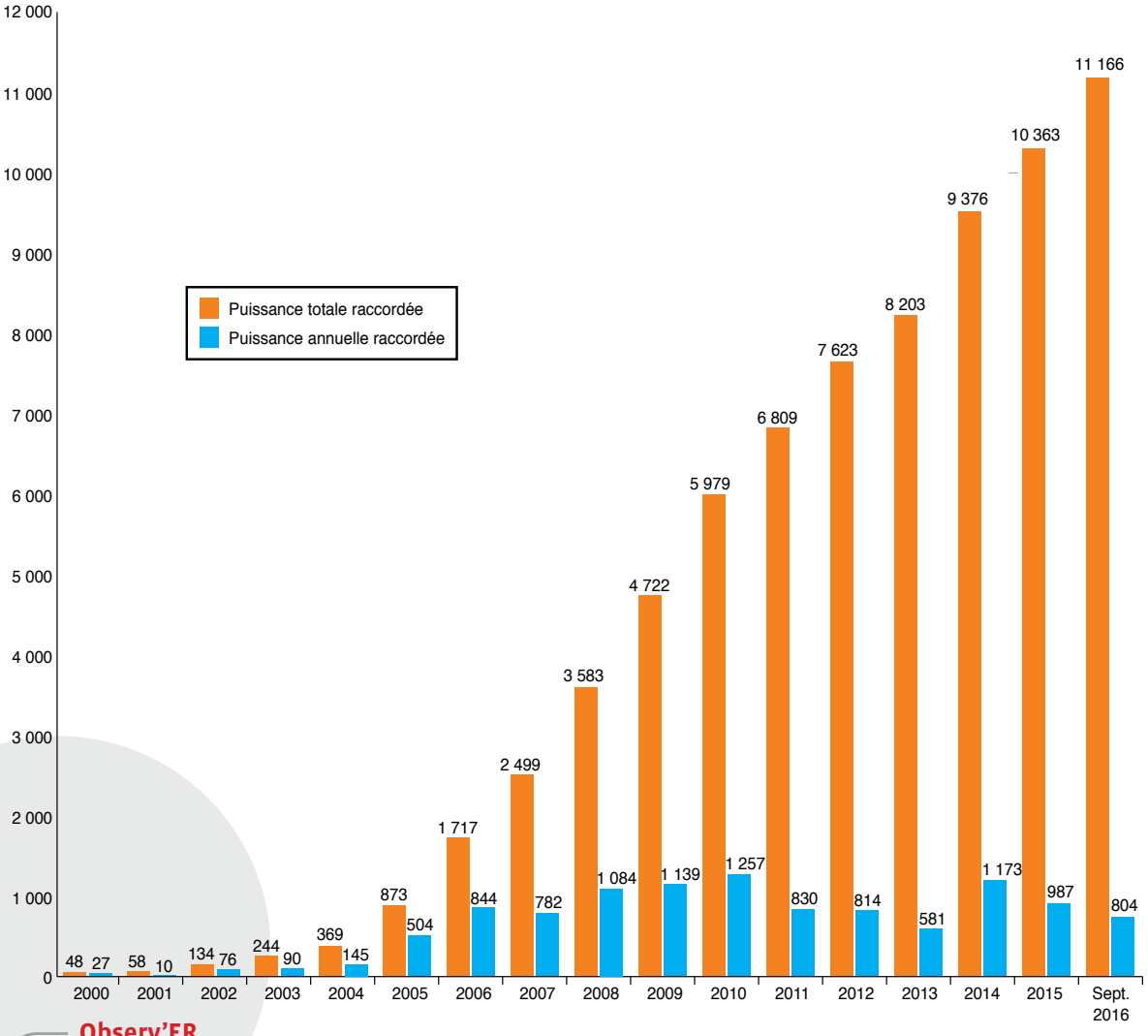
Les signes de croissance de l'éolien français observés en 2014 et 2015 ont été confirmés en 2016. Avec 804 MW de mieux au cours des neuf premiers mois, la croissance du parc affiche une hausse par rapport au rythme des trois premiers semestres de 2015 (125 MW de mieux). À fin septembre 2016, le parc de puissance totale raccordée s'établit à 11 166 MW, ce qui en fait le quatrième à l'échelle européenne. Projetée sur le second semestre, la tendance actuelle devrait permettre de clôturer l'année avec un volume total de l'ordre de 1 100 MW. Ce serait ainsi la troisième année consécutive qui s'achèverait avec environ 1 GW supplémentaire raccordé. Si cela se confirmait, la France devrait se situer à la deuxième ou troisième place européenne en matière de marché annuel éolien.

Avec ces bons résultats, le sévère ralentissement des années 2011-2013 s'éloigne un peu plus. Les complexités du cadre réglementaire national, qui étaient en partie

Graph. n° 1

Évolution de la puissance éolienne raccordée depuis 2000 en MW

Source : Observ'ER d'après données SOeS



à l'origine des difficultés de la filière, ont été notablement levées par le profond travail entrepris par les professionnels et le gouvernement. Même si tout n'a pas été encore fait en matière de rationalisation du traitement administratif des dossiers, la suppression des zones de développement éolien, l'annulation du seuil de cinq mâts pour la construction d'un parc et la mise en place d'une procédure d'autorisation unique ont permis le retour d'une meilleure fluidité. Le secteur a également tiré les bénéfices de la sécurisation du tarif d'achat réglementé, suite au recours lancé en mars 2012 par une association hostile à la filière qui visait à annuler l'arrêté tarifaire du 17 novembre 2008, au motif qu'il s'agit d'une aide d'État non notifiée par la Commission européenne[1].

Toutefois, le rythme actuel reste insuffisant pour atteindre les objectifs qui ont été assignés à la filière dans le cadre de la PPE (programmation pluriannuelle de l'énergie) nationale publiée le 28 octobre 2016. Le parc installé doit en effet atteindre 15 GW d'ici à fin 2018 puis, entre 21,8 GW et 26 GW à l'horizon 2023. Pour y parvenir, c'est plus de 1,8 GW qui devrait être raccordé chaque année, et ce dès 2017. Cela représenterait un rythme annuel moyen jamais atteint par la filière en France.

Complément de rémunération, la réforme se dessine pour l'éolien

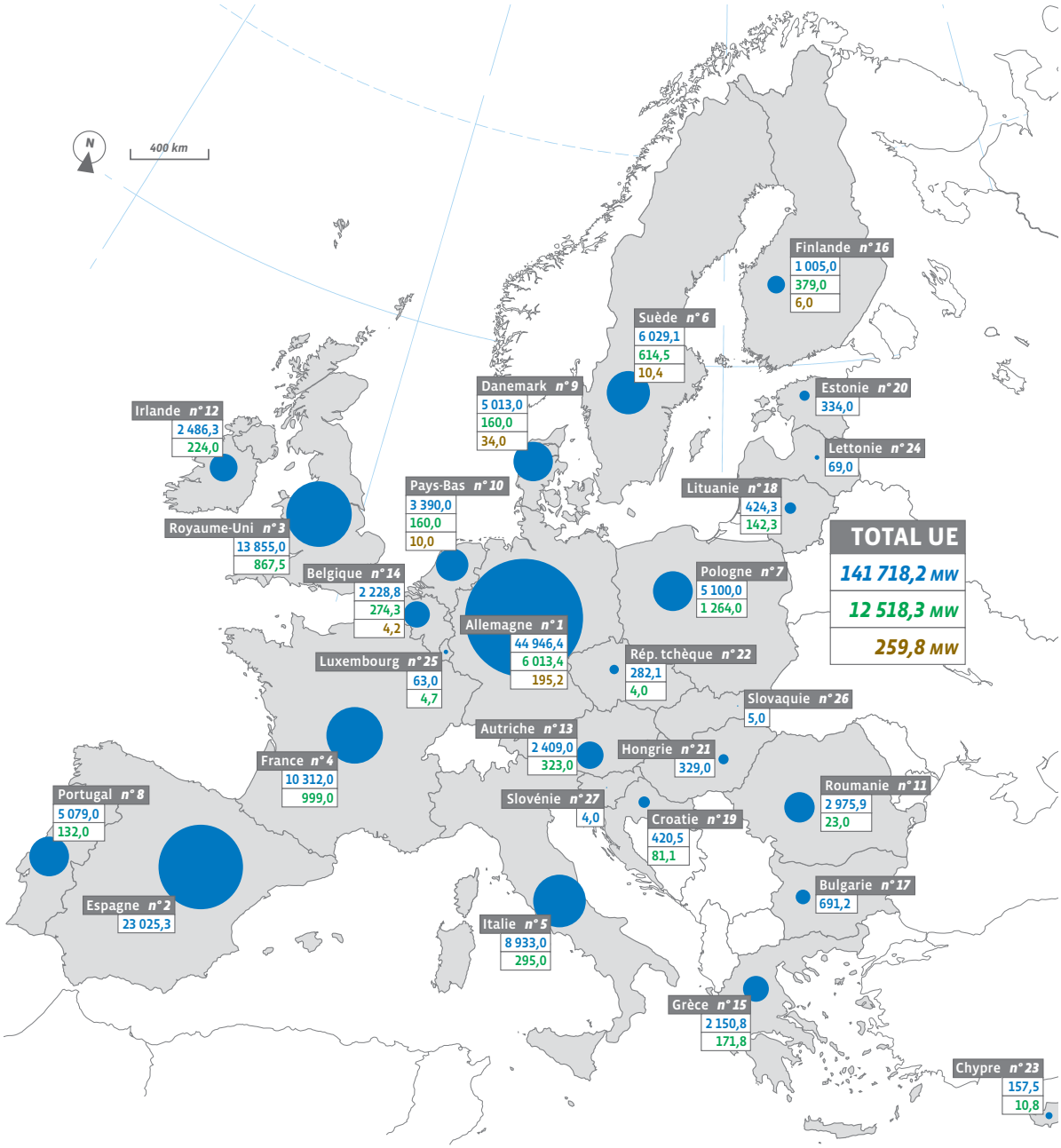
Au-delà des bons résultats de 2016, l'année a été marquée par des annonces qui ont rappelé la fragilité de la dynamique actuelle. Il y a deux ans, alors que l'ensemble des énergies renouvelables électriques s'organisait pour passer à partir du 1er janvier 2016 vers un régime de complément de rémunération, une vente sur le marché de gros complétée par une prime versée par l'Etat[1], l'éolien pensait pouvoir disposer d'un délai supplémentaire pouvant théoriquement s'étendre jusqu'en 2023. En effet, la France ayant tardivement notifié son système de soutien à la filière auprès de la Commission européenne, cela lui octroyait un sursis, et les professionnels tablaient sur un abandon définitif des tarifs d'achat à fin 2018.
La situation a cependant totalement changé avec le revirement de la Commission européenne. Bruxelles s'est ravisé en considérant le cas de l'éolien français comme contraire à ses lignes directrices en matière d'aides publiques aux énergies renouvelables et a souhaité voir la situation évoluer au plus vite. Cela a obligé l'administration française à plancher sur un passage anticipé de l'éolien au complément de rémunération.
Les changements de cadre réglementaire ont fait apparaître le schéma suivant. Les parcs dont la demande complète d'aide a été envoyée avant le 31 décembre 2015 seront mis en service sur la base de l'arrêté tarifaire de 2014, c'est-à-dire qu'ils devraient encore pouvoir bénéficier du tarif d'achat. En revanche, les parcs qui ont bouclé leur demande après le 1er janvier 2016 seront soumis au régime de complément de rémunération. L'arrêté tarifaire les concernant a été fixé à 72 €/MWh plus une prime de gestion de 2,8 €/MWh. Un niveau en deçà de ce que souhaitait les professionnels du secteur, notamment à travers les préconisation
À partir de 2017, deux mécanismes seront en place. Les parcs de moins de six mâts vont pouvoir bénéficier d'un complément de rémunération en "guichet ouvert",

1. *Voir* Le Baromètre 2015 des énergies renouvelables électriques en France.

Carte n° 1

Puissance éolienne installée dans l'Union européenne à fin 2015 (en MW)

Source : EurObserv'ER 2016



141 718,2 **Puissance cumulée installée dans les pays de l'Union européenne à fin 2015 (en MW)**

12 518,3 **Puissance installée durant l'année 2015 dans les pays de l'Union européenne (en MW)**

259,8 **Puissance mise hors service durant l'année 2015 (en MW)**

**Départements d'outre-mer non inclus pour la France.*

comme le prévoient les lignes directrices européennes. L'électricité produite devra être commercialisée sur le marché, mais les producteurs bénéficieront d'un revenu sécurisé, puisqu'un tarif équivalent a été fixé par les pouvoirs publics. Au-delà de six machines, les parcs souhaitant bénéficier d'un complément de rémunération devront être sélectionnés par appel d'offres. Le 12 décembre 2016, la commissaire européenne chargée de la politique de concurrence, Mme Margrethe Vestager, a annoncé avoir approuvé les mécanismes français de soutien aux énergies renouvelables électriques pour quatre filières dont l'éolien. Cette décision, esperée depuis plusieurs mois, à rassuré les professionnels qui n'attendaient plus que la publication au Journal officiel.

L'ÉOLIEN, UN RELAIS DE CROISSANCE POUR LES RÉGIONS

Avec le nouveau découpage régional français, la région Grand Est devient le territoire le mieux doté en puissance éolienne avec 2 672 MW à fin septembre 2016. Viennent ensuite les Hauts-de-France avec 2 575 MW. Ces deux premières régions représentent 75 % du parc total national. Pour les autres

Une cartographie inédite des vents inédite proposée par l'Ademe

Afin d'accompagner les collectivités dans leur intégration de l'éolien dans leur politique énergétique et leur planification territoriale à moyen et court termes, l'Ademe a développé un outil de cartographie du potentiel éolien local qui s'applique à la France métropolitaine, la Guadeloupe, la Martinique et la Nouvelle-Calédonie.
Cette nouveauté se présente sous la forme d'un site Internet qui permet d'évaluer le potentiel local à partir d'une carte de France. Il présente les vitesses des vents à différentes hauteurs et des indicateurs permettant de quantifier les variabilités de court et de moyen termes. Il est notamment possible d'obtenir pour chaque lieu un tableau d'estimation des productibles bruts d'une éolienne de 1 MW selon six hauteurs de rotor (de 60 à 120 m, par paliers de 20 m) et trois toilages (faible, moyen et fort).
L'objectif est d'attirer au maximum l'attention des collectivités sur les gisements existants, tout en insistant sur le fait qu'au niveau régional, le réseau électrique n'a aucune difficulté à intégrer la production éolienne. Le foisonnement des sites de production sur l'ensemble du territoire et les capacités d'anticipation du gestionnaire de réseau font plus que pallier l'aspect intermittent de cette énergie. Même si le vent local peut être difficile à prévoir, l'expérience du gestionnaire de réseau montre qu'à l'échelle régionale se produit un effet de lissage des variabilités de la production, appelé foisonnement, qui permet d'assurer une bonne gestion de l'équilibre entre l'offre et la demande d'électricité. En conséquence, l'Ademe estime qu'au stade de développement actuel, la production éolienne ne nécessite pas de centrales thermiques de réserve supplémentaires. La question ne devrait pas se poser tant que la capacité éolienne installée ne dépassera pas 20 000 MW.
L'outil est consultable à partir de l'adresse : www.windatlas.ademe.fr

Repowering : un marché qui commence à se définir

Si peu de parcs éoliens français sont arrivés au bout de leur cycle d'exploitation, la question de l'allongement de leur durée de vie commence à être anticipée par les professionnels. Cela peut signifier le changement de certaines pièces, le remplacement complet d'une machine (revamping) voire la reconception totale d'un parc (repowering).

Ces opérations présentent de nombreux avantages. Alors que l'exploitation de nouveaux sites demande la réalisation de nombreuses études pour en évaluer le potentiel, le prolongement de la durée d'un parc existant permet de s'appuyer sur un ensemble de données déjà présentes sur les ressources disponibles et profite des infrastructures en place : accès, poste de livraison, raccordement. Pour WindEurope, l'association éolienne européenne, c'est un système gagnant-gagnant : le remplacement des vieilles turbines par des machines au rendement plus élevé permet « d'exploiter une plus grande quantité d'énergie avec une moindre utilisation des terres et donc un impact visuel moins important pour les riverains. Les citoyens sont déjà habitués à la présence de ces parcs éoliens, ce qui signifie que les projets de repowering peuvent être plus facilement acceptés localement ». ***Enfin, ces opérations permettent de préserver les emplois locaux et de fournir aux municipalités des revenus constants sous la forme d'impôts locaux sur les parcs éoliens en exploitation, note l'association.***

En France, un flou réglementaire existe autour de ces opérations. Rien n'est clairement précisé quant au traitement des travaux de repowering dans le cadre des deux dispositifs auxquels doivent, jusqu'à présent, se plier les sites : l'obtention du permis de construire et la procédure d'installation classée (ICPE) pour l'autorisation d'exploitation. Pour pallier cette situation, le ministère de l'Environnement a élaboré fin octobre 2016 une doctrine d'instruction permettant des évolutions techniques importantes des parcs sans avoir à reconduire l'ensemble de la procédure d'autorisation. Cette doctrine, qui peut s'apparenter à des lignes directrices, va être publiée sous la forme d'une circulaire technique aux services de l'État.

Le sujet est encore neuf pour le marché français. Cependant, au tournant de la prochaine décennie, les premiers parcs français auront une quinzaine d'années et le repowering deviendra une composante importante de l'activité de la filière.

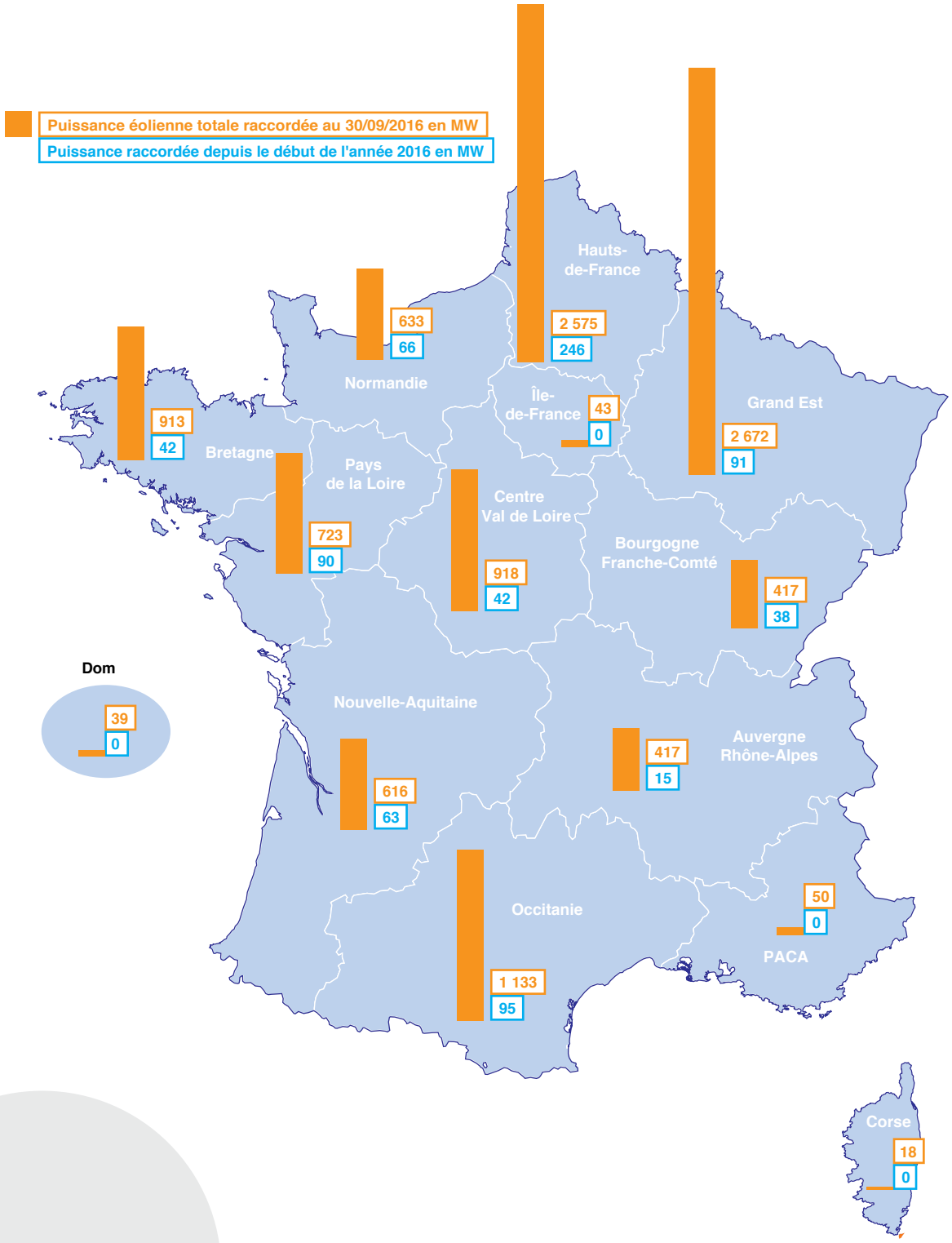
régions, les puissances raccordées sont réparties de façon relativement équilibrée, hormis pour l'Île-de-France, la Corse, Paca et les DOM, qui disposent chacun de moins de 50 MW. Les plus fortes progressions de puissance depuis le début de l'année 2016 sont à mettre au crédit des Hauts-de-France, avec 246 MW, soit 31 % des nouvelles capacités raccordées. Dans les autres régions, les puissances additionnelles s'échelonnent entre 15 et 95 MW, cependant sans aucune nouvelle installation dans les quatre régions les moins développées.

La cartographie des sites illustre les spécificités des différents territoires. Dans la partie Nord de la France se situent les régions

Carte n° 2

Cartographie de la filière éolienne en France

Source : SOeS 2016



qui ont les plus grosses capacités installées, mais avec des gisements inférieurs à ceux que l'on peut trouver dans les régions de la partie Sud du pays. Les régions ayant le meilleur ratio de production par MW installé sont celles du bassin méditerranéen, mais compte tenu des contraintes environnementales et de la présence de zones montagneuses, les sites exploitables sont moins nombreux.

La dimension régionale de la filière est l'occasion de rappeler son rôle économique local. Avec l'éolien, une collectivité perçoit des revenus à plusieurs niveaux. Sur le plan fiscal, avec la cotisation foncière des entreprises, la cotisation sur la valeur ajoutée des entreprises ou l'imposition forfaitaire sur les entreprises de réseaux. Ces sommes sont reversées (parfois pour la totalité) aux communes sur lesquelles sont implantées les machines, mais également au département et à la région. D'une façon générale, le bloc communal et le département reçoivent chacun du centre des impôts local une somme de l'ordre de 7 000 euros par MW installé et par an. Pour information, les éoliennes installées actuellement en France ont une puissance de 2 à 3 MW.
La location des terrains est également une source de revenus. Ils sont perçus par la commune, s'il s'agit d'un terrain communal, ou par le propriétaire du terrain, s'il s'agit d'un terrain privé. Les ordres de grandeur sont de 2 000 à 3 000 euros par MW et par an. L'éolien peut donc bien être un relais de croissance pour les territoires, à condition d'être bien renseigné. Sur le sujet, il est utile de noter que l'association Amorce a réalisé plusieurs guides destinés à accompagner les collectivités tout au long d'un projet éolien qui se présente à elles ou qu'elles souhaitent elles-mêmes développer. Parmi ces documents figure notamment un guide sur les ressources fiscales pour les collectivités accueillant des parcs éoliens (voir la partie "Quelques sites pour aller plus loin").

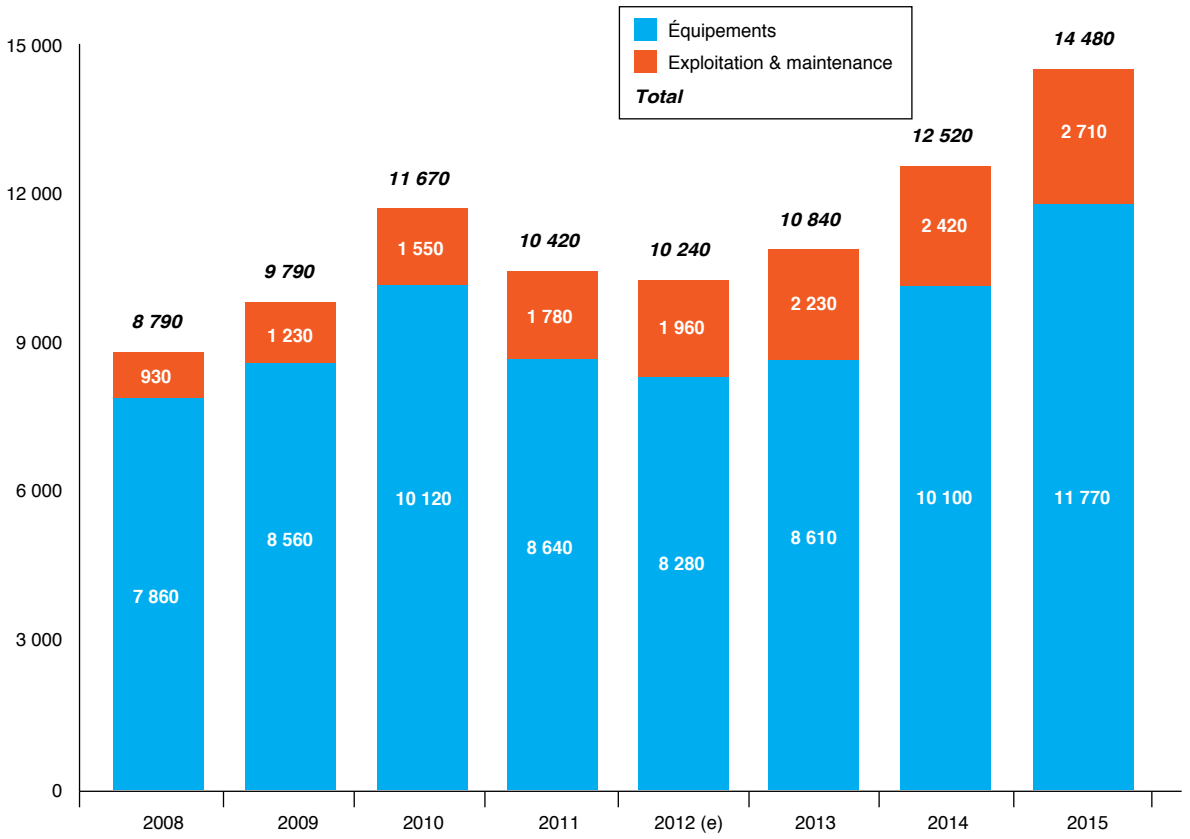
2 000 emplois créés en 2015

En parallèle aux MW installés et à l'énergie délivrée, l'éolien français, ce sont aussi des emplois et de l'activité économique. Selon le syndicat France énergie éolienne (FEE), 1 950 postes supplémentaires ont été créés par les 790 entreprises de la filière française en 2015. Le total des emplois directs équivalent temps plein est estimé à 14 470, un chiffre en hausse de 15,6 % par rapport à 2014. Depuis 2008, les effectifs ont progressé de près de 65 %.
Ces emplois sont répartis de façon assez équilibrée sur l'ensemble de la chaîne de valeur, qui va de la fabrication des composants (mâts, rotors, systèmes de frein, pales, nacelles, composants électriques, électronique de puissance) à l'aménagement des sites ou la connexion au réseau électrique. Ce sont les secteurs de l'ingénierie et de la construction qui enregistrent les augmentations les plus significatives, avec une hausse de plus de 50 % de leurs effectifs en deux ans. Ainsi, le mouvement observé depuis 2014 d'un glissement des emplois des secteurs de "l'étude et développement" vers les activités industrielles se confirme.
La carte n° 3 montre la répartition des emplois sur le territoire métropolitain. Les grands bassins traditionnels d'emploi (Île-de-France, Rhône-Alpes, Hauts-de-France) regroupent un peu moins de 50 % des postes de la filière.
La répartition est logiquement corrélée à l'activité industrielle des différentes régions, mais elle est également marquée par un

Graph. n° 2

Nombre d'emplois directs en équivalent temps plein dans le secteur de l'éolien en France

Sources : Ademe pour les données de 2008 à 2012. FEE - BearingPoint pour 2013 à 2015



(e) : estimé

effet "sièges sociaux" avec une concentration d'emplois administratifs et de direction en Île-de-France. En Auvergne-Rhône-Alpes, ce sont les activités industrielles de fabrication de composants qui sont les plus représentées (environ 45 % des emplois). Dans le nord du pays (Hauts-de-France), ce sont les activités d'ingénierie et l'exploitation des parcs qui comptent le plus d'employés.

Si on passe à un niveau plus local, l'implantation d'un projet éolien génère de l'activité pour un tissu d'acteurs industriels de type

Tabl. n° 1

Structuration de la filière éolienne française

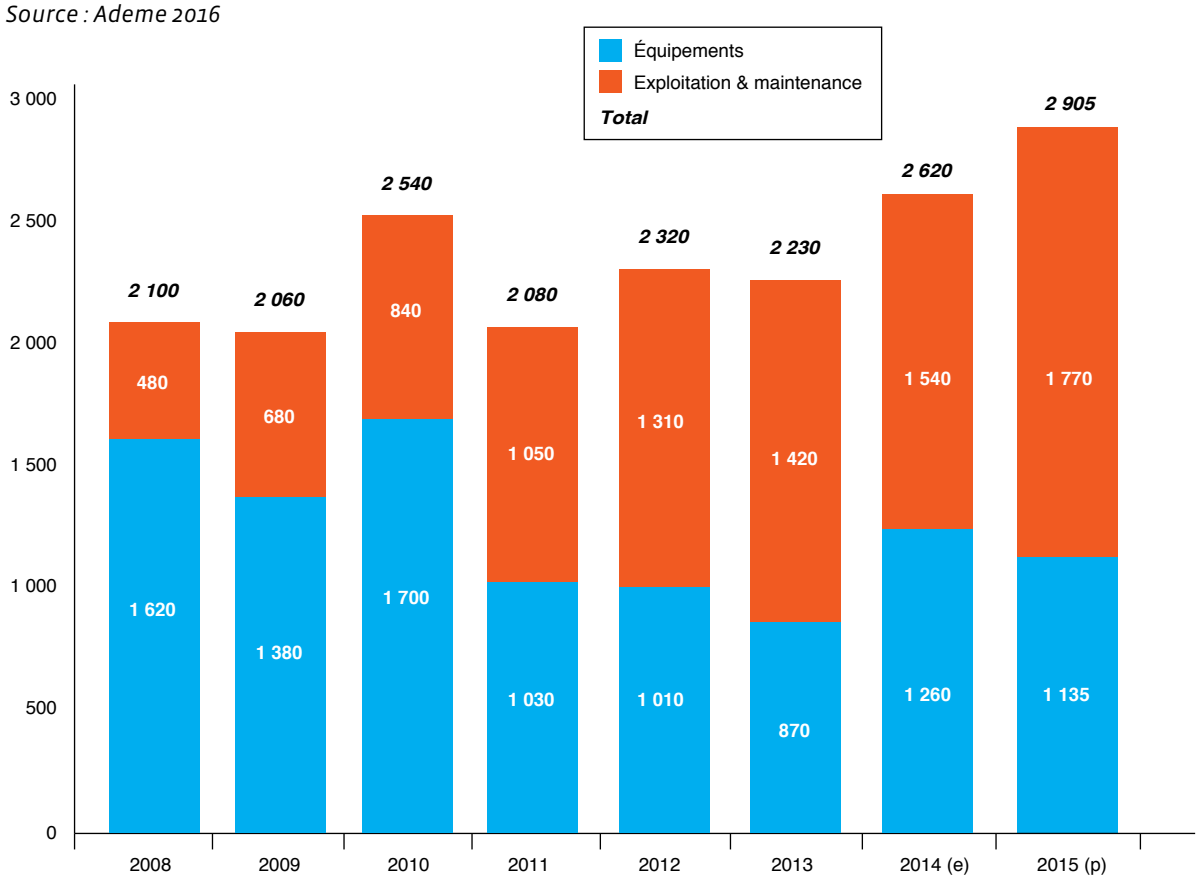
Source : FEE - BearingPoint 2015

	Études et développement	Fabrication des composants	Ingénierie et construction	Exploitation et maintenance
Emplois	3 930	3 800	4 030	2 720

Graph. n° 3

Chiffres d'affaires dans le secteur de l'éolien en France en millions d'euros

Source : Ademe 2016



(e) : estimé, (p) : prévisionnel

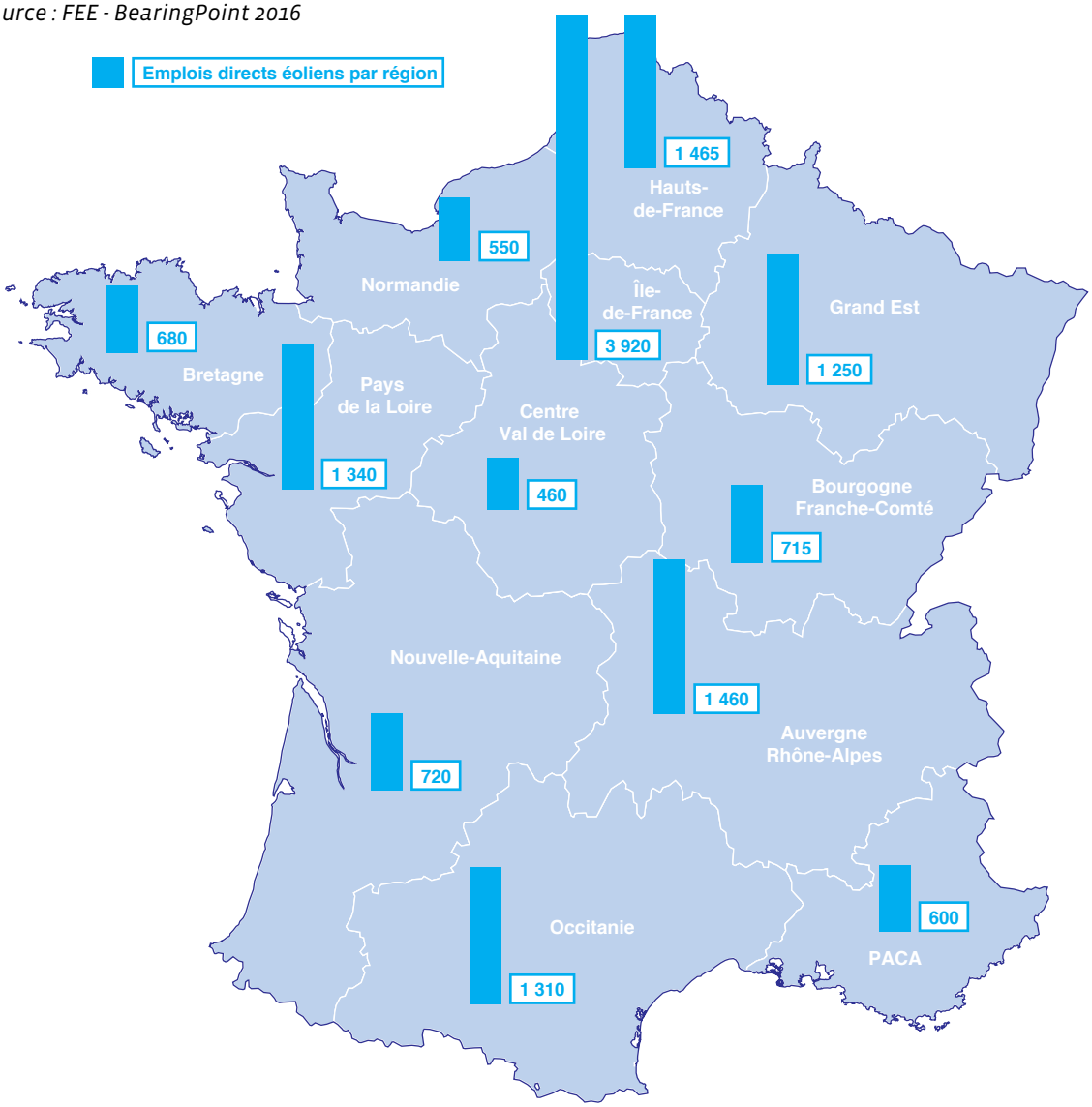
TPE ou PME de proximité tout au long des différentes étapes du chantier. Le cahier des charges qualitatif qui s'impose aux développeurs de projets implique de faire appel à de nombreuses compétences à la fois distinctes et complémentaires. Cela concerne les travaux de terrassement, de voirie et la fourniture du béton, qui font travailler des entreprises d'implantation locale. Les sous-traitants locaux interviennent aussi sur le réseau électrique du parc, le raccordement au réseau public, l'infrastructure de collecte des données de fonctionnement et de production du parc.

Les implications en matière d'emploi sont l'un des points forts de l'éolien en France. Aussi, les professionnels du secteur craignent que les changements annoncés pour 2017 ne se répercutent également sur l'emploi par le jeu d'un ralentissement des projets, le temps que la filière soit rassurée sur les futures conditions de son développement.

Carte n° 3

Répartition régionale de l'emploi éolien en 2015

Source : FEE - BearingPoint 2016



Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.enr.fr
- ✓ www.fee.asso.fr
- ✓ www.amorce.asso.fr
- ✓ www.journal-eolien.org

3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

France Energie Eolienne

à **Pauline Le Bertre,**
déléguée générale de France Énergie éolienne

1 Êtes-vous satisfaite des objectifs de la PPE pour la partie éolien terrestre ?

Oui, ce texte, qui est l'outil de pilotage de la transition énergétique, fixe enfin des objectifs clairs et ambitieux pour notre filière. Il répond à un besoin de visibilité pour assurer un développement pérenne aux industriels et générer des emplois verts. On sent à travers ce décret une réelle volonté politique de permettre au pays de rattraper une partie de son retard en matière d'EnR, qui vise globalement à porter à 40 % la part des énergies renouvelables dans le mix électrique à fin 2030.
Cependant, pour atteindre les objectifs, il est indispensable de continuer à travailler pour lever les contraintes existantes, notamment en simplifiant les démarches administratives, en augmentant les capacités de raccordement du réseau et en diminuant les contraintes spatiales (cohabitation avec les radars). Les freins rencontrés par les professionnels influent sur la compétitivité de l'éolien terrestre en France. Dans notre étude "Observatoire des coûts de l'éolien terrestre", on voit l'importance d'intégrer des technologies plus récentes et plus performantes afin d'améliorer la production d'électricité et de réduire ainsi les coûts de cette énergie. Le déploiement efficace de ces technologies n'est pas rendu possible actuellement, car la filière bute toujours sur ces mêmes contraintes administratives.

2 2016 a vu la filière éolienne française basculer plus vite que prévu sous le mécanisme de complément de rémunération. Quel est aujourd'hui l'état d'esprit des acteurs de la filière par rapport à ce changement ?

Ce nouveau cadre économique était un changement auquel la filière se préparait. Le passage au complément de rémunération, même s'il a été réalisé avec une forte contrainte de temps et plus rapidement que prévu, est une évolution significative de la maturité de la filière. Ce nouvel arrêté tarifaire était essentiel pour mettre fin à l'incertitude qui pesait sur la validité de l'arrêté tarifaire du 17 juin 2014. Il permet de préserver la dynamique dont bénéficiait la filière depuis deux ans, qui a notamment permis la création de 1 670 emplois en 2014 et de 1 950 emplois en 2015.
Mais cet arrêté tarifaire pour 2016 n'est qu'une première étape, une transition. La filière reste pleinement mobilisée en vue de la parution d'un arrêté tarifaire pour 2017. France Énergie éolienne reste

attentive à ce que l'évolution en cours des mécanismes de soutien se fasse de manière progressive et cohérente, afin de ne pas porter un coup d'arrêt à la filière.

3 Il y a une volonté de plus en plus affirmée des territoires d'avoir un rôle actif dans le développement de la filière éolienne. Comment les professionnels du secteur répondent-ils à cette tendance ?

Dans le cadre de la présidentielle 2017, France Énergie Éolienne interpelle les candidats pour qu'ils agissent en faveur du climat et, parmi nos propositions, nous voulons placer les territoires au cœur de la transition énergétique. La filière veut, effectivement, leur redonner un rôle de producteur d'énergie en replaçant les collectivités au centre du développement économique et énergétique des territoires.

Pour répondre à cette demande, de plus en plus de professionnels de la filière proposent aux collectivités le financement participatif de leur projet. Ce mode de financement a de multiples objectifs : au-delà de l'investissement, cela permet de renforcer l'appropriation des projets par les collectivités, de créer un espace d'information entre les communes, les riverains et les professionnels de la filière. Tous deviennent alors acteurs de la transition énergétique, c'est une démarche vertueuse. ●

Ferme solaire de Toul-Rosières – Meurthe-et-Moselle (Grand Est)

EDF / Laurence Arib

Pour la première fois depuis plusieurs années, la filière photovoltaïque française est optimiste quant à son avenir. Le cadre institutionnel est clairement posé et la programmation pluriannuelle de l'énergie donne un cap ambitieux, à la mesure du potentiel du secteur. La filière est un des piliers de la transition énergétique française sans lequel le pays ne pourra pas remplir ses objectifs de 32 % d'énergie renouvelable en 2030.

CHIFFRES CLÉS

Puissance à fin septembre 2016

7 017 MW

Production d'électricité en 2015

7,7 TWh

Objectif à fin 2018

10 200 MW

Objectif à fin 2023

18 200 – 20 200 MW

Emplois directs dans la filière fin 2015

8 230

Chiffre d'affaires dans la filière en 2015

4 439 millions d'euros

FILIÈRE PHOTOVOLTAÏQUE

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Le seuil des 7 GWc franchi à fin 2016

Fin septembre 2016, la France comptait selon les données du SOeS[1] 378 899 installations photovoltaïques pour une puissance totale de 7 017 MW, dont 367 MW dans les Dom. Alors qu'en 2014 et 2015, le pays avait frôlé le gigawatt annuel d'installation (avec respectivement 958 MW et 880 MW), 2016 fera moins bien. Avec 449 MW de puissance nouvellement raccordée, les 9 premiers mois de l'année sont en recul par rapport à la même période des deux années précédentes. Cependant, la projection de la tendance actuelle devrait conduire la filière aux alentours de 7 300 MW à fin 2016, ce qui permettra à la France de conserver sa place de troisième parc européen (voir carte européenne).

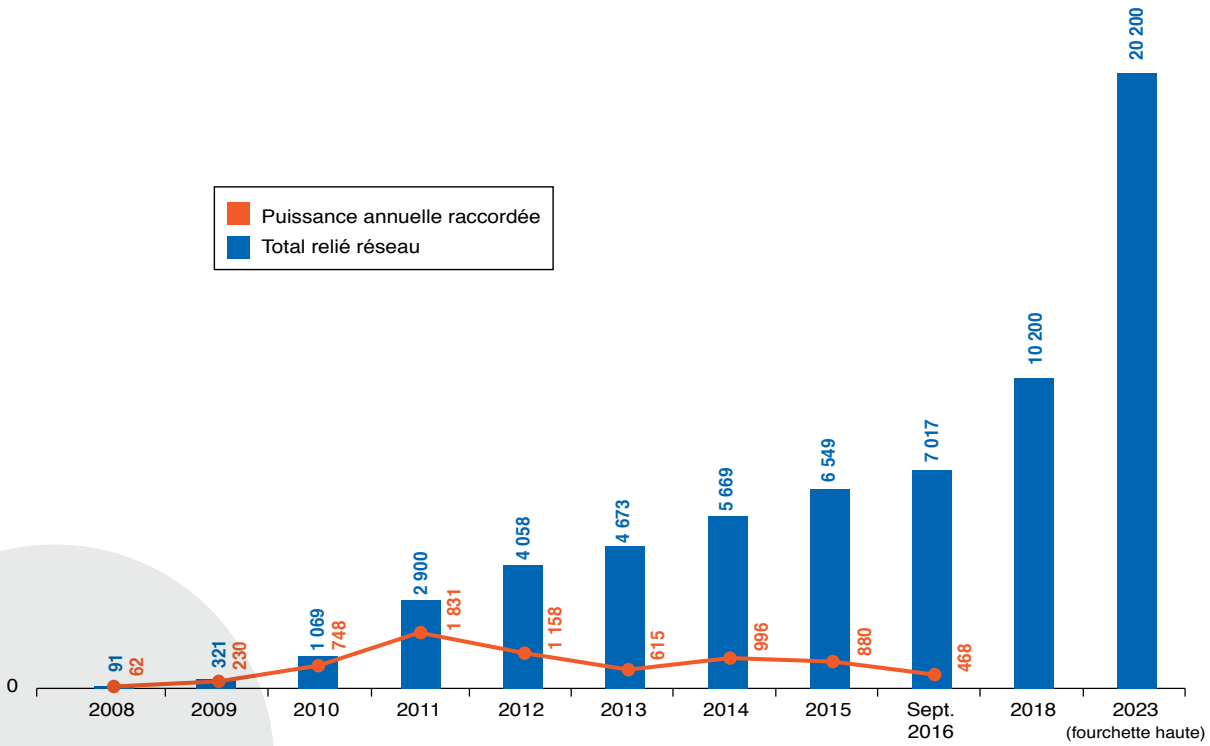
De plus, le recul de 2016 s'inscrit dans un contexte où la popularité de l'énergie solaire se renforce. Selon une étude publiée par le syndicat Enerplan et réalisée avec le cabinet Elabe, 93 % des Français ont une opinion positive sur le photovoltaïque. Les résultats mettent en avant les emplois créés par la filière, son action dans la lutte contre le réchauffement climatique et son rôle en faveur de l'indépendance énergétique du pays. En termes d'énergie, le photovoltaïque a permis la production

1. *Service de l'observation et des statistiques, Ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.*

Graph. n° 1

Parc total photovoltaïque français et puissance annuelle supplémentaire, métropole + Dom (MW)

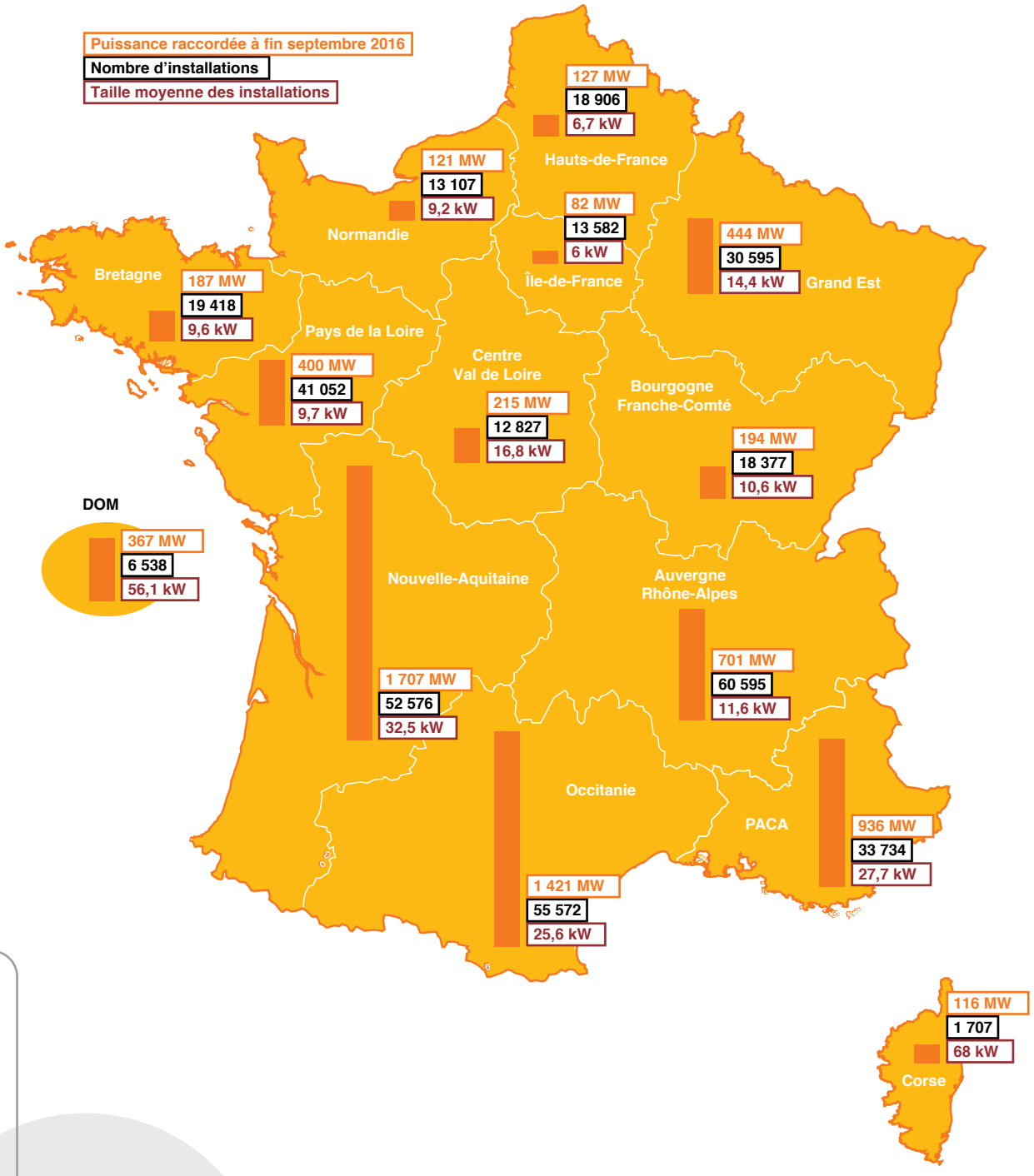
Source : Observ'ER d'après chiffres SOeS 2016 et programmation pluriannuelle de l'énergie



Carte n° 1

Cartographie du photovoltaïque en France à fin septembre 2016

Source : Observ'ER d'après chiffres SOeS 2016

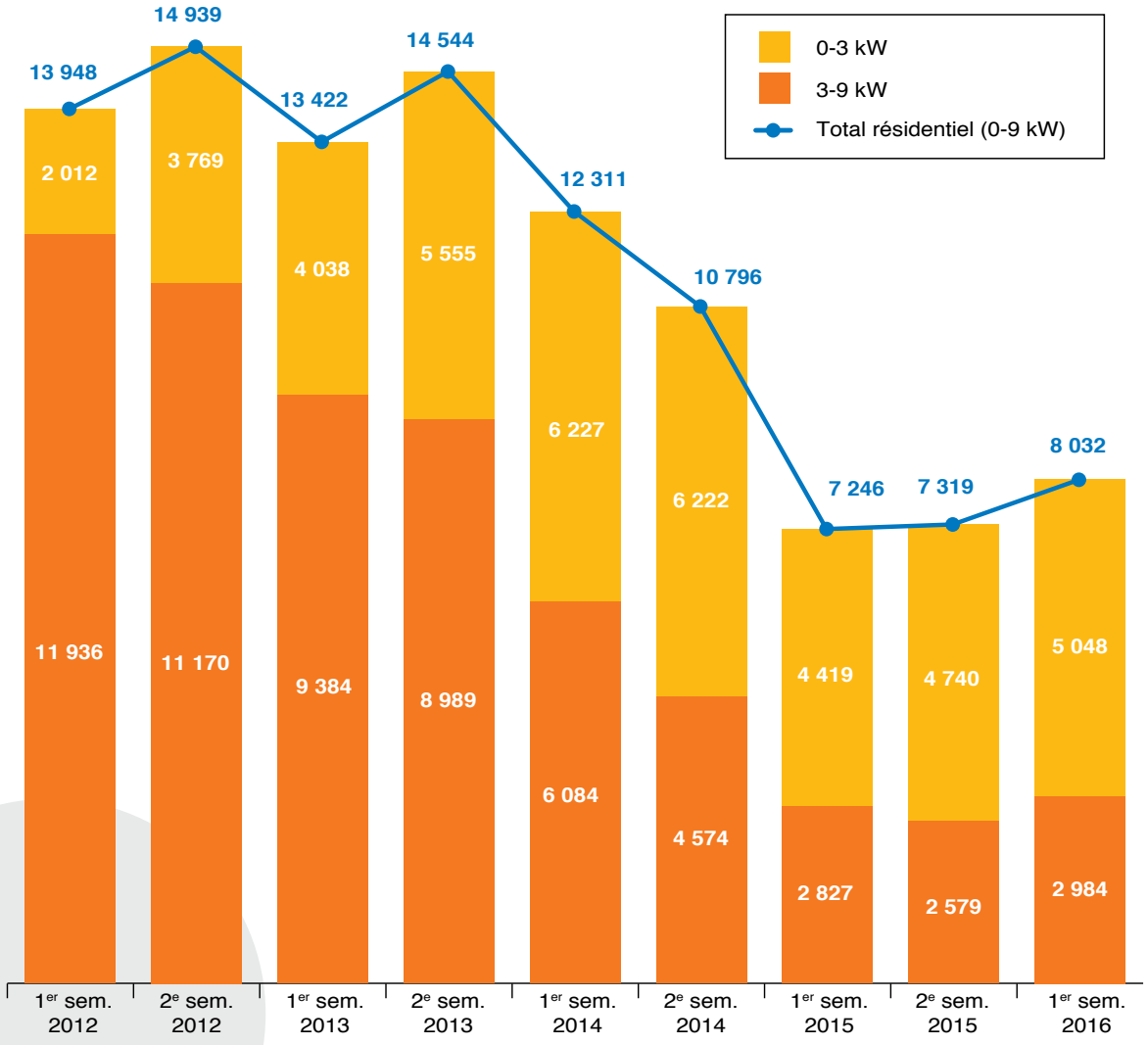


de 7,7 TWh d'électricité en 2015, soit 1,6 % de la consommation électrique française.
La répartition géographique du parc solaire dépend du niveau d'ensoleillement des territoires. Ce sont les régions les plus au sud qui regroupent le plus d'installations : la Nouvelle-Aquitaine, l'Occitanie et la région Paca représentent 4 068 MW, soit 58 % de la capacité totale installée du pays. L'indicateur de taille moyenne des sites par région montre également une grande disparité entre les territoires. Ainsi, la Nouvelle-Aquitaine affiche la taille moyenne la plus importante, avec un rapport de 1 à 5 comparé aux Hauts-de-France ou à l'île-de-France. Cela s'explique par la concentration de grandes centrales solaires dans cette région. L'atlas réalisé par Observ'ER en 2016 sur les installations de plus de 1 MW montre en effet que la Nouvelle-Aquitaine possède un parc de grandes

Graph. n° 2

Nombre d'installations photovoltaïques raccordées semestriellement sur le segment résidentiel

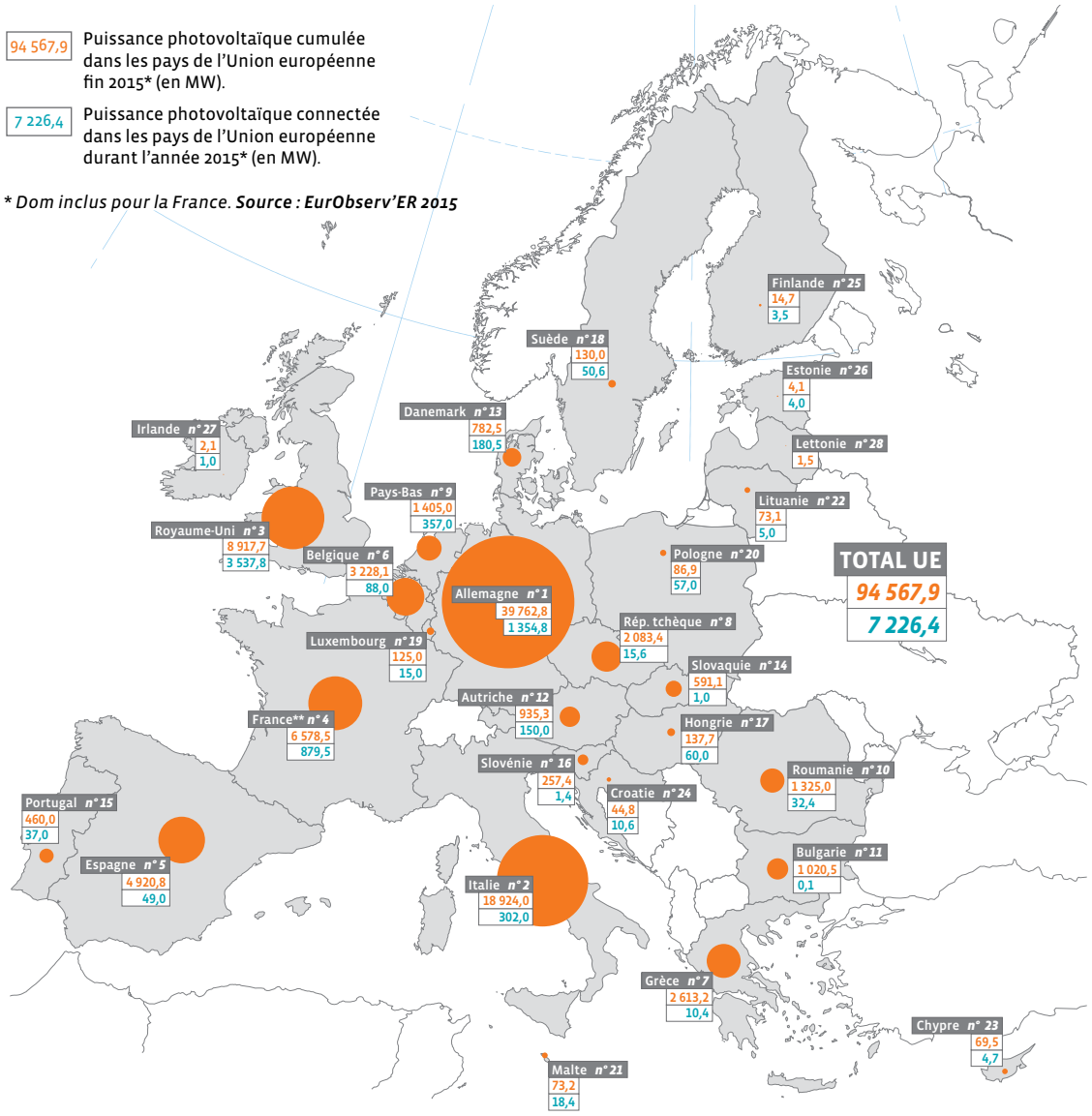
Source : Observ'ER d'après chiffres SOeS 2016



Le marché photovoltaïque européen

En 2015, le marché photovoltaïque européen est reparti à la hausse, après trois années consécutives de baisse. 7,2 GW ont été installés dans l'année, portant le parc total à 94,6 GW, qui ont produit 100 TWh.

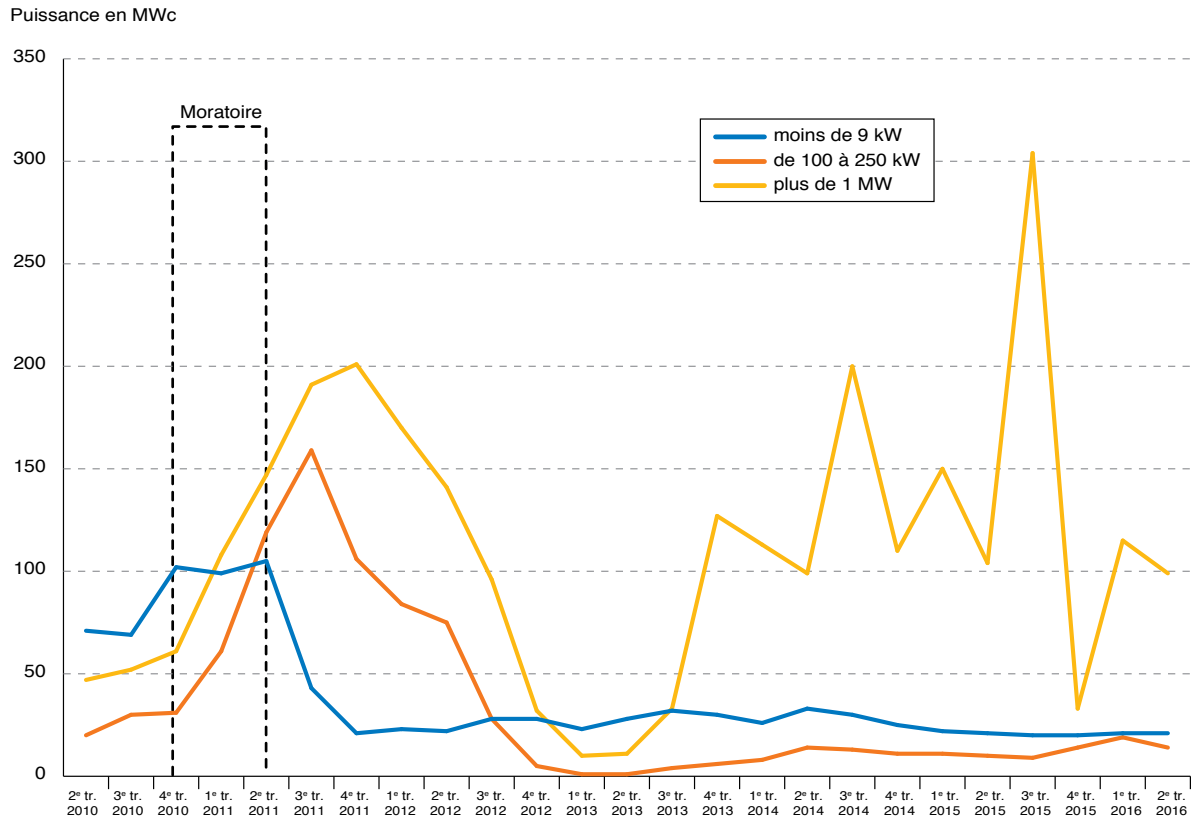
Le Royaume-Uni est toujours le pays le plus actif (3,5 GW supplémentaires). L'Allemagne reste cependant le premier pays au niveau de la puissance totale (39,8 GW) et a installé 1,4 GW. La France occupe le troisième rang en terme de puissance raccordée en 2015. L'Europe était en 2011 le premier marché mondial de la filière, avec 22 GW de puissance annuelle installée. Depuis, l'Asie est devenue le centre de l'activité, suivie par les États-Unis. 50 GW ont été installés dans le monde en 2015, pour un parc global évalué à 227 GW.



Graph. n° 3

Évolution des puissances raccordées par trimestre sur trois segments de marché (en MW)

Source : Observ'ER d'après chiffres SOeS 2016 et l'Observatoire des énergies solaires



centrales pratiquement deux fois supérieur à celui de Paca ou de l'Occitanie (1 017 MW contre respectivement 584 et 541 MW[2]). Dans les zones non interconnectées que sont la Corse et les Dom, les grandes centrales photovoltaïques permettent de déployer de nouvelles solutions d'électrification qui augmentent la taille moyenne des installations.

Un marché dominé par les grandes installations

Si le photovoltaïque français a été porté à ses débuts par le segment des installations pour particuliers, c'est aujourd'hui le créneau des grandes installations (plus de 1 MW) qui donne le ton (voir graphique n° 3, ci-dessus). Depuis 2012, le créneau des toitures résidentielles de 0 à 9 kW n'a cessé de se contracter, passant de près de 28 900 installations à 14 500 en 2015 (voir graphique n° 2). Ce recul s'explique par la dégressivité des tarifs d'achat de l'électricité photovoltaïque depuis 2011, la sortie de ces installations du dispositif du crédit d'impôt en 2013, mais aussi l'action d'éco-délinquants proposant à des prix très élevés des installations souvent défectueuses.

Cependant, le résidentiel pourrait bien reprendre des couleurs avec le développement de l'autoconsommation. En effet, cette solution est attractive pour de nombreux particuliers. Selon un sondage d'OpinionWay

2. *"Atlas 2016 des centrales PV de 1 MW et plus"*, Journal du Photovoltaïque *n° 19, novembre 2016.*

sur commande d'Enerplan, 47 % des Français seraient prêts à investir dans une installation en autoconsommation. Parmi eux, 10 % seraient prêts à franchir le pas dans les deux ans. Ce phénomène peut expliquer les regains constatés au 2e semestre 2015 et au 1er semestre 2016, pointés dans le graphique n° 2. Les installateurs sont de plus en plus nombreux à constater une reprise de l'activité sur le segment du résidentiel. Ils observent aussi qu'un nombre grandissant de ces réalisations se font en autoconsommation. Ces projets étant souvent de plus petite dimension que ceux destinés à la revente d'électricité, cela se traduit par un nombre plus important d'installations plutôt que par une évolution significative de la puissance totale installée.

Concernant les applications en grandes toitures (de 100 à 250 kW), l'activité stagne depuis 2013. Ce segment s'est écroulé après le moratoire qui avait suspendu les tarifs d'achat de la filière entre fin 2010 et le printemps 2011. Le secteur a évolué jusqu'à fin 2015 dans un contexte balisé par une grille tarifaire dégressive et des appels d'offres sporadiquement organisés par la CRE pour les différents segments du marché. L'introduction du complément de rémunération et l'annonce du renforcement des appels d'offres de la CRE peuvent créer une nouvelle dynamique (voir graphique n° 3). Le seul segment photovoltaïque à connaître une activité dynamique est celui des projets supérieurs à 1 MW au sol ou en toiture. En 2015, 591 MW d'installations de 1 MW ou plus ont été raccordés au réseau, avec cependant de fortes évolutions entre les différents trimestres. Le pic du troisième trimestre 2015 correspond à la connexion du site de Cestas, plus grande centrale européenne (300 MW), situé en Nouvelle-Aquitaine.

Le photovoltaïque, pilier de la transition énergétique française

Malgré des chiffres de raccordement en demi-teinte en 2016, les acteurs de la filière sont optimistes, car tout porte à croire que le photovoltaïque français va renforcer son développement. Les années 2015 et 2016 ont été marquées par de grandes avancées législatives, qui ont offert un nouveau cadre au photovoltaïque.

Le document clé est la loi de transition énergétique pour la croissance verte (LTECV) du 17 août 2015, qui a fixé un cap au gouvernement afin de produire de nouveaux textes pour encadrer la politique de développement durable de la France. La loi a posé des bornes au déploiement de nouveaux modèles de rémunération de l'énergie verte, la mise en place de nouveaux modèles d'affaires tels que l'autoconsommation ou encore la facilitation d'accès à de nouveaux mécanismes de financement.

Autre document structurant : la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE), qui a grandement élargi l'horizon de développement du photovoltaïque en France en identifiant un objectif de 10,2 GWc installés à fin 2018 et une fourchette entre 18,2 GWc et 20,2 GWc à fin 2023. De telles ambitions font du photovoltaïque un des trois piliers renouvelables de la transition énergétique française. La filière se situerait en 2023 à des niveaux juste inférieurs à ceux de l'éolien (entre 22 et 26 GW) et de l'hydroélectricité (entre 25,8 et 26 GW).

Cependant, l'option haute à atteindre implique un rythme de raccordement annuel de 2 GW, soit plus qu'un doublement de l'activité actuelle. Pour atteindre ces niveaux, la PPE propose un calendrier d'appels d'offres publiés par la Commis-

sion de régulation de l'énergie (CRE), qui porte jusqu'en 2019. 1 GW de projets au sol doit être appelé chaque année entre 2017 et 2019, ainsi que 450 MW sur toitures. Si on additionne cela aux projets se réalisant sous le dispositif du guichet ouvert, la filière devrait approcher la tendance ambitionnée. Enfin, le marché du photovoltaïque est impacté par la loi pour la reconquête de la biodiversité, de la nature et des paysages du 8 août 2016, qui demande aux bâtiments commerciaux nouvellement construits d'avoir sur leur toiture des procédés de production d'énergies renouvelables ou un système de végétalisation. Le photovoltaïque étant l'énergie renouvelable la plus pertinente en l'espèce, ce devrait être l'option la plus choisie dans les projets futurs.

Au sein de la procédure des appels d'offres de la CRE, de nouveaux critères comme l'impact carbone du projet ou le modèle de financement choisi entrent en ligne dans la sélection des lauréats. Chaque cession porte sur des segments spécifiques du marché, afin de tendre vers une évolution plus homogène. Ainsi, l'appel d'offre de mars 2015 visait les installations sur toiture et ombrières de parkings entre 100 et 250 kW, celui de mai 2015 était focalisé sur les zones non interconnectées.

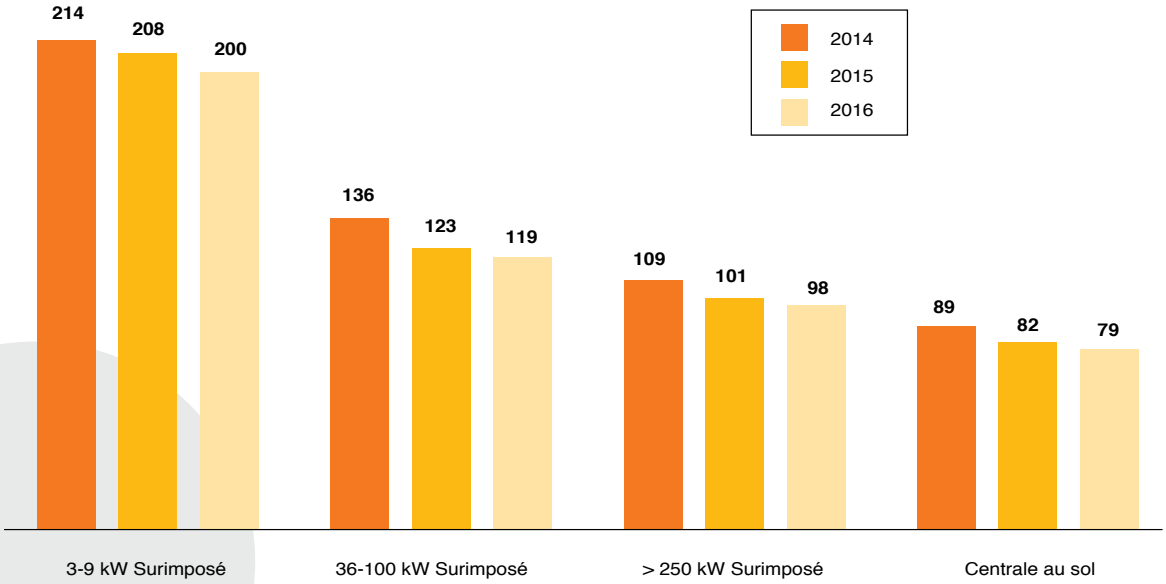
L'AUTOCONSOMMATION, NOUVEAU FER DE LANCE DU PHOTOVOLTAÏQUE

L'autoconsommation est un autre axe structurant du photovoltaïque en France. Longtemps suggéré dans la loi sur la nouvelle organisation du marché de l'électricité (Nome) de 2010, mais sans référence explicite, le statut de ce mode de production s'est précisé en 2016.
Une ordonnance de juillet 2016 est venue

Graph. n° 4

Coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE) de différentes installations en Pays de la Loire, € H.T/MWh

Source : "Compétitivité et emploi filière solaire en France : état des lieux et prospective 2023", I Care & Consult, octobre 2016



apporter une définition générale à cette approche : c'est *« le fait pour un producteur, dit autoproducteur, de consommer lui-même tout ou partie de l'électricité produite par son installation »*. Elle donne aussi corps à l'autoconsommation collective : *« L'opération d'autoconsommation est collective lorsque la fourniture d'électricité est effectuée entre un ou plusieurs producteurs et un ou plusieurs consommateurs finals… »* C'est ce schéma collectif qui doit permettre à terme la mise en place de quartiers autonomes en électricité. Ce cadre légal doit encore être précisé mais les choses sont bien plus claires que début 2016.

Du côté des offres commerciales, plusieurs acteurs, qui vont des start-up spécialisées aux grands énergéticiens, œuvraient déjà en proposant des solutions en autoconsommation dans le tertiaire ou le résidentiel. Les avancées de l'ordonnance de juillet vont leur permettre d'étoffer les offres. Les choses sont allées vites. Ainsi, pour le marché 2015, on évalue à 20 % la part des nouvelles installations résidentielles entre 0 et 3 kW qui ont été réalisées en mode autoconsommation. Dans la majorité des cas, les installations sont sans système de stockage et ont une puissance moyenne de l'ordre de 1,2 kW. Les solutions en autoconsommation sont également appréciées dans le secteur de la distribution, notamment alimentaire car elle y prend tout son sens économique. En effet, dans cette branche, la consommation électrique représente en moyenne 40 % des charges, et le plus gros de la consommation s'effectue en journée, c'est-à-dire au moment de la production solaire.
En août 2016, un appel d'offres de la CRE ciblait tout particulièrement les installations faites en autoconsommation pour une puissance de 40 MW.

Un environnement économique plus favorable

Par ailleurs, si les projets se multiplient, c'est également grâce à la baisse constante

Tabl. n° 1

Évolution des tarifs d'achat photovoltaïques français (en c€/kWh)

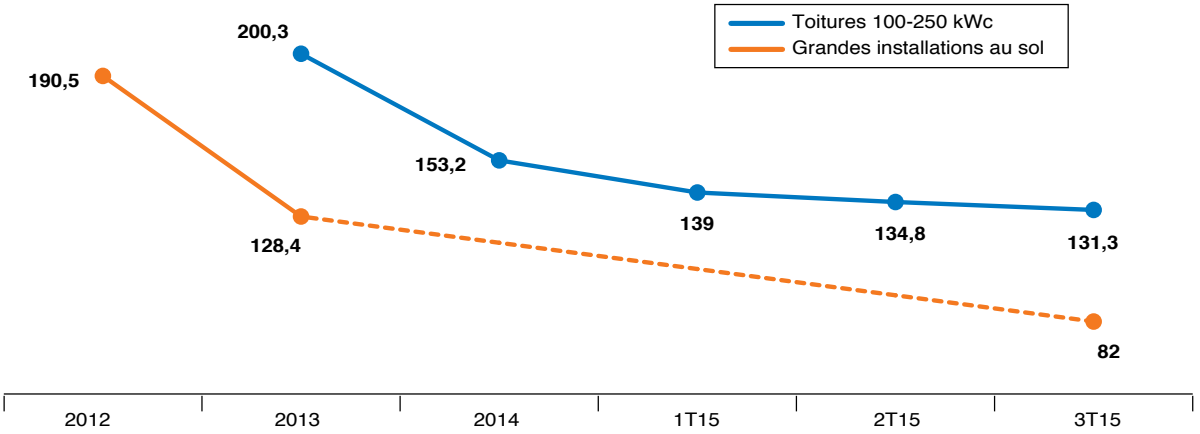
Source : DGEC 2016

	1er trimestre 2016	2e trimestre 2016	3e trimestre 2016	4e trimestre 2016
Intégration au bâti (IAB) [0-9 kWc]	25,00	24,62	24,27	23,91
Intégration simplifiée au bâti (ISB) [0-36 kWc]	13,83	13,28	12,74	12,49
ISB [36-100 kWc]	13,13	12,61	12,12	11,88
Non intégré au bâti [0-100 kWc]	5,96	5,80	5,65	5,50

Graph. n° 5

Prix de l'électricité moyens issus des appels d'offres (€/MWh)

Source : Finergreen, "Analyse des résultats AOS 2015 – Tranche 3", novembre 2016,
Observatoire de l'énergie solaire photovoltaïque en France, *publication trimestrielle, septembre 2016*



des coûts du photovoltaïque. Selon le GTM Research Pulse[1] de mars 2016, le prix moyen d'un panneau polycristallin sur le marché international est passé de 0,65 €/W en 2013 à 0,53 €/W en 2015, soit une diminution de près de 20 %. En Europe, le prix des modules standard sur la Bourse pvXchange étaient de 0,50 €/W en juillet 2016. Ces diminutions de coûts se répercutent sur une baisse du coût de l'électricité photovoltaïque produite, qui s'exprime sous l'indicateur de coût moyen actualisé de l'électricité (LCOE[2]), représenté dans le graphique n° 4.

Au final, ces baisses de coûts se retrouvent dans les tarifs de l'électricité photovoltaïque, que ce soit à travers les prix proposés par les développeurs lors des appels d'offres de la CRE (voir graphique n° 5) ou à travers les tarifs d'achats fixés trimestriellement par le ministère de l'Environnement (voir tableau n° 1).

Ces baisses rapides ont permis au photovoltaïque de s'affirmer comme une énergie compétitive face aux autres filières (renouvelables ou non) et il est important que cette tendance soit maintenue. Cela dit, ces fortes réductions des coûts ont un impact sur la structuration du marché du photovoltaïque. De nombreux acteurs de la filière ne peuvent pas suivre le rythme de ces évolutions. Les producteurs de modules européens se sont fait laminer par une surproduction internationale due à l'activité d'entreprises chinoises. D'autre part, les développeurs ont longtemps manqué de visibilité sur les appels d'offres et ont dû réduire au maximum leurs marges pour être sélectionnés. Ce mouvement a conduit à une consolidation des acteurs où les plus petits développeurs ont eu plus de mal à survivre. C'est justement cet aspect que la publication du calendrier des appels d'offres devrait aider à lever.

1. *Bureau d'études américain spécialisé dans le marché photovoltaïque.*
2. *LCOE : Leverage Cost of Electricity.*

Coût du raccordement des installations : du mieux dans le résidentiel

L'un des problèmes récurrents du photovoltaïque en France est celui du raccordement au réseau des nouvelles installations. Nombreux sont les professionnels qui pointent du doigt le dispositif, qualifiant la procédure de trop longue et de trop coûteuse et l'accusant de grever la rentabilité des projets.
Cependant, la situation semble en passe d'évoluer positivement, notamment dans le secteur du résidentiel. Depuis septembre 2016, Enedis (ex-ERDF) applique un nouveau barème, plus abordable, concomitant à l'installation des compteurs Linky. Validé par la CRE, il s'accompagne de l'installation systématique (et gratuite) d'un compteur communicant pour tous les nouveaux producteurs d'énergie photovoltaïque jusqu'à une puissance de 36 kVA). L'allègement des coûts peut être significatif car, en fonction des modalités de l'installation (en vente totale de la production au réseau ou en autoconsommation avec vente du surplus), l'économie peut atteindre 600 €, ce qui débouche sur un coût quasi nul pour le particulier. Cette décision fait suite à une démarche engagée par le syndicat Enerplan, qui avait demandé au gestionnaire de réseau de se conformer au code de l'énergie, qui prévoit l'installation d'un compteur Linky pour chaque demande d'injection sur le réseau.
En revanche, dans le secteur industriel, le problème reste entier. Les professionnels se plaignent encore de prix non seulement élevés, mais surtout erratiques et difficiles à anticiper. Ainsi, des variations de plusieurs dizaines de milliers d'euros peuvent être constatées d'un projet à l'autre.

Complément de rémunération et agrégation : l'heure de la maturité pour le photovoltaïque

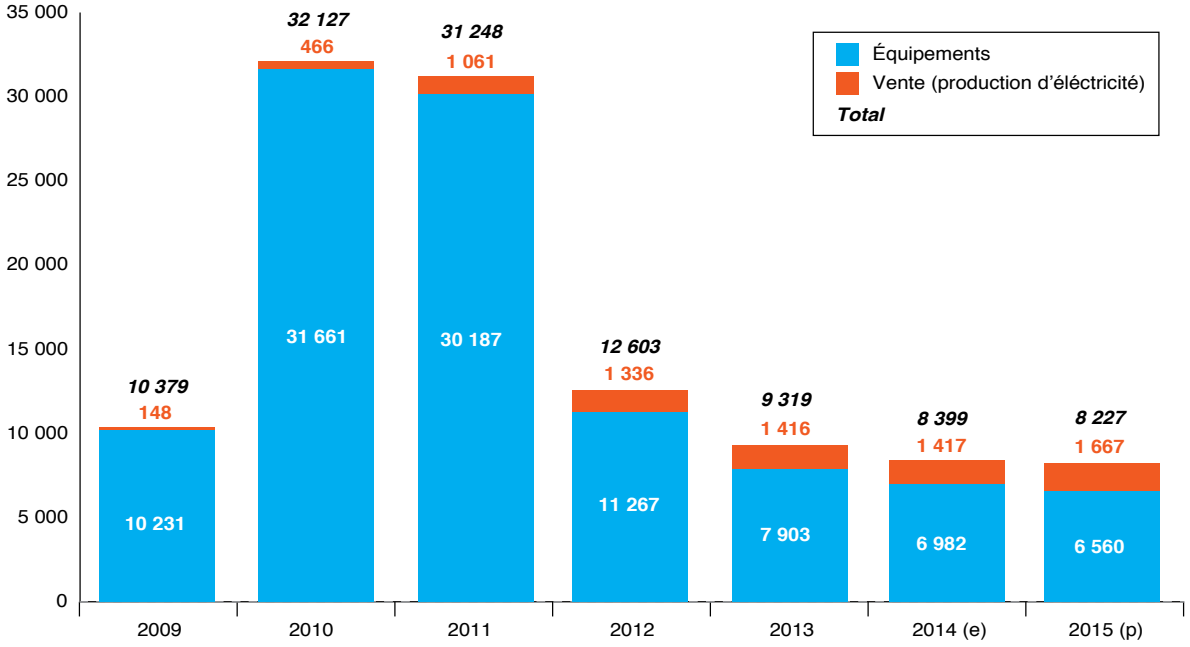
La mise en place du complément de rémunération est une autre nouveauté de 2016 (voir fiche page 5). Ce mécanisme, pensé en 2015 pour remplacer le dispositif d'obligation d'achat pour les sites de plus de 100 kW, a été proposé aux sites dont les demandes de raccordement ont été bouclées en 2016. Il sera effectivement mis en pratique en 2017, lorsque ces installations délivreront leurs premiers kWh sur le réseau.
La mise en place de ce nouveau dispositif a permis l'émergence d'un acteur de type nouveau : l'agrégateur. Son rôle est celui d'un intermédiaire achetant l'électricité d'une multitude de producteurs de toutes tailles afin de la revendre sur le marché de gros. Certains agrégateurs étaient déjà présents en France et travaillaient sur la secteur de l'hydroélectricité, mais leur intérêt se tourne désormais vers le photovoltaïque, car ils veulent être bien placés pour accompagner la montée en puissance de l'activité.
L'un des enjeux de la mise en place du complément de rémunération est de ne pas troubler l'équilibre actuel des financements de projets. Jusqu'à présent, EDF achetait l'électricité produite à un prix fixe pour vingt ans. Cela permettait de faire des projections sur les cash-flows précises et sans risques. Il s'agissait de situations idéales pour des constructions de prédictions financières solides, et les banques pouvaient financer jusqu'à 85 % des réalisations. Les taux d'intérêts et les taux

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Graph. n° 6

Chiffres des emplois directs dans le secteur du photovoltaïque

Source : Ademe 2016

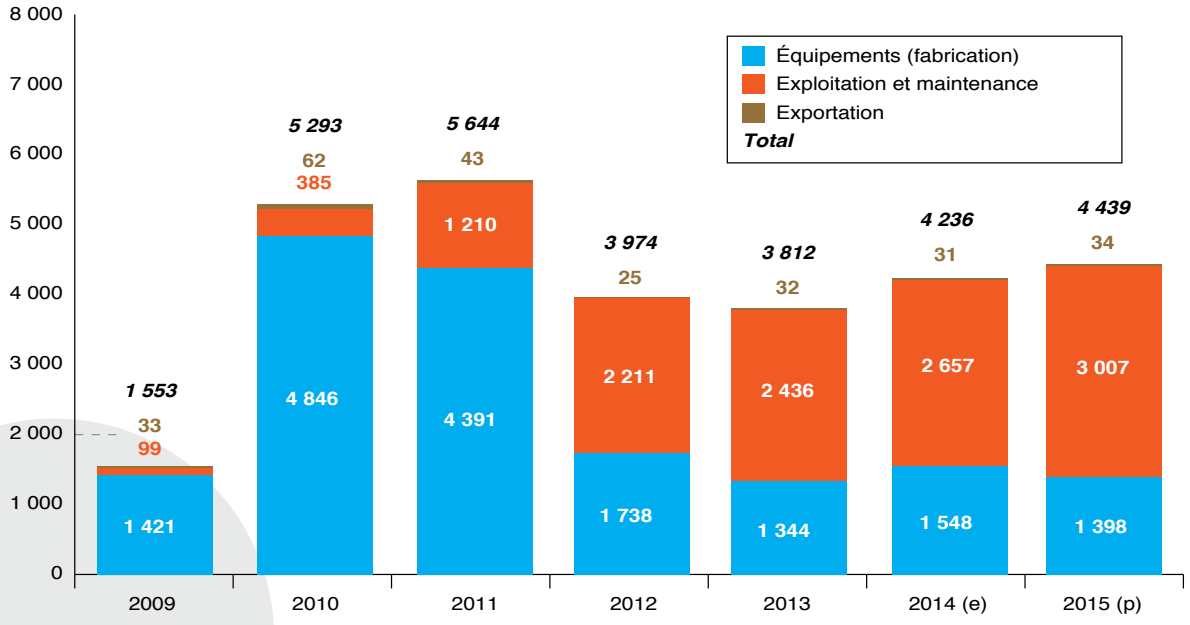


e) : estimé ; (p) : prévision

Graph. n° 7

Chiffres d'affaires du secteur photovoltaïque en millions d'euros

Source : Ademe 2016



(e) : estimé ; (p) : prévision

de retour des banques et des apporteurs de fonds propres étaient réduits d'autant.

L'arrivée des agrégateurs, comme nouveau rouage du système, peut être perçue par les banques et les investisseurs comme introduisant un niveau de risque supplémentaire dans le cas où ces acteurs feraient faillite. Cela pourrait se traduire par un resserrement des conditions de crédit obligeant les porteurs de projet à trouver plus de fonds propres. Une situation qui pèserait surtout sur les petits développeurs. Pour pallier cela, la mise en place d'un acheteur de dernier recours et la multiplication des offres d'agrégation, qui permettent la reprise d'un contrat en cas de défaillance, devraient rassurer les financeurs.

Pour les installations en deçà de 100 kW, le mécanisme de soutien reste le tarif d'achat. Cependant, les petits projets sont de plus en plus basés sur le principe d'autoconsommation mentionné plus haut. Si le mécanisme fait sens sur les segments commerciaux, il gagne aussi en popularité sur le segment résidentiel. Il y a donc également un changement dans le modèle financier pour les plus petites installations. En effet, le gain vient alors de la différence entre l'investissement initial et l'économie sur les factures futures d'électricité. Il est donc intéressant de se demander comment évoluera le prix de vente de l'électricité dans les années à venir. Plus il sera élevé, plus il sera intéressant de ne pas le payer grâce à une économie basée sur l'autoconsommation. À titre d'exemple, le cabinet I Care & Consult prévoit une augmentation de 2,6 % par an de ce prix[1] jusqu'à 2023.

Le photovoltaïque, un atout macroéconomique pour la France

Enfin, au-delà des données de puissance installée et de son rôle dans la transition énergétique française, le photovoltaïque représente des retombées macroéconomiques. L'Ademe évalue le nombre d'emplois directs dans la filière à un peu plus de 8 200 à fin 2015. Ce chiffre a certes fortement décru depuis 2011, du fait du recul du marché, mais il s'est maintenu au cours des trois dernières années.
Par ailleurs, le chiffre d'affaires de la filière est en hausse depuis 2013 et représente plus de 4,4 milliards d'euros en 2015. L'activité est essentiellement tirée par l'exploitation et la maintenance des installations existantes, tandis que les chiffres liés à la fabrication sont en léger recul. Cela traduit un glissement vers les métiers de services, pourvoyeurs de moins d'emplois mais créateurs de plus de valeur.

2016, année charnière

2016, basée sur les évolutions introduites en 2015, est une année charnière pour le photovoltaïque français. De nouveaux textes structurent la filière et ouvrent la possibilité de nouveaux modèles d'affaires adaptés à des segments d'applications variés. Le terreau est fertile pour l'émergence de nombreuses innovations techniques et financières. Par exemple, en domotique, l'autoconsommation individuelle pousse des entreprises, notamment des start-up, à développer des applications permettant le pilotage de son installation et de sa consommation d'électricité à distance. Le financement participatif devient un outil intéressant à la fois sur

1. *Étude "Compétitivité et emploi filière solaire en France : état des lieux et prospective 2023".*

le plan économique et au niveau social. Ce modèle est d'ailleurs favorisé dans les appels d'offres de la CRE. Le photovoltaïque sera également porté dans les années à venir par le déploiement de solutions de stockage. De nombreuses entreprises se sont positionnées sur le marché et nul doute qu'un fort environnement concurrentiel permettra de faire baisser rapidement les coûts.
Tout ceci se fait dans le cadre de nouvelles régions, plus grandes et plus autonomes, qui ont la possibilité de penser elles-mêmes leur stratégie en matière d'énergies renouvelables.

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.ines-solaire.org
- ✓ www.photovoltaique.info
- ✓ www.enerplan.asso.fr
- ✓ SER-Soler, commission photovoltaïque du Syndicat des énergies renouvelables : www.enr.fr
- ✓ www.pv-financing.eu
- ✓ www.iea-pvps.org

3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Prune des Roches,** directeur d'investissement Demeter Partners

1 Comment voyez-vous l'évolution de la filière photovoltaïque en 2016 ?

La PPE est une très bonne nouvelle pour le secteur car elle démontre une réelle ambition française et, surtout, elle offre enfin à la filière la visibilité nécessaire à son développement. L'échéancier des futurs appels d'offres et leurs volumes d'attribution sont clairs jusqu'à fin 2019, ce qui rend l'horizon bien plus lointain que tout ce que la filière a connu dans le passé.

Le complément de rémunération est aussi une bonne mesure car, certes, il complexifie le travail des exploitants, mais il rend aussi cette aide moins coûteuse pour l'État et donc plus pérenne. La filière prend de la maturité, se rapproche des mécanismes de marché et va donc gagner de l'ampleur.

Il ne faut cependant pas perdre de vue que les niveaux de tarif exigibles par les candidats aux futurs appels d'offres sont très bas (entre 5 c€/kWh et 15 c€/kWh selon les familles) et que le mécanisme d'appel d'offres crée une compétition telle qu'elle pousse beaucoup de développeurs à soumettre des tarifs trop bas pour que leurs projets soient réalisables. Il y a donc beaucoup de perte. Car même si le photovoltaïque est aujourd'hui une technologie mature et l'ensoleillement une donnée peu volatile, les centrales restent néanmoins porteuses de risques opérationnels réels et les niveaux de rentabilité où nous amènent parfois ces appels d'offres ne laissent plus de place pour les aléas.

Par ailleurs, le complément de rémunération introduit une complexité nouvelle et une multitude de petites incertitudes qu'il faudra confronter à la réalité afin de pouvoir réellement les apprécier. En attendant, cette complexité et ces incertitudes changent le profil de risque des investissements photovoltaïques. Il va donc probablement y avoir une réduction du nombre d'investisseurs actifs sur le marché et un durcissement des conditions attendues. Cela n'impactera pas les gros développeurs, qui peuvent offrir des garanties corporate ou qui ont accès à des sources de financement internes, mais cela risque malheureusement d'impacter les petits développeurs.

2 Quels types d'investisseurs s'intéressent aux projets photovoltaïques ?

Les projets photovoltaïques sont majoritairement des petits investissements (à l'échelle des fonds d'infrastructure traditionnels) qui nécessitent des équipes spécialisées et réactives.

Les fonds qui investissent sur de tels projets sont donc principalement des fonds dédiés à la transition énergétique, notamment les six labélisés "Transition énergétique et écologique pour le climat", tels que Demeter 4 Infra, les fonds spécialisés dans l'énergie, les fonds d'infrastructure généralistes de

↘

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

petite taille, les family offices et les exploitants indépendants.

3 Quels sont leurs points de vigilance avant d'investir dans un projet ?

Les investisseurs vérifient la capacité du projet à générer les revenus attendus. Une attention particulière va donc être portée aux estimations de productible, à la durée de l'accès au foncier, au choix des équipements et à la qualité du service de maintenance (préventive et curative, intéressement à la performance, fréquence du nettoyage des panneaux, remplacement des onduleurs…).

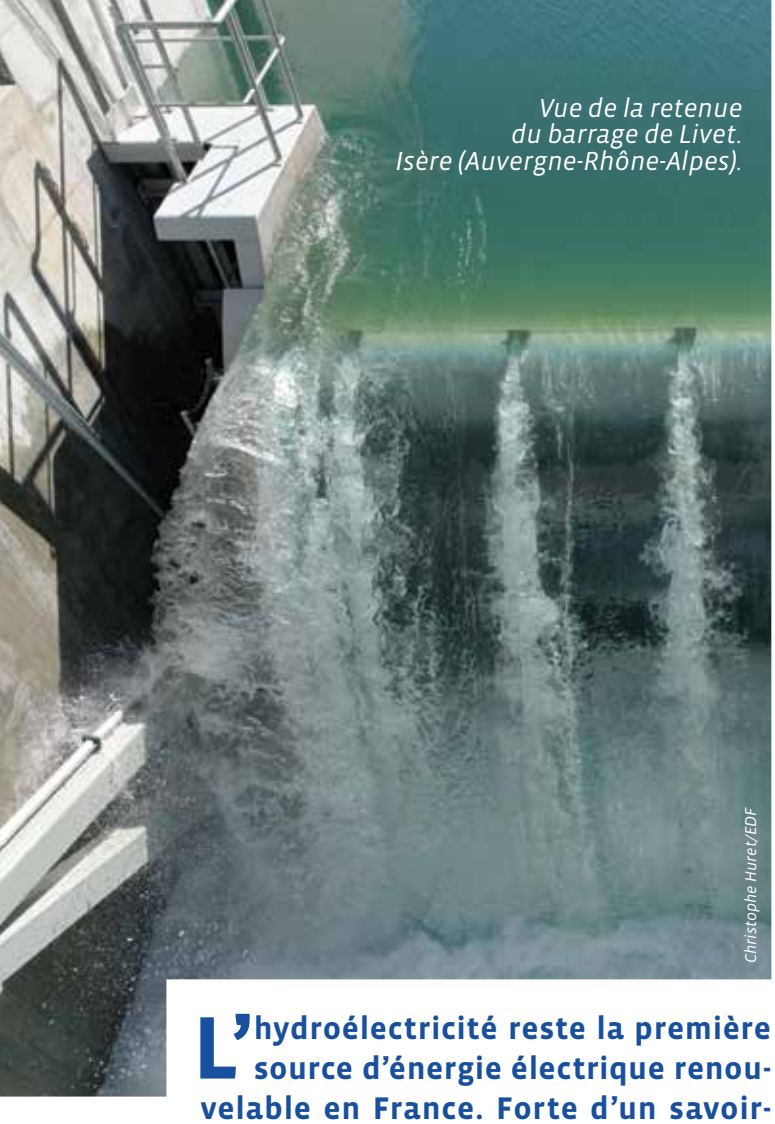
Le passage au complément de rémunération introduit un nouveau point de vigilance important pour nous : le contrat avec les agrégateurs. Il faudra vérifier leur engagement à garantir le Mo[1] à long terme, les conditions de rupture de contrat, les protections en cas de défaut de l'agrégateur…

Par ailleurs, les acteurs du marché partent actuellement de l'hypothèse que les centrales vont fonctionner pendant vingt-cinq à trente ans, c'est-à-dire au-delà des tarifs règlementés. Cela implique de prendre des hypothèses de prix de marché de l'électricité à horizon vingt ans, exercice très délicat. En phase d'acquisition, la concurrence pousse les investisseurs à prendre des hypothèses de prix de marché très optimistes pour valoriser au mieux les projets et remporter les transactions. Il faut cependant être vigilants à ne pas tomber dans l'optimisme excessif, qui peut être très dangereux pour les investisseurs. C'est un équilibre délicat à trouver. ●

1. *Moyenne des prix de marché observés sur le mois, utilisée comme référence pour le calcul du complément de rémunération.*

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Retour au sommaire



Vue de la retenue du barrage de Livet. Isère (Auvergne-Rhône-Alpes).

Christophe Huret/EDF

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée à fin septembre 2016

25 479 MW

Production totale en 2015

58,7 TWh

Objectif 2018

Puissance installée

25 300 MW

Production

61 TWh

Objectif 2023

Puissance installée

25 800 – 26 050 MW

Production

63 – 64 TWh

Emplois directs dans la filière à fin 2015

12 390

Chiffre d'affaires dans la filière en 2015

3 522 millions d'euros

L'hydroélectricité reste la première source d'énergie électrique renouvelable en France. Forte d'un savoir-faire reconnu et portée par un tissu industriel dynamique, la filière est un maillon indispensable de la transition énergétique. Accompagnement des petites installations et ouverture à la concurrence des concessions ont été les thèmes de 2016.

FILIÈRE HYDRAULIQUE

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

L'HYDROÉLECTRICITÉ, GARANTE DE L'INDÉPENDANCE ÉNERGÉTIQUE FRANÇAISE

Du haut de ses 150 ans de savoir-faire industriel, l'hydroélectricité est la plus mature des énergies renouvelables électriques françaises. Grâce à 25 GW de capacité installée, elle est la deuxième source d'électricité du pays après le nucléaire. Elle a permis de produire près de 59 TWh en 2015, soit 11 % de la production totale d'électricité du pays (voir graphique n° 1).

Ce chiffre est relativement peu élevé par rapport à ceux des années précédentes. Ainsi l'année 2013 a connu un pic avec la production de 75 TWh, soit 14 % du total électrique. Cette variation est due à la pluviométrie car, selon le niveau des précipitations, la filière produit plus ou moins. Ainsi de fortes pluies signifient une importance accrue de l'hydroélectricité dans le mix annuel.

S'il est possible de trouver des centrales hydroélectriques partout sur le territoire, l'essentiel des installations se situe dans les régions montagneuses. Les Alpes et les Pyrénées concentrent donc une grande partie de la capacité installée hexagonale. Comme le montre la carte n° 1, Auvergne-Rhône-Alpes produit près de 43 % de l'électricité hydroélectrique (25 439 GWh), suivie par les 17 % d'Occitanie (9838 GWh) et des 15 % de Provence-Alpes-Côte d'Azur (8 987 GWh).

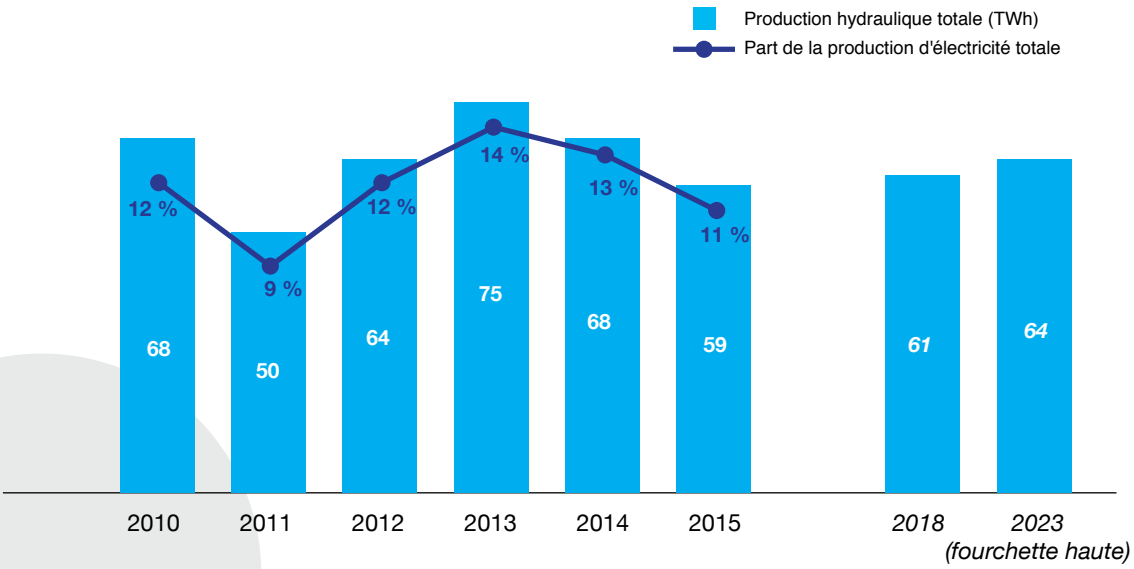
UN POTENTIEL VALORISÉ PAR QUATRE GRANDES TECHNOLOGIES

Le potentiel hydroélectrique français est valorisé par quatre grandes technologies : les centrales au fil de l'eau, les centrales de lac, les centrales d'éclusée et les stations de transfert d'énergie par pompage (Step) (voir encadré).

Graph. n° 1

Production d'électricité hydraulique en France (TWh)

Source : RTE, "Statistiques de production et consommation d'électricité 2015", programmation pluriannuelle de l'énergie.

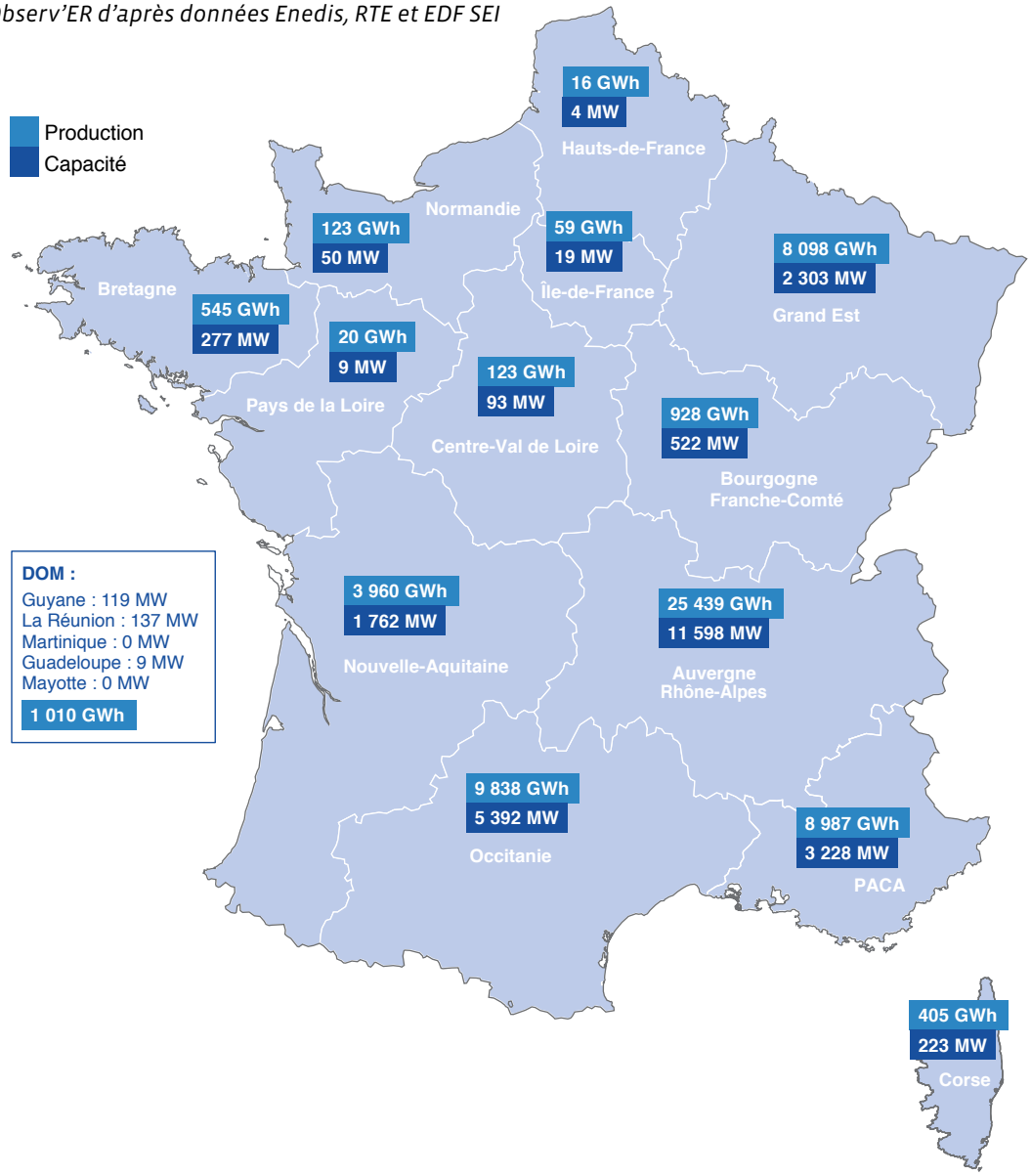


Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Carte n° 1

Répartition du parc hydraulique français raccordé au 30 septembre et production annuelle sur une année glissante au troisième trimestre 2016

Source : Observ'ER d'après données Enedis, RTE et EDF SEI



Flexible et réactive, l'hydroélectricité est complémentaire des autres énergies renouvelables : les services qu'elle rend au réseau électrique permettront de favoriser le développement des autres EnR, intermittentes. Décentralisée, l'hydroélectricité contribue à dynamiser le développement économique des territoires enclavés.

Les Step constituent aujourd'hui le principal outil de stockage de l'électricité à grande échelle et occupent, à ce titre, un rôle particulier dans la transition énergétique française. Or, sur le plan électrique, cette transition doit s'appuyer sur trois piliers : le

Une filière, quatre technologies matures

***Les centrales de lac** sont associées à des barrages et constituent un tiers de la puissance installée (environ 9 000 MW) malgré leur petit nombre (une centaine). Cette technologie représente une puissance très rapidement mobilisable en période de pointe de consommation.*

***Les centrales au fil de l'eau** sont les plus nombreuses sur le territoire (env. 1 900) et produisent plus de 50 % de la production hydraulique, mais, du fait de leur petite puissance nominale, elles ne représentent que le deuxième type d'aménagement en termes de puissance (env. 7 600 MW). Non équipées de retenues d'eau, ces centrales assurent une production en continu tout au long de l'année et participe ainsi à la base du mix énergétique national.*

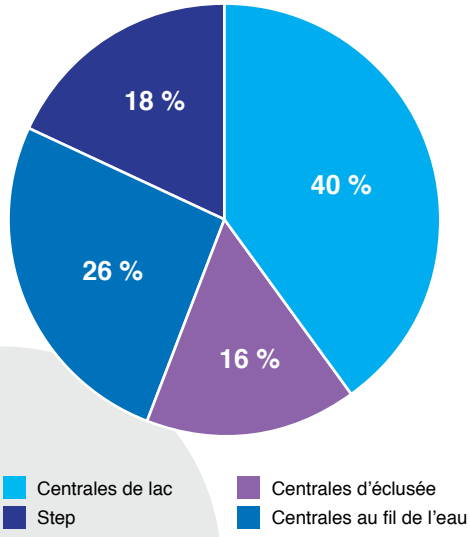
***Les centrales d'éclusée** également dotées d'une retenue d'eau, permettent un stockage quotidien ou hebdomadaire de quantités moyennes d'eau disponible en cas de pic de consommation. Cette technologie représente environ 4 200 MW installés, pour 150 centrales, et un potentiel de production de 10,6 TWh.*

***Les stations de transfert d'énergie par pompage (Step)** ne sont pas tout à fait considérées comme des sites de production ; elles constituent davantage des lieux de stockage d'énergie sous forme d'une eau pompée dans un réservoir amont et pouvant être turbinée en cas de besoin énergétique. L'Hexagone recense une dizaine de Step, pour une puissance cumulée de 4 500 MW.*

Graph. n° 2

Répartition des capacités hydrauliques par type de centrale

Source : "Panorama des énergies renouvelables 2016"



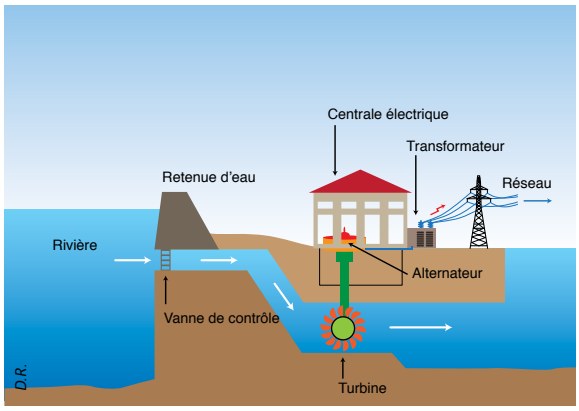
déploiement des énergies renouvelables, un renforcement des réseaux axé sur des schémas régionaux et la diffusion de technologies de stockage. Mais ces dernières sont encore rarement matures, et seules les Step offrent un potentiel à grande échelle, ce qui en fait un élément d'équilibrage du réseau indispensable. Si les principaux grands sites exploitables ont déjà été mobilisés, les Step peuvent cependant être modernisées. En effet, les systèmes qui ont été conçus pour trois démarrages quotidiens sont désormais démarrés dix à quinze fois par jour[1] . Ainsi, EDF pense développer une capacité supplémentaire de Step d'un ou deux GW d'ici 2030. C'est pourquoi le groupe

1. *Olivier Teller, directeur produit chez General Electric Hydro, cité dans le blog de GreenAymeric, publié sur* Mediapart *le 1er décembre 2016.*

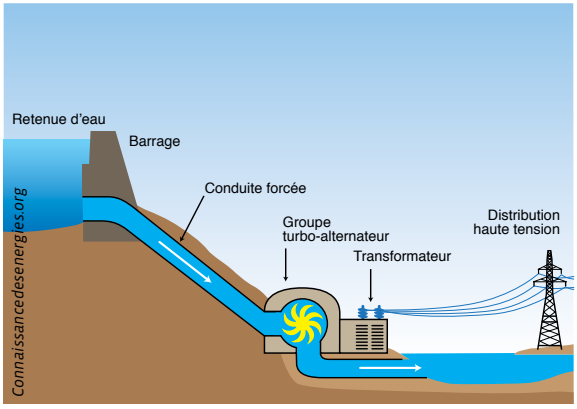
Schémas n° 1

Schémas des différentes technologies d'ouvrages hydroélectriques

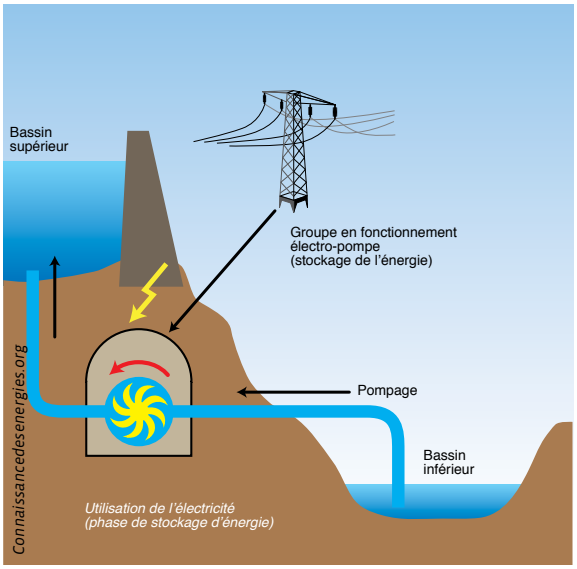
Source : Observ'ER 2016



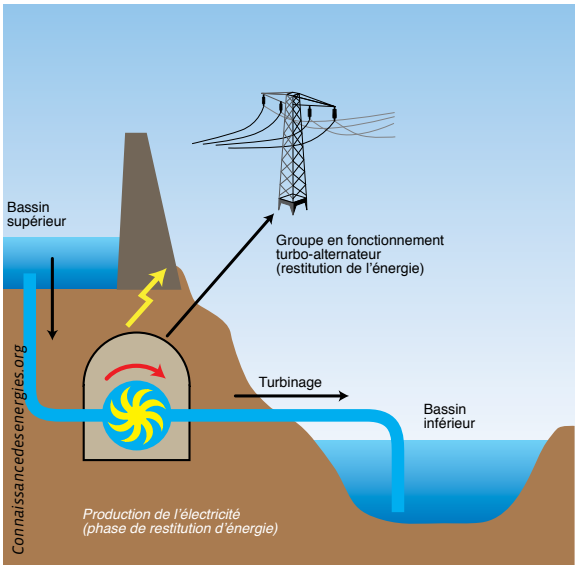
Centrale au fil de l'eau



Centrale de lac



Step en phase de stockage



Step en phase de production

modernise la Step de Revin en l'équipant d'un système turbine/pompe : les quatre groupes qui la composent, de 200 MW chacun, peuvent fonctionner alternativement comme pompe et comme turbine. Un potentiel en petite Step, basé sur des bassins préexistants (anciennes carrières par exemple), présente un réel intérêt pour assurer l'équilibre de boucles locales dans les territoires et ainsi éviter des coûts de renforcement des réseaux.

Petites centrales et mécanisme de rémunération

En 2016, les mécanismes de soutien à la filière ont évolué, comme pour les autres énergies renouvelables, sous l'impulsion de la Commission européenne. Les petites centrales ont longtemps bénéficié d'un mécanisme d'obligation d'achat. Suivant l'ancienneté de l'installation et du contrat, ceux-ci sont nommés H97 (signés en 1997), H01 (2001) et H07 (2007). D'une durée de quinze ou vingt ans selon le type de contrat, certains ont été renouvelés moyennant un programme d'investissement.

Un nouvel arrêté tarifaire est paru en décembre 2016 : le contrat H16, concernant les constructions de moins de 1 MW. Il est proposé sous forme d'obligation d'achat en dessous de 500 kW et de complément de rémunération entre 500 kW et 1 MW. Le tarif pour une puissance inférieure à 500 kW est de 132 €/MWh en basse chute et 120 €/MWh en haute chute. Au-dessus de 500 kW et jusqu'à 1 MW, il est de 110 €/MWh en basse chute et 115 € en haute chute. Un nouveau dispositif de rénovation est également proposé. Plus souple que le H07, il permet un investissement à la carte, entre 500 et 2500 €/kW installé. Le tarif proposé est proportionnel à l'investissement (de 60 € à 103 €/MWh en basse chute inférieure à 500 kW par exemple) afin d'assurer un taux de rentabilité interne de 8 %. Par ailleurs, le tarif du contrat H16 ne peut pas être cumulé avec une autre subvention publique à la construction où à la rénovation.

Au-delà de 500 kW, le mécanisme d'obligation d'achat cède la place à un mécanisme de complément de rémunération, comme pour les autres énergies renouvelables. Enfin, si un développeur souhaite construire un ouvrage de plus d'1 MW, il devra impérativement passer par un appel d'offres. En dessous d'1 MW, le développeur peut déposer son projet "au guichet", selon la procédure habituelle ou participer à un éventuel appel d'offres sur cette gamme de puissance.

Concrétisant une demande datant de 2014 de la ministre, la Commission de régulation de l'énergie a d'ailleurs publié un appel d'offres en mai 2016, clôturé en décembre 2016. Cet appel d'offres, qui vise à accompagner le développement de la filière, témoigne de l'engagement du gouvernement en faveur de la petite hydroélectricité. Son objectif est de déployer trois types d'installations via trois lots :

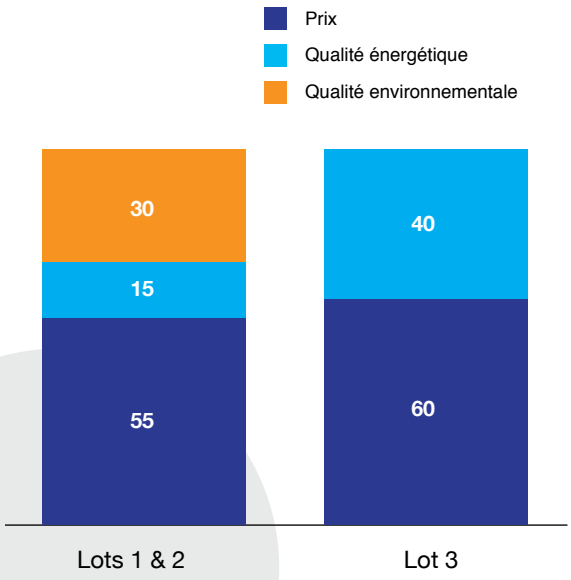
Lot 1 : 25 MW de nouveaux sites d'une puissance supérieure ou égale à 500 kW ;

Lot 2 : 30 MW d'amélioration de sites existants, dont 25 MW pour des installations

Graph. n° 3

Pondération des critères de sélection pour l'appel d'offres petite hydroélectricité (en %)

Source :



Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

supérieures ou égales à 500 kW et 5 MW pour des installations de puissance supérieure ou égale à 150 kW et strictement inférieure à 500 kW.
Selon la taille de l'installation, chaque candidat devait proposer son prix. À côté du critère "prix", qui représentait 55 % de la note, le critère "environnemental" en représentait 30 % et le critère "énergie" 15 % (voir graphique n° 3) ;
Lot 3 : 50 projets d'amélioration de sites d'une puissance supérieure ou égale à 36 kW et strictement inférieure à 150 kW. Le lot 3, qui concerne de petites centrales, ne présentait pas de critères environnementaux. Les délais d'instructions sont réduits grâce à cet appel d'offres, passant de 2 ou 3 ans en fonction de l'interlocuteur, à 1 an.

Le renouvellement des concessions

Une autre évolution du monde de l'hydroélectricité qui court depuis plusieurs années est le renouvellement des concessions des installations de plus de 4,5 MW.
En France, il est nécessaire de disposer d'une autorisation ou d'une concession de l'État pour exploiter l'énergie des marées, lacs et cours d'eau. Les autorisations sont données aux installations de moins de 4,5 MW. Celles au-dessus de ce seuil disposent d'une concession qui est attribuée pour environ 75 ans et peut être renouvelée pour 30 ou 40 ans. EDF et Engie sont les principaux opérateurs de ces concessions, la première contrôlant 80 % du parc hydroélectrique français et la seconde 12 %, via deux filiales que sont la Société hydroélectrique du Midi et la Compagnie nationale du Rhône. Jusqu'à présent, les concessions étaient renouvelées par un système de "droit de préférence" qui assurait la reconduction quasi automatique des contrats.

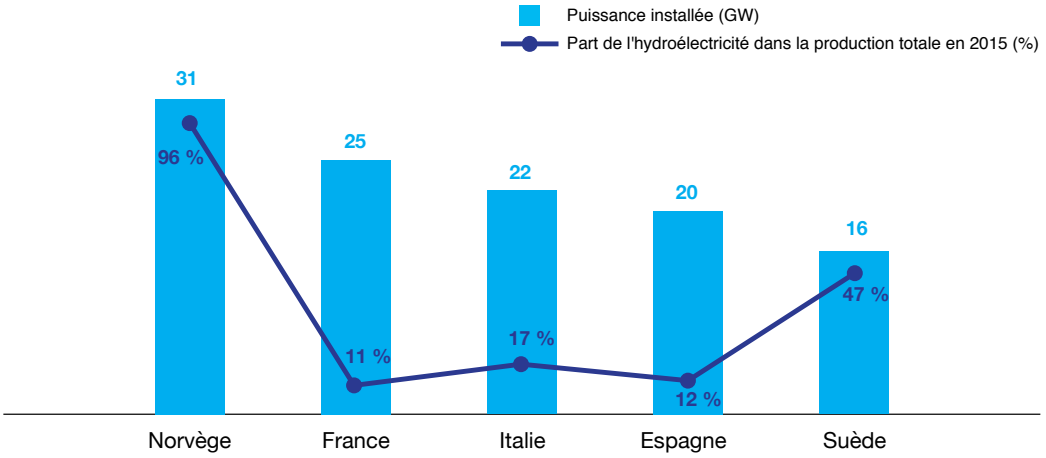
Ce système a été chamboulé en 2006 par la loi sur l'eau qui a abrogé le droit de préférence. Ensuite, la Commission européenne a exigé du gouvernement la mise en concurrence de ses concessions.
Le précédent gouvernement avait enclenché le processus mais sans le faire aboutir. Un calendrier avait été rendu public en avril 2010 avec la liste des premiers barrages concernés, pour une puissance totale de 5 300 MW. Devant l'enjeu économique et énergétique du dossier, les différents ministres de l'Environnement ont cherché à temporiser afin de réfléchir à toutes les options possibles.

Ce retard a fini par exaspérer Bruxelles, qui a mis la France en demeure en octobre 2015, en lui donnant jusqu'à la fin 2015 pour proposer des solutions et un plan concrets.
Le gouvernement a donc élaboré de nouvelles modalités de gestion en modernisant le cadre réglementaire des grandes installations hydroélectriques. Elles ont été introduites essentiellement à travers deux textes : la loi sur la transition énergétique du 17 août 2015 et un décret du 27 avril 2016. L'exercice était délicat car il fallait aménager une présence de l'État ou des régions dans la gestion des concessions tout en respectant les injonctions de Bruxelles. Ont ainsi été actés dans la loi sur la transition énergétique les trois axes suivants :

- la possibilité de regrouper les concessions d'un même opérateur ou d'opérateurs différents dans une chaîne d'installations hydrauliquement liées afin d'en optimiser l'exploitation énergétique et en leur fixant une date d'échéance commune, préservant ainsi leur équilibre économique ;

L'énergie hydraulique en Europe

La France est le premier pays de l'Union européenne en termes de capacité hydroélectrique installée. Plus globalement en Europe, c'est la Norvège qui atteint ce rang. Par ailleurs, dans ce pays, l'hydraulique permet de couvrir 96 % de la production totale d'électricité. Dans de nombreux pays, ce taux de couverture est important. C'est le cas de la Suède (47 %) et de l'Autriche (64 %).
L'hydroélectricité est donc une source d'électricité stratégiquement essentielle pour de nombreux pays européens.



Source : Entso-e

- le fait de proroger les concessions en cours si des travaux non prévus aux contrats initiaux sont programmés afin de répondre aux objectifs de la politique énergétique nationale ;
- la création des Semh, sociétés d'économie mixte hydroélectriques, constituées en vue de l'exécution d'une ou plusieurs concessions.

Les Semh permettent à l'administration française d'être partie prenante dans l'exploitation d'une concession hydroélectrique. En effet, une Semh est composée d'au moins deux actionnaires, dont un est une collectivité territoriale riveraine du cours d'eau aménagé. L'autre est un opérateur économique sélectionné par l'État après un avis d'appel public à la concurrence.

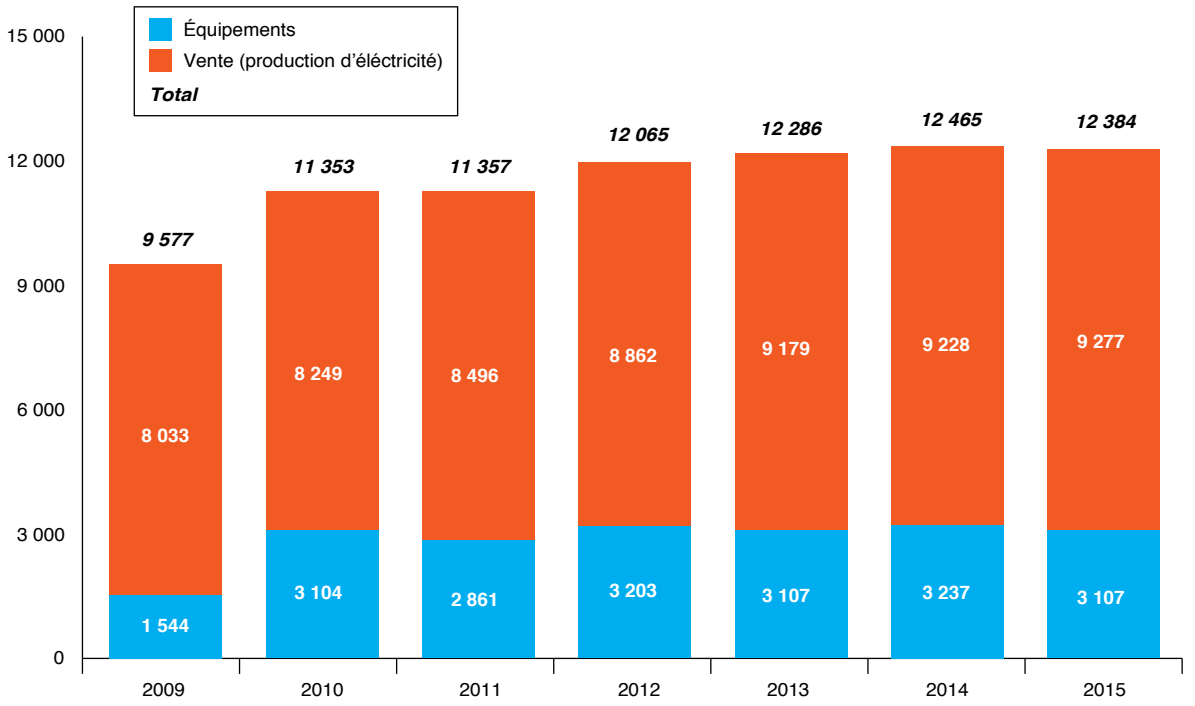
Une filière industrielle d'excellence

Au-delà de questions d'indépendance énergétique, la filière est l'un des fleurons industriels nationaux qui s'exporte. Par ailleurs, elle assure plus de 12 000 emplois directs à l'économie française, répartis sur tout le territoire, chiffre stable d'année en année (voir graphique n° 4). Près de 25 % de ces emplois restent mobilisés pour l'installation et la modernisation des installations. L'hydroélectricité est également une filière où les innovations technologiques sont nombreuses. De nouvelles technologies émergent, notamment pour équiper à moindre coût des seuils existants de faible hauteur.

Graph. n° 4

Nombre d'emplois directs dans le secteur de l'hydroélectricité en France

Source : Ademe, In Numeri, 2016



La filière a généré un chiffre d'affaires de 3,5 milliards en 2015. Comme pour les emplois, cette valeur repose en grande partie sur la gestion des sites. Elle est donc directement reliée à l'évolution de la production et de la consommation d'électricité hydroélectrique. C'est pourquoi le graphique n° 5 montre un pic pour l'année 2013 qui a connu une forte pluviométrie. De plus, le France exporte des équipements hydroélectriques, ce qui permet d'augmenter encore les chiffres de la filière.

Une PPE trop timide

Malgré toutes ces avancées pour la filière, la programmation pluriannuelle de l'énergie de 2016 ne prévoit pas une croissance de grande ampleur. Le texte projette un parc identique à fin 2018 et une croissance qui s'échelonnerait entre 25 800 et 26 050 MW à fin 2023 pour une production évaluée à 62 ou 63 TWh. Si ces chiffres marquent un recul net par rapport aux objectifs qui avaient été posés précédemment, ils sont néanmoins réalistes, considérant les délais d'instruction et de construction des projets hydroélectriques (trois à huit ans en moyenne) et le poids croissant des exigences environnementales qui pèsent sur la production (augmentation des débits réservés, pertes de production liées à l'installation de prises d'eau ichtyophiles, etc.). Pour rappel, le précédent exercice de programmation

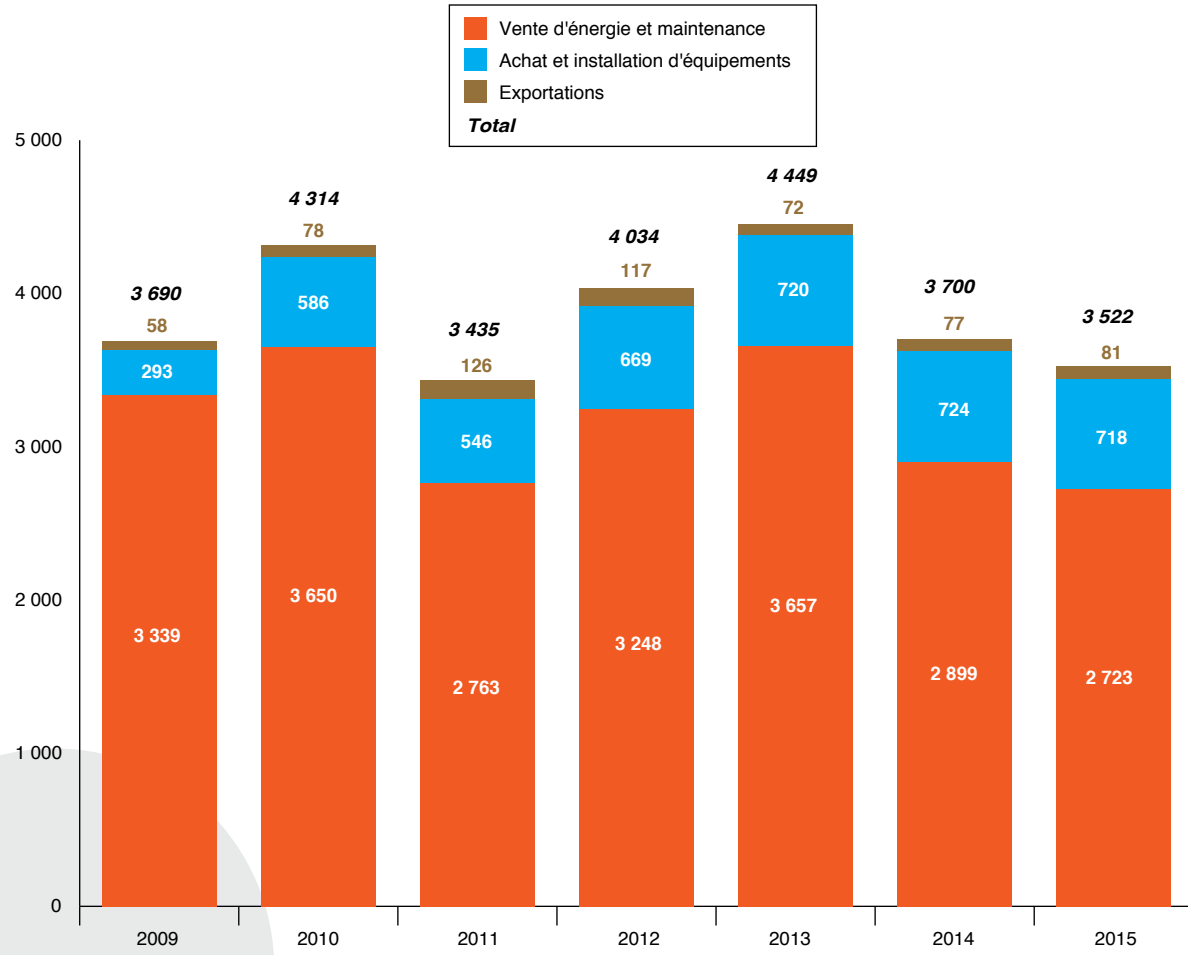
visait à fin 2020 l'installation de 3 GW supplémentaires par rapport à la puissance de fin 2006 (soit un total d'environ 28 GW). Économiquement, ce retard constitue un manque à gagner, car la réalisation de ces 3 GW aurait représenté, selon le syndicat France hydro électricité, une activité de plus de 2,1 milliards d'euros et la création de 2 000 emplois.

Pourtant, des perspectives de développement, il y en a ! Elles ont d'ailleurs été bien identifiées en novembre 2013 dans l'étude de convergence qui a été menée par l'État et la profession, représentée par l'UFE, en partenariat avec les Dreal. Au total, 3 TWh pourraient être valorisés à travers les appels d'offres en cours de concertation pour développer de nouvelles installations sur des sites propices, et compenser ainsi la diminution de la production hydroélectrique due à l'application des diverses réglementations environnementales. C'est d'autant plus nécessaire que la profession estime cette baisse à près de 2,2 TWh ! ●

Graph. n° 5

Chiffres d'affaires du secteur (en millions d'euros)

Source : Ademe, In Numeri, 2016



3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Jean-Marc Lévy,** délégué général de France Hydro Électricité

1 Quel impact auront les nouveaux contrats H16 ?

Le H16 devrait permettre l'émergence de nouveaux projets de haute qualité environnementale. Les tarifs sont conformes aux coûts de référence de la filière, qui ont été actualisés pour prendre en compte la hausse des contraintes et des coûts environnementaux, ainsi que celle de la fiscalité. Le tarif H16 offre un TRI (taux de rentabilité interne) moyen de 8 % avant impôts, comme l'avait fixé la ministre.

La filière manque à ce jour de visibilité concernant la rénovation des installations de plus d'1 MW, pour lesquelles nous ne savons pas encore s'il sera indispensable de passer par des appels d'offres, ce qui nous semblerait peu pertinent.

2 Où en est-on sur le sujet de la classification des cours d'eau et son impact sur le développement de la petite hydroélectricité ?

Les classements de cours d'eau ont été élaborés à "dire d'experts", sans justification scientifique, et dans une logique maximaliste. La liste 1 (L. 214-17.1 du code de l'environnement) condamne ainsi 72 % du potentiel hydroélectrique. L'État avait délégué le travail à quelques associations dites écologistes ainsi qu'à la fédération de pêche amateur (FNPF) qui se préoccupe peu de la qualité de l'eau. La liste 2, établie avec autant de zèle et d'excès que la liste 1, imposait de mettre en « conformité environnementale » *(sans qu'il existe de référence partagée en la matière) plus de 10 000 ouvrages en cinq ans.*

Faute de bilan qualitatif et quantitatif de la politique de l'eau menée en France depuis plus de sept ans (le Plan d'action pour la restauration de la continuité écologique des cours d'eau date de 2009), personne ne sait où nous en sommes, malgré les milliards d'argent public dépensés. La loi biodiversité n'a pu qu'en prendre acte et repousser de cinq ans cet objectif irréaliste.

La France se prive ainsi, par son dogmatisme, d'un potentiel d'énergie renouvelable d'une qualité inégalée. Jean-Paul Bravard, professeur d'université émérite, expliquait récemment aux élus, lors d'une audition à l'Assemblée nationale le 23 novembre 2016, que « la politique aujourd'hui menée est fondée sur des bases scientifiques faibles, ses coûts sont élevés, ses résultats hypothétiques, son acceptation sociale limitée ». *Il résume ainsi parfaitement cette politique normée et rigide qui ne prend pas en compte les territoires ni les efforts des riverains pour retrouver le bon état des rivières.*

3 Quel est le contexte européen de l'hydroélectricité ?

L'agenda européen pour l'énergie est très chargé pour les mois et années à venir. Les choses bougent, plutôt dans un sens

favorable aux EnR. Néanmoins, les négociations entre le Parlement et les États-membres, entre les directions générales de la concurrence et de l'énergie de la Commission européenne, entre les États-membres du Nord et ceux du Sud seront animées.

Nous tentons, à notre échelle, de défendre l'allègement des procédures et des barrières administratives, d'augmenter et de donner plus de force aux objectifs d'énergie renouvelable européens et nationaux, et de pérenniser les mécanismes de soutien, la priorité d'accès au réseau et les appels d'offres par filière, pour garantir la rémunération des investissements capitalistiques.

Le prix du CO_2 doit être soutenu pour encourager les investissements dans les EnR et nous souhaitons que chaque État-membre reste maître de son mix énergétique. Nous demandons à la Commission européenne d'aller encore plus loin dans l'intégration de ses diverses politiques en travaillant en particulier sur la compatibilité de la directive EnR avec la directive cadre sur l'eau (DCE) et celle sur le market design.

Enfin, nous souhaitons valoriser les services que l'hydroélectricité rend au réseau (notamment pour la stabilité en fréquence), adapter les règles des services système aux caractéristiques des EnR, et travailler sur l'économie du stockage. ●

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ Les pages du SER consacrées à la filière : www.enr.fr
- ✓ www.france-hydro-electricite.fr
- ✓ www.barrages-cfbr.eu

Copeaux sur la plateforme de préparation du bois. Chaufferie biomasse de l'usine Smurfit Kappa de Biganos – Gironde (Nouvelle-Aquitaine)

Rodolphe Escher

La Programmation Pluriannuelle de l'Énergie propose des objectifs ambitieux à 2023 pour la filière électrique biomasse solide, qui pourraient relancer sa dynamique. La procédure d'appel d'offres triennal couplée au complément de rémunération est désormais le dispositif de référence pour développer le secteur. Il reste à voir si les développeurs vont être convaincus par les modalités de ce mécanisme.

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée à fin octobre 2016

408 MW

Production électrique en 2015

2 270 GWh

Objectif à fin 2018

540 MW

Objectif à fin 2023 (option basse)

790 MW

Objectif à fin 2023 (option haute)

1 040 MW

Emplois dans la filière en 2015 (toutes valorisations énergétiques)

6 800

Chiffre d'affaires dans la filière en 2015 (toutes valorisations énergétiques)

1 655
millions d'euros

FILIÈRE BIOMASSE SOLIDE

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

ÉLECTRICITÉ BIOMASSE : DES SITES PEU NOMBREUX MAIS DE GRANDE TAILLE

En France, comme dans de nombreux autres pays européens, le bois énergie est la première des énergies renouvelables. En 2015, la filière représentait 40 % de la production primaire d'énergies renouvelables française[1]. Si l'essentiel de son utilisation correspond à des usages thermiques (chauffage des particuliers, chaufferies des collectivités et industriels), il existe des installations ayant une vocation de production d'électricité, même si leur effectif progresse peu d'année en année. Fin 2016, le parc français des centrales de cogénération[2] biomasse était de 38 sites (contre 36 fin 2015) pour une puissance de 408 MWe (365 à fin 2015, soit une hausse de 12 %). De plus, sept sites sont en construction ou en projet avancé, pour une capacité totale de 220 MWe.

La particularité des centrales électriques biomasse en cogénération tient à leur puissance moyenne, qui est nettement plus élevée que celle des chaufferies produisant de la chaleur seule. Pour le parc installé à fin 2016, cette moyenne est de 10,7 MWe, auxquels il faut ajouter trois fois plus de MW thermiques. Pour les chaufferies classiques, à vocation thermique seule (industrielles ou collectives) cette moyenne est de 1,25 MW par site (statistiques CIBE).

Cette forte puissance moyenne des installations de cogénération biomasse est le fruit des politiques de soutien appliquées au cours des dix dernières années. En la matière, la France a privilégié le dispositif des appels d'offres. Depuis le début des années 2000, quatre procédures d'appel d'offres ont été organisées par la CRE

1. *Source SOES 2016*

2. *Production simultanée de chaleur et d'électricité*

Tabl. n° 1

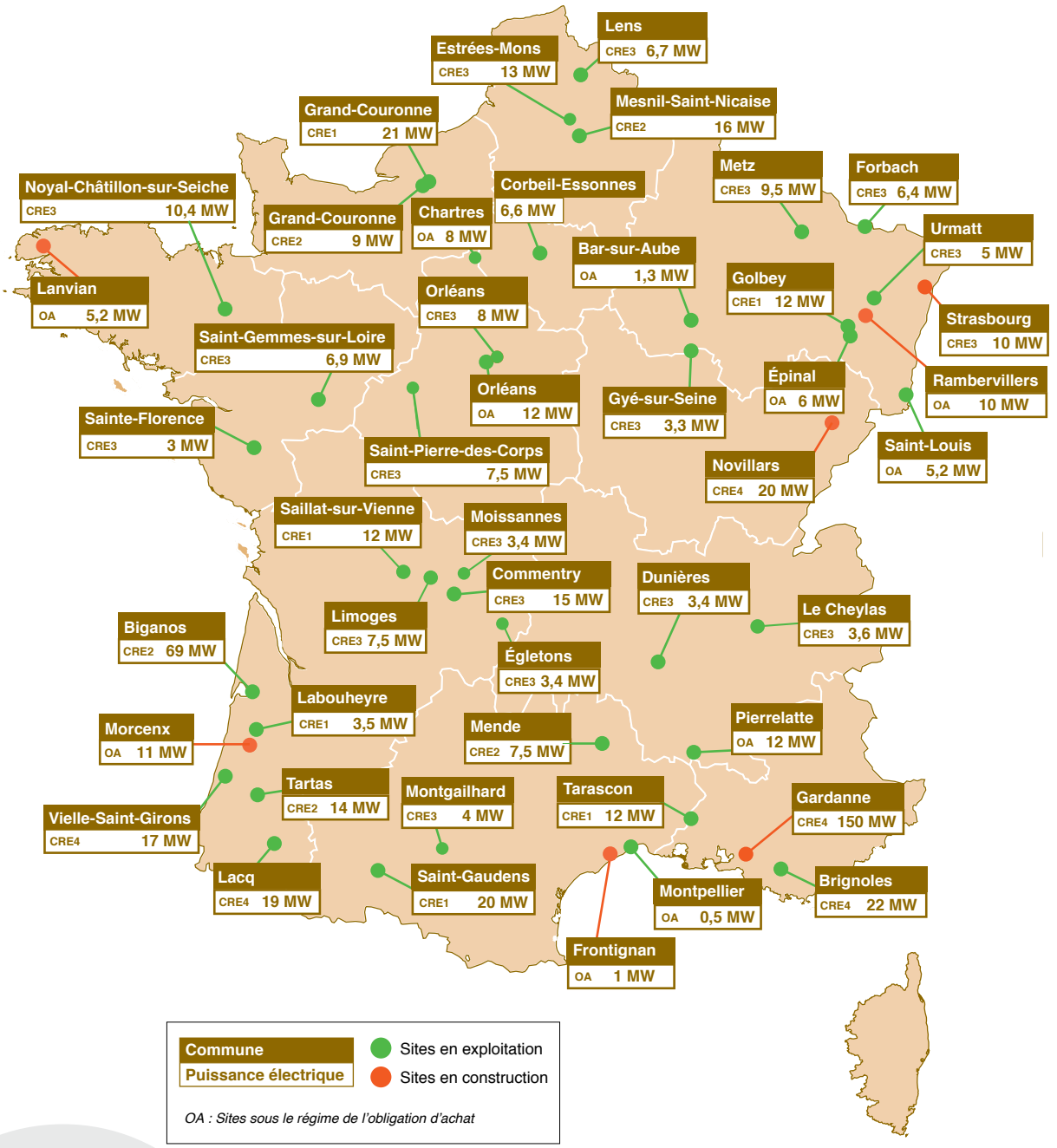
Répartition des centrales biomasse par type de soutien, appels d'offres et tarif d'obligation d'achat

Source : Observ'ER 2016

Appels d'offres	Résultats	Puissance minimale des dossiers	Nombre de projets retenus/ déposés	Puissance retenue (MW)	Nombre de centrales en exploitation ou en construction	Puissance totale sites en exploitation ou en construction (MW)
CRE 1 (2003)	Janvier 2005	12 MW	14 / 23	216	5/14	77
CRE 2 (2006)	Juin 2008	5 MW	22 / 56	314	5/22	115,5
CRE 3 (2009)	Janvier 2010	3 MW	32 / 106	250	20/32	133,5
CRE 4 (2010)	Octobre 2011	12 MW	15 / 16	420	5/15	228
Régime de l'obligation d'achat					9	68,8
Contrat de vente directe de l'électricité à Enercoop					1	0,5
Nombre total de sites de cogénération biomasse en exploitation ou en construction					45 dont 7 en construction	620,4 dont 212,3 MW en construction

Carte n° 1

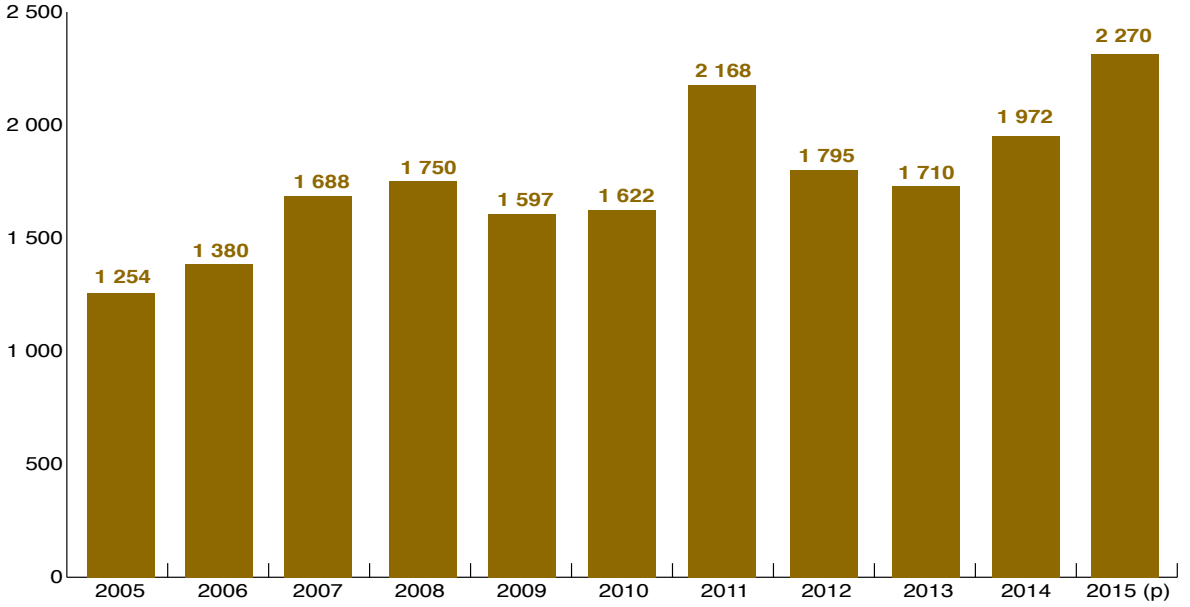
Cartographie des sites de production d'éléctricité à partir de biomasse solide à fin 2016
Source : Observ'ER 2016



Graph. n° 1

Évolution de la production électrique biomasse solide en GWh

Source : SOeS 2016



(p) : prévisionnel

(Commission de régulation de l'électricité). Sur les 45 centrales actuelles en fonctionnement ou en construction, 35 sont des lauréates d'un des quatre appels d'offres et neuf sites relèvent du tarif d'obligation d'achat mis en place en 2002, réévalué en 2009 puis 2011, et abrogé en 2016 (voir tableau n° 1).

Les taux de réalisation des appels d'offres CRE 1 et CRE 2 – c'est-à-dire le nombre de sites construits par rapport au nombre de projets initialement retenus – se limitent à seulement 36 % et 23 %. Ces résultats s'expliquent par des seuils minimaux d'éligibilité fixés alors qui étaient respectivement de 12 et 5 MWe. Ces sites étant en cogénération, il est nécessaire que des valorisations soient faites à la fois pour la partie électrique et pour le pendant thermique. Or de tels niveaux de puissance électrique induisent des potentiels de valorisation de chaleur que seuls de grands industriels peuvent proposer. En effet, pour 1 MWh électrique produit, une centrale de cogénération biomasse génère 3 MWh thermiques. De plus, 10 MWe de puissance installée nécessitent environ 120 000 tonnes de bois par an.

Les appels d'offres CRE 1 et CRE 2 ont surtout intéressé les sites de production de pâte à papier, qui valorisent traditionnellement les rebus de leur processus de production sous des formes énergétiques. Sept des dix centrales retenues sont localisées chez ce type d'industriel : Fibre Excellence, UPM-Kymmene, Tembec et Smurfit Kappa. Cette dernière installation, situées à Biganos (Gironde), est la plus grande centrale de cogénération biomasse actuellement

Conversion des centrales gaz et charbon à la biomasse

La ministre Ségolène Royal a annoncé en juin 2016 vouloir encourager la conversion à la biomasse des centrales électriques au gaz. Un cahier des charges d'appel d'offres serait à l'étude et ce point a été inscrit dans la PPE. Mais malgré cette annonce volontariste, la filière reste dubitative sur la faisabilité technique de telles conversions. En effet, une chaudière gaz ne peut être convertie ni à la biomasse solide, ni au gaz de synthèse issu de la gazéification de la biomasse. Seule l'utilisation de biométhane produit par méthanisation pourrait être envisagée. Il faudrait alors lever deux freins importants : les très faibles volumes de biométhane disponibles aujourd'hui et son coût de production deux fois plus élevé que celui du gaz naturel. Par ailleurs, les heures sont comptées pour les centrales à charbon françaises qui, selon la PPE, devront toutes fermer d'ici 2023. La conversion à la biomasse pourrait être la solution pour certaines d'entre elles. La tranche 4 de la centrale Uniper de Provence a déjà franchi le pas (voir page suivante). De son côté, EDF a testé début 2016 la biomasse dans sa centrale de Cordemais (Loire-Atlantique). Les essais avec de la sciure de bois mélangée au charbon ont été concluants, mais le passage à l'échelle industrielle exige des investissements colossaux.

en fonctionnement en France et possède une puissance électrique de 69 MWe. L'appel d'offres CRE 2 a aussi concerné des industriels agroalimentaires comme le producteur d'huiles Saipol à Grand-Couronne (Seine-Maritime, 9 MWe) et le fabricant d'additifs alimentaires Ajinomoto au Mesnil-Saint-Nicaise (Somme, 16 MWe). Un réseau de chaleur a aussi fait partie des lauréats : celui de la commune de Mende (Lozère, 7,5 MWe).

Réseaux de chaleur en cogénération

L'appel d'offres CRE 3, lancé en 2009, présente un taux de réalisation plus élevé que les deux éditions précédentes, puisque deux projets sur trois ont vu le jour. Contrairement aux CRE 1 et 2 tournés exclusivement vers l'industrie, neuf des vingt cogénérations réalisées via le CRE 3 ont cherché à valoriser la partie énergie thermique à travers des réseaux de chaleur urbains. Six cogénérations au bois ont été installées par Dalkia sur des réseaux de chaleur des agglomérations d'Angers, de Rennes et de Tours ainsi qu'à Lens, Limoges et Orléans (7,5 ou 10 MWe). En 2017, l'énergéticien s'apprête à mettre en route la cogénération du réseau de chaleur de Strasbourg (10 MWe). De son côté, Cofely a équipé le réseau de chaleur de Forbach (Moselle) d'une installation de 6,4 MWe. Non loin de là, à Metz, la régie d'énergie de la ville (UEM) a doté le réseau d'une cogénération de 9,5 MWe.

L'appel d'offres CRE 3 a aussi permis la construction de cogénérations bois d'assez grande taille dans le secteur industriel. Une installation de 13 MWe portée par le développeur Akuo Energy a ainsi vu le jour dans l'usine Bonduelle de légumes en conserve et surgelés d'Estrées-Mons (Somme). Par ailleurs, une cogénération

bois de 15 MWe est en fin de construction chez le fabricant d'additifs pour l'alimentation animale Adisseo à Commentry (Allier), grâce à un investissement conjoint de Neoen et de la Caisse des dépôts.

Grâce à un seuil d'éligibilité ramené à 3 MWe, l'appel d'offres CRE 3 a séduit un nouveau profil de producteurs : les fabricants de granulés de bois. C'est le cas des scieries Archimbaud (à Labouheyre, Landes), Piveteau (à Sainte-Florence, Vendée, et Egletons, Creuse), la Scierie du Limousin (à Moissannes, Haute-Vienne), Forestir (à Montgailhard, Ariège) et Siat Braun (à Urmatt, Bas-Rhin), dont les process de fabrication des pellets bois sont alimentés en chaleur par des cogénérations biomasse de 3 à 5 MWe. En Haute-Loire et en Isère, les fabricants de granulés Moulin Bois Énergie (scierie Moulin) et Alpes Bois Énergie (scierie Bois du Dauphiné) ont également investi dans une cogénération pour couvrir leurs besoins énergétiques et améliorer l'équilibre financier des usines par la vente d'électricité.

Tests à la centrale géante de Gardanne

Malgré le succès de l'appel d'offres CRE 3, l'État a de nouveau ciblé avec le CRE 4 de grands projets industriels d'une puissance électrique minimale de 12 MWe. La particularité de cet appel d'offres a été d'accorder une dérogation aux projets de centrales électriques à biomasse implantés en Provence-Alpes-Côte d'Azur et en Bretagne, deux régions déficitaires en électricité et fragiles en période de pics de demande. Ces projets ont la possibilité de déroger à la règle d'un minimum de 60 % d'efficacité énergétique (part d'énergie primaire valorisée en électricité et chaleur)… à condition de pouvoir justifier que *« le projet contribue à améliorer la sécurité d'alimentation en électricité de la région »*. En contrepartie, ces projets s'engagent sur une disponibilité annuelle de l'installation en base d'au moins 7 500 heures, contre 3 000 heures en équivalent pleine puissance pour les autres sites, afin de couvrir le socle des besoins de consommation d'électricité qui reste constant sur l'année. Sur les quatre projets en exploitation ou en construction, deux entrent dans ce cadre.

Le projet le plus important en taille concerne la centrale électrique à charbon d'Uniper (ex-E.ON) à Gardanne, dans les Bouches-du-Rhône, dont la tranche 4 est en cours de conversion à la biomasse grâce à un investissement de 250 M€. Les essais ont débuté au premier semestre 2016. L'installation de 150 MWe devrait représenter 6 % de la production d'électricité de la région et couvrir 3 % de sa consommation. Les volumes de bois nécessaires à son approvisionnement s'élèvent à 830 000 t/an. À l'origine, l'énergéticien allemand avait prévu, pour les trois premières années, des volumes de bois importés à hauteur de 335 000 t/an ainsi que 310 000 t/an de bois forestiers locaux (régions Provence-Alpes-Côte d'Azur, Languedoc-Roussillon, départements limitrophes). Mais les vives inquiétudes formulées par la filière bois lors des comités régionaux biomasses ont conduit le préfet à exiger une réduction de moitié des approvisionnements provenant de la forêt provençale. Pour compenser, quelque 400 000 t/an seront importées par le port de Fos-sur-Mer. L'essentiel devrait provenir d'un fournisseur espagnol, Econova (Catalogne), mais aussi d'Italie et d'Amérique du Sud. Il faut dire que

la ressource locale en bois forestier est déjà fortement sollicitée. Le producteur de pâte à papier Fibre Excellence, situé à Tarascon, à une centaine de kilomètres de la centrale Uniper de Gardanne, consomme plus d'un million de tonnes de bois par an. Il rencontre d'ailleurs des difficultés pour s'approvisionner en raison de la demande croissante de bois énergie et de la hausse des exportations de bois de sciage. Fibre Excellence se trouve désormais contraint d'importer du bois du Venezuela. C'est dans ce contexte qu'a été inaugurée en mars 2016 la centrale biomasse de Brignoles, dans le Var, lauréate du CRE 4 et construite par le spécialiste du traitement des déchets Inova (filiale d'Altawest et de la Caisse des dépôts). D'une puissance de 22 MWe, elle consommera 180 000 t/an de bois, composées aux trois quarts de plaquettes forestières locales et à 25 % de broyats de palettes.

L'appel d'offres CRE 4 a aussi séduit des industriels de la chimie. À Vielle-Saint-Girons, dans les Landes, dans l'usine DRT, spécialisée dans la valorisation de la colophane et de l'essence de térébenthine extraite de la résine de pin, une centrale de 17 MWe est exploitée par Cofely Services. Par ailleurs, l'énergéticien a mis en service fin 2015 une cogénération de 19 MWe à Lacq (Pyrénées-Atlantiques), pour alimenter en vapeur Sobegi, la société gestionnaire des plateformes industrielles de Lacq et Mourenx. Enfin, le projet de 20 MWe du développeur Akuo pour le papetier GemDoubs à Novillars (Doubs) est en construction pour une mise en service en 2018. Les dix autres projets ayant été abandonnés, le taux de réalisation de cet appel d'offres sera au mieux d'un sur trois.

Un tarif d'achat abrogé depuis mai 2016

En complément des procédures d'appel d'offres, il existait un tarif d'obligation d'achat appliqué à guichet ouvert aux projets ne répondant pas aux cahiers des charges des appels d'offres. Plusieurs arrêtés successifs ont encadré ce dispositif, le dernier datant du 27 janvier 2011 (voir tableau n° 2), qui cependant a été abrogé en mai 2016 pour que la France se conforme aux exigences de l'Union européenne en matière d'aides d'État. Les derniers sites à en profiter seront ceux dont le dossier de demande de raccordement avait été bouclé avant la date de fin du dispositif.

Fin 2016, cinq installations bénéficiaient du tarif d'obligation d'achat : l'usine Bio-Bar à Bar-sur-Aube (1,2 MWe, Aube), les réseaux de chaleur de Pierrelatte exploités par Coriance (12 MWe, Drôme), d'Orléans (12 MWe, Loiret) et d'Épinal (6 MWe, Vosges) exploités tous deux par Cofely Services, et enfin de Saint-Louis (5,2 MWe, Haut-Rhin). Quant à l'usine de gazéification de biomasse CHO Power de Morcenx (10 MWe, Landes), sa construction est terminée depuis longtemps, mais l'industriel Europlasma peine à caler le process ; l'usine est toujours en tests. La technologie a toutefois séduit plusieurs territoires : Thouars (Deux-Sèvres), Locminé (Morbihan) et Montauban-de-Bretagne (Ille-et-Vilaine). D'autres sites sous le régime de l'obligation d'achat sont en train de voir le jour. Tout d'abord, à Lanvian dans le Finistère, Soten, spécialiste des centrales biomasses, construit une cogénération de 5,2 MWe qui brûlera des substrats agricoles pouvant dépasser 25 % d'humidité et dont la chaleur alimentera

Tabl. n° 2

Tarifs d'achat de l'électricité issue de la biomasse
Source : DGEC

Arrêté du 27 janvier 2011 abrogé le 30 mai 2016	Installations de 5 à 12 MWe de puissance	4,34 c€/kWh + prime de 7,71 à 10,62 c€/kWh selon efficacité énergétique
Arrêté du 28 décembre 2009	Installations de 5 à 12 MWe de puissance	4,5 c€/kWh + prime de 8 c€/kWh selon la biomasse consommée + prime de 0 à 5 c€/kWh selon efficacité énergétique
Arrêté du 16 avril 2002	Installations de moins de 5 MWe de puissance	4,9 c€/kWh + prime de 0 à 1,2 c€/kWh selon efficacité énergétique

des serres. La mise en service est prévue au premier semestre 2017. Un autre site est en projet à Frontignan (Hérault), mais il n'est pas encore en construction. Le fabricant de palettes Crispa Group va réaliser une usine de granulés bois de 57 000 tonnes de capacité dont la chaleur proviendra d'une cogénération biomasse de 5,1 MWe. La mise en service devrait avoir lieu fin 2018. Enfin, le fabricant de panneaux Egger, dont l'usine de Rambervillers (Vosges) est déjà équipée d'une chaudière biomasse de 50 MW, projette de lui adosser une turbine de 12 MWe. Il devrait vendre de l'électricité dans le cadre d'un contrat d'obligation d'achat à compter de 2018.

Lancement d'un appel d'offres triennal

Depuis l'abrogation du tarif d'obligation d'achat, le dispositif qui prévaut pour la biomasse solide est l'appel d'offres mais avec une variante : les prix fixes d'achat sont désormais remplacés par le prix de marché, auquel s'ajoute un complément de rémunération variable selon le prix objectif défini par le candidat dans sa réponse à l'appel d'offres.

La CRE a publié en février 2016 un appel d'offres triennal proposant trois périodes de réponses en 2016, 2017 et 2018. Pour chaque période, la puissance cumulée appelée est de 50 MWe, dont 10 MWe sont réservés aux projets de 0,3 à 3 MWe. Certes, cette puissance cumulée peut être augmentée si l'ensemble des projets proposés la dépasse, mais elle reste très inférieure aux 200 MWe retenus pour chacun des 4 précédents appels d'offres. La puissance maximale d'un projet est de 25 MWe. La clôture du dépôt des offres de la première période a eu lieu fin août 2016, mais aucune communication officielle sur le bilan n'avait encore été faite fin novembre. Des avis concordants faisaient toutefois état d'un certain succès, avec une trentaine de projets déposés pour un volume global de plus de 100 MW. Pourtant, les exigences drastiques du cahier des charges ne laissaient pas augurer d'un tel résultat. En premier lieu, l'efficacité énergétique de la cogénération devait être au minimum de 75 %, alors que dans les appels d'offres CRE 3 et 4, elle n'était respectivement que de 50 et 60 %

(sauf pour les CRE 4 en Bretagne et Paca, qui avaient une dérogation). Un niveau de 75 % exclut d'office les réseaux de chaleur qui ne peuvent pas valoriser l'énergie thermique l'été. Sont donc ciblés les sites industriels ayant un débouché chaleur constant sur l'année : papeteries, sites chimiques, scieries… Cette valorisation thermique doit de plus être pérenne car, si elle venait à disparaître, les aides versées sous forme de complément de rémunération seraient d'abbord suspendues puis le contrat serait résilié. Ce point est extrêmement bloquant pour les porteurs de projets soumis à un tiers pour cette consommation de chaleur, et favorise au contraire les industries qui autoconsomment les thermies. Autre exigence drastique de l'État : le porteur de projet doit verser une caution financière qui est progressivement perdue au bout de trois ans si le projet n'est pas achevé. L'objectif est de limiter le nombre de projets abandonnés pour obtenir de bons taux de réalisation, à la différence de ce qui s'est passé pour les appels d'offres CRE 1, 2 et 4. Ces exigences ont conduit certains opérateurs, et non des moindres (voir trois questions à Dominique Kieffer), à ne pas déposer de dossier, échaudés notamment par la clause de pérennité de la valorisation chaleur.

Comment cependant expliquer le succès annoncé de la première tranche de l'appel d'offres triennal ? L'une des principales explications vient sans doute de la très longue période sans appel d'offres – six ans – qu'a connue le secteur. Les porteurs de projet ont mûri leurs dossiers et une file d'attente officieuse s'est constituée. Sur le segment 3-25 MW, les projets les mieux placés semblent provenir de papetiers déjà équipés de turbines en autoconsommation, qu'ils comptent moderniser. Le coût de ces investissements, nettement plus faibles que ceux d'un site entièrement neuf, les positionne en tête des potentiels lauréats. D'autant qu'ils disposent de leur propre combustible sous forme de déchets de leur processus industriel. Sur le segment 0,3-3 MW, il y aurait pléthore de dossiers d'industriels du bois valorisant leurs chutes en électricité via un ORC (cycle organique de Rankine), une technologie qui évite un investissement lourd dans une chaudière vapeur. Cet appel d'offres biomasse CRE 5 ferait donc la part belle aux industriels valorisant leurs sous-produits au détriment des réseaux de chaleur ou d'autres types de consommateurs de chaleur.

Une ressource en bois suffisante ?

La multiplication des installations consommatrices de bois énergie, chaufferies ou centrales de cogénération, met une forte pression sur la ressource forestière des territoires. La question est de savoir si les volumes disponibles seront suffisants pour approvisionner les futurs projets prévus dans la PPE. Pour y répondre, l'Ademe a fait actualiser son étude d'évaluation nationale des disponibilités en biomasse forestière pour l'industrie et l'énergie (menée avec l'Institut national de l'information géographique et forestière (IGN) et l'institut technologique FCBA, en collaboration avec les ministères en charge de l'Environnement et de l'Agriculture). L'étude confirme le fort potentiel en bois de la forêt française et la possibilité d'augmenter significativement les prélèvements, jusqu'à 20 millions de mètres cubes supplémentaires par an d'ici 2035 (surtout du feuillu) comparé au niveau actuel de 66 millions de mètres cubes.

L'étude souligne aussi la complémentarité des filières : environ la moitié de la ressource supplémentaire disponible pour l'énergie et l'industrie est conditionnée à la mobilisation du bois d'œuvre. Face à ce constat rassurant, encore faut-il structurer et accompagner la filière pour mobiliser davantage de bois. Deux outils ont été créés pour cela. Tout d'abord, le fonds stratégique de la forêt et du bois, créé en 2014 dans le cadre de la loi d'avenir sur l'agriculture et la forêt. Il vise à financer des projets d'investissement et à mener des actions de recherche, de développement et d'innovation au sein de la filière. Stéphane le Foll, ministre de l'Agriculture, a annoncé en octobre 2016 le triplement de la participation de la part de son ministère dans le fonds, qui sera portée à plus de 28 millions d'euros pour l'année 2017. Avec les fonds européens Feader et les crédits du programme d'investissement d'avenir, le fonds pourrait atteindre un total de 100 M€. Le second outil est l'appel à manifestations d'intérêt Dynamic Bois de l'Ademe, qui permet d'accompagner des solutions innovantes pour mobiliser davantage de bois énergie. Les 24 projets retenus dans l'édition 2016 devraient permettre de mobiliser plus de 4 millions de mètres cubes sur trois ans, dont la moitié de bois énergie, pour un budget de 35 M€ (issus du Fonds chaleur). Début 2016, un nouvel Ami a été lancé, pour un montant minimum de 20 M€. ●

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ www.cibe.fr
- ✓ www.cogenerationbiomasserhonealpes.org
- ✓ La rubrique "cogénération" de la revue *Énergie Plus* (www.energie-plus.com)
- ✓ La rubrique "cogénération" du club ATEE www.atee.fr
- ✓ France Biomasse énergie, commission biomasse du Syndicat des énergies renouvelables : www.enr.fr

3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Dominique Kieffer,** directeur des affaires publiques de Dalkia, membre du conseil d'administration du SER

1 Avez-vous déposé des projets en 2016 dans le cadre de l'appel d'offres biomasse triennal de la CRE ?

Non, nous n'avons déposé aucun projet pour cet appel d'offres, et c'est une première pour Dalkia. Nous sommes pourtant un grand opérateur sur la cogénération biomasse, puisque nous exploitons à Facture, en Gironde, la centrale la plus puissante actuellement en fonctionnement, chez le papetier Smurfit (projet CRE 2, 69 MWe). Nous exploitons aussi sur des réseaux de chaleur sept installations construites dans le cadre du CRE 3. Concernant cet appel d'offres-ci, nous ne manquons pas de projets, mais ils ne sont pas adaptés au cahier des charges. S'il n'évolue pas, nous n'en déposerons pas non plus lors des deux prochaines périodes. Le plus grand risque est, en cas de perte du débouché chaleur, de se voir retirer le statut de cogénérateur, et donc de devoir rembourser les aides afférentes. Sur une période de quinze ans, c'est un risque trop élevé pour beaucoup d'industriels. Par ailleurs, le versement d'une caution pour garantir la mise en route dans les trois ans et le niveau de 75 % minimum d'efficacité énergétique constituent des contraintes supplémentaires.

2 Sachant que l'appel d'offres semble avoir attiré plus de 100 MW de projets, ces contraintes sont-elles si élevées ?

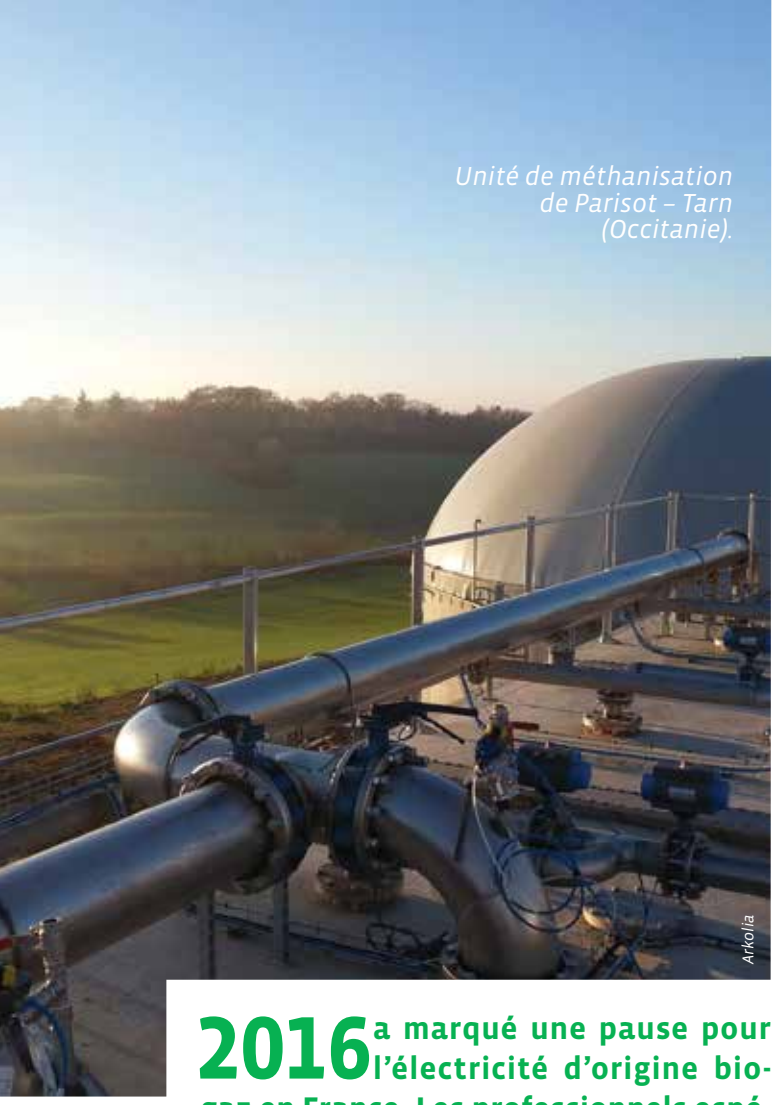
Nous n'avons aucun retour officiel de la CRE mais, en effet, les rumeurs rapportent que 30 dossiers auraient été déposés pour une puissance supérieure à 100 MW. Beaucoup seraient des petits projets permettant à des industriels du papier ou du bois de valoriser des sous-produits en vendant l'électricité. Il s'agit d'un mode de fonctionnement très autonome et, quelque part, d'un dispositif de soutien à l'industrie. De notre côté, le modèle de cogénération biomasse que nous défendons porte sur de grandes unités. En mobilisant d'importants volumes de bois, elles structurent des filières d'approvisionnement utiles aussi pour les plus petits projets. Une étude des directions Ademe du Centre -Val de Loire et des Pays de la Loire le confirme.

3 L'État met-il assez de moyens pour développer l'approvisionnement en bois énergie ?

Il n'y a pas de politique forestière en France. Certes, le plan national forêt bois comporte des intentions, mais elles sont insuffisantes. Il faut favoriser massivement les usages de bois dans la construction pour obtenir davantage de sous-produits valorisables en bois énergie. L'appel à manifestation d'intérêt Dynamic Bois utilise des crédits du Fonds chaleur détournés pour l'amont forestier. Le Fonds chaleur est destiné à rééquilibrer les écarts de coûts entre l'usage des énergies fossiles et celui de la biomasse (ou une autre EnR) et pas à faire du reboisement. Cette dernière mission relève du ministère de l'Agriculture et de la Forêt. ●

Observ'ER
Le Baromètre 2016 des énergies renouvelables électriques en France

Retour au sommaire



Unité de méthanisation de Parisot – Tarn (Occitanie).

Arkolia

CHIFFRES CLÉS

Puissance électrique installée fin septembre 2016 (méthanisation et ISDND)

385 MW

Production électrique en 2015

2 131 GWh

Objectif 2018 des installations de méthanisation

137 MW
(103 MW installés fin septembre 2016)

Objectif 2023 des installations de méthanisation

237 – 300 MW

Emplois dans la filière fin 2015 (toutes valorisations)

2 250

Chiffre d'affaires dans la filière en 2015 (toutes valorisations)

600
millions d'euros

2016 a marqué une pause pour l'électricité d'origine biogaz en France. Les professionnels espéraient davantage de raccordements, mais la publication sans cesse repoussée de textes réglementaires structurants explique le ralentissement du parc de production. Toutefois, les professionnels l'affirment : les projets sont prêts et la dynamique pourrait repartir dès 2017, une fois le cadre réglementaire validé.

FILIÈRE BIOGAZ

385 MW de puissance électrique raccordée à fin 2016

Au 30 septembre 2016, le parc français de production d'électricité d'origine biogaz s'élevait à 478 sites pour une puissance totale installée de 385 MWe. Pour les seuls sites de méthanisation (sans les installations de stockage de déchets non dangereux, ISDND, (voir encadré), la puissance électrique installée est de 103 MW. Ces chiffres, issus du tableau de bord trimestriel de la filière publié par le Service de l'observation et des statistiques (SOeS), montrent une faible progression du secteur depuis le début de l'année. Avec seulement 24 MWe de plus (dont la moitié en seule méthanisation), les professionnels s'attendaient à mieux. La dynamique des trois premiers trimestres de 2016 est en net recul par rapport à celle observée sur la même période en 2015 (– 36 %). Au niveau de la production d'électricité, fin septembre, l'énergie délivrée depuis le début de l'année a été d'environ 1 300 GWh, soit 0,4 % de la consommation électrique nationale.

Les régions Île-de-France, Nouvelle-Aquitaine, Hauts-de-France et Grand Est représentent à elles seules la moitié de la puissance totale installée pour la production électrique à partir de biogaz. L'Île-de-France occupe la première place, avec 70 MW installés, dont pratiquement la totalité (69 MW) est issue d'unités de stockage de déchets. Si on se restreint aux seuls sites de méthanisation, la première région est celle du Grand Est, avec 20 MW. La taille moyenne des installations de production électrique à partir de biogaz est très variable. Un quart d'entre elles ont une puissance unitaire d'au moins 1 MW et représentent à elles seules 73 % de la puissance totale installée. Les installations de méthanisation à la ferme, qui sont les plus nombreuses (63 % de celles raccordées), ont une puissance moyenne de seulement 0,3 MW.

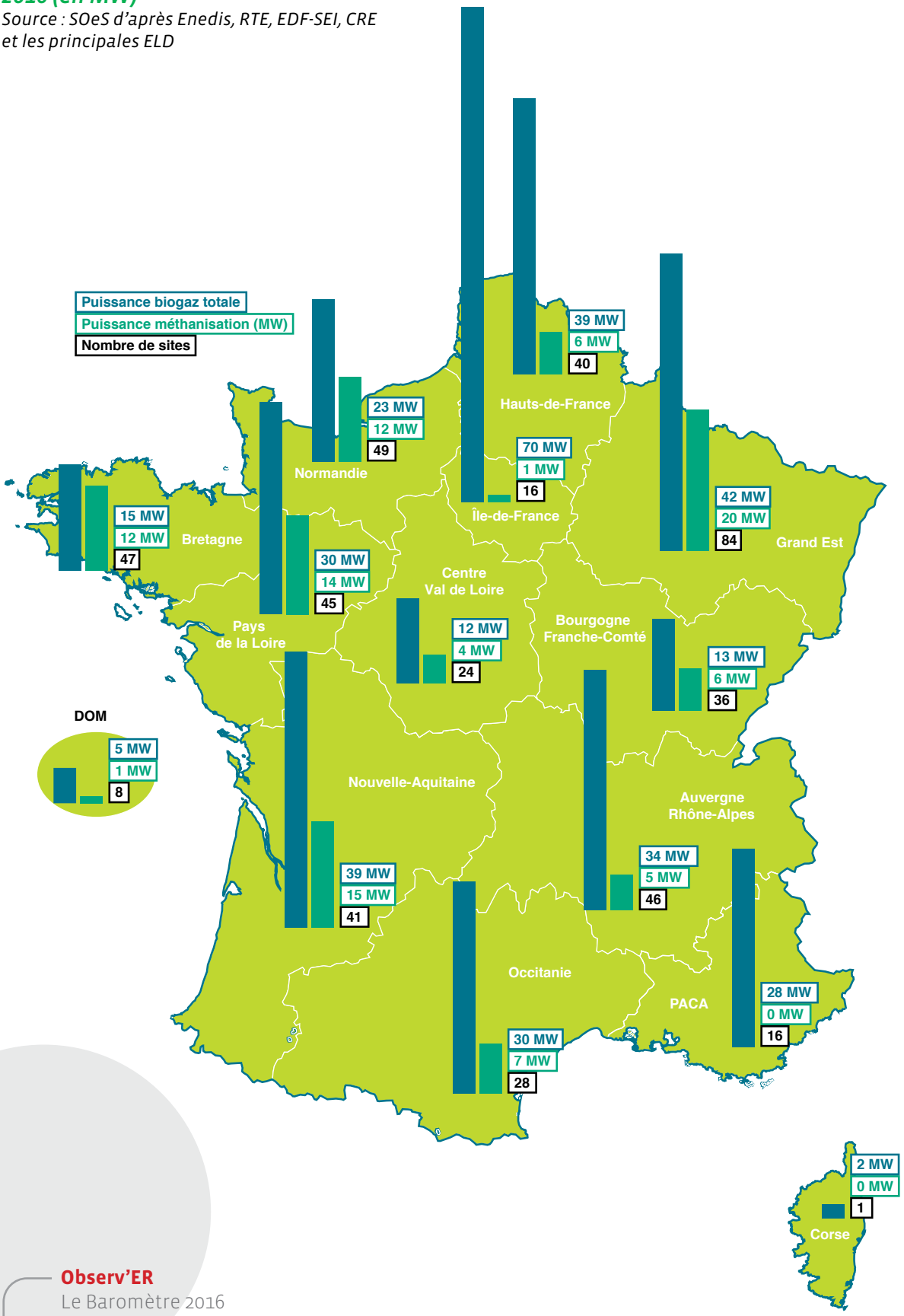
Un nouveau cadre tarifaire qui s'est fait attendre

Depuis 2013, le nombre d'installations agricoles connaît une nouvelle dynamique, suite à la mise en pratique du plan Énergie méthanisation autonomie azote (Emaa). Doté d'un budget de 2 milliards d'euros, ce programme cherche à développer un *« modèle français »* pour faire de la méthanisation un complément de revenus pour les exploitants agricoles. Néanmoins, après une belle évolution en 2015, l'année 2016 a été décevante en matière de biogaz agricole. Entre janvier et juin 2016, seuls 12 MW ont été raccordés, soit une baisse des deux tiers par rapport au premier semestre 2015.
Le ralentissement de la filière vient essentiellement de blocages réglementaires. Si la revalorisation des tarifs intervenue en toute fin 2015 a été saluée par les professionnels, les attentes du secteur en 2016 se sont surtout focalisées sur la rentabilité des installations et les conditions qui seront proposées aux futurs sites. L'évolution du mécanisme de soutien au niveau européen a été l'occasion de revoir en profondeur le système d'aides du biogaz.
Dans le cadre du plan de soutien à l'élevage (juillet 2015) et pour atteindre les objectifs de la loi sur la transition énergétique, le gouvernement a décidé de revaloriser le tarif d'achat garanti de l'électricité des unités de biogaz de moins de 500 kW. Une revalorisation du tarif d'achat de l'électricité pour les exploitations existantes (sites de méthanisation, stations d'épuration (Step) et installations de stockage de déchets

Carte n° 1

Cartographie des puissances biogaz électriques installées en France à fin septembre 2016 (en MW)

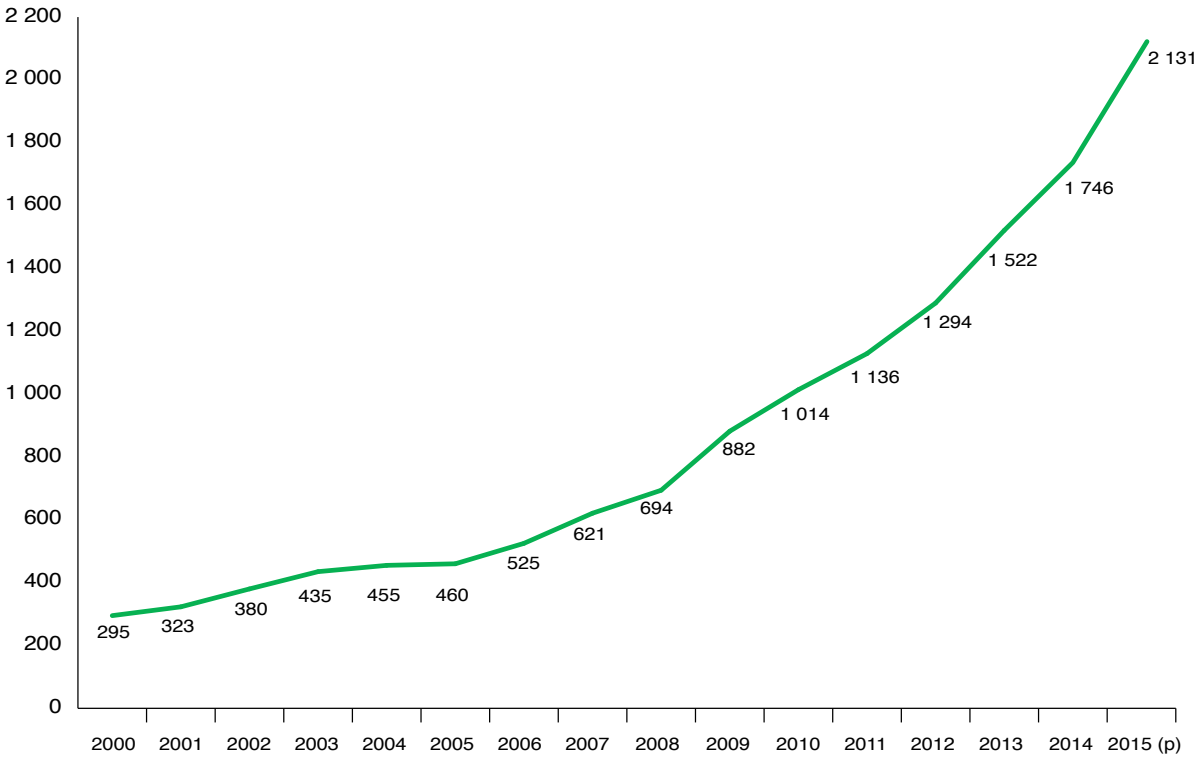
Source : SOeS d'après Enedis, RTE, EDF-SEI, CRE et les principales ELD



Graph. n° 1

Évolution de la production d'électricité d'origine biogaz en France (métropole + DOM) en GWh

Source : SOeS 2016



(p) : chiffres provisoires

non dangereux) a été publiée (arrêté du 1er novembre 2015). Une revalorisation des tarifs a été également annoncée pour les futures installations. Attendue en 2016, elle n'a été publiée qu'en décembre.

L'autre décision importante qui s'est faite attendre toute l'année, est l'annonce de l'extension de la durée des contrats d'achat actuels de quinze à vingt ans pour les sites de méthanisation agricole et les Step. Cela va permettre aux exploitants d'étaler leur dette sur des durées plus longues et d'alléger ainsi leur bilan. La CRE est favorable à cet allongement, mais uniquement pour les installations en difficulté. Ces actions apportent une bouffée d'oxygène à la filière, et nombreux sont les professionnels qui pensent que la dynamique va repartir. Les projets des futurs sites sont prêts, il ne restait qu'à valider définitivement le cadre réglementaire.

Face à cette situation d'attente en 2016, et pour éviter de bloquer le développement de nouvelles unités, le ministère de l'Environnement a publié le 23 septembre 2016 un arrêté élargissant les conditions d'obtention d'un tarif d'achat de l'électricité aux installations possédant un dossier complet identifié par l'Ademe jusqu'au 31 décembre 2016. Cependant, sur le terrain, les projets ont tourné au ralenti. Trente-quatre unités de cogénéra-

Plusieurs technologies pour une même filière

Le biogaz provient de la fermentation, en l'absence d'oxygène, de la matière organique (effluents d'élevage, déchets agroalimentaires, boues d'épuration, déchets ménagers, etc.). C'est une énergie aux valorisations multiples (chaleur, électricité, gaz renouvelable, carburant) dont la production est prévisible et stockable. Pour cette filière, plusieurs types d'installations existent, en fonction du type de déchets traités.

1. ***Les décharges (ou installations de stockage de déchets non dangereux, ISDND).*** *Selon l'enquête Itom[1] 2012 de l'Ademe, 113 des 238 installations enregistrées sur le territoire valorisent le biogaz généré spontanément par la fermentation des déchets. Quarante-neuf produisent uniquement de l'électricité et 43 fournissent de l'électricité et de la chaleur. Les installations exploitant le biogaz issu des ISDND sont moins nombreuses, mais de puissance unitaire moyenne importante (1,8 MW). Elles contribuent ainsi à plus des deux tiers de la puissance totale installée.*
2. ***Les ordures ménagères.*** *En 2016, selon la carte Sinoé®, 12 unités de tri-mécanisation-biologique produisent du biogaz. Ce tri automatique sépare la fraction fermentescible et les matières recyclables des déchets résiduels. Le développement du TMB est aujourd'hui quasiment stoppé, en raison des mauvais retours d'expérience.*
3. ***Les sites industriels.*** *Quatre-vingt installations traitent les effluents issus de l'activité d'entreprises des secteurs de l'agroalimentaire, de la chimie, etc. Le biogaz a surtout pour objectif de produire la chaleur nécessaire au process.*
4. ***Les stations d'épuration urbaines.*** *Quatre-vingt-huit équipements étaient en fonctionnement fin 2015. Les boues sont digérées dans des méthaniseurs. L'énergie thermique assure leur séchage, et parfois aussi l'alimentation d'un réseau de chaleur. La plupart des projets actuels d'unités de valorisation de biogaz dans des stations d'épuration urbaines prévoient une injection dans le réseau de gaz naturel. Le potentiel méthanogène théorique maximal a été estimé à 2,13 TWh/an, alors que seule la moitié est actuellement valorisée.*
5. ***Les installations de méthanisation agricole.*** *Ces sites de méthanisation sont généralement liés à une ou plusieurs exploitations agricoles pour y valoriser essentiellement les lisiers et, dans une moindre mesure, des déchets agroalimentaires. On distingue deux catégories d'installations : les sites de méthanisation à la ferme, gérés par un seul agriculteur (en moyenne 200 kWe de puissance) ; et les unités dites territoriales, qui souvent traitent des effluents issus de plusieurs élevages ainsi que des déchets industriels ou de collectivités (en moyenne 1,2 MWe de puissance).*

1. *Installations de traitement des ordures ménagères.*

Tabl. n° 1

Tarifs d'achat de l'électricité biogaz
Source : DGEC

Puissance maximale installée	Tarif de base (c€/kWh)
≤ 80 kW	18
≥ 300 kW	16,5

Prime effluents d'élevage	
Puissance max. inst.	Prime max. (c€/kWh)
0 %	0
≥ 60 %	4

Les tarifs intermédiaires sont déterminés par interpolation linéaire.

tion ont vu le jour au premier semestre 2016, contre 39 pour la même période en 2015.
Comme toute les filières électriques renouvelables, le biogaz a dû se convertir en 2016 au dispositif de complément de rémunération en lieu et place des tarifs d'achat pour les installations de plus de 500 kW. Ainsi, tous le sites de méthanisation agricole, territoriale ou d'ordures ménagères de plus de 500 kW sont désormais éligibles au mécanisme du prix de marché + prime, à condition d'avoir été retenus dans les appels d'offres de la CRE. Pour les stations d'épuration (Step) et les installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) de plus de 500 kW, le complément de rémunération est proposé à guichet ouvert.
Suivant le calendrier fixé, un appel d'offres CRE a été lancé en février 2016 pour une puissance appelée totale de 10 MWe. Les lauréats ne sont pas encore connus, mais leur nombre est jugé décevant par rapport aux attentes des professionnels (lire les trois questions à Antoine Jacob).

Une volonté forte de développer la filière

Pour encourager davantage l'activité, le ministère de l'Écologie a lancé en septembre 2014 un appel à projets afin d'identifier 1 500 installations d'ici la fin 2017. Le dispositif comprend la possibilité d'être soutenu par l'Ademe pour l'étude de faisabilité et la mobilisation des services de l'État pour accélérer la réalisation des investissements. Fin février 2015, 191 projets avaient été enregistrés sur un portail Web, dont la moitié en étaient au tout début de la démarche. Les deux tiers concernent la méthanisation à la ferme ou territoriale.
Autre initiative, la création en mars 2015 par le ministère de l'Environnement du comité national biogaz. Une deuxième réunion a eu lieu en septembre 2016. Présidé par la DGEC, le comité regroupe des représentants de l'État (ministère, commission de régulation de l'énergie, Ademe) et de la filière (fédérations professionnelles, gestionnaires de réseaux électriques et gaziers, acteurs financiers). Ce comité est avant tout un lieu d'échanges où des groupes de travail planchent sur différents sujets comme la révision des tarifs (c'est ce groupe qui a impulsé le nouveau mécanisme de soutien), les procédures administratives, l'injection, la bio GNV et le biogaz dans l'industrie. Il fait ainsi des propositions concrètes au ministère pour développer la filière.

Autres signaux forts illustrant la volonté du gouvernement de simplifier les démarches, à partir du 1er janvier 2017, un porteur de projet présentant un dossier aura un interlocuteur unique et une autorisation environnementale unique incluant l'ensemble des prescriptions des législations en vigueur.

Néanmoins, les permis de construire des sites de méthanisation ont été sortis de cette démarche. De plus, la loi de finance pour 2016 a voté l'extension, sans limitation de durée, de l'exonération de cotisation foncière des entreprises (CFE) et de la taxe foncière sur les propriétés bâties (TFPB) à toutes les installations de méthanisation agricoles mises en service après le 1er janvier 2017. La profession salue ces initiatives.
En 2015, l'Ademe avait aidés 88 projets de méthanisation dans le cadre du fonds chaleur et du fonds déchets, alors que ce chiffre était de 122 en 2014. En 2016, le nombre de dossiers retenus a été de 100. Pour l'Ademe, l'évolution est globalement stable. Cet indicateur est à suivre avec attention car il est un des marqueurs du dynamisme du secteur.

Le biométhane, grand gagnant de la situation

L'une des résultantes de cette situation est le basculement de plus en plus de sites supérieurs à 500 kW vers une valorisation du biogaz en biométhane plutôt qu'en électricité. L'injection dans le réseau de gaz ayant conservé ses conditions tarifaires, elle a l'avantage de la stabilité, donc de la visibilité. Sans compter que cette valorisation est de plus en plus poussée par le gouvernement. Les futurs textes de lois obligeront les sites de méthanisation de plus 300 kW installés dans une commune raccordée au réseau gazier à demander une étude de faisabilité au gestionnaire du réseau. Si cette étude s'avère positive, le porteur de projet aura l'obligation d'injecter le gaz sur le réseau.

Dans ces conditions, on comprend le glissement qui s'effectue d'une valorisation vers une autre et que, finalement, 2016 ait été un bon millésime pour l'injection sur les réseaux gaz. Côté électricité, le segment le plus dynamique reste celui des petits sites en cogénération de moins de 300 kW, notamment appliqués au secteur de l'agriculture. Actuellement, trois sites de production sur quatre raccordés au réseau d'électricité ou de gaz en sont issus.

La petite méthanisation au centre de toutes les attentions

Les agriculteurs sont en demande de petite ou microméthanisation. Ces unités de moins de 75 kW s'adaptent très bien au contexte d'une seule ferme et évitent le regroupement d'exploitations. Face à cette attente, les offres de constructeurs se multiplient. Pour éviter les contre-références, l'Ademe a conduit une étude technico-économique sur une durée de douze mois, sur sept unités de biogaz et de sept industriels différents (notamment Host, Arcbiogaz, Valogreen, Naskéo et Erigène).
Si la majorité des techniques sont satisfaisantes, l'un des principaux obstacles au développement des petites unités de méthanisation est une rentabilité souvent difficile à atteindre. Parmi les cas étudiés, les résultats d'excédent brut d'exploitation varient entre des soldes positifs de 60 000 € par an à des chiffres négatifs de 14 000 €. Les nouveaux tarifs devraient apporter une bouffée d'oxygène à ces petits projets et les aides publiques restent essentielles pour assurer leur concrétisation.

La R&D n'est pas oubliée. Deux des thèmes actuels les plus suivis sont ceux de l'incorporation des intrants de plus en plus secs et des techniques d'épuration du biogaz dans les sites de petite puissance. L'Ademe finance sur ces sujets des projets

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Un think tank sur le biométhane

La filière biométhane se développe rapidement en France. En 2015, 17 unités avaient été mises en service. Fin septembre 2016, il y avait 24 unités en service et 220 en projet. Le gouvernement a fixé comme objectif de compter dans le réseau de gaz 10 % de biométhane à l'horizon 2030, soit 30 TWh. Aujourd'hui, la proportion ne dépasse pas 0,02 %… Ce qui signifie que le potentiel de ce marché est très important.

Pour accompagner ce marché, Cédric de Saint-Jouan, le fondateur de Vol-V, et d'autres acteurs de la filière ont créé, en avril 2016, un think tank (laboratoire d'idées) pour promouvoir le biométhane auprès des pouvoirs publics et des citoyens. Il se nomme France Biométhane et a pour missions de rendre accessibles les problématiques sociétales liées au biométhane et de montrer l'importance du biogaz pour aider la filière agricole à trouver un équilibre financier. En novembre 2016, le groupement a sorti un livre blanc pour sensibiliser les politiques aux enjeux du biométhane. De son côté, la Banque européenne d'investissement (BEI) réfléchit à la création d'un fonds assurantiel pour la France, doté de plusieurs centaines de millions d'euros, qui garantirait les banques prêteuses à hauteur de 50 %.

de recherche via le programme des investissements d'avenir. L'un des lauréats est le projet AgriGNV par Prodeval (Drôme), avec la réalisation d'un démonstrateur industriel de production de bio GNV à partir de biogaz. L'un des enjeux est ici la mise au point d'un procédé d'épuration membranaire du biogaz qui soit in fine technologiquement et économiquement adapté aux petites unités. Dernier axe de travail : l'acceptabilité des projets. De plus en plus d'unités se heurtant à la contestation des habitants, l'Ademe surpervise la réalisation d'un guide pour proposer une aide à la concertation territoriale autour du développement d'un projet biogaz. L'agence travaille également sur des modèles de contrats de garantie de performance et de contrats d'approvisionnement en susbtrats.

Des régions actives

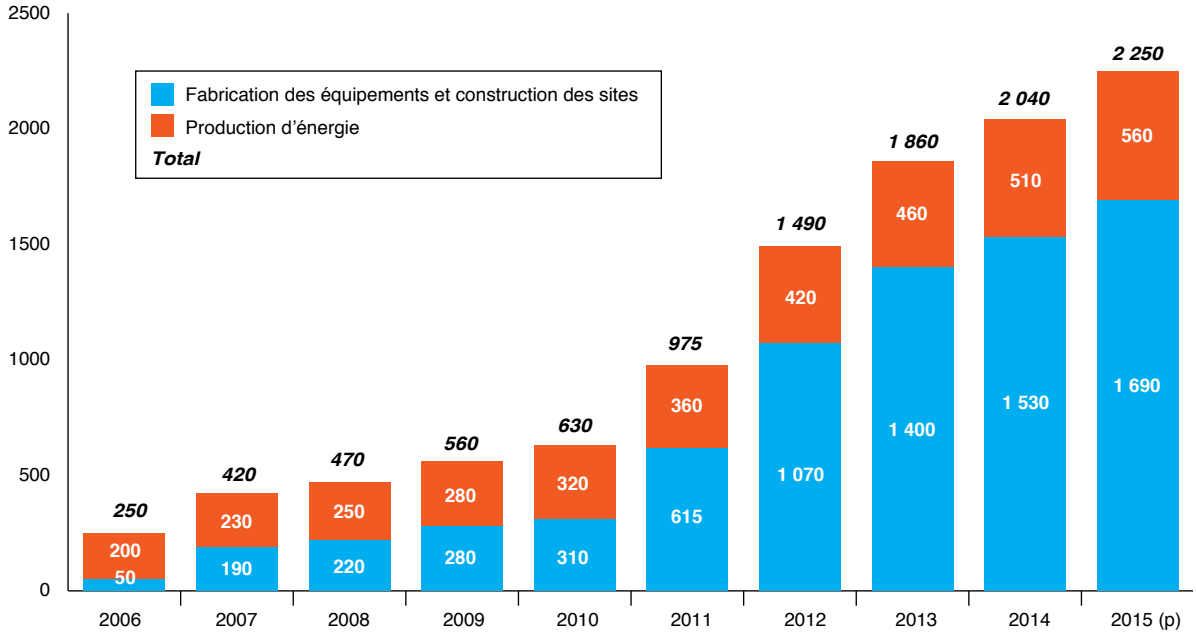
En matière de biogaz et méthanisation, les actions de soutien ne viennent pas uniquement des ministères. De nombreux territoires mettent en place leurs propres opérations. La région Centre-Val de Loire s'est ainsi fixé pour objectif 80 ktep de production de chaleur via la méthanisation à l'horizon 2020 et 300 ktep à l'horizon 2050. En 2016, elle a lancé en partenariat avec l'Ademe régionale un appel à projets pour des unités de méthanisation innovantes. Ces démonstrateurs doivent mettre en avant une technologie ou méthode techniquement mature mais non actuellement diffusée dans la région. Pour cela, l'Ademe a débloqué une enveloppe de 2 M€ complétée par 300 000 € de la Région.

En île-de-France, depuis 2014, la Région et l'Ademe ont impulsé douze projets, via

Graph. n° 2

Nombre d'emplois directs en équivalents temps plein dans le secteur du biogaz en France

Source : Ademe 2016

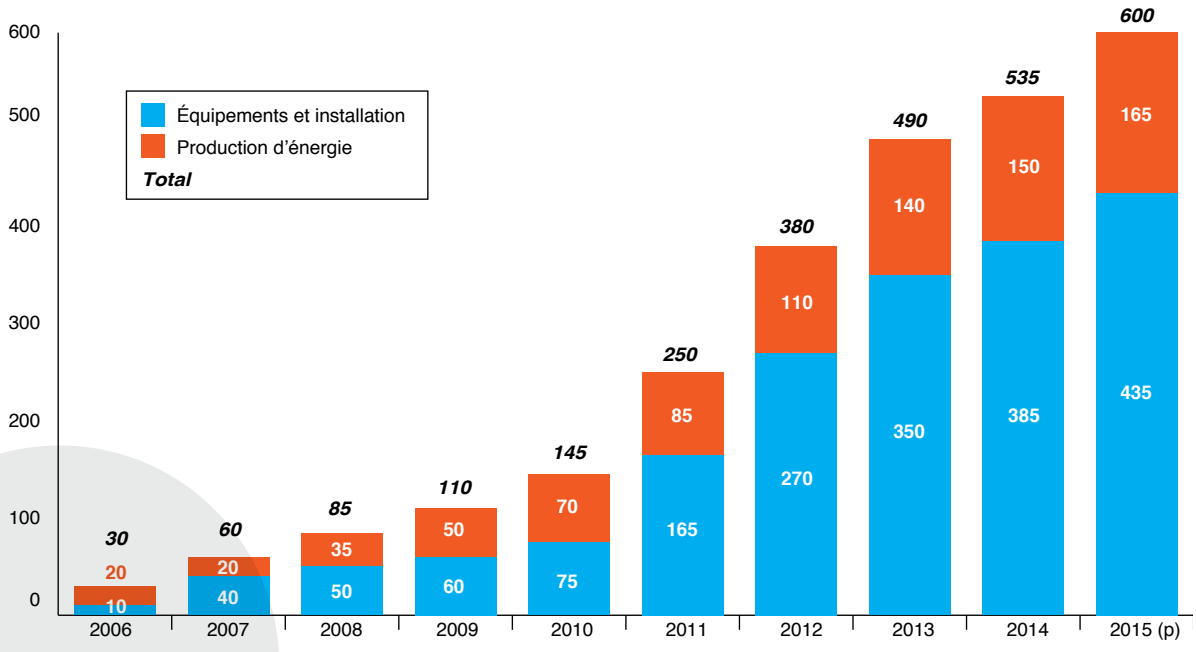


(p) : chiffres provisoires

Graph. n° 3

Chiffre d'affaires du secteur en millions d'euros

Source : Ademe 2016



(p) : chiffres provisoires

des appels à projets. Ces réalisations ont bénéficié de 10,9 millions d'euros de subvention de la part de la Région et de 2,9 millions d'euros de l'Ademe, pour un investissement total de 56 millions d'euros. Sur les douze sites retenus, deux projets sont en cogénération, neuf sont en injection sur le réseau de distribution de gaz et un est sur le réseau de transport. Il s'agit de sept projets de méthanisation à la ferme, quatre projets territoriaux et un sur station d'épuration. L'ensemble des ces sites assureront le chauffage de 10 000 foyers environ.
Autre région, autre programme : la région Grand Est à la première à lancer un appel à projets sur l'ensemble de son territoire (regroupant donc les trois anciennes régions d'Alsace, de Champagne-Ardenne et de Lorraine) en proposant un dispositif homogène pour les critères d'éligibilité, l'instruction des dossiers et les modalités des aides proposées. Encore une fois, le souci de la simplification des démarches est mis en avant. Toujours dans la même région, la chambre d'agriculture des Ardennes, associée au réseau bancaire du crédit agricole et le centre de gestion CER-France ont lancé un appel d'offres "petite méthanisation". En effet, un agriculteur porteur de projet ne trouvait pas de solution rentable, adaptée à la taille de son exploitation. Grâce à l'appel d'offres des experts financiers, trois dossiers lui ont été présentés et il a choisi de faire confiance à Agrikomp et à son concept AgriSelect. Cette installation a pour objectif de devenir une référence diffusable à toutes les exploitations ardennaises du même type.
Les initiatives sont nombreuses ! Afin d'aider les porteurs de projets, le Club biogaz a publié sur son site Internet un guide pratique des aides en régions qui recense les programmes et actions en place. Un tableau détaille, par région, les structures et les types d'aides (accompagnement des porteurs de projet, subventions, avances remboursables, apport de capital, par appels à projets, au fil de l'eau…).

Plus de 2 200 emplois directs et 600 millions de chiffre d'affaires

Pour 2015, l'Ademe évalue à près de 600 M€ les marchés liés à la valorisation énergétique du biogaz, pour un nombre d'emplois directs de 2 250 personnes, des chiffres en progression continue depuis 2010 (voir graphiques n° 2 et 3).

Le secteur du biogaz rassemble une grande diversité d'acteurs dont les compétences couvrent l'ensemble des étapes d'un projet : étude de faisabilité, développement, maîtrise d'œuvre, construction, fourniture d'équipements ou exploitation. Le Club biogaz de l'ATEE (Association technique énergie environnement) a recensé 515 structures actives sur le secteur. Les trois quarts sont des bureaux d'études, des constructeurs ou des fournisseurs d'équipements.
Devant le potentiel énergétique et économique du biogaz en France, plusieurs acteurs affichent leurs ambitions, à l'image de Suez Environnement, Fonroche, Saria, Air Liquide, Engie, Evergaz (ex-Holding verte) ou Vol-V. Cette dernière a ainsi vendu ses installations solaires photovoltaïques à Cap Vert Énergie afin d'accélérer le développement de sa branche biométhane. Cela lui a permis de boucler le financement de deux projets, pour un budget total de 15 M€. Cinq autres projets devraient voir le jour en 2017.

De son côté, Suez a acquis le centre de valorisation Méta Bio Énergies au groupe Chazé

Environnement, spécialisé dans la méthanisation des biodéchets et la production d'amendements organiques pour les sols. Installée à Combrée (Maine-et-Loire), l'unité valorise annuellement 20 000 tonnes de déchets organiques issus majoritairement de l'industrie agro-alimentaire. Le groupe s'empare de 52 % du centre de valorisation et partage le capital avec le groupe agro-industriel Avril (ex-Sofiprotéol), le développeur-investisseur Evergaz, (12,5 % chacun) et la Caisse des dépôts, qui conserve sa participation de 23 %. Avec ce nouvel actif dans son giron, Suez dispose de quatre unités biogaz en France : Méta Bio Energies, Amétyst (34), Faulquemont (57) et Methalandes (40). Pour Philippe Maillard, directeur général en charge des activités de recyclage et valorisation de Suez en France, cette opération constitue une étape importante dans la stratégie de son groupe. *« Notre prise de participation s'inscrit dans la volonté de Suez de disposer prochainement de quatre à cinq sites de méthanisation en France pour augmenter, d'ici cinq ans, de 30 % ses capacités de production d'énergie à partir de biogaz issu de déchets. »*

Autre fait marquant, en mars 2016, Holding verte est devenue Evergaz. Avec trois sites en exploitation, un site en construction et une vingtaine de projets de méthanisation en cours de développement, Evergaz devient un acteur reconnu dans le monde du biogaz. L'entreprise est présente sur plusieurs maillons de la chaîne : bureau d'études (Ledjo), développeur de projets, investisseur et exploitant d'unités de méthanisation territoriale. Evergaz est notamment impliqué dans le projet Métha-Horizon, situé à Pierre-Morains dans la Marne, pour lequel il détient 49 % du capital après avoir racheté les parts du groupe Idex (les 51 % restants sont entre les mains d'un groupement d'agriculteurs locaux). Métha-Horizon sera la première réalisation d'Evergaz dans l'injection de biométhane. La mise en service est prévue en 2018, pour une capacité de traitement de 34 200 tonnes de matières par an et une injection de biométhane estimée à 302 Nm^3CH_4/h. En parallèle du développement d'unités, Evergaz s'est associé à la Biogaz Vallée pour créer une plateforme de recherche et développement : CertiMétha® SAS . Ce centre de recherche comprend un démonstrateur et un laboratoire d'analyses à Chaumesnil (Aube).

Ces investissements ne doivent cependant pas occulter une autre réalité de la filière biogaz en France, qui est celle d'un désengagement d'acteurs, comme cela a été le cas pour l'énergéticien Idex. Impliqué dès 2011 dans Géotexia, l'une des premières unités centralisées du pays, le groupe a annoncé arrêter de développer des méthaniseurs tout en continuant son activité d'exploitation de sites. *« Il n'y a pas assez de projets pour le nombre de constructeurs et de développeurs présents sur le marché. Les risques étaient trop importants et les unités trop longues à développer »,* souligne Antoine Jacob, ancien directeur développement opérations ENR d'Idex, aujourd'hui directeur de développement méthanisation et éolien chez Arkolia (producteur d'énergie renouvelable dans le photovoltaïque, l'éolien et le biogaz).

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ www.ademe.fr
- ✓ www.atee.fr/biogaz
- ✓ www.developpement-durable.gouv.fr/La-methanisation.html
- ✓ www.biogaz-europe.com
- ✓ www.france-biomethane.fr

3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Antoine Jacob,** président du Club biogaz et responsable du développement de la méthanisation chez Arkolia

1 Quel regard portez-vous sur l'année 2016 pour la filière méthanisation ?

Le nombre d'installations a progressé légèrement moins vite qu'en 2015. Toute la filière attendait la publication de deux textes forts qui ne sont pas encore venus : les nouveaux tarifs dans le cadre du dispositif de complément de rémunération et surtout l'extension de la durée des contrats d'achat de l'électricité de 15 à 20 ans pour les méthaniseurs d'une puissance de moins de 500 kWe. Une fois qu'ils seront en place, ces deux facteurs vont conforter la rentabilité des installations. Mais en 2016, les porteurs de projet et les banques ont attendu leur confirmation pour engager des chantiers en cogénération. En revanche, pour l'injection de biométhane, 2016 a été une bonne année. Les conditions de développement n'ayant pas été modifiées, cela a permis de réaliser une vingtaine de nouveaux sites.

2 Avec les nouveaux tarifs et le contrat sur 20 ans, pensez-vous que l'on atteindra les objectifs du plan Emaa, soit 1 000 méthaniseurs en 2020 ?

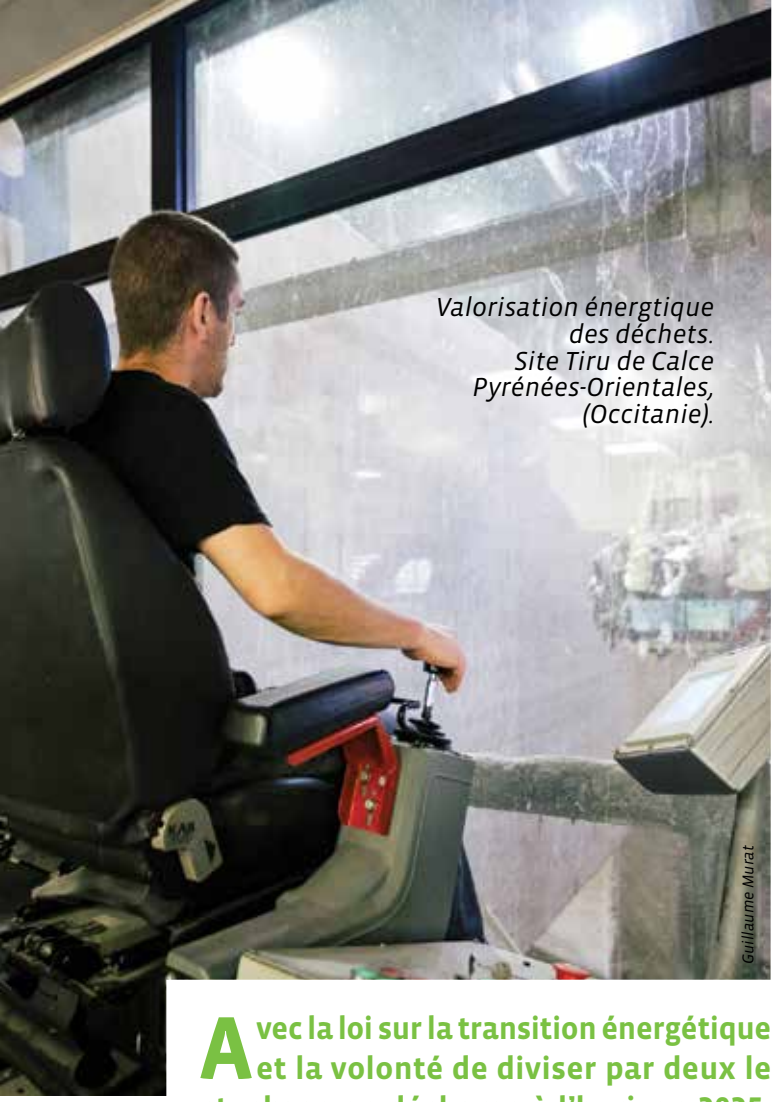
Au 30 septembre 2016, nous en étions à 478 unités raccordées au réseau électrique. Même si des projets devraient se débloquer en 2017, ça me semble difficilement atteignable. Il y a une forte attente des agriculteurs pour la petite méthanisation. Les techniques sont au point, mais pour l'instant, elles sont difficilement rentables à petite échelle. Peut-être que, dans l'avenir, de nouvelles solutions apparaîtront.

Du côté des unités de plus de 500 kW, l'appel d'offres pour accéder au complément de rémunération a été mis en place cette année. Apparemment, il y aurait beaucoup moins de dossiers que ce qui était espéré. C'est décevant. Les montages en collectif sont déjà compliqués, mais sans cadre tarifaire défini, c'est encore plus difficile. Le système d'appel d'offres est un frein au développement. Le petit collectif devrait se développer, mais en injection de biométhane. Les tarifs sont corrects, il faut arriver à maintenir le cadre existant.

3 Quelles sont les barrières à lever pour accentuer la dynamique ?

Par rapport aux installations de plus de 500 kW, il faudrait des appels d'offres plus fréquents. Trois sont prévus jusqu'à 2018, soit un par an. Ce n'est pas suffisant ! Cela retarde considérablement les délais du montage de projet. La sortie du statut de déchet du digestat, en discussion au niveau européen, pourrait avoir des incidences sur les grandes unités. Des discussions sont en cours pour que le digestat ne soit plus apparenté à un déchet, mais à un fertilisant agricole, au même titre que le compost par exemple. Si le digestat répondait à des exi-

gences de compositions draconiennes et à un marquage CE, les contraintes environnementales pourraient être moins fortes pour les porteurs de projet (plan d'épandage supprimé). Enfin, il faudrait que le plan EMAA soit prolongé et que les politiques continuent de soutenir la méthanisation, après les élections présidentielles. Les pouvoirs publics ont été moteur dans la communication sur les bienfaits de la méthanisation. Cette dynamique ne doit pas retomber. La communication vers le grand public est un enjeu central pour installer davantage d'unités.



Valorisation énergtique des déchets. Site Tiru de Calce Pyrénées-Orientales, (Occitanie).

Guillaume Murat

Avec la loi sur la transition énergétique et la volonté de diviser par deux le stockage en décharge à l'horizon 2025, de nouvelles pistes de valorisation énergétique émergent, comme la filière des combustibles solides de récupération. Des chaufferies spécifiques devraient voir le jour pour brûler ces refus de tri à haut pouvoir calorifique.

CHIFFRES CLÉS

Production électrique en 2015

1 762 GWh

Puissance raccordée fin 2015 (portant sur l'incinération de déchets et le biogaz issu de décharges et de Step)

41 000 MW

Emplois directs dans la filière fin 2015

595

Chiffre d'affaires dans la filière en 2015

199 millions d'euros

Objectif de puissance raccordée à fin 2018 (portant sur l'incinération de déchets et le biogaz issu de décharges et de Step)

52 000 MW

Objectif de puissance raccordée à fin 2023 (portant sur l'incinération de déchets et le biogaz issu de décharges et de Step)

71 000 MW - 78 000 MW

FILIÈRE DÉCHETS URBAINS RENOUVELABLES

TOUJOURS PLUS DE RECYCLAGE

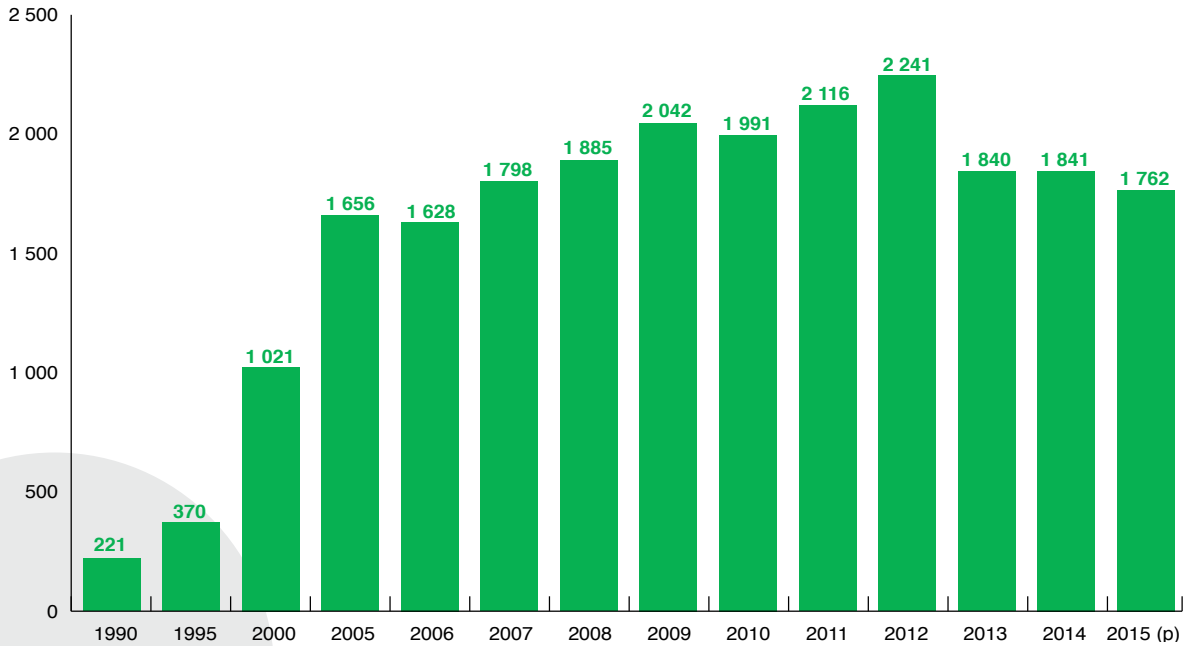
En matière de déchets, la France, comme l'ensemble des pays européens, base sa politique sur une hiérarchie des objectifs posée par la directive cadre européenne de 2008 : prévention d'abord, réutilisation et recyclage ensuite, puis valorisation énergétique, et enfin mise en décharge. En outre, la valorisation énergétique ne doit jamais se substituer à la prévention ou à la valorisation matière lorsque celles-ci sont possibles : elle doit se déployer uniquement sur des flux de déchets qui n'ont pas pu être évités et qui n'ont pas pu être valorisés sous forme de matière.

Dans ce contexte, la politique française en matière de déchets s'appuie sur le plan de réduction et de valorisation des déchets 2015-2020. Ce plan est la première partie d'un programme qui vise à ce qu'en 2025, il y ait deux fois moins de déchets non dangereux non inertes qui soient mis en décharge ou qui soient incinérés sans valorisation énergétique par rapport aux niveaux de 2010. Ce plan renforce les objectifs qui étaient déjà en place, dont notamment celui qui vise à ce que le taux de réduction des déchets ménagers et assimilés (DMA) par habitant soit de 10 % en 2020 par rapport à 2010. En 2013, les déchets ménagers et assimilés représentaient un volume de 37,6 Mt, soit 10 % de l'ensemble des déchets générés chaque année. En ce qui concerne les déchets des activités économiques (62 Mt) et du BTP (247 Mt), qui couvrent 89 % de la production de déchets

Graph. n° 1

Évolution de la production d'électricité issue de l'incinération des déchets renouvelables en GWh

Source : SOeS 2016



(p) : prévisionnel

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

en France, le plan fixe un objectif de baisse de 4 points de déchets produits par unités de PIB, par rapport à 2010.

Selon le ministère de l'Environnement, le "plan déchets" devrait permettre de créer à terme 10,3 Mt de matières (dont 4,6 Mt de matières premières industrielles et 5,7 Mt de matières organiques) et 4 200 GWh d'énergie annuellement en 2025. Le changement de filières de traitement de déchets permettra également de réduire les émissions de gaz à effet de serre de 3,4 Mt de CO_2 annuellement en 2025, qui peuvent être valorisées sur le marché de quotas d'émissions de gaz à effet de serre européen pour un montant estimé à 23 M€ par an en 2025, au cours actuel des quotas d'émission de CO_2, ou 253 M€ si on se réfère à la valeur tutélaire du carbone.
Pour mettre en œuvre ce plan, de nouvelles capacités de traitement vont devoir être créées qui nécessiteront de forts investissements en matière de valorisation de déchets. Ces investissements seraient de l'ordre de 6 milliards d'euros sur onze ans. La réorientation des flux de déchets entraînera un surcoût de fonctionnement annuel pour les producteurs de déchets, estimé à 348 millions d'euros en 2025. Ce surcoût représente une augmentation de l'ordre de 2 % du coût de la gestion des déchets en onze ans. C'est un investissement qui sera cependant compensé par la création de valeur découlant de la valorisation des déchets.

Selon le ministère, ces investissements devraient créer une relance économique génératrice de l'ordre de 8 900 emplois pérennes pour l'exploitation des nouvelles installations et de 25 000 emplois conjoncturels sur onze ans pour la phase de construction des installations et de leurs équipements. Ces emplois créés permettront des économies et gains en cotisations sociales de l'ordre de 255 M€ par an et de 1,8 milliard d'euros sur la période. Les évaluations laissent par ailleurs présager un effet net positif sur la balance commerciale de 3 milliards d'euros sur la période.

Le BTP comme principal secteur d'action

L'orientation principale au niveau national est donc l'augmentation de la quantité de déchets faisant l'objet d'une valorisation sous forme de matière avec pour secteur principal d'action le BTP. L'activité de construction est dotée d'un objectif de 70 % de recyclage à 2020 et doit essentiellement faire porter ses efforts sur ses déchets de mélanges de plâtre, de bois et de plastiques qui vont aujourd'hui en enfouissement. Dans cette optique, un décret d'application de la loi de transition énergétique est paru le 12 mars 2016 fixant les modalités de la création d'un réseau de déchetteries professionnelles du BTP et obligeant les acteurs du BTP à s'organiser à partir de janvier 2017 pour reprendre les déchets issus de leur activité. La création de ces nouvelles filières de tri est vue comme un relais de croissance pour la filière déchets. Les tonnages à traiter sont effectivement très importants et l'activité économique qui en découlera devrait être significative.

En ce qui concerne le recyclage, des filières "responsabilité élargie du producteur" (Rep) se mettent en place. Les fabricants, les distributeurs pour les produits de leurs propres marques, les importateurs doivent prendre en charge, notamment financièrement, la gestion de ces déchets. Aujourd'hui, en France, on compte une vingtaine de filières

L'Ademe, partenaire des régions dans leur gestion des déchets

Depuis le vote de la nouvelle organisation territoriale de la république (Notre) en août 2015, les régions ont la compétence de plans régionaux de prévention et de gestion des déchets. En novembre 2016, la région Pays de la Loire, qui entend devenir une région leader dans la gestion des déchets, a signé un contrat d'objectifs pour une dynamique régionale en faveur des déchets et de l'économie circulaire (Codrec) avec l'Ademe. L'agence accompagnera le territoire sur les aspects méthodologique et financier à hauteur de 450 000 euros. **« Avec ce Codrec, nous inaugurons un dispositif innovant pour accompagner la Région dans sa volonté de mener une politique ambitieuse sur les déchets et l'économie circulaire »,** ***indique Bruno Lechevin, président de l'Ademe. Un observatoire des déchets va être créé à l'échelle de la région, avec pour mission le suivi de la mise en place du plan. Selon un calendrier prévisionnel, la Région s'engage à transmettre à l'Ademe son plan régional de prévention et de gestion des déchets, au premier trimestre 2019. Une publication récente d'Eco-emballages montre que la région des Pays de la Loire est la deuxième de France où on trie le plus, avec 62 kg de déchets ménagers triés par habitant en 2015, contre 46,5 kg en France.***

Rep dont la mise en œuvre s'est effectuée progressivement, comme les pneus en 2004, l'ameublement en 2012 et les papiers graphiques et les déchets d'activités à risques infectieux en 2016. D'autres sont à venir, comme la filière des navires de plaisance, ou celle des emballages ménagers dont la commission de suivi a rejeté le premier projet de cahier des charges. Pour suivre l'ensemble des filières Rep, une instance de gouvernance a été créée par le décret n° 2015-1826 du 30 décembre 2015. Elle remplace la commission d'harmonisation et de médiation des filières Rep (CHMF), la commission consultative d'agrément de la filière des emballages ménagers et la commission des véhicules hors d'usage ainsi que toutes les commissions informelles. Cette thématique est également observée de près par de nombreux acteurs comme l'association Amorce, pour laquelle les déchets constituent l'un des principaux sujets d'accompagnement des collectivités. Ils pointent d'ailleurs une montée en puissance trop lente de la filière ameublement. Après cinq ans d'existence d'Ecomobilier, seulement une déchetterie sur quatre bénéficie d'une benne de meubles. Côté chiffres, les derniers disponibles datent de l'année 2013, pour laquelle la quantité de produits mis en marché relevant d'une filière Rep opérationnelle ou en cours de mise en œuvre était estimée à 17 millions de tonnes. Les gisements les plus importants étaient ceux de la filière des emballages ménagers, avec 4,7 millions de tonnes, suivie par ceux des papiers graphiques ménagers (3,8 millions de tonnes) puis ceux de l'ameublement (3,2 millions de tonnes). Les véhicules hors d'usage représentent 2,1 millions de tonnes, les équipements électriques et électroniques, 1,3 million de tonnes.

Pour les déchets organiques (18 Mt en 2013), la réglementation française a instauré une obligation de tri des biodéchets par les gros

producteurs (restauration, commerce alimentaire, hypermarchés, etc.). Depuis le 1er janvier 2016, toutes les entreprises produisant plus de 10 t/an de biodéchets sont concernées. La loi sur la transition énergétique fixe également un objectif pour les collectivités : elles doivent généraliser le tri à la source des déchets alimentaires des particuliers d'ici 2025. Un appel à projets "territoires zéro déchet, zéro gaspillage" a abouti fin 2014 à l'identification de 58 territoires, puis à 95 nouveaux territoires en novembre 2015.

C'est dans ce cadre que la communauté de communes d'Essor du Rhin (67) a testé depuis 2012 la collecte des biodéchets ménagers en apport volontaire, avec la redevance incitative. Neuf "Tube®", des conteneurs spécifiques, ont été installés dans les sept communes du territoires. En 2015, 148 tonnes de biodéchets ont été ainsi collectées par la société Recybio (groupe Schroll). Elles ont été traitées par méthanisation.

Une plus grande valorisation énergétique des déchets

En 2015, 1 121 ktep (13 037 GWh) d'énergie primaire ont été produits à partir des installations de traitement des déchets pour la partie renouvelable. Cette énergie vient en grande partie des incinérateurs, appelés également "usines d'incinération d'ordures ménagères" (Uiom), équipés d'un système de valorisation de l'énergie des déchets sous forme électrique, thermique ou les deux. Depuis 2000, du fait de la politique nationale de gestion des déchets, de très nombreux sites ont été équipés d'une valorisation d'énergie. Le plan déchets prévoit le maintien des capacités d'incinération à horizon 2025 mais aussi l'amélioration de la performance énergétique des Uiom.

Concernant le tonnage de déchets incinérés avec récupération d'énergie, les derniers chiffres disponibles, publiés en avril 2015 par l'Ademe (enquête Itom – installations de traitement des ordures ménagères) portent sur l'année 2012. Les 113 Uiom ont généré 13 037 GWh d'énergie primaire en 2015, soit 25 % de plus qu'en 2008. Les deux tiers sont sous forme d'électricité (7 822 GWh) et un tiers est sous forme de chaleur (5 215 GWh). 20 % de l'énergie est autoconsommée par les usines. Les trois quarts des Uiom valorisent l'énergie en électricité seule ou en cogénération. Ce dernier mode de valorisation est en forte augmentation puisque le nombre d'Uiom en cogénération est passé de 42 à 59 entre 2010 et 2012, ce qui représente une croissance des tonnages traités de 36 %. Un quart des Uiom produit de la chaleur seule. Pour aller plus loin dans l'efficacité des sites, il faudrait pousser au maximum la valorisation chaleur, ce qui implique la présence de réseaux de chaleur ou de consommateurs à proximité. Or ces usines sont parfois très éloignées des villes et il est difficile d'attirer des industries autour.

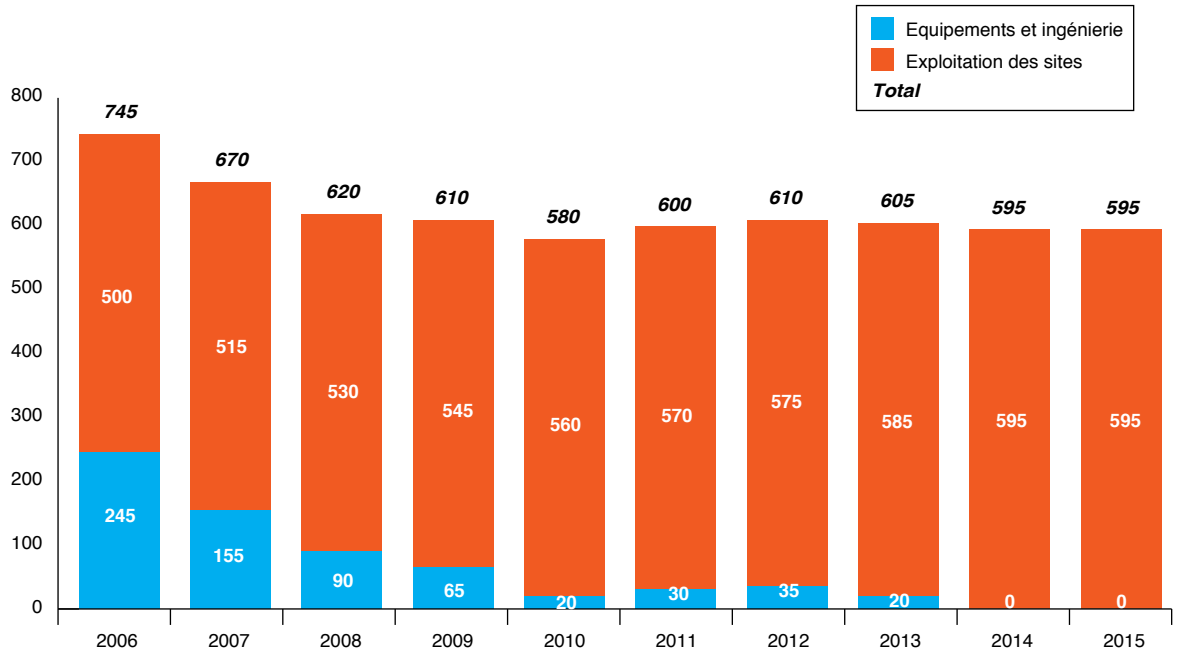
Sur le plan de l'activité économique, entre 2006 et 2015, le nombre d'emplois liés à l'exploitation des sites a progressé pendant que celui lié à la réalisation de nouvelles installations s'est tari du fait de l'arrêt des constructions d'Uiom. Depuis cinq ans, le secteur se maintient aux alentours de 600 emplois directs. Le chiffre d'affaires de la filière est, quant à lui, relativement stable, aux alentours de 200 M€ par an.

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Graph. n° 2

Nombre d'emplois directs dans la filière

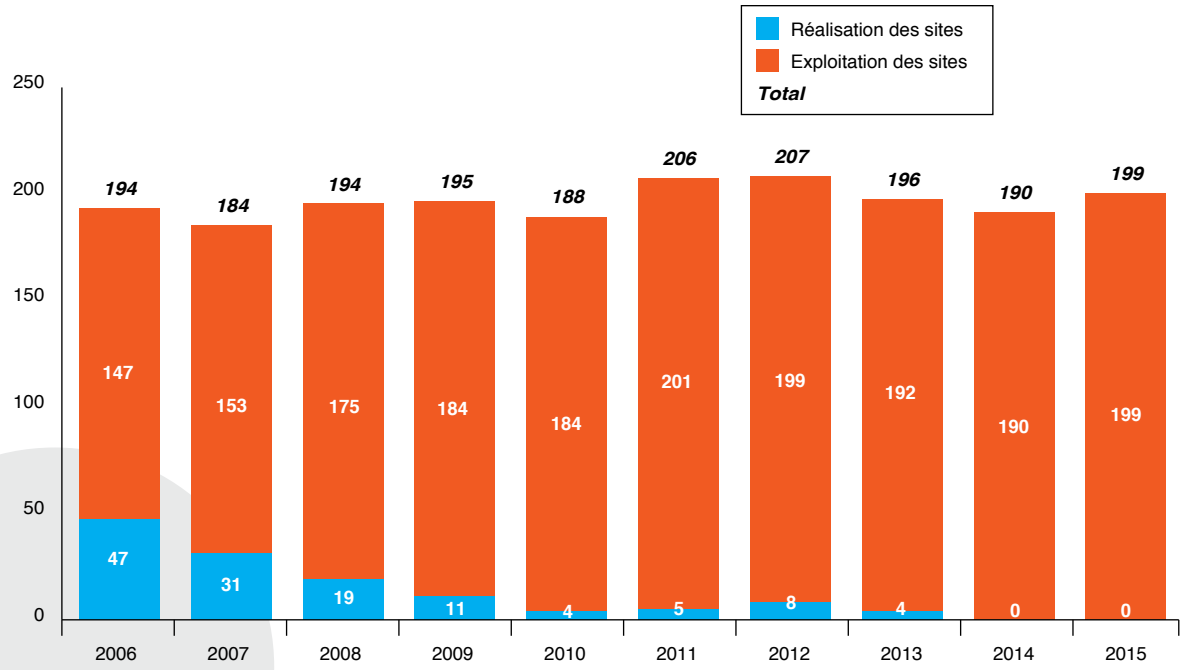
Source : Ademe 2016



Graph. n° 3

Chiffres d'affaires de la filière en millions d'euros

Source : Ademe 2016



Les déchetteries de plus en plus équipées pour la valorisation du biogaz

La valorisation énergétique des déchets provient dans une moindre mesure des installations de stockage de déchets non dangereux (ISDND) qui ont traité 19,5 Mt de déchets en 2012. Leur parc a diminué de plus de 40 % depuis 2000, et la tendance va se poursuivre au regard de la politique déchets, qui vise à réduire les volumes dirigés in fine vers les déchetteries. Sur 238 sites répertoriés en 2012, 107 produisent de l'énergie, et ont généré 1 247 GWh, dont 953 GWh électriques et 294 GWh d'énergie thermique. Ces chiffres marquent une nette hausse par rapport à 2004 : + 120 % de la production d'électricité et quadruplement de la production de chaleur. Cette progression s'explique par l'obligation depuis 2008 de récupérer le biogaz généré par les déchets stockés et par la baisse de la TGAP (taxe générale sur les activités polluantes) lorsqu'il y a valorisation énergétique de ce biogaz. Ce mode de valorisation devrait encore progresser. L'entreprise Waga-Energy a mis au point une technologie pour récupérer, purifier, puis injecter le biométhane dans le réseau de gaz. Après avoir installé une Waga Box à Chablis (Yonne), la start-up vient de sceller un contrat avec Suez pour équiper trois centres. À terme, elle projette d'équiper une quarantaine d'unités de stockage de déchets.

La méthanisation de la partie organique des ordures ménagères est aussi une source d'énergie. Selon le site Sinoé[1], douze unités de tri-mécanisation-biologique (TMB), produisant du biogaz, sont répertoriées en France. Elles associent des opérations de traitement et de tri mécaniques afin d'isoler progressivement les éléments valorisables en tant que matériaux (métaux, plastiques, verre…), les déchets fermentescibles et les déchets incinérables à fort pouvoir calorifique.

L'énergie totale générée par ces installations reste encore très modeste par comparaison à celle issue des incinérateurs et des centres de stockage. Par ailleurs, des dysfonctionnements ont freiné le développement de la filière. Cependant, les professionnels se structurent peu à peu. En novembre 2016, ils ont créé une marque, Terrom, pour garantir et promouvoir la qualité de leur compost. Selon l'Ademe, trois entreprises assurent l'essentiel de l'exploitation des unités de valorisation du biogaz des ISDND : GRS Valtech et Rep (groupe Veolia) et Suez Environnement (ex-Sita). En 2012, leur chiffre d'affaires – toutes activités confondues – est de l'ordre de 241 M€ et leur effectif est de 644 personnes.

Un cadre réglementaire pour les CSR

Pour atteindre une réduction de 50 % des quantités de déchets stockés en 2025 par rapport à 2010, il est nécessaire de détourner et de valoriser les quelques 2,5 Mt de refus de tri sous forme de combustibles solides de récupération (CSR). Les CSR sont préparés à partir de déchets non dangereux tels que les déchets industriels banals, les déchets du BTP, les refus de collectes sélectives des emballages, les encombrants de déchèteries ou les refus à haut pouvoir calorifique des TMB. Ils sont principalement composés de bois, plastiques, papiers, cartons ou tissus.

1. *www.sinoe.org*

L'Ademe et la Fédération des entreprises du recyclage (Federec) estiment la production de combustibles solides de récupération à environ 700 000 tonnes/an. Les cimentiers en consomment environ 240 000 t/an. Le reste part dans des papeteries, des fours industriels… ou à l'étranger. L'enjeu est qu'à l'horizon 2025, la consommation de CSR par les cimentiers soit de l'ordre de 1 Mt par an. Il faut donc créer des débouchés stables pour absorber environ 1,5 Mt de déchets. Les installations dédiées aux combustibles solides de récupération seront classées dans la nouvelle rubrique ICPE 2971, définie par le décret n° 2016-630 du 19 mai 2016. Des unités dédiées, à mi-chemin entre les incinérateurs et les chaudières à biomasse.

L'Ademe a lancé un appel à projets pour la construction de ces chaufferies spécifiques. Il est clos depuis la mi-juin 2016, et les résultats ne sont pas encore connus. Néanmoins, Marc Cheverry, chef du service mobilisation et valorisation des déchets à l'Ademe, nous livre quelques détails : *« Nous avons reçu quatorze projets pour 680 000 tonnes de CSR. Le nombre de dossiers a été une agréable surprise. On sent une appétence des acteurs pour cette question. »* Trois dossiers ont été retenus et le taux d'aide varie de 28 à 145 €/MWh. Une trentaine de millions d'euros seront alloués par l'Ademe en 2017 et un nouvel appel d'offres sera ouvert au printemps 2017.

Le portrait type d'une chaufferie spécifique adaptée au contexte français des CSR pourrait être d'une puissance comprise entre 7 et 20 MW th, traiter entre 10 et 25 000 t de combustibles par an avec les technologies connues, comme les lits fluidisés, pour un investissement s'échelonnant de 15 à 20 M€. Cependant, même avec les subventions, l'équilibre économique risque d'être complexe pour concurrencer le stockage. En tous les cas, si le modèle économique est encore à travailler, le cadre réglementaire est posé. L'arrêté, publié au *Journal officiel* le 25 mai 2016, définit les caractéristiques chimiques et physiques des CSR (granulométrie, densité, teneur en carbone et en hydrogène…). Des seuils ont également été fixés pour quatre polluants que sont le mercure, le chlore, le brome et les halogènes. L'arrêté délimite aussi les familles d'installations pouvant préparer les CSR. Elles sont rattachées aux rubriques 2714, 2716, 2731, 2782 et 2791 de la nomenclature des installations classées pour la protection de l'environnement (ICPE).

La gazéification, une autre piste de valorisation énergétique

Une autre valorisation énergétique des déchets s'affirme de plus en plus : la gazéification. Dans ce cas, les déchets de carton, bois et plastique ne sont plus brûlés dans des chaufferies spécifiques mais directement transformés en gaz, pour produire de l'électricité et de la chaleur. La société Europlasma a mis en route une première usine dotée de cette technologie en France à Morcenx (Landes). La centrale est dimensionnée pour produire 11 MWe à partir de 55 000 t/an de déchets industriels banals et de biomasse. Le site est raccordé au réseau et produit de l'électricité renouvelable depuis février 2014. Il est toujours en cours de montée en puissance et ne fonctionne que par campagnes de production. Ainsi, sur 2015, la production mensuelle moyenne était de 165 MWh, et sur les six premiers mois de l'année 2016, elle a été de 644 MWh. L'ambition d'Europlasma est aujourd'hui

de multiplier les projets. À Thouars (Deux-Sèvres), le préfet a autorisé la construction de l'usine du projet "CHO Tiper". Le projet "CHO Locminé", dans le Morbihan, a quant à lui obtenu un avis favorable lors de l'enquête publique en juin 2016. Au total, les trois usines pourraient traiter plus de 150 000 t/an de déchets industriels banals et de biomasse et produire quelque 30 MWh de gaz. Une autre usine (projet "CHO Brocéliande") est en cours de développement à Montauban-de-Bretagne en Île-et-Vilaine.

L'entreprise Cogebio commercialise également une solution de gazéification pour des unités plus petites (1,5 MW en moyenne). Le gaz produit par le gazéifieur est brûlé dans une chaudière réalisant un fluide thermique à 300 °C qui est utilisé dans un module ORC (cycle de Rankine) pour produire de l'électricité et de la chaleur. Le rendement global est de 80 % (chaleur + électricité). Le rendement électrique est de l'ordre de 15 % (variable en fonction de la puissance fournie). Cogebio travaille à partir de la biomasse, notamment des bois recyclés (classe B), et des tests sont actuellement effectués avec des CSR. Autre technologie en développement, la pyrogazéification (une pyrolyse suivie d'une gazéification). Les acteurs se sont regroupés en 2014 au sein du Club pyrogazéification, présidé par la société Valoneo. Il regroupe aujourd'hui plus de 70 membres, dont la plupart sont des équipementiers, des acteurs de la filière des déchets, des gestionnaires du réseau gaz et des bureaux d'études.

Une autre valorisation énergétique des déchets est doucement en train d'émerger sous la forme d'hydrogène. Solution d'avenir pour les transports, l'hydrogène apporte également une réponse à la question du stockage des énergies renouvelables. En 2015, l'association Record a étudié pour l'Ademe les voies thermochimiques et biologiques pour fabriquer de l'hydrogène à partir de déchets. Si la voie thermochimique (combustion en atmosphère réductrice) est déjà mâture, il faudra encore attendre entre cinq et dix ans pour fabriquer de l'hydrogène via la voie biologique (fermentation ou microalgues). Concrètement, Trifyl, syndicat mixte départemental pour la valorisation des déchets ménagés du Tarn, s'est engagé dans le projet Vabhyogaz, qui consiste à transformer le biogaz issu des déchets en gaz hydrogène, à le stocker et à l'utiliser comme combustible. Après l'inauguration du site pilote en 2014, une première station d'hydrogène a été mise en service en juin 2015, sur le circuit d'Albi par Eveer'hy'Pôle. La Poste et Trifyl ont investi dans des véhicules électriques utilisant cette énergie. Une deuxième station devait voir le jour fin 2016 à Rodez.

Évolution des dispositifs de soutien

Comme pour les autres filières d'électricité renouvelable, la France a supprimé en grande partie les tarifs d'obligation d'achat de l'électricité produite par les incinérateurs, les centres de stockage et les sites de méthanisation à compter du 1er janvier 2016. Les nouvelles installations d'une puissance électrique supérieure à 500 kW sont désormais orientées vers le dispositif de complément de rémunération. Pour les installations inférieures à 500 kW, le dispositif du tarif d'achat est maintenu.

En septembre 2015, le ministère de l'Environnement a présenté deux projets d'arrêtés relatifs au nouveau mécanisme de soutien à l'électricité produite à partir de

biogaz issu d'installations de stockage de déchets non dangereux ou à partir de l'incinération des déchets ménagers ou assimilés. Les décrets définissant les modalités d'application sont parus les 28 et 29 mai 2016 au *Journal officiel*. Enfin, des projets de valorisation énergétique des déchets font l'objet d'un volet spécifique au sein des appels d'offres électricité biomasse de la CRE, qui a été lancé en février 2016 et s'étale sur trois ans.

Concernant la taxe générale sur les activités polluantes (TGAP), une réforme de la fiscalité des déchets est en préparation depuis plusieurs années. L'objectif est d'inciter au recyclage en augmentant le coût de la mise en décharge et de l'incinération. Les tarifs de base de la taxe applicable à la réception de déchets dans une installation de stockage non autorisée à ce titre par la législation des installations classées passerait de 150 €/t en 2016 à 158 €/t à partir de 2025. Le tarif de la taxe applicable à la réception de déchets dans des installations autorisées à ce titre, quant à lui, passerait progressivement de 40 €/t à 48 €/t.

Pour les installations d'incinération de déchets non dangereux, le tarif de la TGAP passerait de 14 €/t à 15 €/t en 2017, avec des réfactions si l'installation est accréditée ISO 50001 ou ISO 14001, si la valeurs d'émission de NOx sont inférieures à 80 mg/Nm³ ou si le rendement énergétique est supérieur ou égal à 0,65. En effet, selon le ministère de l'Économie et des Finances, la réforme doit également *« permettre d'inciter les exploitants de décharge et d'incinérateurs à augmenter la performance environnementale de leurs installations grâce à l'introduction de tarifs de TGAP réduits pour les installations mettant en place des équipements réduisant leurs nuisances environnementales »*. Le projet de loi révise également le tarif de la taxe pour les déchets réceptionnés dans une installation d'incinération ou de stockage de déchets dangereux. Les installations dédiées aux CSR sont exclues de TGAP.

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.federec.org
- ✓ www.fedene.fr
- ✓ www.amorce.asso.fr
- ✓ www.cniid.org
- ✓ www.sinoe.org

3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Jean-Pierre Luthringer,** président de la branche Valordec à la Fédération professionnelle des entreprises du recyclage (Federec)

1 Quels sont les enjeux du développement des CSR (combustibles solides de récupération) ?

C'est une filière en plein essor. Les CSR répondent à un double objectif : diminuer la part des déchets stockés et produire de l'énergie. La loi sur la transition énergétique impose une baisse de 30 % de ces déchets en 2020 et de 50 % en 2025. Douze millions de tonnes de déchets devraient ainsi être valorisés, dont 2,5 millions en CSR.

Ces déchets sont également une solution pour produire de l'énergie, chaleur ou électricité, localement. Aujourd'hui, les cimenteries consomment 350 000 tonnes de CSR. À terme, elles pourraient en consommer 1 million. Et il faut trouver des débouchés pour les 1,5 million de tonnes restantes. L'Ademe a lancé un appel à projets pour développer des unités de valorisation des CSR et trois projets devraient être retenus. La prochaine étape est de trouver un modèle économique rentable entre l'élimination des déchets et la production d'électricité.

2 Comment s'est structurée la filière cette année ?

Indiscutablement, la réglementation a été une belle avancée. Les décrets sur les rubriques des installations classées ont aidé la filière des CSR. L'appel à projets de l'Ademe, avec quatorze projets en lice, a montré un réel engagement des professionnels. Federec a présenté une classification des CSR, avec quatre catégories de qualité et sept critères de caractérisation, ce qui devrait aider l'amont et l'aval à mieux se comprendre.

Aujourd'hui, nous devons valider les technologies. Des essais sont programmés dans des unités pilotes, avec différents constructeurs. Nous poursuivons l'étude européenne sur la classification des CSR et une autre étude a pour objectif de déterminer la fraction de carbone renouvelable (biogénique) des CSR. Grâce aux économies de carbone, les combustibles pourraient alors entrer dans les systèmes d'échange des quotas de CO_2. Un avantage important pour les consommateurs de CSR. Nous sommes donc dans les starting blocks ! Mais nous devons veiller à avancer méthodiquement pour une bonne acceptation des unités.

3 Quels sont les objectifs pour les prochaines années ?

Dans cinq à dix ans, la filière sera structurée, et les CSR produiront une part importante de l'énergie issue des déchets. Nous avons participé à l'élaboration des objectifs pour la programmation pluriannuelle de l'énergie 2018-2023. Nous estimons que la contribution des CSR pourrait s'élever à 150 MWe de puissance installée en valorisation électrique, et à 835 000 tep/an en valorisation thermique. ●

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Retour au sommaire

Site de géothermie profonde de Rittershoffen – Bas-Rhin (Grand Est).

David Queyrel

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée fin 2016

17,2 MW

Production électrique en 2015

92 GWh

Objectif de la filière à 2018

8 MW

supplémentaires par rapport à la situation de 2015

53 MW

supplémentaires par rapport à la situation de 2015

Longtemps représenté par les deux seuls sites de Bouillante en Guadeloupe et de Soultz-sous-Forêts en Alsace, le paysage français de la géothermie électrique est en pleine évolution. Les essaimages des dernières années débouchent sur la création de nouvelles installations qui vont constituer la vitrine du savoir-faire français, dans une filière où le pays entend bien jouer un rôle international de premier plan.

FILIÈRE GÉOTHERMIE

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

De nouveaux horizons pour la géothermie profonde

La production d'électricité géothermique est une technologie mature qui se base sur l'exploitation de milieux fracturés à forte perméabilité, situés à plus de 1 000 m de profondeur, et dont la température varie entre 200 et 300 °C. Ce type de sites capables de fournir des débits de production de vapeur élevés est généralement localisé dans des zones volcaniques ou tectoniquement actives. Pour l'Europe, il s'agit principalement de la Toscane, de l'Islande, des Açores et de quelques îles grecques, auxquelles on peut ajouter des territoires d'outre-mer comme la Guadeloupe, la Martinique et la Réunion.

En France, la puissance installée à fin 2015 est de 17 MW. Réparti sur très peu de sites, ce chiffre a très peu évolué au cours des dernières années. Cependant, le pays a des ambitions pour la filière qui se sont exprimées dans la Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) publiée fin octobre 2016. Le texte prévoit une hausse de la puissance installée de 8 MW d'ici fin 2018 et de 53 MW d'ici 2023 (en plus des 17 MW installés à fin 2015). L'objectif à 2018 devrait pouvoir être réalisé grâce au développement de l'unique centrale française de Bouillante en Guadeloupe et à l'optimisation du démonstrateur de Soultz-sous-Forêts en Alsace. Quant aux 53 MW supplémentaires prévus pour 2023, ils seront produits par des centrales situées principalement en Alsace, mais également par les premières centrales situées dans le Massif central, dans le couloir rhodanien et sur les contreforts du massif pyrénéen.

Les ambitions françaises ne se limitent pas au seul territoire national. Avec 12 GW de capacité de production électrique géothermique installée aujourd'hui dans le monde, moins de 6 % du potentiel existant sont couverts. La marge de croissance est donc conséquente, et la France compte bien y prendre sa part. Dans les dix prochaines années, l'activité de la filière devrait doubler et générer un chiffre d'affaires potentiel de 3 à 4 milliards d'euros par an. L'objectif français est de se hisser aux premiers rangs et d'atteindre 10 % à 15 % de parts de marché.

Bouillante passe sous pavillon américain

En matière de production d'électricité géothermique française, les premiers forages ont été menés dans les années 70 sur le site de Bouillante en Guadeloupe. La centrale est basée sur un réservoir naturel d'eau très chaude (250 °C) enfoui à 1 000 mètres de profondeur dans la roche volcanique.

Elle a longtemps été exploitée par Géothermie Bouillante, filiale du BRGM[1], sans cependant parvenir à l'équilibre économique, faute d'investissements suffisants. Depuis fin 2015, la société d'exploitation a vu l'arrivée d'un nouvel actionnaire majoritaire en la présence d'Ormat Technologies, développeur américain de projets géothermiques depuis 30 ans à travers le monde. Le nouvel acteur détient 60 % des parts du site, alors que le BRGM, actionnaire unique depuis le retrait d'EDF il y a quelques années, en conserve 20 % et la Caisse des dépôts, les 20 % restants. Ormat se dit prêt à mobiliser des moyens pour permettre à l'usine de valoriser enfin le potentiel énergétique local révélé dans les années 80. Cela implique l'investissement de 70 millions d'euros pour porter à 45 MW la capacité installée du site, contre 15 MW actuellement.

1. *Bureau de recherches géologiques et minières.*

Aujourd'hui, faute de pression suffisante dans le réservoir géothermie, Bouillante ne tourne qu'à 10-11 MW de puissance effective. La première étape de son développement va donc être de rétablir la puissance initiale en réinjectant une plus grande partie des rejets de la centrale dans le réservoir géothermique, au lieu de les libérer en mer. Cela devrait être réalisé d'ici mi-2017. Actuellement, seuls 20 % de l'eau puisée dans le réservoir y sont réinjectés, et un travail de recherches cofinancé par le BRGM et l'Ademe doit déterminer les limites de faisabilité d'une augmentation de ces volumes. Point positif pour le compte d'exploitation du site, Bouillante va pouvoir bénéficier du coup de pouce tarifaire accordé par EDF et accepté par la Commission de régulation de l'énergie (CRE) au 1er janvier 2016. Depuis cette date, le tarif d'achat de l'électricité se situe aux environs de 170 €/MWh, contre 135 €/MWh auparavant.

L'étape suivante, prévue pour 2020, doit permettre de porter la puissance électrique du site à 25 MW. Cela se fera grâce à un troisième forage de production, qui valorisera davantage le réservoir, et à une modification de l'alternateur pour optimiser la production d'électricité. Enfin, la troisième étape, à l'horizon 2021, va consister à exploiter un nouveau réservoir situé au nord de la baie de Bouillante pour porter à 45 MW la puissance installée.

L'ensemble de ces opérations s'inscrit dans un cadre plus large. Le conseil régional de Guadeloupe a voté en octobre 2015 une motion pour le développement de la géothermie en Guadeloupe et dans les Caraïbes, en vue d'atteindre un objectif de 20 % d'électricité issue de la géothermie à l'horizon 2020 (contre 6 % aujourd'hui grâce à Bouillante). Sa volonté est également de développer un centre d'excellence sur la filière, dont les missions et l'organisation sont envisagées dans le cadre du projet Interreg Géothermie caraïbe phase 2, mené en partenariat avec l'Ademe.

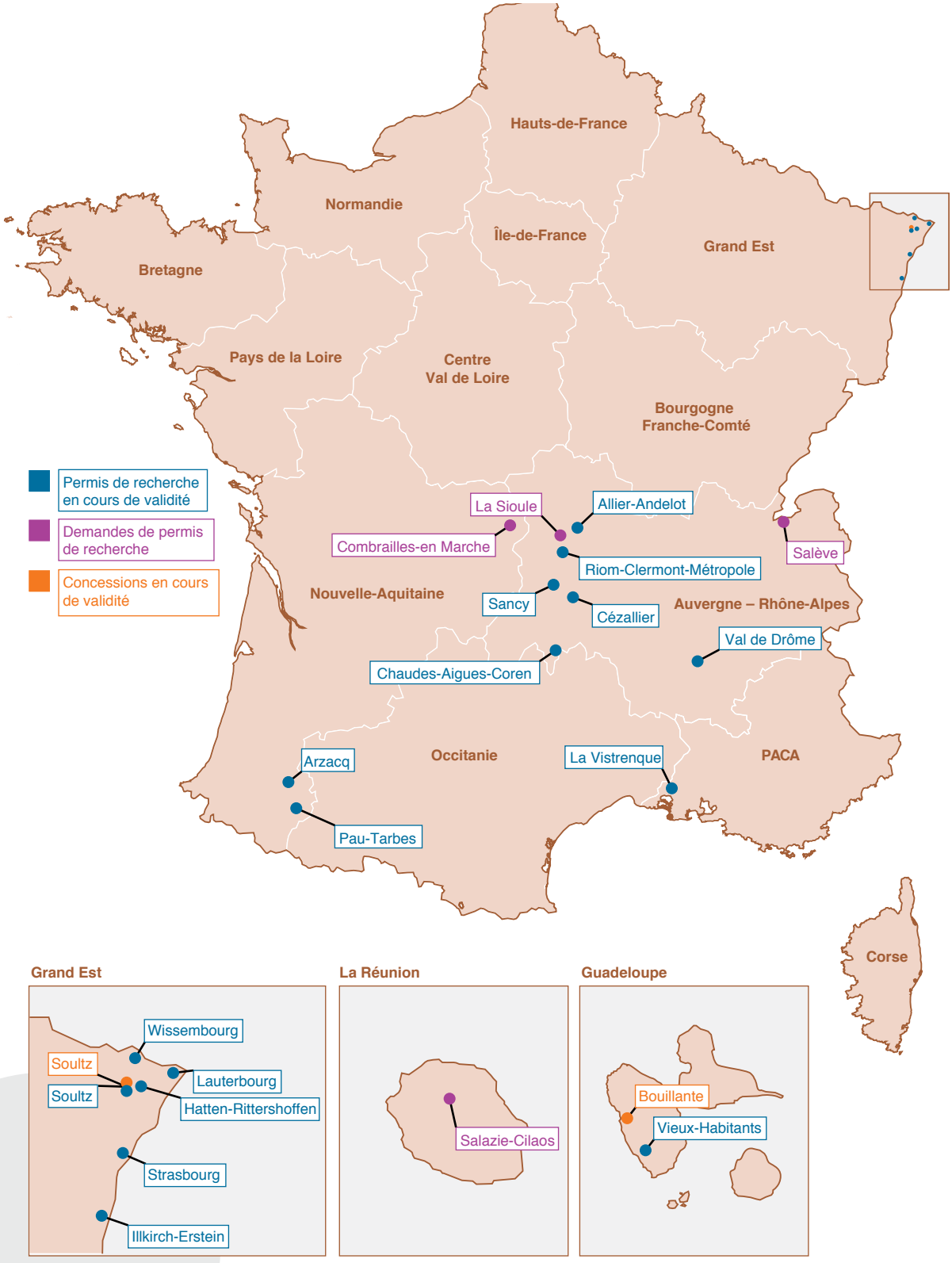
Nouveaux projets dans les Caraïbes

La géothermie dans les Caraïbes françaises ne se limite pas au seul site de Bouillante. Un peu plus au sud, sur la commune de Vieux-Habitants, la société guadeloupéenne Teranov a obtenu en mai 2016 un permis exclusif de recherche. Sur ce site sera construit le démonstrateur du projet Geotref, retenu dans le cadre des Investissements d'avenir, qui associe, autour de Teranov, trois PME et neuf laboratoires de recherche. Avec un budget de 43 M€, le projet doit permettre de modéliser les échanges thermiques et les écoulements dans les roches fracturées en capitalisant sur les travaux conduits dans le secteur pétrolier. Sur l'île de Saint-Kitts, au nord de la Guadeloupe, Teranov a par ailleurs conclu un partenariat public privé avec le fournisseur d'électricité local afin de réaliser une centrale. Les forages d'exploration sont prévus en 2017. Enfin, le BRGM a signé un partenariat avec la République dominicaine, via un financement de la Banque interaméricaine de développement (BID), pour une évaluation de la ressource. Il poursuit aussi ses travaux d'exploration à la Martinique avec des soutiens de l'Ademe et du conseil régional. En revanche, l'ambitieux programme envisagé sur l'île de la Dominique est au point mort. Sur ce territoire à la ressource géothermale abondante, l'objectif était d'aménager une première centrale électrique d'une dizaine de MW destinée au marché local, puis d'en développer plusieurs autres, pour une centaine

Carte n° 1

Carte des titres miniers de gîtes géothermiques à haute température

Source : Observ'ER d'après données DGEC



Cluster Geodeep, l'union fait la force

Dans sa volonté d'accroître son rôle dans le développement mondial du secteur de la géothermie, la France s'est dotée en 2014 d'un organisme représentant le fleuron de l'industrie nationale. Les acteurs de la filière, accompagnés de l'Ademe, de l'AFPG (Association française des professionnels de la géothermie) et du SER (Syndicat des énergies renouvelables), ont créé le cluster Geodeep, qui rassemble les principales entreprises pouvant intervenir à l'export sur des projets de production d'électricité géothermique (profil, expérience, références, marchés visés, besoins, etc.). Geodeep regroupe aujourd'hui 17 entreprises et ses objectifs sont de constituer un lieu d'échange, de fédérer les acteurs français dans leurs efforts à l'export et de représenter au mieux le savoir-faire national. Après avoir été présent à divers salons internationaux avec un "pavillon France", le cluster Geodeep a conclu un partenariat, en août 2015, avec son homologue islandais (Iceland Geothermal Cluster) pour répondre avec lui à des appels d'offres internationaux de centrales à forages profonds. La filière islandaise disposant d'une ingénierie renommée mais n'ayant pas d'industrie, la complémentarité était toute trouvée.
Parmi les régions ciblées par le cluster Geodeep, la première est le bassin pannonien (Europe de l'Est), dont les caractéristiques sont proches de celles du fossé rhénan. Dans les zones volcaniques, la France est déjà présente dans les Caraïbes et se positionne en Indonésie, dans le rift est-africain et dans la cordillères des Andes.

de MW, dont l'énergie aurait été dédiée à l'exportation par câbles sous-marins vers la Guadeloupe et la Martinique. Les abandons successifs des potentiels investisseurs qu'étaient EDF puis Engie ont stoppé toute poursuite du dossier.

GÉOTHERMIE DES ROCHES FISSURÉES : INNOVATION FRANÇAISE

L'autre site de production d'électricité géothermique français est celui de Soultz-sous-Forêts, dans le Bas-Rhin, initié en 1987. Là, un programme de recherche pionnier à l'échelle mondiale a démontré que la valorisation de la chaleur piégée dans des roches granitiques fissurées était aussi possible. Dans ce type de milieu, l'eau géothermale ne circule pas librement dans tout le réseau de failles que compose ce réservoir très particulier d'eau géothermale chaude. Il faut donc, en fonction de la qualité de la connexion du puits au réservoir, rétablir sa circulation en libérant les failles de leurs dépôts minéraux (une sorte de détartrage). La méthode est aujourd'hui au point et son impact environnemental est négligeable. Le "détartrage" est réalisé en quelques jours, grâce à des injections à basse pression d'eau très légèrement acide, pour dissoudre les minéraux qui obstruent les failles et les faire revenir à leur état géologique initial. Cette technique n'a aucun impact sismique, contrairement à la fracturation hydraulique.

Un démonstrateur de 1,5 MWe relié à trois forages plongeant à 5 000 m (eau à 200 °C) a été mis en service en 2008 sous l'égide du groupement européen d'intérêt économique

Ecogi : vitrine de la géothermie des roches fissurées

Première mondiale à cette échelle, la centrale Ecogi a été inaugurée le 7 juin 2016 par Ségolène Royal. Cette centrale géothermique d'un nouveau genre a été construite à Rittershoffen conjointement par ÉS-Géothermie (Électricité de Strasbourg, filiale d'EDF) et la société Roquette frères, qui en utilise la chaleur. Sa particularité, unique au monde jusqu'à présent, est de puiser l'eau géothermale circulant dans les zones fissurées du granite et du grès, dont les failles ont été débarrassées de leurs sédiments pour booster la circulation de l'eau chaude. L'eau à 177 °C en fond de puits remonte ainsi dans un forage de production profond de 2 500 mètres ; puis elle cède ses calories via un échangeur de chaleur à l'eau d'une deuxième boucle. Cette eau propre est alors transportée par un réseau de chaleur sur 15 km jusqu'à l'usine Roquette. La perte de chaleur n'est que de 5 °C, grâce à l'utilisation de canalisations en double enveloppe avec une isolation par vide d'air. L'eau ressort de l'usine à 70 °C et parcourt les 15 autres kilomètres de la boucle reliant l'usine à la centrale géothermique. Elle se recharge en calories dans l'échangeur de chaleur en refroidissant l'eau géothermale, qui est alors réinjectée dans un second forage, dévié celui-ci pour s'éloigner du premier forage et ne pas refroidir le réservoir de production.

Cette centrale exemplaire aura demandé 11 ans pour aboutir, et un investissement de 55 M€ soutenu par l'Ademe (25 M€), qui a aussi apporté une aide de 5 M€ pour mettre à niveau la garantie du risque géologique. La Région Grand-Est est également intervenue, à hauteur de 2 M€, pour compléter cette garantie. La centrale est détenue par Roquette Frères (40 %), Électricité de Strasbourg (40 %) et la Caisse des dépôts (20 %). Avec Ecogi, la France dispose d'une superbe vitrine de son savoir-faire en géothermie profonde hors zone volcanique. L'objectif est de s'en servir comme effet de levier en France mais également à l'étranger (voir 3 questions à Jean-Jacques Graff, p. 97).

(GEIE) Exploitation minière de la chaleur. Cette structure se composait à l'origine de cinq partenaires industriels (EDF, Électricité de Strasbourg, les allemands EnBW, Evonik et Pfalzwerke), trois agences de financement publiques (Commission européenne, Ademe pour la France, BMU pour l'Allemagne), et huit partenaires scientifiques (dont le BRGM et le CNRS pour la France). Sa composition a évolué. Elle est aujourd'hui détenue par Électricité de Strasbourg (67 %) et EnBW (33 %).

Depuis son lancement, le site de Soultz a surtout été utilisé pour tester le comportement des équipements de surface (résistance à la corrosion, colmatage, dépôts…), avant que son statut ne change en 2015, quand le GEIE a obtenu une "concession d'exploitation de gîtes" pour 25 ans, lui permettant d'élargir ses activités de recherche à l'ensemble de la chaîne de production (forage, pompage, production d'électricité…). Des travaux pourront être menés sur des activités complémentaires comme l'extraction du lithium de l'eau géothermale, présent à hauteur de 150 mg/l,

ou la valorisation de la basse température provenant de l'énergie fatale de la turbine ou de l'eau de réinjection. Après la mise en place d'une nouvelle pompe en matériaux plus résistants et d'un dispositif d'injection en continu d'inhibiteurs de dépôts, un nouveau cycle de production électrique a été lancé en juillet 2016. Le site a désormais une vocation industrielle, avec des objectifs précis de production d'énergie et de rentabilité. Par exemple, de 2015 à 2025, il s'est engagé à produire plus de 70 000 MWh/an de chaleur valorisés en 11 000 MWh/an d'électricité.

16 permis exclusifs de recherche

Les partenaires français du projet de Soultz n'ont cependant pas attendu cette nouvelle étape pour appliquer à une échelle industrielle les acquis scientifiques du pilote. Ainsi à Rittershoffen, la centrale géothermique Ecogi, financée par Électricité de Strasbourg, l'amidonnier Roquette Frères et la Caisse des dépôts, a été inaugurée fin 2016. L'eau, puisée à une profondeur de 2 500 mètres et à une température de 177 °C, transfère sa chaleur à une boucle d'eau propre, puis est transportée sur 15 kilomètres de réseau afin d'alimenter en vapeur l'usine Roquette de Beinheim (voir encadré p. 96). D'autres projets sont dans les starting-blocks. Au 1er juillet 2016, on comptait en métropole et outre mer seize permis exclusifs de recherche attribués et quatre en procédure de demande (voir carte p. 94). Les plus avancés se situent dans le périmètre de l'Eurométrople de Strasbourg. Ils ont pour objectif d'alimenter en énergie verte les réseaux de chaleur de l'agglomération. Les besoins liés au développement des réseaux de chaleur y sont tellement forts qu'il y aurait de la place pour au moins quatre centrales géothermiques, ainsi que pour des centrales valorisant d'autres EnR. À Vendenheim (zone du futur Ecoparc rhénan, au nord de Strasbourg), Fonroche prévoit le début des forages au printemps 2017. Ils iront à 4 000 mètres de profondeur, pour obtenir une eau à plus de 170 °C. La future centrale fonctionnera en cogénération, avec une capacité de 6 MW d'électricité et 20 MW thermiques. Selon un timing similaire, à Illkirch-Graffenstaden (sud de l'Eurométrople), Électricité de Strasbourg et sa filiale spécialisée ÉS-Géothermie réaliseront deux forages à 3 000 mètres pour obtenir cette fois une eau à 150 °C environ. La centrale fournira essentiellement de la chaleur (20 MWth) au réseau de transport de chaleur de l'agglomération.

8 centrales géothermiques en Alsace

Au second semestre 2017, c'est à Eckbolsheim (ouest de Strasbourg) que Fonroche réalisera les forages de la troisième centrale de l'agglomération de Strasbourg. Elle alimentera en direct le réseau de chaleur de Hautepierre. À la même échéance, Électricité de Strasbourg reviendra dans la région de Soultz-sous-Forêts pour forer à Wissembourg et construire une centrale en cogénération avec valorisation de la chaleur en agriculture. Puis, l'énergéticien strasbourgeois prévoit de forer plus à l'est, dans la zone de Lauterbourg. De son côté, Fonroche dispose d'un permis jusqu'à Haguenau, au nord de Strasbourg. En revanche, les deux permis de recherche qui avaient été attribué à Moore Géothermie ont été abandonnés, car l'industriel n'a pas réalisé les investissements prévus en exploration.
À l'horizon 2020, le Bas-Rhin devrait donc compter huit centrales géothermiques

profondes, pour une puissance totale de 20 à 30 MWe et 150 MWth en fonctionnement ou en construction (y compris le site de Soultz).

Dans les autres régions françaises, le projet le plus avancé est celui de Fonroche, à Valence (Drôme), dont les forages à 4 500 mètres démarreront fin 2017, pour alimenter une cogénération dont l'énergie thermique sera exploitée au sein du réseau de chaleur de la ville. Ensuite, l'entreprise compte forer du côté de Clermont-Ferrand (Puy-de-Dôme), où elle possède un permis avec Electerre de France. Enfin, le premier forage du projet de Pau (Pyrénées-Atlantiques) est prévu pour 2018. Retenu dans le cadre des Investissement d'avenir, ce projet nommé Fongeosec doit permettre d'améliorer les échanges de chaleur dans des roches sédimentaires non fracturées. Alors que les travaux scientifiques conduits à Soultz-sous-Forêts (Bas-Rhin) visaient à optimiser la circulation d'eau chaude dans les roches naturellement fissurées, le projet Fongeosec vise lui à améliorer les transferts de chaleur "à sec" dans les roches sédimentaires peu perméables (les plus fréquentes à la surface du globe). Fongeosec réunit de nombreux partenaires autour de Fonroche Géothermie (Enertime, Flodim, Enesol Géothermie, Operantis, Foragelec, Armines, l'Ensegid, le BRGM et le Latep). Cette opération de 82 M€ est soutenue à hauteur de 27 M€ dans le cadre des Investissements d'avenir.

Parmi ces projets, ceux qui produisent de l'électricité bénéficieront du complément de rémunération dont le mécanisme a été validé par Bruxelles le 12 décembre 2016. Le tarif spécifique réservé aux centrales géothermales de métropole sera en moyenne de 260 €/MWh sur 20 ans, un niveau suffisant pour sécuriser les premiers projets, mais qui baisserait avec la réduction future des coûts. De plus, pour faciliter la réalisation de ces opérations, un fonds de garantie sera mis en place mi-2017. Il est doté de 50 M€ : 50 % Ademe, 20 % Caisse des dépôts et 30 % associés de Geodeep SAS (Électricité de Strasbourg, Electerre, Fonroche). Il devrait conduire à l'émergence de 10 centrales à l'horizon 2025.

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.geothermie-perspectives.fr
- ✓ www.geotref.org
- ✓ www.brgm.fr
- ✓ www.afpg.asso.fr
- ✓ www.geothermie-soultz.fr
- ✓ www.geodeep.fr
- ✓ www.es-geothermie.fr

3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Jean-Jacques Graff,** directeur général d'ÉS-Géothermie et président de l'Association française des professionnels de la géothermie

1 L'année 2016 marque-t-elle un tournant pour la géothermie française ?

Oui, après une dizaine d'années de recherche et développement, la centrale de Rittershoffen, la première installation de géothermie EGS[1] dans un réservoir de roches granitiques fissurées, a été inaugurée par la ministre Ségolène Royal le 7 juin dernier. À Soultz-sous-Forêts, le démonstrateur qui a permis de mettre au point cette technologie est désormais passé à l'échelle industrielle. Nous avons fait visiter ces sites aux participants du Congrès européen de la géothermie en septembre dernier. Nous étions attendus au tournant par la communauté géothermique mondiale ! Mais le fait de montrer des choses concrètes change complètement la donne. La France était déjà reconnue pour son expertise sur la valorisation de la chaleur géothermale en direct dans les réseaux de chaleur (dans le Bassin parisien notamment), maintenant c'est aussi le cas pour les roches fissurées, qui sont les réservoirs les plus compliqués.

2 Quel est le potentiel en France pour cette nouvelle géothermie ?

En Alsace, deux projets de 20 MW thermiques chacun vont démarrer en 2017, un en cogénération, un en chaleur seule. Pour démarrer les forages, il ne leur manque que la notification européenne du nouveau complément de rémunération et la mise en place de la garantie du risque géologique, qui ne sauraient tarder. Ensuite, trois ou quatre projets devraient être mis en route dans les deux ou trois prochaines années. Au total, 15 permis ont été déposés en métropole : en Alsace, dans le Massif central, dans les Pyrénées et dans le couloir rhodanien. L'objectif est de fournir 50 MW électriques en 2023 et 300 MW en tenant compte de la chaleur (cogénération et chaleur seule).

3 Dans les Caraïbes, la France conserve-t-elle une position forte, malgré la prise de contrôle américaine de la centrale de Bouillante ?

Certes, l'américain Ormat est maintenant majoritaire dans Géothermie Bouillante. Mais les entreprises françaises réunies dans le cluster Geodeep ont, quant à elles, toujours des ambitions de développement dans les Caraïbes. Par exemple, Teranov dispose d'un permis de recherche à Vieux-Habitants (Guadeloupe), dans le cadre du programme de recherche Geotref, et elle dispose d'un projet à Saint-Kitts. Par ailleurs, la Région Guadeloupe, l'Ademe et le cluster Geodeep souhaitent développer un centre d'excellence sur la géothermie. Il fédérerait les différentes expertises françaises : EGS (avec le modèle de l'Alsace), géothermie en chaleur directe (Bassin parisien) et géothermie des zones volcaniques (Guadeloupe). ●

2. *Enhanced geothermal system.*

Seconde hydrolienne DCNS/ Openhydro du parc démonstrateur hydrolien d'EDF sur le site de Paimpol-Bréhat – Côtes-d'Armor (Bretagne)

DCNS/Openhydro

Forte de son potentiel naturel qui couvre l'ensemble des différentes technologies possibles, la France entend jouer les premiers rôles dans le développement industriel des énergies marines renouvelables dans le monde. Présentation en détail de ces filières où les défis technologiques sont à la mesure des enjeux énergétiques.

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée à fin septembre 2016

241,04 MW

Production électrique en 2015

4 87 GWh

Objectif pour l'éolien en mer

posé à fin 2018

500 MW

À fin 2023

3 000 MW

à quoi s'ajoutent entre 500 et 6 000 MW de nouveaux projets engagés à cette date

Objectif pour les filières EMR (hormis l'éolien posé en mer) à fin 2023

100 MW

de puissance supplémentaire installée à quoi s'ajoutent entre 200 et 2 000 MW de nouveaux projets engagés à cette date

FILIÈRE ÉNERGIES MARINES RENOUVELABLES

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Les ressources énergétiques issues de la mer sont multiples. Elles proviennent des vents marins, des courants, des marées, de la houle, du gradient thermique ou encore du gradient osmotique. Les technologies permettant leur valorisation ont des degrés de maturité différents, les plus avancées étant l'éolien offshore posé et flottant, l'hydrolien (courants) et le marée-moteur.

Quelles que soient les technologies, l'État français fonde de grands espoirs dans ces énergies marines et affiche de fortes ambitions. Pour l'éolien offshore posé, la programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE) prévoit ainsi d'attribuer entre 0,5 et 6 GW à l'horizon 2023, en plus des 3 GW en cours de réalisation suite aux deux premiers appels d'offres. Le futur appel d'offres lancé en 2017 sur les zones de Dunkerque et d'Oléron assurera d'ores et déjà 1 GW supplémentaire. Pour l'éolien offshore flottant et l'hydrolien, des appels d'offres commerciaux seront lancés en 2017. L'objectif 2023 de la PPE est de 0,2 à 2 GW en plus des 0,1 GW de projets pilotes. La visibilité donnée par ces programmations permet à la filière d'engager la construction d'une filière industrielle française à même de conquérir des parts sur un marché mondial très concurrentiel.

ÉOLIEN EN MER : DES RETARDS D'ORES ET DÉJÀ ANNONCÉS

L'éolien offshore qui existe aujourd'hui en Europe s'implante sur des sites en eau peu profonde, de 5 à 40 mètres, où les fondations des éoliennes sont posées sur le fond marin. On parle d'éolien "posé", par opposition à l'éolien offshore "flottant", qui concerne des profondeurs plus importantes

En France, les chantiers d'éolien en mer sont issus de deux appels d'offres organisés depuis le début des années 2010 par la CRE. Le 7 mai 2014 étaient rendus publics les lauréats du second appel d'offres éolien en mer ouvert en janvier 2013. Les sites du Tréport, dans la Somme, ainsi que des îles d'Yeu et de Noirmoutier, en Vendée, étaient alors attribués au consortium emmené par Engie et Energias de Portugal Renewables, associé à Neoen Marine et Areva. Additionnés aux quatre premiers projets retenus lors de l'appel d'offres de juillet 2011 (voir carte n° 1), les six chantiers identifiés lançaient le développement de l'éolien en mer français, dont les premiers kWh étaient prévus avant 2020. Initialement attendus pour la fin de la décennie actuelle, les premiers MWh ne seront finalement pas produits avant le début des années 2020.

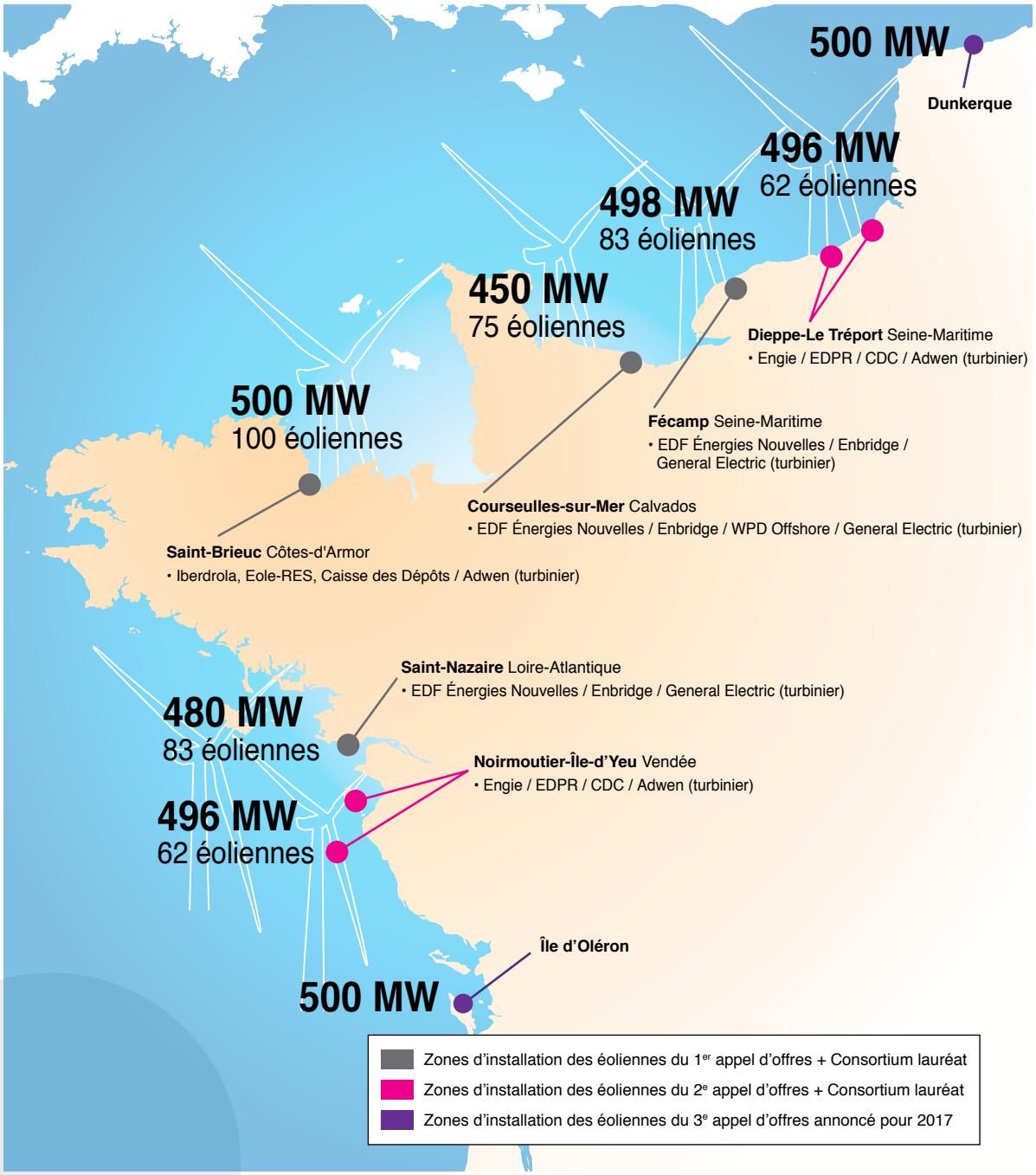
Les différents consortiums lauréats ont connu beaucoup de changements depuis l'attribution des lots. Dans le groupe emmené par EDF EN, le canadien Enbridge a repris les parts du danois Dong. Ce dernier souhaitait le leadership sur au moins un des quatre sites remportés, ce que refusait EDF EN. Le nouveau venu est un exploitant d'oléoducs et de gazoducs en Amérique du Nord, et son entrée dans le consortium lui permet de se diversifier dans l'éolien. Côté turbinier, l'acquisition d'Alstom par General Electric a aussi compliqué les choses. Les élus et PME locaux associés aux chantiers retenus cherchent à être rassurés quant à la volonté du géant américain de poursuivre l'aventure éolienne en mer. Alstom Renewable Power a jusqu'ici toujours confirmé les engagements pris. Les sites de Saint-Nazaire, Courseulles-sur-Mer et

Fécamp ont obtenu en 2016 leurs autorisations d'implantation et d'exploitation, mais des recours d'opposants ont été déposés contre ces arrêtés préfectoraux. De ce fait, EDF a annoncé un an de retard supplémentaire pour la mise en service de ces parcs, désormais prévue pour 2021.

Carte n° 1

Cartographie des zones de développement de l'éolien offshore posé en France

Source : Observ'ER d'après DGEC



L'éolien offshore en Europe

Dans le nord de l'Europe, les connexions de turbines offshore ont connu un pic d'activité durant l'année 2015, avec un niveau de raccordement qui a plus que doublé par rapport à 2014. Trois pays ont vu leur puissance offshore augmenter, à savoir l'Allemagne, le Royaume-Uni et les Pays-Bas, soit au total 3 014,6 MW nouvellement raccordés. Ce niveau permet à la puissance du parc de l'Union européenne de franchir le seuil des 11 GW, avec 11 001,6 MW raccordés fin 2015.

Pour l'année 2016, l'Ewea (European Wind Energy Association) s'attend à une diminution du nombre de mégawatts connectés. Selon l'association, six parcs sont actuellement en construction et sont susceptibles de porter la puissance européenne à 12,9 GW. L'Ewea a également identifié 26,4 GW de projets dont la construction a été annoncée sur la prochaine décennie, et un total de 63,5 GW de projets en phase de développement. Le plus grand d'entre eux a été annoncé le 3 février par le comité de direction de Dong Energy, qui a approuvé une décision finale d'investissement pour la construction du parc offshore de Hornsea One, au large des côtes de Grimsby, dans le nord de l'Angleterre. Ce parc disposera d'une capacité de 1 200 MW et pourra alimenter un million de foyers britanniques d'ici à 2020.

Puissances éoliennes offshore raccordées en Europe, en MW

	2014	2015
Royaume-Uni	4 501,3	5 104,5
Allemagne	1 012,5	3 294,9
Danemark	1 271,1	1 271,1
Belgique	712,2	712,2
Pays-Bas	228,0	357
Suède	211,7	201,7
Finlande	28,0	28,0
Irlande	25,2	25,2
Espagne	5,0	5,0
Portugal	2,0	2,0
Total	7 997,0	11 001,6

Source : EurObserv'ER 2016

Concernant le site de Saint-Brieuc, le consortium initial regroupait Iberdrola, RES, Neoen Marine, Areva comme turbinier et Technip pour l'installation. Là aussi des mouvements ont eu lieu. Non seulement Neoen Marine est passée en juillet 2016 en totalité dans le giron de l'investisseur public, mais Areva a annoncé en septembre 2016 son désengagement de l'activité éolienne en cédant à Gamesa ses parts du groupe Adwen, faisant ainsi de l'industriel espagnol l'unique actionnaire. Par ailleurs, la prise de contrôle de Gamesa par Siemens se traduira en 2017 par la fusion des activités éoliennes des deux entreprises. La construction du parc est programmée pour

2018-2020, mais des recours pourraient également reporter sa mise en service.

Le décollage de l'éolien en mer français est donc plus long que prévu, mais le gouvernement entend consolider le mouvement actuel. La ministre Ségolène Royal a en effet annoncé en avril puis en novembre 2016 le lancement prochain d'un troisième appel d'offres, portant sur les zones de Dunkerque et d'Oléron. Les puissances devraient être de 500 MW pour chaque zone. La procédure sera celle du dialogue concurrentiel, à l'image de ce qu'il se passe au Danemark et aux Pays-Bas. Cette méthode prévoit la réalisation par l'État d'études techniques préalables (vent, géophysique, état environnemental) qui nourrissent le dialogue avec les candidats et permettent des réponses optimisées techniquement et financièrement. Elle a fait ses preuves à l'étranger, mais les professionnels français auraient souhaité qu'elle soit plus approfondie (voir 3 question à Matthieu Monnier).

ÉOLIEN FLOTTANT : LAURÉATS DES FERMES PILOTES

Les technologies de l'éolien offshore avec fondations flottantes ancrées au sous-sol marin par des câbles permettent de s'affranchir de la contrainte de la profondeur des fonds et d'exploiter des gisements bien plus vastes (de 40 à 200 mètres de profondeur). Elles s'appliqueraient particulièrement bien au littoral français méditerranéen, où de nombreuses côtes s'enfoncent rapidement sous la mer, mais les obstacles en termes d'activité de défense, de pêche et de navigation rendent difficile l'exploitation de ces zones. L'éolien flottant ouvre un vaste marché international où la France a toutes ses chances en matière de compétitivité.

Trois concepts technologiques sont actuellement envisagés dans le monde. Le premier est celui de la colonne verticale, ou "spar", qui nécessite de gros volumes d'acier et une profondeur d'au moins 100 mètres sous l'éolienne. Le deuxième est celui dit TLP pour *tension locked platform*, qui reprend une structure flottante issue des technologies pétrolières et y adjoint des câbles arrimés au sous-sol marin pour maintenir l'ensemble. Le dernier concept est celui de la plateforme semi-submersible avec trois colonnes en triangle, l'éolienne étant sur l'une de ces colonnes.

La première éolienne offshore installée près des côtes françaises sera flottante. Il s'agira d'une éolienne Vestas V80 d'une puissance de 2 MW implantée au large du Croisic (Loire-Atlantique), sur le site d'expérimentation en mer Sem-Rev de l'école Centrale de Nantes. Ce projet de démonstrateur dénommé Floatgen est porté par un consortium européen autour d'Ideol, le concepteur du flotteur. Il vise à confirmer la performance de la combinaison entre l'éolienne et la fondation flottante. La construction de l'éolienne a commencé durant l'été 2016 pour une mise en route mi-2017. Ce site ainsi que les deux démonstrateurs que construira Ideol au Japon lui fourniront un retour d'expérience pour le futur projet de démonstrateur de Gruissan (Aude). Ce projet fait partie des quatre lauréats de l'appel à projets de fermes pilotes éoliennes flottantes de l'Ademe, annoncés en juillet et novembre 2016 par la ministre. Réunissant Quadran, Senvion pour les turbines et Ideol associé à Bouygues pour le flotteur, le projet compte quatre turbines de 6 MW. Non loin de là, à Leucate (Aude), le

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

consortium associant Engie, EDPR, la Caisse des dépôts, Eiffage/Principle Power et GE prévoit aussi quatre machines de 6 MW. Le troisième projet en Méditerranée est celui de Faraman (Bouches-du-Rhône), qui associe EDF EN à SBM/IFP EN et à Siemens pour construire une ferme 3 x 8 MW.

Enfin, en Bretagne, au large de l'île de Groix (Morbihan), le projet porté par Eolfi associant DCNS et GE conduira à un parc de 4 x 6 MW. Les turbines Haliade de General Electric, déjà utilisées en offshore posé, sont actuellement testées en association avec les flotteurs semi-submersibles de DCNS dans le cadre du projet investissements d'avenir Sea Reed. Ces fermes pilotes devraient être mises en route en 2019-2020. Elles compteront parmi les plus puissantes du monde, en dehors de celles installées au large de Fukushima (5 et 7 MW), mais ne sont pas aujourd'hui connectées. La phase commerciale pourrait être lancée via un premier appel d'offres de 500 MW en 2018. À terme, le potentiel français est estimé à 6 GW, dont 3 en Méditerranée et 3 sur la façade occidentale. Mais c'est le marché mondial, gigantesque, que visent les acteurs français.

Hydrolien : multiples démonstrateurs

La technologie hydrolienne se compose d'une turbine sous-marine qui utilise l'énergie cinétique des courants marins pour créer une énergie mécanique transformée ensuite en électricité par un alternateur. Le potentiel français se situerait entre 2,5 et 3,5 GW, soit l'un des tout premiers européens.

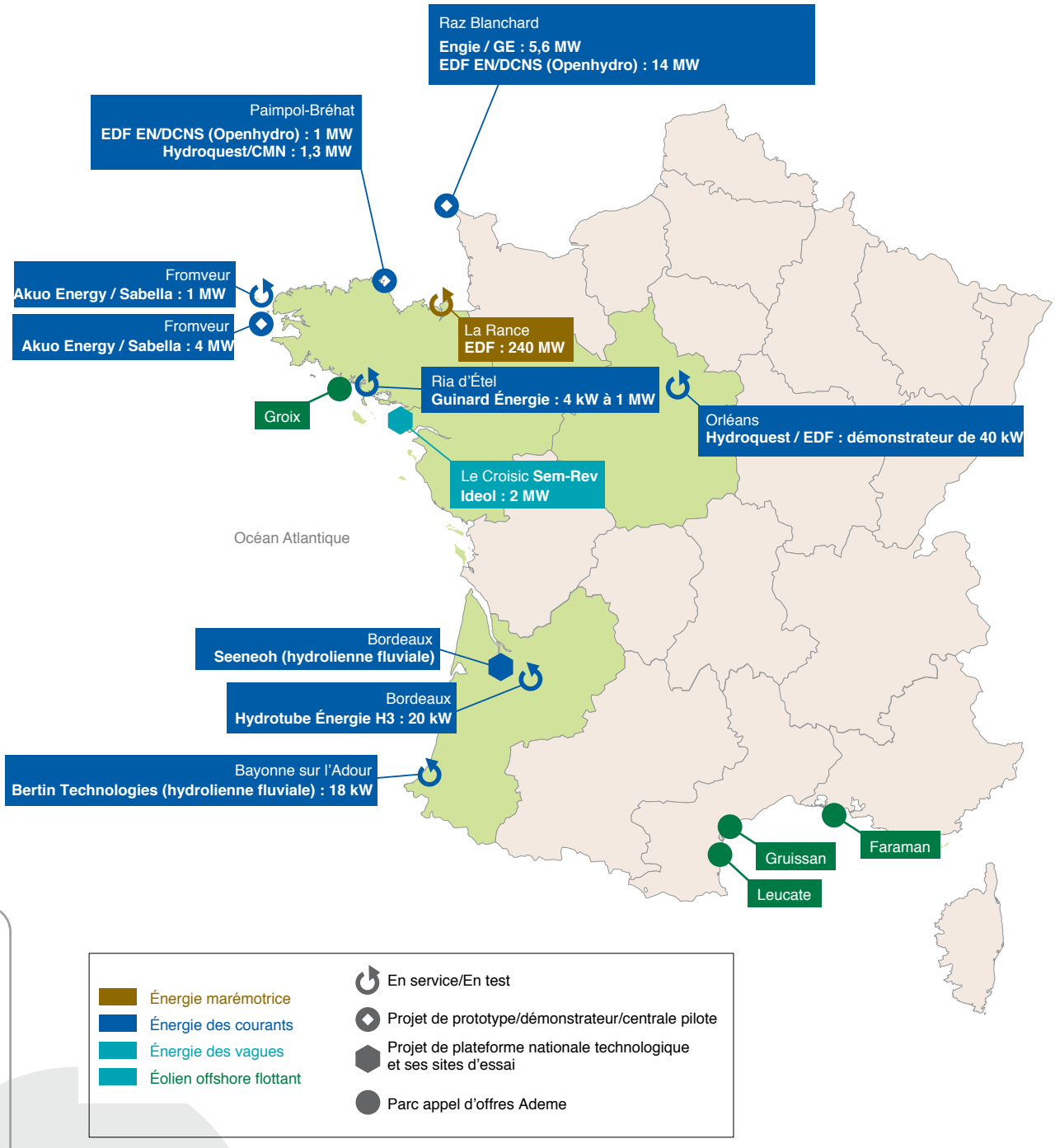
En juin 2015, la première hydrolienne française a été mise en place dans le passage du Fromveur, près d'Ouessant (Finistère). Elle a été raccordée au réseau de l'île en septembre 2015, grâce à un câble sous-marin de 2 km. Conçue par le breton Sabella, la machine mesure 10 m de diamètre et a une puissance de 1 MW lui permettant, à certaines heures, de couvrir un quart des besoins de l'île. Partenaire initial du projet, Engie s'est retiré pour concentrer ses moyens sur sa future ferme hydrolienne du Raz Blanchard. Akuo Energy est le nouveau partenaire de Sabella depuis avril 2016. À terme, une ferme de trois à quatre hydroliennes de 2 MW chacune, couplées à des unités de stockage, sera installée dans le passage du Fromveur, afin de couvrir 70 % des besoins actuels de l'île d'Ouessant. Toujours en Bretagne, sur le site expérimental d'EDF Énergies nouvelles de Paimpol-Bréhat, la filiale de DCNS Openhydro a installé en janvier 2016 puis en mai 2016 deux prototypes de 16 m de diamètre et 2 MW chacun, devant constituer la première ferme hydrolienne au monde. Cependant, des problèmes techniques ont contraint DCNS à remonter les machines pour des révisions. La mise en service est reportée à fin 2017. Sur le même site, Hydroquest poursuit son projet d'implantation d'un démonstrateur de 1 MW fabriqué par CMN (Constructions mécaniques de Normandie) à une échéance similaire.

Dans la continuité de leur expérimentation à Paimpol-Bréhat, EDF et DCNS-Openhydro développent le projet précommercial Normandie Hydro de sept hydroliennes posées dans le Raz Blanchard, au large du Cotentin. Le projet est un des deux lauréats de l'appel à manifestation d'intérêt (AMI) de l'Ademe de décembre 2014 (soutiens de 103 M€

Carte n° 2

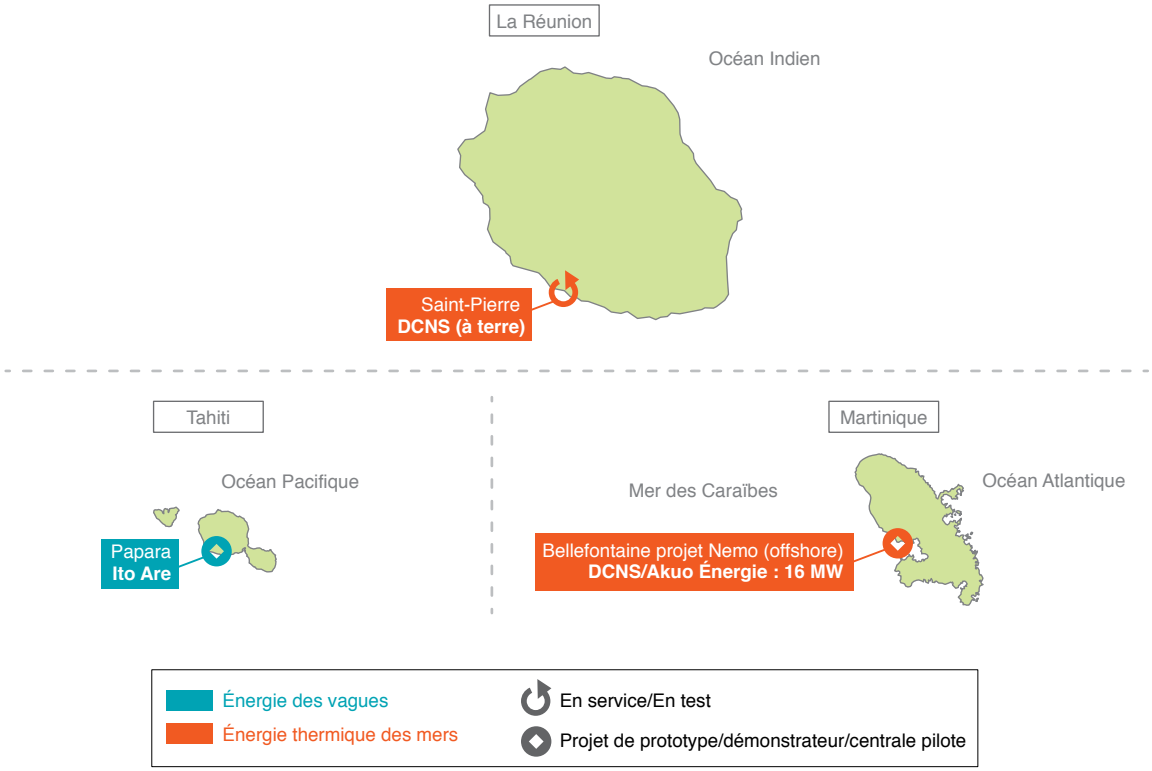
Cartographie des sites énergies marines renouvelables en métropole

Source : Observ'ER 2016



Carte n° 3

Cartographie des sites énergies marines renouvelables en outre-mer
Source : Observ'ER 2016



pour les deux projets). Le deuxième projet sélectionné concerne également le Raz Blanchard. Il s'agit de Nepthyd (Normandie énergie pilote hydrolien), qui associe Engie à General Electric pour l'installation de quatre machines de 1,4 MW chacune. Les deux projets ont reçu les avis favorables de la commission d'enquête publique en octobre 2016. La mise en service des deux parcs est envisagée pour 2018.

En hydrolien fluvial, les premières fermes pilotes sont également attendues pour 2018. Trois prototypes sont déjà implantés. La société grenobloise Hydroquest a mis en place un démonstrateur de 40 kW raccordé au réseau dans la Loire, près d'Orléans. Cette piste technologique est prometteuse puisque la société compterait une quinzaine de projets en développement. De son côté, l'entreprise bordelaise Hydrotube Energie a installé son hydrolienne flottante H3 de 20 kW dans la Garonne à l'été 2016. Cette machine a été lauréate de l'appel à projets "Instituts pour la transition énergétique" pour son nouveau concept d'hydrolienne fluviale flottante. Bertin Technologies (filiale de Cnim) a quant à elle développé un projet collaboratif[1] qui a conduit à l'immersion en novembre 2015 d'une première hydrolienne

1. *Partenaires en région Nouvelle-Aquitaine : Énergie de la lune, Grand Port maritime de Bordeaux, ICnergie, Cerenis, Epoc ; en région Paca : Ufo Boat, K-Epsilon, M2P2.*

de 18 kW (2 x 9kW) sur l'Adour, où elle est restée jusqu'à fin mars 2016. La prochaine étape aura lieu en 2017 avec des tests sur la plateforme Seeneoh (Site expérimental estuarien national pour l'essai et l'optimisation d'hydroliennes), implantée sur la Gironde. Enfin, l'entreprise brestoise Guinard Energies travaille sur une hydrolienne accélératrice de courant (jusqu'à 30 %) déclinée en version posée pour les milieux estuariens, et flottante pour le fluvial (puissance de 4 kW à 1 MW). L'entreprise pourrait installer en 2017 un premier démonstrateur en ria d'Etel (Morbihan).

Énergie marémotrice : projets géants outre-Manche

Les usines marémotrices utilisent la force des marées pour produire de l'électricité. Il existe un seul ouvrage de ce type sur le territoire national, le barrage de la Rance, de 240 MW, inauguré en 1966. Il est encore aujourd'hui parfaitement rentable et produit environ 5 GWh/an, soit l'équivalent d'un tiers de l'électricité générée en Bretagne. Il existe peu de barrages marémoteurs dans le monde, en raison des difficultés d'acceptabilité sociale qu'ils posent. Toutefois, un projet original est développé par Tidal Lagoon Power à Cardiff, au pays de Galles. Il s'agit de construire dans la mer un pharaonique barrage de 22 kilomètres qui formerait un vaste "U" créant un lagon artificiel. C'est la différence des niveaux de la mer entre l'intérieur et l'extérieur du lagon qui permet de générer l'électricité. La turbine alimentée par les marées aurait une puissance de 3 000 MW. Un prototype sera implanté non loin de là, à Swansea, via un barrage de 9 km et une usine de 350 MW. En France, des projets de petits lagons sont envisagés autour de ports ayant peu de trafic, pour des installations de 2 à 10 MW.

Énergie houlomotrice à petite vitesse

L'énergie houlomotrice provient quant à elle des vagues. Son potentiel de production est gigantesque, puisque le Conseil mondial de l'énergie l'estime à 10 % de la demande mondiale. Aujourd'hui, quatre technologies sont testées pour récupérer cette énergie (corps flottant, colonnes d'eau oscillante, systèmes à déferlement, parois oscillantes immergées). Mais le développement de cette énergie en France en est toujours à la phase expérimentale ; plusieurs projets ont connu des échecs, ceux d'EDF EN et d'Alstom notamment. En baie d'Audierne (Finistère), le projet de ferme pilote d'1,5 MW du consortium réunissant DCNS et le finlandais Fortum semble également mal parti. En effet, DCNS ne considère plus l'énergie houlomotrice comme une priorité et préfère se concentrer sur l'éolien offshore flottant et l'énergie thermique des mers.

En revanche, la start-up Geps Techno de Saint-Nazaire poursuit le développement de sa plateforme destinée à approvisionner en énergie les sites autonomes en mer (structures offshore, aquaculture…), les îles ou les sites littoraux isolés. La version pilote, qui comporte une éolienne et des panneaux photovoltaïques, une hydrolienne et un système houlomoteur, a été testée en bassin et doit passer à la phase de test en mer sur le site expérimental de Sem-Rev (Le Croisic) fin 2017. La prochaine étape sera de construire une plateforme de 300 m pour une puissance installée de 60 MW !

Énergie thermique des mers : DCNS à la manœuvre

L'énergie thermique des mers (ETM) utilise la différence de température entre une eau

France Énergies Marines fédère la recherche

Lancée pour fédérer la recherche, France Énergies Marines (Fem) a mis plusieurs années avant de se stabiliser. Créée en 2012, sa labélisation "Institut d'excellence en matière d'Eénergies décarbonées" devait assurer à l'association un cofinancement de 34,3 M€ dans le cadre des investissements d'avenir, pour un budget prévisionnel d'environ 130 M€ sur neuf ans. Ces lignes budgétaires n'ayant pas été affectées pendant trois ans, on a un temps pensé que Fem ferait long feu. Ce n'est qu'à l'été que la situation s'est décantée, avec la signature d'une convention entre l'Agence nationale de la recherche (ANR), opérateur des investissements d'avenir des instituts pour la transition énergétique, et Fem, fixant les conditions de soutien aux projets de R&D pour trois ans. Cette convention porte sur un budget de dix millions d'euros de cofinancement qui est consacré à des appels à projets annuels de recherche finalisée. Ceux-ci sont issus de la feuille de route européenne de développement stratégique des énergies marines, adaptées par Fem aux attentes des industriels français.

Aujourd'hui, l'institut pilote déjà huit projets lauréats, et des résultats ont été obtenus : campagnes d'acquisition de données en mer, tests en bassin, validation des calculs et des designs. En novembre 2016, France Énergies Marines, qui regroupe 43 partenaires industriels, bureaux d'études, pôles de compétitivité mer, établissements de recherche et régions littorales, s'est vu attribuer huit autres projets avec un nouveau cofinancement de l'Agence nationale de la recherche (ANR). Ses priorités restent la caractérisation des sites de production, les innovations technologiques, l'insertion réseau de fermes de plusieurs machines faisant suite à l'étape des prototypes et enfin l'étude des impacts environnementaux. Le troisième volet de l'appel à projets est prévu pour 2017.

chaude de surface à 25 °C et une eau océanique de profondeur de 5 °C pour produire de l'électricité. Elle est en cela particulièrement adaptée aux zones intertropicales. La France, directement concernée en outremer, conduit différents projets par l'intermédiaire du groupe industriel DCNS. À la Réunion, il a installé un prototype à terre à l'IUT de Saint-Pierre, spécialiste des échangeurs et des cycles thermodynamiques. À la Martinique, la future centrale flottante Nemo de 10,7 MW, développée par DCNS avec Akuo Energy, au large de Bellefontaine, pourrait être mise en route en 2020. Par ailleurs, le groupe DCNS a signé un accord avec le Centre d'énergie thermique des mers de Malaisie pour construire une ferme pilote au nord du pays.

Énergie osmotique : innovation sur les membranes

La filière osmotique tire l'énergie nécessaire à la production d'électricité de la différence de salinité entre des eaux marines et des eaux douces. Lorsque de l'eau douce et de l'eau salée sont séparées par une membrane semi-perméable, l'eau douce passe naturellement de l'autre côté pour

rééquilibrer la différence de salinité. Ce flux crée une énergie utilisable pour produire de l'électricité. Les estuaires représentent des sites idéaux.

Plusieurs projets pilotes seraient en cours de réalisation dans le monde (Norvège, Japon, États-Unis…). Cependant, le point faible de cette technologie reste les membranes organiques, qui sont trop fragiles et proposent des rendements trop faibles. Or des chercheurs suisses de l'école Polytechnique de Lausanne viennent de mettre au point un dispositif capable de produire de l'électricité osmotique avec un rendement théorique exceptionnel : 1 MW par mètre carré de membrane (publication dans la revue scientifique *Nature*). Cette membrane en disulfure de molybdène d'une extrême finesse dispose d'un minuscule trou – le nanopore – qui permet aux ions de la solution la plus concentrée de migrer vers la solution la moins concentrée, jusqu'à l'équilibre. Lors du passage à travers le nanopore, des électrons sont transférés vers une électrode, ce qui permet d'obtenir un courant électrique. À suivre !

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.cluster-maritime.fr
- ✓ www.polemermediterranee.com
- ✓ www.pole-mer-bretagne-atlantique.com
- ✓ www.france-energies-marines.org
- ✓ www.merific.eu
- ✓ www.channelmorenergy.eu

3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Matthieu Monnier,** chargé de mission industrie et offshore, France Énergie Éolienne

1 Que pensez-vous de l'annonce du lancement prochain du troisième appel d'offres éolien offshore posé ?

C'est une bonne nouvelle. En avril 2016, la ministre a d'abord annoncé cette consultation sur la zone de Dunkerque, puis nous avons appris qu'Oléron était aussi concerné en novembre 2016. À Dunkerque, la ressource en vent est une des meilleures de France, mais il s'agit aussi du détroit maritime le plus emprunté au monde. La sécurisation du trafic impose des contraintes qui réduisent le périmètre de la zone d'implantation potentielle des éoliennes. La CRE a annoncé qu'elle demanderait aux candidats une puissance totale du parc de 250 à 750 MW, mais les dossiers ne dépasseront pas forcément les 500 MW : il faut cibler une zone optimisée pour des projets minimisant les impacts. Pour Oléron, les régimes en vent sont plus faibles que pour Dunkerque. La zone est moins contrainte car la circulation maritime est moindre, en revanche il y a des sensibilités environnementales locales. Par ailleurs, le raccordement au réseau électrique sera plus compliqué pour RTE. L'an prochain, les études techniques préalables au lancement de l'appel d'offres permettront d'affiner encore la zone, mais la puissance sera aussi voisine de 500 MW.

2 La procédure du dialogue concurrentiel qui sera utilisée va-t-elle réellement conduire à une baisse des coûts ?

Cette procédure permettra en effet de favoriser la concurrence, mais elle ne va pas assez loin pour obtenir un prix de vente de l'électricité similaire à celui proposé par Vattenfall, lauréat du projet danois de Kriegers Flak (600 MW) avec 49,9 €/MWh. Au Danemark et aux Pays-Bas, les études techniques préalables sont beaucoup plus poussées ; elles durent deux ans et conduisent à un dérisquage total de la zone. Pour Dunkerque et Oléron, il faudrait que l'État réalise en amont des études sismiques profondes, des campagnes de carottage des sols, des recherches des restes explosifs de guerre et aussi un état environnemental initial. Ces études permettent de proposer à la consultation des zones déjà autorisées où il n'y a pas de recours possibles. Certes ces études sont chères et prennent du temps mais elles sont remboursées par le lauréat et, au final, elles font gagner plusieurs années sur le développement des projets.

3 L'objectif de la PPE sur l'éolien offshore posé est-il en bonne voie grâce à ce nouvel appel d'offres ?

Le premier appel d'offres conduira à une puissance installée de 2 GW ; le deuxième à 1 GW de plus. La PPE a fixé pour objectif à l'horizon 2023 entre 0,5 et 6 GW supplémentaires par rapport à ces 3 GW. Ce troisième

appel d'offres à Dunkerque et Oléron permettra l'installation de seulement 1 GW en plus. Pour apporter une réelle visibilité à cette filière, il faut que l'État donne un phasage calendaire, comme il le fait par exemple pour le solaire photovoltaïque. Aux Pays-Bas, il existe des plans de développement de l'éolien offshore sur cinq ans comprenant cinq tranches de 700 MW. Cela offre aux industriels de la visibilité sur les volumes appelés et donc sur les coûts.

Pilote d'une centrale solaire à concentration utilisant des miroirs de Fresnel, développé par Cnim à La Seyne-sur-Mer – Var (PACA).

ERDA 2010

Pionnière historique de la filière, la France a de fortes ambitions quant au rôle qu'elle entend avoir sur le marché international du solaire thermodynamique. Toutefois, le secteur national manque encore de démonstrateurs industriels pour étoffer son offre et être compétitif face à la concurrence étrangère.

CHIFFRES CLÉS

Puissance installée

1,01 MW

(uniquement sur des sites pilotes)

La programmation pluriannuelle de l'énergie ne contient aucun objectif pour la filière solaire thermodynamique

FILIÈRE SOLAIRE THERMODYNAMIQUE

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Le solaire thermodynamique est l'une des valorisations du rayonnement solaire direct. Souvent comparé au photovoltaïque, il est plus polyvalent dans ses usages. La technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température (entre 200 et 500 °C) et produire de la vapeur qui sera valorisée sous forme d'électricité, de froid, de chaleur industrielle ou dans des applications plus spécifiques comme le dessalage d'eau de mer.
Un des principaux avantages du solaire thermodynamique est qu'il offre la possibilité de produire de l'électricité en continu grâce aux systèmes de stockage thermique auxquels il peut être associé. Cela permet de couvrir des pics de consommation situés après le coucher du soleil, point qui est essentiel pour les pays intéressés par le développement de ce type de centrales sur leur territoire. L'autre avantage est l'hybridation. Cette technique consiste à associer une centrale solaire à une autre source de chaleur issue d'une énergie fossile ou de la biomasse, garantissant ainsi une production continue. Cela peut déboucher sur des systèmes de cogénération (production simultanée d'électricité et de chaleur) qui peuvent améliorer la rentabilité des projets. L'hybridation permet ainsi de disposer de capacités fermes, prédictibles, et non uniquement relatives, reposant sur le taux et la qualité de l'ensoleillement.
Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent une grande variété de systèmes disponibles, tant au niveau de la concentration du rayonnement, du choix du fluide caloporteur que du mode de stockage (voir schéma n° 1).

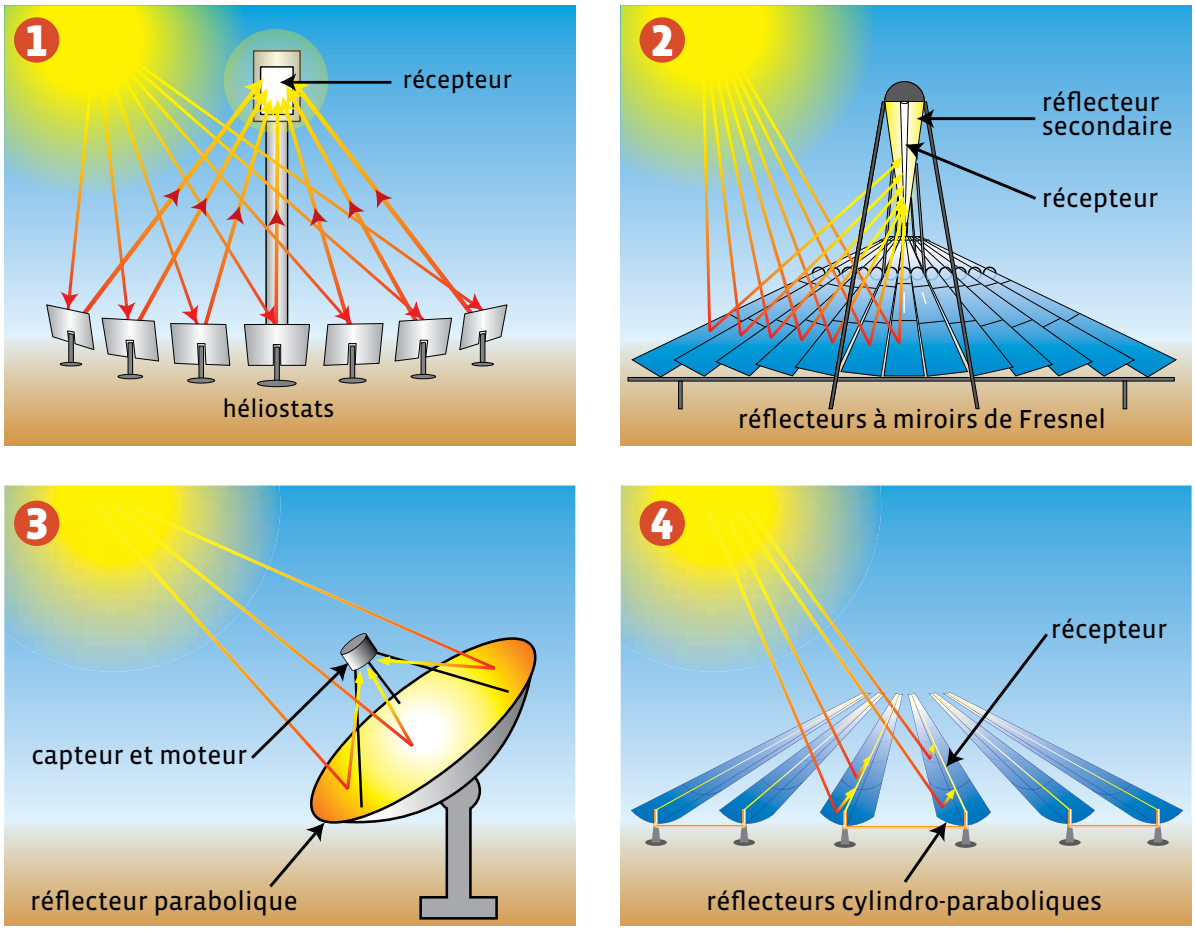
Au début des années 80, la France était pionnière dans le domaine du solaire à concentration, avec l'inauguration de la centrale à tour de Thémis (voir schéma n°1), à Targassonne. Cette réalisation était alors une référence internationale qui venait récompenser les travaux menés depuis une quinzaine d'années sur le four solaire d'Odeillo. Cependant, ces premières expériences ne débouchèrent pas sur une phase industrielle et la filière française entra alors en hibernation pendant une vingtaine d'années. Ce n'est qu'au milieu des années 2000 qu'un renouveau s'est fait, aiguillonné par la croissance du marché mondial portée par les États-Unis et l'Espagne.
La relance du solaire thermodynamique en France s'est faite en plusieurs étapes. En 2005, après la reconversion de Thémis en plateforme de recherche et développement, une réflexion est initiée sous l'égide de l'Ademe, qui débouche en 2012 sur une feuille de route pour la filière. Parmi les objectifs définis figure la réalisation de démonstrateurs pour les différentes technologies sur lesquelles se sont positionnés les industriels français. Dans la foulée, un appel à manifestation d'intérêt a été organisé pour déboucher en avril 2012 sur le choix de trois projets (voir tableau n° 1) censés poser les bases d'un savoir-faire national. Stars, un quatrième projet mené par Areva, avait été initialement retenu, avant d'être abandonné après l'annonce du retrait de l'industriel en 2014 du domaine du solaire thermodynamique.

2012 a également vu le lancement d'un appel d'offres d'électricité solaire (essentiellement tourné vers le photovoltaïque) comportant un volet solaire thermodynamique. Deux dossiers ont été retenus : le projet corse d'Alba Nova 1, porté par Solar Euromed pour 12 MW, et la centrale solaire de Llo pour 9 MW, porté par le groupe

Schéma n° 1

Les quatre technologies principales de production d'électricité d'origine solaire par voie thermodynamique

Source : Observ'ER 2015



1 **Les héliostats et centrales à tour :** des centaines, voire des milliers de miroirs (héliostats) équipés d'un système de suivi du soleil (deux axes de rotation) concentrent les rayons du soleil sur un récepteur central placé au sommet d'une tour.

2 **Les collecteurs à réflecteurs linéaires de Fresnel** sont composés d'une succession de miroirs plans qui suivent la courbe du soleil (un axe de rotation) et redirigent les rayons sur un tube absorbeur (récepteur). L'utilisation de réflecteurs non incurvés permet d'abaisser considérablement le coût, comparativement aux collecteurs cylindro-paraboliques, malgré un rendement inférieur.

3 **Les disques paraboliques,** en forme d'assiettes, suivent la course du soleil (deux axes de rotation) et concentrent les rayonnements vers un récepteur situé au point focal de la parabole. Au point focal se trouve une enceinte à l'intérieur de laquelle un gaz entraîne un moteur Stirling. Peu d'industriels dans le monde portent cette technologie.

4 **Les réflecteurs cylindro-paraboliques,** miroirs en forme d'auges, concentrent les rayons du soleil vers un tube (récepteur) placé sur la ligne focale.

Tabl. n° 1

Projets retenus dans le cadre des appels à manifestation d'intérêt
Source : Ademe

Projet	Industriel	Technologie	Objectifs	Fonds alloués par l'Ademe
eCare	Cnim	Fresnel	Démonstrateur préindustriel de centrale solaire pour la production d'électricité, accompagné d'une méthode de prédiction de la ressource solaire.	4,4 M€ (montant total projet : 10,1 M€)
LFR 500 pour Linear Fresnel Reflector à plus de 500 °C	Solar Euromed	Fresnel	Développer une technologie solaire thermodynamique à une température de plus de 500 °c reposant sur la technologie innovante d'un tube absorbeur résistant aux hautes températures sans maintien sous vide.	2,9 M€ (montant total projet : 5,9 M€)
Microsol	Schneider Electric	Fresnel	Proposer des produits et solutions adaptés à des milieux ruraux dans des pays au fort taux d'ensoleillement. Énergie fiable, abordable et propre.	5,1 M€ (montant total projet : 10,9 M€)

Constructions industrielles de la Méditerranée (Cnim) en Languedoc-Roussillon (aujourd'hui Occitanie). Les professionnels du secteur s'attendaient à ce que cette opération soit reconduite et demandaient une tranche dédiée de 100 MW. Pourtant, l'appel d'offres de 2014 dédié aux installations solaires de grande puissance (> 250 kW) n'a pas inclus de volet solaire thermodynamique. La position des pouvoirs publics est d'attendre la concrétisation des projets en cours avant de lancer d'éventuels nouveaux appels d'offres sur le secteur. Cependant, avec la liquidation prononcée de Solar Euromed, le devenir du projet d'Alba Nova est très incertain.

Mettre en avant le savoir-faire français

La stratégie de la France en matière de solaire thermodynamique est de déployer sur son territoire une vitrine technologique pour ses entreprises et de développer l'export. Cet objectif est surtout primordial dans les applications électriques de la technologie. Pour les utilisations de la vapeur dans des processus industriels ou des installations de désalinisation, les réalisations faites par des entreprises françaises représentent déjà bien le savoir-faire national (voir 3 questions à Cédric Philibert).
En matière de production électrique, l'appel d'offres CRE 1, dans lequel les projets Llo et Alba Nova ont été retenus, entre dans cette stratégie de vitrine technologique. Pour

l'instant, ces chantiers associés aux projets de l'Ami de l'Ademe représentent le principal horizon de développement de la filière. Il n'y a eu en effet aucun objectif de puissance retenu pour la filière dans le la programmation pluriannuel énergétique d'octobre 2016, au contraire de la précédente programmation, qui visait 540 MW à fin 2020. Lorsque les projets issus de CRE 1 seront terminés, la filière espère un nouvel appel d'offres sur un projet ambitieux. Ainsi à moyen terme, une centrale entre 30 et 50 MW serait un excellent produit d'appel à présenter aux investisseurs internationaux.

Côté industriel, 2016 aura vu la disparition de l'un des acteurs français les plus actifs : Solar Euromed. Lauréate de l'Ami de 2012 et de l'appel CRE 1 avec le projet corse d'Alba Nova, l'entreprise avait été placée en redressement judiciaire en 2015, avant d'être finalement liquidée en septembre 2016. Fondée en 2007, cette société indépendante cherchait depuis plusieurs années 10 millions d'euros pour financer la construction d'une usine d'assemblage pour ses miroirs de Fresnel linéaires.

Du côté de la Cnim, les nouvelles sont meilleures. Acteur historique du CSP en France, puisqu'il avait participé à la création du projet Thémis, le groupe a bouclé en octobre 2016 le budget de sa filiale commune avec Bpifrance, baptisée Suncnim, pour un montant de 60 millions d'euros. Les capitaux sont constitués de 20 % de fonds propres apportés par Suncnim et la CDC et de 80 % de dette obtenue auprès d'un pool bancaire. Suncnim est tout particulièrement dédiée au projet thermodynamique de Llo, dont la mise en service est toujours prévue pour courant 2018. Le groupe disposera alors de la fameuse vitrine technologique dont il a besoin pour mieux attaquer le marché international : le principal horizon de développement du solaire thermodynamique.

Un marché international très compétitif

Au niveau mondial, la filière solaire thermodynamique a déjà fait un bond entre 2005 et 2016, en passant de 355 MW installés à 4,7 GW. Cette croissance a été tirée par l'Espagne (2,3 GW) et les États-Unis (1,7 GW). Selon CSP Today, un cabinet d'étude anglais spécialisé dans le secteur, les projections d'évolution du marché font état d'un parc installé qui se situerait entre 20 et 22 GW en 2025. À plus long terme, l'Agence internationale de l'énergie (AIE) prévoit une contribution du solaire thermodynamique à hauteur de 11 % de la production électrique mondiale en 2050. Cette prévision, qui date de septembre 2014, est restée inchangée par rapport à l'objectif de la feuille de route 2010. Avec plus de 1 000 GW de capacité installée dans ce scénario, les centrales, associées ou non à des systèmes de stockage de l'énergie, pourraient assurer une production annuelle de 4 770 TWh, soit l'équivalent de la consommation des États-Unis. Au niveau français, l'Ademe a également introduit la filière dans ses travaux. Dans son scénario "un mix électrique 100 % renouvelable en 2050" publié à l'automne 2015, les projections des puissances solaires thermodynamiques sont de 430 MW en 2050.

Aujourd'hui, les principaux marchés dans le secteur sont l'Afrique du Sud, le Moyen-Orient, le Maghreb, l'Inde, la Chine et le Chili. Parmi les pays les plus ambitieux figure le Maroc, où le programme Noor pré-

Vers la fusion entre photovoltaïque et thermodynamique ?

Parfois mis en concurrence frontale dans les projets internationaux, le photovoltaïque et le solaire thermodynamique pourraient également envisager leur avenir sous la forme d'une fusion technologique – des centrales utilisant la totalité du spectre solaire avec une très bonne efficacité, avec une moitié de l'électricité (PV) produite au fil du soleil, et une moitié produite à la demande après stockage de la chaleur recueillie. Les États-Unis ont mis 30 millions de dollars dans un programme sur ce thème (Focus, pour Full Spectrum Optimized Conversion and Utilization of Sunlight), et pourraient détenir les clés de l'avenir.

Le photovoltaïque est très efficace sur certaines longueurs d'onde du rayonnement solaire, mais présente des limites sur d'autres. Les rayonnements non utilisés et d'autres pertes pourraient être récupérés sous forme de chaleur. D'où l'idée de combiner PV et CSP (concentrated solar power) : l'énergie qui n'est pas transformée directement en électricité pourrait l'être en passant par une phase thermique – laquelle permet, via stockage de chaleur, de différer la production électrique au moment le plus opportun. Ainsi, une installation mixte PV et thermodynamique pourrait offrir une efficacité totale supérieure à ce que l'on peut obtenir avec l'une ou l'autre des techniques (les niveaux devraient être supérieurs à 40 %), avec en plus l'avantage qu'une part au moins de cette électricité serait parfaitement dispatchable.

Le programme Focus finance une douzaine de projets de recherche sur ce thème aux États-Unis, permettant d'évaluer les diverses formes que la fusion PV-CSP pourrait prendre et où placer les panneaux photovoltaïques dans le dispositif thermodynamique. À quand un programme de recherche sur ce thème en Europe ?

voit le développement de centrales solaires d'une capacité totale de 2 000 MW d'ici 2020 et devrait permettre une économie annuelle des émissions de gaz à effet de serre équivalente à 3,7 millions de tonnes de CO_2. Dans l'optique de ce programme, la filière solaire marocaine se met en place sous les auspices de l'agence marocaine de l'énergie solaire (Masen), qui pilote la stratégie. Cinq sites ont été présélectionnés pour accueillir les futures installations : Ouarzazate, Midelt, Laâyoune, Boujdour et Tata. Le complexe de Ouarzazate, d'une étendue de 3 000 hectares et d'une capacité de 580 MW, est le plus grand du monde. Il sera constitué de quatre centrales solaires multitechnologiques (CSP cylindro-parabolique, CSP tour et photovoltaïque), associées à une plateforme de recherche et développement qui s'étend sur plus de 150 hectares. La France est associée au plan Noor, notamment dans le domaine de la recherche et développement.

Masen a ainsi signé à l'été 2015 un partenariat tripartite *« d'ambition mondiale »* avec le Commissariat français à l'énergie atomique et aux énergies alternatives (CEA) et le conglomérat industriel français Alcen. Les accords visent particulièrement la technologie utilisant les miroirs de Fresnel avec l'entrée de Masen au capital d'Alsolen, filiale d'Alcen. L'agence marocaine a déboursé

30 millions d'euros pour acquérir 50 % de l'entreprise. L'objectif est de développer et commercialiser des centrales thermodynamiques utilisant comme fluide caloporteur de l'huile et dotées d'un stockage thermique direct à thermocline en roche. Ces centrales peuvent produire, selon les besoins, de l'électricité (via un cycle organique de Rankine), de la chaleur industrielle et/ou du froid (machine à absorption) et/ou du dessalement d'eau de mer (par distillation multi-effet). Point important de la collaboration, pour encourager le transfert de savoir-faire, la réalisation des futures centrales sera localisée en grande partie au Maroc.
Plus récemment, l'agence Masen a conclu en juillet 2016 un accord de collaboration de 1,5 million d'euros avec le CEA afin d'étudier le vieillissement des centrales solaires CSP et de développer une usine de dessalement à énergie solaire. Autre acteur engagé, la start-up franco-américaine Helioslite a pu bénéficier des financements de l'Iresen (l'Institut de recherche en énergie solaire et énergies nouvelles marocain) pour tester des trackers sur la plateforme solaire Green Energy Park, à Ben Guerir.

La technologie française a des atouts à faire valoir, mais la concurrence est rude. La première vague des gros appels d'offres lancés dans le solaire n'a pas été favorable aux opérateurs tricolores. Ainsi les marchés des centrales thermodynamique Noor I, II et III ont été remportés tous les trois par le saoudien Acwa Power, en consortium avec la société espagnole Sener, sur la base d'offres financières très compétitives.

L'ACCOMPAGNEMENT INSTITUTIONNEL DE LA FILIÈRE

Malgré la concurrence étrangère, les acteurs français ont une carte à jouer, car il y a peu de sociétés au plan mondial capables de répondre aux appels d'offres internationaux. De plus, la France possède des compétences et des entreprises sur l'ensemble de la chaîne de valeur : fabricants de turbines, d'alternateurs, de miroirs, de trackers, de structures métalliques, de récepteurs, mais aussi groupes d'ingénierie, électriciens, chaudronniers, chaudiéristes, fabricants de pompes ou de moteurs…
Le pays possède une large gamme d'organismes et d'outils qui peuvent être sollicités dans le cadre de la recherche de marchés à l'étranger. La BPI, dont l'objectif est de porter les fleurons de l'industrie française sur les marchés les plus prometteurs, s'est engagée auprès de la filière thermodynamique, sous la forme de prêts ou de prises de participation. La France commence à structurer son réseau d'export pour les filières solaires en mobilisant le ministère des Affaires étrangères, l'Agence française de développement et ses réseaux diplomatiques. La filière cherche notamment à profiter de ce mouvement pour faire émerger un fonds de garantie qui viendrait couvrir le risque pays et par là même rassurer les banques privées, encore peu présentes dans le secteur. ●

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site de l'Ademe : www.ademe.fr
- ✓ www.estelasolar.org
- ✓ www.promes.cnrs.fr
- ✓ www.foursolaire-fontromeu.fr
- ✓ Les pages dédiées à la filière sur le site du Syndicat des énergies renouvelables : www.enr.fr

3 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Cédric Philibert,** Expert Énergie et changements climatiques à l'Agence Internationale de l'Énergie

1 Les industriels français ont souhaité se spécialiser dans la technologie des concentrateurs linéaires de Fresnel. Les récents échecs de l'offre française dans le plan solaire marocain Noor ne remettent-ils pas en question ce choix ?

En matière de solaire thermodynamique, il est important de rappeler que les applications peuvent être variées et ne se cantonnent pas à la production d'électricité. Ainsi, la technologie des concentrateurs linéaires est intéressante pour obtenir de la vapeur à température intermédiaire pour des applications dans l'industrie ou dans des procédés de désalinisation d'eau de mer. Autre exemple, en 2011, Areva avait décroché un contrat à Kogan Creek, en Australie, où l'énergie solaire thermique devait améliorer le rendement d'un site de production d'électricité à partir de charbon en injectant de la vapeur dans le process. Le retrait d'Areva du solaire thermodynamique a empêché l'aboutissement du projet. Les résultats de Noor ne condamnent donc pas le choix de la filière française.

Pour la production d'électricité, la technologie de Fresnel est traditionnellement concurrente de celle des capteurs cylindro-paraboliques. Les concentrateurs de Fresnel sont moins chers, leur usage est moins sophistiqué et il est généralement plus facile de trouver localement le matériel nécessaire à la réalisation d'une installation. En revanche, leur rendement est inférieur à celui de la technologie cylindro-parabolique, car leur capacité à capter l'ensoleillement est bonne en milieu de journée mais moindre en début de matinée et en fin d'après-midi.

2 Où se situe au niveau du marché mondial la compétitivité du CSP par rapport au PV ?

Aujourd'hui, on a un rapport de coût entre les deux technologies qui se situe dans une fourchette de un à deux ou un à trois en faveur du photovoltaïque. Pour un projet de production d'électricité de jour sans stockage, le photovoltaïque coûte en moyenne aux alentours de 50 euros le MWh, alors que le solaire thermodynamique va être aux environs de 140-150 euros le MWh. L'écart est très important et ce n'est donc pas sur ce type de projets que le solaire thermodynamique est pertinent. En revanche, le thermodynamique est bien plus compétitif dans le cas de sites qui veulent couvrir des pointes de consommation d'électricité en début de journée ou en fin de soirée, donc en dehors des heures d'ensoleillement. La capacité des technologies CSP à intégrer des solutions de stockage, notamment à travers l'utilisation de sels fondus, les rend bien plus intéressantes, car elles sont alors en compétition avec des solutions de type photovoltaïque avec stockage, qui restent encore chères, ou photovoltaïque associé à des centrales fossiles, qui

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

posent le problème des émissions de gaz à effet de serre. Paradoxalement, le solaire thermodynamique peut surtout faire la différence sur les périodes en dehors des heures d'ensoleillement.

3 Le manque d'une vitrine technologique est-il vraiment handicapant pour la filière ?

Il y a plusieurs façons d'appréhender cette fameuse vitrine technologique, car n'oublions pas que les applications du solaire haute température peuvent être variées. Il y a plusieurs entreprises françaises qui interviennent dans des projets solaires thermodynamiques dans le monde, qui gagnent régulièrement des appels d'offres et qui n'ont pas une seule installation sur le sol national. C'est notamment le cas de la société Degremont, qui utilise la technologie solaire thermodynamique dans des procédés de désalinisation d'eau de mer. Pour ces applications, la "vitrine" du savoir-faire français existe et elle est représentée par l'ensemble des réalisations faites à travers le monde. C'est un peu la même chose pour l'utilisation de vapeur solaire dans des procédés industriels.

En revanche, pour la production d'électricité, c'est différent. Dans ce cas, la filière manque de références face à la concurrence internationale, et c'est vrai qu'un projet comme celui de Suncnim jouera un rôle important quand il sera mis en service. ●

Les premiers indicateurs sur l'électricité renouvelable en 2016 sont bien orientés. Les signes de reprise observés en 2015 sont confirmés. Ces dynamiques retrouvées doivent en partie leur vitalité aux territoires, acteurs de plus en plus actifs de la transition énergétique.

Le secteur éolien a clôturé 2016 avec environ 1 100 MW de puissance supplémentaire raccordée, un chiffre proche de celui de la meilleure croissance annuelle de la filière (1 257 MW en 2010). Preuve d'un équilibre retrouvé, l'éolien a bouclé une troisième année consécutive avec un marché annuel de l'ordre du gigawatt. Cette tendance ne sera cependant pas suffisante pour atteindre les objectifs à 2023 assignés par la PPE. Reste à voir quel sera l'impact de la mise en place précipitée du complément de rémunération sur la croissance du secteur en 2017.

Pour le photovoltaïque, la situation est différente. Si les chiffres 2016 de puissances connectées sont en recul par rapport à ceux de 2014 et 2015, la filière a trouvé depuis l'été un cadre réglementaire qui sécurise davantage les futurs investissements. Les objectifs de la programmation pluriannuelle de l'énergie à 2023 sont ambitieux et sont encadrés par des calendriers d'appels d'offres CRE qui, s'ils sont respectés, devraient baliser le développement de la plupart des segments de marché. L'ouverture à la notion d'autoconsommation est également confirmée, avec des arrêtés qui ont grandement clarifié ce domaine.

Dans le secteur biogaz, le modèle français de développement de la méthanisation basé sur le traitement des effluents d'élevage commence à trouver sa place, mais la refonte du dispositif de soutien tarde à être définitivement appliquée. Si les enjeux énergétiques sont moindres que pour l'éolien et le photovoltaïque, la filière biogaz joue un rôle important, car elle se trouve au croisement de plusieurs domaines spécifiques (agriculture, développement local, gestion des déchets).

Pour les autres secteurs électriques renouvelables traditionnels, la situation a peu évolué ces dernières années. Pour la filière hydroélectrique, il n'est pas prévu de développement significatif d'ici à 2023. Quant au bois énergie, la progression du secteur dépendra de la réussite des politiques d'appel d'offres, dont le pilotage s'est avéré jusqu'ici délicat.

Sur le terrain, les énergies renouvelables mettent en jeu une pluralité d'acteurs publics, privés et associatifs pour créer des dynamiques qui prennent en compte les spécificités des différents territoires et qui s'appuient sur des réseaux d'acteurs, des gisements locaux et de nouveaux modèles de financement. Les régions, les collectivités, les syndicats d'électrification affichent de plus en plus leur volonté d'être parties prenantes des projets et non plus simplement consultés par les développeurs. Si les rythmes de croissance des différentes énergies sont encore insuffisants pour atteindre les objectifs nationaux à 2023 ou

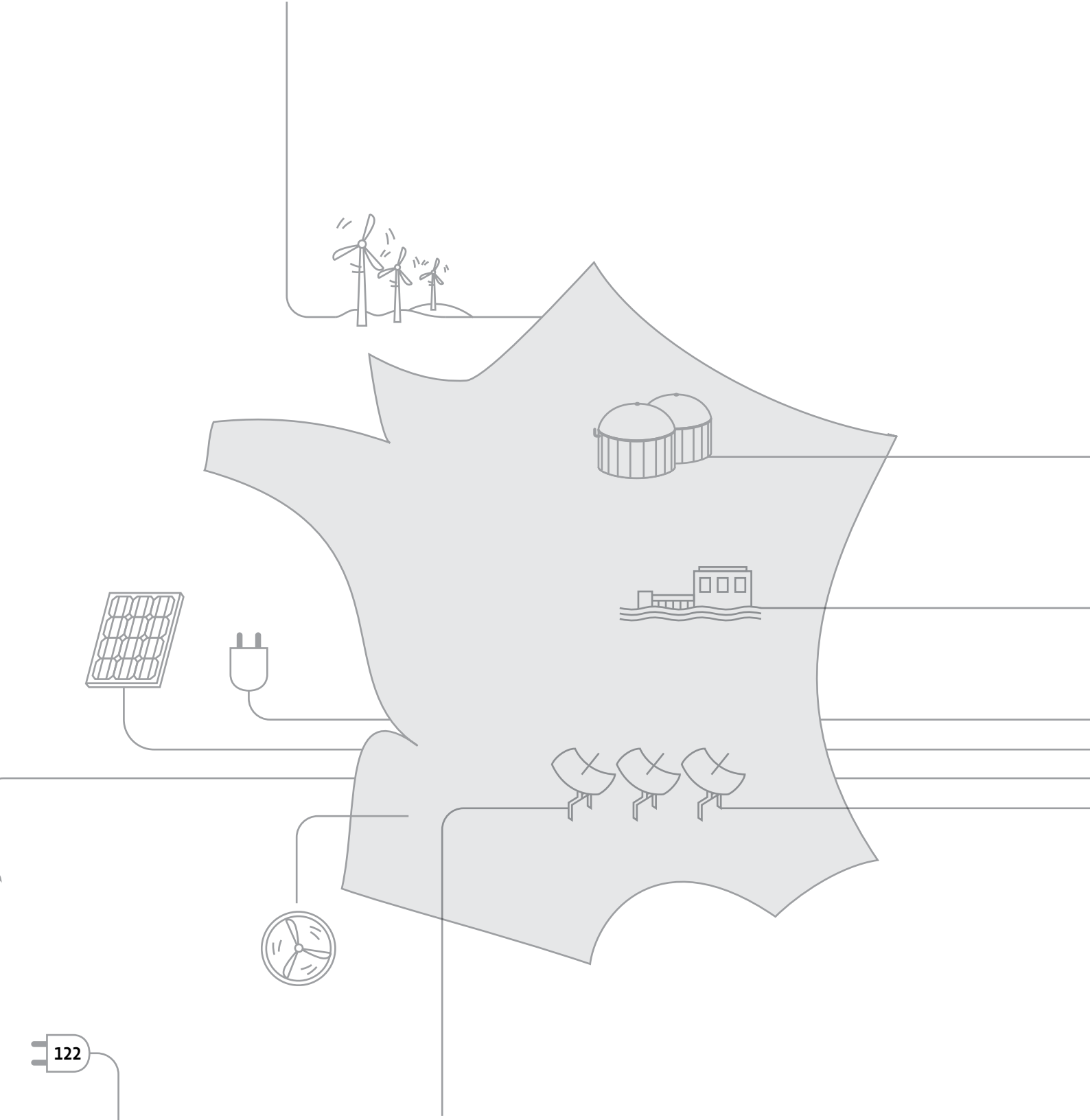
CONCLUSION

Les objectifs d'électricité renouvelable pour la France en 2023 seront-ils atteints ?

Filière	Objectifs 2023[1]	Situation actuelle	
Éolien terrestre	Entre 21 800 et 26 000 MW	11 166 MW fin sept. 2016	Les objectifs sont dans la ligne du potentiel éolien français. La filière a besoin de stabilité pour atteindre le rythme nécessaire à ses ambitions (entre 1,5 et 2,2 GW par an selon les fourchette des objectifs).
Hydraulique	Entre 25 800 et 26 050 MW	25 479 MW fin sept. 2016	La PPE n'attend aucun développement de la filière, si ce n'est le remplacement d'anciennes installations. Pourtant, un potentiel existe.
Biogaz	Entre 237 et 300 MW (pour la partie méthanisation seule)	103 MW fin sept. 2016 (pour la partie méthanisation seule)	L'objectif n'est pas très ambitieux, mais la montée en puissance de la biométhanisation au détriment de la valorisation électrique va peser sur sa réalisation.
Énergie marines	3 100 MW de puissance installée (dont 3 000 MW d'éolien en mer posé) + entre 200 et 2 000 MW de projets attribués en cours de réalisation	241 MW fin 2016	Sur la base des chantiers éolien en mer engagés et des projets pilotes dans les autres énergies marines, l'objectif est atteignable. Cependant, des retards sont déjà annoncés pour les premiers sites éoliens offshore.
Solaire photo-voltaïque	Entre 18 200 et 20 200 MW	7 017 MWc fin sept. 2016	Les objectifs sont ambitieux et le cadre réglementaire a évolué dans le bon sens. Il reste à voir si le contexte de la filière va rester stable suffisament longtemps.
Biomasse solide	Entre 790 et 1 040 MW	365 MW fin novembre 2016	Objectif très incertain. Il dépendra de la réussite des appels d'offres CRE pour la biomasse solide et de l'amélioration énergétique des sites d'incinération actuels.
Géothermie	53 MW	17,2 MW fin 2016	L'objectif est atteignable compte tenu de l'ensemble des projets actuellement engagés.
Solaire thermo-dynamique	-	1,01 MW	Pas d'objectif dans la PPE. Cependant, l'enjeu n'est pas au niveau de la production nationale mais au niveau de l'export.

1. *Objectifs issus de la programmation pluriannuelle de l'énergie.*

2030, l'essentiel est de voir chaque jour les filières renouvelables construire la transition énergétique française. Au-delà des chiffres de puissance et de production, les énergies renouvelables représentent aussi des emplois, de l'activité économique et des réseaux locaux qui font collaborer recherche, industrie et services et qui contribuent à une transition plus large d'ordre économique et sociale. ●



PANORAMA RÉGIONAL DES FILIÈRES RENOUVELABLES ÉLECTRIQUES EN FRANCE

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

En 2015, les puissances électriques renouvelables raccordées ont progressé de 5 % par rapport à 2014. L'hydraulique reste la première filière de production d'électricité renouvelable, avec un peu moins de 60 % du parc total installé. Cependant, la capacité totale ne progresse pratiquement pas, à l'inverse des autres secteurs. De ce point de vue, c'est le photovoltaïque qui arrive en tête, avec une augmentation de 916 MW de sa capacité totale en 2015 (16 % de croissance). Vient ensuite l'éolien, avec un peu plus de 1 000 MW de raccordements supplémentaires (11 % de croissance) et la biomasse (113 MW de mieux, soit 7 % d'augmentation), pour laquelle la filière biogaz a pu être identifiée dans les données 2015.

Concernant les régions, le premier parc de production est celui d'Auvergne-Rhône-Alpes. Portée par son précieux parc de grandes centrales hydrauliques, la région

Tabl. n° 1

Puissances régionales électriques renouvelables en MW par filière en 2014

Source : Observ'ER d'après données SOeS et RTE

	Hydraulique	Éolien	Photovoltaïque	Biomasse[1]	Géothermie	2014 par région
AUVERGNE-RHÔNE-ALPES	11 564	376	583	145	0	12 668
OCCITANIE	5 404	934	1 116	133	0	7 587
GRAND EST	2 287	2 353	424	154	0	5 219
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	3 226	47	766	131	0	4 170
NOUVELLE-AQUITAINE	1 766	452	1 142	221	0	3 581
HAUTS-DE-FRANCE	4	2 014	120	165	0	2 303
BRETAGNE	274	826	167	51	0	1 319
CENTRE-VAL DE LOIRE	92	844	170	75	0	1 181
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	515	291	172	32	0	1 011
PAYS DE LA LOIRE	10	578	350	63	0	1 001
NORMANDIE	43	520	110	100	0	771
ÎLE-DE-FRANCE	19	19	74	326	0	439
CORSE	211	18	102	2	0	332
GUADELOUPE	9	23	67	2	15	116
MARTINIQUE	0	1	60	7	0	68
GUYANE	119	0	34	0	0	153
RÉUNION	137	15	167	0	0	319
Total par filière	**25 681**	**9 311**	**5 623**	**1 607**	**15**	**42 237**

1. *Rassemble les filières biomasse solide, biogaz et incinération des déchets urbains renouvelables.*

Tabl. n° 2

Puissances régionales électriques renouvelables en MW par filière en 2015

Source : Observ'ER d'après données SOeS et RTE

	Hydraulique	Éolien	Photo-voltaïque	Biomasse solide et déchets[1]	Biogaz	Géo-thermie	2015 par région
AUVERGNE-RHÔNE-ALPES	11 570	402	646	137	28	0	12 783
OCCITANIE	5 394	1 038	1 272	107	30	0	7 841
GRAND EST	2 292	2 580	436	154	37	0	5 499
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	3 222	50	870	93	27	0	4 262
NOUVELLE-AQUITAINE	1 757	553	1 592	244	38	0	4 184
HAUTS-DE-FRANCE	4	2 288	124	131	38	0	2 585
BRETAGNE	277	844	178	39	14	0	1 352
CENTRE-VAL DE LOIRE	92	885	198	63	13	0	1 251
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	519	379	187	22	12	0	1 119
PAYS DE LA LOIRE	8	631	380	35	27	0	1 081
NORMANDIE	43	567	116	83	20	0	829
ÎLE-DE-FRANCE	19	33	78	238	71	0	439
CORSE	223	18	110	0	2	0	353
GUADELOUPE	9	23	67	2	1	17	119
MARTINIQUE	0	1	62	7	0	0	70
GUYANE	119	0	39	0	0	0	159
RÉUNION	137	15	180	0	6	0	338
Total par filière	**25 685**	**10 307**	**6 536**	**1 355**	**364**	**17**	**44 264**

1. *Rassemble les filières biomasse solide et incinération des déchets urbains renouvelables.*

reste de loin le principal territoire renouvelable de France. On note l'augmentation importante du parc de Nouvelle-Aquitaine, qui a notamment profité en 2015 du raccordement de la gigantesque centrale photovoltaïque au sol de Cestas.

Tabl. n° 3

Productions régionales électriques renouvelables en GWh par filière en 2014

Source : Observ'ER d'après données SOeS et RTE

	Hydraulique	Éolien	Toutes filières biomasse[1]	Photo-voltaïque	Géothermie	2014 par région
AUVERGNE-RHÔNE-ALPES	28 877	764	802	637	-	31 080
OCCITANIE	12 985	2 191	680	1 305	-	17 161
GRAND EST	8 730	3 975	584	458	-	13 748
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	11 092	106	540	1 015	-	12 753
NOUVELLE-AQUITAINE	4 114	821	1 189	1 172	-	7 295
HAUTS-DE-FRANCE	15	3 643	771	118	-	4 546
BRETAGNE	585	1 396	279	177	-	2 437
CENTRE-VAL DE LOIRE	138	1 626	355	198	-	2 317
DOM	940	71	344	468	83	1 906
PAYS DE LA LOIRE	24	1 072	355	368	-	1 819
NORMANDIE	155	1 046	489	113	-	1 803
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	758	374	157	193	-	1 482
ÎLE-DE-FRANCE	52	38	1 239	66	-	1 395
CORSE	493	31	11	124	-	660
Total par filière	**68 958**	**17 155**	**7 794**	**6 411**	**83**	**100 402**

1. *Rassemble les filières biomasse solide, biogaz et incinération des déchets urbains renouvelables.*

Tabl. n° 4

Productions régionales électriques renouvelables en GWh par filière en 2015

Source : Observ'ER d'après données SOeS et RTE

	Hydraulique	Éolien	Toutes filières biomasse[1]	Photo-voltaïque	Géothermie	2015 par région
AUVERGNE-RHÔNE-ALPES	26 336	799	871	785	-	28 791
OCCITANIE	10 601	2 318	706	1 604	-	15 229
GRAND EST	8 093	5 166	639	492	-	14 390
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR	9 001	105	644	1 206	-	10 956
NOUVELLE-AQUITAINE	3 082	924	1 398	1 817	-	7 221
HAUTS-DE-FRANCE	13	4 966	949	126	-	6 054
BRETAGNE	571	1 651	311	187	-	2 720
CENTRE VAL DE LOIRE	99	1 928	423	234	-	2 684
DOM	1 010	70	479	357	92	2 008
PAYS DE LA LOIRE	18	1 223	344	422	-	2 007
NORMANDIE	117	1 259	457	121	-	1 954
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	743	696	176	220	-	1 835
ÎLE-DE-FRANCE	55	53	1 036	72	-	1 216
CORSE	347	24	10	148	-	529
Total par filière	**60 086**	**21 182**	**8 443**	**7 791**	**92**	**97 594**

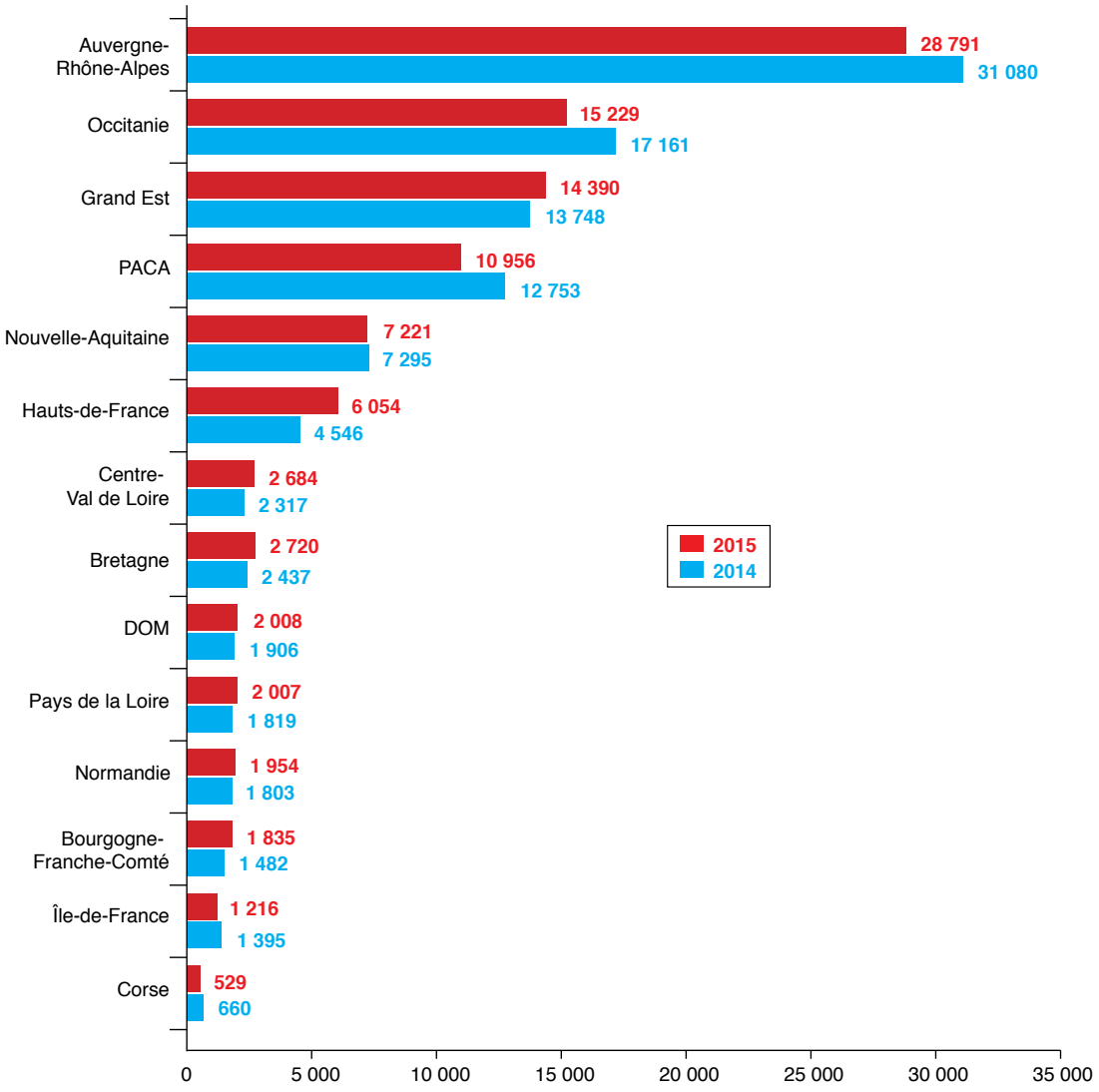
1. *Rassemble les filières biomasse solide, biogaz et incinération des déchets urbains renouvelables.*

En 2015, la production électrique d'origine renouvelable en France (métropole plus territoires d'outre-mer) a été de 97 594 GWh. Ce chiffre marque un recul de 3 % par rapport à celui de 2014, principalement du fait de la pluviométrie qui a été moindre que celle de 2014 et qui a directement impacté la production de la filière hydroélectrique. Les productions issues des secteurs éolien et photovoltaïque ont respectivement progressé de 23 % et 22 %.

Graph. n° 1

Classement des régions selon la production électrique renouvelable en GWh, toutes sources d'énergies renouvelables, en 2014 et 2015

Source : Observ'ER d'après données RTE et SOeS

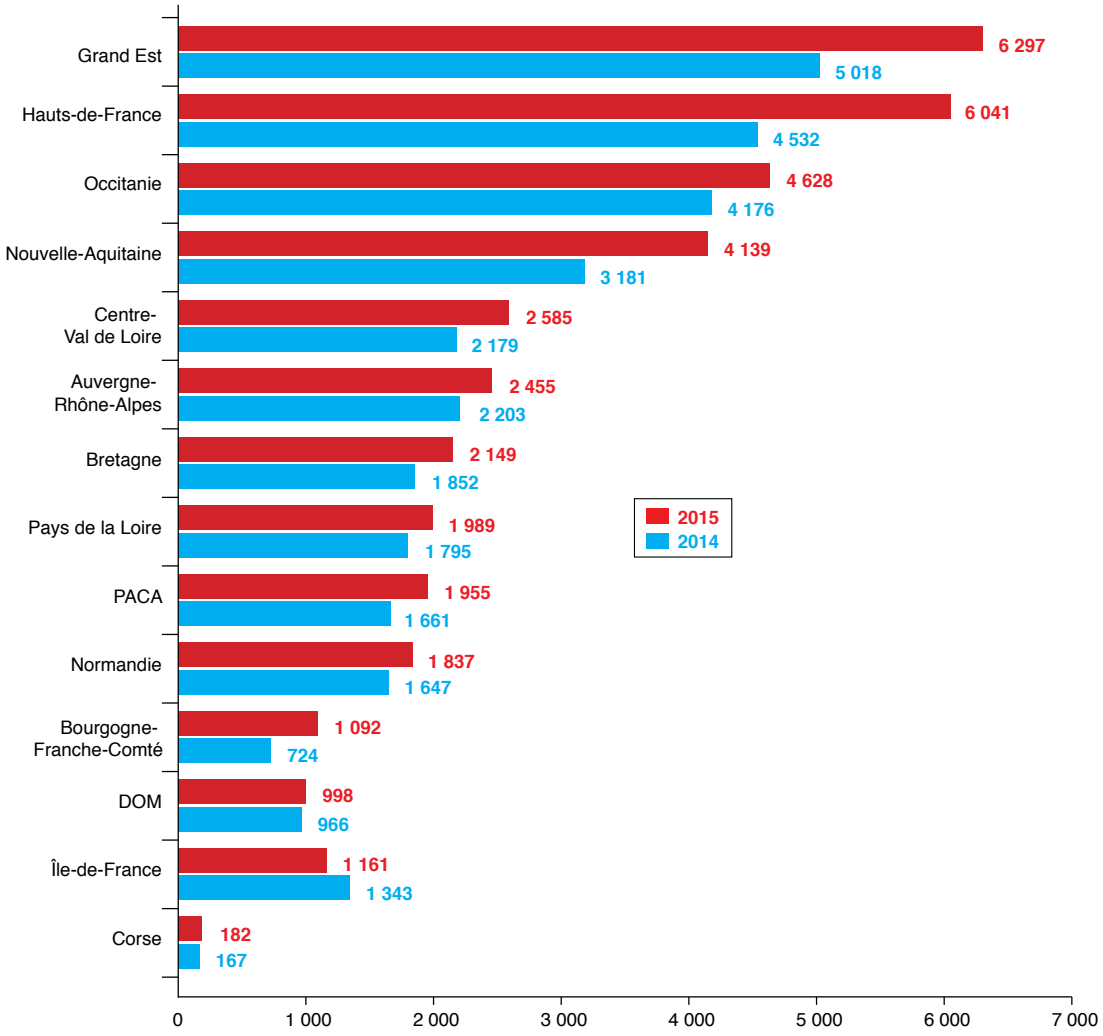


L'observation du classement des régions françaises sur la base des chiffres de production électrique toutes filières montre que trois des quatre principaux territoires (ceux ayant une production supérieure à 10 TWh) ont vu leur production diminuer entre 2014 et 2015. Une nouvelle fois, cela est dû à la variation des performances de l'hydroélectricité qui, en 2015, a reculé de plus de 12 % pour l'ensemble du pays.

Graph. n° 2

Classement des régions selon la production électrique renouvelable en GWh pour les filières éolienne, photovoltaïque, biomasse et géothermie pour les années 2014 et 2015

Source : Observ'ER d'après données RTE et SOeS



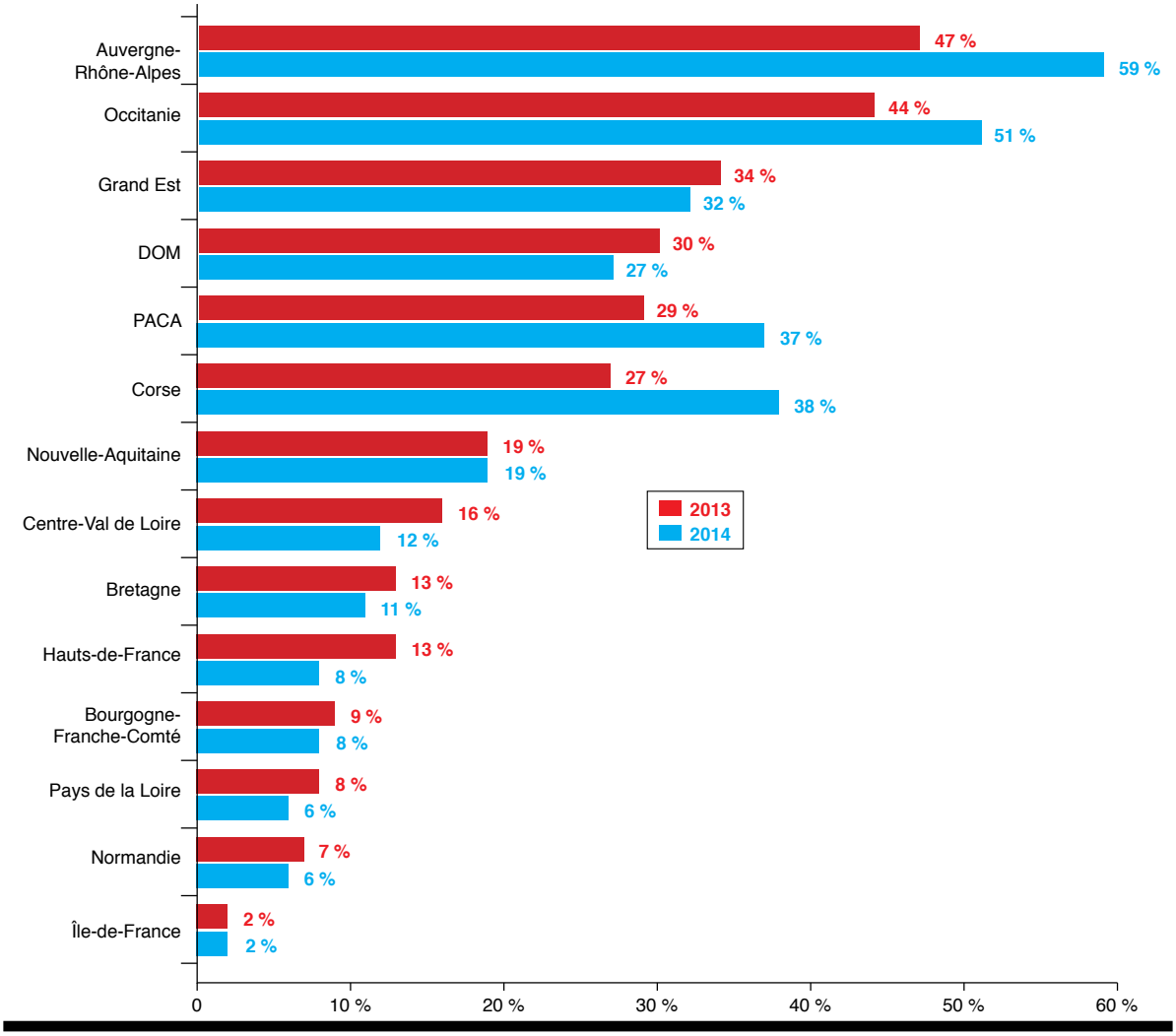
Si on met de côté la filière hydroélectricité, les progressions de certaines régions sont manifestes. Pour les régions Grand Est et Hauts-de-France, la production électrique renouvelable a progressé de plus de 1 200 GWh en 2015 (respectivement 1 280 et 1 509 GWh). Si on ajoute la Nouvelle-Aquitaine (957 GWh de mieux), ces trois territoires représentent 62 % de la progression de l'électricité produite en 2015 par rapport à l'année précédente.

À titre de comparaison, Auvergne-Rhône-Alpes, la première région renouvelable française, n'a vu sa production électrique progresser que de 252 GWh en 2015 (toutes filières hormis l'hydraulique), soit une croissance de 11 %.

Graph. n° 3

Part des filières renouvelables dans la consommation électrique régionale totale en 2014 et 2015

Source : Observ'ER d'après données RTE et SOeS



En 2015, la part des filières renouvelables dans la consommation électrique du pays a diminué, passant de 23,3 % à 21,7 %. La faible pluviométrie de 2015 ayant entraîné un recul de la production de l'hydroélectricité en France, les régions le mieux dotées dans cette filière ont enregistré les diminutions les plus fortes de leur taux de couverture renouvelable : Auvergne-Rhône Alpes, Occitanie et Provence-Alpes-Côte d'Azur.

En revanche, dans les régions Grand Est, Centre-Val de Loire, Bretagne, Hauts-de-France, Bourgogne-Franche-Comté, Pays de la Loire, Normandie et les Dom, le taux de couverture renouvelable est en progression. En 2015, contrairement à ce qui avait été observé en 2013 ou 2014, aucune région n'a atteint le seuil des 50 % de ses besoins électriques couverts par une production locale renouvelable.

Les schémas régionaux climat air énergie (SRCAE)

Le "Schéma régional climat air énergie" (SRCAE) est l'un des principaux documents de planification mis en place par les lois Grenelle 1 et 2. Pour chacune des régions françaises, ce texte vise à organiser plusieurs volets concernant les secteurs de l'énergie et du climat dont, notamment :

- un état des lieux énergétique du territoire régional (bilan de production, de consommation et des potentiels énergétiques de la région) ;
- un ensemble de scénarios permettant de définir les objectifs régionaux détaillés à partir des engagements nationaux et internationaux de la France, des directives et décisions de l'Union européenne ainsi que de la législation et de la réglementation nationale. Généralement, les horizons de temps de ces scénarios sont 2020 et 2050 ;
- un "Schéma régional éolien" (SRE), qui va définir les zones favorables au développement de cette énergie sur le territoire régional.

Le préfet de région et le président du conseil régional ont élaboré conjointement un projet de SRCAE en consultant les collectivités territoriales. Une fois réalisé, il a été mis à la disposition du public pour une consultation qui a pu occasionner une révision du texte. Après cette étape, le document a été soumis à l'approbation de l'organe délibérant du conseil régional, avant d'être arrêté par le préfet de région.

Le bilan des SRCAE

Toutes les régions françaises disposent d'un SRCAE validé et adopté. Le tableau n° 5 présente la synthèse des objectifs à fin 2020 pour le développement des énergies renouvelables de l'ensemble des régions françaises et les compare à ceux du plan national d'action pour les énergies renouvelables. Initialement, ces schémas ont été réalisés au niveau du maillage de l'ancien découpage régional. Pour suivre l'évolution de la carte de France des régions, nous avons adapté les objectifs de chaque filière renouvelable au nouveau découpage. Le détail est présenté dans le tableau suivant pour les treize régions métropolitaines plus Dom (sans Mayotte, seule région sans SRCAE). Le

Des méthodologies différentes selon les régions

Malgré les recommandations fournies par les services de l'État, chaque région a mené l'exercice de l'élaboration de son SRCAE à sa façon, rendant ainsi la comparaison des résultats un peu délicate. C'est notamment le cas dans le secteur de la biomasse, qui parfois agrège les filières biomasse solide, biogaz et déchets et parfois ne renvoie qu'à la première de ces filières. Même constat pour le secteur de la géothermie, qui n'intègre pas systématiquement les pompes à chaleur aérothermiques. En revanche, pour les secteurs dédiés uniquement à la production d'électricité (éolien, photovoltaïque et hydroélectricité), le champ couvert par les objectifs est homogène entre les régions. Autre motif de divergence, l'année de référence choisie par la région pour l'établissement de son état des lieux énergétique diffère, allant de 2005 à 2010 en passant par 2008.

tableau porte sur l'ensemble des filières (électriques, thermiques et carburants), mais des biais méthodologiques rendent possibles des comparaisons réellement pertinentes sur les seuls secteurs uniquement dédiés à la production d'électricité (voir encadré page précédente). Les cartes n° 1 et n° 2 présentent l'état d'avancement des objectifs éoliens et photovoltaïques issus des SRCAE de chacune des régions avec le niveau de développement de ces filières à fin septembre 2016.

Tabl. n° 5

Objectifs des SRCAE à 2020 en ktep

Source : Observ'ER 2016

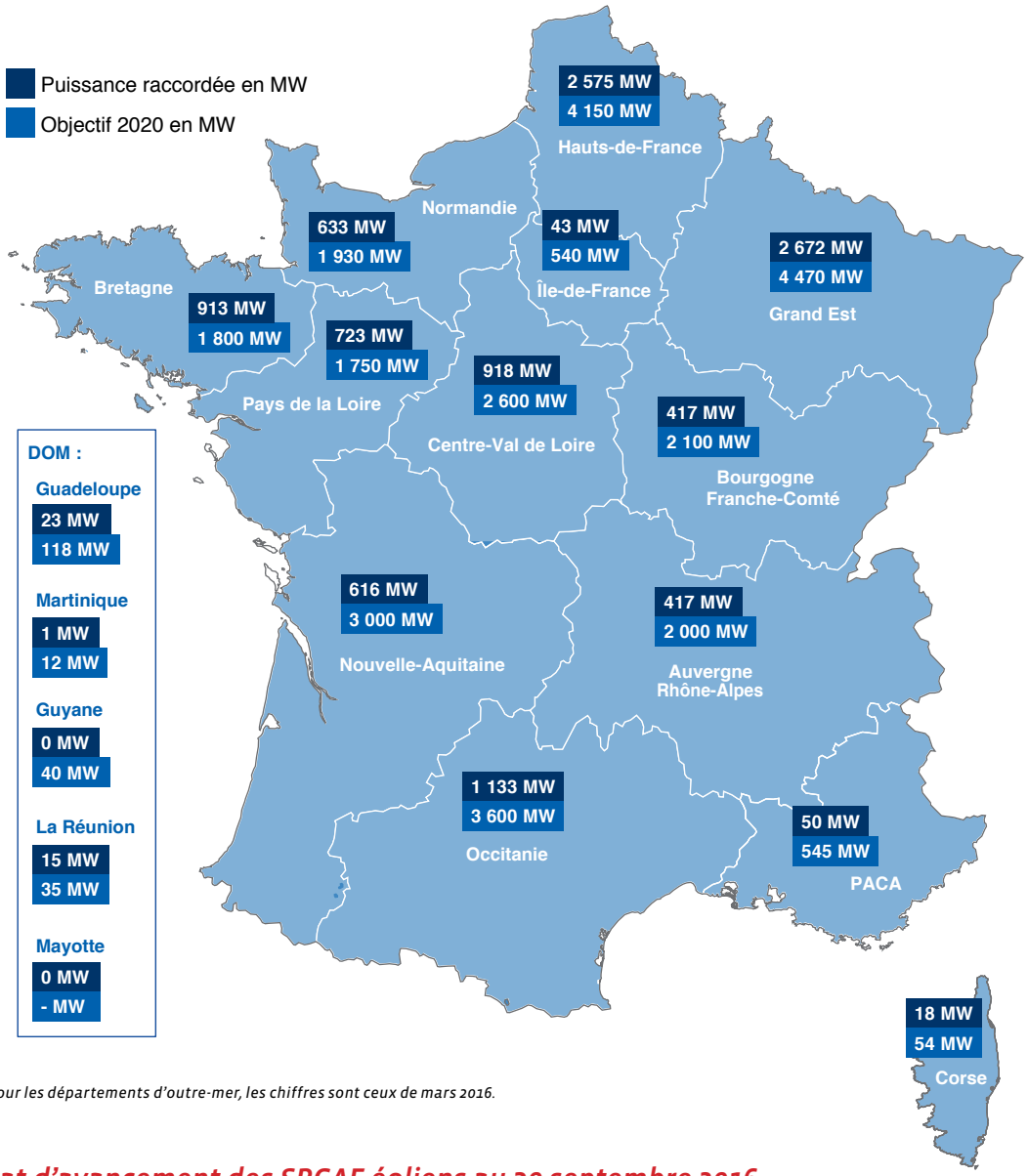
	Hydro-électricité	Biomasse solide	Géothermie + PAC	Biocarburants	Solaire photovoltaïque	Solaire thermique	Éolien	Biogaz	Autres	Total
AUVERGNE-RHÔNE-ALPES	2 150	1 353	145	n.c	99	46	329	63	0	4 183
GRAND EST	708	1 337	183	649	77	114	720	68	19	3 874
NOUVELLE-AQUITAINE	320	2 409	67	129	264	73	482	57	7	3 807
OCCITANIE	1 179	1 259	93	48	284	24	882	35	3	3 805
HAUTS-DE-FRANCE	1	625	276	369	53	62	692	133	112	2 323
PACA	869	556	144	n.c	237	53	134	0	4	1 998
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ	116	1 122	34	85	60	58	350	14	0	1 840
ÎLE-DE-FRANCE	7	658	715	n.c	45	66	69	176	47	1 783
BRETAGNE	7	488	0	n.c	34	12	473	132	343	1 489
NORMANDIE	13	783	64	151	37	36	321	67	9	1 481
CENTRE	12	650	120	n.c	23	25	560	80	0	1 470
PAYS DE LOIRE	2	510	145	n.c	46	10	331	80	150	1 274
RÉUNION	54	121	0	n.c	29	22	4	0	6	236
GUYANE	70	20	0	n.c	9	1	3	0	0	103
CORSE	48	17	10	n.c	8	3	5	1	2	95
MARTINIQUE	3	30	30	n.c	10	4	10	1	6	94
GUADELOUPE	4	25	18	n.c	17	9	15	5	0	93
Total par filière	**5 562**	**11 964**	**2 044**	**1 430**	**1 332**	**617**	**5 381**	**911**	**708**	**29 948**

n.c : non considéré

Carte n° 1

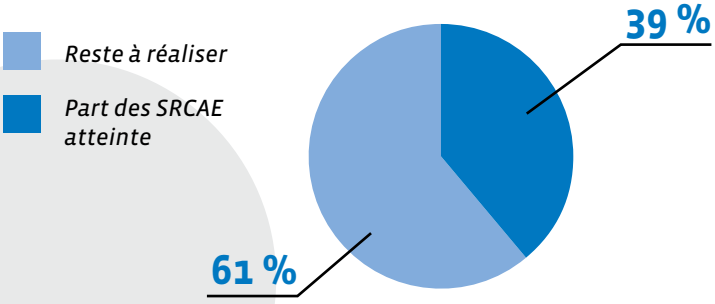
Comparaison de la puissance raccordée à fin septembre 2016 et des objectifs SRCAE 2020 pour la filière éolienne[1]

Source : Observ'ER d'après données SOeS et SRCAE régionaux



1. *Pour les départements d'outre-mer, les chiffres sont ceux de mars 2016.*

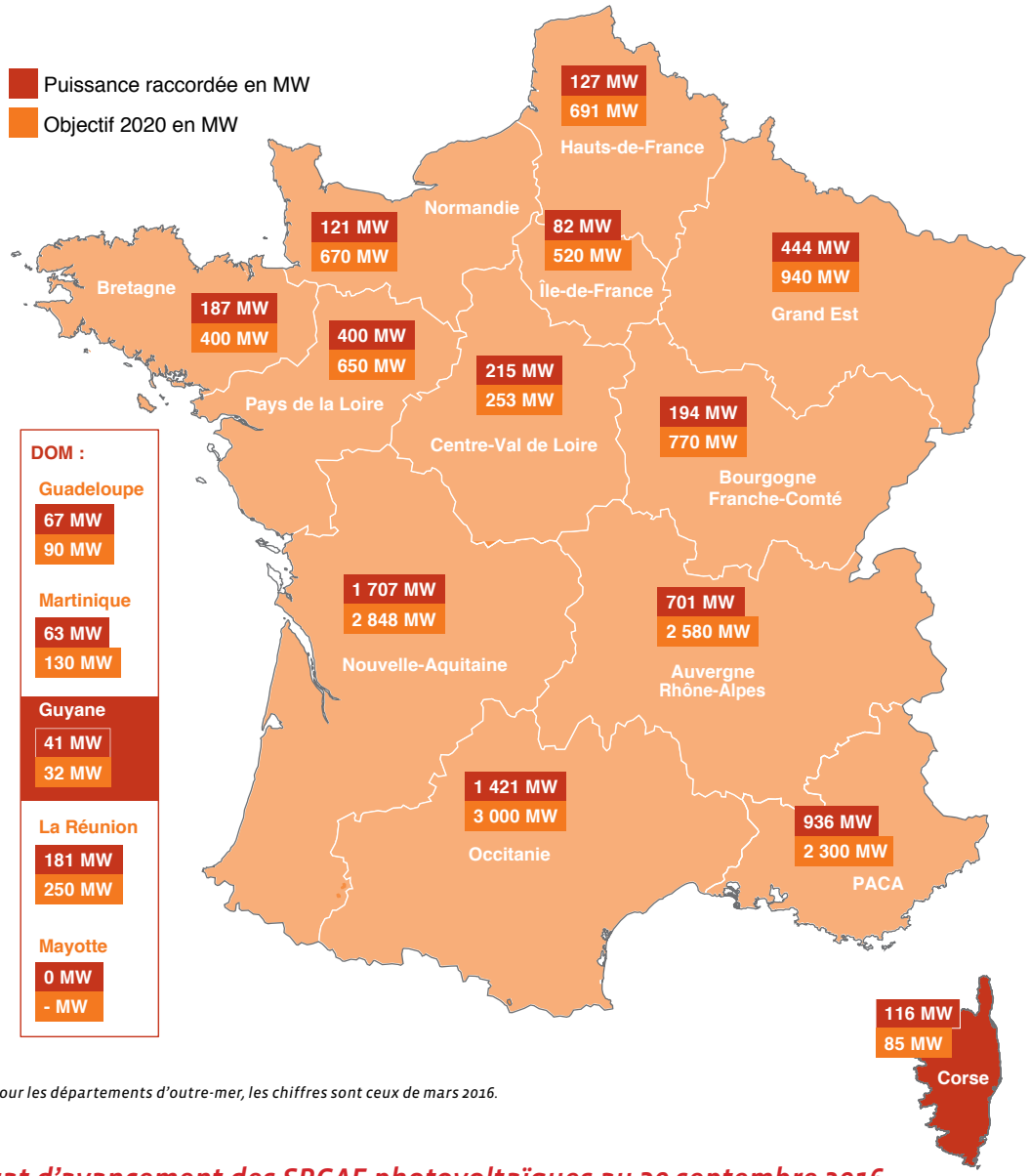
État d'avancement des SRCAE éoliens au 30 septembre 2016



Carte n° 2

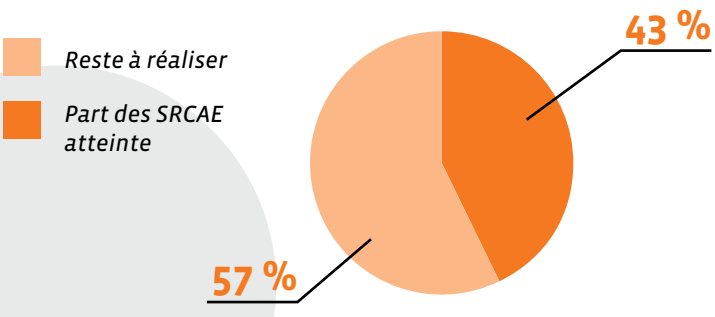
Comparaison de la puissance raccordée à fin septembre 2016 et des objectifs SRCAE 2020 pour la filière photovoltaïque[1]

Source : Observ'ER d'après données SOeS et SRCAE régionaux



1. *Pour les départements d'outre-mer, les chiffres sont ceux de mars 2016.*

État d'avancement des SRCAE photovoltaïques au 30 septembre 2016



Les S3REnR : outil de planification des réseaux pour l'accueil des énergies renouvelables électriques

L'évolution d'une production décentralisée à partir de sites d'énergies renouvelables nécessite une adaptation du réseau de distribution pour pouvoir collecter l'énergie produite et la distribuer localement ou l'acheminer vers le réseau de transport d'électricité. Pour cela, des schémas régionaux de raccordement aux réseaux des énergies renouvelables (S3REnR) ont été élaborés. Ils ont pour objectifs d'assurer une visibilité des capacités d'accueil des énergies renouvelables d'ici 2020, d'anticiper les développements de réseaux nécessaires à leur accueil et d'établir une mutualisation des coûts permettant de ne pas faire porter l'ensemble des adaptations des réseaux aux premiers projets EnR proposés.

Réalisés par RTE en accord avec les gestionnaires des réseaux de distribution, les S3REnR doivent assurer un accès prioritaire aux énergies renouvelables aux réseaux publics d'électricité. Pour cela, ils s'appuient sur les objectifs de développement des énergies renouvelables fixés dans les schémas régionaux du climat de l'air et de l'énergie (SRCAE). Les S3REnR garantissent la réservation de capacités d'accueil pour les installations de production supérieures à 100 kVA pour une durée de dix ans. Parfois, des solutions de renforcement ou de création de lignes ou de postes sont nécessaires lorsque la capacité du réseau est insuffisante ou inexistante.

Les coûts associés au renforcement du réseau de transport et des postes sources sont à la charge des gestionnaires de réseaux et relèvent des investissements financés par le tarif d'utilisation du réseau public d'électricité. Cependant, les coûts liés à la création d'ouvrages sont eux répartis entre les producteurs sur un périmètre régional de mutualisation par un calcul de quote-part. Une fois élaborés, les projets de S3REnR sont mis en consultation auprès des organisations de producteurs, des chambres de commerce et d'industrie et des services déconcentrés de l'État. Chaque projet de S3REnR fait également l'objet d'une évaluation environnementale.

Le bilan des S3REnR à fin 2016

Fin 2016, toutes les régions de France continentale (sur la base de l'ancien découpage en vingt et une régions) ont validé leur S3REnR. La carte n° 1 synthétise les données des S3REnR en présentant d'une part la capacité réservée pour le développement des EnR d'ici à 2020 et d'autre part le coût de la quote-part régionale pour le développement du réseau électrique.

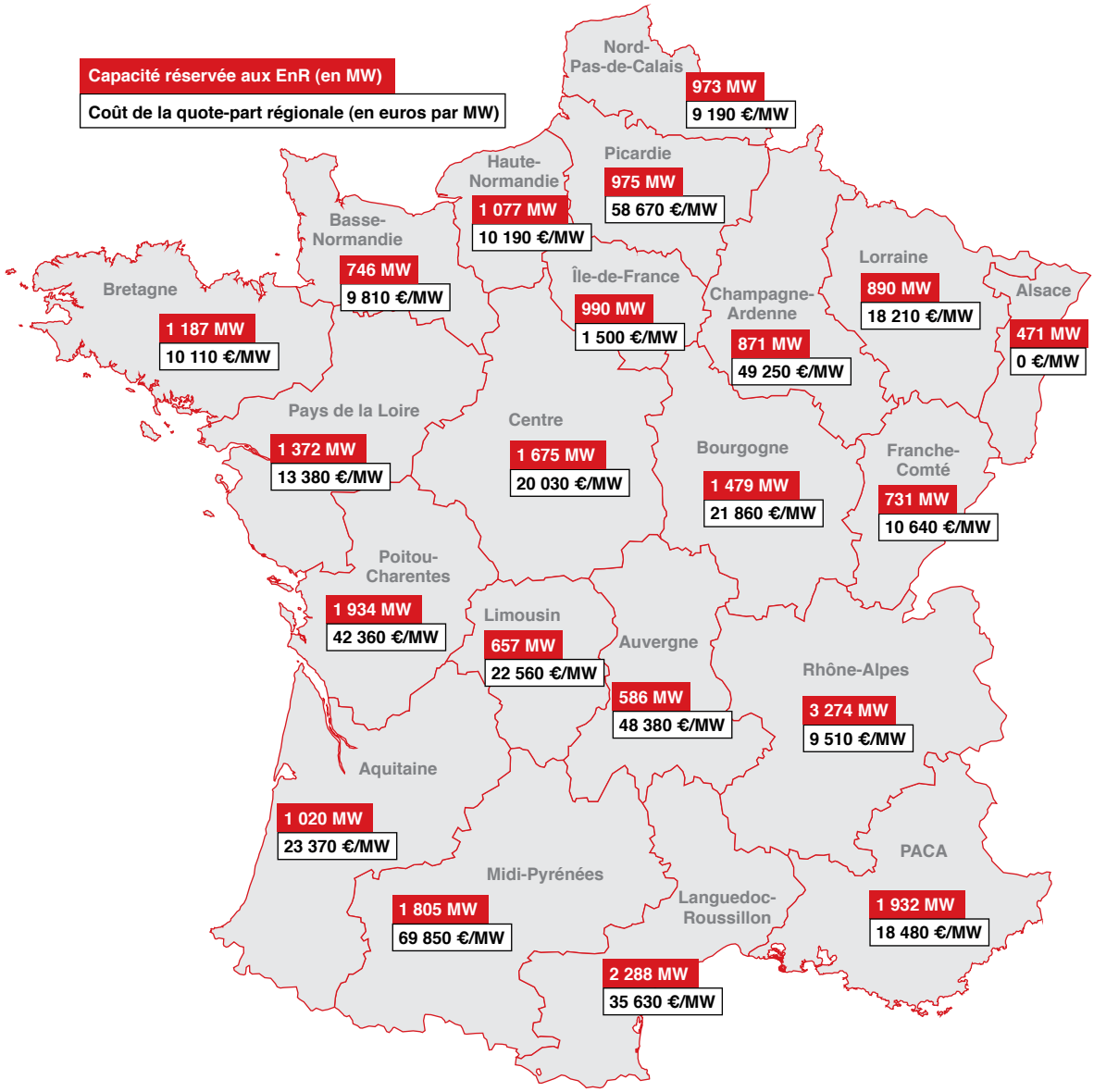
Les disparités régionales observées sont importantes. Les capacités réservées pour l'ensemble des EnR oscillent entre 471 MW en Alsace et 2 288 MW en Languedoc-Roussillon, avec des quotes-parts qui elles varient de 0 k€/MW en Alsace à 69,85 k€/MW en Midi-Pyrénées. Ces écarts s'expliquent à la fois par les capacités d'accueil initiales du réseau local et par les ambitions de développement des sites renouvelables électriques définies dans les SRCAE.

Ainsi, en Alsace, les travaux de concertation lors de l'établissement du S3REnR ont permis de proposer un schéma sans investissement sur le réseau dans le périmètre de mutualisation tout en maintenant des distances de

Carte n° 3

Synthèse des S3REnR à fin 2016

Source : RTE 2016



raccordement acceptables pour les futurs sites. En revanche, en Midi-Pyrénées, 153 M€ d'investissements apparaissent nécessaires sur les réseaux de transport et de distribution, dont 126 M€ de créations d'ouvrages (qui reviennent donc à la charge des producteurs). La quote-part de 69,9 €/kW permet une couverture large des territoires de la région pour l'accueil de la puissance éolienne visée (1 600 MW) et préserve les équilibres nécessaires pour l'accueil des autres EnR de moindre puissance. ●

LE FINANCEMENT PARTICIPATIF : UNE DYNAMIQUE D'AVENIR

En France, le développement des énergies renouvelables s'accompagne d'un phénomène nouveau : l'implication financière des citoyens aux projets. Ce mouvement se construit grâce à un cadre réglementaire favorable, à des acteurs économiques dédiés et à l'aide des réseaux de terrain. Cette dynamique est cependant encore émergente et doit se structurer.

Développer massivement les énergies renouvelables sur le territoire français constitue l'un des principaux enjeux de la transition énergétique. L'objectif visé est à la fois simple dans sa formulation est compliqué dans sa réalisation : porter la part des énergies renouvelables à 32 % de la consommation finale d'énergie en 2030 (contre 15,5 % en 2015[1]). Pour la consommation d'électricité, cela correspond à relever la participation des EnR à 40 %. Les investissements nécessaires pour atteindre les taux d'équipement sur lesquels la France s'est engagée d'ici à 2030 et ses objectifs climatiques en 2050 (diviser par 4 les émissions de GES entre 1990 et 2050) sont évalués par l'Ademe à 225 milliards d'euros pour la période 2016-2035[2]. Ce gigantesque chantier demande à la fois d'avoir recours à des technologies nouvelles comme les énergies marines mais également d'être inventif sur le plan du financement. C'est dans ce contexte que se développe la mobilisation citoyenne, et particulièrement le financement participatif qui consiste à faire appel aux citoyens pour qu'ils participent au financement d'un projet. La mobilisation des capitaux privés, aux côtés du crédit bancaire, est nécessaire pour le financement des EnR en France. Les initiatives de participation financière de citoyens aux projets de production d'énergies renouvelables permettent d'augmenter le volume de capitaux privés disponibles.

La participation financière des citoyens à des projets énergie renouvelable est relativement nouvelle en France mais elle est en plein essor. Les premiers « projets participatifs » hexagonaux datent du début des années 2000. Ils ont été amorcés à la fois par des groupements de citoyens et quelques développeurs professionnels qui ont ouvert leurs projets aux particuliers. Ces projets pionniers ont été cependant assez rares car ils ont été réalisés sans cadre réglementaire adapté. Le mouvement a été plus construit et continu dans d'autres pays européens comme l'Allemagne où plus de 50 % des capacités renouvelables électriques installées entre 2000 et 2010 (53 GW au total) sont détenues par des citoyens (40 %) et des agriculteurs (11 %), tandis que les quatre grands électriciens allemands n'en possèdent que 7 %. Le retour d'expérience

1. Le bilan énergétique de la France pour 2015, *SOeS, novembre 2016*
2. *Calcul ADEME à partir des résultats de l'évaluation macro-économique des scénarios Énergie-climat-air à l'horizon 2035 du ministère de l'Environnement, de l'Énergie et de la Mer.*

montre les effets positifs suivants : outre la consolidation du financement des réalisations, l'appropriation par les citoyens des projets permet une meilleure intégration de ces énergies dans les territoires.

Aujourd'hui, la dynamique du financement participatif peut prendre une autre dimension en France car le contexte a changé. La perception des citoyens a évolué. Le public est de plus en plus sensible à la notion d'environnement dans ses placements. Selon une étude Ipsos[3], 50 % des investisseurs sondés (Français détenant au moins un produit financier) disent accorder aujourd'hui une place très importante (13 %) ou importante (38 %) aux critères environnementaux, sociaux et éthiques dans leurs décisions de placement. Autre indicateur éloquent, 60 % des répondants au baromètre Environnement 2015 de l'Ademe[4] se déclaraient prêts à soutenir le développement des énergies renouvelables dans leur région, en plaçant une partie de leur argent dans des projets de nouveaux sites. L'autre modification majeure du contexte tient au réglementaire. Dans un premier temps, le cadre formel du financement participatif a été mis en place en novembre 2014 grâce à la création de deux statuts pour les plateformes de financement : les Intermédiaires en Financement Participatif (IFP) et les Conseillers en Financement Participatif (CIP). Dans un deuxième temps, les nouvelles dispositions de la loi de transition énergétique pour la croissance verte (loi TECV) publiée le 17 août 2015 vont dans le sens d'une facilitation des projets participatifs. En particulier, l'article 111 qui introduit clairement dans le droit français la notion d'investissement participatif dans les EnR et l'article 109 qui permet la participation financière de collectivités dans les sociétés commerciales portant des projets de production d'énergie renouvelable.

Dans cette dynamique, les collectivités ne sont pas à oublier dans la mobilisation des partenaires ou des citoyens. Elles peuvent être présentes parmi les acteurs à l'origine d'un projet à financer, ce qui engendre souvent un effet d'entraînement non négligeable. La présence d'une collectivité joue un rôle important de tiers de confiance pour l'accès au financement bancaire. Une étude de l'Ademe sur les projets intégrants une part de financement participatif[5] a mis en lumière la place centrale des collectivités locales dans les projets, soit en tant qu'initiatrices, soit en tant que membre du « premier cercle » d'acteurs, soit encore en tant qu'acteur bienveillant. C'est dans cette même logique que la démarche des territoires à énergie positive du CLER-Réseau pour la transition énergétique incite les collectivités à soutenir le développement de projets d'EnR participatifs notamment dans le cadre des appels à projets TEPCV[6].

LA CRÉATION DE NOUVEAUX ACTEURS ÉCONOMIQUES

L'Ademe recensait à fin 2015 plus de 160 projets participatifs (réalisés ou en cours) dans la production d'énergie renouvelable en France[7]. Ces projets concernent essen-

3. La perception de l'ISR par les français, *enquête IPSOS pour EIRIS&FIR, octobre 2013*
4. Enquête environnement, *Opinion Way pour l'Ademe, octobre 2015.*
5. Quelle intégration territoriale des ENR participatives ? État des lieux et analyse des projets français, *Ademe, février 2016*
6. *Territoires à énergie positive pour la croissance verte*
7. Quelle intégration territoriale des ENR participatives ? État des lieux et analyse des projets français, *Ademe, février 2016*

tiellement les filières éolienne et photovoltaïque pour des puissances respectives de 260 et 38 MW. Si ces chiffres sont encore modestes, il y a indéniablement un mouvement qui se développe et qui entraîne l'émergence d'acteurs spécialisés. Énergie Partagée Investissement, structure de capitalisation intermédiaire, collecte de l'épargne citoyenne pour financer en fonds propres des projets locaux de production d'énergie renouvelable, et ce sur un horizon de moyen-long terme. En janvier 2016, l'entreprise totalisait un capital de 10 millions d'euros. Autre nouveauté, les plateformes de financement participatif spécialisées dans les EnR telles que Lumo, GreenChannel, Enerfip ou Lendosphère qui proposent des financements sous forme d'obligations, de prêts ou de bons de caisse. Depuis leur création, ces acteurs ont collecté plus de 11 millions d'euros pour financer divers projets. Les plateformes répondants aux dispositions statutaires de novembre 2014 bénéficient d'un label intitulé « plateforme de financement participatif régulée par les autorités françaises ». Il permet aux citoyens qui investissent, et en particulier les plus petits porteurs, de s'assurer que ces plateformes respectent la réglementation en vigueur.

L'ACCOMPAGNEMENT DES ACTEURS, UN AXE ESSENTIEL

Les observations menées sur les opérations de financement participatif ont mis en exergue un factur majeur dans la réussite de ce type d'entreprise : l'accompagnement des acteurs.

L'appel à l'épargne publique est un processus très encadré. Contrairement aux montages de projets traditionnels, pour lesquels les développeurs professionnels possèdent les compétences nécessaires, les initiateurs de projets citoyens n'ont pas forcément toutes les compétences requises pour mener à bien leur entreprise. La complexité administrative du montage des projets et les déficits de compétences notamment sur les aspects juridiques sont les freins majeurs observés. Le processus d'acquisition des savoir-faire manquants est donc un enjeu clé. Les compétences à maîtriser par les porteurs de projets concernent le montage juridique des projets et leur ingénierie économique. C'est pour combler ces lacunes que se développent des réseaux spécialisés dans la participation citoyenne. Ces derniers jouent un rôle crucial dans l'appui aux porteurs de projet en les faisant bénéficier de l'expérience d'autres projets. Près de 60 % des projets de financement participatif qui se sont montés en France ont eu recours à ce type de réseaux.

L'Ademe s'est investie depuis 2010 dans le sujet, en suivant et soutenant des actions d'animation territoriale portées par plusieurs réseaux mais également en réalisant des études sur le mouvement des investissement collectifs qui permettent de mieux le comprendre et de le structurer (voir *Quelques sources pour aller plus loin*). Parmi les associations créées pour l'accompagnement et le financement des projets d'énergie renouvelable collectif et/ou citoyen, on trouve le mouvement Énergie Partagée qui accompagne et finance des projets citoyens de production d'énergie renouvelable. Pour accomplir ces missions, le mouvement s'organise en plusieurs structures complémentaires : Énergie Partagée Association et Énergie Partagée Investissement. L'association anime trois réseaux régionaux en

d'Ile-de-France, en Centre-Val de Loire et en PACA mais est également partenaire d'autres réseaux tels que Taranis en Bretagne, Énergies citoyennes en Pays de la Loire, Ardes en Normandie, Ajena en Bourgogne–Franche-Comté, RhônAlpEnergie Environnement, Énergie Citoyenne et Catalis en Occitanie et CIRENA en Nouvelle-Aquitaine. L'Ademe travaille également conjointement avec la Caisse des Dépôts à la préfiguration d'un dispositif pour, d'une part, amener les réseaux à développer leurs propres ressorts financiers en vue de pérenniser leurs actions d'accompagnement, et d'autre part favoriser l'amorçage et le développement des projets citoyens d'énergie renouvelable.

Quelques sites pour aller plus loin :

- ✓ www.energie-partagee.org
- ✓ www.reseau-taranis.fr
- ✓ www.cler.org
- ✓ www.eolien-citoyen.fr

Deux études de l'Ademe :

- ✓ *Etude du cadre législatif et réglementaire applicable au financement participatif des énergies renouvelables,* Ademe, décembre 2015
- ✓ *Quelle intégration territoriale des énergies renouvelables participatives ?,* Ademe, Février 2016

4 QUESTIONS
de l'Observatoire des énergies renouvelables

à **Pascal Sokoloff,** directeur général de la FNCCR

1 En 2016, les filières renouvelables électriques ont basculé vers le complément de rémunération comme dispositif principal de référence. Comment les collectivités appréhendent-elles ce nouveau mécanisme ?

Ce dispositif du complément de rémunération demeure très nouveau puisque les décrets et arrêtés ont commencé à être publiés fin mai pour se poursuivre jusqu'à cette fin d'année 2016. Les producteurs ayant demandé à bénéficier de l'obligation d'achat avant la date d'entrée en vigueur du décret d'application continueront à en bénéficier. De plus, selon les filières et les tailles d'installations, différents systèmes de rémunération coexisteront : obligation d'achat, complément de rémunération et/ou appels d'offres. Cette complexification est intégrée par les autorités organisatrices du service public de l'énergie. Grâce à leurs compétences spécialisées ou via leurs sociétés d'économie mixte (SEM) dédiées, elles viendront aider les communes et groupements de communes à maîtriser cette nouvelle réglementation. L'élaboration des tarifs devient plus subtile et nécessite une connaissance plus fine de la part des acteurs. Pour le moment, il est encore un peu tôt pour tirer des conclusions quant aux avantages et inconvénients de chacune de ces modalités de rémunération.

2 Comment se manifeste la volonté des syndicats d'énergie ou des métropoles de s'impliquer dans les EnR ?

Les autorités organisatrices du service public de l'énergie sont les collectivités référentes dans l'énergie sur leur territoire. Grâce à leur expertise et leur approche transversale des services publics en réseaux (électricité, gaz, chaleur et froid) et à leur connaissance du territoire, elles proposent un appui technique et financier des projets d'EnR aux collectivités. L'objectif est d'accompagner élus et citoyens afin qu'ils soient acteurs de leurs projets de transition énergétique avec les ressources locales de leur territoire pour financer ces projets innovants. Les collectivités développent ainsi les énergies renouvelables en direct ou via les Sem qu'elles créent. Les projets de nos adhérents sont donc variés : solaire, éolien, méthanisation, bois énergie, géothermie, microhydraulique… mais aussi expérimentations via les réseaux intelligents afin d'optimiser l'intégration des EnR et de faire évoluer la gestion de cette production décentralisée d'EnR. Grâce à leur vision du territoire, nos collectivités adhérentes interviennent également à l'appui de l'élaboration des PCAET, lien entre le développement des énergies renouvelables et de la maîtrise de l'énergie, leviers nécessaires à l'atteinte des objectifs nationaux et européens.

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

3 Voyez-vous la dynamique du financement citoyen de projets énergies renouvelables prendre de l'importance pour vos adhérents ?

Historiquement et en tant que propriétaires des réseaux publics de distribution, les collectivités organisatrices de la distribution d'énergie prennent en compte l'avis des citoyens depuis toujours. Ainsi, nos adhérents organisent des commissions consultatives des services publics locaux. Ces CCSPL permettent de présenter non seulement toute information auprès des usagers sur l'évolution de ces services, mais aussi les rapports établis par les délégataires, les questions environnementales et la politique envisagée en matière de développement des EnR et de l'efficacité énergétique. Le lien avec l'usager reste primordial pour nos collectivités. L'acceptabilité des projets repose grandement sur leur compréhension. Les élus ont comme préoccupation d'expliquer le rôle de l'autorité organisatrice et d'exposer les projets au fur et à mesure de leur réflexion, afin de recueillir les avis des citoyens. L'investissement citoyen est apparu dans la continuité de cette concertation. En complétant le capital ou en portant une part de l'emprunt, les citoyens s'impliquent davantage dans la transition énergétique de leur territoire. Ils sont rémunérés comme avec n'importe quel produit d'épargne, à cette différence importante que celui-ci est fléché et finance un projet local. Les citoyens sont ainsi invités à valoriser les énergies de leur territoire et à contribuer au développement d'une économie non délocalisable. Cela présente de nombreux avantages et l'on observe que nos collectivités se dirigent vers une intégration croissante d'une part de financement citoyen dans leurs projets énergétiques.

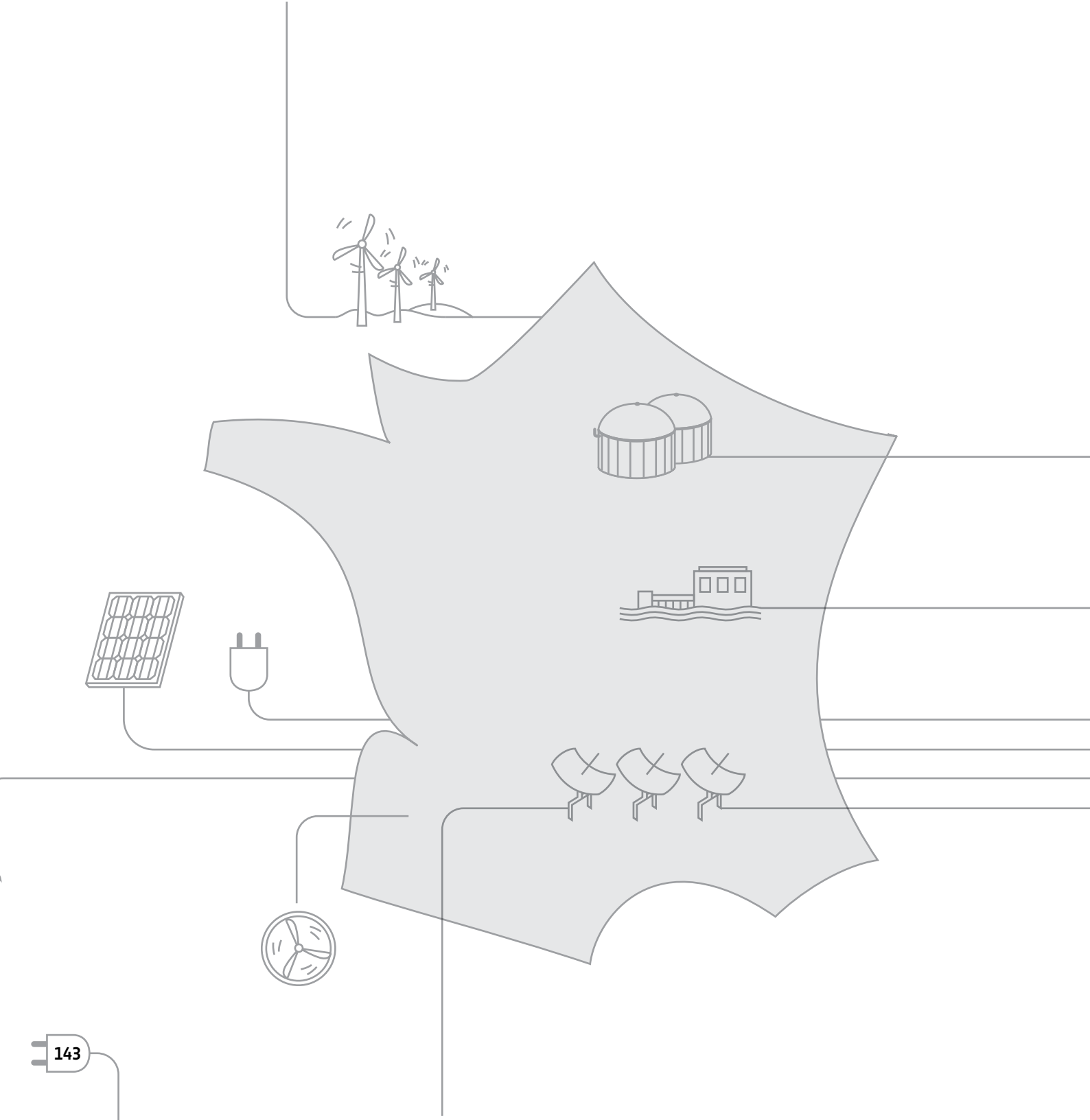
4 Pouvez-vous nous présenter la marque territoire d'énergie que vient de créer la FNCCR ?

La FNCCR prend un nouvel essor sous la nouvelle bannière "territoire d'énergie", qui symbolise des valeurs d'humanisme et d'égalité des territoires. La marque a vocation à fédérer les activités de la FNCCR dans le domaine de l'énergie, en la dotant d'une identité commune, facilement identifiable en tous points du territoire. Elle se déclinera selon une appellation nationale (territoire d'énergie) ou territoriale : territoire d'énergie suivie du nom de la région, ou du département, ou du lieu d'implantation.

Les autorités organisatrices de la distribution d'énergie (Aode) ont été créées il y a plus d'un siècle pour certaines, il y a quelques années à peine pour d'autres. Cette création résulte d'une implantation territoriale et, plus souvent, d'une logique d'intercommunalité qui reproduisent à l'échelle locale le modèle de péréquation national. Si l'organisation du service public de l'énergie est à peu près identique d'une Aode à l'autre, il en va différemment des structures qui en ont la responsabilité : métropole, syndicat intercommunal ou mixte, voire conseil départemental. Cela se traduit par des noms très différents, d'un endroit à l'autre, ce qui rend difficile l'identification et, plus encore, la compréhension de nos activités. Au moment où la transition énergétique se met en place, il nous a semblé nécessaire de disposer d'une identité commune forte, porteuse de nos valeurs et de nos métiers.

Les collectivités sont propriétaires des réseaux dont la gestion est déléguée à Enedis et GRDF ou à des entreprises locales de distribution (ELD). Nous ne devons pas être des propriétaires dormants mais bien des gestionnaires actifs de développement et de modernisation de nos réseaux. La multiplication de sources de production renouvelables modifie fortement l'approche descendante liée au parc nucléaire. Demain, le réseau rural sera aussi un réseau "remontant", ce qui implique de lourds investissements et un dialogue renforcé avec les aires urbaines, où sera concentré l'essentiel de la consommation. Il sera également un réseau intelligent, avec un meilleur équilibre entre production et consommation, d'autant plus, on le pressent, que la part des énergies intermittentes ira croissant. Nos "territoires d'énergie" portent doublement ce dialogue : d'abord, nous avons une expérience forte dans la production d'énergies vertes, du solaire à la géothermie profonde, en passant par la biomasse et les éoliennes. Ensuite, les réseaux sont la meilleure illustration de la solidarité territoriale. Nous devons donc veiller au développement conjugué de la production et de la distribution. ●

territoire d'énergie



RÉGIONS À LA LOUPE

MÉTHODOLOGIE ET SOURCES

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

Capacité EnR électrique installée

Source : *Observ'ER d'après données SOeS et RTE*

Production EnR

Source : *RTE*

Taux de couverture EnR de la consommation électrique

Source : *Observ'ER d'après données RTE*

Puissance EnR raccordée 2010-2015

Source : *Observ'ER d'après données SOeS et RTE*

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)

Source : *Observ'ER d'après données SOeS et RTE*

Production électrique régionale des filières EnR (GWh)

Source : *RTE*

Note : L'énergie biomasse rassemble les filières biomasse solide, biogaz et incinération des déchets urbains renouvelables.

OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020 | *Objectif SRCAE éolien 2020* | *Objectif SRCAE PV 2020*

Source :
Schémas régionaux climat air énergie et schémas régionaux éolien

Note : Lorsque le SRCAE présente une fourchette haute et basse de développement pour une filière à l'horizon 2020, seule la fourchette haute a été reprise.

Gisement hydraulique 2050 | *Gisement éolien 2050* | *Gisement PV au sol 2050* | *Gisement PV sur toiture 2050*

Source :
Étude Ademe "Vers un mix électrique 100 % renouvelable en 2050", 2015. Méthodologie décrite pages 11 et 12 de l'étude Ademe.

Note : Le terme gisement désigne le potentiel maximum installable d'une technologie. Le gisement hydraulique rassemble les filières : centrales au fil de l'eau, centrales de lacs et éclusées et stations de pompage-turbinage. Le gisement éolien rassemble les filières éolien terrestre et éolien en mer. Les gisements identifiés dans l'étude Ademe ne portent que sur les régions métropolitaines.

Note : Les données disponibles pour Mayotte n'étaient pas suffisantes pour pouvoir réaliser une fiche régionale.

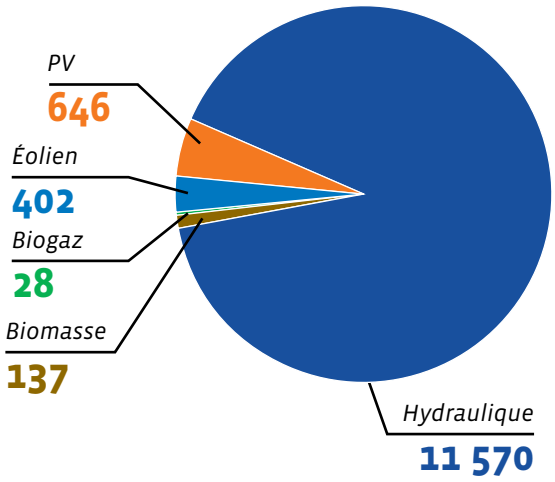
AUVERGNE-RHÔNE-ALPES

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

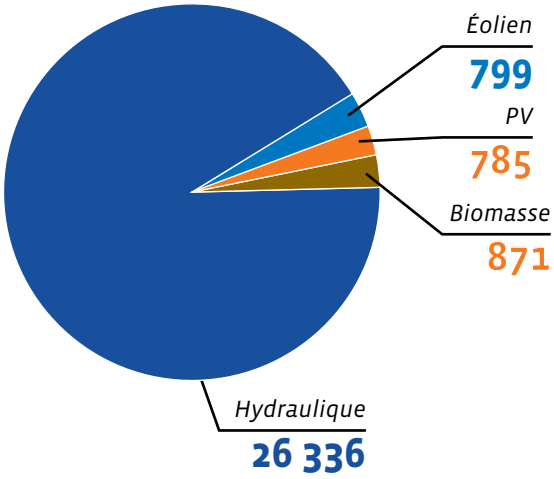
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
12 783 MW	28 791 GWh	47 %	+ 13 016 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
11 890 MW	2 000 MW	2 580 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
14 700 MW	20 000 MW	6 100 MW	46 000 MW

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

LA RÉGION EN ACTION

Aduhme (Association pour un développement urbain harmonieux par la maîtrise de l'énergie[1])
www.aduhme.org
Promotion des énergies renouvelables et du développement durable : information, conseil, formation, accompagnement et expertise technique, veille juridique et technologique, etc.

1. Plus connue sous le nom d'Agence locale des énergies et du climat.

Oreges (Observatoire de l'énergie et des gaz à effet de serre)
www.oreges.rhonealpes.fr
Mise à disposition du grand public, des collectivités et des acteurs du monde de l'énergie d'un outil d'observation et d'information.

Hespul
www.hespul.org
Association spécialisée dans le développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique – Publication : rapport d'activité 2010.

Rhônalpénergie-Environnement (RAEE)
www.raee.org
Animation d'un centre de ressources et d'échanges, conseil et accompagnement des collectivités territoriales et des bailleurs sociaux dans le montage et le suivi d'opérations, accompagnement et mise en œuvre de programmes ou d'actions collectives sur un territoire.

Tenerrdis (Technologies énergies nouvelles, énergies renouvelables, Rhône-Alpes, Drôme, Isère, Savoie et Haute-Savoie)
www.tenerrdis.fr
Pôle de compétitivité qui développe par l'innovation les filières industrielles des nouvelles technologies de l'énergie : solaire et bâtiment, gestion des réseaux et stockage, biomasse, hydrogène et piles à combustible, et hydraulique (microhydraulique, turbinage-pompage, énergie des mers).

SEM'Soleil
www.siel42.fr
Société d'économie mixte créée en 2011 par le Syndicat intercommunal d'énergies du département de la Loire (Siel42).

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

SEM **Énergie Rhône Vallée**
www.energierhonevallee.com
Société d'économie mixte créée en 2011 par le Syndicat départemental d'énergies de la Drôme (Sded).

Energies Citoyennes en Auvergne Rhône-Alpes
www.energie-partagee.org/nous-decouvrir/les-reseaux-regionaux/energie-citoyenne-en-auvergne-rhone-alpes
Le réseau fédère associations, collectivités et sociétés de projets coopératives qui portent des projets citoyens d'énergies renouvelables et/ou de maîtrise de l'énergie.

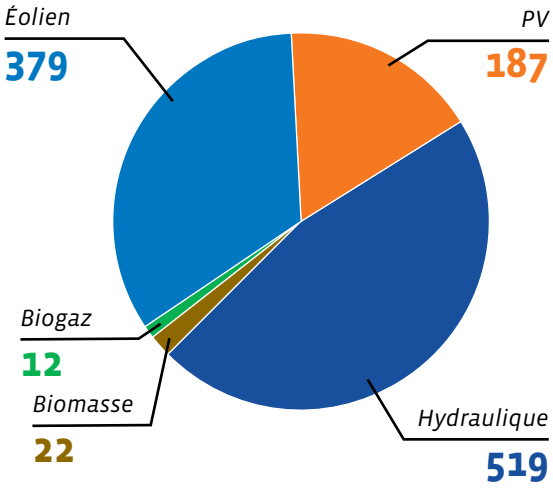
BOURGOGNE-FRANCHE-COMTÉ

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

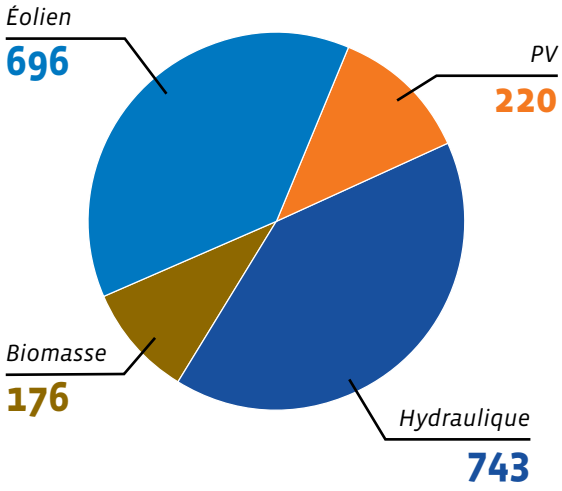
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
1 119 MW	1 835 GWh	9 %	+ 782 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
565 MW	2 100 MW	770 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
500 MW	20 400 MW	3 700 MW	22 500 MW

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

LA RÉGION EN ACTION

Alterre Bourgogne (Agence pour l'environnement et le développement soutenable[1])
www.alterrebourgognefranchecomte.org
Observation de l'environnement et évaluation de politiques publiques, accompagnement de porteurs de projets, développement de l'éducation et de la formation dans les domaines de l'environnement et du développement durable – Chiffres 2010.

1. A succédé à l'Oreb (Observatoire régional de l'énergie en Bourgogne).

L'Observatoire bourguignon des métiers de l'économie verte
www.teebourgogne.com
L'association réalise une veille permanente sur les métiers et les emplois des filières environnement et énergie (Territoires environnement emplois, TEE).

Observatoire territorial énergie-climat-air de la région Franche-Comté
www.opteer.org
Portail d'information énergie, climat et air de Franche-Comté – Données 2008.

SEM **Nièvre Énergie**
www.sieeen.fr
Société d'économie mixte créée par le Syndicat intercommunal d'énergies, d'équipement et d'environnement de la Nièvre (SIEEEN).

SEM **Côte-d'Or Énergie**
www.siceco.fr
Société d'économie mixte créée en 2015 par le Syndicat intercommunal d'électricité de Côte-d'Or (SICECO).

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

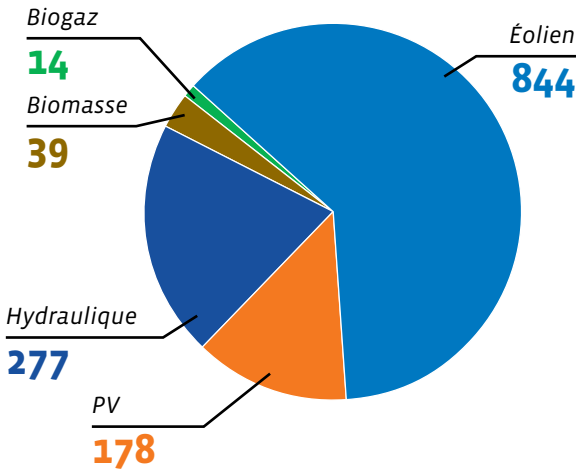
BRETAGNE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

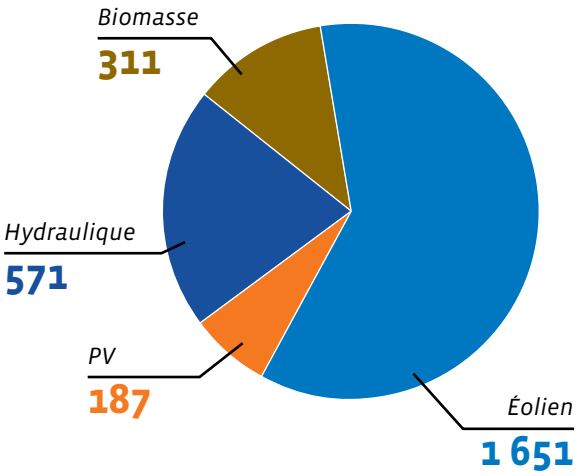
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
1 352 MW	2 720 GWh	13 %	+ 764 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
281 MW	1 800 MW	400 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
200 MW	17 100 MW	3 200 MW	22 800 MW

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

LA RÉGION EN ACTION

Observatoire de l'énergie et des gaz à effet de serre en Bretagne
www.bretagne-environnement.org

Aile (Association d'initiatives locales pour l'énergie et l'environnement)
www.aile.asso.fr
Aile, spécialisée dans la maîtrise de l'énergie et les énergies renouvelables en milieu agricole et rural, développe un axe de travail transversal sur les politiques énergétiques à l'échelle du territoire.

Pôle de compétitivité mer Bretagne Atlantique
www.pole-mer-bretagne-atlantique.com
Développement d'une filière industrielle dans le secteur des énergies marines renouvelables à vocation internationale.

Énergies marines Bretagne
www.energies-marines.bretagne.fr
Site Internet sur les énergies marines renouvelables en Bretagne, réalisé par la Région. Informations didactiques sur les technologies et les sites de la filière énergies marines proposant des textes explicatifs, des vidéos pédagogiques et des diaporamas.

Plan Eco-Energies Renouvelables
www.plan-eco-energie-bretagne.fr
Plan d'actions régionales concrètes pour lutter contre les émissions de gaz à effet de serre. Il propose des aides financières, des conseils, un accompagnement technique à tous types d'acteurs : collectivités locales, entreprises, particuliers.

Taranis
www.reseau-taranis.fr
Le réseau Taranis fédère une cinquantaine de porteurs de projets - associations, sociétés d'exploitation coopératives et collectivités - ayant des projets éoliens, photovoltaïques, bois énergie, micro-hydrauliques et de maîtrise de l'énergie en Bretagne.

Liger
www.liger.fr
Associée à la ville de Locminé et à son territoire, la SEM LIGER a créé un centre d'énergie renouvelable unique en Bretagne et en France pour renforcer sa démarche de développement durable. Les collectivités locales, les industriels fournisseurs de matières premières et clientes du réseau de chaleur, et quelques entreprises locales s'associent au projet pour le développement des énergies renouvelables.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

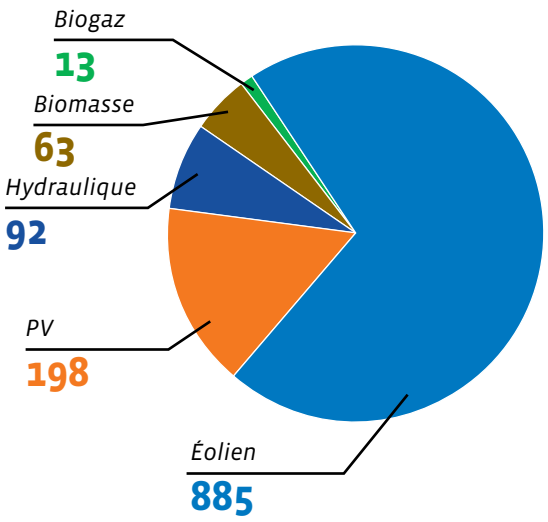
CENTRE-VAL DE LOIRE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

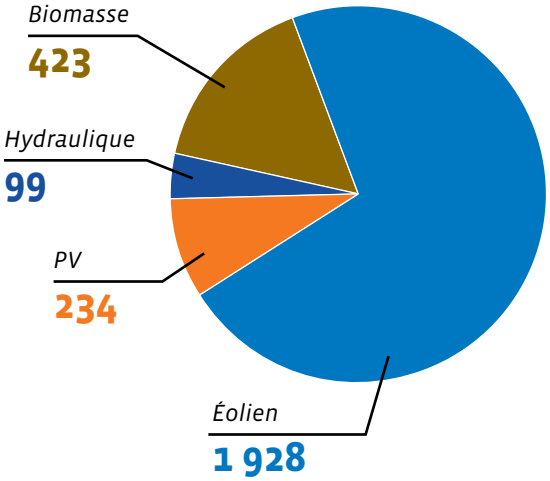
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
1 251 MW	2 684 GWh	16 %	+ 1 271 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique, biomasse et biogaz 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
217 MW	2 600 MW	253 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
100 MW	13 900 MW	3 200 MW	19 900 MW

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

LA RÉGION EN ACTION

Observatoire des énergies en région Centre
www.observatoire-energies-centre.org
Recensement, analyse et exploitation des données énergétiques régionales – Données 2008.

S2E2 Smart Electricity Cluster
www.s2e2.fr
Pôle de compétitivité rassemblant des entreprises, des centres de recherche et des établissements de formation intervenant dans les domaines des technologies de l'énergie électrique et des smart grids au service de la gestion de l'énergie. Ce pôle a été réalisé en commun avec les anciennes régions Pays de la Loire, Centre et Limousin (Pays de la Loire, Centre-Val de Loire, Nouvelle-Aquitaine).

ENR SIEIL
www.sieil37.fr
Société d'économie mixte créée en 2014 par le Syndicat intercommunal d'énergie d'Indre-et-Loire (Sieil).

Énergie Partagée en Centre-Val de Loire
www.energie-partagee.org
Le réseau fédère associations, collectivités et sociétés de projets coopératives qui portent des projets citoyens d'énergies renouvelables.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR
Réseaux citoyens

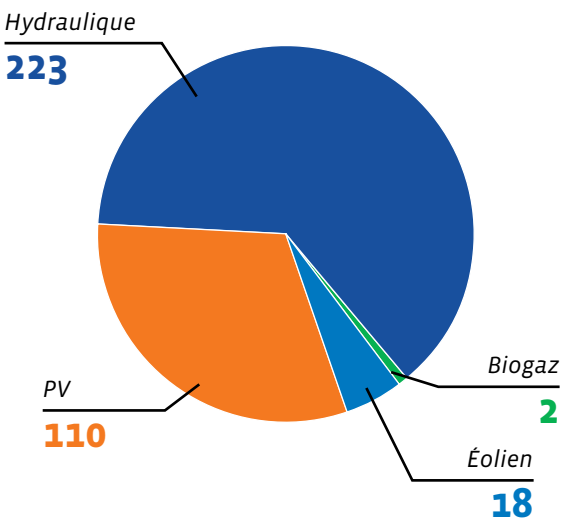
CORSE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

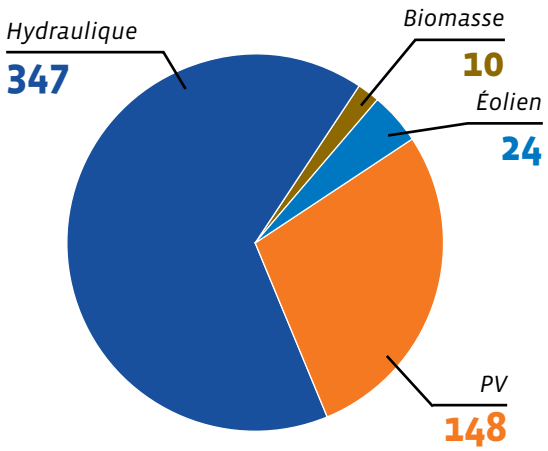
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
353 MW	529 GWh	27 %	+ 323 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS* ET GISEMENTS

Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
54 MW	85 MW *(Objectif atteint)*

***** *Pas d'objectif hydroélectrique dans les SRCAE corses.*

LA RÉGION EN ACTION

Office de l'environnement de la Corse (OEC) – Direction déléguée à l'énergie (DDEN)
www.oec.fr
Suivi et mise en œuvre de l'ensemble de la politique énergétique régionale. Le conseil exécutif de Corse a créé une "direction déléguée à l'énergie", équipe pluridisciplinaire dimensionnée pour conduire l'ensemble des chantiers programmés.

Capenergies
www.capenergies.fr
Pôle de compétitivité rassemblant 400 acteurs positionnés sur le développement de systèmes énergétiques permettant de fournir des solutions de remplacement des énergies fossiles. Ce pôle a été réalisé en commun avec la Région Corse.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

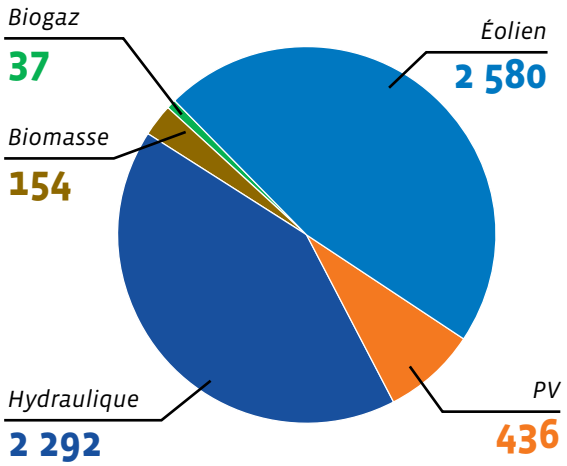
GRAND EST

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

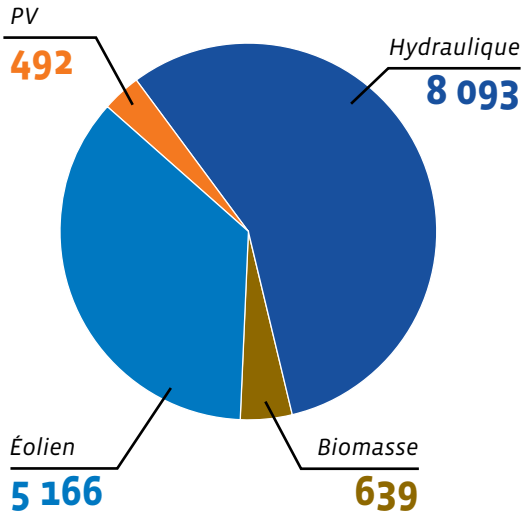
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
5 499 MW	14 390 GWh	34 %	+ 8 028 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
2 392 MW	4 470 MW	940 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
3 000 MW	16 000 MW	3 600 MW	35 200 MW

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

LA RÉGION EN ACTION

Pôle de compétitivité Energivie[1]
www.energivie.info

Accompagne des projets collaboratifs structurants dans le domaine de l'efficacité énergétique. Notamment la production de documents pour la promotion des énergies renouvelables dans le bâtiment.

1. Labellisé pôle de compétitivité éco-technologie en octobre 2009, il fait suite à l'initiative "Cluster Energie", prise fin 2006 dans le cadre du programme energivie.info.

Ale (Agence locale de l'énergie et du climat)
www.ale08.org

Services pour la prise en compte de la maîtrise de l'énergie dans toutes les actions entreprises. Agence pour le seul département des Ardennes, pas d'agence régionale.

Le pôle Yes, Your Energy Solution
www.your-energy-solution.com

Le réseau Yes fédère les entreprises lorraines positionnées sur les marchés de la maintenance et de la sous-traitance des installations d'énergies renouvelables (éolien, solaire, hydroélectricité, méthanisation, biomasse, etc.). Les entreprises de Yes peuvent intervenir dans les domaines de la production industrielle, de la maintenance prédictive, préventive et curative de sites, des bureaux d'études, du BTP, du raccordement de réseau ou de l'organisation de convoi exceptionnel.

Observatoire bois énergie Grand Nord Est
www.valeur-bois.com

Observatoire sur le marché régional du bois énergie et son évolution en termes de production et de consommation.

Observatoire Régional de l'énergie en Lorraine (OREL)
www.observatoire-energie-lorraine.fr

Observation des Énergies Renouvelables en Lorraine. Des notes de conjonctures sont disponibles sur le site.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

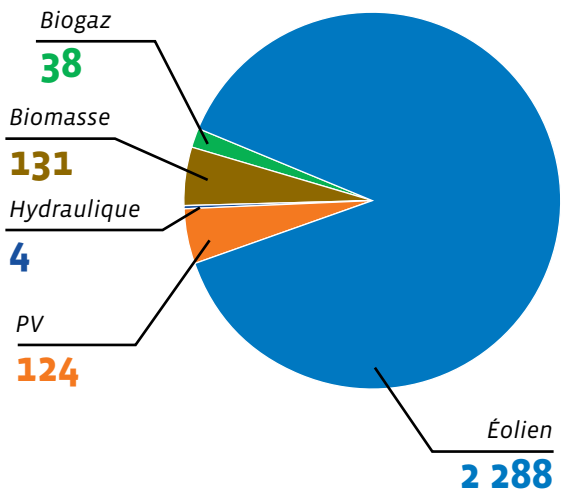
HAUTS-DE-FRANCE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

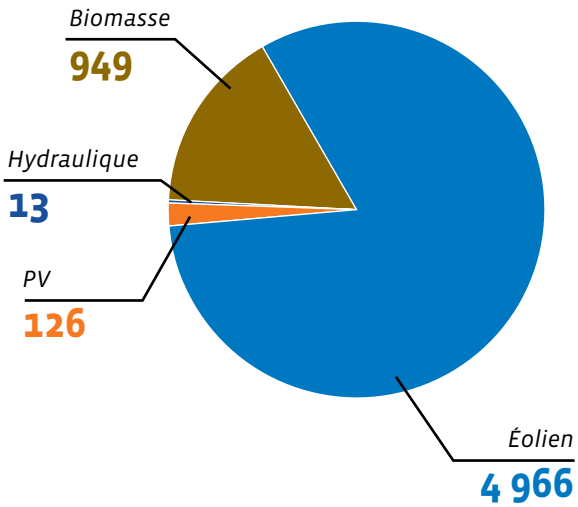
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
2 585 MW	6 054 GWh	13 %	+ 3 127 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique, biomasse et biogaz 2020	Objectif SRCAE éolien 2020*	Objectif SRCAE PV 2020
129 MW	4 150 MW	691 MW *(Objectif atteint)*

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
0 MW	10 800 MW	2 500 MW	31 800 MW

* *Fourchette haute entre deux options.*

LA RÉGION EN ACTION

CERDD (Centre ressource du développement durable)
www.cerdd.org
Groupement d'intérêt public (Gip). Mission d'information sur le développement durable et les initiatives de collectivités, acteurs privés, associatifs ou particuliers.

Pépinière EnR d'Oust-Marest

Pépinière d'entreprises entièrement dédiées aux énergies renouvelables.

Somme Développement
www.somme-developpement.fr
La région Picardie et le département de la Somme accompagnent le développement des éco-activités et structurent la filière de l'éolien en lien avec un tissu industriel mobilisé.

Cigales
www.cigales-hautsdefrance.org
Réseau d'investisseurs-citoyens pour une économie locale solidaire.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

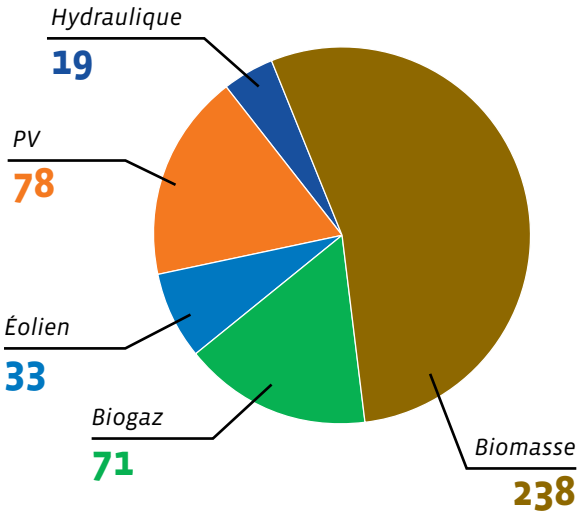
ÎLE-DE-FRANCE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

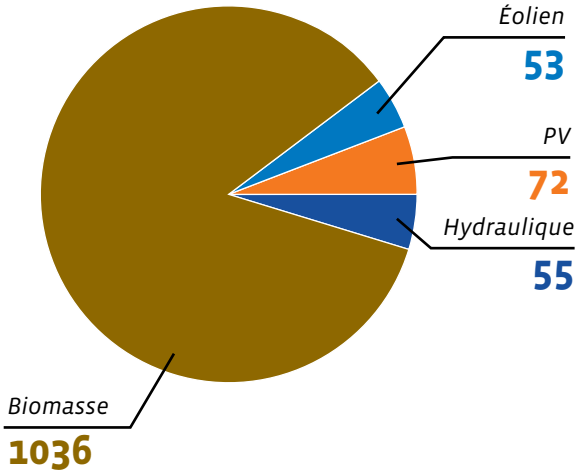
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
439 MW	1 216 GWh	2 %	+ 505 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020*	Objectif SRCAE PV 2020
38 MW	540 MW	520 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
0 MW	4 500 MW	1 500 MW	27 200 MW

* *Fourchette haute entre deux options.*

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

LA RÉGION EN ACTION

Réseau d'observation statistique de l'énergie (Rose)
www.roseidf.org
Panorama énergétique d'Île-de-France et bonnes pratiques en matière d'efficacité énergétique et d'énergies renouvelables – Données 2009.

Agence régionale de l'environnement et des nouvelles énergies d'Île-de-France (Arene)
www.areneidf.org
Organisme associé au conseil régional participant à la mise en œuvre du développement en Île-de-France. Accompagne les collectivités locales et les acteurs régionaux dans leurs démarches.

Advancity
www.advancity.eu
La vocation de ce pôle est de permettre aux entreprises, aux établissements d'enseignement supérieur et de recherche et aux collectivités territoriales de coopérer sur des projets collaboratifs innovants. Un des volets d'Advancity est consacré aux filières géothermie basse et moyenne énergie.

SIPEnR
www.sipperec.fr
Société d'économie mixte créée en 2014 par le syndicat francilien Syndicat intercommunal de la périphérie de Paris pour les énergies et les réseaux de communication (Sipperec).

Bi-métha 77
www.sdesm.fr
Société d'économie mixte créée en 2015 par le Syndicat départemental des énergies de Seine-et-Marne (SDESM).

Energies POSIT'IF
www.energiespositif.fr
Posit'If accompagne les copropriétés et les Organismes de Logement Social (OLS) dans les différentes étapes d'un projet de rénovation énergétique ambitieux : organisation et montages technique, juridique et financier du projet.

Énergie Partagée en Île-de-France
www.energie-partagee.org
Le réseau fédère associations, collectivités et sociétés de projets coopératives qui portent des projets citoyens d'énergies renouvelables.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR
Réseaux citoyens

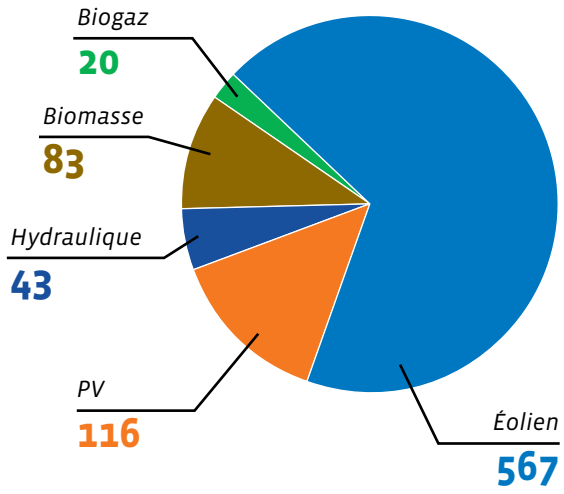
NORMANDIE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

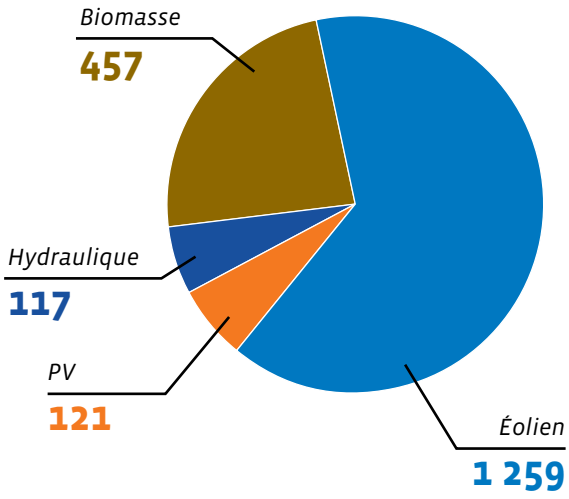
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
829 MW	1 954 GWh	7 %	+ 862 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020*	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
100 MW	1 930 MW	670 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
0 MW	18 900 MW	1 500 MW	20 600 MW

***** *Fourchette haute, ne comprend que les hydroliennes.*

LA RÉGION EN ACTION

Observatoire climat, énergies de Basse-Normandie
www.climat-air-energies.hautenormandie.fr
Suivi de l'évolution des facteurs énergétiques et climatiques, lancement d'une dynamique partenariale territoriale, et accompagnement des politiques régionales et locales.

Bimoasse Normandie
www.biomasse-normandie.org
Suivi de l'évolution du nombre d'installations et de leur localisation, et établissement des indicateurs techniques, économiques et environnementaux.

Agence régionale de l'environnement de Haute-Normandie (Arehn)
www.arehn.asso.fr
Initiative du conseil régional pour la promotion du développement durable via l'information et la sensibilisation du public, également outil privilégié de dialogue entre tous ces acteurs.

West Energies
www.caissedesdepots.fr/creation-de-la-sem-west-energies-dediee-aux-energies-renouvelables-dans-la-manche
West Energies a pour objectif d'être un acteur privé-public, rationalisé et décentralisé de la production et de la gestion de l'énergie sur le territoire de la Manche.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR
Réseaux citoyens

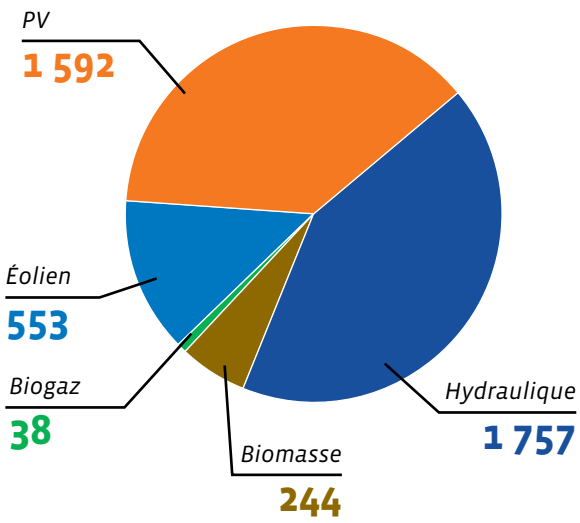
NOUVELLE-AQUITAINE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

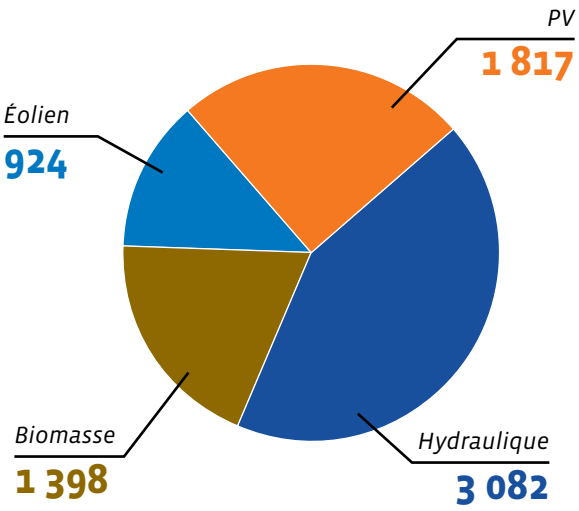
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
4 184 MW	7 221 GWh	19 %	+ 4 370 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
1 930 MW	3 000 MW	2 848 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
1 800 MW	41 100 MW	7 200 MW	49 300 MW

LA RÉGION EN ACTION

Cluster éolien aquitain : Aquitaine Wind Industry Cluster

Cluster Systèmes solaires industriels en Aquitaine : Sysolia
www.sysolia.com
L'Aquitaine rassemble bon nombre d'intervenants dans la filière industrielle du solaire. Sysolia apporte à cette dynamique une approche "système" issue de son expérience en ingénierie dans des secteurs comme l'aéronautique, la photonique et le BTP.

Avenia
www.pole-avenia.com
Pôle de compétitivité des géosciences pour l'énergie et l'environnement. L'objectif d'Avenia est d'impulser une dynamique technologique et économique en capitalisant sur les compétences des acteurs régionaux des géosciences et du génie pétrolier. Un volet est consacré à la géothermie haute, basse et moyenne énergie.

S2E2 Smart Electricity Cluster
www.s2e2.fr
Pôle de compétitivité rassemblant des entreprises, des centres de recherche et des établissements de formation intervenant dans les domaines des technologies de l'énergie électrique et des smart grids au service de la gestion de l'énergie. Ce pôle a été réalisé en commun avec les anciennes régions Pays de la Loire, Centre et Limousin (Pays de la Loire, Centre-Val de Loire, Nouvelle-Aquitaine).

Agence régionale d'évaluation environnement et climat Poitou-Charentes (ARECPC)
www.arecpc.com
Tableaux de bord, bilans et chiffres de synthèse sur l'énergie, les déchets et les gaz à effet de serre en région.

Observatoire régional énergie gaz à effet de serre (Oreges)
www.arecpc.com
Observatoire abrité par l'ARECPC. État des lieux des énergies renouvelables en région. État des lieux sectoriel des consommations énergétiques et des projections à différents horizons : consommation d'énergie, développement des énergies renouvelables et évitement des gaz à effet de serre.

Observatoire régional de l'environnement Poitou-Charentes (Ore)
www.observatoire-environnement.org
Plateforme de communication qui assure des missions d'intérêt général liées à l'information des publics et apporte une aide à la décision en matière d'environnement.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

Observatoire régional énergie changement climatique air Aquitaine (ORECCA)
www.orecca.fr
Tableaux de bord et chiffres clés Climat Air Energie en Aquitaine.

SEM **3D ÉNERGIES**
www.3denergies.fr
Société d'économie mixte créée en 2012 par le Syndicat intercommunal d'énergie des Deux-Sèvres (SIEDS).

SEM **SEM Sergies**
www.sergies.fr
Société d'économie mixte créée en 2001 par le Syndicat d'énergie de la Vienne (Énergies Vienne).

Cirena
www.energie-partagee.org/nous-decouvrir/les-reseaux-regionaux/le-reseau-cirena-en-nouvelle-aquitaine
Citoyens en Réseau pour des EnR en Nouvelle Aquitaine. Le réseau est porté par la société coopérative Enercoop Aquitaine. Depuis juin 2016, le réseau se structure pour permettre l'émergence de projets citoyens dans toute la région.

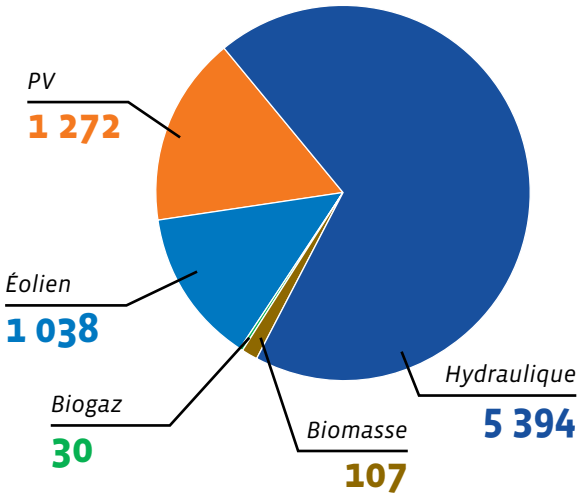
OCCITANIE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

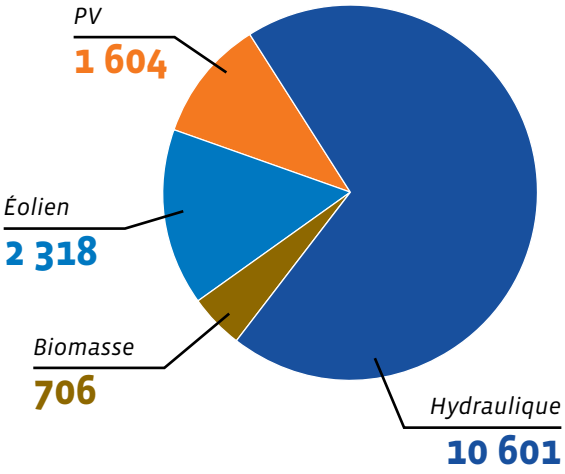
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
7 841 MW	15 229 GWh	44 %	+ 6 361 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
6 130 MW	3 600 MW	3 000 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
6 400 MW	17 500 MW	9 000 MW	40 200 MW

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

LA RÉGION EN ACTION

Oremip (Observatoire régional de l'énergie en Midi-Pyrénées)
www.oremip.fr
Observation de la situation énergétique régionale, concertation entre les acteurs régionaux de l'énergie et de la communication, accompagnement des politiques énergétiques régionales.

Pôle de compétitivité Derbi (Développement des énergies renouvelables dans le bâtiment et l'industrie)
www.pole-derbi.com
Développer, aux niveaux régional, national et international, l'innovation, la recherche, la formation, le transfert de technologie, le développement et la création d'entreprises dans le domaine des énergies renouvelables appliquées au bâtiment et à l'industrie.

Arpe Midi-Pyrénées, Agence régionale du développement durable
www.arpe-mip.com
L'objectif de l'Arpe est de contribuer à la généralisation du développement durable dans la région Midi-Pyrénées.

Catalis
www.catalis.coop/sites/fr/unions-regionales/catalis
Premier incubateur d'innovation sociale. Sa vocation est de faire émerger et d'accompagner des projets innovants dans le domaine de l'économie sociale et solidaire sur l'ensemble du territoire de Midi-Pyrénées, hors l'agglomération toulousaine, qui dispose de son propre dispositif.

EC'LR
http://energie-partagee.org/nous-decouvrir/les-reseaux-regionaux/eclr-reseau-regional-denergie-citoyenne-en-languedoc-roussillon/
Le réseau fédère associations, collectivités et sociétés de projets coopératives qui portent des projets citoyens d'énergies renouvelables et/ou de maîtrise de l'énergie.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

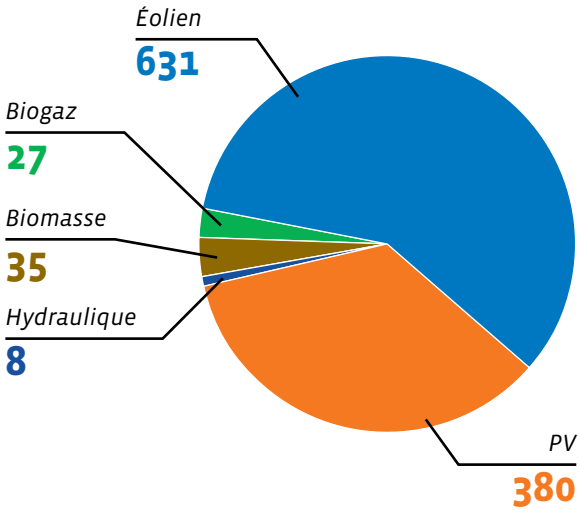
PAYS DE LA LOIRE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

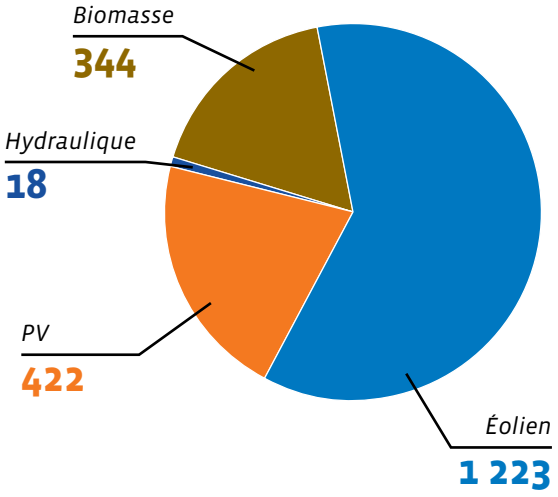
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
1 081 MW	2 007 GWh	8 %	+ 895 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
14 MW	1 750 MW	650 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
0 MW	18 300 MW	2 600 MW	26 600 MW

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

LA RÉGION EN ACTION

S2E2 Smart Electricity Cluster
www.s2e2.fr
Pôle de compétitivité rassemblant des entreprises, des centres de recherche et des établissements de formation intervenant dans les domaines des technologies de l'énergie électrique et des smart grids au service de la gestion de l'énergie. Ce pôle a été réalisé en commun avec les anciennes régions Pays de la Loire, Centre et Limousin (Pays de la Loire, Centre-Val de Loire, Nouvelle-Aquitaine).

Vendée Énergie
www.sydev-vendee.fr
La société d'économie mixte créée en 2012 par le Syndicat départemental d'énergie et d'équipement de la Vendée (Sydev).

Anjou Énergies Renouvelables (Sem AER)
www.sieml.fr
Société d'économie mixte créée en 2010 par le Syndicat intercommunal d'énergies du Maine-et-Loire (SIEML).

Alter Energies
www.anjouloireterritoire.fr
Alter énergies investit dans les énergies renouvelables en exploitant des centrales photovoltaïques et en développant l'éolien.

Dispositif Régionale d'Observation partagée de l'énergie et du climat (Dropec)
www.dropec.fr
Le Dropec suit la situation énergétique et climatique de la région des Pays de la Loire. C'est un outil d'aide à la décision pour la mise en œuvre des politiques locales et régionales de l'énergie et du climat et sensibiliser les populations aux enjeux climatiques et énergétiques.

Energies Citoyennes en Pays de la Loire
www.eolien-citoyen.fr/reseau-energies-citoyennes-en-pays-de-la-loire-accueil.html
Le réseau fédère associations, collectivités et sociétés de projets coopératives qui portent des projets citoyens d'énergies renouvelables et/ou de maîtrise de l'énergie.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR
Réseaux citoyens

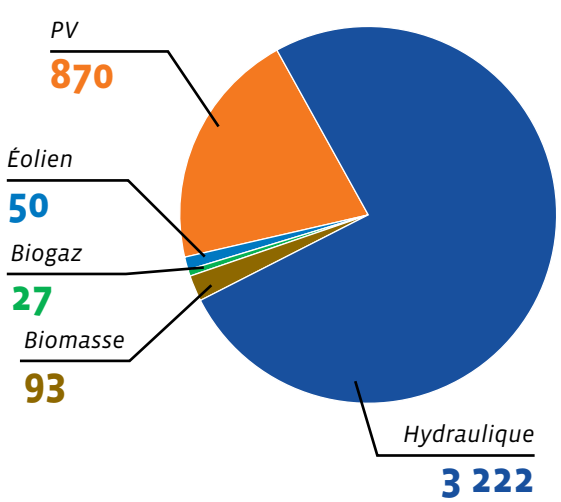
PROVENCE-ALPES-CÔTE D'AZUR

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

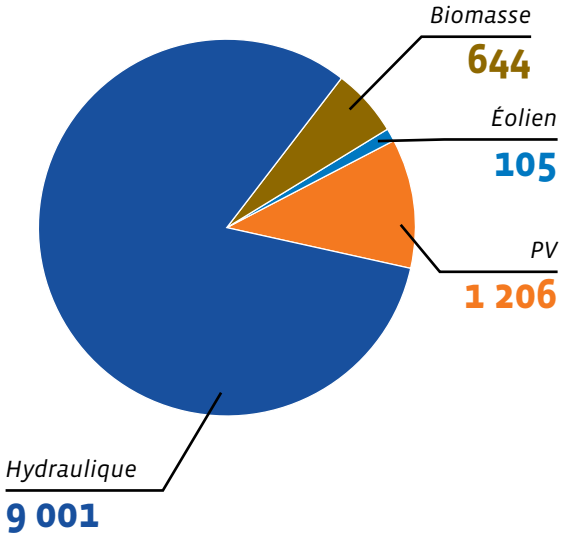
Capacité ENR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
4 262 MW	10 956 GWh	29 %	+ 6 960 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
3 275 MW	545 MW	2 300 MW

Gisement hydraulique 2050	Gisement éolien 2050	Gisement PV au sol 2050	Gisement PV sur toiture 2050
3 200 MW	3 300 MW	3 200 MW	22 200 MW

LA RÉGION EN ACTION

Observatoire régional de l'énergie (ORECA)
www.oreca.regionpaca.fr
Bilan énergétique régional (tableau de bord), réalisation d'études spécifiques, soutien aux structures (collectivités, bureaux d'études, associations…), à la recherche de données statistiques sur l'énergie en région Provence-Alpes-Côte d'Azur.

Agence régionale pour l'environnement Provence-Alpes-Côte d'Azur (Arpe Paca)
www.arpe-paca.org
Initiation et accompagnement au montage de projets environnement, étude et validation de nouveaux procédés d'intervention pour sensibiliser, informer et animer.

Sem Seve (Soleil, eau, vent, énergie)
www.puysaintandre.fr
Société d'économie mixte créée en 2011 par la commune de Puy-Saint-André (Hautes-Alpes).

Pôle de compétitivité mer Mediterranée
www.polemermediterranee.com
Le pôle mer entend établir en région Provence-Alpes-Côte d'Azur un pôle d'excellence pour les entreprises et les centres de recherche et de formation, avec le bassin méditerranéen comme territoire d'expérimentation, dont celles spécialisées dans les énergies marines renouvelables.

Pôle de compétitivité Capenergies
www.capenergies.fr
Regroupe plus de 400 acteurs présents en Paca, en Corse, à Monaco ainsi que sur les îles de la Guadeloupe et de la Réunion, représentant l'ensemble de la palette des énergies concernées, des PME-PMI et TPE aux grands groupes industriels en passant par les laboratoires et organismes de recherche ainsi que les centres de formation.

Hydro 21
www.hydro21.org
Association de promotion du potentiel et des compétences de la région grenobloise en hydraulique et hydroélectricité. Hydro 21 regroupe bureaux d'études, écoles d'ingénieurs, laboratoires universitaires et laboratoires privés ou centres de recherche.

Énergie Partagée en Provence-Alpes-Côte d'Azur
www.energie-partagee.org
Le réseau fédère associations, collectivités et sociétés de projets coopératives qui portent des projets citoyens d'énergies renouvelables.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

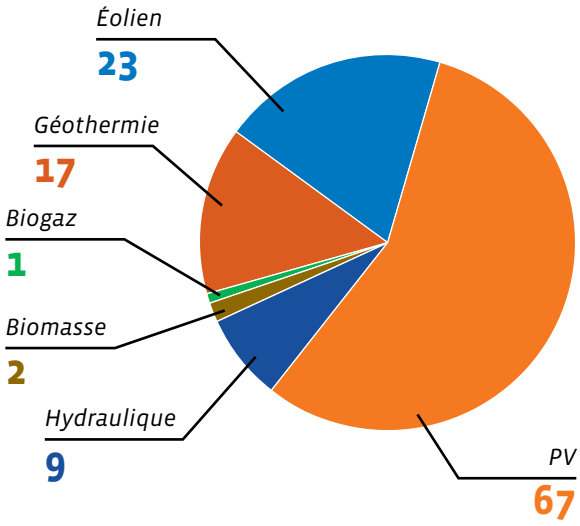
GUADELOUPE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

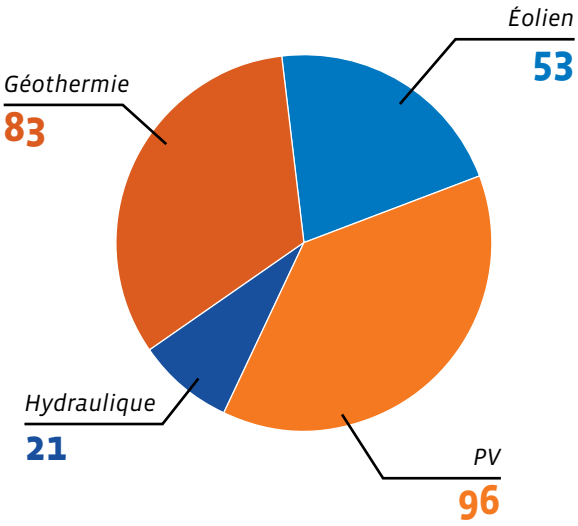
Capacité EnR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
119 MW	253 GWh	14 %	+ 47 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
14 MW	66 MW	90 MW

LA RÉGION EN ACTION

Politique énergétique en région Guadeloupe
www.guadeloupe-energie.gp

Observatoire Régional de l'Energie et du Climat (OREC)
www.guadeloupe-energie.gp
Observatoire au service des politiques publiques, notamment lors de l'élaboration et la révision des documents de planification régionaux (PRERURE, SRCAE, SRIT, PCET etc...) ainsi que les contractualisations territoriales (Programme opérationnel FEDER 2014-2020, contractualisation Etat-ADEME-Région-Département).

Energie du Nord Basse Terre
www.environnement-canbt.org
Constituée en 2015, la Société d'Économie Mixte Énergie du Nord Basse-Terre se veut un outil performant au service des projets de développement des énergies renouvelables sur le territoire, qu'ils soient d'initiative publique ou privée.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

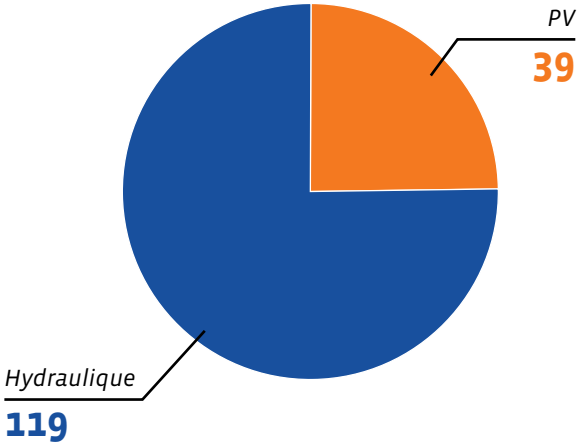
GUYANE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

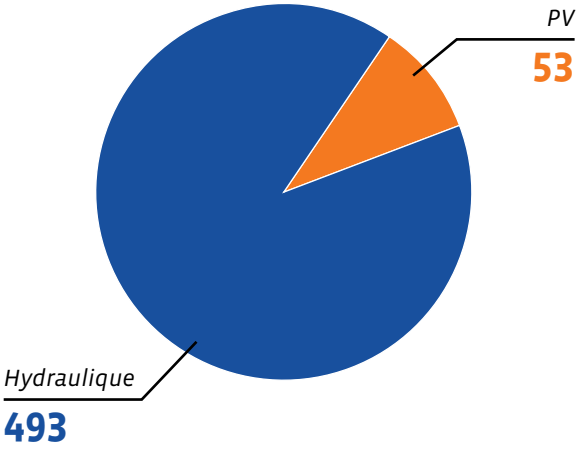
Capacité EnR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
159 MW	546 GWh	59 %	+ 21 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
130 MW	40 MW	31,8 MW

LA RÉGION EN ACTION

Groupement des entreprises en énergies renouvelables de Guyane (Generg)

www.aquaa.fr

Regroupement d'entreprises œuvrant dans le secteur des énergies renouvelables. Promotion des entreprises, des techniques et des productions de ses membres, mettant en application les énergies renouvelables et la maîtrise de l'énergie en Guyane.

Association Guyane Energie-Climat (GEC)

www.gec-guyane.fr

Le GEC participe à la connaissance de la situation énergétique et des émissions de gaz à effet de serre du Guyane. Il centralise les données énergies-climat et de facilite leur mise à disposition auprès des acteurs régionaux.

Association Guyane Energie-Climat (GEC)

www.gec-guyane.fr

Le GEC participe à la connaissance de la situation énergétique et des émissions de gaz à effet de serre du Guyane. Il centralise les données énergies-climat et de facilite leur mise à disposition auprès des acteurs régionaux.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie

Associations de promotion des énergies renouvelables

Agences régionales de l'environnement et de l'énergie

Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises

Objectifs et programmes régionaux

SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*

Réseaux citoyens

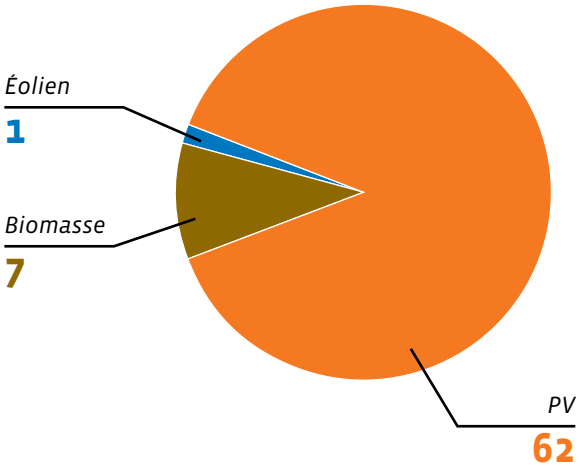
MARTINIQUE

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

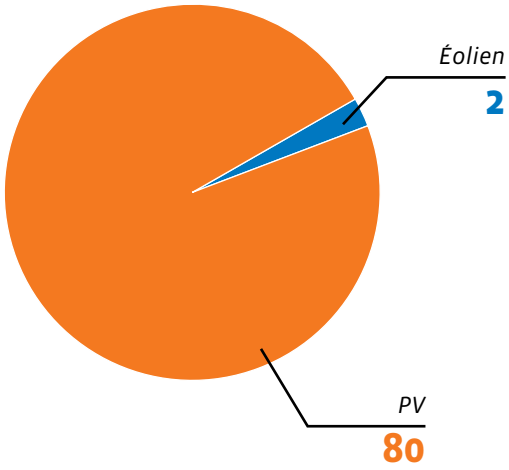
Capacité EnR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
70 MW	82 GWh	5 %	+ 36 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



Biomasse : non disponible.

OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
0,5 MW	40 MW	130 MW

LA RÉGION EN ACTION

Observatoire Martiniquais de l'Energie et des Gaz à effet de serre (OMEGA)
www.energie.mq/observatoire
OMEGA, est un outil d'aide au pilotage pour atteindre les objectifs d'autonomie énergétique fixés par le Grenelle de l'environnement.

Energie de Martinique
www.energiedemartinique.com
La société d'économie mixte « Energie de Martinique » a pour mission de contribuer au développement de la filière énergétique en Martinique et dans les Caraïbes. Son objectif est de réduire la dépendance énergétique de la Martinique, tout en représentant une source de revenus pour les collectivités. Elle a aussi vocation à soutenir les investissements majeurs nécessaires au développement des projets emblématiques de l'île.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR
Réseaux citoyens

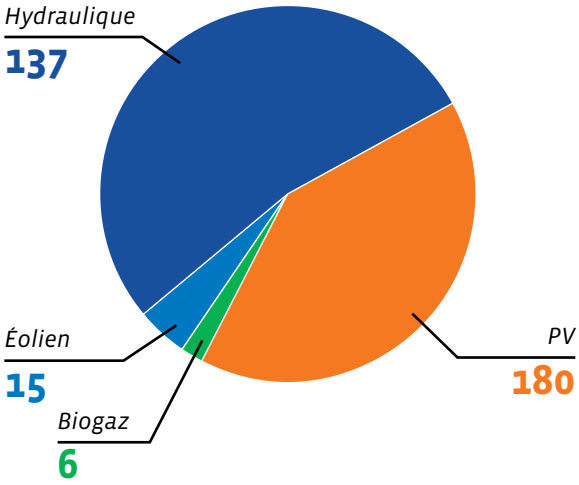
RÉUNION

CHIFFRES CLÉS ÉLECTRICITÉ RENOUVELABLE 2015

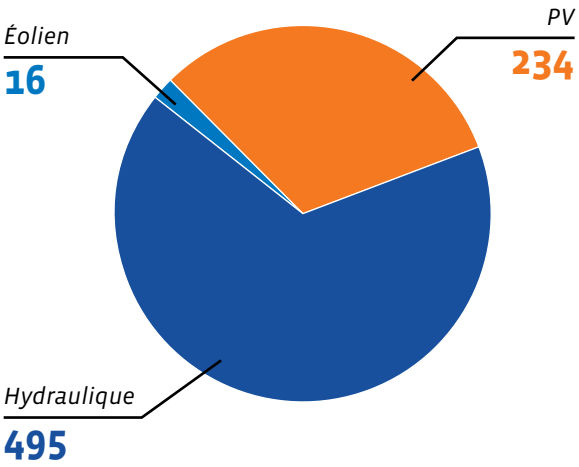
Capacité EnR électrique installée	Production EnR	Taux de couverture EnR de la consommation électrique	Puissance EnR raccordée 2010-2015
338 MW	745 GWh	25 %	+ 99 MW

PUISSANCES ET PRODUCTIONS 2015

Répartition du parc EnR électrique régional (MW)



Production électrique régionale des filières EnR (GWh)



Biomasse : non disponible.

OBJECTIFS ET GISEMENTS

Objectif SRCAE hydraulique 2020	Objectif SRCAE éolien 2020	Objectif SRCAE PV 2020
180 MW	35 MW	250 MW

LA RÉGION EN ACTION

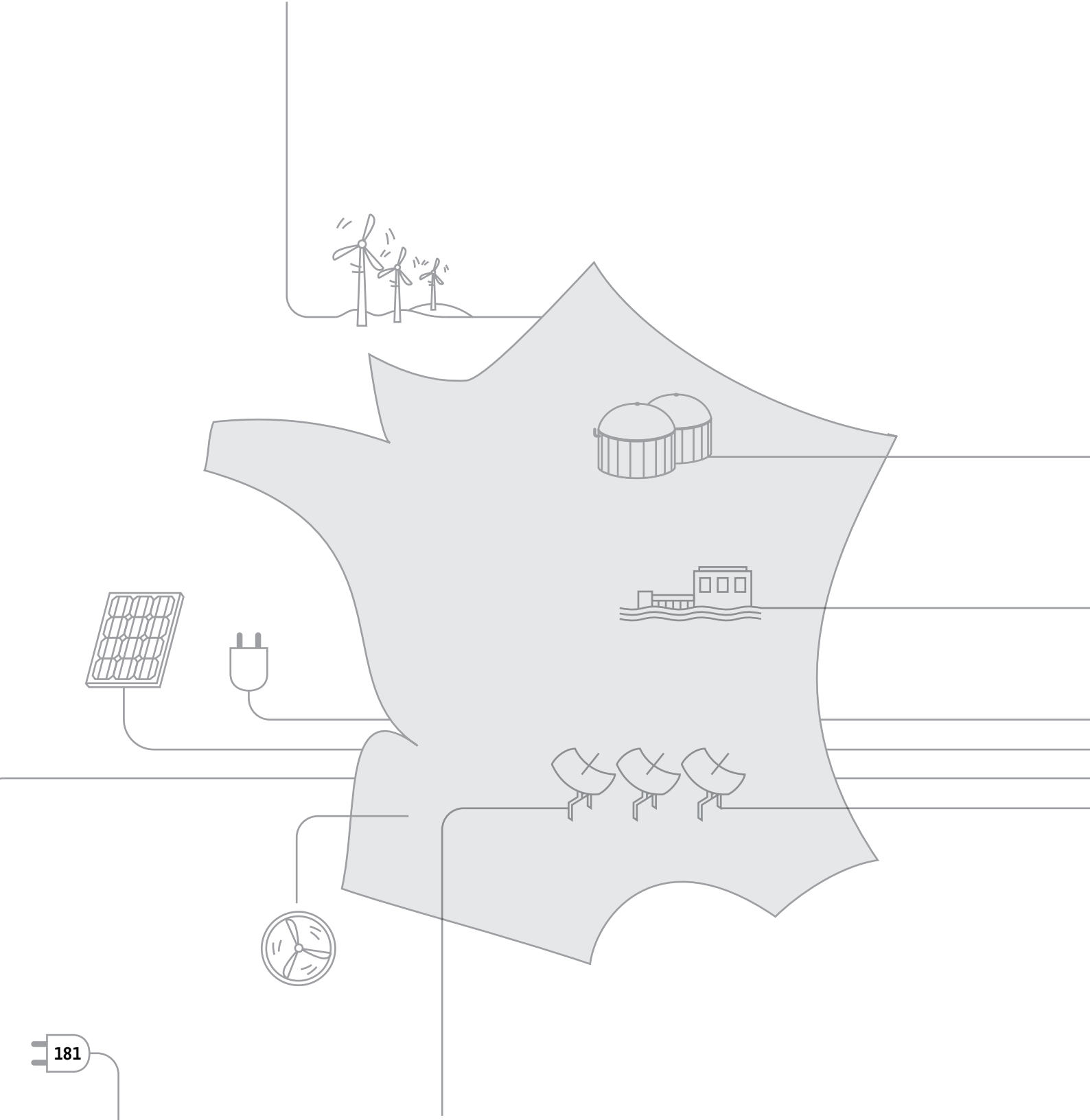
Agence régionale de l'énergie Réunion (Arer)
www.arer.org
Site d'information à destination du grand public et des entreprises sur l'énergie à la Réunion. Des informations sur le niveau de développement des énergies renouvelables sont disponibles sur le site.

Temergie (Technologies des énergies maîtrisées, énergies renouvelables et gestion isolée de l'énergie de la Réunion)
www.temergie.com
Groupement d'entreprises, de laboratoires de recherche, d'organismes de formation, d'associations et de collectivités en faveur de l'émergence de projets collaboratifs d'innovation.

Energies Réunion
www.energies-reunion.com
Son rôle : accompagner les collectivités locales actionnaires dans le développement de projets concrets aux enjeux énergétiques. Ses domaines d'action sont la maîtrise de la demande en énergie, les énergies nouvelles, l'observation, la gouvernance, l'information et la sensibilisation.

Observatoires régionaux de l'environnement et de l'énergie
Associations de promotion des énergies renouvelables
Agences régionales de l'environnement et de l'énergie
Pôles de compétitivité, clusters d'entreprises
Objectifs et programmes régionaux
SEM *Sociétés d'économie mixte ayant des actifs EnR*
Réseaux citoyens

Retour au sommaire



LEXIQUE ET SOURCES

Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie (Ademe)
Sa mission est d'animer, coordonner, faciliter ou réaliser des opérations ayant pour objets la protection de l'environnement, la maîtrise de l'énergie et le développement des énergies renouvelable sur le territoire nationale.

Agrégateur
Achète l'électricité de petits producteurs et la revend sur le marché.

Biométhane
Gaz riche en méthane provenant de l'épuration du biogaz issu de la fermentation de matières organiques. Il peut être utilisé dans une chaudière, comme carburant de véhicules ou être injecté dans le réseau de transport de gaz naturel.

Commission de régulation de l'énergie (CRE)
La CRE est une autorité administrative indépendante chargée de veiller au bon fonctionnement des marchés de l'électricité et du gaz en France.

Cogénération
Production simultanée de deux formes d'énergie différentes au sein du même processus de production. Le cas le plus fréquent est la production d'électricité et de chaleur, la chaleur étant issue de la production électrique.

Coût actualisé de l'énergie (LCOE pour levelized cost of electricity)
Correspond au coût du système (investissement actualisé + coûts opérationnels) divisé par la production électrique (le nombre de kWh) qu'il produira sur toute sa durée de vie.

Direction générale de l'énergie et du climat (DGEC, ex-Dideme, Direction de la demande et des marchés énergétiques)
La DGEC définit et met en œuvre la politique française relative à l'énergie, aux matières premières énergétiques ainsi qu'à la lutte contre le changement climatique et la pollution atmosphérique.

Digestat
Résidu solide ou liquide pâteux composé d'éléments organiques non dégradés et de minéraux issus du processus de méthanisation de matières organiques.

Entreprises locales de distribution (ELD)
Les ELD sont des entreprises créées par les collectivités locales pour exploiter les réseaux de distribution.

Guichet ouvert
Un développeur de projet passe par une procédure en guichet ouvert lorsqu'il peut déposer son projet pour analyse à n'importe quel moment, sans avoir à attendre un appel d'offres.

LEXIQUE

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

GWh
Abréviation de gigawatt-heure (tera = 109).

Haute chute et basse chute
Une centrale hydroélectrique de haute chute utilise une chute d'eau de plus de 50 mètres. À l'inverse, les centrales basse chute sont sous ce seuil.

MWh
Abréviation de mégawatt-heure (méga = 106). 1 MWh = 0,086 tep, sauf pour l'électricité géothermie (1 MWh = 0,86 tep).

Module photovoltaïque
Assemblage de cellules photovoltaïques interconnectées, complètement protégé de l'environnement.

Plan Climat-air-énergie territorial (PCAET)
Outil de planification qui a pour but d'atténuer le changement climatique, de développer les énergies renouvelables et maîtriser la consommation d'énergie. Les collectivités sont incitées à développer ce plan pour mener une politique climatique et énergétique locale. À partir de 2017, il sera porté par les intercommunalités de plus de 20 000 habitants, afin d'éviter les chevauchements territoriaux.

Programmation pluriannuelle de l'énergie (PPE)
Il s'agit du nouvel outil de pilotage fixant les priorités d'action des pouvoirs publics dans le domaine de la transition énergétique, conformément aux engagements pris dans la loi relative à la transition énergétique pour la croissance verte. Ce document a remplacé la PPI.

Réseau électrique
Ensemble d'infrastructures permettant d'acheminer l'énergie électrique. Il est constitué de lignes électriques.

Service de l'observation et des statistiques (SOeS)
Le SOES est rattaché au Commissariat général au développement durable (CGDD). Il assure, depuis le 10 juillet 2008, les fonctions de service statistique pour les domaines de l'environnement (ex-Ifen), de l'énergie (ex-Observatoire de l'énergie), de la construction, du logement et des transports (ex-SESP).

Substrat
Type de déchets valorisés dans un processus de méthanisation pour la production de biogaz. Ceux-ci peuvent être d'origine agricole (lisiers, fumiers), venir de l'industrie agroalimentaire (résidus de distillation, marc, déchets de brasserie, graisse alimentaire), de stations de traitement des eaux (boues de Step), de déchets ménagers organiques, de déchets verts, etc.

Taux de rentabilité interne (TRI)
Mesure de la performance d'un investissement, exprimé en pourcentage. Un investissement est dit rentable lorsque le Tri est supérieur aux exigences de rentabilité des investisseurs.

Territoire à énergie positive pour la croissance verte (TEPCV)
Territoires lauréats de l'appel à initiatives du même nom lancé par le ministère de l'Environnement en septembre 2014. Ces territoires proposent un programme global pour un nouveau modèle de développement plus sobre, basé sur la réduction des besoins en énergie des habitants, des constructions, des activités économiques, des transports et des loisirs. Les TEPCV étaient au nombre de 355 au 1er août 2016.

Tonne d'équivalent pétrole (Tep)
Elle est l'unité conventionnelle permettant de réaliser des bilans énergétiques multi-énergie avec comme référence l'équivalence en pétrole. Elle vaut, par définition, 41,868 gigajoules (GJ), ce qui correspond au pouvoir calorifique d'une tonne de pétrole.

DÉCOUVREZ LES **3 JOURNAUX** DES ÉDITIONS OBSERV'ER

LE JOURNAL DES ÉNERGIES RENOUVELABLES

5 numéros par an
+ 40 envois *"L'Actu EnR"*
(newsletter hebdo dédiée aux EnR)

www.journal-enr.org

LE JOURNAL DU PHOTOVOLTAÏQUE RÉSEAU & AUTOCONSOMMATION

5 numéros par an
+ 40 envois *"L'Actu PV"*
(newsletter hebdo dédiée au photovoltaïque)

www.journal-photovoltaique.org

LE JOURNAL DE L'ÉOLIEN ONSHORE & OFFSHORE

5 numéros par an
+ 40 envois *"L'Actu Éolien"*
(newsletter hebdo dédiée à l'éolien)

www.journal-eolien.org

Abonnement sur : librairie-energies-renouvelables.org

ORGANISMES

- Ademe (Agence de l'environnement et de la maîtrise de l'énergie)
- AFPG (Association française des professionnels de la géothermie)
- ATEE Club Biogaz
- Amorce (Association nationale des collectivités, des associations et des entreprises pour la gestion des déchets, de l'énergie et des réseaux de chaleur)
- Baromètres EurObserv'ER
- BPIfrance
- BRGM (Bureau de recherches géologiques et minières)
- Cewep (Confederation of European Waste-to-Energy Plants)
- Cibe (Comité interprofessionnel du bois énergie)
- Cniid (Centre national d'information indépendante sur les déchets)
- CRE (Commission de régulation de l'énergie)
- DCNS (Direction des chantiers navals)
- Le réseau des Dreal (directions régionales de l'environnement, de l'aménagement et du logement)
- ERDF (Électricité réseau distribution France)
- EDF SEI (Électricité de France Systèmes électriques insulaires)
- Enerplan (Syndicat des professionnels de l'énergie solaire)
- ÉS Géothermie (Électricité de Strasbourg géothermie)
- ESHA (Europea Small Hydropower Association)
- Estela Solar (European Solar Thermal Electricity Association)
- Ewea (European Wind Energy Association)
- La FEE (France Énergie éolienne)
- France Énergies marines
- France Hydroélectricité
- France Territoire solaire
- Hespul
- Ifremer (l'Institut français de recherche pour l'exploitation de la mer)
- Ministère de l'Économie, des Finances et de l'Industrie
- Ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie
- Observ'ER – *Le Journal de l'Éolien*
- Observ'ER – *Le Journal du Photovoltaïque*
- Observ'ER – *Le Journal des Énergies Renouvelables*
- Qualit'EnR
- RTE (Réseau transport électricité)
- SER (Syndicat des énergies renouvelables)
- SNCU (Syndicat national du chauffage urbain)
- SOeS (Service de l'observation et des statistiques)
- Solagro
- SVDU (Syndicat national du traitement et de la valorisation des déchets urbains)
- UFE (Union française de l'électricité)

LISTE DES SOURCES UTILISÉES

Observ'ER
Le Baromètre 2016
des énergies renouvelables
électriques en France

Sites Internet

- www.ademe.fr
- www.actu-environnement.com
- www.afpg.asso.fr
- www.arer.org
- www.amorce.asso.fr
- www.biogaz.atee.fr
- www.biogazvallee.eu
- www.bpifrance.fr
- www.brgm.fr
- www.cewep.eu
- www.cibe.fr
- www.cluster-maritime.fr
- www.zerowastefrance.org
- www.cnr.tm.fr
- www.cogenerationbiomasserhonealpes.org
- www.cre.fr
- www.cythelia.fr
- www.dcnsgroup.com
- www.developpement-durable.gouv.fr
- www.economie.gouv.fr
- www.enerplan.asso.fr
- www.energiesdelamer.blogspot.com
- www.energie-plus.com
- www.energies-renouvelables.org
- www.enr.fr
- www.erdfdistribution.fr
- www.eurobserv-er.org
- www.ewea.org
- www.fee.asso.fr
- www.france-energies-marines.org
- www.france-hydro-electricite.fr
- www.france.edf.com
- www.geothermie-perspectives.fr
- www.geothermie-soultz.fr
- www.greenunivers.com
- www.iea-pvps.org
- www.ifremer.fr
- www.injectionbiomethane.fr
- www.observatoire-energie-photovoltaique.com
- www.openhydro.com
- www.photovoltaique.info
- www.pole-mer-bretagne-atlantique.com
- www.polemermediterranee.com
- www.promes.cnrs.fr
- www.pv-financing.eu
- www.rte-france.com
- www.sei.edf.com
- www.solagro.org
- www.statistiques.developpement-durable.gouv.fr
- www.ufe-electricite.fr

Publications

Toutes filières

- *Bilan énergétique de la France pour 2015,* SOeS, 2016
- *Chiffres clés de l'énergie. Édition 2015,* Commissariat général au développement durable, 2016
- *Compétitivité et emploi filière solaire en France : état des lieux et prospective 2023,* icare & consult, 2016
- *Étude du cadre législatif et réglementaire applicable au financement participatif des énergies renouvelables,* Ademe, 2015
- *Étude sur le potentiel du stockage d'énergies,* DGCI – ATEE – Ademe 2013
- *Feuille de route pour l'éolien en mer, 15 000 MW en 2030,* SER 2013
- *Installations de production raccordées au réseau géré par Enedis par région administrative,* Enedis, 2016
- *Marchés et emplois liés à l'efficacité énergétique et aux énergies renouvelables : situation 2013-2014 et perspectives à court terme,* Ademe, 2016
- *Programmation pluriannuelle de l'énergie,* ministère de l'Écologie, du Développement durable et de l'Énergie, 2016

- *Panorama de l'électricité renouvelable au 30 septembre 2016,* RTE, SER, ERDF, ADEeF, 2016
- *Panorama de l'électricité renouvelable en 2015,* RTE, SER, ERDF, ADEeF, 2016
- *Quelle intégration territoriale des énergies renouvelables participatives ?,* Ademe, 2016
- *Raccordement des producteurs au réseau public toutes tensions : BT, HTA et HTB – Dom et territoires insulaires,* EDF SEI, 2016
- *Vers un mix e_lectrique 100 % renouvelable en 2050,* Ademe, 2015

Biomasse

- *Biométhane, et votre territoire devient source d'énergie,* GrDF, 2013
- *L'État des lieux de la filière biogaz en France,* ATEE Club Biogaz – E-Cube Strategy Consultant, 2015
- *Montage de projet de méthanisation – Recueil de recommandations et retour d'expériences,* Agence régionale de l'énergie Rhône-Alpes – Ademe, décembre 2015
- *Tableau de bord du biogaz,* CGDD, troisième trimestre 2016

Éolien

- *Observatoire de l'éolien, Analyse du marché et des emplois éoliens en France en 2015,* FEE – BearingPoint, 2016
- *Tableau de bord de l'éolien,* CGDD, troisième trimestre 2016
- *Observatoire des coûts de l'éolien terrestre,* France Énergie éolienne et Pöyry Managing, 2016

Solaire

- *Observatoire de l'énergie photovoltaïque en France,* France Territoire solaire, 2016
- *Tableau de bord du photovoltaïque,* CGDD, troisième trimestre 2016
- *Guide de mise en œuvre de projets PV en France,* PV Financing, octobre 2016
- *Filière photovoltaïque française : bilan, perspectives et stratégie,* Ademe, septembre 2015

Hydroélectrique

- *Évaluation de l'impact économique de la filière hydroélectrique française,* Le Bipe, 2013
- *Cahier des charges de l'appel d'offres portant sur la réalisation et l'exploitation d'installations hydroélectriques,* Commission de régulation de l'énergie, avril 2016

EMR

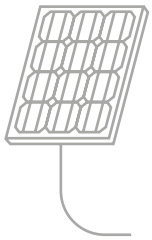
- *Énergies marines renouvelables – Étude méthodologique des impacts environnementaux et socio-économiques,* Medde, 2012
- *Énergies renouvelables marines – Synthèse d'une étude prospective à l'horizon 2030,* Ifremer, 2011

Géothermie

- *Le Savoir-faire français dans le domaine de la géothermie,* Ademe 2013

Ce document est téléchargeable au format PDF sur :

- *www.energies-renouvelables.org*
- *www.fnccr.asso.fr*



RENSEIGNEMENTS ET INFORMATIONS

Pour de plus amples renseignements sur le Baromètre des énergies renouvelables électriques en France, veuillez contacter :

Diane Lescot ou Frédéric Tuillé

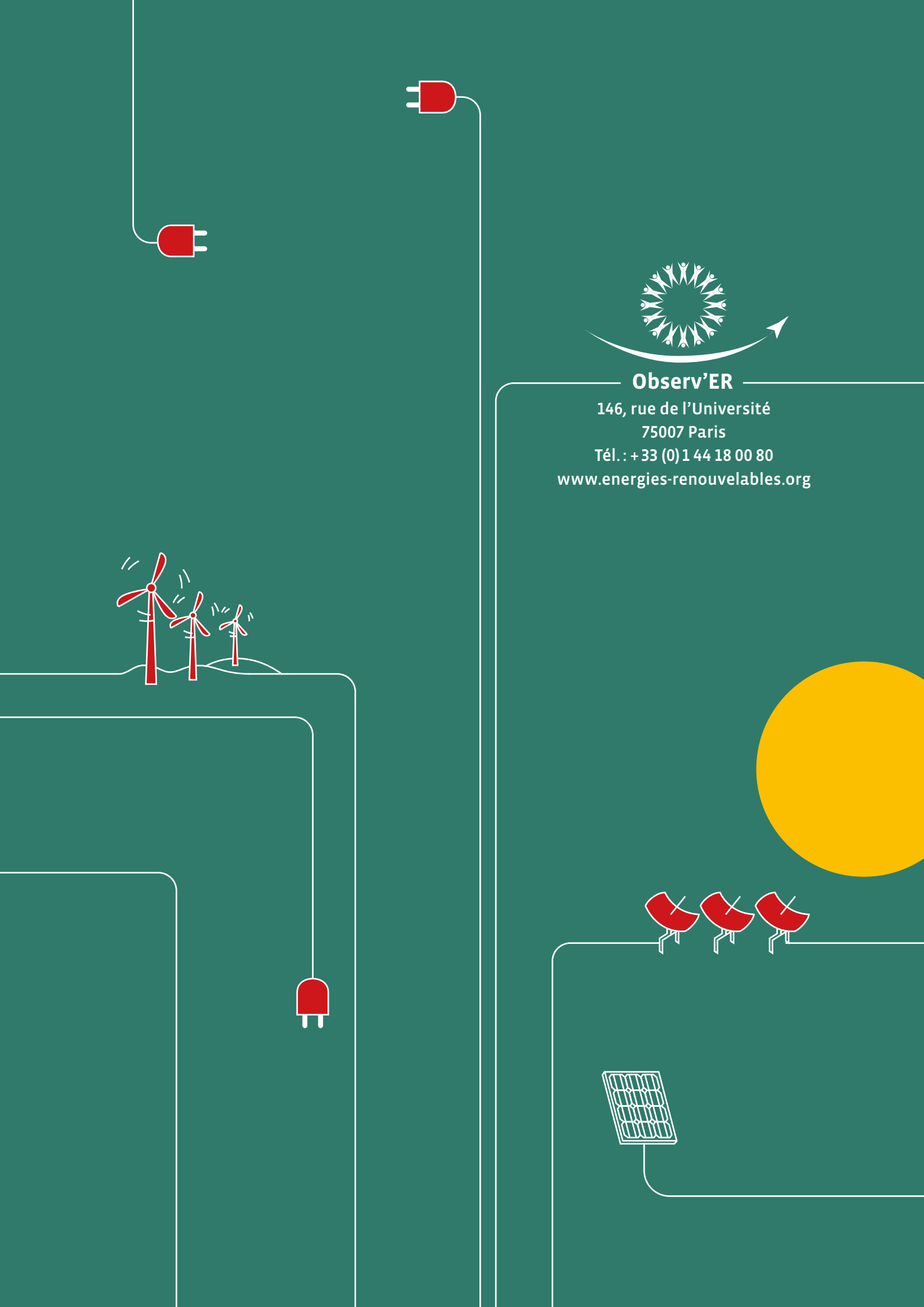
OBSERV'ER
146, rue de l'Université
75007 Paris

TÉL.
+ 33 (0) 1 44 18 00 80

FAX
+ 33 (0) 1 44 18 00 36

E-MAIL
observ.er@energies-renouvelables.org

INTERNET
www.energies-renouvelables.org



Observ'ER
146, rue de l'Université
75007 Paris
Tél. : +33 (0)1 44 18 00 80
www.energies-renouvelables.org